



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

**ESTUDIO DE MEJORA DE LA CALIDAD DE SUMINISTRO DE ENERGÍA EN EL ÁREA ESTE DEL  
DEPARTAMENTO DE GUATEMALA POR MEDIO DE LA RECONFIGURACIÓN Y AUTOMATIZACIÓN  
DE LAS LÍNEAS DE LA SUBESTACIÓN DE OPERACIÓN GUATEMALA ESTE 69 KV, EN LA  
EMPRESA TRANSPORTISTA ELÉCTRICA CENTROAMERICANA S. A. TRELEC**

**Gerson Armando Arredondo Pérez**

Asesorado por el Ing. Joaquín Efraín Meza García

Guatemala, julio de 2014

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ESTUDIO DE MEJORA DE LA CALIDAD DE SUMINISTRO DE ENERGÍA EN EL ÁREA ESTE DEL  
DEPARTAMENTO DE GUATEMALA POR MEDIO DE LA RECONFIGURACIÓN Y AUTOMATIZACIÓN  
DE LAS LÍNEAS DE LA SUBESTACIÓN DE OPERACIÓN GUATEMALA ESTE 69 KV, EN LA  
EMPRESA TRANSPORTISTA ELÉCTRICA CENTROAMERICANA S. A. TRELEC**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
POR

**GERSON ARMANDO ARREDONDO PÉREZ**  
ASESORADO POR EL ING. JOAQUÍN EFRAÍN MEZA GARCÍA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

**INGENIERO ELECTRICISTA**

GUATEMALA, JULIO DE 2014

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA  
FACULTAD DE INGENIERÍA



**NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA**

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Ing. Alfredo Enrique Beber Aceituno
VOCAL II	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL III	Inga. Elvia Miriam Ruballos Samayoa
VOCAL IV	Br. Narda Lucía Pacay Barrientos
VOCAL V	Br. Walter Rafael Véliz Muñoz
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

**TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO**

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Jonatan Natanael Requena Gómez
EXAMINADOR	Ing. Joaquín Efraín Meza García
EXAMINADOR	Ing. Armando Gálvez Castillo
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 DE MEJORA DE LA CALIDAD DE SUMINISTRO DE ENERGÍA EN EL ÁREA ESTE DEL DEPARTAMENTO DE GUATEMALA POR MEDIO DE LA RECONFIGURACIÓN Y AUTOMATIZACIÓN DE LAS LÍNEAS DE LA SUBESTACIÓN DE OPERACIÓN GUATEMALA ESTE 69 KV, EN LA EMPRESA TRANSPORTISTA ELÉCTRICA CENTROAMERICANA S. A. TRELEC**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha de octubre de 2011.



**Gerson Armando Arredondo Pérez**



Guatemala, 30 de mayo de 2014.  
Ref.EPS.DOC.658.05.14.

Ing. Silvio José Rodríguez Serrano  
Director Unidad de EPS  
Facultad de Ingeniería  
Presente

Estimado Ingeniero Rodríguez Serrano.


Por este medio atentamente le informo que como Supervisor de la Práctica del Ejercicio Profesional Supervisado (E.P.S.), del estudiante universitario **Gerson Armando Arredondo Pérez** de la Carrera de Ingeniería Eléctrica, con carné No. **200611101**, procedí a revisar el informe final, cuyo título es **“ESTUDIO DE MEJORA DE LA CALIDAD DE SUMINISTRO DE ENERGÍA EN EL ÁREA ESTE DEL DEPARTAMENTO DE GUATEMALA POR MEDIO DE LA RECONFIGURACIÓN Y AUTOMATIZACIÓN DE LAS LÍNEAS DE LA SUBESTACIÓN DE OPERACIÓN GUATEMALA ESTE 69 Kv, EN LA EMPRESA TRANSPORTISTA ELÉCTRICA CENTROAMERICANA, S.A. TRELEC”**.

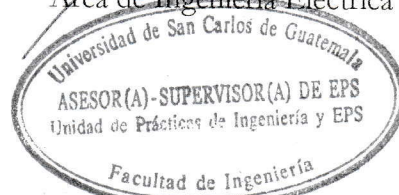
En tal virtud, **LO DOY POR APROBADO**, solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,

“Id y Enseñad a Todos”

  
Ing. Natanael Jonathan Requena Gómez  
Supervisor de EPS  
Área de Ingeniería Eléctrica



c.c. Archivo



Guatemala 30 de mayo de 2014.  
Ref.EPS.D.320.05.14.

Ing. Guillermo Antonio Puente Romero  
Director Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería  
Presente

Estimado Ingeniero Puente Romero.

Por este medio atentamente le envío el informe final correspondiente a la práctica del Ejercicio Profesional Supervisado, (E.P.S) titulado **"ESTUDIO DE MEJORA DE LA CALIDAD DE SUMINISTRO DE ENERGÍA EN EL ÁREA ESTE DEL DEPARTAMENTO DE GUATEMALA POR MEDIO DE LA RECONFIGURACIÓN Y AUTOMATIZACIÓN DE LAS LÍNEAS DE LA SUBESTACIÓN DE OPERACIÓN GUATEMALA ESTE 69 Kv, EN LA EMPRESA TRANSPORTISTA ELÉCTRICA CENTROAMERICANA, S.A. TRELEC"** que fue desarrollado por el estudiante universitario, **Gerson Armando Arredondo Pérez**, quien fue debidamente asesorado por el Ing. Joaquín Efraín Mesa García y supervisado por el Ing. Natanael Jonathan Requena Gómez.

Por lo que habiendo cumplido con los objetivos y requisitos de ley del referido trabajo y existiendo la aprobación del mismo por parte del Asesor y del Supervisor de EPS, en mi calidad de Directora apruebo su contenido solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,  
"Id y Enseñad a Todos"

Ing. Silvio José Rodríguez Serrano  
Director Unidad de EPS

SJRS/ra





FACULTAD DE INGENIERIA

Ref. EIME 27. 2014  
Guatemala, 28 de ABRIL 2014.

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 DE MEJORA DE LA CALIDAD DE SUMINISTRO DE ENERGÍA EN EL ÁREA ESTE DEL DEPARTAMENTO DE GUATEMALA POR MEDIO DE LA RECONFIGURACIÓN Y AUTOMATIZACIÓN DE LAS LÍNEAS DE LA SUBESTACIÓN DE OPERACIÓN GUATEMALA ESTE 69 Kv, EN LA EMPRESA TRANSPORTISTA ELÉCTRICA CENTROAMERICANA, S.A. TRELEC, del estudiante Gerson Armando Arredondo Pérez, que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.**

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,  
ID Y ENSEÑADA A TODOS

Ing. Francisco Javier González López  
Coordinador Área Potencia



SRO



FACULTAD DE INGENIERIA

REF. EIME 27. 2014.

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; GERSON ARMANDO ARREDONDO PÉREZ titulado: ESTUDIO DE MEJORA DE LA CALIDAD DE SUMINISTRO DE ENERGÍA EN EL ÁREA ESTE DEL DEPARTAMENTO DE GUATEMALA POR MEDIO DE LA RECONFIGURACIÓN Y AUTOMATIZACIÓN DE LAS LÍNEAS DE LA SUBESTACIÓN DE OPERACIÓN GUATEMALA ESTE 69 Kv, EN LA EMPRESA TRANSPORTISTA ELÉCTRICA CENTROAMERICANA, S.A. TRELEC, procede a la autorización del mismo.

Ing. Guillermo Antonio Puente Romero



GUATEMALA, 19 DE JUNIO 2014.





DTG. 361.2014

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 DE MEJORA DE LA CALIDAD DE SUMINISTRO DE ENERGÍA EN EL ÁREA ESTE DEL DEPARTAMENTO DE GUATEMALA POR MEDIO DE LA RECONFIGURACIÓN Y AUTOMATIZACIÓN DE LAS LÍNEAS DE LA SUBESTACIÓN DE OPERACIÓN GUATEMALA ESTE 69 KV, EN LA EMPRESA TRANSPORTISTA ELÉCTRICA CENTROAMERICANA S. A. TRELEC,** presentado por el estudiante universitario **Gerson Armando Arredondo Pérez,** y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, se autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:

Ing. Murphy Olimpo Paiz Recinos  
Decano

Guatemala, 28 de julio de 2014

/gdech



## **ACTO QUE DEDICO A:**

### **Dios**

Por ser el que me dio la vida, el que me ha brindado la protección incondicional, por ser el que desde la infancia estuvo a mi lado sin yo poderte ver, más sí sentir, allí estabas para apoyarme, corregirme y darme tu sabiduría, por eso a ti mi Jesús te dedico este acto y nada más te digo que te amo con todo mi corazón.

### **Mis padres**

Marco Antonio Arredondo, y Berta Pérez Túnchez de Arredondo por apoyarme, instruirme, velar por mi bienestar, desvelarse y darme amor incondicional, sin todo esto no hubiera logrado llegar a esta meta, muchas gracias, los amo.

### **Mi esposa e hijo**

Zonia Beatriz Castillo Dávila de Arredondo y David Armando Arredondo Castillo. A ti Zonia mi amor, por formar parte de mi vida, por comprenderme y apoyarme, gracias. Y a ti mi bebé, por ser el motivo de seguir adelante y para darte lo mejor de mi vida y hacer de ti una persona que ame a Dios y te profesionalices.

**Mis hermanos**

Marlon Josué Arredondo Pérez y Lendy Lorena Pérez Túnchez, por mostrar en cada momento apoyo y cariño hacia mi persona.

**Mi cuñada y  
mi sobrina**

Dafne Eunice Pivaral Soto de Arredondo, Katherine Mishell Pérez, por el aprecio y cariño incondicional.

## **AGRADECIMIENTOS A:**

### **Dios**

Por darme la vida y la oportunidad de lograr una meta más, por estar siempre incondicionalmente cuando lo necesite y porque estoy seguro y tengo la firme convicción que gracias a Él es que he logrado esta meta tan esperada.

### **Mi familia**

Por haber compartido decepciones y alegrías junto a mí en todo este tiempo en especial a: Zonia de Arredondo, David, Berta Pérez, Marco Antonio, Marlon Arredondo, Lendy y Katherine Pérez, Dafne Pivaral, Zenaida Dávila.

### **TRELEC**

En especial al Ing. Manuel Eduardo Arita, por darme la confianza y abrirme las puertas de la empresa para poder desarrollar el proyecto y utilizar los recursos necesarios para poder finalizarlo, gracias también por el apoyo, ya que en la trayectoria del proyecto siempre noté esa ayuda.

**Mi asesor**

Ing. Joaquín Meza, por todo el conocimiento trasladado a mi persona, por el tiempo que utilizó para revisar y corregir mi proyecto y por el apoyo moral y académico.

**Mis amigos**

Por su apoyo y por estar en las buenas y en las malas en mi carrera y trabajo, en especial a: Freddy Martínez, Manuel Enrique Pol, Luis Eduardo Hernández, José Marroquín, Helen de Meza, Erick Cotom, Alex Ardón, Melvin Rodríguez, Williams Morales, Sidney Gómez, Heber Rodríguez, Jorge Cortez y a todos mis amigos de la Unidad de Calidad del Servicio.

## ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES .....	IX
GLOSARIO .....	XXV
RESUMEN.....	XXXI
OBJETIVOS.....	XXXIII
INTRODUCCIÓN.....	XXXV
1. ANTECEDENTES DE TRANSPORTISTA ELÉCTRICA	
CENTROAMERICANA S. A.....	1
1.1. Historia de la empresa .....	1
1.2. Actividades de TRELEC S. A. ....	1
1.3. Estructura organizacional .....	3
1.4. Ubicación .....	4
1.5. Objetivo .....	6
2. INTERRUPTORES DE POTENCIA.....	7
2.1. Medio de extinción para el arco eléctrico .....	8
2.2. Mecanismos de operación.....	9
2.3. Soporte eléctrico y mecánico.....	9
2.4. Interruptores que utilizan la tecnología del gas SF <sub>6</sub> .....	10
2.4.1. Descomposición del gas SF <sub>6</sub> .....	12
2.4.2. Características físicas y eléctricas del hexafluoruro de azufre.....	13
2.4.3. Contaminación del gas SF <sub>6</sub> .....	13
2.4.4. Normas que rigen al SF <sub>6</sub> .....	14
2.4.5. Primer interruptor con gas SF <sub>6</sub> . ....	14

2.5.	Primera generación de interruptores en SF <sub>6</sub> .....	15
2.5.1.	Primer interruptor con gas SF <sub>6</sub> .....	15
2.5.2.	Interruptores de soplo.....	16
2.5.3.	Interruptores de auto soplado.....	17
2.6.	Segunda generación de interruptores en SF <sub>6</sub> .....	18
2.7.	Tercera generación de interruptores en SF <sub>6</sub> .....	19
2.8.	Recierre automático.....	20
2.9.	Recierre del interruptor .....	21
2.10.	Tiempos de operación .....	21
2.11.	Efectos causados por la interrupción de corriente .....	23
2.12.	Transitorios .....	23
2.12.1.	Transitorios electromagnéticos y electromecánicos.....	24
3.	SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.....	27
3.1.	Tipos de subestaciones eléctricas.....	28
3.1.1.	Subestaciones de transformación .....	28
3.1.1.1.	Subestaciones transformadoras elevadoras.....	29
3.1.1.2.	Subestaciones transformadoras reductoras.....	29
3.1.2.	Subestaciones de maniobra .....	30
3.2.	Equipos de potencia utilizados en subestaciones eléctricas y las características .....	30
3.2.1.	Transformadores trifásicos de potencia .....	31
3.2.1.1.	Parte activa.....	31
3.2.1.2.	Parte pasiva.....	32
3.2.1.3.	Accesorios.....	33
3.2.2.	Transformadores de corriente .....	34

3.2.3.	Transformadores trifásicos de tensión .....	36
3.2.4.	Seccionador .....	37
3.2.4.1.	Componentes y clasificación de seccionadores .....	38
3.2.5.	Interruptores de potencia.....	42
3.2.5.1.	Tipos de interruptores .....	43
3.2.6.	Pararrayos .....	45
3.2.6.1.	Tipos de pararrayos.....	47
3.3.	Relación entre la tensión y la corriente de una línea de transmisión.....	48
3.3.1.	Representación de las líneas de transmisión.....	50
3.3.2.	Líneas de transmisión cortas.....	52
3.3.3.	Línea de longitud media .....	55
3.3.4.	Líneas de transmisión larga.....	55
3.3.5.	Circuito equivalente de una línea larga .....	56
3.3.6.	Flujos de potencia a través de una línea de transmisión.....	58
3.4.	Representación de los sistemas de potencia .....	61
3.4.1.	Diagrama unifilar.....	61
3.4.2.	Diagramas de impedancia y reactancia .....	65
3.4.3.	Cantidades por unidad.....	69
3.4.4.	Cambio de base para los valores por unidad.....	74
3.4.5.	Selección de la base para los valores por unidad...	75
3.4.6.	Ventajas de los cálculos por unidad .....	76
3.4.7.	Cuadros de cálculo C.C. (corriente continua) .....	77
3.4.8.	Métodos de cálculo.....	81
3.5.	Flujos de carga.....	82
3.5.1.	Datos para los estudios de cargas .....	83
3.5.2.	Método de Gauss-Seidel .....	84



3.5.3.	Método de Newton – Raphson .....	86
3.5.4.	Programa computarizado digital.....	87
3.5.5.	Información obtenida de un estudio de carga .....	88
3.5.6.	Resultados numéricos .....	90
3.6.	Protecciones en líneas de transmisión.....	91
3.6.1.	Protección direccional de sobrecorriente en líneas de transmisión.....	92
3.6.2.	Polarización de relevadores direccionales de sobrecorriente.....	94
3.6.3.	Relevadores direccionales de sobrecorriente de tierra.....	96
3.6.4.	Impedancia mutua de secuencia cero.....	97
3.6.5.	Relevadores de distancia .....	99
3.6.6.	Diagrama R- X.....	101
3.6.7.	Curva característica de un relevador de distancia.....	101
3.6.8.	Funcionamiento de los relevadores electromecánicos, ecuación general de un relevador .....	101
3.6.9.	Ecuación de toque de relevadores de distancia tipo MHO electromecánicos .....	102
3.6.10.	Ecuación de torque para relevadores electromecánicos de distancia tipo OHM (reactancia).....	105
3.6.11.	Curva característica de relevadores de distancia tipo MHO de estado sólido (discretos) .....	107
3.6.12.	Comparadores .....	108
3.6.13.	Relevadores de distancia con componentes discretos.....	112

3.6.14.	Ampliación de relevadores de distancia a la protección de líneas de transmisión .....	114
3.6.15.	Valores de impedancia para ajustar relevadores de distancia.....	116
3.6.16.	Infeed en relevadores de distancia.....	117
4.	<b>APLICACIÓN: RECONFIGURACIÓN Y AUTOMATIZACIÓN DE LAS LÍNEAS DE LA SUBESTACIÓN DE OPERACIÓN GUATEMALA ESTE 69 KV.</b> .....	121
4.1.	Área de influencia del proyecto .....	121
4.2.	Situación de la red de transmisión.....	127
4.3.	Descripción del proyecto.....	137
4.3.1.	Ampliación de las líneas de transmisión Guatemala Este – Guadalupe 1 y 2 .....	137
4.3.2.	Nueva subestación de operación sector industrial 69 kV .....	140
4.3.3.	Nueva subestación de operación Rodríguez Briones 69 kV.....	142
4.3.4.	Nuevas líneas de transmisión de 69 kV Guatemala Este – Guadalupe 4 y 5,69 kV .....	144
4.4.	Descripciones de configuraciones de operación .....	146
4.4.1.	Ampliación de las líneas de transmisión Guatemala Este – Guadalupe 1 y 2 .....	146
4.4.2.	Nueva subestación de operación sector industrial 69 kV .....	149
4.4.3.	Nueva subestación de operación Rodríguez Briones 69 kV .....	150

4.4.4.	Configuración de operación de las nuevas líneas de transmisión de 69 kV Guatemala Este – Guadalupe 4 y 5,69 kV .....	152
4.5.	Marco de estudio .....	153
4.5.1.	Metodología del estudio .....	154
4.5.2.	Base de datos.....	154
4.5.3.	Criterios básicos para las simulaciones de operación .....	155
4.5.4.	Elementos a monitorear .....	156
4.5.5.	Casos en el año del proyecto .....	180
4.5.6.	Programa de cálculo.....	181
4.5.7.	Configuración de la red .....	181
4.6.	Resultados de flujo de carga .....	181
4.6.1.	Resultados del año 1 de los Proyectos de ampliación de las líneas Guatemala Este – Guadalupe 1,69 kV y Guatemala Este – Guadalupe 2,69 kV y Sub de Operación Sector Industrial 69 kV: 2013.....	182
4.6.2.	Resultados del año 1 de los proyectos nuevas líneas Guatemala Este – Guadalupe 4 y 5, y nueva subestación de Operación Rodríguez Briones: 2013.....	205
4.7.	Resultados de corto circuito .....	227
4.7.1.	Comentarios de los resultados .....	227
4.8.	Resultados de contingencias.....	238
4.8.1.	Época seca caso de contingencia 1: marzo de 2013.....	238
4.8.2.	Época húmeda caso de contingencia 1: septiembre de 2013.....	247

4.8.3.	Época seca caso de contingencia 2: marzo de 2013 .....	258
4.8.4.	Época húmeda caso de contingencia 2: septiembre de 2013 .....	267
4.8.5.	Época seca caso de contingencia 3: marzo de 2013 .....	276
4.8.6.	Época húmeda caso de contingencia 2: septiembre de 2013 .....	285
4.9.	Criterios de seguridad operativa, permiten definir las siguientes premisas de ubicación de equipo de maniobra.....	293
4.10.	Inventario del Proyecto seccionadores mecánicos, automatizados e interruptores de potencia en gas SF <sub>6</sub> (IG´S) en las líneas de transmisión Guatemala Este - Guadalupe 1, 2 y 3.....	295
4.11.	Inventario del Proyecto seccionadores mecánicos, automatizados y IG´S. en las líneas de transmisión Guatemala Este - Guadalupe 1, 2 y 3 .....	308
4.12.	Cuadros de costos del Proyecto, equipos, seccionadores mecánicos, automatizados e IG´S en las líneas de transmisión Guatemala Este - Guadalupe 1, 2 y 3.....	309
4.13.	Resumen de costos del proyecto .....	310
4.14.	Análisis económico del proyecto .....	312
4.14.1.	Ampliación de capacidad de la línea doble circuito Guatemala Este – Sector Industrial 69 kV	312
4.14.1.1.	Costos.....	312
4.14.1.2.	Valoración de los beneficios.....	312
4.14.1.3.	Evaluación económica del proyecto...	313
4.14.2.	Construcción de la nueva subestación de operación Sector Industrial 69 kV.....	315

4.14.2.1.	Costos .....	315
4.14.2.2.	Valoración de los beneficios .....	315
4.14.2.3.	Evaluación económica del proyecto...	315
4.14.3.	Construcción de la nueva subestación de operación Rodríguez Briones 69 kV.....	318
4.14.3.1.	Costos .....	318
4.14.3.2.	Valoración de los beneficios .....	318
4.14.3.3.	Evaluación económica del proyecto...	318
4.14.4.	Construcción de las nuevas líneas de transmisión Guatemala Este – Guadalupe 4 y 5,69 kV.....	321
4.14.4.1.	Costos .....	321
4.14.4.2.	Valoración de los beneficios .....	321
4.14.4.3.	Evaluación económica del proyecto...	322
4.14.5.	Evaluación económica por reconfiguración de operación para el proyecto .....	324
CONCLUSIONES.....		327
RECOMENDACIONES .....		329
BIBLIOGRAFÍA.....		331

# ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

## FIGURAS

1.	Estructura organizacional de TRELEC S. A. ....	4
2.	Ubicación cartográfica de TRELEC S. A. ....	5
3.	Descomposición química del gas SF6 .....	12
4.	Interruptor en SF6 de un soplo una presión .....	16
5.	Interruptor de auto soplado en SF6 .....	17
6.	Transformador de potencia.....	34
7.	Transformador de corriente .....	35
8.	Transformador de potencia (b) .....	37
9.	Seccionador horizontal .....	39
10.	Seccionador horizontal invertido .....	40
11.	Seccionadores verticales.....	41
12.	Seccionadores tipo pantógrafo .....	41
13.	Interruptor de potencia.....	45
14.	Pararrayos .....	48
15.	Circuito equivalente monofásico de una línea de longitud media .....	51
16.	Circuito equivalente de una línea de transmisión corta donde la resistencia R y la inductancia L son valores para la longitud total de la línea .....	53
17.	Diagramas fasoriales de una línea de transmisión corta, en magnitudes VR e IR.....	53
18.	Circuito nominal $\pi$ de una línea de transmisión de longitud media.....	55
19.	Diagrama esquemático de una línea de transmisión que muestra una fase y el neutro de regreso .....	56

20.	Circuito equivalente $\pi$ de una línea de transmisión .....	57
21.	Símbolos de aparatos.....	64
22.	Diagrama unifilar de un sistema eléctrico .....	65
23.	Diagrama de impedancias correspondientes al diagrama unifilar de la figura 22 .....	66
24.	Diagrama de reactancias adaptado de la figura 23, suprimiendo todas las cargas, resistencias y admitancias en paralelo. Las reactancias están en ohmios, referidos a los lados de alta tensión de los transformadores; los valores entre paréntesis son reactancias por unidad con base en 30 000 kVA y 66 kV.....	69
25.	Diagrama unifilar de un típico diagrama eléctrico industrial de potencia .....	79
26.	Diagrama de reactancias del sistema de la figura 26, reactancias por unidad.....	81
27.	Flujo de P y Q en la barra, los números junto a las flechas indican el flujo de P y Q en megavatios y megavars, la tensión de barra se muestra en p.u.....	91
28.	Dirección de disparo y no-disparo en relevadores direccionales.....	93
29.	Relevadores de sobrecorriente a coordinar .....	93
30.	Diagrama unifilar que muestra la dirección de disparo y no disparo ....	94
31.	Diagrama fasorial de voltaje y corriente, correspondiente a la figura 30 .....	95
32.	Conexión de transformadores de voltajes auxiliares para polarizar relevadores direccionales de sobrecorriente de tierra con voltaje de secuencia cero.....	97
33.	Condiciones para que ocurra el disparo por inductancia mutua de secuencia cero.....	98
34.	Diagrama para la explicación simplificada de un relevador de distancia electromecánico .....	99

35.	Curva característica de un relevador tipo MHO .....	104
36.	Resistencia de arco de una línea corta en un relevador de distancia tipo MHO.....	106
37.	Resistencia de arco de una línea corta en un relevador de distancia tipo OHM.....	107
38.	Resultados de un comparador de fase para $\lambda = 90^\circ$ .....	109
39.	Resultado de comparar dos vectores en un comparador de fase con $1 = 90^\circ$ .....	110
40.	Comparador de fase de la diferencia de dos fasores.....	111
41.	Curva obtenida para el comparador de fase de la diferencia de fasores para $\lambda = 90^\circ$ .....	112
42.	Ajuste de relevadores de distancia para la protección de líneas .....	115
43.	Curvas características de las zonas de relevadores de distancia .....	116
44.	Esquema para visualizar el infeed.....	117
45.	Configuración en la que se debe de tomar en cuenta el infeed para calibrar la 2a y 3a zona del relevador de distancia .....	119
46.	Área de influencia del Proyecto de ampliación de capacidad de la línea de transmisión de doble circuito Guatemala Este - Sector Industrial 69 kV .....	123
47.	Área de influencia del Proyecto subestación Sector Industrial 69 kV .	124
48.	Área de influencia del Proyecto construcción de la nueva subestación de operación Rodríguez Briones 69 kV .....	125
49.	Área de influencia del Proyecto líneas Guatemala Este - Guadalupe 4 y 5,69 kV .....	127
50.	Diagrama esquemático del Proyecto de ampliación de capacidad de la línea de transmisión de doble circuito Guatemala Este - Sector Industrial 69 kV.....	128



51.	Diagrama cartográfico del Proyecto de ampliación de capacidad de la línea de transmisión de doble circuito Guatemala Este - Sector Industrial 69 kV .....	131
52.	Diagrama esquemático del Proyecto subestación Sector Industrial 69 kV .....	133
53.	Diagrama esquemático del Proyecto subestación Rodríguez Briones 69 kV .....	135
54.	Diagrama esquemático del Proyecto líneas Guatemala Este - Guadalupe 4 y 5,69 kV .....	136
55.	Diagrama cartográfico del Proyecto ampliación de las líneas de transmisión Guatemala Este – Guadalupe 1 y 2.....	140
56.	Diagrama cartográfico del Proyecto nueva subestación Sector Industrial 69 kV .....	141
57.	Unifilar cartográfico del Proyecto de la subestación de operación Rodríguez Briones 69 kV.....	144
58.	Unifilar esquemático del Proyecto nuevas líneas de transmisión de 69 kV Guatemala Este – Guadalupe 4 y 5,69 kV.....	145
59.	Unifilar cartográfico del Proyecto nuevas líneas de transmisión de 69 kV Guatemala Este – Guadalupe 4 y 5,69 kV.....	146
60.	Diagrama esquemático configuración de operación del Proyecto ampliación de las líneas de transmisión Guatemala Este – Guadalupe 1 y 2 .....	148
61.	Diagrama esquemático configuración de operación del Proyecto nueva subestación de operación Sector Industrial 69 kV .....	150
62.	Unifilar cartográfico del Proyecto de la subestación de operación Rodríguez Briones 69 kV.....	151
63.	Unifilar cartográfico de la configuración de operación del Proyecto nuevas líneas de transmisión de 69 kV Guatemala Este – Guadalupe 4 y 5,69 kV .....	153

64.	Unifilar para la situación actual de la red de transmisión en el área del proyecto .....	159
65.	Unifilar para la situación proyecto de la red de transmisión en el área del estudio .....	160
66.	Diagrama unifilar del nuevo Proyecto ampliación de las líneas de transmisión Guatemala Este – Guadalupe 1 y 2. a) caso base .....	167
67.	Diagrama unifilar del nuevo Proyecto ampliación de las líneas de transmisión Guatemala Este – Guadalupe 1 y 2. b) caso proyecto .....	168
68.	Modelo de las líneas CMBDLPR269 y LPR2LPR169 que se originan de la línea CMBDLPR169.....	169
69.	Nuevos tramos formados al dividir la línea COLVIG692.....	173
70.	Diagrama unifilar del nuevo Proyecto nueva subestación de operación Sector Industrial 69 kV.....	174
71.	Diagrama unifilar del nuevo Proyecto nueva subestación de operación Rodríguez Briones 69 kV.....	176
72.	Diagrama unifilar del nuevo Proyecto nuevas líneas de transmisión de 69 kV Guatemala Este – Guadalupe 4 y 5,69 kV.....	179
73.	Situación actual línea Guatemala Este – Guadalupe 1.....	298
74.	Situación Proyecto línea Guatemala Este – Guadalupe 1.....	299
75.	Situación actual línea Guatemala Este – Guadalupe 2.....	302
76.	Situación Proyecto línea Guatemala Este – Guadalupe 2.....	303
77.	Situación actual línea Guatemala Este – Guadalupe 3.....	306
78.	Situación Proyecto línea Guatemala Este – Guadalupe 3.....	307

## **TABLAS**

I.	Clasificación de transitorios electromagnéticos.....	24
----	--	----

II.	Nodos a monitorear para el Proyecto ampliación de las líneas de transmisión Guatemala Este – Guadalupe 1 y 2 ....	161
III.	Nodos a monitorear para el Proyecto nueva subestación de operación Sector Industrial 69 kV.....	162
IV.	Nodos a monitorear para el Proyecto subestación de operación Rodríguez Briones 69 kV.....	162
V.	Nodos a monitorear para el Proyecto nuevas líneas de transmisión de 69 kV Guatemala Este – Guadalupe 4 y 5,69 kV .....	163
VI.	Líneas a monitorear para el Proyecto ampliación de las líneas de transmisión Guatemala Este – Guadalupe 1 y 2....	164
VII.	Líneas a monitorear para el Proyecto nueva subestación de operación Sector Industrial 69 kV.....	170
VIII.	Líneas a monitorear para el Proyecto nueva subestación de operación Rodríguez Briones 69 kV.....	175
IX.	Líneas a monitorear para el nuevas líneas de transmisión de 69 kV Guatemala Este – Guadalupe 4 y 5,69 kV.....	177
X.	Proyección de crecimiento 2013 del S. N. I.....	180
XI.	Casos analizados para el año del proyecto .....	181
XII.	Casos flujos de potencia [MW] y factor de utilización [porcentaje] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 ESD Min .....	184
XIII.	Casos flujos de potencia [MW] y factor de utilización [porcentaje] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 ESD Med .....	185
XIV.	Casos flujos de potencia [MW] y factor de utilización [porcentaje] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 ESD Max .....	186

XV.	Flujos de potencia [MVAR] y pérdidas [MVAR] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 ESD Min.....	188
XVI.	Flujos de potencia [MVAR] y pérdidas [MVAR] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 ESD Med .....	189
XVII.	Flujos de potencia [MVAR] y pérdidas [MVAR] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 ESD Max.....	190
XVIII.	Voltajes en barras [pu] y ángulo [°] en barras monitoreadas año 1 ESD Min .....	191
XIX.	Voltajes en barras [pu] y ángulo [°] en barras monitoreadas año 1 ESD Med.....	192
XX.	Voltajes en barras [pu] y ángulo [°] en barras monitoreadas año 1 ESD Max.....	193
XXI.	Ahorro de pérdidas de potencia [MW] en el S. N. I. al incluir el nuevo proyecto año 1, ESD Min. ESD Med. y ESD Max. ..	194
XXII.	Ahorro de pérdidas de potencia [MW] en la zona 2 al incluir el nuevo proyecto año 1, ESD Min. ESD Med. y ESD Max. ..	194
XXIII.	Casos flujos de potencia [MW] y factor de utilización [porcentaje] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 EHD Min .....	196
XXIV.	Casos flujos de potencia [MW] y factor de utilización [porcentaje] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 EHD Med .....	197
XXV.	Casos flujos de potencia [MW] y factor de utilización [porcentaje] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 EHD Max .....	198
XXVI.	Flujos de potencia [MVAR] y pérdidas [MVAR] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 EHD Min .....	199
XXVII.	Flujos de potencia [MVAR] y pérdidas [MVAR] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 EHD Med .....	200

XXVIII.	Flujos de potencia [MVAR] y pérdidas [MVAR] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 EHD Max .....	201
XXIX.	Voltajes en barras [pu] y ángulo [°] en barras monitoreadas año 1 EHD Min.....	202
XXX.	Voltajes en barras [pu] y ángulo [°] en barras monitoreadas año 1 EHD Med .....	203
XXXI.	Voltajes en barras [pu] y ángulo [°] en barras monitoreadas año 1 EHD Max.....	204
XXXII.	Ahorro de pérdidas de potencia [MW] en el S. N. I. al incluir el nuevo proyecto año 1, EHD Min. EHD Med. y EHD Max...	205
XXXIII.	Ahorro de pérdidas de potencia [MW] en la zona 2 al incluir el nuevo proyecto año 1, EHD Min. EHD Med. y EHD Max...	205
XXXIV.	Casos flujos de potencia [MW] y factor de utilización [porcentaje] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 ESD Min .....	208
XXXV.	Casos flujos de potencia [MW] y factor de utilización [porcentaje] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 ESD Med .....	209
XXXVI.	Casos flujos de potencia [MW] y factor de utilización [porcentaje] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 ESD Max .....	210
XXXVII.	Flujos de potencia [MVAR] y pérdidas [MVAR] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 ESD Min .....	212
XXXVIII.	Flujos de potencia [MVAR] y pérdidas [MVAR] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 ESD Med .....	213
XXXIX.	Flujos de potencia [MVAR] y pérdidas [MVAR] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 ESD Max .....	214
XL.	Voltajes en barras [pu] y ángulo [°] en barras monitoreadas año 1 ESD Min.....	215

XLI.	Voltajes en barras [pu] y ángulo [°] en barras monitoreadas año 1 ESD Med.....	215
XLII.	Voltajes en barras [pu] y ángulo [°] en barras monitoreadas año 1 ESD Max.....	216
XLIII.	Ahorro de pérdidas de potencia [MW] en el S. N. I. al incluir el nuevo proyecto año 1, ESD Min. ESD Med. y ESD Max ...	216
XLIV.	Ahorro de pérdidas de potencia [MW] en la zona 2 al incluir el nuevo proyecto año 1, ESD Min. ESD Med. y ESD Max ...	217
XLV.	Casos flujos de potencia [MW] y factor de utilización [porcentaje] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 EHD Min .....	219
XLVI.	Casos flujos de potencia [MW] y factor de utilización [porcentaje] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 EHD Med .....	220
XLVII.	Casos flujos de potencia [MW] y factor de utilización [porcentaje] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 EHD Max .....	221
XLVIII.	Flujos de potencia [MVAR] y pérdidas [MVAR] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 EHD Min .....	222
XLIX.	Flujos de potencia [MVAR] y pérdidas [MVAR] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 EHD Med .....	223
L.	Flujos de potencia [MVAR] y pérdidas [MVAR] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 EHD Max .....	224
LI.	Voltajes en barras [pu] y ángulo [°] en barras monitoreadas año 1 EHD Min.....	225
LII.	Voltajes en barras [pu] y ángulo [°] en barras monitoreadas año 1 EHD Med .....	225
LIII.	Voltajes en barras [pu] y ángulo [°] en barras monitoreadas año 1 EHD Max.....	226

LIV.	Ahorro de pérdidas de potencia [MW] en el S. N. I. al incluir el nuevo proyecto año 1, EHD Min. ESD Med. y ESD Max ...	226
LV.	Ahorro de pérdidas de potencia [MW] en la zona 2 al incluir el nuevo proyecto año 1, EHD Min. ESD Med. y ESD Max ...	227
LVI.	Niveles de corriente de corto circuito en época seca de los Proyectos ampliación de las líneas Guatemala Este – Guadalupe 1 y 2 y nueva subestación de operación Sector Industrial (caso proyecto) .....	229
LVII.	Niveles de corriente de corto circuito en época seca de los Proyectos ampliación de las líneas Guatemala Este – Guadalupe 1 y 2 y nueva subestación de operación Sector Industrial (caso base) .....	230
LVIII.	Incremento de niveles de corriente de corto circuito en época seca de los Proyectos ampliación de las líneas Guatemala Este – Guadalupe 1 y 2 y nueva subestación de operación Sector Industrial .....	231
LIX.	Niveles de corriente de corto circuito en época húmeda de los Proyectos ampliación de las líneas Guatemala Este – Guadalupe 1 y 2 y nueva subestación de operación Sector Industrial (caso proyecto) .....	232
LX.	Niveles de corriente de corto circuito en época húmeda de los Proyectos ampliación de las líneas Guatemala Este – Guadalupe 1 y 2 y nueva subestación de operación Sector Industrial (caso base) .....	233
LXI.	Incremento de niveles de corriente de corto circuito en época húmeda de los Proyectos ampliación de las líneas Guatemala Este – Guadalupe 1 y 2 y nueva subestación de operación Sector Industrial .....	234

LXII.	Niveles de corriente de corto circuito en época seca de los Proyectos nueva subestación de operación Rodríguez Briones y construcción de las nuevas líneas de transmisión Guatemala Este Guadalupe 4 y 5 (caso proyecto).....	235
LXIII.	Niveles de corriente de corto circuito en época seca de los Proyectos nueva subestación de operación Rodríguez Briones y construcción de las nuevas líneas de transmisión Guatemala Este Guadalupe 4 y 5 (caso base).....	235
LXIV.	Incremento de niveles de corriente de corto circuito en época seca de los Proyectos nueva subestación de operación Rodríguez Briones y construcción de las nuevas líneas de transmisión Guatemala Este Guadalupe 4 y 5 .....	236
LXV.	Niveles de corriente de corto circuito en época húmeda de los Proyectos nueva subestación de operación Rodríguez Briones y construcción de las nuevas líneas de transmisión Guatemala Este Guadalupe 4 y 5 (caso proyecto).....	236
LXVI.	Niveles de corriente de corto circuito en época húmeda de los Proyectos nueva subestación de operación Rodríguez Briones y construcción de las nuevas líneas de transmisión Guatemala Este Guadalupe 4 y 5 (caso base).....	237
LXVII.	Incremento de niveles de corriente de corto circuito en época húmeda de los Proyectos nueva subestación de operación Rodríguez Briones y construcción de las nuevas líneas de transmisión Guatemala Este Guadalupe 4 y 5 .....	237
LXVIII.	Contingencia 1 época seca demanda mínima (a).....	239
LXIX.	Contingencia 1 época seca demanda media (a).....	240
LXX.	Contingencia 1 época seca demanda máxima (a) .....	241
LXXI.	Contingencia 1 época seca demanda mínima (b).....	242
LXXII.	Contingencia 1 época seca demanda media (b).....	243



LXXIII.	Contingencia 1 época seca demanda máxima (b) .....	244
LXXIV.	Contingencia 1 época seca demanda mínima (c) .....	245
LXXV.	Contingencia 1 época seca demanda media (c) .....	245
LXXVI.	Contingencia 1 época seca demanda máxima (c) .....	246
LXXVII.	Ahorro de pérdidas de potencia [MW] en el S. N. I. al incluir el nuevo proyecto año 1, CC1 ESD Min. ESD Med. y ESD Max .....	246
LXXVIII.	Ahorro de pérdidas de potencia [MW] en la zona 2 al incluir el nuevo proyecto año 1, CC1 ESD Min. ESD Med. y ESD Max .....	247
LXXIX.	Contingencia 1 época húmeda demanda mínima (a) .....	249
LXXX.	Contingencia 1 época húmeda demanda media (a) .....	250
LXXXI.	Contingencia 1 época húmeda demanda máxima (a).....	251
LXXXII.	Contingencia 1 época húmeda demanda mínima (b) .....	252
LXXXIII.	Contingencia 1 época húmeda demanda media (b) .....	254
LXXXIV.	Contingencia 1 época húmeda demanda máxima (b).....	255
LXXXV.	Contingencia 1 época húmeda demanda mínima (c).....	256
LXXXVI.	Contingencia 1 época húmeda demanda media (c).....	256
LXXXVII.	Contingencia 1 época húmeda demanda máxima (c).....	257
LXXXVIII.	Ahorro de pérdidas de potencia [MW] en el S. N. I. al incluir el nuevo proyecto año 1, CC1 EHD Min. EHD Med. y EHD Max .....	257
LXXXIX.	Ahorro de pérdidas de potencia [MW] en la zona 2 al incluir el nuevo proyecto año 1, CC1 EHD Min. EHD Med. y EHD Max .....	258
XC.	Contingencia 2 época seca demanda mínima (a).....	259
XCI.	Contingencia 2 época seca demanda media (a).....	260
XCII.	Contingencia 2 época seca demanda máxima (a) .....	261
XCIII.	Contingencia 2 época seca demanda mínima (b).....	262

XCIV.	Contingencia 2 época seca demanda media (b) .....	263
XCV.	Contingencia 2 época seca demanda máxima (b) .....	264
XCVI.	Contingencia 2 época seca demanda mínima (c) .....	265
XCVII.	Contingencia 2 época seca demanda media (c) .....	265
XCVIII.	Contingencia 2 época seca demanda máxima (c) .....	266
XCIX.	Ahorro de pérdidas de potencia [MW] en el S. N. I. al incluir el nuevo proyecto año 1, CC2 ESD Min. ESD Med. y ESD Max .....	266
C.	Ahorro de pérdidas de potencia [MW] en la zona 2 al incluir el nuevo proyecto año 1, CC2 ESD Min. ESD Med. y ESD Max .....	267
CI.	Contingencia 2 época húmeda demanda mínima (a) .....	268
CII.	Contingencia 2 época húmeda demanda media (a) .....	269
CIII.	Contingencia 2 época húmeda demanda máxima (a) .....	270
CIV.	Contingencia 2 época húmeda demanda mínima (b) .....	271
CV.	Contingencia 2 época húmeda demanda media (b) .....	272
CVI.	Contingencia 2 época húmeda demanda máxima (b) .....	273
CVII.	Contingencia 2 época húmeda demanda mínima (c) .....	274
CVIII.	Contingencia 2 época húmeda demanda media (c) .....	274
CIX.	Contingencia 2 época húmeda demanda máxima (c) .....	275
CX.	Ahorro de pérdidas de potencia [MW] en el S. N. I. al incluir el nuevo proyecto año 1, CC2 EHD Min. EHD Med. y EHD Max .....	275
CXI.	Ahorro de pérdidas de potencia [MW] en la zona 2 al incluir el nuevo proyecto año 1, CC2 EHD Min. EHD Med. y EHD Max .....	276
CXII.	Contingencia 3 época seca demanda mínima (a) .....	277
CXIII.	Contingencia 3 época seca demanda media (a) .....	278
CXIV.	Contingencia 3 época seca demanda máxima (a) .....	279

CXV.	Contingencia 3 época seca demanda mínima (b).....	280
CXVI.	Contingencia 3 época seca demanda media (b).....	281
CXVII.	Contingencia 3 época seca demanda máxima (b).....	282
CXVIII.	Contingencia 3 época seca demanda mínima (c).....	283
CXIX.	Contingencia 3 época seca demanda media (c).....	283
CXX.	Contingencia 3 época seca demanda máxima (c).....	284
CXXI.	Ahorro de pérdidas de potencia [MW] en el S. N. I. al incluir el nuevo proyecto año 1, CC3 ESD Min. ESD Med. y ESD Max .....	284
CXXII.	Ahorro de pérdidas de potencia [MW] en la zona 2 al incluir el nuevo proyecto año 1, CC3 ESD Min. ESD Med. y ESD Max .....	285
CXXIII.	Contingencia 3 época húmeda demanda mínima (a).....	286
CXXIV.	Contingencia 3 época húmeda demanda media (a).....	287
CXXV.	Contingencia 3 época húmeda demanda máxima (a).....	288
CXXVI.	Contingencia 3 época húmeda demanda mínima (b).....	289
CXXVII.	Contingencia 3 época húmeda demanda media (b).....	290
CXXVIII.	Contingencia 3 época húmeda demanda máxima (b).....	291
CXXIX.	Contingencia 3 época húmeda demanda mínima (c).....	291
CXXX.	Contingencia 3 época húmeda demanda media (c).....	292
CXXXI.	Contingencia 3 época húmeda demanda máxima (c).....	292
CXXXII.	Ahorro de pérdidas de potencia [MW] en el S. N. I. al incluir el nuevo proyecto año 1, CC3 EHD Min. EHD Med. y EHD Max .....	293
CXXXIII.	Ahorro de pérdidas de potencia [MW] en la zona 2 al incluir el nuevo proyecto año 1, CC3 EHD Min. EHD Med. y EHD Max .....	293
CXXXIV.	Inventario situación actual en la línea Guatemala Este – Guadalupe 1 .....	296

CXXXV.	Inventario situación Proyecto en la línea Guatemala Este – Guadalupe 1.....	297
CXXXVI.	Inventario situación actual en la línea Guatemala Este – Guadalupe 2.....	300
CXXXVII.	Inventario situación Proyecto en la línea Guatemala Este – Guadalupe 2.....	301
CXXXVIII.	Inventario situación actual en la línea Guatemala Este – Guadalupe 3 .....	304
CXXXIX.	Inventario situación Proyecto en la línea Guatemala Este – Guadalupe 2.....	305
CXL.	Inventario del proyecto caso base y proyecto .....	308
CXLI.	Inventario del proyecto retiros y nuevos equipos .....	308
CXLII.	Inventario del Proyecto compras de seccionadores mecánicos, automatizados e interruptores de potencia IG´S .....	309
CXLIII.	Cantidad de interruptores de potencia IG´S para el proyecto .....	309
CXLIV.	Inversión de interruptores de potencia IG´S para el proyecto .....	310
CXLV.	Inversión total de proyectos en estudio .....	310
CXLVI.	Resumen de costos .....	311
CXLVII.	Evaluación económica del Proyecto ampliación de línea Guatemala Este –Sector Industrial 1 y 2 .....	314
CXLVIII.	Evaluación económica del Proyecto subestación de operación Sector Industrial 69 kV.....	317
CXLIX.	Evaluación económica del Proyecto construcción de la nueva subestación de operación Rodríguez Briones 69 kV...	320

CL.	Evaluación económica del Proyecto construcción de las nuevas líneas de transmisión Guatemala Este – Guadalupe 4 y 5,69 kV .....	323
CLI.	Evaluación económica del proyecto por retiro e incorporación de interruptores de potencia .....	325

## GLOSARIO

<b>AMM</b>	Administrador del Mercado Mayorista.
<b>Amperios</b>	El amperio o ampere (símbolo A) es la unidad de intensidad de corriente eléctrica.
<b>ANSI</b>	Instituto Nacional Estadounidense de Estándares.
<b>Arco eléctrico</b>	Descarga eléctrica que se forma entre dos electrodos, sometidos a una diferencia de potencial y colocados en el seno de una atmósfera gaseosa enrarecida, normalmente a baja presión o al aire libre.
<b>Automatizado</b>	Cualidad de un mecanismo automático que funciona por sí solo, ya sea en totalidad o en parte.
<b>Bobina</b>	Cilindro de cable que se encuentra arrollado sobre un tubo de cartón u otro material.
<b>Carga</b>	Propiedad que poseen ciertas partículas de carácter subatómico que se hace evidente a través de fenómenos de atracción y repulsión que consiguen fijar entre ellas múltiples interacciones a nivel electromagnético.

<b>Caso base</b>	Situación actual de la red de transmisión sin la ejecución de proyectos.
<b>Caso proyecto</b>	Situación implementando los proyectos a la red de transmisión.
<b>CAT</b>	Costo Anual de Transmisión.
<b>Circuito eléctrico</b>	Elemento compuesto por diversos conductores y por el cuál pasa la corriente de electricidad.
<b>CNEE</b>	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
<b>COI</b>	Centro de Operación e Información.
<b>Conductor</b>	Material que ofrece poca resistencia al movimiento de carga eléctrica.
<b>Corriente</b>	Flujo de carga eléctrica por unidad de tiempo que recorre un material.
<b>Diagrama Unifilar</b>	Representación gráfica de una instalación eléctrica o de parte de ella.
<b>Falla</b>	Defecto en el aislamiento o conductividad de cualquier componente o mecanismo de un circuito eléctrico que provoca la interrupción de la corriente.

<b>Fasor</b>	Un fasor es una representación gráfica de un número complejo que se utiliza para representar una oscilación.
<b>Flujo de potencia</b>	Conocido también como flujo de carga es una herramienta importante que involucra análisis numérico aplicado a un sistema eléctrico de potencia.
<b>Generador</b>	Es todo dispositivo capaz de mantener una diferencia de potencial eléctrica entre dos de los puntos (llamados polos, terminales o bornes) transformando la energía mecánica en eléctrica.
<b>IEEE</b>	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos.
<b>Interconexión</b>	La interconexión constituye una técnica que responde a la necesidad de hacer interactuar las distintas infraestructuras (redes) con tecnologías y diseños diferentes, con la finalidad que los usuarios conectados perciban el servicio como si se tratara de una sola red.
<b>Interruptor</b>	Es en la acepción más básica, un dispositivo que permite desviar o interrumpir el curso de una corriente eléctrica.



<b>Línea de transmisión</b>	Es una estructura material utilizada para dirigir la transmisión de energía en forma de ondas electromagnéticas, comprendiendo el todo o una parte de la distancia entre dos lugares que se comunican.
<b>Potencia activa</b>	Energía que realmente se aprovecha cuando se pone a funcionar un equipo eléctrico y realiza un trabajo.
<b>Potencia reactiva</b>	Es la que consumen los motores, transformadores y todos los dispositivos o aparatos eléctricos que poseen algún tipo de bobina o enrollado para crear un campo electromagnético.
<b>PSAF</b>	Power Systems Analysis Framework (Marco de Análisis de Sistemas de Potencia).
<b>Resistencia</b>	Dificultad u oposición que una corriente eléctrica tiene para circular por un conductor eléctrico.
<b>SCADA</b>	Supervisory Control And Data Acquisition (Supervisión, Control y Adquisición de Datos).
<b>SF<sub>6</sub></b>	Hexafluoruro de azufre.
<b>SIN</b>	Sistema Nacional Interconectado.

<b>Sobrecorriente</b>	Puede ser una corriente de sobrecarga o de corto circuito.
<b>Subestación eléctrica</b>	Instalación destinada a modificar y establecer los niveles de tensión de una infraestructura eléctrica, para facilitar el transporte y distribución de la energía eléctrica.
<b>Transformador</b>	Dispositivo eléctrico que permite aumentar o disminuir la tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo la potencia.
<b>Transmisión eléctrica</b>	Es la parte del sistema de suministro eléctrico constituida por los elementos necesarios para llevar, hasta los puntos de consumo y a través de grandes distancias la energía eléctrica generada en las centrales eléctricas.
<b>TRELEC</b>	Transportista Eléctrica Centroamericana.
<b>Voltaje</b>	El voltaje o la diferencia potencial eléctrica es una comparación de la energía que experimenta una carga entre dos ubicaciones.



## RESUMEN

Cada una de las empresas que transportan la energía eléctrica a nivel de transmisión, tienen como objetivo principal, mantener la red de transporte segura y confiable, de tal manera que ante cualquier eventualidad permanezca estable, continua y aún más, sin dejar de suministrar energía eléctrica a la cartera de clientes.

Por lo anterior, en el presente trabajo de graduación se presenta el estudio de Mejora de la calidad de suministro de energía en el área este del departamento de Guatemala, por medio de la reconfiguración y automatización de las líneas de la subestación de operación Guatemala Este 69 kV, pertenecientes a la Transportista Eléctrica Centroamericana S. A. (TRELEC S. A.), para el cual, se analizaron los proyectos adecuados, de tal manera que la red de transporte en esta área, no presente ningún tipo de fallas ante cualquier eventualidad.

El primer capítulo, informa sobre la historia de Transportista Eléctrica Centroamericana S. A. (TRELEC S. A.), describiendo así, la ubicación actual, año en que fue fundada, actividades que realiza, área de transporte y el objetivo principal.

Luego, en el capítulos 2 se describe lo que es un interruptor de potencia, características, tipos, medios de extinción por arcos eléctricos, dando a conocer el interruptor de potencia IG'S, los cuales son más utilizados en la actualidad, debido al volumen reducido y por el medio de expansión de arcos eléctricos, ya que utiliza un gas denominado SF<sub>6</sub>, el cual es, hexafluoruro de

azufre, también su instalación para proteger el transformador de potencia en una subestación eléctrica, de igual manera, puede ser utilizado como la protección de una línea de transmisión.

En el capítulo 3 se da una breve explicación de los sistemas eléctricos de potencia, como lo son los pararrayos, transformadores de corriente y potencia (CT y PT), seccionadores, interruptores, transformadores de potencia, líneas de transmisión y los tipos, cálculos para simulación de flujos de carga, corto circuito, métodos de simulación Newton Raphson y Gauss Seidel y protecciones en líneas de transmisión.

Por lo anterior, conociendo las definiciones que se presentan en los capítulos 2 y 3, se realizó el capítulo 4, el cual consiste en mejorar la calidad de suministro de energía en el área este del departamento de Guatemala, ya que se debe reconfigurar y automatizar las líneas de transmisión de la subestación de operación Guatemala Este y proyectos que se presenten en el área en mención como complemento del proyecto.

Por último se analizaron varios cuadros económicos, que dan una imagen de los gastos e ingresos; dando a conocer la Tasa Interna de Retorno (TIR), el Valor Neto Presente (VNA) y la Relación Beneficio Costo (RBC).

# OBJETIVOS

## General

Realizar el estudio para mejorar la calidad de suministro de energía en el área este del departamento de Guatemala, reconfigurando y automatizando las líneas de la subestación de operación Guatemala Este 69 kV.

## Específicos

1. Mostrar las actividades de Transportista Eléctrica Centroamericana S. A., así como la estructura organizacional y la cartera de clientes.
2. Presentar los tipos de interruptores de potencia, funcionamiento y tiempos de operación.
3. Identificar las características principales de un sistema eléctrico de potencia, equipos, diseños, flujos de carga y las respectivas protecciones.
4. Simular flujos de potencia implementando la reconfiguración y automatización de las líneas de la subestación Guatemala Este 69 kV.



## INTRODUCCIÓN

Transportista Eléctrica Centroamericana S. A. (TRELEC S. A.) es una empresa encargada de transportar energía al área norte, sur, este y oeste en los departamentos de Guatemala, Escuintla y Sacatepéquez. El presente estudio busca automatizar y reconfigurar el área este del departamento de Guatemala, involucrando así a los municipios de Santa Catarina Pinula, Villa Canales, sur del municipio de Guatemala, específicamente en las zonas 12, 13 y 14, Villa Nueva y San Miguel Petapa, todos pertenecientes al departamento de Guatemala.

Por lo anterior, en el presente trabajo de graduación se detallan los antecedentes de Transportista Eléctrica Centroamericana S. A., actividades, la manera que se encuentra estructurada, ubicación y el objetivo principal como empresa; luego se describen los tipos de interruptores de potencia, medios de extinción para arco eléctrico, soporte eléctrico y mecánico, tipos de tecnología y tiempos de operación; seguidamente se detallará en que consiste un sistema eléctrico de potencia, equipos de potencia, flujos de carga, diagramas unifilares en sistemas de potencia y protección en las líneas de transporte eléctrico; por último se detallan los proyectos involucrados para lograr la reconfiguración y automatización en las líneas de 69 kV de la subestación Guatemala Este.

Los proyectos a realizar, para lograr la reconfiguración y automatización de la red, en esta área de estudio, consisten en: 1) Ampliar de capacidad las líneas Guatemala Este Guadalupe 1 y 2, respectivamente a conductor Hawk 477, 200°C y 142 MVA. 2) Construir 2 nuevas líneas de transmisión por nombre Guatemala Este Guadalupe 4 y 5 respectivamente. 3) Construir una nueva



subestación de operación denominada Sector Industrial. 4) y construir una nueva subestación de operación en la subestación de transformación Rodríguez Briones.

Por último, para obtener los resultados se simularán flujos de carga en el programa que proporciona la empresa llamado PSAF 3.20, en el cual se realizará la simulación en caso actual y caso proyecto del comportamiento de las líneas y los flujos de potencia que transportará cada una de ellas, de igual manera se utilizará el programa SIGRE para tomar las respectivas distancias entre subestaciones, tipo de conductores, ubicaciones y para diseñar el área de influencia del proyecto en forma cartográfica y esquemática.

# **1. ANTECEDENTES DE TRANSPORTISTA ELÉCTRICA CENTROAMERICANA S. A.**

## **1.1. Historia de la empresa**

Transportista Eléctrica Centroamericana, TRELEC, S. A. es una entidad que pertenece a la Corporación EEGSA, la cual fue constituida el 6 de octubre de 1999, a la fecha las instalaciones están conformadas por 64 kilómetros de líneas de 230 kV, 660,23 kilómetros de líneas de 69 kV; 6 subestaciones de maniobras y 56 subestaciones de transformación de 69/13,8 kV, con una capacidad instalada de 1 077,75 MVA, a las cuales se interconectan 163 circuitos de distribución en 13,8 kV.

Los grandes usuarios servidos por (TRELEC) a través de las empresas comercializadoras de energía eléctrica, están distribuidos de la siguiente manera: 26 clientes en alta tensión, 441 en media tensión y 77 en baja tensión; los que tienen una potencia contratada de 201 176 KW.

## **1.2. Actividades de TRELEC S. A.**

Transportista Eléctrica Centroamericana S. A. TRELEC, fue creada con el fin de realizar las actividades relacionadas con el transporte de potencia y energía eléctrica asociada.

La cartera de clientes o usuarios de TRELEC está integrada por los agentes del mercado mayorista que hacen uso de las instalaciones, comercializadores, generadores, distribuidores (EEGSA) y grandes usuarios; clientes que actualmente están ubicadas en los departamentos de Guatemala, Sacatepéquez y Escuintla.

Los grandes usuarios y distribuidores de la región central, en este caso Guatemala son atendidos desde las redes de TRELEC, principalmente a través de las empresa distribuidora (EEGSA) y por comercializadoras.

Para asegurar el funcionamiento de las instalaciones, TRELEC incorpora mejoras a las mismas en forma periódica, realizando para el efecto, importantes inversiones en construcción y un mantenimiento que permite la operación continua bajo parámetros de calidad del servicio.

El marco regulatorio parte de la Ley General de Electricidad y el Reglamento de acuerdo al mismo, el sistema de transmisión se divide en un sistema principal, definido por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), a través de un procedimiento establecido por la ley de electricidad y un sistema secundario definido como el que no forma parte del sistema principal. De igual manera, tiene por objeto vincular eléctricamente a todos los agentes, con el Sistema Nacional Interconectado (SNI).

El transportista, en este caso TRELEC, recibe anualmente por las instalaciones dedicadas al servicio de transporte de energía eléctrica, dividido en doce pagos mensuales y anticipados, una remuneración denominada CAT que significa Costo Anual de Transmisión, libremente acordada por las partes.

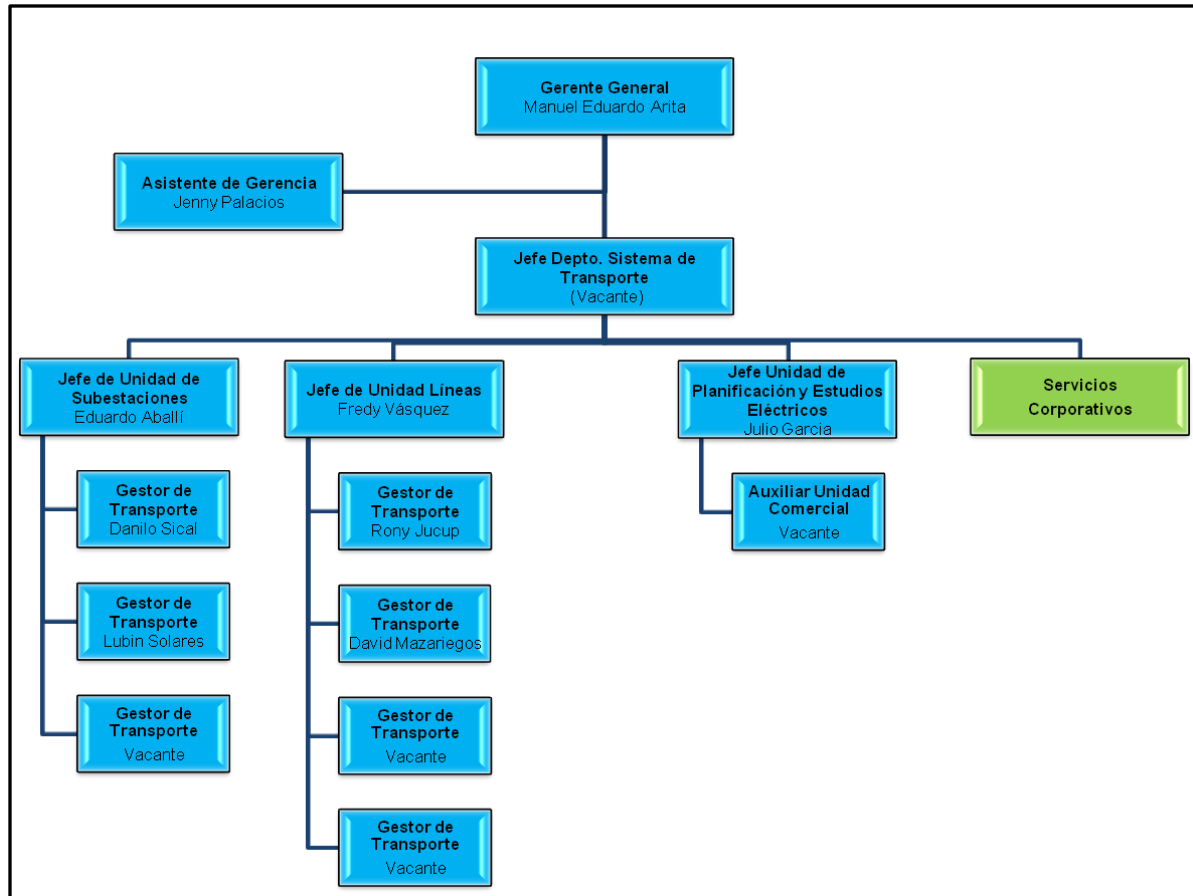
En caso de no haber acuerdo entre el transportista y el agente del servicio de transporte, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), establece el peaje máximo sobre la base de los conceptos de anualidad de la inversión de las instalaciones de un sistema de transmisión económicamente adaptado y los costos anuales de operación y mantenimiento, que son como máximo el 3 % del costo total de la inversión mencionada.

También están en vigencia las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones (NTCSTS), cuyo objetivo es establecer los índices para calificar la calidad con que se proveen los servicios de energía eléctrica en el sistema de transporte en el punto de entrega, las tolerancias permisibles, los métodos de control, las indemnizaciones y las sanciones respecto de los parámetros de calidad del producto por parte del transportista, incidencia de los participantes en la calidad del producto y calidad del servicio técnico.

### **1.3. Estructura organizacional**

La estructura organizacional de TRELEC contempla tres niveles de jerarquía que se desprenden del Consejo de Accionistas y la Gerencia General de Empresa Eléctrica de Guatemala S. A. (EEGSA) los cuales son: gerente, jefes de unidad y gestores de unidad, en la figura 1 se observa a detalle lo mencionado anteriormente.

Figura 1. Estructura organizacional de TRELEC S. A.

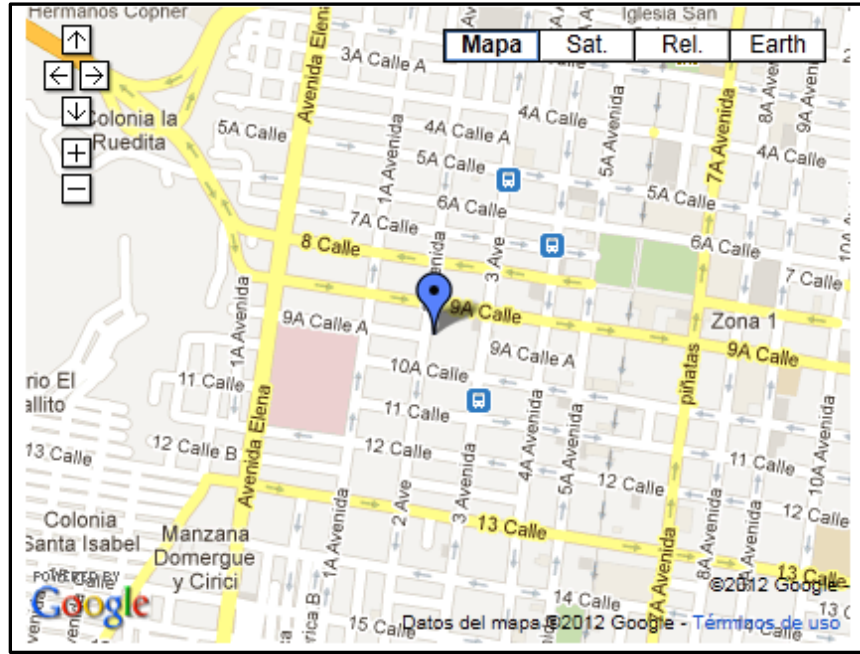


Fuente: Transportista Eléctrica Centroamericana S. A. <http://www.eegsa.com/trelec>. Consulta: septiembre de 2012.

#### 1.4. Ubicación

Las oficinas centrales de TRELEC se encuentran ubicadas en la 2a. avenida 9-27, zona 1 ciudad de Guatemala, en la figura 2 (a) y (b) se observa en forma cartográfica la ubicación de TRELEC S. A.

Figura 2. Ubicación cartográfica de TRELEC S. A.



Fuente: [www.eegsa.com/ineas-de-negociacin/trelec](http://www.eegsa.com/ineas-de-negociacin/trelec). Consulta: septiembre de 2012.



Fuente: <http://maps.google.com.gt/maps>. Consulta: septiembre de 2012.

## **1.5. Objetivo**

El objetivo principal de la Transportista Eléctrica Centroamericana S. A. es administrar el transporte de potencia y energía eléctrica en Guatemala, Escuintla y Sacatepéquez, con el fin de cubrir la demanda de energía en el área y así brindar continuidad, confiabilidad y eficiencia.

## 2. INTERRUPTORES DE POTENCIA

La necesidad de proteger al personal que labora en sistemas eléctricos de potencia, así como a los equipos, conduce a la obligación de investigar sobre nuevos y mejores sistemas de desconexión que permitan un mejor manejo de la energía eléctrica.

Con base en las necesidades antes mencionadas, ha nacido el interruptor de potencia que al inicio era un dispositivo muy rústico, sin embargo, con el paso del tiempo se fue mejorando el diseño, hasta llegar a los equipos que se conocen en la actualidad en el sistema eléctrico de potencia en Guatemala.

Una definición práctica y común para este tipo de dispositivo es la siguiente: “Dispositivo mecánico de conmutación, capaz de permitir la conducción o interrupción de corriente en un circuito, bajo condiciones normales de carga o condiciones de falla como el corto circuito”.<sup>1</sup>

Hay muchas diferencias entre los tipos de interruptores, por ejemplo existen para baja tensión que se emplean para casas domésticas (120/240 V) conocidos como *breakers* o flipón, los utilizados en media tensión (13,8 kV) y los de alta tensión (hasta 400 kV).

La diferencia principal en los interruptores es la manera en que extinguen el arco eléctrico que se presenta cuando hay separación de contactos móviles de los fijos, por los cuales circula la corriente.

---

<sup>1</sup> <http://cdigital.uv.mx/bitstream/123456789/31209/1/SalvadorTepo.pdf>. Consulta: octubre de 2012.



Existen interruptores que la cámara de extinción es en aire, por las propiedades naturales dieléctricas; es un excelente medio de extinción del arco eléctrico, pero también se encuentran en el mercado interruptores de potencia que en la cámara de extinción, utilizan pequeño volumen de aceite, aire comprimido, gas SF<sub>6</sub> o en vacío.

En los últimos años de la década de los cincuenta nacen dos tecnologías, la de vacío y la de gas hexafluoruro de azufre, las cuales se colocaron muy por delante de las demás tecnologías utilizadas para extinguir el arco eléctrico.

Actualmente se está implementando en la red de TRELEC, en las áreas de Guatemala, Escuintla y Sacatepéquez, la tecnología del SF<sub>6</sub>, sin embargo, se mantienen en operación equipos de otras tecnologías.

Debido a las diferentes tecnologías que se han utilizado para diseñar interruptores de potencia y a las investigaciones de nuevos y mejores mecanismos que ayuden a tener un dispositivo eléctrico que cumpla con las necesidades que demanda el mercado se ha concluido que los interruptores de potencia deben ser clasificados según el medio de extinción, mecanismos de operación, soporte eléctrico y mecánica. A continuación se describen con más detalle las clasificaciones existentes.

## **2.1. Medio de extinción para el arco eléctrico**

Se han realizado un gran número de investigaciones encaminadas a desarrollar nuevos y mejores diseños de interruptores. El medio de extinción del arco es una parte importante dentro del diseño, dependiendo del nivel de tensión, al cual, estará operando el interruptor se define que material es el más indicado para el óptimo funcionamiento. Los medios de extinción son:

- Gran volumen de aceite
- Pequeño volumen de aceite
- Aire comprimido
- Vacío
- Hexafluoruro de azufre

## **2.2. Mecanismos de operación**

Es el que realiza la operación de apertura y cierre de los contactos del interruptor, sin tener una dependencia directa de las fuentes de alimentación. Los mecanismos de operación son:

- Mecanismo de operación neumático
- Mecanismo de operación hidráulico
- Mecanismo de operación resorte
- Mecanismo de operación combinado

Dentro del número de mecanismos que se utilizan en los interruptores de potencia se tienen dos: monopolares y tripolares. El tipo monopolar es básicamente cuando solo se abre una sola fase del sistema eléctrico; por lo que se utilizan interruptores independientes para cada fase, lo contrario a lo que pasa cuando son tripolares, ya que independientemente en qué fase se detecte la falla, el interruptor tripolar abre las tres fases.

## **2.3. Soporte eléctrico y mecánico**

Estas clasificaciones se encuentran normalizadas en la IEC 62271-100.

- Por el soporte mecánico
  - Clase M1 soporte mecánico normal (2 000 operaciones secuenciales).
  - Clase M2 soporte mecánico extendido (10 000 operaciones secuenciales).
- Por el soporte eléctrico
  - Clase E1 interruptores fuera de la clase E2
  - Clase E2 soporte eléctrico extendido (no requiere mantenimiento en partes de interrupción durante la vida de operación, tensión hasta 52 kV).
- Por la probabilidad de reencendido al interrumpir corrientes capacitivas
  - Clase C1. Baja probabilidad de reencendido
  - Clase C2. Muy baja probabilidad de reencendido

#### **2.4. Interruptores que utilizan la tecnología del gas SF<sub>6</sub>**

En 1900 fue creado el hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>) por Henry Moissan, este gas fue objeto de muchas investigaciones, sin embargo, no fue sino hasta 1947 que este producto comenzó a salir al mercado, debido a los estudios realizados. Posteriormente se pudo obtener más información sobre las propiedades fisicoquímicas de las cuales, una de las más interesantes es la de tener una rigidez dieléctrica más grande que la del aire.

Por lo anterior, esto sirvió para iniciar una serie de investigaciones para que este gas fuese utilizado en el sector eléctrico.

El SF<sub>6</sub> es un gas estable hasta la temperatura de 150 grados centígrados, por lo que mientras no rebase esta temperatura, no reacciona con otros

elementos como plásticos o metales. Sin embargo, una vez que alcanza temperaturas superiores comienza a degradarse o destruirse.

El SF<sub>6</sub> utilizado en la industria eléctrica tiene muchas ventajas sobre otros gases aislantes, de las cuales se pueden mencionar las siguientes:

- Reduce las distancias eléctricas
- Protege el equipo del deterioro climático
- El equipo que utiliza esta tecnología, ocupa menos espacio
- Se descompone en subproductos, que siguen siendo buenos aislantes, cuando reacciona en presencia de un arco eléctrico.

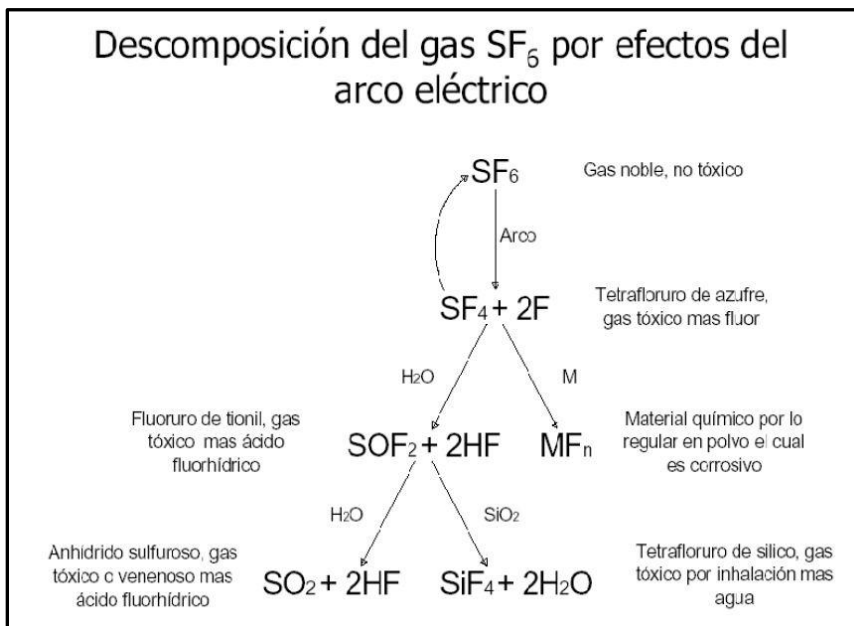
El uso del hexafluoruro de azufre en el sector eléctrico, ha traído una serie de ventajas que hacen que este medio vaya ganando terreno en este sector. Sin embargo, también existen algunas desventajas en el uso de esta tecnología de las cuales se pueden mencionar las siguientes:

- Es causa muy importante del efecto invernadero, ya que este gas al ser liberado a la atmósfera, permanece en ella alrededor de unos 700 a 3000 años.
- En muy altas concentraciones el SF<sub>6</sub> es mortal para los seres vivos que lo inhalen.
- Se descompone en subproductos peligrosos cuando reacciona en presencia de un arco eléctrico.

### 2.4.1. Descomposición del gas SF<sub>6</sub>

Una vez que se ha efectuado una operación en el interruptor de potencia, el gas SF<sub>6</sub> pierde algunas propiedades que originalmente tenía, esto ocurre durante un arco eléctrico que reacciona con los componentes del gas.

Figura 3. Descomposición química del gas SF<sub>6</sub>



Fuente: [www.google.com](http://www.google.com). Consulta: octubre de 2012.

Como se observa en la figura 3, el SF<sub>6</sub> reacciona con la presencia del arco eléctrico, formando gases tóxicos, sin embargo, al encontrarse en presencia de agua por humedad se sigue descomponiendo hasta que finalmente se tiene un gas venenoso que por inhalación puede causar la muerte a los seres vivos.

#### **2.4.2. Características físicas y eléctricas del hexafluoruro de azufre**

El hexafluoruro de azufre es un gas pesado, incoloro y no tóxico, tiene una rigidez dieléctrica de 2,5 hasta 3 veces más que la que tiene el aire. Es un gas inerte con varias propiedades dieléctricas importantes, si bien es cierto, el gas SF<sub>6</sub> es un buen aislante eléctrico, también la baja temperatura de ionización lo hacen tener buena respuesta a la interrupción del arco eléctrico, lo cual reduce considerablemente el tiempo de extinción comparado con el aire.

#### **2.4.3. Contaminación del gas SF<sub>6</sub>**

Existen contaminantes que se generan en el equipo de interrupción los cuales provienen del propio manejo del gas SF<sub>6</sub>, la liberación de humedad y la descomposición cuando existe presencia del arco eléctrico.

Cuando se realizan maniobras para llenar o vaciar equipos que utilicen esta tecnología es probable que se contamine con el aire que queda atrapado en tuberías, válvulas o simplemente por errores que se presentan durante el manejo. Para evitar este tipo de contaminación se requiere de procedimientos adecuados para el manejo del gas, especialmente en el vaciado o llenado de tanques.

Es evidente que se tienen que tomar medidas preventivas para evitar que se contamine este gas, pues el mal uso puede ocasionar daños en la atmosfera o en el peor de los casos pérdidas humanas.

#### **2.4.4. Normas que rigen al SF<sub>6</sub>**

Existen varias normas que rigen el uso del gas hexafluoruro de azúfre, entre las cuales están las emitidas por la American National Standard Institute (ANSI), la International Electrotechnical Commission (IEC) y la American Society for Testing and Materials (ASTM); tienen por objetivo definir las aplicaciones en las cuales el SF<sub>6</sub> puede ser utilizado y las condiciones que deben existir para ello.

Específicamente algunas normas son:

- IEC 60376 define los requisitos de calidad y las propiedades de calidad técnica para el hexafluoruro de azúfre (SF<sub>6</sub>) para el uso en equipos eléctricos.
- IEC 60480, esta norma internacional se refiere a la reutilización de hexafluoruro de azúfre (SF<sub>6</sub>) después de la extracción de los equipos eléctricos (mantenimiento o al final de la vida útil).
- ASTM D2472-00(2006), norma que cubre requisitos para el hexafluoruro de azufre destilando, a ser utilizado como aislante eléctrico.

#### **2.4.5. Primer interruptor con gas SF<sub>6</sub>.**

El primer interruptor con gas SF<sub>6</sub> fue comercializado por Westinghouse en 1959, fue diseñado solo para alta tensión; inicialmente se tomó lo que ya existía es decir, un interruptor de soplo en aire al cual se le agregó una trayectoria cerrada al gas. La que consistía en pasar en alta presión, el gas por donde se presentaba el arco eléctrico y después a través de una tobera a un recipiente de

baja presión para evitar que este gas pueda ser liberado a la atmosfera, así el gas era reciclado a través de filtros, posteriormente; comprimido y finalmente almacenado para futuras operaciones.

El funcionamiento mecánico, fue el mismo que el utilizado en los interruptores en aceite y solo se realizaron algunas adaptaciones, esto fue debido a que la industria eléctrica estaba acostumbrada a la tecnología en aceite, ya que por muchos años fue la tecnología más utilizada y confiable, por tanto, al introducir interruptores con gas SF<sub>6</sub>, facilitó la aceptación.

A estos primeros interruptores se les llamó de dos soplos por la manera en que funcionaban, de los cuales había dos versiones, los de un solo tanque y los de tres tanques, esto dependía básicamente, en el nivel de tensión que se estuviese manejando y se fabricaban en tanque muerto. Las ventajas de utilizar este interruptor es el uso de mecanismos de operación de baja energía.

## **2.5. Primera generación de interruptores en SF<sub>6</sub>**

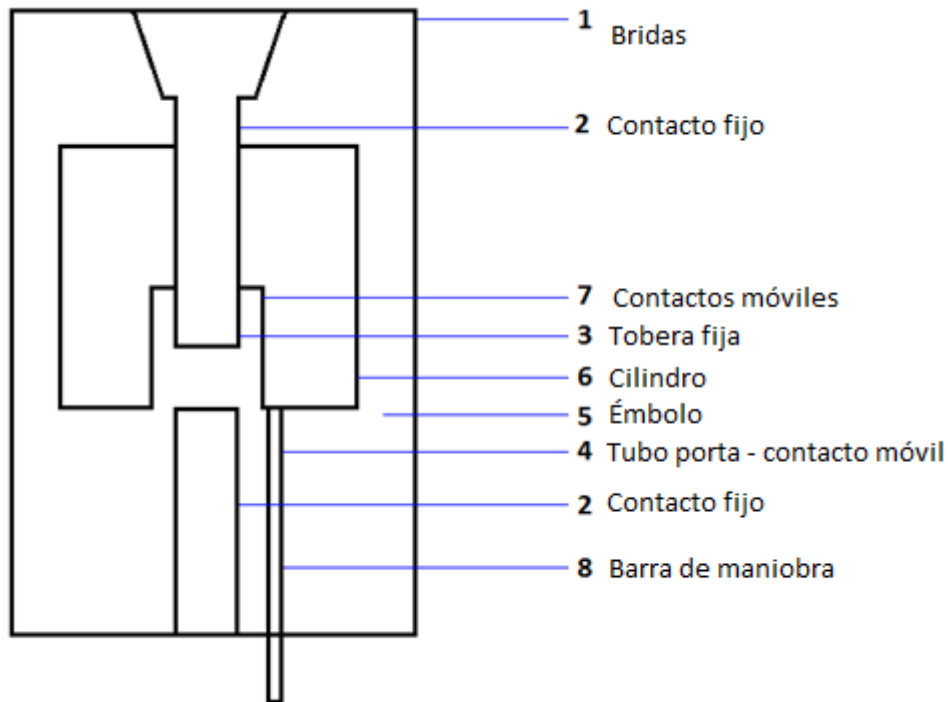
A continuación se realiza una descripción de los interruptores de primera generación en SF<sub>6</sub>.

### **2.5.1. Primer interruptor con gas SF<sub>6</sub>**

A este tipo de interruptores se le conoce como la primera generación; ya que pertenecen a la familia de auto soplado, la principal operación dentro del interruptor era la compresión que generaba al momento de la apertura, esta presión a la vez, era aprovechada para operación del gas SF<sub>6</sub>, así que no era necesario el uso de compresoras para este tipo de interruptor.



Figura 4. **Interruptor en SF6 de un soplo una presión**



Fuente: elaboración propia, con programa de Microsoft Paint.

### 2.5.2. **Interruptores de soplo**

Este tipo de interruptores tiene una característica muy particular, ya que en la cámara de extinción se encuentra un ensamble de combinación, llamado pistón-cilindro que viene a ser parte de los contactos móviles.

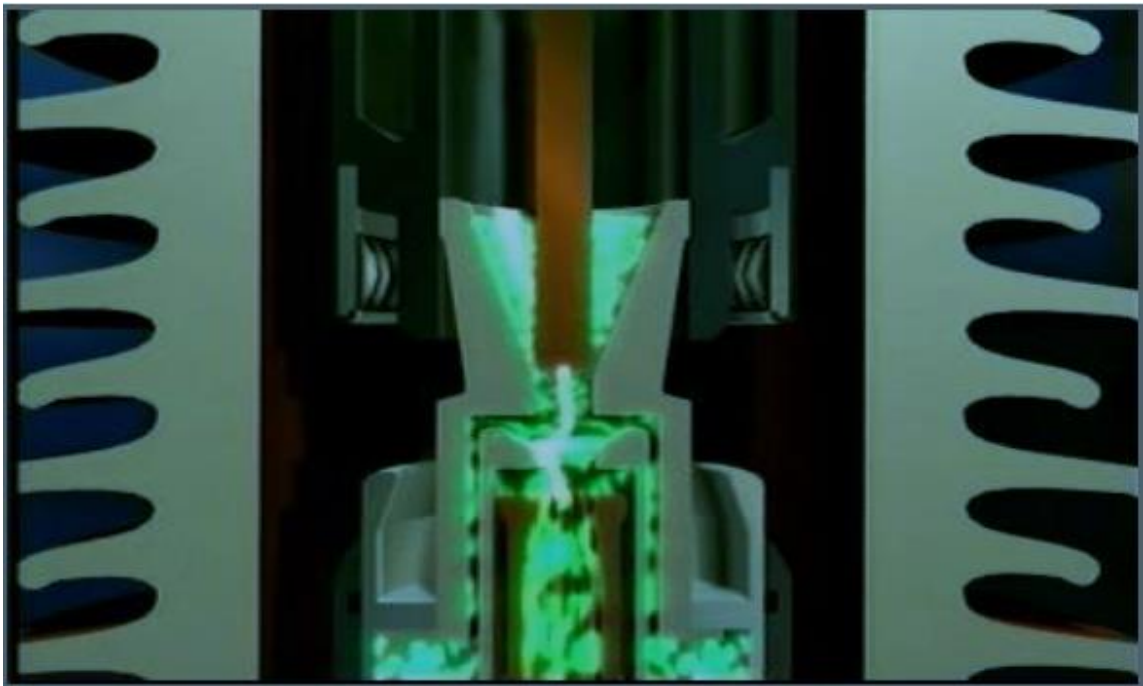
Al usar este tipo de interruptores en fallas trifásicas se tenía el problema de que el tiempo de apertura era muy largo, ya que al elevarse la temperatura afectaba en gran manera tanto al pistón como al cilindro, por el aumento en el diámetro, provocando que la salida del gas se detuviera, así ocurría el fenómeno de estrangulación de la corriente que es cuando el diámetro del arco es más grande que el diámetro de la tobera. Sin embargo, cuando se trataba de

corrientes pequeñas, el diámetro es pequeño y por lo tanto, no bloqueaba la salida del gas.

### **2.5.3. Interruptores de auto soplado**

Este tipo de interruptores aprovecha el aumento de la temperatura al momento de la apertura, ya que calienta el gas y provoca que aumente la presión, de esta forma el gas es liberado a lo largo del arco.

Figura 5. **Interruptor de auto soplado en SF6**



Fuente: [www.google.com](http://www.google.com). Consulta: octubre de 2012.

## **2.6. Segunda generación de interruptores en SF<sub>6</sub>**

Cuando los fabricantes de interruptores con tecnología en gas SF<sub>6</sub> se concentraron en crear interruptores con una mayor capacidad interruptiva, mejorar la compresión de las diferentes técnicas de interrupción, incrementar la vida útil de los contactos de arqueo y reducir la tasa de degradación de las toberas, nació lo que se conoce como la segunda generación de interruptores en gas SF<sub>6</sub>.

Según las especificaciones de los fabricantes, los interruptores de la segunda generación son libres de mantenimiento, ya que argumentaban que los contactos de arqueo y toberas estaban diseñados para tener una vida útil mayor, ya que los componentes principales eran de una aleación de cobre-tungsteno.

Por otro lado se sabe que la tobera es una de las piezas más importante de los interruptores de soplo, ya que el tamaño, la forma y el tipo de material con que son construidas definen la característica de extinción del interruptor. Estos interruptores, tenían la característica principal de esta generación de interruptores es que los fabricantes utilizaron tres tipos de materiales para rellenar las toberas, esto fue para que a 20 aperturas del interruptor a capacidad nominal, el cambio en el diámetro de la tobera fuese mínimo.

Para lograr esto se utilizaron materiales como nitruro de boro, molibdeno y óxido de aluminio. También se llegó a utilizar el teflón relleno que aunque más caro que el teflón puro, presentaba una mejora notable en la interrupción de corrientes altas.

## 2.7. Tercera generación de interruptores en SF<sub>6</sub>

En este tipo de interruptores de potencia se debe de utilizar un mecanismo que se encargue de mover un cilindro, el cual a la vez, comprime el gas SF<sub>6</sub>, este efecto produce un aumento de la presión en la tobera debido a la compresión y al calentamiento del gas cuando se presenta el arco eléctrico.

Esto representa un gran esfuerzo mecánico en los amortiguadores, estructuras y bases de los interruptores, lo cual hace que el uso sea poco confiable y el costo sea elevado.

Los fabricantes de este tipo de interruptores se han dado a la tarea de innovar diseños para evitar este problema que ha afectado en las dos últimas décadas y que en la mayoría producen fallas de carácter mecánico. De la búsqueda de soluciones a lo que hoy se conoce como la tercera generación de interruptores con tecnología SF<sub>6</sub>.

En esencia son los mismos interruptores de la segunda generación pero lo que los hace diferentes son las mejoras al diseño, lo cual, hace que sea más económico que las dos generaciones anteriores.

En resumen, lo que se ha logrado hasta el día de hoy es:

- Reducción en la energía requerida gracias a la optimización de la cámara interruptiva.
- Reducción de energía mecánica utilizada, ya que se utiliza la energía que produce el arco para calentar el gas SF<sub>6</sub> y así se produce una presión suficiente para extinguirlo.

- Interrupción suave, lo cual, produce sobre tensiones bajas cuando se habla de pequeñas corrientes tanto inductivas como capacitivas.
- Vida útil de al menos 10000 operaciones.
- Más confiabilidad y menor costo.

Por eso que la constante innovación en este tipo de instrumentos es muy importante, ya que cualquier mejora que se realice, será de gran importancia para un mejor funcionamiento cuando se presenten fallas en el sistema eléctrico de potencia.

## **2.8. Recierre automático**

El fenómeno del arco eléctrico en un interruptor de potencia es consecuencia de la detección de una falla, los relevadores de protección mandan la señal para que los interruptores de potencia inicien el proceso de apertura e interrupción de la energía eléctrica; una vez que se interrumpe el flujo de energía y que el nivel de corriente se mantiene en cero durante un período de tiempo de 200 a 500 ms, se puede decir que la falla ha sido liberada exitosamente.

Después de esto el interruptor de potencia cierra nuevamente los contactos para permitir que el flujo de energía continúe y pueda seguir satisfaciendo la demanda de este recurso, sin que el usuario final sufra mayores consecuencias; sin embargo, cuando la falla persiste en el sistema o cuando exista energía atrapada al momento de la apertura y se presenta un re-cierre del interruptor se presenta el fenómeno conocido como reencendido del arco eléctrico.

## **2.9. Recierre del interruptor**

El recierre de un interruptor es controlado por un relevador, en el cual se ajusta el tiempo de la interrupción de la energía, esta interrupción o pausa tiene por objetivo de-ionizar el medio extintor que se encuentra en el interruptor de potencia, ya que al presentarse el arco eléctrico, el medio se ioniza por lo que la propiedad dieléctrica se encuentra muy por debajo de los niveles normales. Por ello, el tiempo de pausa, no debe ser muy corto para dar oportunidad a que el medio extintor recupere las propiedades dieléctricas.

Cuando se presenta la falla en una sola fase, el despeje puede ser monofásico; por lo que el despeje de una fase no afecta el funcionamiento de las otras dos, este método permite liberar en alrededor de un 85 % las fallas que se presentan en un sistema con un neutro conectado a tierra.

Es interesante saber que cuando existe un recierre en los interruptores de potencia se puede llegar a tener carga atrapada, esto trae como consecuencia al momento de cerrar nuevamente el circuito, que esa carga atrapada produzca un transitorio más grande que el que se produjo en la primera operación del interruptor.

## **2.10. Tiempos de operación**

Los tiempos de operación de un interruptor solos intervalos de tiempo que se deben de tomar en cuenta para realizar una nueva operación del interruptor, por lo cual se mencionan los siguientes:

Tiempo de apertura: intervalo entre la excitación del circuito de disparo (bobina) en el interruptor que se encuentra operando (posición cerrado/ N/O) y el instante en que se separan los contactos móviles de los fijos.

Tiempo de cierre: momento en el cual se excita la bobina de cierre en el interruptor que se encuentra en posición abierta y el momento en que los contactos móviles hacen contacto con los fijos.

Tiempo de corte nominal: este intervalo se produce durante un recierre cuando la extinción final del arco eléctrico en operación de apertura y el primer restablecimiento de la corriente en algunos de los polos en la operación de recierre.

Tiempo de recierre: es el período entre la excitación de la bobina de disparo y el instante en que los contactos se tocan en todos los polos es decir:

$$T_{\text{re-cierre}} = T_{\text{apertura}} + T_{\text{arco}} + T_{\text{muerto}} + T_{\text{pre-arco}}$$

Tiempo de cierreapertura: se le llama así al intervalo entre el instante de contacto en el primer polo durante la operación de cierre y el instante cuando los contactos se han separado en todos los polos; se suscita la operación de apertura. Cuando se presenta este tiempo la bobina de disparo debe ser excitada al mismo tiempo cuando los contactos se tocan durante el cierre.

Tiempo de apertura cierre: durante un recierre es el intervalo de tiempo que hay entre los contactos que se separan en todos los polos y cuando los contactos se tocan en el primer polo de la siguiente operación es decir:

$$T_{\text{apertura-cierre}} = T_{\text{arco}} + T_{\text{muerto}} + T_{\text{pre-arco}}$$

Tiempo de realizacióncorte: conocido como *make-brake* es el intervalo de tiempo entre el comienzo de la circulación de la corriente en el primer polo durante una operación de cierre y el fin del tiempo del arco durante la siguiente operación de cierre.

### **2.11. Efectos causados por la interrupción de corriente**

La operación principal de un interruptor de potencia es la de interrumpir el flujo de la corriente eléctrica ya sea para mantenimiento y seguridad de las cuadrillas que laboran en este sector o en el caso de una falla para evitar daños en el sistema eléctrico de potencia.

Los efectos más comunes que se presentan en el momento de la interrupción de la corriente eléctrica son sin duda los llamados transitorios, esto es debido a que se cambian súbitamente las condiciones normales de operación del sistema eléctrico de potencia.

### **2.12. Transitorios**

Son provocados por un cambio súbito en las condiciones normales en la que se encuentra operando el sistema eléctrico, tales como: maniobras, fallas, descargas atmosféricas y variaciones imprevistas en la demanda de energía.

Estos transitorios se pueden clasificar de la siguiente manera:



Tabla I. **Clasificación de transitorios electromagnéticos**

Externo	Interno
Rayo	Maniobras, fallas o variación súbita en la demanda de energía.

Fuente: elaboración propia.

### **2.12.1. Transitorios electromagnéticos y electromecánicos**

Los transitorios electromagnéticos se presentan debido a un cambio en las condiciones de operación normal del sistema, que puede ser provocado por maniobras, fallas, descargas atmosféricas o variaciones en la demanda de energía eléctrica; bajo este tipo de condiciones se presentan efectos que pueden dañar al equipo conectado en el sistema, ya que debido a las sobrecorrientes y sobretensiones se genera una excesiva disipación de calor, así como un esfuerzo excesivo del medio aislante y en caso extremo ruptura dieléctrica. Por otra parte los transitorios electromecánicos son la interacción de la energía mecánica almacenada en máquinas rotatorias y la energía eléctrica almacenada en los circuitos.

Los transitorios electromagnéticos debido a la interacción de la energía magnética y eléctrica almacenada en los inductores y capacitores se agrupan en la categoría de puramente eléctricos.

Los sobrevoltajes transitorios que ocurren en un sistema de potencia son de origen externo, como lo son: las descargas atmosféricas, rayos o bien se generan internamente por las operaciones de maniobra; en general, los transitorios en los sistemas de transmisión se originan debido a cualquier cambio repentino en las condiciones de operación o configuración de los

sistemas. Los rayos son siempre un potencial de peligro para los equipos de los sistemas de potencia, pero las operaciones de maniobra pueden también causar daño. Para voltajes hasta de 230 kV, el nivel de aislamiento de las líneas y del equipo está determinado por la necesidad de protegerlos de los rayos.

En los sistemas con voltajes de más de 230 kV, pero con menos de 700 kV, las operaciones por maniobra y los rayos son los que potencialmente dañan los aislamientos; para los voltajes superiores a 700 kV, los sobrevoltajes por maniobra son el factor determinante del nivel de aislamiento.

Los cables subterráneos son inmunes a las descargas atmosféricas directas y se pueden proteger de los transitorios que se originan en las líneas aéreas. Sin embargo, por razones económicas y técnicas prevalecen las líneas aéreas de transmisión con la excepción de algunas circunstancias no usuales y para cortas distancias, como para cruzar un río.

En la mayoría de los casos, las líneas se pueden proteger de las descargas atmosféricas directas, a través de uno o más conductores que estén al potencial de tierra y extendidos por arriba de los conductores de la línea de potencia, estos conductores protectores, llamados hilos de guarda o de blindaje se conectan a la tierra, a través de las torres de transmisión que sostiene la línea.

Generalmente, la zona de protección es de 3 conductores en posición vertical de cada lado de la torre por abajo del hilo de guarda; esto es la línea de potencia protegida dentro del sector de 6 conductores; en la mayoría de los casos los hilos de guarda y no los conductores de potencia solos que reciben las descargas atmosféricas y por ende se evitan las fallas en las líneas de transmisión y así las interrupciones.

Las descargas atmosféricas que inciden en los hilos de guarda o en los conductores de potencia, originan una inyección de corriente que se divide en 2, una mitad fluye en la dirección de la línea y la otra mitad en sentido contrario. El valor cresta de la corriente a lo largo del conductor que ha sido afectado, varia ampliamente por la alta variabilidad en la intensidad de los rayos. Los valores típicos son de 10 000,00 amp y superiores.

Cuando una línea de potencia recibe una descarga atmosférica directa se origina un daño al equipo en las terminales de la línea por los voltajes sobre la línea a tierra que resulta de las cargas que se inyectan y que viajan a lo largo de la línea como corriente; típicamente, estos voltajes están por arriba de un millón de voltios, las descargas sobre los hilos de guarda, también pueden causar transitorios de alto voltaje sobre las líneas de potencia debido a la inducción electromagnética.

### **3. SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA**

Un sistema eléctrico de potencia de transmisión es un sistema de suministro eléctrico, cuyos niveles de tensión son iguales o superiores a los 34,5 kV, (este valor depende de cada país), en Guatemala la empresa Transportista Eléctrica Centroamericana S. A. (TRELEC S. A.), maneja valores de voltaje superiores a los 34,5 kV., por lo cual, los niveles de tensión que frecuentemente utilizan, están entre 69 kV. y 230 kV., a estos sistemas eléctricos se les denomina también de alta tensión o extra alta tensión, respectivamente o sistemas eléctricos de transmisión o red eléctrica de transporte.

Un sistema eléctrico de potencia, por la gran extensión geográfica que ocupan por los niveles de tensión en que funcionan y por la gran cantidad de energía eléctrica que transportan, requieren de la supervisión y del comando a distancia, lo cual se realiza en los Centros de Operación y Control a través de los Sistemas (SCADA), en este caso TRELEC cuenta con el apoyo del Centro de Operación e Información, mejor conocido como COI, el cual pertenece a Empresa Eléctrica de Guatemala S. A., los cuales se encargan de los cierres y aperturas de líneas en alta tensión de la red de TRELEC.

Debido a que el funcionamiento de los sistemas eléctricos de corriente alterna tienen un comportamiento dinámico, las condiciones de funcionamiento deben ser establecidas aplicando criterios de funcionamiento muy estrictos para evitar los problemas de estabilidad dinámica, que pueden llevar al sistema al estado de colapso; estos estados de emergencia producen interrupciones que dejan a gran cantidad de consumidores sin el suministro de energía eléctrica.

También, hay otros casos de emergencia menos críticos que pueden llevar al sistema al colapso de tensión, en esta situación, partes del sistema eléctrico sufren caídas de tensión que afectan el funcionamiento, de los artefactos eléctricos conectados a la red, lo que significa, que la calidad del suministro eléctrico es deficiente.

Las personas profesionales encargados del funcionamiento de los sistemas eléctricos de potencia son los ingenieros electricistas, realizando tareas de planificación y operación, en los cuales no sólo se toman en cuenta aspectos técnicos y funcionales, sino también aspectos económicos, tratando en todo momento de minimizar los costos de operación de estos sistemas y logrando que el crecimiento de la demanda de energía sea satisfecha convenientemente.

### **3.1. Tipos de subestaciones eléctricas**

A continuación se muestran los tipos de subestaciones eléctricas que se conocen.

#### **3.1.1. Subestaciones de transformación**

Cuando se habla de una subestación de transformación se refiere a las subestaciones encargadas de transformar la energía eléctrica mediante uno o más transformadores, dichas subestaciones pueden ser elevadoras o reductoras de tensión.

### **3.1.1.1. Subestaciones transformadoras elevadoras**

Este tipo de subestaciones son las que se encargan de elevar la tensión generada de media, alta o muy alta para poderla transportar se encuentran al aire libre y están situadas al lado de las centrales generadoras de electricidad.

Las subestaciones elevadoras permiten el aumento de la tensión generada, con el fin de reducir la corriente y por lo tanto, el grosor de los conductores y las pérdidas, este proceso se usa comúnmente para facilitar el transporte de la energía, la reducción de las pérdidas del sistema y mejoras en el proceso de aislamiento de los conductores.

La tensión primaria de los transformadores suele estar entre 3 y 36 kV., mientras que la tensión secundaria de los transformadores, está condicionada por la tensión de la línea de transporte o de interconexión (69, 138, 230 o 400 kV).

### **3.1.1.2. Subestaciones transformadoras reductoras**

Este tipo de subestaciones tiene como función, reducir la tensión de alta o muy alta a tensión media para posterior distribución.

Cerca de las poblaciones y de los consumidores se encuentran las subestaciones eléctricas reductoras, que reducen el nivel de tensión para que sea apto para el uso por medianos consumidores (fábricas, centros comerciales, hospitales, etc.); dicha reducción tiene lugar entre tensiones de transporte (230, 138, 69, 34,5 o 13,8 kV) a tensiones de distribución; repartidos en el interior de las ciudades existen centros de transformación (CT's), que bajan la tensión a 480V en trifásica (tres fases y neutro), la cual es apropiada

para distribución a pequeños consumidores, entre los que se encuentra el consumo doméstico; para este tipo de consumo se utiliza la tensión de 120/240 V.

La tensión primaria de los transformadores, depende de la tensión de la línea de transporte (230, 138, 69, 34,5 kV), mientras que la tensión secundaria de los transformadores, está condicionada por la tensión de las líneas de distribución (entre 13,8 kV).

### **3.1.2. Subestaciones de maniobra**

Se les conoce también como *switches* y son las encargadas de conectar dos o más circuitos y realizar maniobras respectivas, por lo cual, en este tipo de subestaciones no se transforma la tensión.

Por lo anterior, estas subestaciones se ocupan de la conexión y desconexión de líneas de transmisión para el respectivo mantenimiento de reparación en caso de alguna falla.

## **3.2. Equipos de potencia utilizados en subestaciones eléctricas y las características**

Es importante mencionar los distintos equipos que se encuentra instalados en las subestaciones, para tener el conocimiento adecuado, de la misma manera, la funcionalidad y operación; por lo cual se definirán sólo los de mayor importancia.

### **3.2.1. Transformadores trifásicos de potencia**

Partiendo siempre de la definición básica de un transformador, un transformador de potencia es una máquina electromagnética, cuya función principal es transformar la magnitud de las tensiones eléctricas y corrientes si así lo amerita, un transformador está compuesto por tres partes principales:

- Parte activa
- Parte pasiva
- Accesorios

#### **3.2.1.1. Parte activa**

Está formada por un conjunto de elementos separados del tanque principal que agrupa los siguientes elementos:

- Núcleo: para describirlo de una manera práctica y entendible, el núcleo es el centro del transformador donde van ajustadas las bobinas, este puede estar fabricado en lámina de acero al silicio, con un espesor de 0,28 mm se busca la estructura más adecuada a las necesidades y capacidades del diseño; el núcleo puede ir unido a la tapa y levantarse con ella o a la pared del tanque, lo cual produce mayor resistencia durante las maniobras mecánicas de transporte.
- Bobina: esta constituye el circuito eléctrico en algunos términos técnicos se le menciona como masa del transformador y puede ser fabricada utilizando alambre o solera de cobre o aluminio, los conductores se forran de material aislante para evitar cortos circuitos repentinos, estos conductores pueden tener diferentes características, de acuerdo con la



tensión de servicio de la bobina, la temperatura y el medio en que va a estar sumergida; esta al igual que el núcleo, no existe norma que especifique diseño.

- Bastidor: está formado por un conjunto de elementos estructurales que rodean el núcleo y las bobinas cuya función es soportar los esfuerzos mecánicos y electromagnéticos que se desarrollan durante la operación del transformador.

### **3.2.1.2. Parte pasiva**

Se le denomina así a la parte que en la totalidad únicamente cumple con la función de alojar a la parte activa; se utiliza en los transformadores, cuya parte activa va sumergida en líquido.

Se le conoce también como tanque y debe ser hermético, soportar el vacío absoluto sin presentar deformación permanente, proteger eléctrica y mecánicamente el transformador, debe de estar dotado de soportes para el traslado del mismo, de un lugar a otro, los enfriadores, bombas de aceite, ventiladores y los accesorios especiales.

Este debe también poder soportar temperaturas altas y para la ayuda de enfriamiento se adicionan sistemas de enfriamiento a los transformadores por lo que se clasifican en los siguientes grupos:

- Clase OA. Enfriamiento por aire. Circulación natural
- Clase OW. Enfriamiento por agua, a través de un serpentín
- Clase FOA. Enfriamiento por aceite y aire forzados

### **3.2.1.3. Accesorios**

Estas son las partes adicionales que ayudan al transformador son un conjunto de partes y dispositivos que auxilian en la operación y facilitan las labores de mantenimiento; entre estos elementos son dos los de mayor importancia que vale la pena mencionar:

Tanque conservador: este es un tanque extra, el cual, va colocado sobre el tanque principal del transformador, cuya función es absorber la expansión del aceite debido a los cambios de temperatura, provocados por los incrementos de carga.

Este tanque debe de estar lleno más o menos a la mitad, porque en caso de incremento de temperatura, el aceite se expande y ocupa el espacio que se queda vacío, de no ser así, esto presentaría presión y con esto una explosión. En caso de una elevación de temperatura, el nivel de aceite se eleva, comprimiendo el gas contenido en la mitad superior, si el tanque es sellado o expulsado el gas hacia la atmósfera, si el tanque tiene respiración.

Boquillas: son los aisladores terminales de las bobinas de alta y baja tensión que se utilizan para atravesar el tanque o la tapa del transformador; las boquillas utilizadas en los diferentes equipos de alta tensión son los elementos más críticos desde el punto de vista de los sismos, la zona crítica se encuentra justo arriba de la brida de la boquilla.

Figura 6. **Transformador de potencia**



Fuente: Subestación Arrazola.

### **3.2.2. Transformadores de corriente**

En la concepción básica un transformador es el dispositivo capaz de recibir en el primario tensión y corriente para entregar en el secundario transformada a otros valores, tanto la tensión como la corriente. Los transformadores de intensidad o de corriente como se conocen comúnmente son dispositivos en donde la corriente secundaria dentro de las condiciones normales de operación es prácticamente proporcional a la corriente primaria, aunque ligeramente desfasada. Desarrollan dos tipos de función: transformar la corriente y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

El modo de conexión de este transformador es conectar en serie el primario con las bobinas de corriente de los aparatos de medición y de protección, para poder realizar las mediciones que requieran ser energizados.

Un transformador de corriente puede tener uno o varios secundarios a la vez sobre uno o varios circuitos magnéticos; si el aparato tiene varios circuitos magnéticos se comporta como si fueran varios transformadores diferentes. Un circuito se puede utilizar para mediciones que requieren mayor precisión.

Figura 7. **Transformador de corriente**



Fuente: Subestación Porturaria.

### **3.2.3. Transformadores trifásicos de tensión**

El transformador de potencial a diferencia del de intensidad es que en el primario la tensión es proporcional a la del secundario o viceversa cuando este opera en condiciones normales, un poco desfasada. Este transformador realiza dos funciones principales: transformar la tensión y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

El modo de conexión del transformador de potencial es conectar el primario en paralelo con el circuito a controlar y el secundario se conecta en paralelo con las bobinas de tensión de los diferentes aparatos de medición y de protección que se requiere energizar.

Estos transformadores se fabrican para servicio interior o exterior y al igual que los de corriente se fabrican con aislamientos de resinas sintéticas para tensiones bajas o medias, mientras que para altas tensiones se utilizan aislamientos de papel, aceite y porcelana.

Figura 8. **Transformador de potencia**



Fuente: Subestación Arrazola.

#### **3.2.4. Seccionador**

Con este nombre se conoce a los dispositivos que sirven para conectar y desconectar diversas líneas de una configuración, campo o sistema, también sirve para efectuar maniobras de operación o bien para darles mantenimiento a equipos que lo ameriten.

Los seccionadores pueden interrumpir circuitos con la tensión nominal, pero nunca cuando esté fluyendo corriente a través de ellos se debe tener en cuenta que antes de poder abrir un seccionador; tiene que abrirse el interruptor que interactuó con dicho seccionador.

La causa por la cual no se puede abrir un seccionador antes que un interruptor, aunque los seccionadores, como los interruptores sirven para abrir circuitos es que los seccionadores, no poseen la característica de interrumpir

arco causado por la corriente al abrir un circuito eléctrico, caso contrario con un interruptor que si posee esta característica al abrir un circuito con corriente, desde el valor nominal, hasta el valor de cortocircuito. Existen algunos fabricantes de seccionadores que incluyen una pequeña cámara de arqueo de SF6 que le permite abrir solamente los valores nominales de la corriente del circuito.

#### **3.2.4.1. Componentes y clasificación de seccionadores**

Los seccionadores están formados por una base metálica de lámina galvanizada y una pequeña conexión a tierra, dos o tres columnas de aisladores que fijan el nivel básico de impulso y encima de estos, la cuchilla que es la parte que gira para conectar o desconectar, está formada por una navaja o parte fija, que es una mordaza que recibe y presiona la parte móvil.

Los seccionadores se pueden clasificar con relación a la posición con la que mejor se acoplen, tanto la base como el movimiento de las cuchillas de la siguiente manera:

- Horizontal: pueden ser de tres postes, el mecanismo hace girar el poste central, que origina el levantamiento de la parte móvil de la cuchilla; otro tipo de seccionador horizontal es aquel en donde la parte móvil de la cuchilla gira en un plano horizontal.

Figura 9. **Seccionador horizontal**



Fuente: Subestación Arrazola.

- Horizontal invertida: las tres columnas de aisladores se encuentran colgando de la base, para compensar el peso de la hoja de la cuchilla se encuentra un resorte que en este caso, ayuda al cierre de la misma, por otro lado, los aisladores deben fijarse a la base en forma invertida a la forma normal para evitar que se acumule el agua.



Figura 10. **Seccionador horizontal invertido**



Fuente: <http://www.co.all.biz/seccionadores>. Consulta: febrero de 2013.

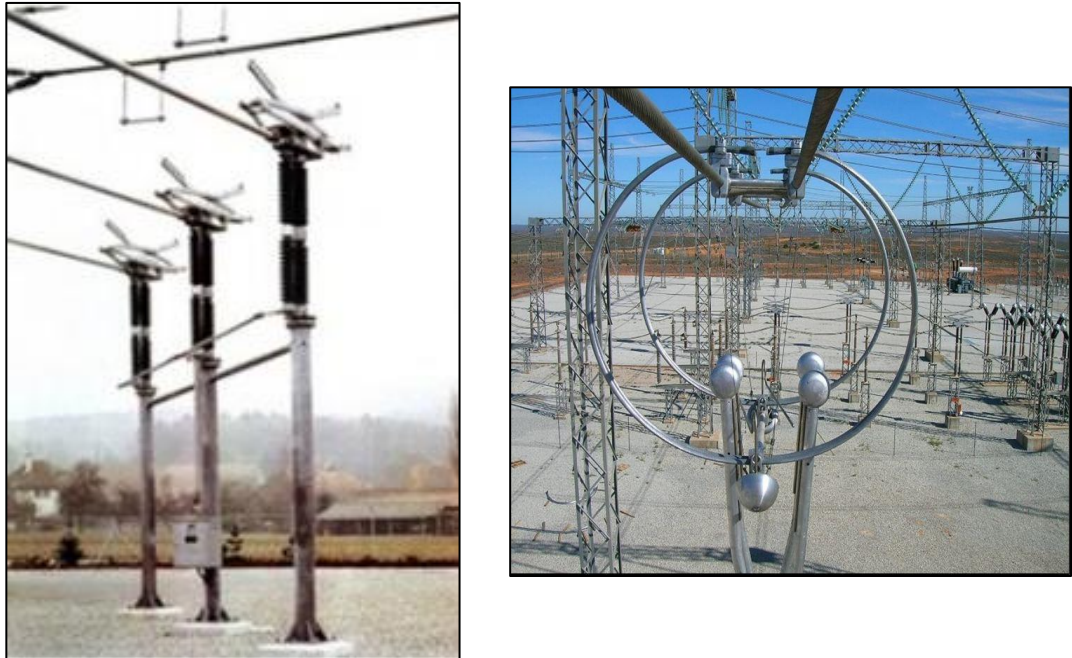
- Vertical: este seccionador es idéntico al horizontal, pero los tres aisladores se encuentran en forma horizontal y la base está en forma vertical; para compensar el peso de la hoja de la cuchilla también tienen un resorte que en este caso, ayuda a cerrar al seccionador, ver figura 11.
- Pantógrafo: este seccionador consta de un solo poste aislante sobre el cual se soporta la parte móvil; está formado por un sistema mecánico de barras conductoras que tiene la forma de los pantógrafos que se utilizan en las locomotoras eléctricas, la parte fija está colgada de un cable o de un tubo exactamente sobre el pantógrafo, de tal manera que al irse elevando la parte superior de este se conecta con la mordaza fija cerrando el circuito, ver figura 12.

Figura 11. **Seccionadores verticales**



Fuente: <http://www.directindustry.es>. Consulta: febrero de 2013.

Figura 12. **Seccionadores tipo pantógrafo**



Fuente: <http://www.directindustry.es>. Consulta: febrero de 2013.

### **3.2.5. Interruptores de potencia**

En el capítulo anterior se habló de un interruptor de potencia, los tipos de interruptores, medios de extinción, mecanismos de operación y las generaciones, ahora se hablará de manera detallada de lo que es un interruptor ya que en este capítulo se detallan cada uno de los equipos de potencia utilizados en subestaciones eléctricas y las características.

La importancia de este dispositivo es grande, ya que está encargado de abrir o cerrar un circuito eléctrico bajo carga nominal y esta es la función principal, también puede realizar la apertura y cierre, bajo condiciones de cortocircuito que el fabricante especifique; el uso es también para introducir o retirar de cualquier circuito energizado máquinas, aparatos, líneas áreas o cables, también vale la pena decir que del funcionamiento se determina el nivel de confiabilidad de un sistema.

Las partes principales de un interruptor, están divididas en tres; que constituyen en si, a todo el interruptor como un solo elemento y son las siguientes:

- Parte activa: constituida por las cámaras de extinción que soportan los contactos fijos y el mecanismo de operación que soporta los contactos móviles.
- Parte pasiva: formada por una estructura que soporta uno o tres depósitos de aceite, si el interruptor es de aceite, en los que se aloja la parte activa; la parte pasiva desarrolla las funciones siguientes:

- Protege eléctrica y mecánicamente el interruptor.
  - Ofrece puntos para el levantamiento y transporte del interruptor, así como espacio para la instalación de los accesorios.
  - Soporta los recipientes de aceite, si los hay, y el gabinete de control.
- Accesorios: en esta parte se consideran incluidos los siguientes componentes:
    - Boquillas terminales que a veces incluyen transformadores de corriente.
    - Válvulas de llenado, descarga y muestreo del fluido aislante.
    - Conectores de tierra.
    - Placa de datos.
    - Gabinete que contiene los dispositivos de control, protección, medición, accesorios como: compresora, resorte, bobinas de cierre o de disparo, calefacción, etc.

El manejo de los dispositivos de control para realizar maniobras, puede realizarse por medio de distintos sistemas como lo son el neumático, el electro hidráulico y el de resorte, según el nivel de tensión utilizado en la subestación.

### **3.2.5.1. Tipos de interruptores**

Los interruptores se dividen dependiendo de la estructura, que de acuerdo con los elementos que intervienen en la apertura del arco de las cámaras de extinción, los interruptores tienen distintas formas, pero también se clasifican según la aparición histórica, tal como se observó en el capítulo anterior:

- El interruptor en gran volumen de aceite. Fue uno de los primeros interruptores empleados en alta tensión y que utilizan el aceite para la extinción del arco, estos interruptores todavía son usados en gran parte.
- El interruptor en pequeño volumen de aceite. Este tiene forma de columna y fue diseñado por un suizo el Dr. J. Landry, por el pequeño consumo de aceite son muy utilizados en Europa, en tensiones de hasta 230KV y de 2,500 MVA de capacidad interruptiva; este interruptor a diferencia del interruptor de gran volumen de aceite, sólo utiliza un 5 % del total de aceite de dicho interruptor.
- El interruptor de aire comprimido. Es el mejor, conocido como interruptor neumático, fue diseñado por la necesidad de reducir los riesgos de inflamación que causan los de volumen de aceite la manera de extinguir el arco, lo realiza por medio de un chorro de aire que retira el aire ionizado por el efecto de arco, el aire inyectado a la cámara es en relación al tamaño del arco creado, varía entre 8 y 13 Kg./cm<sup>2</sup>, según lo especifique el fabricante.
- Los interruptores en hexafluoruro de azufre. Son los más recientes, puesto que salieron a la venta en la década de los 60, las cámaras trabajan con un gas conocido como SF<sub>6</sub> (hexafluoruro de azufre) el cual es superior a otros fluidos dieléctricos conocidos; las ventajas que ofrece son menor espacio en volumen y menores costos de mantenimiento.
- El interruptor en vacío. Al igual que el interruptor anterior es uno de los más recientes, abre en un ciclo, debido a la poca inercia de contactos y la corta distancia, los contactos están dentro de botellas especiales, en las que se ha hecho el vacío casi absoluto.

Figura 13. Interruptor de potencia



Fuente: Arredondo (2013), con base en visita a subestación Rodríguez Briones.

### 3.2.6. Pararrayos

Dispositivos eléctricos formados por una serie de elementos resistivos no lineales y explosores, que limitan la amplitud de las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas, en algún problema en la operación de interruptores o en diferencia de potenciales en algún punto del sistema.

Entre las características más importantes de un pararrayo se tiene las que a continuación se mencionan:

- Comportarse como un aislador mientras la tensión aplicada no exceda de cierto valor predeterminado para poder conducir a tierra.
- Convertirse efectivamente en conductor al alcanzar la tensión un valor crítico.
- Conducir a tierra la onda de corriente producida por la onda de sobretensión.

Después de que desaparece la sobretensión el dispositivo debe de ser capaz de dejar de conducir a tierra cuando se restablece la tensión normal, con la ayuda de un dispositivo que es el que recibe el nombre de pararrayos y este dispositivo debe de cumplir con dos condiciones adicionales que son:

- No deben operar con sobretensiones temporales de baja frecuencia.
- La tensión residual debe ser menor que la tensión que resisten los aparatos que protegen.

Existen conceptos importantes manejados en lo que a pararrayos se refiere, cuando se trata de definir algunas tensiones críticas, a continuación se menciona para fácil entendimiento de protección de equipos.

- Sobre tensiones de impulso por rayo: son generadas por las descargas eléctricas en la atmósfera (rayo): tienen una duración del orden de decenas de microsegundos.
- Sobre tensiones de impulso por maniobra: son originadas por la operación de los interruptores, producen ondas con frecuencias del orden de 10KHz y se amortiguan rápidamente. Tienen una duración del orden de milisegundos.

- Sobre tensiones de baja frecuencia (60Hz): se originan durante los rechazos de carga en un sistema, por desequilibrios en una red o corto circuito de fase a tierra, tienen una duración del orden de algunos ciclos.

Los pararrayos deben quedar conectados permanentemente a los circuitos que protegen y entrar en operación en el instante en que la sobretensión alcanza un valor convenido, superior a la tensión máxima del sistema.

### **3.2.6.1. Tipos de pararrayos**

Dentro de los tipos de pararrayos se encuentran los que a continuación se mencionan, puesto que son los más importantes y los más empleados:

- Cuernos de arqueo: es el caso de los pararrayos más primitivos y pueden estar formados por un solo explosor, que es el más sencillo o varios explosores en serie, conectados por un lado al circuito vivo que se va a proteger, y por el otro lado a la red de tierra.
- Autovalvulares: estos pararrayos también se les llama de tipo convencional, está formado por una serie de resistencias no lineales de carburo de silicio, prácticamente sin inductancia, presentadas como pequeños cilindros de material prensado. Las resistencias se conectan en serie con un conjunto de explosores intercalados entre los cilindros.



Figura 14. **Pararrayos**



Fuente: Arredondo (2013), con base en visita a subestación Arrazola.

### **3.3. Relación entre la tensión y la corriente de una línea de transmisión**

Las líneas de transmisión eléctrica son elementos de los sistemas eléctricos de potencia, en el caso de las líneas aéreas, los conductores están suspendidos de la torre y aislados de ella y de los demás conductores, a través de los aisladores, cuyo número está determinado por el voltaje de la línea.

Por encima de los conductores de transmisión puestos en torres, van instalados los conductores de blindaje o mejor conocidos como hilos de guarda son de diámetro mucho más pequeño que los conductores de fase, los cuales están eléctricamente conectados a la torre y por consiguiente al potencial de

tierra, el funcionamiento principal de estos conductores es de proporcionar protección a los conductores de fase contra las descargas atmosféricas.

Uno de los problemas que surgen en el diseño y operación de un sistema de potencia en la instalación de líneas de transmisión es la conservación del voltaje dentro de los límites especificados en varios puntos del sistema, en este capítulo se descubren ecuaciones con las que se puede calcular el voltaje, corriente, y potencia en cualquier punto de la línea de transmisión, siempre que se conozcan estos valores en un punto; este punto es por lo general, una de las terminales de la línea.

Por lo anterior, el propósito del punto 3.3, de este capítulo no es solamente ver y desarrollar las ecuaciones pertinentes, sino más bien proveer la oportunidad de entender los efectos de los parámetros de la línea sobre los voltajes de barra y el flujo de potencia; de esta forma se puede ver la importancia del diseño de la línea y entender de una manera mejor el comportamiento.

En los sistemas eléctricos de potencia modernos, las computadoras se están alimentando continuamente con datos de todo el sistema para propósitos de control e información, cuando se realiza un estudio de flujos de potencia como lo es este proyecto se debe de utilizar un programa el cual brinde soluciones y cubra las necesidades para la realización del proyecto, tal es el caso, que el programa para la realización del proyecto será PSAF 3.20, dicho programa proporcionará respuestas concernientes al efecto de conectar o desconectar líneas del sistema o al cambiar los parámetros de las líneas es un programa amigable.

Sin embargo, las ecuaciones que se desarrollan en este capítulo son importantes en el entendimiento global de lo que ocurre en un sistema eléctrico de potencia y el cálculo de la eficiencia de transmisión, las pérdidas y los límites de flujo de potencia en una línea para condiciones de estado estable y transitorio.

### **3.3.1. Representación de las líneas de transmisión**

Las ecuaciones generales que relacionan el voltaje y la corriente de las líneas de transmisión, establecen el hecho de que los parámetros de una línea de transmisión, están distribuidos uniformemente a lo largo de la línea.

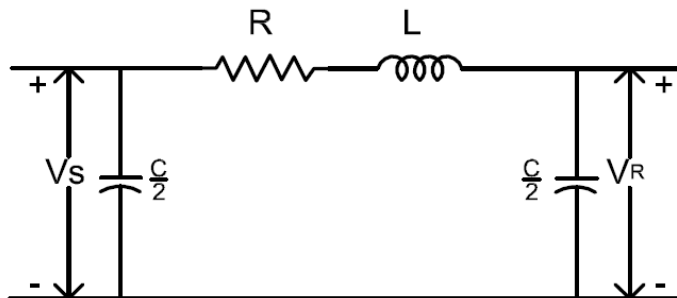
Si la línea aérea se clasifica como corta, la capacitancia en derivación es tan pequeña, que se puede omitir por completo como una pérdida de exactitud pequeña y solo se requiere considerar la resistencia  $R$  y la inductancia  $L$  en serie para la longitud total de la línea.

Como se muestra en la figura 15, una línea de longitud media se puede representar con suficiente exactitud con  $R$  y  $L$  como parámetros concentrados, con la mitad de la capacitancia al neutro de la línea concentrada en cada terminal del circuito equivalente, como se mencionó anteriormente, por lo general la conductancia en derivación,  $G$  se desprecia cuando se calcula el voltaje y la corriente de las líneas de transmisión de potencia, si los capacitores se omiten, el mismo circuito representa las líneas cortas.

En lo que se refiere a la capacitancia se consideran como cortas las líneas de 60 Hz de conductor abierto que tiene menos de 80 km (50 millas) de longitud, las líneas de longitud media son las que están entre 80 km (50 millas) y 240 km (150 millas) de longitud, las líneas que tiene más de 240 km. (150

millas) requieren de cálculos en términos de constantes distribuidas, si se necesitan un alto grado de exactitud, aunque para algunos propósitos se puede usar una representación de parámetros concentrados para líneas hasta 320 km (200 millas) de largo.

Figura 15. **Circuito equivalente monofásico de una línea de longitud media**



Fuente: STEVENSON, William. *Análisis de sistemas de potencia*. p. 183.

Considerando lo anterior, las líneas de transmisión se opera con cargas trifásicas balanceadas; aunque las líneas no estén espaciadas equiláteramente y no estén transpuestas, la asimetría resultante es ligera y se considera que las fases están balanceadas.

Con el fin de distinguir entre la impedancia serie total de una línea y por unidad de longitud se adoptará la siguiente nomenclatura:

- $Z$ = impedancia serie por unidad de longitud por fase
- $y$  = admitancia paralelo (o en derivación) por unidad de longitud por fase al neutro.
- $l$ = longitud de la línea.

- $Z = zl$  = impedancia serie total por fase.
- $Y = yl$  = admitancia en paralelo (o derivación) total por fase al neutro.

### 3.3.2. Líneas de transmisión cortas

El circuito equivalente para una línea de transmisión corta se muestra en la figura 16, en donde  $I_S$  e  $I_R$  son las corrientes en los extremos generador y receptor, respectivamente y  $V_S$  e  $V_R$  son los voltajes línea a neutro en esos mismos extremos, el circuito equivalente se resuelve como uno de cada serie simple de la siguiente manera.

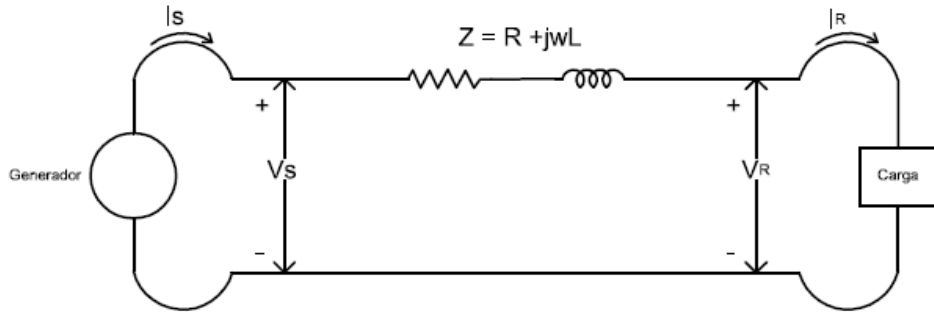
$$I_S = I_R \quad (3.1)$$

$$V_S = V_R + I_R Z \quad (3.2)$$

Donde  $Z$  es  $zl$  es decir, la impedancia serie total de la línea.

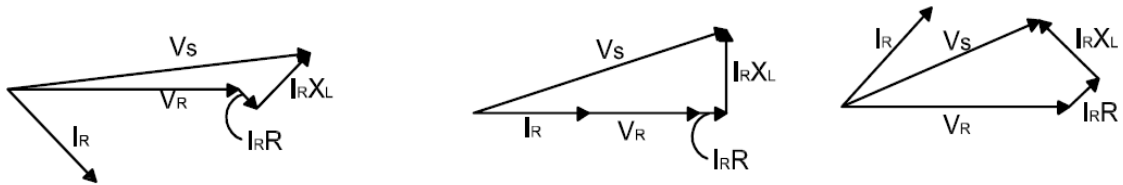
El efecto de variar el factor de potencia de la carga sobre la regulación del voltaje de la línea se entiende más fácilmente para las líneas cortas y, por lo tanto se considerará en este momento; la regulación de voltaje de una línea de transmisión es la elevación en el voltaje en el extremo receptor, expresada en por ciento del voltaje a plena carga, cuando se quita la plena carga a un factor de potencia específico, mientras se mantiene constante el voltaje en el extremo generador.

Figura 16. **Circuito equivalente de una línea de transmisión corta donde la resistencia R y la inductancia L son valores para la longitud total de la línea**



Fuente: STEVENSON, William. *Análisis de sistemas de potencia*. p. 184.

Figura 17. **Diagramas fasoriales de una línea de transmisión corta, en magnitudes  $V_R$  e  $I_R$**



F.p de la carga = 70 % en atraso b) f.p. de la carga = 100 % c) f.p. de la carga = 70 % en adelante

Fuente: STEVENSON, William. *Análisis de sistemas de potencia*. p. 185.

La ecuación que describe la regulación de voltaje en una línea de transmisión es la siguiente:

$$\text{Por ciento de regulación} = \frac{|V_{R,NL}| - |V_{R,FL}|}{|V_{R,FL}|} \times 100 \quad (3.3)$$

Donde  $|V_{R,NL}|$  es la magnitud del voltaje en el extremo receptor cuando no hay carga y  $|V_{R,FL}|$  es la magnitud del voltaje en el extremo receptor a plena carga, cuando  $V_S$  permanece constante; después de que se quita la carga en una línea de transmisión corta, la cual se presentó en la gráfica de la figura 16, el voltaje en el extremo receptor es igual al del extremo generador. Con la carga conectada tal como se observa en la figura 17, el voltaje en el extremo generador es  $V_S$ , y  $|V_S| = |V_{R,NL}|$ .

En la figura 17 se presentan diagramas fasoriales, los cuales están dibujados para las mismas magnitudes de voltaje, en el extremo generador se requiere para mantener un voltaje dado en el extremo receptor cuando la corriente atrasa al voltaje y no cuando la misma corriente y voltaje están en fase.

Un voltaje aún más pequeño en el extremo generador se requiere para mantener un voltaje dado en el extremo receptor, cuando la corriente en este extremo adelanta al voltaje; la caída de voltaje en la impedancia serie de la línea es la misma en todos los casos; sin embargo, debido a los diferentes factores de potencia, la caída de voltaje se suma al voltaje del extremo receptor, a un ángulo diferente en cada caso. La regulación de voltaje es mayor para factores de potencia en atraso y menor (y aún negativa), para factores de potencia en adelanto.

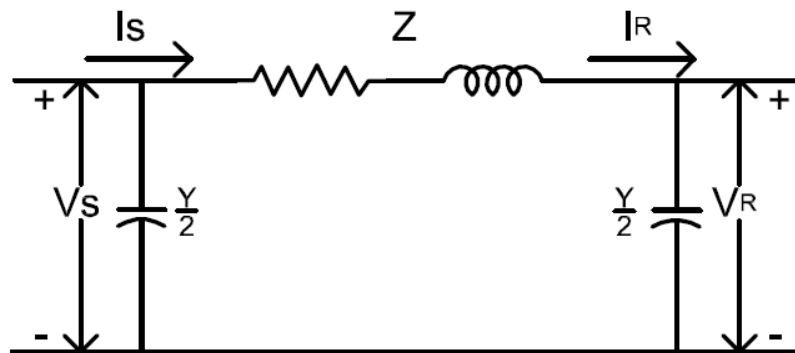
La reactancia inductiva de una línea de transmisión es mayor que la resistencia y el principio de regulación ilustrado en la figura anterior es válido para cualquier carga alimentada por un circuito predominantemente inductivo. Al dibujar los diagramas fasoriales, las magnitudes de las caídas de voltaje  $I_R R$  e  $I_R X_L$  para una línea corta, han sido exagerados con respecto a  $V_R$  con el fin de ilustrar más claramente los puntos estudiados. La relación entre factor de

potencia y la regulación para las líneas largas es similar a la de las líneas cortas, pero no es fácil de visualizar.

### 3.3.3. Línea de longitud media

En los cálculos de una línea de longitud media se incluye la admitancia paralelo (generalmente es la pura capacitancia), si se divide en dos partes iguales, la admitancia paralelo total de la línea y cada una se coloca en los extremos generador y receptor se obtiene el llamado circuito nominal  $\pi$ ., en la figura 18 se observa la expresión  $V_S$ , la corriente en la capacitancia en el extremo receptor que es  $V_R Y/2$  y la corriente en la rama serie es  $I_R + V_R Y/2$ .

Figura 18. **Circuito nominal  $\pi$  de una línea de transmisión de longitud media**



Fuente: STEVENSON, William. *Análisis de sistemas de potencia*. p. 189.

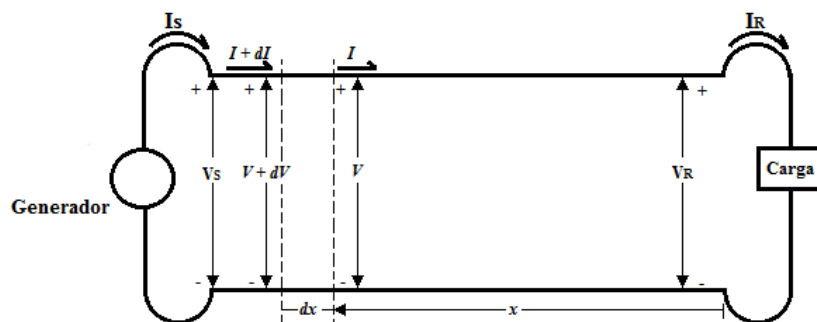
### 3.3.4. Líneas de transmisión larga

La solución exacta de cualquier línea de transmisión y la que se requiera con un alto grado de exactitud al calcular líneas de 60 hz con más de 150 millas de largo, deben considerar el hecho de que los parámetros de la línea no están agrupados, sino distribuidos uniformemente a lo largo de la línea.



En la figura 19 se muestra una fase y la conexión al neutro de una línea trifásica, no se muestran los parámetros concentrados porque se considera la solución de la línea con la impedancia y la admitancia uniformemente distribuidas, en la figura 19 se considera un elemento diferencial de longitud  $dx$  en la línea a una distancia  $x$  desde el extremo receptor de la línea, entonces  $z dx$  y  $dx$  son la impedancia serie y la admitancia paralelo de la sección elemental, respectivamente,  $V$  e  $I$  son los fasores que varían con  $x$ .

Figura 19. **Diagrama esquemático de una línea de transmisión que muestra una fase y el neutro de regreso**



Fuente: STEVENSON, William. *Análisis de sistemas de potencia*. p. 190.

### 3.3.5. Circuito equivalente de una línea larga

El circuito nominal  $\pi$ , no representa exactamente una línea de transmisión porque no se tiene en cuenta que los parámetros de la línea están distribuidos uniformemente, la discrepancia entre el circuito nominal  $\pi$  y la línea real se hace mayor, conforme la longitud de la línea se incrementa.

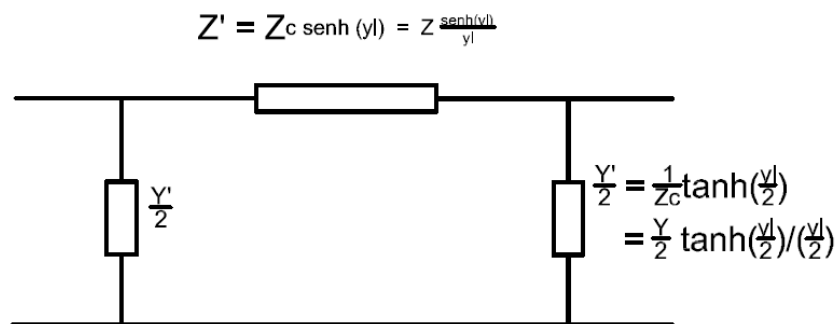
Sin embargo, es posible encontrar el circuito equivalente de una línea de transmisión larga y representarla con precisión (al menos en cuanto a las medidas en los extremos de la línea se refiere), mediante una red de

parámetros concentrados, supóngase que un circuito  $\pi$  similar al de la figura 18 es el equivalente de una línea larga, pero con  $Z'$  como la rama serie y  $Y'/2$ , como la rama paralelo para distinguirla de las ramas del circuito nominal  $\pi$  en términos de ramas serie y paralelo, así como el voltaje y la corriente en el extremo receptor.

Para que este circuito sea equivalente al de la línea de transmisión larga, los coeficientes de  $V_R$  e  $I_R$ , deben ser idénticos, respectivamente, a los coeficientes de  $V_R$  e  $I_R$ .

En la figura 20 se muestra el circuito equivalente  $\pi$ ., también se puede encontrar un circuito equivalente T para una línea de transmisión.

Figura 20. **Circuito equivalente  $\pi$  de una línea de transmisión**



Fuente: STEVENSON, William. *Análisis de sistemas de potencia*. p. 201.

### **3.3.6. Flujos de potencia a través de una línea de transmisión**

El cálculo de flujos de potencia o flujo de potencia como se le llama tradicionalmente es uno de los procedimientos computarizados más comúnmente usados en análisis de sistemas de potencia.

La planificación, diseño y operación de sistemas de potencia, requiere de tales cálculos para analizar el rendimiento en régimen permanente del sistema de potencia, bajo variedad de condiciones operativas y a estudiar los efectos de cambios de configuración y equipos.

Las soluciones de flujo de potencia son realizadas usando programas de computadoras diseñados específicamente para este propósito, la pregunta básica del flujo de potencia es: dado el flujo de potencia consumido en todas las barras de una conocida configuración de sistema de potencia y la potencia producida en cada generador, encontrar el flujo de potencia en cada línea y transformador de la red interconectada y voltaje en magnitud y ángulo de fase en cada barra.

Analizando la solución de este problema para numerosas condiciones ayuda a asegurar que el sistema de potencia está diseñado para satisfacer criterio de rendimiento, mientras se ocurre la más favorable inversión y costo de operación.

Algunos ejemplos de los usos de los estudios de flujo de potencia son determinar lo siguiente:

- Componente o carga de circuitos
- Voltajes de barra en régimen permanente

- Flujo de potencia reactiva
- Ajuste de tap's de transformadores
- Pérdidas del sistema
- Ajuste de voltaje de excitación del generador/regulador
- El rendimiento en condiciones de emergencia

Los sistemas de potencia son complejos y poseen muchas partes o ramales sobre los cuales se producen flujos de potencia, tales sistemas forman parte en serie y paralelo, el flujo de potencia eléctrica en esas redes se divide entre los ramales, mientras un balance es logrado de acuerdo a las leyes de Kirchhoff.

Los programas de computación para resolver el flujo de potencia son divididos en dos tipos estáticos (Off-line), donde los elementos son estacionarios y dinámica (tiempo – real), donde existe movimiento en los elementos, la mayoría de los estudios de flujo de potencia, están basados en modelos estáticos de redes.

Los flujos de potencia en tiempo real (On Line) que incorporan entradas de datos desde la red son usados típicamente por empresas en Automatic Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) que significa Control Supervisorio y Adquisición de Datos, tales sistemas son usados primariamente como herramienta para optimización de generación control de VAR, despacho, pérdidas y control de líneas de interconexión (Tie Line).

Un cálculo de flujo de potencia, determina el estado del sistema de potencia para cada carga dada y una distribución de generación, este representa una condición de régimen permanente como si esta condición ha sido mantenida por algún tiempo, en la realidad, el flujo en líneas y el voltaje de

las barras fluctúa constantemente por valores pequeños, debido a que las cargas cambian constantemente como iluminación, motores y otras cargas son encendidas y apagadas, sin embargo, estas pequeñas fluctuaciones, pueden ser ignoradas en cálculos de defectos, en régimen permanente y equipos del sistema de potencia.

En las cargas de distribución y posiblemente en la red, cambiará considerablemente durante diferentes períodos de tiempo; debiendo ser necesario obtener soluciones de flujo de potencia, representando diferentes condiciones del sistema de potencia, tales como: picos de carga, carga promedio, carga mínima.

Estas soluciones serán usadas para determinar la condición óptima de operación para modos de operación normal; como el ajuste propio de los equipos de control de voltaje o cómo el sistema responderá a condiciones anormales, tales como la salida de servicio de líneas o transformadores.

Básicamente, un flujo de potencia forma la base para determinar cuando la adición de un equipo nuevo es necesaria y también se observa la efectividad de nuevas alternativas para resolver presentes deficiencias y examinar requerimientos del sistema. El modelo de flujo de potencia es también como se ha mencionado anteriormente la base para algunos otros tipos de estudio, tales como: corto circuito, estabilidad, arranque de motores y estudios de armónico. El modelo de flujo de potencia, suple los datos de la red y una condición de régimen permanente para ese estudio.

### **3.4. Representación de los sistemas de potencia**

El diagrama completo para un sistema trifásico, rara vez es necesario para llevar la más uniforme y detallada información acerca del sistema, de hecho, el diagrama completo frecuentemente esconde, en vez de clarificar la información que se busca desde el punto de vista del sistema, en este punto se comprenderá lo que significa un diagrama unifilar y como este describe el sistema eléctrico de potencia.

De gran importancia es la introducción de cantidades por unidad que se usan en muchos cálculos en lugar de voltios, amperios y otras unidades semejantes, aunque el concepto de unidad es muy simple, la aplicación a circuitos trifásicos requiere clarificación.

Algunas de las ayudas para el cálculo, tales como tablas para el cálculo C.C. y A.C. se mencionan, aunque los programas digitales tienen casi desplazados como dispositivo sobre el cual un sistema de potencia puede representarse. El uso de la computadora en varios problemas de ingeniería en redes se justifica ampliamente así como en los demás temas presentados.

#### **3.4.1. Diagrama unifilar**

Un sistema trifásico equilibrado se resuelve siempre como un circuito monofásico, formado por una de las tres líneas y un neutro de retorno; por esta razón, muy rara vez es necesario representar en el esquema del circuito, más de una fase y el neutro, con frecuencia se hace otra simplificación mayor, suprimiendo el cierre del circuito por el neutro e indicando las componentes por medio de símbolos normalizados, mejor que por circuitos equivalentes.

Los parámetros del circuito no se indican y la línea de transmisión se representa por una sola línea entre los dos extremos al diagrama resultante de esta simplificación de un sistema eléctrico se le llama diagrama unifilar, representado por medio de una línea simple y de símbolos normalizados a las líneas de transmisión y aparatos asociados de un sistema eléctrico.

El objeto principal de un diagrama unifilar es suministrar de manera concisa, los datos más significativos e importantes de un sistema, la importancia de las diferentes características de un sistema, varía según el problema que se considere y la cantidad de información que se incluye en el diagrama, depende del fin para el que se desea.

Por ejemplo, la colocación de los interruptores y los relés no tiene importancia en un estudio de carga; por tanto, estos no se pondrán si el fin primario del diagrama es realizar tal estudio, como fue mencionado anteriormente, si se agregan al diagrama unifilar, la interpretación puede ser confusa y con mucha información innecesaria.

Por otra parte, la determinación de la estabilidad de un sistema en condiciones de régimen transitorio resultantes de una falla, depende de la velocidad con la que los relés e interruptores del circuito aíslen la parte con falla del sistema, por tanto, la información sobre los interruptores puede ser de importancia trascendental, algunas veces los diagramas unilares incluyen información sobre los transformadores de corriente y de tensión que usen los relés al sistema o que están instalados para media.

La información contenida, en un diagrama unifilar, varía según el problema que se estudia y la práctica de la compañía en particular que se prepare.

La ANSI (Instituto Nacional Estadounidense de Estándares) y la IEEE (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos) han publicado un conjunto de símbolos normalizados para los diagramas eléctricos, no todos los autores siguen esos símbolos de una forma consistente, especialmente en la representación de transformadores, la figura 21, muestra algunos símbolos comúnmente usados, el símbolo básico para una máquina o inducido giratorio es un circuito, pero hay relacionadas tantas adaptaciones del símbolo básico, que pueden ser representadas todas las partes de la máquina eléctrica giratoria de uso corriente, para el que no trabaje constantemente con diagramas unifilares es más claro indicar una máquina determinada por medio del símbolo básico, seguido de información sobre el tipo y régimen.

Es importante conocer la situación de los puntos en los que un sistema está unido a tierra, con objeto de calcular la corriente que circula cuando se produce un fallo asimétrico que incluye la tierra.

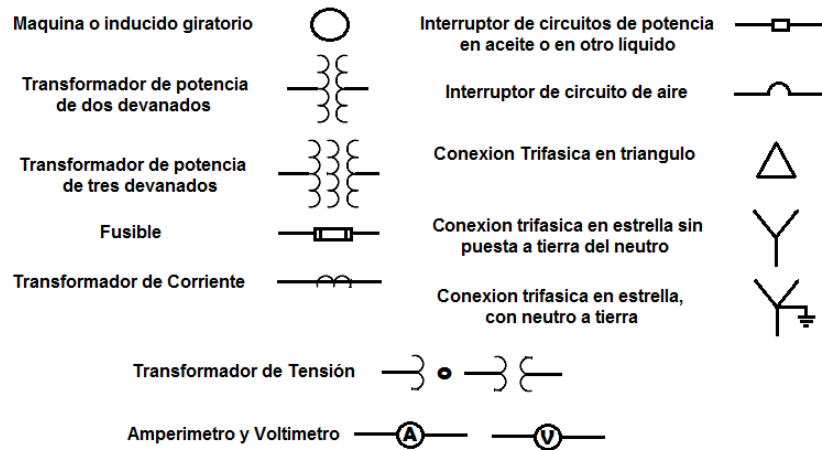
El símbolo normalizado para designar una estrella trifásica con el neutro a tierra se ha representado en la figura 21, si se intercala una resistencia o una reactancia entre el neutro de la estrella y tierra para limitar la corriente a tierra durante un fallo, pueden añadirse los símbolos adecuados al símbolo normalizado de la estrella a tierra.

Muchos transformadores en sistemas de transmisión son puestos a tierra firmemente, los neutros de los generadores son generalmente puestos a tierra, a través de altas resistencias y se han hecho algunos experimentos en los EE.UU con neutros de generadores puestos a tierra; a través de una reactancia inductiva sintonizada en paralelo con la capacitancia distribuida a tierra del generador de los bobinados de transformadores de baja tensión y de la línea



entre el transformador y el generador, tal bobina se llama neutralizadora de fallos a tierra y también puede usarse entre neutros de transformadores y tierra.

Figura 21. **Símbolos de aparatos**



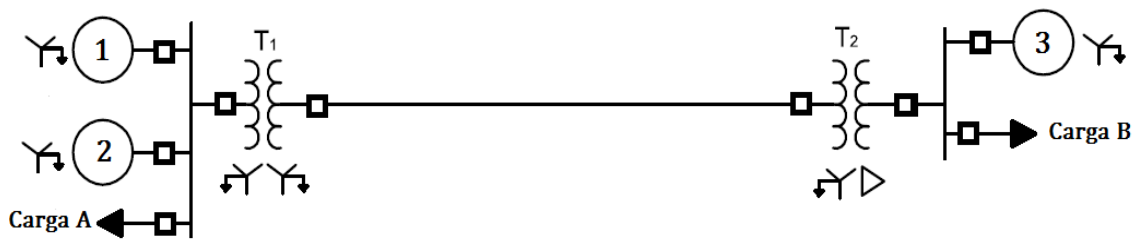
Fuente: STEVENSON, William. *Análisis de sistemas de potencia*. p. 110.

La figura 22 es el diagrama unifilar de un sistema muy sencillo, dos generadores, uno puesto a tierra por una reactancia y el otro por una resistencia, están conectados a una barra y a través de un transformador elevador, a una línea de transporte. Un tercer generador, al otro extremo de la línea de transporte, a cada barra, está unida una carga. En el diagrama se incluyen datos sobre las cargas, régimen de los generadores y transformadores y las reactancias de las diversas partes del circuito, la resistencia se desprecia muchas veces al efectuar cálculos de fallos y se omite en la información que acompaña a la figura 22, para los estudios de cargas, hay que incluir las resistencias.

Las reactancias específicas para los generadores se conocen como reactancias subtransitorias, el estudio de la máquina de corriente alterna, demuestra que la corriente que circula inmediatamente después de producirse

un fallo, depende de un valor de la reactancia en el generador o el motor, que es diferente del valor que la determina, en condiciones de régimen permanente.

Figura 22. **Diagrama unifilar de un sistema eléctrico**



Fuente: STEVENSON, William. *Análisis de sistemas de potencia*. p. 111.

### 3.4.2. Diagramas de impedancia y reactancia

Para estudiar el comportamiento de un sistema en condiciones de carga o al presentarse un cortocircuito, el diagrama unifilar, tiene que transformarse en un diagrama de impedancias que muestre el circuito equivalente de cada componente del sistema, referido al mismo lado de uno de los transformadores.

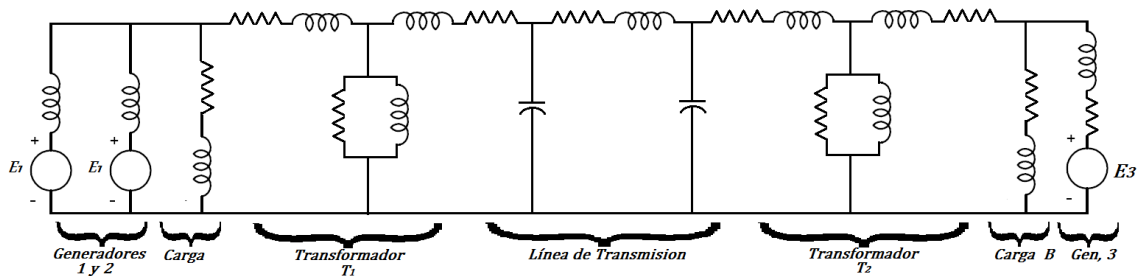
La figura 23, representa el diagrama detallado de impedancias correspondientes al sistema de la figura 22, el circuito equivalente de la línea de transporte se representa con exactitud suficiente, por el II nominal que tenga la resistencia total y la reactancia inductiva de la línea en brazo en serie y la capacidad total al neutro, dividida entre los brazos en paralelo.

En cada transformador se muestra resistencia, la reactancia inductiva de la línea en brazo en serie y la capacidad total al neutro, dividida entre brazos en paralelo. En cada transformador se muestra la resistencia, la reactancia de dispersión y el paso para la corriente magnetizante, cada generador está

representado por la tensión generada en serie con valor adecuado de resistencia y reactancia.

Si hay que hacer el estudio de cargas, las cargas en retraso A y B están representadas por una resistencia y una reactancia inductiva en serie. El diagrama de impedancias, no incluye las impedancias limitadoras de corriente, representadas en el diagrama unifilar entre los neutros de los generadores y tierra, porque en condiciones de equilibrio, no circulan corrientes por la tierra y los neutros de los generadores, están al mismo potencial que el neutro del sistema, puesto que la corriente magnetizante de un transformador es, generalmente, insignificante, comparada con la corriente de plena carga, la admitancia en paralelo se suprime normalmente en el circuito equivalente del transformador.

Figura 23. **Diagrama de impedancias correspondientes al diagrama unifilar de la figura 22**



Fuente: STEVENSON, William. *Análisis de sistemas de potencia*. p. 111.

La resistencia se omite algunas veces, aún en programas computarizados digitales, por supuesto, esta supresión de la resistencia introduce errores, pero los resultados pueden ser satisfactorios ya que la reactancia inductiva de un sistema es mucho mayor que la resistencia.

Es importante mencionar que, la resistencia y la reactancia inductiva, no se suman directamente y la impedancia, no es muy diferente de la reactancia inductiva, no se suman directamente y la impedancia, no es muy diferente de la reactancia inductiva, si es pequeña la resistencia.

Seguidamente, las cargas que no incluyen maquinaria giratoria, tiene poco efecto sobre la corriente total de la línea durante un fallo, por lo que, frecuentemente se omiten; por el contrario, las cargas con motores síncronos se incluyen siempre al hacer cálculos de fallos, porque f.e.m. generadas, contribuyen a la corriente de corto circuito.

Luego, si el diagrama se ha de utilizar para determinar la corriente, inmediatamente después de producirse un fallo, deben tenerse en cuenta los motores de inducción, con una f.e.m. generada en serie, con una reactancia inductiva. Los motores de inducción se ignoran en el cálculo de la corriente, unos pocos ciclos después de que se produzca el fallo, porque la corriente con que un motor de inducción contribuye, desaparece muy rápidamente al quedar el motor en cortocircuito.

Si se quieren simplificar los cálculos de la corriente de fallo, suprimiendo todas las resistencias, la corriente magnetizante de cada transformador y la capacidad de la línea de transporte, el diagrama de impedancia se reduce al diagrama de reactancia de la figura 24, estas simplificaciones se aplican únicamente al cálculo de la falla y no a los estudios de flujo de carga.

Los diagramas de impedancias y reactancias aquí estudiados se llaman algunas veces, diagramas de secuencia positiva, puesto que representan impedancias para las corrientes equilibradas de un sistema trifásico simétrico.

Cuando se representa un transformador por un circuito equivalente, no hay transformación de tensión correspondiente a la transformación de tensión entre los lados de alta y baja tensión del transformador real. La corriente en ambos extremos del circuito equivalente es idéntica, si se desprecia la corriente magnetizante, en un transformador real, la corriente en los arrollamientos de alta y baja tensión sería idéntica, únicamente para igual número de vueltas en el primario y en el secundario, despreciando la corriente magnetizante.

En un circuito en el que los transformadores están representados por los circuitos equivalentes, las impedancias adecuadas son las del circuito real, referido al lado del transformador para el que se construye el circuito equivalente.

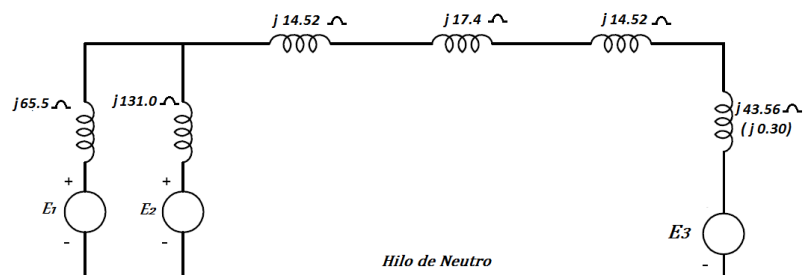
Las impedancias del diagrama de la figura 24 están en ohmios, respecto al circuito de alta tensión, como la línea de transporte que se considera es la parte de alta tensión del circuito, no es necesaria la corrección en el valor de la reactancia colocada en el circuito equivalente para representar la línea de transporte.

La información contenida en el diagrama unifilar, especifica la reactancia de dispersión de los transformadores de alta tensión, no siendo necesaria corrección en los valores de la reactancia de pérdidas en el circuito equivalente.

La teoría de los transformadores demuestra que la impedancia del secundario de un transformador, puede referirse a la del primario, multiplicando dicha impedancia por el cuadrado del cociente de las vueltas del arrollamiento primario y del secundario.

Los generadores de la figura 22 están en los lados de baja tensión de los transformadores y la reactancia debe referirse al circuito de alta tensión para el que se ha dibujado en la figura 24.

Figura 24. **Diagrama de reactancias adaptado de la figura 23, suprimiendo todas las cargas, resistencias y admitancias en paralelo. Las reactancias están en ohmios, referidos a los lados de alta tensión de los transformadores; los valores entre paréntesis son reactancias por unidad con base en 30 000 kVA y 66 kV**



Fuente: STEVENSON, William. *Análisis de sistemas de potencia*. p. 113.

### 3.4.3. Cantidades por unidad

Tanto como la tensión, la corriente, los kVA y la impedancia de un circuito se expresan frecuentemente en por ciento o por unidad de un valor base o de referencia que se elige para cada una de tales magnitudes, por ejemplo, si se elige una tensión básica de 120 kV, las tensiones, cuyos valores sean 108, 120, y 126 kV se transforman en 0,90, 1,00 y 1,05 por unidad, o 90, 100 y 105 %, respectivamente.

El valor por unidad de una magnitud cualquiera se define como la razón del valor al valor base, expresado como un decimal, el valor por cien es igual a 100 veces el valor por unidad, los métodos de cálculo que utilizan los valores por unidad o por ciento son mucho más sencillos que usando los valores reales en amperios, ohmios y voltios.

El método por unidad tiene una ventaja sobre el método por ciento y es que el producto de dos magnitudes expresadas por unidad, viene a la vez expresado por unidad, en tanto que el producto de dos magnitudes en por ciento, tiene que dividirse por 100, para obtener el resultado en por ciento.

Las tensiones, corrientes, kVA y reactancias, están relacionadas entre sí, de tal forma, que la elección de valores base para dos, determina los valores base de las otras dos, si se especifican los valores básicos de la corriente y la tensión, pueden ser determinados la impedancia base y los kVA básicos.

Las tensiones, corrientes kVA y reactancias, están relacionadas entre sí, de tal forma que la elección de valores base para dos, determina los valores base de las otras dos, si se especifican los valores básicos de la corriente y la tensión, pueden ser determinados la impedancia base y los kVA básicos.

La impedancia base es aquella que da lugar, a lo largo de ella, a una caída de tensión igual a la tensión base, cuando la corriente que circula por dicha impedancia sea igual al valor básico de la corriente, los kVA básicos, en sistemas monofásicos son el producto de la tensión base en kV por la corriente base en amperios.

Normalmente, las magnitudes elegidas para seleccionar la base solos kVA y la tensión, en kV., en sistemas monofásicos o trifásicos en los que el término

corriente se refiere a la corriente de línea, el término se refiere a la tensión, respecto al neutro y los kVA por fase, relacionándose las diversas magnitudes por las formulas siguientes:

$$\text{Corriente base A} = \frac{\text{kVA}_{1\phi} \text{ base}}{\text{tensión base en kV}_{LN}} \quad (3.4)$$

$$\text{Impedancia base} = \frac{\text{tensión base en kV}_{LN}}{\text{corriente base en A}} \quad (3.5)$$

$$\text{Impedancia base} = \frac{(\text{tensión base en kV}_{LN})^2 \times 1000}{\text{kVA}_{LN} \text{ base}} \quad (3.6)$$

$$\text{Impedancia base} = \frac{(\text{tensión base en kV}_{LN})^2}{\text{MVA}_{LN} \text{ base}} \quad (3.7)$$

$$\text{Potencia base en kW}_{1\phi} = \text{KVA}_{1\phi} \text{ base} \quad (3.8)$$

$$\text{Potencia base en kW}_{1\phi} = \text{MVA}_{1\phi} \text{ base} \quad (3.9)$$

$$\text{Impedancia por unidad de un elemento de circuito} = \frac{\text{impedancia real } \Omega}{\text{impedancia base } \Omega} \quad (3.10)$$

En estas ecuaciones los subíndices  $1_{\phi}$  y LN indican por fase y línea a neutro respectivamente, donde las ecuaciones se apliquen a circuitos trifásicos,



las ecuaciones se emplean para un circuito monofásico,  $kV_{LN}$  significa el voltaje a través de la línea monofásica o línea a tierra si un lado de la línea está a tierra.

Como los circuitos trifásicos se resuelven como una línea simple con neutro de retorno, las bases para las magnitudes del diagrama de impedancias son kVA por fase y kV de línea a neutro. Los datos se dan normalmente como kVA totales trifásicos o MVA y kV entre líneas. A causa de esta costumbre de especificar la tensión de línea y los kVA o MVA totales, puede originarse una confusión sobre la relación existente entre el valor por unidad de la tensión de línea y el valor por unidad de la tensión de fase.

Aunque puede especificarse como base una tensión de línea, la tensión en el circuito monofásico, necesaria para la resolución es la tensión respecto al neutro.

La tensión básica, respecto al neutro es la tensión básica entre líneas dividida por  $\sqrt{3}$  ., dado que es también el valor de la relación entre las tensiones de línea y respecto al neutro en un sistema trifásico equilibrado, el valor por unidad de una tensión de línea a neutro, con tensión base de línea a neutro es igual al valor por unidad de la tensión de línea en el mismo punto, con tensión base de línea, si es sistema equilibrado.

De igual forma, los kVA trifásicos son tres veces los kVA por fase y los kVA base trifásicos son tres veces los kVA base por fase, por tanto, el valor por unidad de los kVA, kVA trifásicos base es idéntico al valor por unidad de kVa por fase con kVA por fase básicos.

Por lo cual, todo lo antes mencionado, pueden sustituirse kW y kVA por MW y MVA, a menos que se especifique de otra manera, el valor dado para la tensión base de un sistema trifásico es la tensión de línea y el valor dado para los kVA base o MVA base es la total trifásica.

La impedancia base y la corriente base, pueden calcularse directamente a partir de los valores trifásicos base en kV y kVA, si se interpreta que los kVA base y la tensión base en kV solos totales de las tres fases y la tensión base de línea se tiene:

$$\text{Corriente base A} = \frac{\text{base kVA}_{1\phi}}{\sqrt{3} \times \text{tensión base en kV}_{LL}} \quad (3.11)$$

$$\text{Impedancia base} = \frac{(\text{tensión base en kV}_{LL}/\sqrt{3})^2 \times 1,000}{\text{base en kVA}_{3\phi}/3} \quad (3.12)$$

$$\text{Impedancia base} = \frac{(\text{tensión base en kV}_{LL})^2 \times 1,000}{\text{base en kVA}_{3\phi}} \quad (3.13)$$

$$\text{Impedancia base} = \frac{(\text{tensión base en kV}_{LL})^2}{\text{base en kVA}_{3\phi}} \quad (3.14)$$

Excepto en lo tocante a los subíndices, las ecuaciones (3.6) y (3.7) son idénticas a las ecuaciones (3.13) y (3.14), respectivamente, los subíndices se han usado para expresar estas relaciones, a fin de resaltar la distinción entre trabajar con cantidades trifásicas y por fase.

Se usan estas ecuaciones sin los subíndices, pero se debe (1) usar kilovatios línea a línea con kVA o MVA trifásicos y (2) usar kV línea a neutro con kVA o MVA por fase, la ecuación (3.4), determina la corriente de base para sistemas monofásicos o trifásicos, donde las bases se especifican en kVA totales para las tres fases y en kV de línea a línea.

#### 3.4.4. Cambio de base para los valores por unidad

Algunas veces la impedancia por unidad de un componente de un sistema se expresa sobre una base distinta que la seleccionada como base para la parte del sistema, en la cual está situado dicho componente, dado que todas las impedancias de cualquier parte del sistema tiene que ser expresada respecto a la misma impedancia base, al hacer los cálculos es preciso tener un medio para pasar las impedancias por unidad de una a otra base. Sustituyendo la expresión de la impedancia base dada por las ecuaciones (3.6) o (3.13) en la ecuación (3.15) se tiene:

$$\text{Impedancia por unidad de un elemento de circuito} = \frac{(\text{impedancia real en ohmios}) \times (\text{kVA base})}{(\text{tensión base en kV})^2 \times 1,000} \quad (3.15)$$

Que demuestra que la impedancia por unidad es directamente proporcional a los kVA base e inversamente proporcional al cuadrado de la tensión base, por tanto, para cambiar la impedancia por unidad respecto a una base nueva se aplicará la ecuación siguiente:

$$\text{por unidad } Z_{\text{nuevos}} = \text{por unidad } Z_{\text{dados}} \left( \frac{\text{base kV}_{\text{dados}}}{\text{base kV}_{\text{nuevos}}} \right)^2 \left( \frac{\text{base kVA}_{\text{nuevos}}}{\text{base kVA}_{\text{dados}}} \right) \quad (3.16)$$

Esta ecuación no tiene ninguna relación con la transferencia del valor óhmico de la impedancia de un lado del transformador al otro, el gran valor de la ecuación, está en el cambio de la impedancia por unidad que se da, de una base particular a otra.

### **3.4.5. Selección de la base para los valores por unidad**

Uno de los puntos más importantes es la selección de los valores base de kVA y kV se hace con el objeto de reducir al mínimo, en la medida de lo posible, el trabajo exigido por el cálculo, primero se selecciona una base para una parte del circuito, la elegida debe ser tal, que lleve a valores por unidad de la tensión y corriente de régimen, aproximadamente igual a la unidad, de forma que se simplifique el cálculo se ahorrará mucho tiempo si la base se selecciona de forma que pocas magnitudes por unidad ya conocidas, tengan que convertirse a una nueva base.

Cuando un fabricante da la resistencia y la reactancia de un aparato en por ciento o por unidad se entiende que las bases son valores de kVA y kV nominales del aparato, hay tablas disponibles que dan los valores aproximados de las impedancias por unidad de transformadores, generadores, motores síncronos y motores de inducción, los valores obtenidos de las tablas están basados en valores medios para aparatos de tipo y tamaño similar, como los motores normalmente se especifican por los valores nominales de caballos de vapor y tensión, los kVA nominales, pueden determinarse solamente si se conocen el rendimiento y el factor de potencia, si se carece de información sobre el rendimiento y el factor de potencia, pueden utilizarse las relaciones siguientes deducidas de valores medios para cada tipo particular de motor:

- Motores de inducción

$$\text{kVA} = \text{Caballos de vapor}$$

- Motores síncronos

### **3.4.6. Ventajas de los cálculos por unidad**

Al efectuar los cálculos de sistemas eléctricos en función de los valores por unidad, representa una enorme simplificación del trabajo, la verdadera apreciación del valor de método por unidad de la experiencia; sin embargo, a continuación se resume brevemente algunas de las ventajas.

1. Los fabricantes regularmente explican la impedancia de un elemento de un aparato, en por ciento o por unidad de los valores nominales que figuran en la placa de características.
2. Las impedancias por unidad de máquinas del mismo tipo con valores nominales dentro de un amplio margen, tiene valores dentro de un margen muy estrecho, aunque los valores óhmicos difieran materialmente para máquinas de distintos valores nominales, por esta razón, si no se conoce la impedancia, generalmente es posible seleccionarla a partir de datos medios tabulados que proporcionan un valor razonablemente correcto, la experiencia en el trabajo por unidad, familiariza con los valores adecuados de las impedancias por unidad para diferentes tipos de aparatos.
3. Si se especifica la impedancia en ohmios en un circuito equivalente, cada impedancia debe referirse al mismo circuito por multiplicación, por el cuadro de la relación de las tensiones nominales de los dos lados del transformador que conecta el circuito de referencia y el circuito que

contiene la impedancia, la impedancia por unidad, una vez expresada en la base adecuada es la misma referida a los dos lados del transformador.

4. La forma en que los transformadores se conectan en los sistemas trifásicos, no afectan a las impedancias por unidad del circuito equivalente, aunque la conexión, determina la relación entre las tensiones base y de los dos lados del transformador.

#### **3.4.7. Cuadros de cálculo C.C. (corriente continua)**

Los programas computarizados, han reemplazado casi completamente cualquier otro método de cálculo en los problemas de redes se observará ahora la representación de una red, que permita buenos resultados gracias a la simplicidad, en el cuarto capítulo se analizan los cálculos de fallas o corto circuito y se muestran los cuadros a los resultados correspondientes.

En los cuadros alimentados con corriente continua se dispone de muchas unidades de resistencia variable, que pueden interconectarse por medio de cables flexibles y clavijas similares a las que suelen encontrarse en los cuadros telefónicos operador a mano.

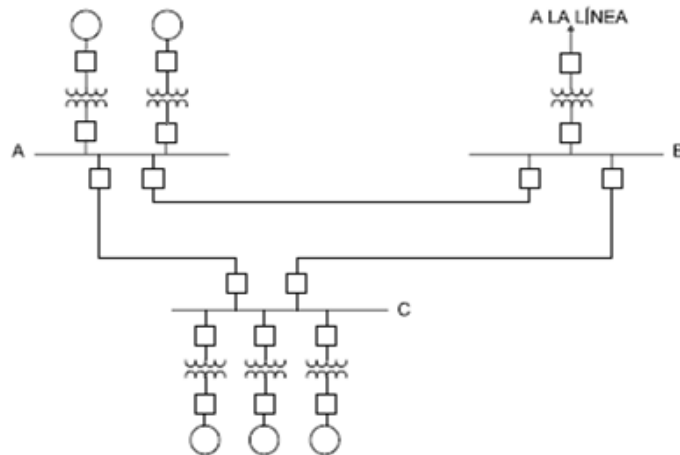
Solamente pueden representarse del diagrama de impedancias que se estudia las reactancias inductivas y cada reactancia está representada en el cuadro por una resistencia, los generadores y los motores, están reemplazados por una fuente de tensión continua, unida a la red por resistencias que representan la reactancia interna de cada máquina.

En un sistema de corriente alterna, la corriente total que circula, depende de la amplitud y el ángulo de fase de las tensiones internas de motores y generadores, en el cuadro de C.C. no hay ajuste de las tensiones individuales de motores y generadores, no hay nada que corresponda a las diferencias de fase de las tensiones.

Para estudiar las corrientes de cortocircuito en un cuadro de cálculo de corriente continua se prepara un diagrama de reactancia, a partir de un diagrama de reactancia a partir de un diagrama unifilar, tal como el del sistema generador local de una planta industrial, representado en la figura 25 es preciso disponer de información para obtener las reactancias de las líneas y de los transformadores, generadores y motores.

Si el sistema local se conecta a un sistema de potencia exterior, tal como se observa en la figura 26, el sistema exterior, debe estar representado en el cuadro de cálculo C.C. por una conexión a la alimentación continua, a través de una reactancia determinada por la corriente que el sistema de potencia suministraría por cortocircuito en el punto de conexión a la alimentación continua, a través de una reactancia, determinada por la corriente, que el sistema de potencia suministraría por corto circuito en el punto de conexión.

Figura 25. **Diagrama unifilar de un típico diagrama eléctrico industrial de potencia**



Fuente: STEVENSON, William. *Análisis de sistemas de potencia*. p. 129.

Del teorema de Thevenin se deduce que el sistema eléctrico exterior de potencia, está correctamente representado por una tensión y una impedancia en serie, el teorema citado establece que una red lineal que termina en dos puntos a y b y contiene un número cualquiera de f.e.m. es igual a la tensión a circuito abierto medida entre a y b.

La impedancia en serie es la impedancia de la red, medida entre a y b con las f.e.m. en corto circuito, si las f.e.m. son constantes, la impedancia es la tensión a circuito abierto entre a y b, dividida por la corriente que circula en un cortocircuito aplicado entre a y b. las compañías de suministro de energía eléctrica proporcionan datos sobre las corrientes de cortocircuito  $I_{SC}$ , que pueden esperarse a través de los sistemas, usualmente los datos suministrados relacionan los MVA de cortocircuito, siendo:



$$\text{MVA de cortocircuito} = \sqrt{3} \times (\text{kV nominales}) \times I_{sc} \times 10^{-3} \quad (3.17)$$

Despreciando la resistencia y la capacidad en paralelo, el circuito equivalente monofásico de Thevenin que representa el sistema es una f.e.m. igual a la tensión nominal de la línea dividida por  $\sqrt{3}$ , en serie con una reactancia inductiva de:

$$X_{th} = \frac{(\text{nominales kV}/\sqrt{3}) \times 1000}{I_{sc}} \Omega \quad (3.18)$$

Despejando en la ec. (3.17)  $I_{sc}$  y sustituyendo en la ec. (3.18) se tiene:

$$X_{th} = \frac{(\text{kV nominales})^2}{\text{MVA de cortocircuito}} \Omega \quad (3.19)$$

Si los kV base son iguales a los kV nominales, pasando a valores por unidad:

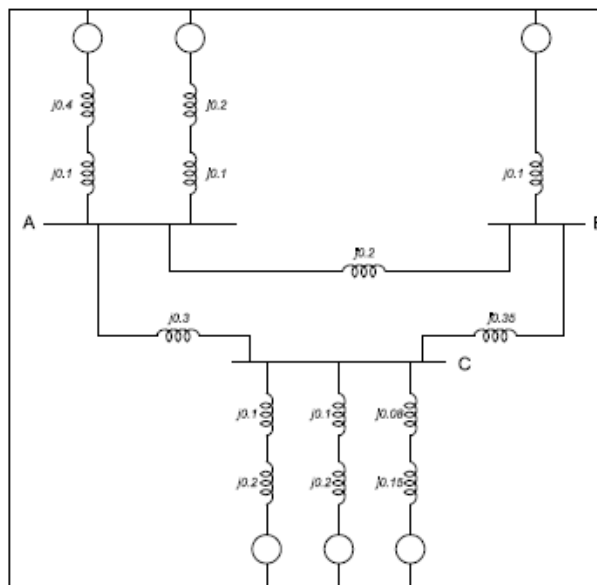
$$X_{th} = \frac{\text{base MVA}}{I_{sc} \text{MVA de cortocircuito}} \text{ por unidad} \quad (3.20)$$

$$X_{th} = \frac{I_{base}}{I_{sc}} \text{ por unidad} \quad (3.21)$$

Ahora si el sistema eléctrico de potencia exterior es grande, comparado con el de la planta industrial, las perturbaciones dentro de la fábrica, no afectan a la tensión en el punto de conexión, en tal caso se dice que el sistema exterior es una barra infinita y está representado por una tensión constante sin impedancia interna, en la hipótesis de que el sistema exterior sea una barra infinita, el diagrama de reactancias del sistema industrial de la figura 25 se

representa en la figura 26, con las reactancias de los componentes del sistema por unidad, respecto a una base determinada seleccionada.

Figura 26. **Diagrama de reactancias del sistema de la figura 26, reactancias por unidad**



Fuente: STEVENSON, William. *Análisis de sistemas de potencia*. p. 131.

### 3.4.8. Métodos de cálculo

Antes del desarrollo de las computadoras digitales, los ingenieros de sistemas de potencia, contaban con cuadros de cálculo C. A. también llamados analizadores de circuitos, en los cuales resistencias, inductancias y capacitancias variables se conectaban para formar una réplica de una fase del sistema real con valores en escala.

Los componentes del circuito sobre el cuadro C.A., consisten en el equivalente de cada línea de potencia; son generadores que suministran ajuste independiente de la magnitud del voltaje y el ángulo de fase, unidades para representar cargas, circuitos equivalentes de transformadores y otros dispositivos equivalentes.

El suministro de potencia para los cuadros es de 60 a 10 000 Hz; muchos han sido diseñados para 440 o 480 Hz, métodos de mediada más elaborados, suministran mediciones de corriente, voltaje, potencia real y reactiva a cada unidad, conmutando un conjunto de instrumentos maestros, cabe mencionar que en 1960 unos 50 cuadros de cálculo se usaban diaria y constantemente en Norteamérica, algunos están todavía disponibles y son muy usados desde el punto de vista del aprendizaje, puesto que el circuito puede ser fácilmente modificado y los cuadros le dan al sistema como tal, un sentido más real que la computadora.

Los nuevos programas computarizados son ideales para los estudios de flujo de carga, cálculos de fallos, distribución de carga económica, determinación de la estabilidad del sistema y muchos otros problemas en el diseño, control y operación diaria de un sistema de potencia.

### **3.5. Flujos de carga**

Básicamente, la información que se obtiene de un estudio de cargas es normalmente, el módulo y el ángulo de fase de las tensiones en cada barra y las potencia real y reactiva de cada línea, pérdida de potencia real y reactiva en las líneas, pérdida real y reactiva totales en el sistema, factor de utilización en las líneas y pérdida real y reactiva en transformadores con el respectivo factor de utilización.

Hasta la llegada de los nuevos programas, las tablas de C. A. eran el medio para hacer los estudios de cargas, el proceso era tedioso y consumía mucho tiempo; las computadoras han remplazado casi completamente las tablas de C. A. para toda clase de estudios de energía, pero especialmente en las soluciones de flujo de carga.

### **3.5.1. Datos para los estudios de cargas**

El punto de partida en los datos que debe suministrar al programa es el diagrama unifilar del sistema; para que el programa pueda determinar todos los elementos de  $Y_{barra}$  son necesarios los valores de las impedancias serie y las admitancias paralelas, también se debe informar de las características e impedancias de los transformadores, valor nominal de los condensadores en paralelo y el conjunto de tomas de los transformadores.

Las condiciones de funcionamiento para cada equipo de potencia deben elegirse siempre para cada estudio, en cada barra, excepto en una, debe especificarse la potencia real en la red; la potencia consumida por la carga es potencia negativa que entra al sistema, las otras potencias son las de los generadores y potencias positivas o negativas que entran por las interconexiones.

Además, en estas barras hay que especificar la potencia reactiva de la red o el valor de la tensión; esto es en cada barra, hay que decidir si hay que mantener constante el valor de la tensión o la potencia reactiva, lo normal es fijar la potencia reactiva en las barras de la carga y el valor de la tensión en las barras de los generadores, por más que a veces se especifique la potencia reactiva en los generadores, en los programas de cálculos de flujos de potencia, hay que prever para el cálculo que se considere la tensión mantenida constante

en una barra, mientras que la potencia reactiva permanece dentro de los límites fijados.

La única barra en la que no se especifica la potencia real se denomina barra oscilante y generalmente es una que está conectada un generador; es evidente que la potencia que entra al sistema, no puede ser fijada por anticipado en cada barra, porque no son conocidas las pérdidas del sistema hasta que en el estudio no está completo.

Los generadores en las barras oscilante suministran la diferencia entre la potencia real especificada que entra al sistema por las barras y la salida total del sistema más las pérdidas; en la barra oscilante se especifican el módulo y el argumento de la tensión, la potencia real y reactiva en esta barra se determina por el programa como parte de la solución.

### **3.5.2. Método de Gauss-Seidel**

La complejidad que presenta la obtención de una solución formal del problema de las cargas en una red de energía, radica en las diferencias en el tipo de datos especificados para las distintas barras del sistema, aunque no es difícil la formulación del número de ecuaciones suficiente, no es práctico obtener una solución directa.

La resolución de los problemas de carga por el método digital, sigue un proceso iterativo, asignando valores estimados a las tensiones desconocidas en las barras y calculando una de las tensiones en las barras, a partir de los valores estimados en las otras y las potencias real y reactiva especificadas; de esta forma se obtiene un nuevo conjunto de tensiones en las barras, que se emplea para calcular otro conjunto; cada cálculo de un nuevo conjunto de

tensiones se llama iteración; el proceso iterativo se repite hasta que los cambios en cada barra son menores que un mínimo especificado.

Se debe examinar primero, la solución que expresa la tensión de una barra como función de las potencias real y reactiva entregadas a la barra por los generadores o suministradas a la carga conectada a la barra, las tensiones estimadas o previamente calculadas en las otras barras y las admitancias propia y mutua de los nudos, las ecuaciones fundamentales se obtienen partiendo de una formulación nodal de las ecuaciones de la red.

Este procedimiento de solución de ecuaciones lineales algebraicas se conoce como el método iterativo de Gauss-Seidel; sí a través del proceso iterativo se utiliza el mismo conjunto de valores de tensión (en lugar de sustituir inmediatamente el nuevo valor obtenido para el cálculo de la tensión en la próxima barra), el proceso se llama método iterativo de Gauss.

Es posible el desembocamiento en una solución errónea, sí las tensiones de partida son muy diferentes de los valores correctos; este desembocamiento erróneo puede evitarse si las tensiones de partida tienen valores razonables y no difieren en fase, las soluciones indeseables se distinguen fácilmente inspeccionando los resultados, puesto que las tensiones del sistema normalmente, no tiene un intervalo de fase mayor que  $45^\circ$  y la diferencia entre barras adyacentes es menor a  $10^\circ$  y frecuentemente más pequeña.

### 3.5.3. Método de Newton – Raphson

La expansión en series de Taylor para una función de dos o más variables es la base del método de Newton-Raphson en la solución de problemas de estudio de cargas, las derivadas parciales de orden superior a uno se desprecian en la serie de términos de la expansión de Taylor, aquí no se da la justificación del método.

La mayoría de los programas comienzan con la iteración de Gauss-Seidel, para obtener un buen valor inicial de tensión en la iteración de Newton – Raphson, estas tensiones se usan entonces para calcular  $P$  en todas las barras, excepto en la barra oscilante y  $Q$  en todas las barras donde la potencia reactiva se especifica.

Entonces las diferencias entre los valores especificados y los calculados se emplean para determinar las correcciones en las tensiones de barra; el proceso se repite hasta que los valores de cálculos de  $P$  y  $Q$  o  $|V|$  en todas las barras, difiera de los valores especificados en menos que el índice de precisión determinada.

El número de iteraciones requeridas por el método de Newton-Raphson usando las admitancias de las barras es prácticamente independiente del número de barras, el tiempo para el método de Gauss-Seidel aumenta casi directamente con el número de barras, de otro lado, el cálculo de los elementos de la Jacobiana (matriz solución en método Newton–Raphson), consume tiempo y el tiempo por iteración es considerablemente más largo en el método de Newton-Raphson, a excepción de sistemas muy pequeños, para la misma exactitud el método de Newton-Raphson consume menos tiempo el programa.

#### **3.5.4. Programa computarizado digital**

Las empresas de energía, utilizan programas muy elaborados para hacer estudios de flujos de potencia, un programa típico es capaz de manejar sistemas de 2 000 barras, 3 000 líneas y 500 transformadores, naturalmente, los programas pueden expandirse a tamaños aún mayores, previniendo la disponibilidad de las suficientes facilidades de la computadora.

El programa requiere una tarjeta de datos para cada línea de transmisión, cada transformador y cada barra, los datos entregados a la computadora por las tarjetas perforadas son similares para las líneas y los transformadores.

Para el presente estudio se utilizará el programa llamado PSAF en la versión 3.20 revisión 1.5 (español), el cual actualmente es utilizado en Empresa Eléctrica de Guatemala S. A., para la realización de estudios eléctricos solicitados por TRELEC S. A., para conocer previo a la realización del proyecto el impacto sobre la red de transmisión en el Sistema Nacional Interconectado (SIN) y en la zona 2 (área de transporte de TRELEC).

Power Systems Analysis Framework (PSAF) es un conjunto integrado de programas para el estudio de sistemas de potencia, PSAF contiene una interfaz gráfica, un administrador de bases de datos y un estimador de parámetros de los equipos eléctricos para crear el diagrama unifilar y las bases de datos asociadas, PSAF se aplica directamente a sistemas de potencia de servicios públicos y trifásicos industriales.



La base de datos contiene una amplia gama de equipos de red y de controladores, incluyendo las características de los equipos estándar de la industria, cada equipo presenta más de una posibilidad de modelación según el propósito y alcance de la simulación que se desea realizar, PSAF permite la entrada de datos gráfica y tabular, brinda las opciones preferidas del usuario para dibujar el diagrama unifilar (incluyendo la exportación a AutoCAD™) y facilidades sofisticadas para crear reportes, trazar gráficos de curvas o personalizar reportes de simulación.

### **3.5.5. Información obtenida de un estudio de carga**

La información obtenida de las soluciones digitales del estudio de cargas es una indicación de la gran contribución de los programas, a la habilidad de los ingenieros de redes para obtener información de operación de sistemas, aún no construidos y analizar los efectos de cambios en los existentes, la siguiente discusión, no pretende enunciar toda la información obtenible, pero espera dar una idea de la gran importancia de los programas en la ingeniería de redes.

Los resultados impresos dados por los programas son una serie de tablas, generalmente se considera como la más importante aquella tabla que da el número y el nombre de cada barra, la magnitud y la tensión de la barra por unidad y el ángulo de fase, la generación y la carga en cada barra en megavatios y megavars, la carga de la línea y los megavars de capacidades o reactancias estáticas en la barra, además de la información sobre la barra, está el flujo de megavatios y megavars de la barra sobre cada línea de transmisión conectada a ellas, la generación y la carga totales son dadas en megavatios y en megavars.

En la operación de sistemas de potencia, cualquier caída apreciable de tensión en el primario de un transformador causada por un cambio de carga, puede hacer deseable cambiar el conjunto de tomas en el transformador provisto con tomas ajustables, a fin de mantener la tensión apropiada en la carga, donde se especifique un cambio de tomas a fin de mantener la tensión dentro de los límites apropiados es necesario examinar la convergencia total de la tensión, si la tensión no está dentro de los límites fijados, el programa da a la calculadora un nuevo conjunto de iteraciones a realizar en las cuales hay un paso con el apropiado cambio de tomas; el proceso se repite tantas veces como sea necesario, hasta producir una solución de acuerdo con las condiciones deseadas, el conjunto de tomas es registrado en la tabla de resultados.

Un estudio puede incluir los sistemas de varias compañías y dividirse en áreas, designando a cada compañía un área diferente, el programa examina el flujo entre áreas y las desviaciones del flujo previsto se evitarán causando el apropiado cambio de generación de un generador seleccionado en cada área, en un sistema práctico se supervisa el intercambio de energía entre áreas para determinar cuándo un área dada, está produciendo la cantidad de energía que se necesita para el intercambio deseado.

Entre otra información que se puede obtener, está la lista de todas las barras donde la magnitud de la tensión se halla por encima o por debajo de 1,05 o 0,95, respectivamente u otros límites que puedan especificarse. Se puede obtener una lista de las cargas de las líneas en MVA, también se imprimen las pérdidas totales del sistema en megavatios, ( $|I|^2R$ ) y megavars ( $|I|^2X$ ) y los desajustes de  $P$  y  $Q$  en cada barra, el desajuste es una indicación de la precisión de la solución y es la diferencia entre  $P$  (y usualmente también  $Q$ ) que entra y sale en cada barra.

### 3.5.6. Resultados numéricos

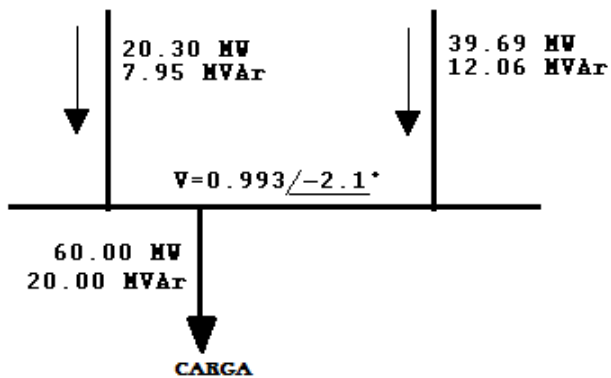
Para la realización del presente estudio se ha recorrido a utilizar el programa PSAF 3.2, el cual se mencionó anteriormente se requirió requirió 11 iteraciones por el método de Fast Decoupled, con el mismo índice de precisión fueron necesarias 17 iteraciones de Newton Raphson, los datos a tabular que se encontrarán en las tablas son potencia activa, potencia activa, pérdidas de potencia activa, pérdidas de potencia reactiva, dichas perdidas pueden encontrarse comparando los valores de  $P$  y  $Q$  en dos terminales de la línea.

Con respecto a las barras se pueden calcular los voltajes y ángulos del voltaje, para los cuales, el mínimo valor es 0,95 % y el máximo valor es 1,05 %, al violar dichos valores se recibirán sanciones por parte de la (CNEE) Comisión Nacional de Energía Eléctrica según norma.

Con respecto al flujo en corto circuito se calculan las corrientes: LLL (PU) (Corriente Trifásica entre fases en valores por unidad), LLL(Amp) (Corriente Trifásica entre fases en amperios), LT (PU) (Corriente entre fase y tierra en valores por unidad) y LT (Amp) (Corriente entre fase y tierra en amperios) y por último las pérdidas totales, lo cual es en el Sistema Nacional Interconectado (SIN) y pérdidas en la zona 2, en el área de TRELEC.

A continuación se observa en la figura 27 un Diagrama unifilar donde se ve reflejado.

Figura 27. Flujo de P y Q en la barra, los números junto a las flechas indican el flujo de P y Q en megavatios y megavars, la tensión de barra se muestra en p.u.



Fuente: STEVENSON, William. *Análisis de sistemas de potencia*. p. 188.

### 3.6. Protecciones en líneas de transmisión

Son líneas que operan con voltajes mayores a 34,5 kV y que usualmente se utilizan para transportar cantidades importantes de potencia y la energía asociada.

El nivel de voltaje en el que opera una línea, permite caracterizar ciertas peculiaridades, por lo que dependiendo de ese nivel de voltaje se ha hecho una clasificación en la que generalmente se llaman líneas de subtransmisión a líneas que operan en voltajes de hasta 138 kV y líneas de transmisión a las que operan con voltajes mayores.

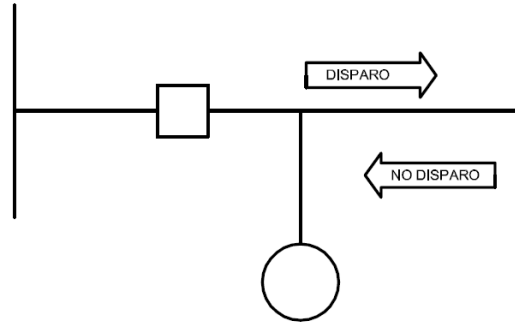
Entre más grandes son la longitud y la potencia que transporta una línea, mayor es el voltaje que se justifica al hacer la evaluación financiera entre un menor costo de operación con voltaje más bajo (pérdidas en las líneas son menores entre más alto es el voltaje) y un mayor costo de inversión a un voltaje más alto (inversiones más altas entre más alto es el voltaje).

De la relación anterior se puede deducir que entre mayor sea la importancia de las líneas de transmisión en un sistema de potencia, mayor es la cantidad de dinero que se puede justificar en el diseño de la protección.

### **3.6.1. Protección direccional de sobrecorriente en líneas de transmisión**

Cada vez es menor la utilización de relevadores de sobrecorriente en la protección de líneas de transmisión y subtransmisión, aunque aún existen casos aislados, en los cuales se utilizan relevadores de sobrecorriente que discriminan la dirección de la corriente, estos relevadores dan orden de disparo, si la corriente de falla fluye desde la barra a la línea y no dan orden de disparo, si la corriente de falla fluye en dirección de la línea a la barra, según se muestra en la figura 28.

Figura 28. **Dirección de disparo y no-disparo en relevadores direccionales**

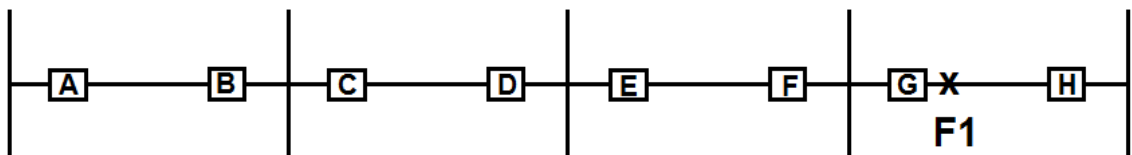


Fuente: MORALES MAZARIEGOS, Juan Fernando. *Elementos de protección de sistemas de potencia*. p. 79.

La razón de utilizar relevadores de este tipo se muestra en la figura 29, en donde es necesario coordinar 7 relevadores de sobrecorriente (A, B, C, D, E, F y G) para una falla en el punto F1.

Si en cambio se utilizan relevadores que discriminen dirección para dar señal de disparo (relevadores direccionales de sobrecorriente) se reduce el número de relevadores que hay que coordinar.

Figura 29. **Relevadores de sobrecorriente a coordinar**



Fuente: MORALES MAZARIEGOS, Juan Fernando. *Elementos de protección de sistemas de potencia*. p. 80.

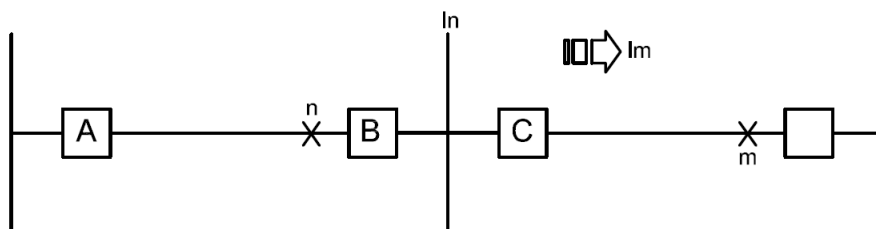
### 3.6.2. Polarización de relevadores direccionales de sobrecorriente

Polarizar un relevador de protección consiste en colocarle un fasor de referencia que mantenga el ángulo referencia independientemente de la localización de la falla para que se pueda discernir si la corriente de falla va en dirección de la barra a la línea o de la línea a la barra.

En el caso de los relevadores de sobrecorriente para protección de fase, la referencia que generalmente se utiliza para polarizar el voltaje, ya que se asume que en un sistema eléctrico que no ha perdido estabilidad y que está sincronizado para efectos prácticos, el voltaje tiene el mismo ángulo eléctrico y es independiente del lugar del sistema en el que ocurra una falla es decir la onda seno que define al voltaje, sube y baja al mismo tiempo en todo el sistema.

Es contra el fasor de voltaje, que se compara para determinar si el relevador dispara o no, esto se muestra gráficamente en la figura 30.

Figura 30. **Diagrama unifilar que muestra la dirección de disparo y no disparo**

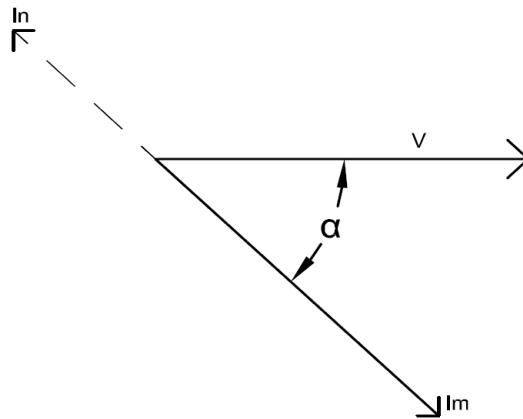


Fuente: MORALES MAZARIEGOS, Juan Fernando. *Elementos de protección de sistemas de potencia*. p. 80.

Donde, si en el punto C hay un relevador direccional y la localización de la falla está en el punto m, la corriente vista desde ese punto C, tiene un ángulo, pero si la localización de la falla está en el punto n, el ángulo de la corriente esta desplazado 180 grados.

Utilizando diagramas fasoriales, según se muestra en la figura 31 se puede concluir que cuando la corriente tiene la dirección que se muestra en la figura con líneas sólidas, ocurre disparo y cuando la corriente tiene la dirección de las líneas punteadas, no hay disparo.

Figura 31. **Diagrama fasorial de voltaje y corriente, correspondiente a la figura 30**



Fuente: MORALES MAZARIEGOS, Juan Fernando. *Elementos de protección de sistemas de potencia*. p. 81.



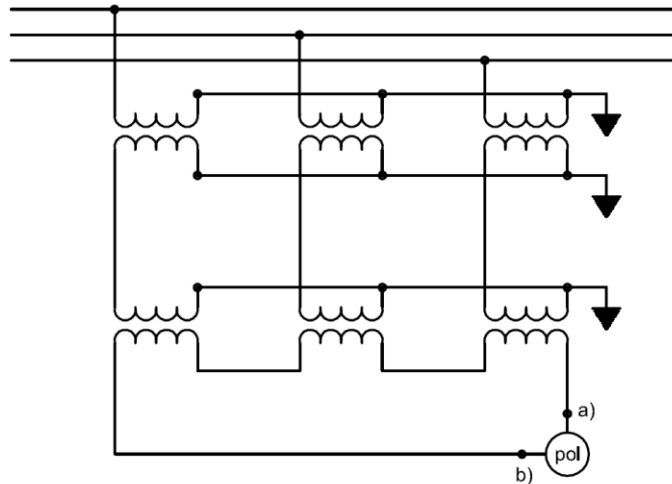
### **3.6.3. Relevadores direccionales de sobrecorriente de tierra**

Los relevadores de sobrecorriente que se utilizan para protección de fallas de línea a tierra en sistemas eléctricos trifásicos aterrizados, también pueden ser direccionales, para lo cual es necesario polarizarlos.

Para polarización de los relevadores de falla a tierra se puede utilizar corrientes o voltajes de secuencia cero, con la condición de que esta referencia no cambie de dirección con la colocación de la falla.

En general, la polarización con corriente de secuencia cero es un poco difícil y tiene el inconveniente que la dirección del fasor de referencia puede cambiar si se hacen modificaciones al sistema de potencia, por la razón expuesta, los relevadores direccionales de sobrecorriente de tierra, usualmente se polarizan con un voltaje de secuencia cero, el cual se obtiene con el circuito que se muestra en la siguiente figura.

Figura 32. **Conexión de transformadores de voltajes auxiliares para polarizar relevadores direccionales de sobrecorriente de tierra con voltaje de secuencia cero**



Fuente: MORALES MAZARIEGOS, Juan Fernando. *Elementos de protección de sistemas de potencia*. p. 81.

En operación normal, los voltajes son simétricos y la resultante en el vértice de la delta entre los puntos a) y b) en los que se coloca la bobina de polarización es cero, cuando ocurre una falla monofásica, el voltaje de la línea fallada se reduce y la suma fasorial de los 3 voltajes deja de ser cero y aparece una componente de voltaje de secuencia cero en el vértice de la delta entre los puntos a) y b), el cual es el que se utiliza para polarizar el relevador de sobrecorriente direccional de tierra.

#### 3.6.4. Impedancia mutua de secuencia cero

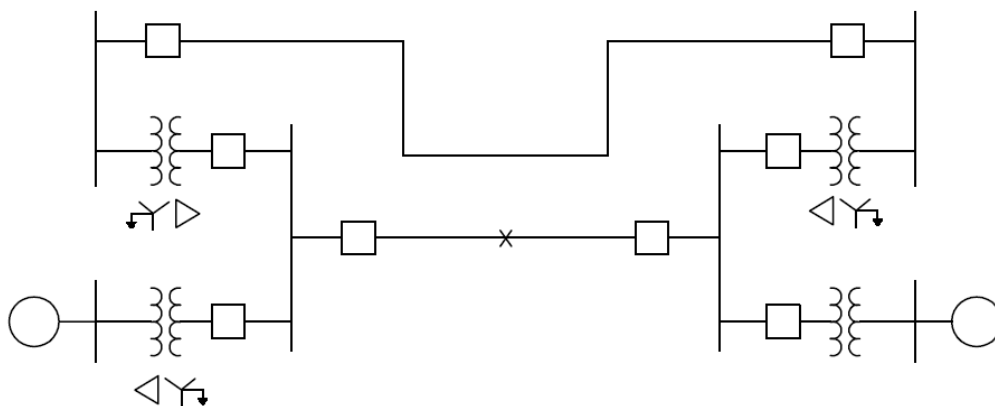
Puede ocasionar un problema que consiste en que, una línea sin falla se dispare por la corriente de secuencia cero, que se induce en esta, por una falla en otra línea adyacente.

Para que se presente el problema de disparo de una línea sana, por inducción de corrientes de secuencia cero por impedancia mutua de secuencia cero se deben de presentar las siguientes condiciones:

- Las líneas deben estar adyacentes, compartiendo probablemente el mismo derecho de vía en una parte de la ruta.
- Las líneas deben ser de diferente nivel de voltaje.
- Deben tener aisladas las redes de secuencia cero.
- Deben terminar en barras diferentes.

En el circuito de la figura 33 se cumplen todas las condiciones anteriores, y por lo tanto es posible que ocurra un falso disparo por el fenómeno descrito, las soluciones más populares cuando ocurre este problema, han sido la utilización de relevadores de secuencia negativa y la utilización de relevadores de distancia para protección de fallas.

Figura 33. **Condiciones para que ocurra el disparo por inductancia mutua de secuencia cero**



Fuente: MORALES MAZARIEGOS, Juan Fernando. *Elementos de protección de sistemas de potencia*. p. 82.

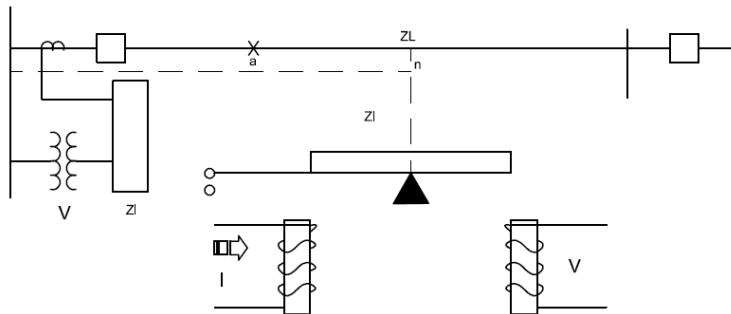
### 3.6.5. Relevadores de distancia

Son relevos que operan en función de la relación entre el voltaje y la corriente es decir, no operan solamente en respuesta a una corriente o a un voltaje, sino en función de la relación que existe entre estas dos cantidades.

En la forma más básica, los relevadores de distancia comparan el voltaje y la corriente del sistema y operan cuando la relación entre voltaje y corriente toma un valor menor al que se tiene de referencia, para condiciones normales, el valor de voltaje y corriente que mide el relevador es el valor de la impedancia del circuito ya que  $V/I = Z$ .

El funcionamiento de este tipo de relevadores se puede comprender utilizando el relevador primitivo que se muestra en la figura 34 en el mismo se puede ver una viga con un pivote en el centro, una bobina de voltaje que imprime una fuerza que restringe el movimiento del contacto móvil y otra de corriente que imprime una fuerza que actúa para mover el contacto móvil.

Figura 34. **Diagrama para la explicación simplificada de un relevador de distancia electromecánico**



Fuente: MORALES MAZARIEGOS, Juan Fernando. *Elementos de protección de sistemas de potencia*. p. 83.

La fuerza de la bobina de voltaje se puede ajustar de tal forma, que tenga un valor igual al que le imprimiría la bobina de corriente, si por la misma circulará una corriente con un valor igual al de una falla sólida mostrada en el punto  $nZ$ , este será el valor de ajuste, cuando ocurra una falla entre la barra y el punto  $a$ , la corriente que circula será mayor que la que correría para una falla en el punto  $n$ , por lo que la fuerza de la bobina de corriente, obligará al contacto móvil a moverse en la dirección de cierre y disparo.

Para una falla a la derecha del punto  $n$ , la corriente será menor que la que circularía para una falla en el punto  $n$  y por lo tanto, el contacto no cerraría y no habría disparo.

El análisis de relevadores de distancia electromecánicos se puede hacer por medio de lo que se conoce como ecuaciones del relevador, que permiten explicar con algunos grados de sencillez, la operación de los mencionados dispositivos y que se tratan con más detalle en este capítulo.

En la década de los 70 se inició la fabricación de los relevadores de estado sólido, la memoria de los cuales utilizaron un comparador estático para la ejecución de las funciones, más adelante también se analizará con más detalle el funcionamiento de los comparadores y aplicación en relevadores de distancia.

Los relevadores de distancia actuales con microprocesadores, utilizan chips para procesar las señales y definir el funcionamiento, sin embargo, los principios de aplicación y los conceptos básicos se mantienen desde que fueron electromecánicos.

### **3.6.6. Diagrama R- X**

Es un plano cartesiano en donde se colocan en el eje horizontal la parte real de un fasor de impedancia y en la parte vertical la parte imaginaria, debido a que la potencia de cualquier elemento eléctrico se puede representar en un diagrama R-X, este instrumento de análisis se utiliza con cierta frecuencia con este propósito.

### **3.6.7. Curva característica de un relevador de distancia.**

Es una representación gráfica en un diagrama R-X de la operación de un relevador de distancia, puede tener diferentes formas, siendo las más conocidas la de un círculo con el centro desplazado (relevador tipo MHO), la de una línea horizontal a una distancia X del origen (relevador tipo reactancia) y la curva elíptica (tipo lente).

En general se puede decir que la curva característica de un relevador en el diagrama R-X, indica las relaciones de  $V/I$  que lo harán operar.

### **3.6.8. Funcionamiento de los relevadores electromecánicos, ecuación general de un relevador**

En la siguiente ecuación se generaliza la forma en que se puede producir par para que un contacto móvil se mueva de la posición de equilibrio en dirección al cierre, la ecuación general del relevador electromecánico, expresa que se puede utilizar el flujo magnético generado por dos corrientes, por dos voltajes o por un voltaje y una corriente, para generar par mecánico.

$$\text{Torque} = +/ - K_1 E^2 +/ - K_1 E^2 +/ - K_3 \text{Elf}(\theta, \varphi) - K_4 \quad (3.22)$$

Dónde:  $K_1$ ,  $K_2$ ,  $K_3$  y  $K_4$  son constantes de diseño del relevador ( $K_4$  es la constante del resorte).

El resto de los términos se explicarán conforme se avance en esta sección.

Si  $K_2$ ,  $K_3$  y  $K_4$  tienen un valor de cero se puede generar par mecánico para mover un contacto móvil, utilizando dos voltajes para generar los campos magnéticos desplazados en un ángulo.

De la misma manera si  $K_1$ ,  $K_3$  y  $K_4$  son cero se puede generar par mecánico para mover un contacto móvil, utilizando dos corrientes para generar los campos magnéticos necesarios.

Es conveniente aclarar, que es posible diseñar un relevador que opere con todas las constantes con algún valor y entonces el cierre del contacto del relevador será función de todas las constantes, corrientes y voltajes que influyan en el relevador.

### **3.6.9. Ecuación de toque de relevadores de distancia tipo MHO electromecánicos**

Es posible diseñar un relevador que genera par mecánico positivo o de la operación (en la dirección de cerrar los contactos para genera disparo), según la siguiente ecuación:

$$K_3 I_0 E_P \cos(\theta - \varphi) \quad (3.23)$$

Y que tenga una ecuación del par de restricción (oponiéndose al cierre de los contactos, para evitar el disparo) de la siguiente forma:

$$K_3 E_R E_P + K_4 \quad (3.24)$$

En donde:

$K_1$  = constante de diseño del relevador que es ajustable

$K_3$  = constante de diseño del relevador

$K_4$  = constante del resorte que hace que el contacto móvil regrese al lugar de descanso

$I_0$  = corriente en la bobina de la corriente

$E_R$  = voltaje de restricción

$E_P$  = voltaje de polarización

$\theta$  = ángulo de la impedancia de la línea

$\varphi$  = ángulo de par máximo. Es un ángulo de diseño

Si se asume que la constante del resorte se puede despreciar y se iguala el par de operación con el par de restricción o sea el momento en el cual, no existe movimiento del contacto móvil se forma la siguiente ecuación:

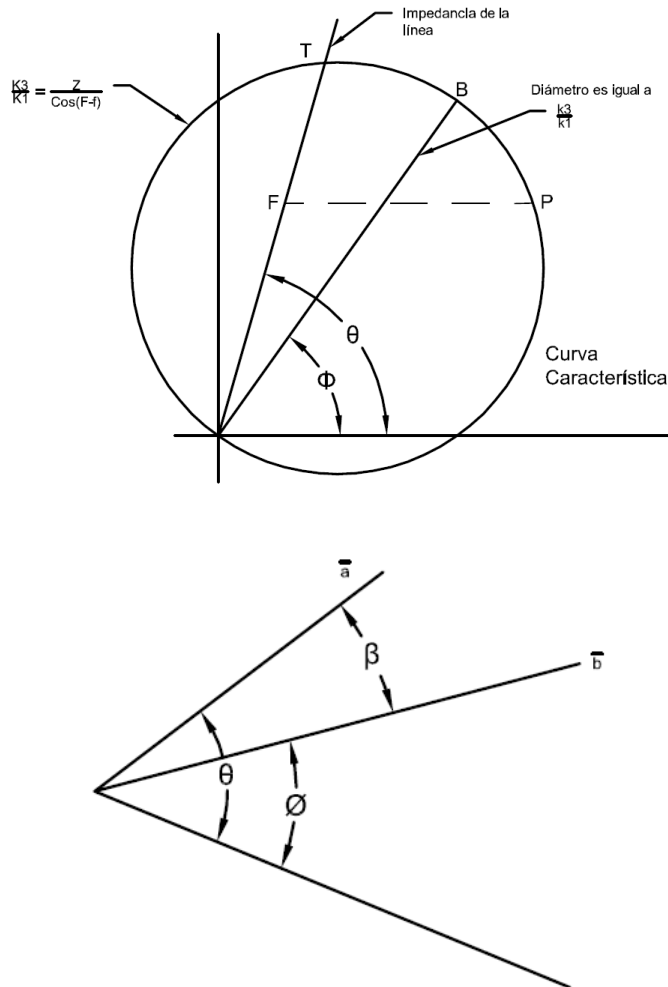
$$K_3 I_0 E_P \cos(\theta - \varphi) = K_1 E_R E_P \quad (3.25)$$

Que al hacer el desarrollo algebraico queda como:

$$\frac{K_3}{K_1} = \frac{E_R / I_0}{\cos(\theta - \varphi)} \quad (3.26)$$



Figura 35. **Curva característica de un relevador tipo MHO**



Fuente: MORALES MAZARIEGOS, Juan Fernando. *Elementos de protección de sistemas de potencia*. p. 86.

Esta última ecuación corresponde gráficamente a un círculo que tiene un diámetro con valor,  $K_3/K_1$ , con uno de los extremos en el origen y que está inclinado un ángulo  $\phi$  con relación al eje horizontal, la forma de la curva queda como se muestra en la figura 35.

La gráfica resultante de igualar las ecuaciones del torque de operación y de restricción de un relevador electromecánico, y que se dibuja en un diagrama R-X se le llama curva característica del relevador de distancia, y es una representación gráfica de la operación del relevador.

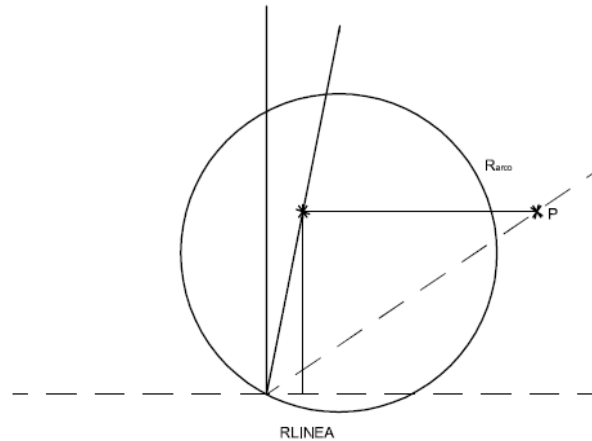
Todos los puntos de la relación  $V/I$  cuyo valor esté dentro de la curva característica, harán que el relevador ordene el disparo del interruptor, mientras que todos los puntos de la relación  $V/I$  que estén por afuera de la curva característica, no implica ninguna acción por parte del relevador.

#### **3.6.10. Ecuación de torque para relevadores electromecánicos de distancia tipo OHM (reactancia)**

Cuando se necesita proteger líneas cortas en las cuales ocurre una falla, el valor de la resistencia del arco, puede tener valores iguales o mayores que la resistencia de la línea y la del arco puede hacer que la impedancia de la falla se incremente y el relevador detecte la falla afuera de la característica de operación, tal como se muestra en la figura 36.

En estos casos es conveniente tener un relevador que sea poco sensible a la componente real del valor  $V/I$ , para lo cual se utiliza un relevador de reactancia.

Figura 36. **Resistencia de arco de una línea corta en un relevador de distancia tipo MHO**



Fuente: MORALES MAZARIEGOS, Juan Fernando. *Elementos de protección de sistemas de potencia*. p. 89.

Par de operación = Par de restricción en donde:

$$K_2 I_0 I_P = K_3 E_R I_P \sin \theta \quad (3.27)$$

$K_2$  = constante de diseño

$K_3$  = constante de diseño con valor ajustable

$I_0$  = corriente en la bobina de corriente

$I_P$  = corriente de polarización

$E_R$  = voltaje de restricción

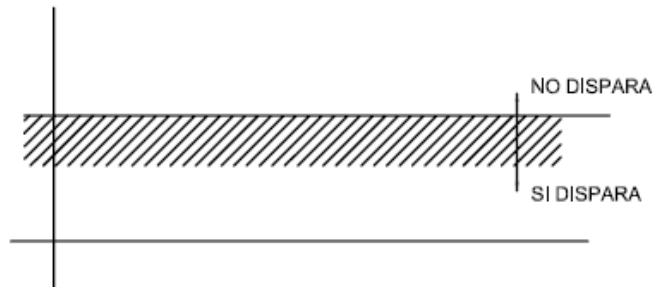
$\theta$  = ángulo de la línea de transmisión

Cuando se igualan el par de restricción y de operación se obtiene la siguiente ecuación:

$$\frac{K_2}{K_3} = \frac{E_R}{I_0} \sin \theta = X \quad (3.28)$$

Con lo que la curva característica resultante es una línea recta paralela al eje horizontal a una distancia X del origen, según se muestra en la figura 37.

Figura 37. **Resistencia de arco de una línea corta en un relevador de distancia tipo OHM**



Fuente: MORALES MAZARIEGOS, Juan Fernando. *Elementos de protección de sistemas de potencia*. p. 89.

### 3.6.11. **Curva característica de relevadores de distancia tipo MHO de estado sólido (discretos)**

Un relevador estático es aquel en el que la medición o comparación de magnitudes eléctricas se hace en una red transistorizada, la cual está diseñada para dar una señal de salida en la dirección disparo, cuando se pasa la condición de arranque del relevador.

Los circuitos de los relevadores estáticos son mucho más complicados que los del equivalente electromecánico, sin embargo, los principios fundamentales en los que se basan el funcionamiento, también son bastante sencillos.

Todos los relevadores de tipo de distancia conocidos en la actualidad, utilizan algún comparador, que en el caso de los relevadores estáticos es un

comparador estático, por lo que para comprender el funcionamiento de los relevadores de distancia de estado sólido es conveniente describir los principios fundamentales de la teoría general de los comparadores.

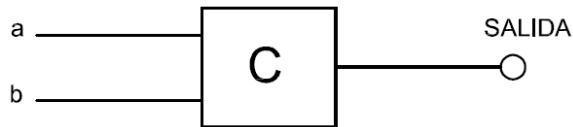
### **3.6.12. Comparadores**

Los relevadores de distancia comparan ciertas magnitudes eléctricas, las cuales hacen operar el relevador en respuesta a relaciones anormales de esas magnitudes, las magnitudes a medirse se introducen a un comparador en forma de dos o más señales de entrada, existen dos tipos básicos: el de magnitud y de fase.

El de magnitud, compara las magnitudes de dos señales de entrada rectificándolas y oponiendo una a la otra, si las señales de entrada son  $a$  y  $b$ , la salida del comparador serán  $|a| - |b|$ , esta salida será positiva si  $a > b$  o lo que es lo mismo  $|a/b| > 1$ . Teóricamente en un comparador de magnitud, la comparación debe ser puramente escalar, por lo que, la relación de fase de las señales de entrada, no deben tener ningún efecto sobre la salida.

Por otro lado, el comparador de fase, efectúa una operación similar con los ángulos de fase, sean dos fasores como en la figura 38.

Figura 38. **Resultados de un comparador de fase para  $\lambda = 90^\circ$**



Fuente: MORALES MAZARIEGOS, Juan Fernando. *Elementos de protección de sistemas de potencia*. p. 87.

$$a = |a|\angle\theta, \text{ y } b = |b|\angle\varphi$$

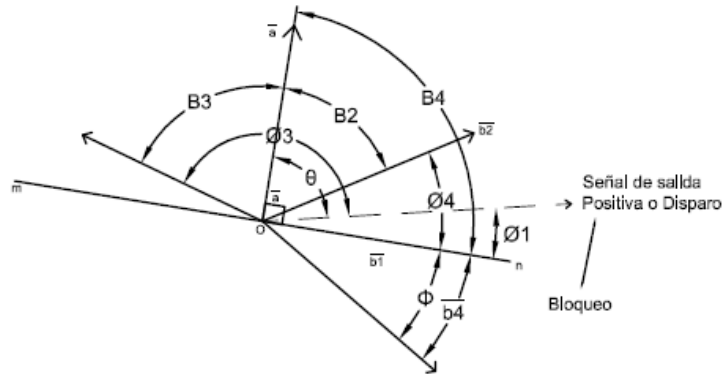
$B$  es la diferencia de fase entre los fasores  $a$  y  $b$  y suponiendo que se compara el ángulo de la señal  $b$ , con el de la señal  $a$  en el comparador  $C$ .

Por definición, la señal de salida del comparador, será positiva cuando  $B$  cumpla la condición:

$$\lambda \geq B \geq -\lambda$$

$\lambda$  es el ángulo que determina la forma de la curva característica del comparador y que se conoce como el valor del ángulo de arranque, en la figura 36 se dibuja un gráfico, en el que se supone que el lugar geométrico descrito por la punta del fasor, lo define la curva característica.

Figura 39. **Resultado de comparar dos vectores en un comparador de fase con  $\lambda = 90^\circ$**



Fuente: MORALES MAZARIEGOS, Juan Fernando. *Elementos de protección de sistemas de potencia*. p. 88.

Suponer que para este comparador  $\lambda = 90^\circ$ .

En la gráfica se puede identificar que los puntos b1, b2, b3, etc., satisfacen la condición (1) para  $\lambda = 90^\circ$ , esto es:

$$90^\circ \geq B1 \geq -90^\circ$$

$$90^\circ \geq B2 \geq -90^\circ$$

$$90^\circ \geq B3 \geq -90^\circ$$

Sin embargo, el punto b4, no satisface la condición.

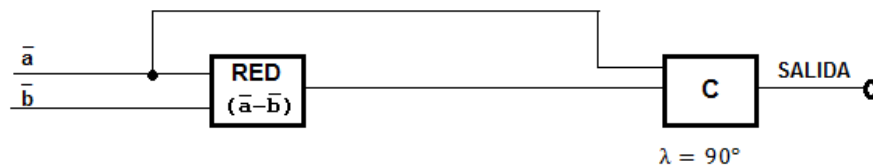
La línea característica será entonces la recta mn, que pasa por el origen y el semiplano sombreado dar la zona dE, operación de este comparador. Es importante notar que cuando en un comparador de fase se comparan fasores

que tienen un sólo término (correspondiendo a corriente y voltaje del circuito protegido) y la característica resultante será una línea recta, que pasa por el origen.

$$\lambda = \pm 90^\circ$$

Se analizará a continuación lo que se obtiene al comparar un fasor con la diferencia de dos fasores, como se muestra en la figura 40 se asume que el ángulo de arranque es igual a 90 grados para este comparador, en lugar geométrico descrito por el punto P (el extremo del fasor b), cuando el comparador da señal de salida se obtendrá la característica mostrada en la figura 41.

Figura 40. **Comparador de fase de la diferencia de dos fasores**

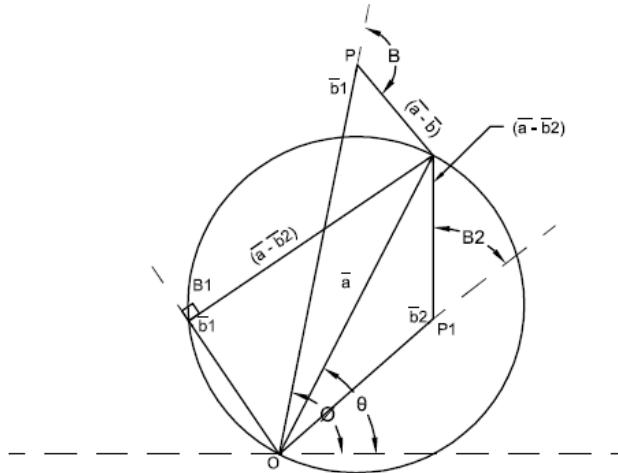


Fuente: MORALES MAZARIEGOS, Juan Fernando. *Elementos de protección de sistemas de potencia*. p. 88.

En la figura 41, el ángulo B (extremo del fasor P) entre b y (a-b) es mayor de 90 grados, por lo tanto, el comparador no da señal positiva, pues la condición para que la salida sea positiva es  $90^\circ \geq B \geq -90^\circ$ .



Figura 41. **Curva obtenida para el comparador de fase de la diferencia de fasores para  $\lambda = 90^\circ$**



Fuente: MORALES MAZARIEGOS, Juan Fernando. *Elementos de protección de sistemas de potencia*. p. 88.

Puesto que para este comparador  $\lambda = 90^\circ$  se puede observar que para puntos como P1, sobre la circunferencia de diámetro, darán una señal positiva de salida, puesto que  $B = 90^\circ$ , todos los puntos dentro de esta circunferencia tales como P2, también darán señal positiva de salida puesto que  $B < \pm 90^\circ$ , por tanto, si un fasor es comparado con la diferencia de los dos fasores, la característica será circular siempre y cuando se cumpla que  $\lambda = 90^\circ$ .

Modificando el valor del ángulo de arranque se pueden obtener características diferentes.

### 3.6.13. Relevadores de distancia con componentes discretos

La medición de impedancia o reactancia se hace comparando dos combinaciones diferentes de corriente y voltaje. En la sección anterior se ha

identificado como obtener características que son líneas rectas o circunferencias.

Estas características de los comparadores se pueden utilizar para formar las curvas características de un relevador tipo mho (circular), aplicando dos señales o magnitudes al comparador, señales que deben de ser de una misma clase, ya sea dos voltajes o dos corrientes (el voltaje y la corriente en un relevador estático no están separadas eléctricamente como lo están en un relevador electromagnético).

Los voltajes que se introducen a un comparador en un relevador de distancia se obtiene, uno del voltaje del sistema y el otro de la corriente del sistema se convierte en un voltaje pasándolo a través de una impedancia  $Z_T \angle \phi$ . La cual es una réplica de la impedancia de la sección de línea protegida en base secundaria.

En otras palabras, el voltaje  $V$  del sistema se compara con  $I, Z_T \angle \phi$ . Que es la caída a través de la impedancia replica. Esta impedancia  $Z_T$  se obtiene con un transformador, que contiene un entre hierro de aire el cual produce un voltaje secundario proporcional a la corriente primaria.

Este voltaje tiene un ángulo en adelante  $\phi$  con respecto a la corriente, el cual depende de la resistencia secundaria conectada a través del transformador. Si se disminuye la resistencia secundaria entonces la magnitud del voltaje secundario y el ángulo mencionado disminuirán. La razón vectorial del voltaje que se obtiene del transactor con la corriente que se introduce se conoce como la impedancia transferencial del transactor. Esta impedancia se denomina  $Z_1$  y es la que determina el alcance básico de una característica mho de un relevador de estado sólido.

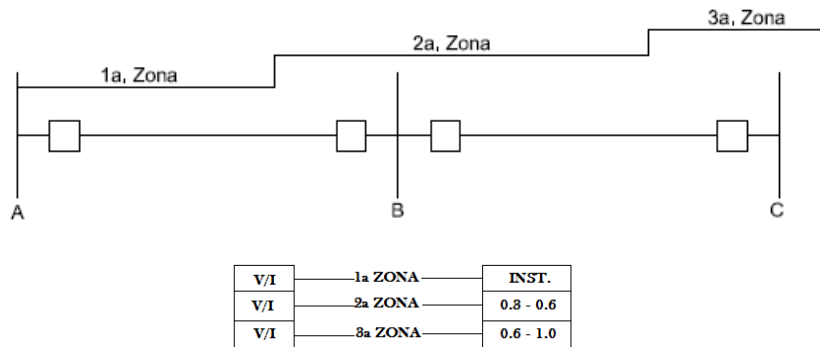
Con la tecnología actual, los relevadores de estado sólido pueden tener casi cualquier forma de curva característica de operación.

#### **3.6.14. Ampliación de relevadores de distancia a la protección de líneas de transmisión**

En general, un relevador de distancia consiste de 3 unidades de medición de impedancia que localizan a la distancia de la falla al relevador, y que, coordinadas con un relevador de tiempo, dan la orden de disparo dependiendo de la localización de la falla.

Como se puede ver en la figura 42, una de las unidades se ajusta para que dé orden de disparo si la impedancia medida se encuentra entre la localización del relevador y el 80 – 90 % de la línea. A la distancia contenida en esa impedancia se le conoce como el alcance de la 1° zona. Cuando la falla se encuentra en esta zona (primera zona), el relevador de tiempo que se encuentra coordinado con la unidad de medición de impedancia no ocasiona ningún retardo dando señal de disparo al interruptor respectivo de forma instantánea (sin retardo adicional).

Figura 42. **Ajuste de relevadores de distancia para la protección de líneas**



Fuente: MORALES MAZARIEGOS, Juan Fernando. *Elementos de protección de sistemas de potencia*. p. 93.

Otra de las unidades se ajusta para que opere si la falla se localiza incluso dentro de la línea adyacente. Es común que la segunda zona de un relevador de distancia se ajuste con un alcance que cubra el 10 – 20 % que le falta cubrir a la primera zona y adicionalmente cubra hasta un 50 % de la zona adyacente cuando la falla se encuentra en segunda zona, el relevador de tiempo que se encuentra coordinado con esta unidad bloquea el disparo instantáneo y le da una temporización que varía dependiendo del sistema y de la persona que hace los ajustes entre 0,3 y 0,6 segundos.

La última unidad se ajusta para que detecte fallas dentro de la línea adyacente y normalmente se le coloca un alcance para que cubra toda la línea adyacente es decir, que cubra toda la línea propia más el 100 % de la línea adyacente. El relevador de tiempo que se encuentra coordinado con el relevador de distancia, opera dando una temporalización mayor que el que se tuvo para la segunda zona. Normalmente el ajuste del tiempo para la tercera zona varía entre 0,6 y 1,2 segundos.

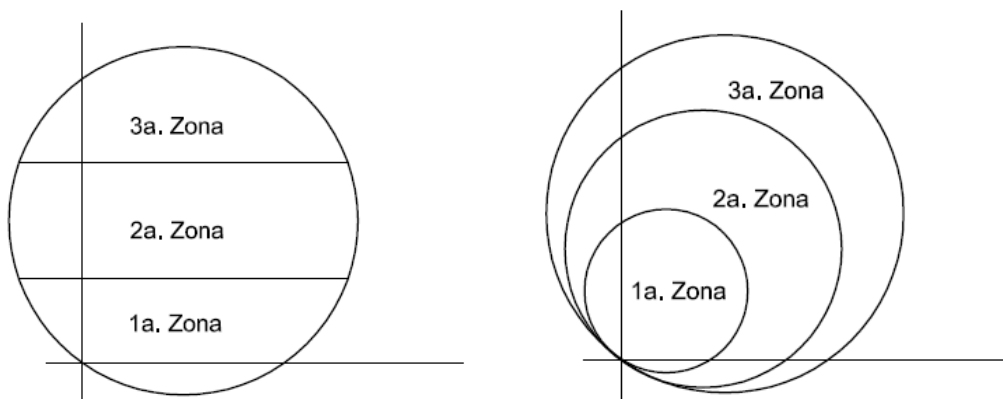
Es importante hacer notar que cada unidad de medición para cada una de las zonas tiene la propia curva característica e incluso en algunos casos puede haber una mezcla de ellos. Un ejemplo de lo anterior se puede ver con un relevador comercial que tiene las dos primeras zonas del tipo de reactancia, y tal como se observa en la figura 43.

### 3.6.15. Valores de impedancia para ajustar relevadores de distancia

Para ajustar los relevadores de distancia es necesario conocer los valores de impedancia de la línea a proteger, así como las relaciones de transformadores de corriente y de voltaje los cuales fueron mencionados en el capítulo anterior (CT's y VT's). la impedancia que detecta el relevador de distancia ( $V/I$ ), está dado por la siguiente formula:

$$Z_{\text{secundaria}} = Z_{\text{primaria}} \times \frac{\text{CTR}}{\text{VTR}} \quad (3.28)$$

Figura 43. **Curvas características de las zonas de relevadores de distancia**

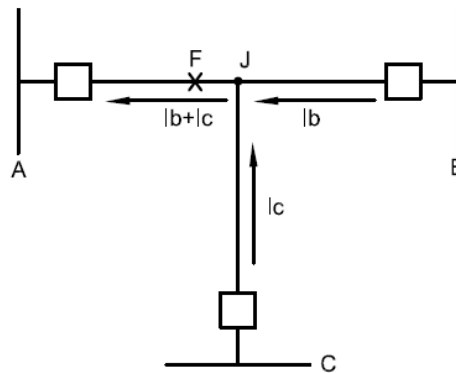


Fuente: MORALES MAZARIEGOS, Juan Fernando. *Elementos de protección de sistemas de potencia*. p. 95.

### 3.6.16. Infeed en relevadores de distancia

Cuando una corriente de falla no pasa por los transformadores de corriente que alimentan un relevador de distancia, ocurre lo que se llama infeed. El efecto se puede ver con mayor facilidad observando en la figura 44.

Figura 44. Esquema para visualizar el infeed



Fuente: MORALES MAZARIEGOS, Juan Fernando. *Elementos de protección de sistemas de potencia*. p. 96.

Aplicando la ley de Kirchoff se puede sacar las siguientes ecuaciones de malla:

$$V_C = Z_{JF} * (I_B + I_C) + Z_{JC} * (I_C) \quad (3.29)$$

Si se divide ambos lados de la ecuación entre  $I_C$ , nos queda la expresión:

$$V_C/I_C = Z_{JF} * (I_B + I_C)/I_C + Z_{JC} * (I_C)/(I_C) \quad (3.30)$$

$$Z_C = Z_{JC} + Z_{JF} + Z_{JF} (I_B)/I_C \quad (3.31)$$

Como se puede deducir de la expresión anterior, la impedancia que detecta el relevador cuando existe este problema de infeed es igual a la impedancia que realmente existe entre el relevador y el punto de falla más una impedancia adicional dada por el término:

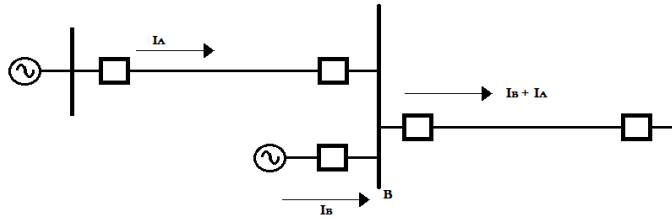
$$Z_{JF} \times \frac{I_B}{I_C} \quad (3.28)$$

Lo anterior quiere decir que la falla le aparecerá al relevador más lejano de lo que en realidad está, haciendo que el relevador no opere cuando debería de hacerlo.

Como se dijo al principio de este tema, el infeed lo provoca una corriente que está fluyendo a la falla, pero que no circula por las bobinas del relevador. A continuación se presenta otra situación donde se presenta infeed, y que hay que tomar en cuenta cuando se hacen los ajustes de las zonas de operación de los relevadores de distancia.

En el circuito de la figura 45, para ajustar la segunda y tercera zona del relevador en A, hay que tomar en cuenta el valor de la corriente que fluye a la falla desde la barra B.

Figura 45. Configuración en la que se debe de tomar en cuenta el infeed para calibrar la 2a y 3a zona del relevador de distancia



Fuente: MORALES MAZARIEGOS, Juan Fernando. *Elementos de protección de sistemas de potencia*. p. 97.





#### **4. APLICACIÓN: RECONFIGURACIÓN Y AUTOMATIZACIÓN DE LAS LÍNEAS DE LA SUBESTACIÓN DE OPERACIÓN GUATEMALA ESTE 69 KV.**

Para reconfigurar y automatizar las líneas de la subestación de operación Guatemala Este 69 kV se hace necesario la realización de algunos proyectos, como lo son: Ampliaciones de líneas de transmisión y nuevas subestaciones de operación 69 kV, de tal manera que cada subestación de transformación posea una protección en la línea por medio de un interruptor de potencia y así lograr una reducción de costos por energía no suministrada, continuidad de servicio, sanciones por energía no suministrada, eficiencia y versatilidad operativa de la red en esta área de trabajo.

Seguidamente se mencionarán los trabajos necesarios para lograr lo antes mencionado, el área de influencia para cada proyecto, la configuración eléctrica en caso actual y en caso proyecto, resultados en flujos de carga y corto circuito, análisis de pérdidas de potencia, contingencias y análisis técnico económicos para cada proyecto.

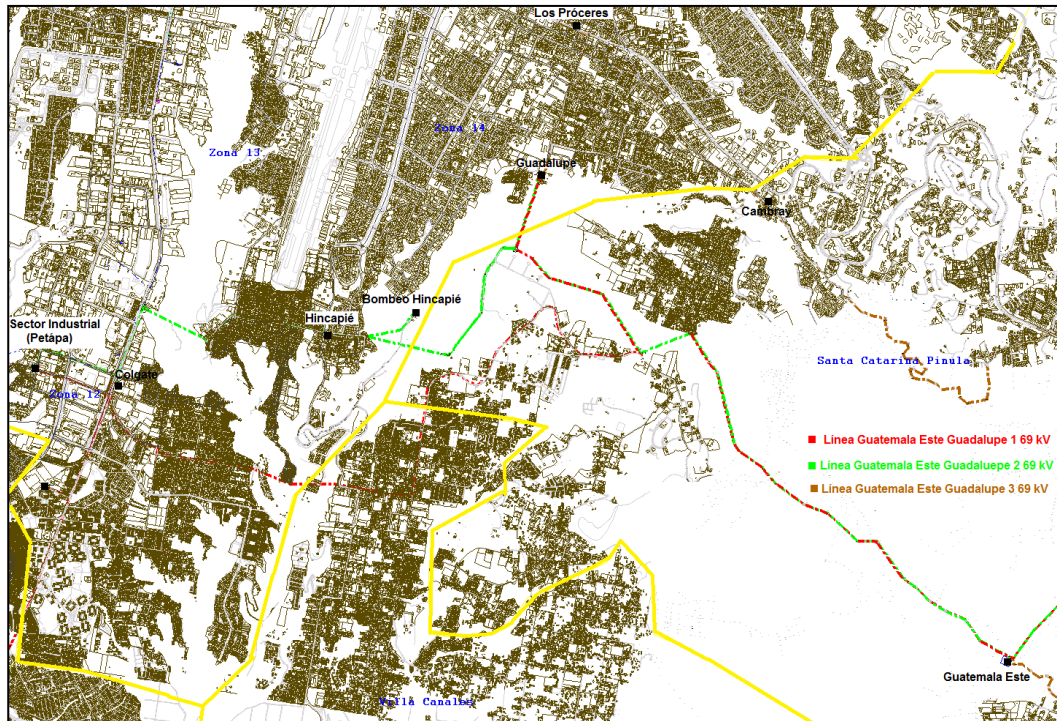
##### **4.1. Área de influencia del proyecto**

El área de influencia del Proyecto de ampliación de capacidad de la línea de transmisión de doble circuito Guatemala Este - Sector Industrial 69 kV, está constituida por el sector que comprenden el municipio de Santa Catarina Pinula, el norte del municipio de Villa Canales y el sur del municipio de Guatemala (zonas 12, 13 y 14), área sur del departamento de Guatemala, donde se extienden las líneas de 69 kV Guatemala Este – Sector Industrial 1 y 2; líneas

que parten de la subestación Guatemala Este, kilómetro 18 de la carretera a El Salvador, municipio de Santa Catarina Pinula, y llegan a la subestación Sector Industrial, en la 17 avenida, 49-58 zona 12 de la ciudad de Guatemala.

Dentro del área de cobertura mencionada se encuentra la línea de 69 kV Cambray – Guadalupe – Los Próceres, que parte desde la subestación Cambray (28 MVA) en la 20 calle 28-00 de la zona 4 del municipio de Santa Catarina Pinula, hasta la subestación Guadalupe (28 MVA) en la 14 avenida final de la zona 14 de la ciudad de Guatemala y hasta la subestación Los Próceres (28 MVA) en el boulevard Los Próceres y 12 avenida A de la zona 10 de la ciudad de Guatemala; además de encontrarse la subestación Hincapié, en la Avenida Hincapié y 28 calle en la zona 13 de la ciudad capital . La figura 46, muestra el área de cobertura, desde el punto de vista geográfico, del nuevo proyecto.

Figura 46. **Área de influencia del Proyecto de ampliación de capacidad de la línea de transmisión de doble circuito Guatemala Este - Sector Industrial 69 kV**

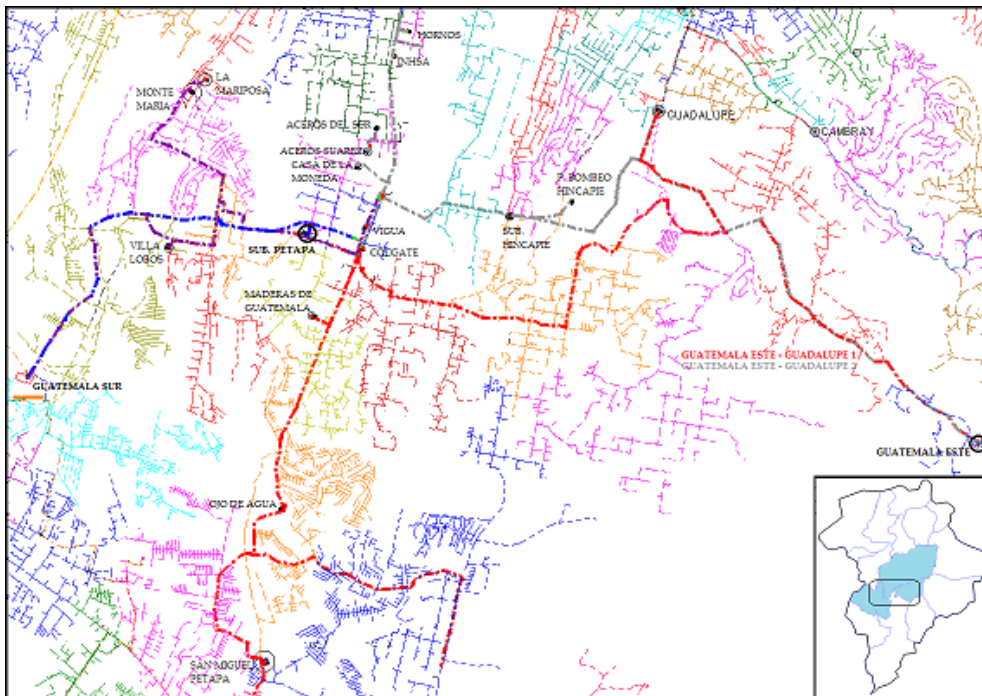


Fuente: elaboración propia, con programa de Sistemas Gráficos Eléctricos (SIGRE).

Seguidamente, el área de influencia para el proyecto de construcción de la Subestación Sector Industrial 69 kV, está constituida por los municipios Santa Catarina Pínula, Villa Nueva, San Miguel Petapa y la parte sur del municipio de Guatemala, todos en el departamento Guatemala, donde alimenta a las subestaciones de transformación San Miguel Petapa (28 MVA), Hincapié (28 MVA), Villa Lobos (14 MVA), Monte María (14 MVA), Petapa (28 MVA).

Eléctricamente, el proyecto incide en el área de extensión de las líneas Guatemala Este – Guadalupe 1 y 2, identificadas en la figura 47 en colores rojo y gris, respectivamente, las cuales parten desde la subestación de potencia Guatemala Este tal como fue mencionado anteriormente. Adicionalmente incide positivamente en la seguridad operativa de las líneas Guatemala Sur – Guadalupe 1 y 2, también identificadas en la figura 47 en colores azul y morado, respectivamente, las cuales parten desde la subestación de potencia Guatemala Sur, ubicada en la aldea San José Villa Nueva, kilómetro 14,5 de la carretera al Pacífico.

Figura 47. **Área de influencia del Proyecto subestación Sector Industrial 69 kV**

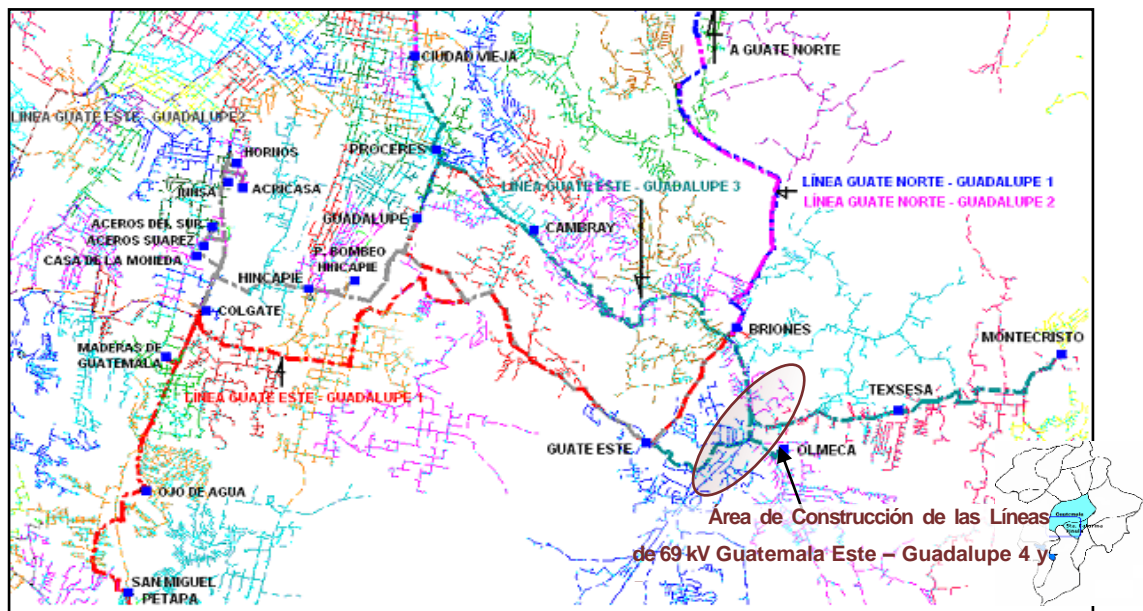


Fuente: elaboración propia, con programa de Sistemas Gráficos Eléctricos (SIGRE).

Luego, el área de construcción del Proyecto subestación de operación Rodríguez Briones 69 kV se centra en Santa Catarina Pínula, el municipio del departamento de Guatemala, área comprendida entre la subestación de potencia Guatemala Este y la subestación de transformación Rodríguez Briones. - kilómetro 14,5 de la carretera a El Salvador.

Además, el proyecto tiene influencia en los siguientes municipios: Guatemala por el lado sur, Villa Nueva por el lado este y San Miguel Petapa por el lado norte, área del departamento Guatemala, tal como lo muestra la figura número 48.

Figura 48. **Área de influencia del Proyecto construcción de la nueva subestación de operación Rodríguez Briones 69 kV**



Fuente: elaboración propia, con programa de Sistemas Gráficos Eléctricos (SIGRE).

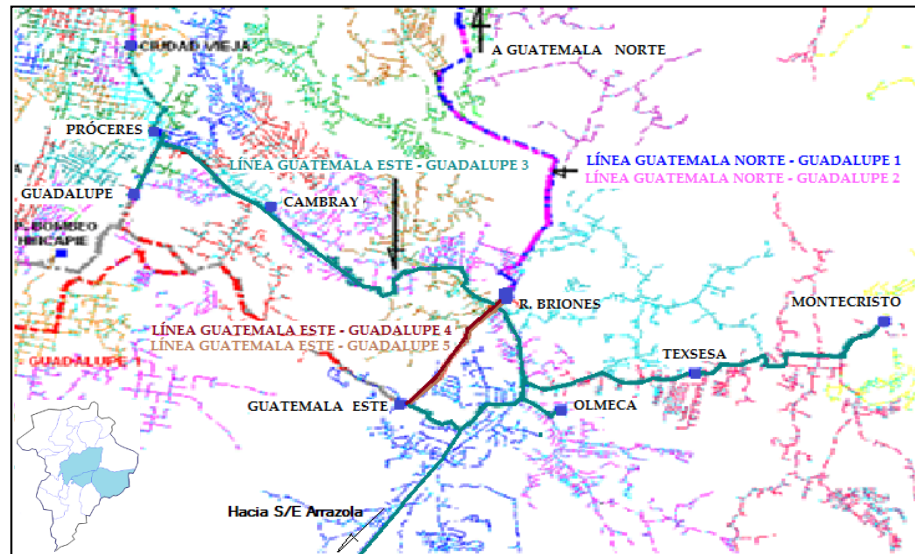
Por último, el área de influencia para el Proyecto líneas Guatemala Este - Guadalupe 4 y 5, 69 kV, ubicada en la aldea Puerta Parada, kilómetro 14,5 de la

carretera a El Salvador, municipio de Santa Catarina Pínula, departamento de Guatemala; está constituida por los municipios Santa Catarina Pínula, San José Pinula y sur este del municipio de Guatemala en el departamento Guatemala; donde el suministro de energía eléctrica es por medio de las subestaciones de transformación Arrazola, Montecristo, Cambray, Guadalupe y Próceres.

Eléctricamente, el proyecto incide en el área de extensión de las líneas Guatemala Este – Guadalupe 3, 4 y 5, identificadas en colores aguamarina, café y beige, respectivamente en la figura 49, las cuales parten desde la subestación de potencia Guatemala Este.

Adicionalmente, el proyecto incide positivamente en la seguridad operativa de las líneas Guatemala Norte – Guadalupe 1 y 2, las cuales, parten desde la subestación de potencia Guatemala Norte, ubicada en la zona 18 de la ciudad capital, desplazándose hacia el sur, hasta conectar con la subestación Rodríguez Briones.

Figura 49. Área de influencia del Proyecto líneas Guatemala Este - Guadalupe 4 y 5, 69 kV



Fuente: elaboración propia, con programa de Sistemas Gráficos Eléctricos (SIGRE).

#### 4.2. Situación de la red de transmisión

La figura 50, muestra la configuración de la red de 69 kV, la cual suministra potencia al área de influencia del nuevo proyecto. En color rojo se muestra la línea 69 kV Guatemala Este - Sector Industrial 1, mientras que en color verde la línea 69 kV Guatemala Este - Sector Industrial 2; la figura, también resalta en color café la línea Guatemala Este - Guadalupe 369 kV.





Por el lado sur, la línea Guatemala Este – Sector Industrial 1, continúa con 2,55 kilómetros de conductor Darién (60 MVA), hasta llegar al punto donde ambas líneas vuelven a aproximarse (punto B en la figura 51), para luego recorrer 4,18 kilómetros con conductor Partridge (40 MVA) y llegar así, hasta frente a la subestación Colgate, terminando el recorrido con un tramo de 0,80 kilómetros de línea de conductor Flint, que conecta con la subestación Sector Industrial.

Por el lado norte (del punto A en la figura 51), la línea Guatemala Este – Sector Industrial 2 y una derivación de la línea Guatemala Este – Sector Industrial 1, continúan en doble circuito, cada una con conductor Linnet, 1.54 kilómetros hasta llegar al punto donde se deriva la alimentación a la subestación Guadalupe (punto C en la figura 51), continuando de la misma manera, 1.25 kilómetros, pero conformando un solo circuito para la línea Guatemala Este – Sector Industrial 2, con conductores por fase en paralelo (2x47 MVA) hasta el punto de aproximación entre las líneas (punto B en la figura 48), donde con conductor Darién, uno por fase, la línea Guatemala Este – Sector Industrial 2 continúa 1,13 kilómetros hasta la subestación Hincapié.

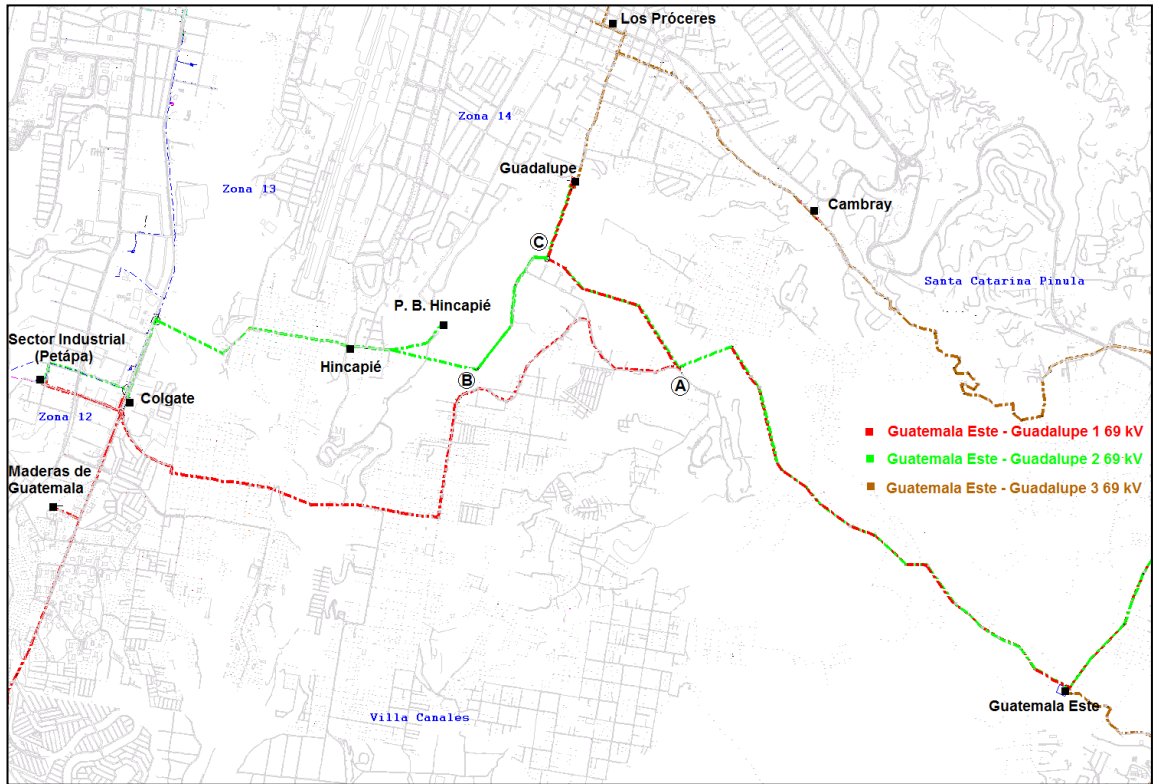
Luego, la línea Guatemala Este –Sector Industrial 2 continúa 1,85 kilómetros con conductor Partridge hasta llegar al seccionador de línea 1031 (sobre el poste 601418) en la calzada Atanasio Tzul, para seguir la trayectoria de 0,64 kilómetros con conductor Hawk (66,7 MVA) hasta llegar a la derivación Colgate, para terminar el recorrido con un tramo de línea de 1,05 kilómetros, el cual, parte de la derivación Colgate hacia la subestación Sector Industrial y donde los primeros 0,05 kilómetros poseen conductor Partridge y el kilómetro restante es de conductor Flint.

En cuanto a la línea Cambray – Guadalupe – Los Próceres, parte desde la subestación Cambray con 2,27 kilómetros de conductor Flint, punto donde deriva por el lado sur hacia la subestación Guadalupe, con 327 metros de conductor Hawk, y por el lado norte hacia la subestación Los Próceres, con 1,314 kilómetros de conductor Hawk.

Por lo anterior, las líneas Guatemala Este – Sector Industrial 1 y 2 que alimentan en la trayectoria a las subestaciones ya mencionadas, solamente cuenta con interruptores de línea en la subestación Guatemala Este y Sector Industrial, por lo que la seguridad operativa de dicha línea, está expuesta ante cualquier contingencia. Situación similar ocurre para el tramo de línea Cambray – Guadalupe – Los Próceres, que no cuenta con interruptores de línea.

En función de lo anterior, a nivel de transmisión, el área de influencia eléctrica del proyecto se centra en las líneas: Guatemala Este – Sector Industrial 1 y 2, además de beneficiar positivamente, al tramo de línea Cambray – Guadalupe – Próceres.

Figura 51. **Diagrama cartográfico del Proyecto de ampliación de capacidad de la línea de transmisión de doble circuito Guatemala Este - Sector Industrial 69 kV**

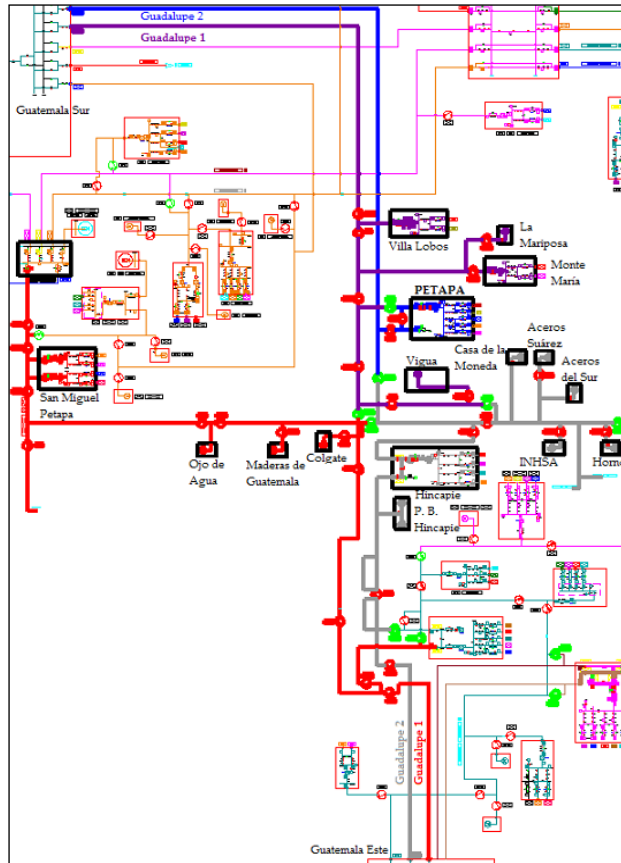


Fuente: elaboración propia, con programa de Sistemas Gráficos Eléctricos (SIGRE).

Por otra parte, lo que corresponde al sector industrial, en la actualidad, las líneas Guatemala Este – Guadalupe 1 y 2, parten de la subestación de potencia Guatemala Este y se desplazan hacia el oeste, alimentando en la trayectoria a las subestaciones de transformación San Miguel Petapa, Hincapié y los grandes usuarios: Colgate, Maderas de Guatemala, Ojo de Agua, Planta de Bombeo Hincapié, Casa de la Moneda, Aceros Suarez, Aceros del Sur, Inhsa y Hornos.

Por otro lado, las líneas Guatemala Sur - Guadalupe 1 y 2, parten de la subestación de potencia Guatemala Sur y se extienden desde el municipio de Villa Nueva hacia la parte sur del municipio de Guatemala, alimentando en la trayectoria a las subestaciones de transformación Villa Lobos, Monte María y Petapa y los grandes usuarios: La Mariposa y Vigua. Actualmente, todas las líneas mencionadas cuentan con una capacidad de 40 MVA, además de maniobras seccionadoras en distintos puntos del recorrido y solamente cuenta con interruptores de línea en las subestaciones de potencia de las cuáles parten, haciendo poco versátil la operación en condiciones de falla en alguna de ellas.

Figura 52. Diagrama esquemático del Proyecto subestación Sector Industrial 69 kV



Fuente: elaboración propia, con programa de Sistemas Gráficos Eléctricos (SIGRE).

Por lo anterior se ve que la seguridad operativa de las líneas Guatemala Este – Guadalupe 1 y 2, así como de las líneas Guatemala Sur – Guadalupe 1 y 2 es poco confiable, con alto riesgo de salir completamente ante la eventual falla en algún tramo de las líneas. Además, con la proyección a futuro que se tiene de la red de transporte, estas líneas formaran parte del Anillo Guatemala, por lo cual se hace necesario superar esta debilidad.

Ahora, para el Proyecto de la nueva subestación de operación Rodríguez Briones, cabe recalcar que las líneas Guatemala Este – Guadalupe 1 y 2, parten de los campos de 69 kV del mismo nombre, en la subestación Guatemala Este tal como fue mencionado anteriormente.

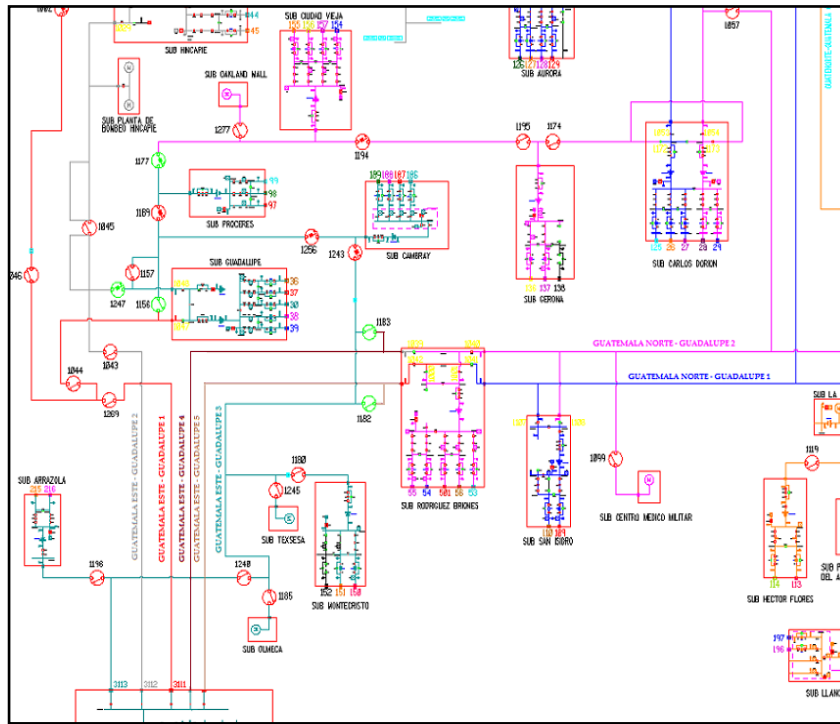
Por lo que corresponde al objeto de este proyecto, la derivación de las líneas Guatemala Este – Guadalupe 1 y 2, dirigidas hacia la subestación Rodríguez Briones, también están construidas en torres de celosía de doble circuito, con conductor Linnet y tienen una capacidad de conducción de 53,8 MVA (conductor Linnet) a lo largo de todo el recorrido. Actualmente no transportan flujo de potencia, debido a que se encuentran abiertas con elementos de maniobra dentro de la subestación Rodríguez Briones y son utilizadas en caso de contingencia, pero con una capacidad de conducción reducida para dichos requerimientos.

La figura 53, muestra el diagrama esquemático de lo antes mencionado.





Figura 54. **Diagrama esquemático del Proyecto líneas Guatemala Este - Guadalupe 4 y 5,69 kV**



Fuente: elaboración propia, con programa de Sistemas Gráficos Eléctricos (SIGRE).

Por otro lado, actualmente, las líneas de 69 kV, Guatemala Norte – Guadalupe 1 y 2, parten de la subestación Guatemala Norte, zona 18, en el norte del municipio de Guatemala y por medio de torres metálicas con conductor Hawk de 66,7 MVA de capacidad se desplazan en dirección sur, hasta cerca del lugar conocido como Los Pinos, punto donde: a) por un lado, las líneas en mención se derivan al oeste, hacia la subestación Carlos Dorión, por medio de postes de concreto y conductor Linnet de 53,8 MVA de capacidad, y b) por otro lado, las líneas continúan en dirección sur, hasta llegar a conectar con la subestación Rodríguez Briones, por medio de torres metálicas y conductor Linnet de 53,8 MVA de capacidad.

En la trayectoria, la línea Guatemala Norte - Guadalupe 1, alimenta a las subestaciones: Carlos Dori3n (primer cuerpo de 28 MVA) y San Isidro (14 MVA); mientras que la línea Guatemala Norte – Guadalupe 2, alimenta a las subestaciones: Carlos Dori3n (segundo cuerpo de 14 MVA), Gerona (14 MVA), Ciudad Vieja (28 MVA), Briones (28 MVA), Kerns y Hospital Militar.

#### **4.3. Descripción del proyecto**

El proyecto consiste en reconfigurar y automatizar las líneas de la subestación de operación Guatemala Este, realizando un diseño del caso actual y el caso proyecto; por lo antes mencionado se implementaran varios proyectos los cuales son: la ampliación de línea Guatemala Este – Guadalupe 1 y 2, Construcción de las líneas Guatemala Este – Guadalupe 4 y 5, nuevas Subestaciones de Operación Sector Industrial y Rodríguez Briones, nuevos interruptores de potencia IG’s en las subestaciones tanto de operación como en las subestaciones de transformación del área, y el respectivo retiro de seccionadores de línea ubicados entre líneas de transmisión.

A continuación se describe en detalle cada uno de los proyectos a realizar:

##### **4.3.1. Ampliación de las líneas de transmisión Guatemala Este – Guadalupe 1 y 2**

Este proyecto se divide en dos etapas las cuales son:

Primera etapa: incrementar la capacidad de transporte en 12,8 kilómetros de longitud de la línea Guatemala Este – Sector Industrial 1 y en 12.33 kilómetros de longitud de la línea Guatemala Este – Sector Industrial 2, a través del cambio del conductor actual en cada uno de los tramos que la constituyen

(incluidos los tramos de conductor Flint en la salida de Guatemala Este y Sector Industrial), por conductor Hawk (477 KCM, ACSS, 1 188 amperios a 200 °C).

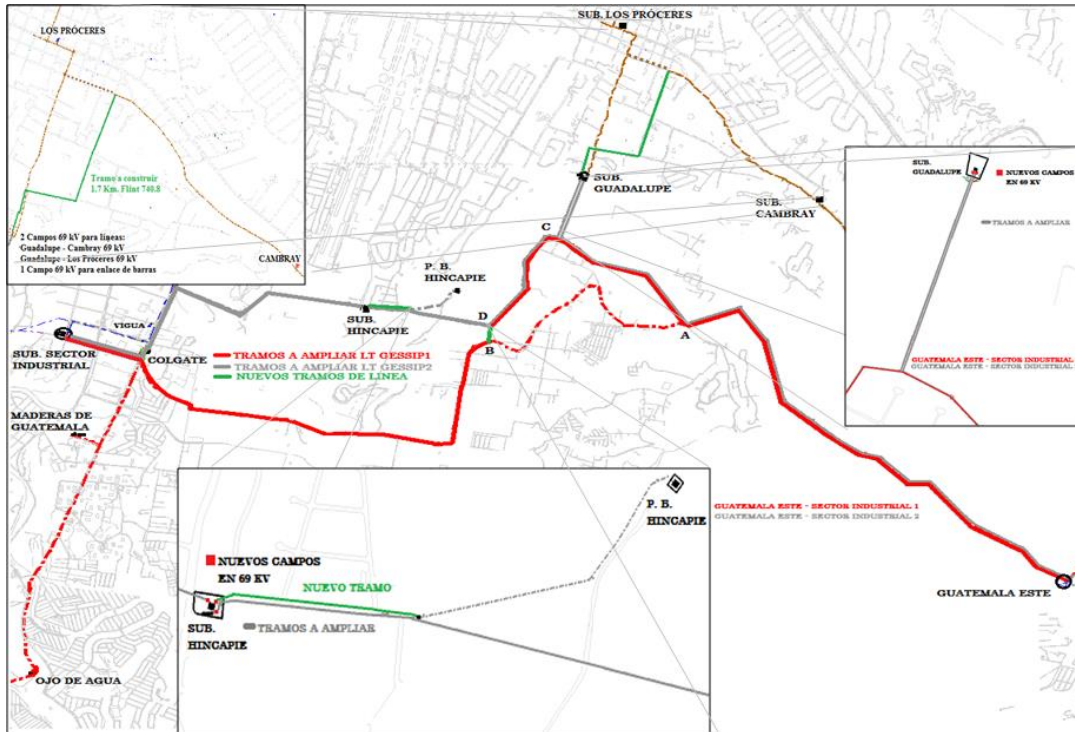
La realización de esta fase del proyecto implica la construcción de un nuevo tramo de línea con una longitud de 0,19 kilómetros de conductor Hawk ACSS para la línea Guatemala Este - Sector industrial 1, desde el punto donde finaliza el tramo en doble circuito de la línea Guatemala Este – Sector Industrial 2 (punto D de la figura 55) y un punto de la línea Guatemala Este – Sector Industrial 1 (punto B de la figura 55), de tal manera que el flujo por esta línea sea por la ruta A-C-D-B, ya que el tramo A-B no se ampliará y solo quedará con tensión.

Segunda etapa: realizar la ampliación de la subestación Guadalupe, mediante la construcción de 5 nuevos campos en 69 kV equipados con interruptores de potencia, configurados de la siguiente forma: el primer campo recibe el tramo de línea Guatemala Este –Sector Industrial 2, proveniente de la subestación Guatemala Este, para la conexión de este tramo se requiere la ampliación de 690 metros de conductor Partridge a conductor Hawk ACSS, entre el punto donde se deriva actualmente y la subestación Guadalupe; el segundo campo protegerá la línea que continúa para conectarse a la subestación Hincapié, de igual forma se requiere la ampliación de 690 metros entre la subestación Guadalupe y el punto donde se deriva actualmente; el tercer campo será para el enlace de barras de la nueva configuración doble barra de la subestación Guadalupe; el cuarto campo será para conectar la nueva línea Guadalupe – Cambray 69 kV, para ello se construirán 1,7 Km. de conductor Flint para la conexión (ver detalle en la figura 55); el quinto campo será para conectar la nueva línea Guadalupe – Los Próceres 69 kV, por medio de una readecuación de la línea existente (ver detalle en la figura 55).

Además, en la segunda etapa se realizará la ampliación de la subestación Hincapié, mediante la construcción de tres nuevos campos en 69 kV equipados con interruptores de línea, configurados de la siguiente forma: el primer campo recibe el tramo de línea Guatemala Este – Sector Industrial 2 proveniente de la subestación Guadalupe; el segundo campo protegerá la línea que continúa para conectarse a la subestación Sector Industrial; y el tercer campo, implica la construcción de un nuevo tramo de línea, de conductor Raven (ACSR, 21,7 MVA), con una longitud de 0,35 kilómetros, el cual partirá de la subestación Hincapié y se conectará al nodo 12 019, a fin de tomar el tramo actual que se conecta en derivación a la línea Guatemala Este – Sector Industrial 2 y de esta forma alimentar la subestación Planta de Bombeo Hincapié desde la subestación Hincapié.

En la figura 55 se puede observar en forma esquemática y cartográfica, el sistema de transmisión en 69 kV asociado al proyecto planteado, observando así la línea Guatemala Este – Sector Industrial 1 con la ampliación en color rojo y la línea Guatemala Este – Sector Industrial 2 con la ampliación en color gris.

Figura 55. Diagrama cartográfico del Proyecto ampliación de las líneas de transmisión Guatemala Este – Guadalupe 1 y 2



Fuente: elaboración propia, con programa de Sistemas Gráficos Eléctricos (SIGRE).

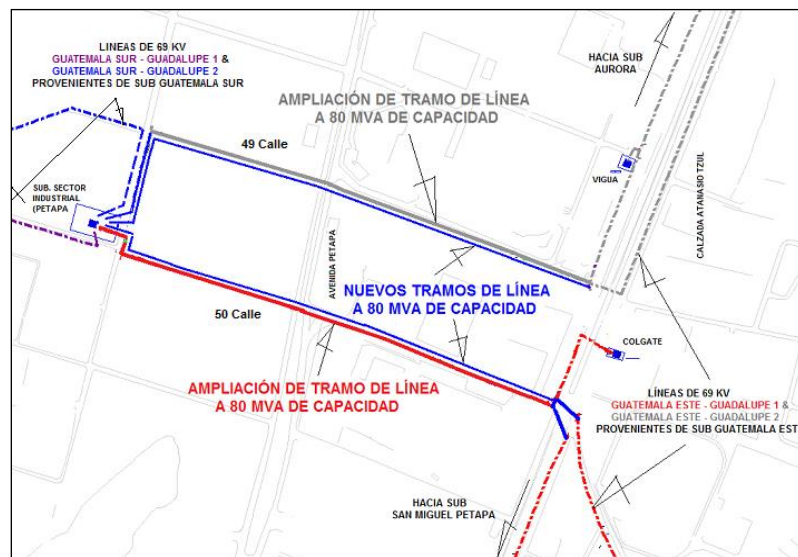
#### 4.3.2. Nueva subestación de operación sector industrial 69 kV

Este proyecto consiste en: a) La construcción de la nueva subestación de operación Sector Industrial 69 kV, por ubicarse a un costado del área que actualmente ocupa la subestación Petapa, la cual será de doble barra y 6 campos de 69 kV con interruptor y un interruptor de acople de barras: el primer campo, recibirá la línea Guatemala Este – Guadalupe 1; el segundo campo, recibirá la línea Guatemala Este – Guadalupe 2; el tercer campo, conectará el tramo actual de la línea Guatemala Este - Guadalupe 1, que alimenta: Colgate, Maderas de Guatemala, Ojo de Agua y San Miguel Petapa; el cuarto campo,

conectará el tramo actual de la línea Guatemala Este – Guadalupe 2 que alimenta: Vigua, Casa de la Moneda, Aceros Suárez, Aceros del Sur, Inhsa y Hornos.

El quinto campo recibirá la línea Guatemala Sur – Guadalupe 1; y el sexto campo recibirá la línea Guatemala Sur – Guadalupe 2. Cabe mencionar que los tres primeros campos estarán relacionados a la barra 1 y los tres últimos campos lo estarán a la barra 2, mientras que la subestación Petapa, que ya cuenta con interruptor se conectará a la barra 2 de la nueva subestación.

Figura 56. **Diagrama cartográfico del Proyecto nueva subestación Sector Industrial 69 kV**



Fuente: elaboración propia, con programa de Sistemas Gráficos Eléctricos (SIGRE).

El proyecto también contempla: b) La construcción de tres nuevos tramos de línea, con una longitud aproximada de 1 834 metros, con conductor Flint (740,8 KCM, AAAC) con una capacidad de 79,39 MVA a 65 grados centígrados: el primer tramo de 770 metros de longitud, desde la nueva subestación Sector

Industrial hasta la calzada Atanasio Tzul y 50 calle zona 12, constituirá la entrada de la línea Guatemala Este – Guadalupe 1; el segundo tramo de 900 metros de longitud, desde la nueva subestación hasta la calzada Atanasio Tzul y 49 calle zona 12, constituirá la salida del tramo de línea que alimentará a las industrias en el lado norte del sector industrial; y el tercer tramo de 164 metros de longitud, desde la nueva subestación hasta 17 avenida y 49 calle zona 12, constituirá la entrada de la línea Guatemala Este – Guadalupe 2.

Además, el proyecto contempla para los tramos de línea existentes y paralelos a los nuevos tramos de línea a construir, el cambio del conductor actual a conductor Flint, aproximadamente 2 450 metros de longitud, a fin de que las estructuras a utilizar sean de doble circuito y permitan la entrada y salida de las líneas en el área, con la misma capacidad. Lo anteriormente descrito se muestra en la figura 56.

#### **4.3.3. Nueva subestación de operación Rodríguez Briones 69 kV**

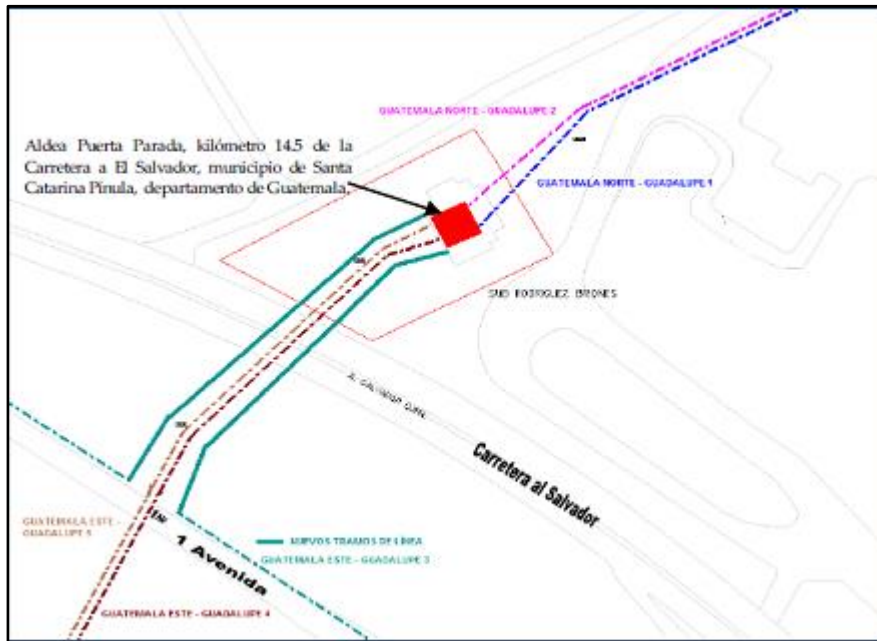
El proyecto de construcción de la nueva subestación de operación Rodríguez Briones, contempla: 1) La ampliación de la subestación Rodríguez Briones, por medio de la construcción de un área de operación a 69 kV en dicha subestación, la cual, adicionará 1 barra y 6 campos de 69 kV, cada uno con interruptor: el primer y segundo campo conectarán las líneas Guatemala Este – Guadalupe 4 y 5 respectivamente; el tercer campo, con interruptor en estado normalmente abierto, conectará el tramo de la línea Guatemala Este – Guadalupe 3, proveniente del punto en derivación que alimenta la subestación Monte Cristo.

Luego, el cuarto campo, conectará el tramo de la línea Rodríguez Briones – Cambray (cola de la actual línea Guatemala Este – Guadalupe 3) la cual alimentará a las subestaciones Cambray, Próceres y Guadalupe; y por último, el quinto y sexto campos, conectarán a la subestación las líneas Guatemala Norte – Guadalupe 1 y 2. Es importante agregar que la subestación de maniobra tendrá construidos dos campos de reserva, quedando pendiente únicamente el equipamiento. La actual subestación Briones ya cuenta con interruptor para el transformador, por lo cual se conectará directamente a la barra de operación 69 kV de dicha subestación.

También el proyecto contempla: 2) La construcción de dos tramos de línea, con una longitud total aproximada de 0,2 kilómetros, con conductor Flint (740,8 KCM, AAAC) con una capacidad de 79,39 MVA a 65 grados centígrados: ambos tramos de 100 metros de longitud, desde la nueva subestación Rodríguez Briones hasta 1ª. avenida, zona 0 de la aldea Puerta Parada, municipio de Santa Catarina Pínula, frente a la subestación, a fin de conectar en modelo pi, la línea Guatemala Este – Guadalupe 3 a la subestación Rodríguez Briones. Ver figura 57.



Figura 57. **Unifilar cartográfico del Proyecto de la subestación de operación Rodríguez Briones 69 kV**



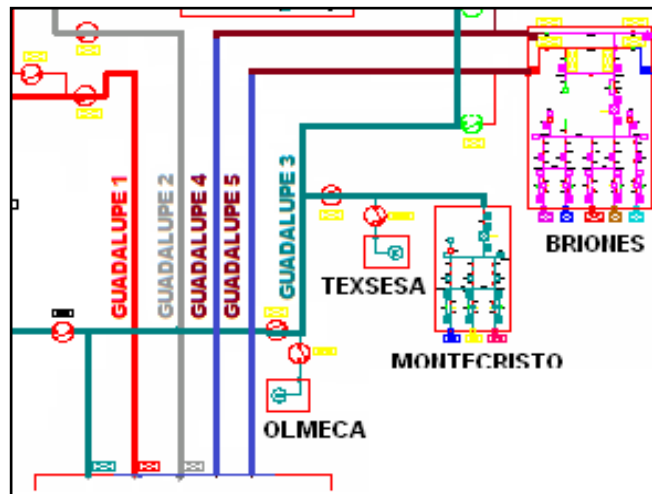
Fuente: elaboración propia, con programa de Sistemas Gráficos Eléctricos (SIGRE).

#### **4.3.4. Nuevas líneas de transmisión de 69 kV Guatemala Este – Guadalupe 4 y 5, 69 kV**

El proyecto de construcción de las nuevas líneas de transmisión de 69 kV Guatemala Este – Guadalupe 4 y 5, consiste en: 1) Abrir las líneas Guatemala Este - Guadalupe 1 y 2 en el punto de bifurcación frente a la subestación Guatemala - Este a fin de conformar con el tramo Guatemala Este – Rodríguez Briones, las nuevas líneas Guatemala Este - Guadalupe 4 y 5; 2) Construir en la subestación Guatemala Este, dos campos nuevos a 69 kV con la denominación 4 y 5, a los que se conectarán las nuevas líneas Guatemala Este - Guadalupe 4 y 5; 3) Construir dos líneas a 69 kV de 25 metros de longitud y conductor Flint

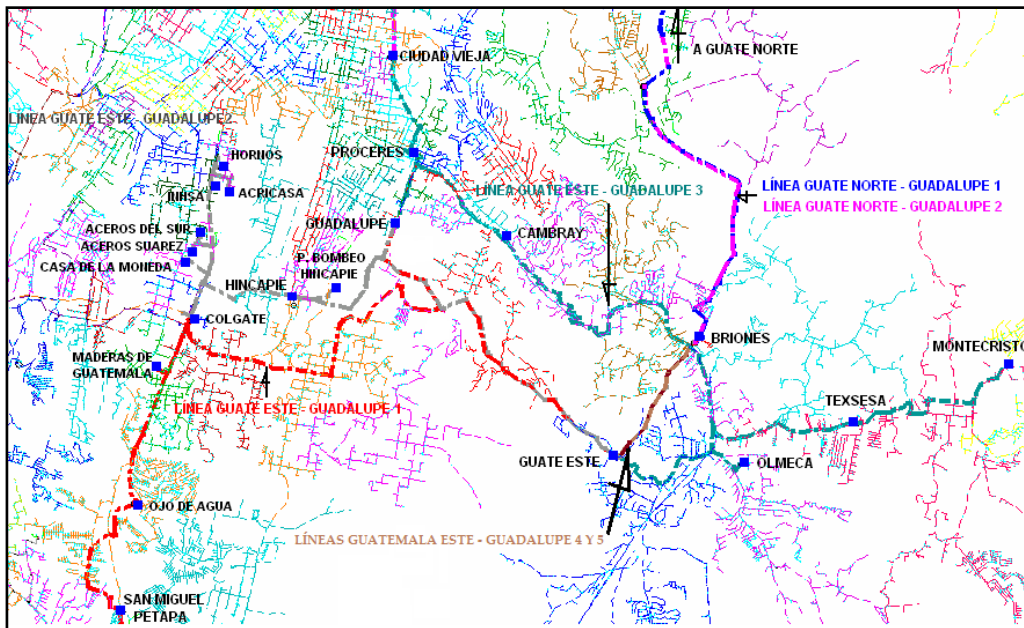
con 80 MVA de capacidad, desde los dos nuevos campos 4 y 5 en Guatemala - Este para alimentar las nuevas líneas Guatemala Este -Guadalupe 4 y 5; 4) ampliar la capacidad de transporte de las líneas Guatemala Este - Guadalupe 4 y 5, por medio del cambio de 2,7 km. de conductor actual de cada línea, a conductor Flint con 80 MVA de capacidad, las figuras 58 y 59 muestran lo antes descrito.

Figura 58. **Unifilar esquemático del Proyecto nuevas líneas de transmisión de 69 kV Guatemala Este – Guadalupe 4 y 5,69 kV**



Fuente: elaboración propia, con programa de Sistemas Gráficos Eléctricos (SIGRE).

Figura 59. Unifilar cartográfico del Proyecto nuevas líneas de transmisión de 69 kV Guatemala Este – Guadalupe 4 y 5,69 kV



Fuente: elaboración propia, con programa de Sistemas Gráficos Eléctricos (SIGRE).

#### 4.4. Descripciones de configuraciones de operación

A continuación se presentan las descripciones de configuraciones de operación.

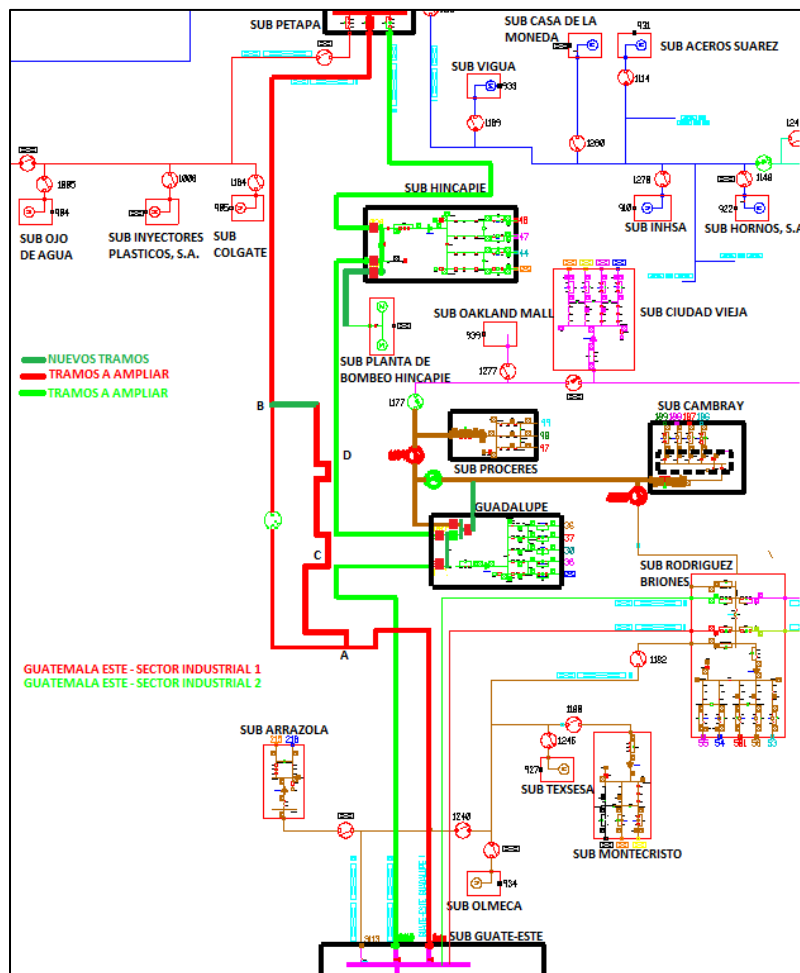
##### 4.4.1. Ampliación de las líneas de transmisión Guatemala Este – Guadalupe 1 y 2

La configuración y operación normal del proyecto será tal que, el flujo de potencia que transportan las líneas Guatemala Este – Sector Industrial 1 y 2,69 kV, hacia la subestación Sector Industrial, tanto en época seca como en época húmeda, proviene de la barra de la subestación Guatemala Este. En este

contexto, la línea Guatemala Este – Sector Industrial 1,69 kV transportará el flujo correspondiente hacia la subestación Sector Industrial, sin alimentar carga a lo largo del recorrido. Luego, la línea Guatemala Este – Sector Industrial 2,69 kV, seguirá alimentando a la subestaciones: Guadalupe, Hincapié y Planta de Bombeo Hincapié es decir que los interruptores 1 y 2 conectados a la barra 1 de la subestación Guadalupe y los interruptores 1, 2 y 3 de la subestación Hincapié, operarán en estado normalmente cerrado.

Por el otro lado, el nuevo tramo que se construirá desde la subestación Guadalupe hacia la línea que proviene de la subestación Cambray, trasportará el flujo de potencia hacia la subestación Guadalupe, flujo de potencia que pasa por la barra 2 de la subestación Guadalupe, sin alimentar dicha subestación (interruptor 3, entre barras 1 y 2 operando en estado abierto), para continuar hacia la subestación Los Próceres, a fin de alimentarla (interruptores 4 y 5, operando en estado normalmente cerrado).

Figura 60. Diagrama esquemático configuración de operación del Proyecto ampliación de las líneas de transmisión Guatemala Este – Guadalupe 1 y 2



Fuente: elaboración propia, con programa de Sistemas Gráficos Eléctricos (SIGRE).

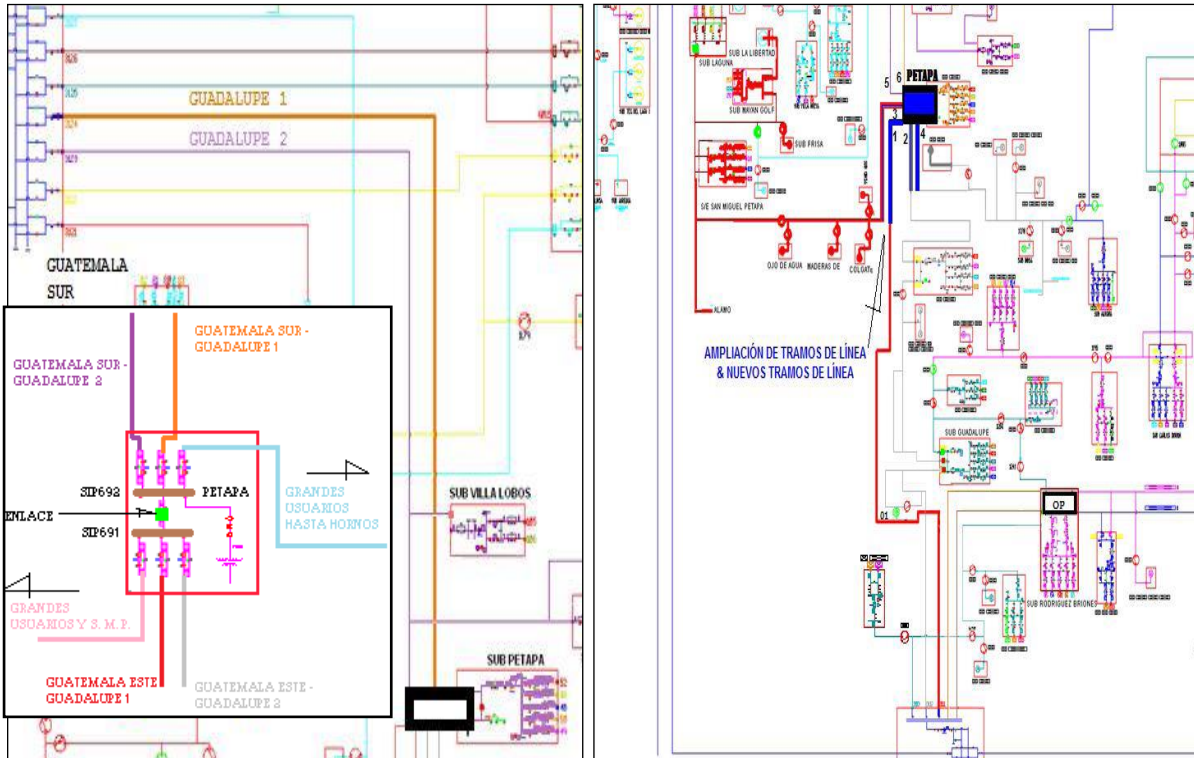
#### **4.4.2. Nueva subestación de operación sector industrial 69 kV**

Con lo anterior, el proyecto permitirá la reconfiguración de las líneas del área y la redistribución de las cargas alimentadas por las mismas, además de los beneficios de confiabilidad del sistema, versatilidad y seguridad de operación de las subestaciones y de la red de transporte en el área.

La nueva configuración de operación de las líneas del área contempla que las líneas Guatemala Sur – Guadalupe 1 y 2, transporten el flujo de potencia para las subestaciones Villa Lobos, Monte María, Petapa y los grandes usuarios La Mariposa y Vigua (según muestra la figura 61), como sucede en la actualidad, además que con la inclusión del proyecto, también alimenten a los grandes usuarios Casa de la Moneda, Aceros Suárez, Aceros del Sur, Inhsa y Hornos, desde la barra 2 de la nueva subestación Sector Industrial.

Por lo anterior, la línea Guatemala Este – Guadalupe 2 ya no transportará el flujo de potencia para alimentar dichos grandes usuarios, y solamente alimentará a las subestaciones Hincapié y P. B. Hincapié. Adicionalmente, la línea Guatemala Este – Guadalupe 2, aportará el flujo requerido para alimentar junto a la línea Guatemala Este – Guadalupe 1, a las subestaciones San Miguel Petapa y a las de los grandes usuarios Colgate, Maderas de Guatemala y Ojo de Agua. La figura 58 esquematiza la configuración propuesta.

Figura 61. Diagrama esquemático configuración de operación del Proyecto nueva subestación de operación Sector Industrial 69 kV



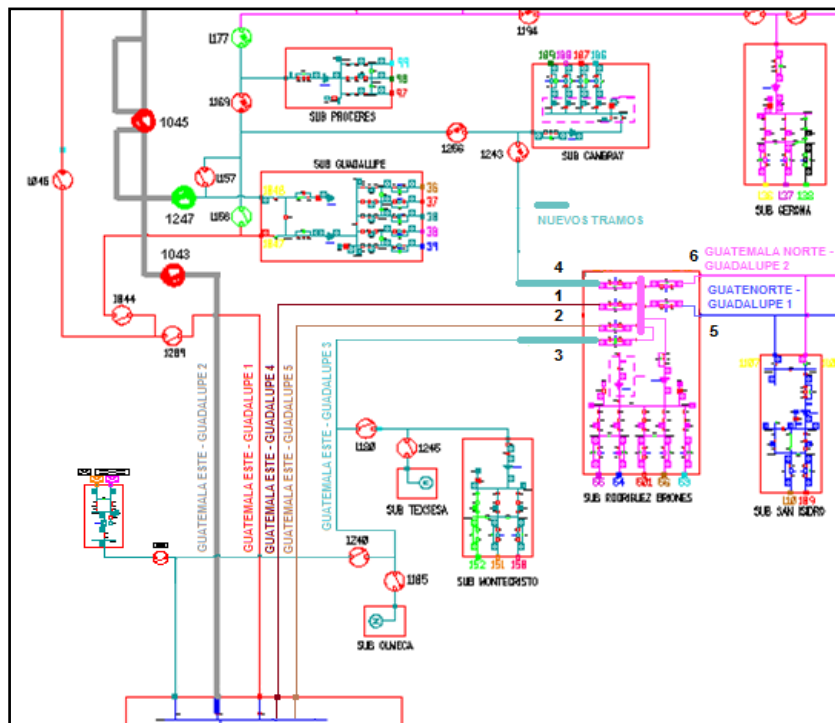
Fuente: elaboración propia, con programa de Sistemas Gráficos Eléctricos (SIGRE).

#### 4.4.3. Nueva subestación de operación Rodríguez Briones 69 kV

Con lo anterior, el proyecto permitirá la reconfiguración de las líneas del área y descargar la línea Guatemala Este – Guadalupe 3, además de los beneficios de confiabilidad del sistema, versatilidad y seguridad de operación de las subestaciones y de la red de transporte en el área.

La nueva configuración de operación de las líneas del área contempla que la línea Guatemala Este – Guadalupe 3, alimente únicamente a las subestaciones Arrazola, Monte Cristo, Olmeca y Texsesa. Luego, el proyecto contempla que las líneas Guatemala Este – Guadalupe 4 y 5, operen en paralelo y tomen la carga del tramo de línea que desde la barra de la subestación de operación Briones alimenta a las subestaciones Cambray, Guadalupe y Próceres. Por último las líneas Guatemala Norte – Guadalupe 1 y 2 no presentan ningún cambio en la configuración y carga. Es decir que los estados de los interruptores en la subestación Briones, que conectan a las líneas Guatemala Norte – Guadalupe 1 y 2, son normalmente abierto y normalmente cerrado, respectivamente.

Figura 62. **Unifilar cartográfico del Proyecto de la subestación de operación Rodríguez Briones 69 kV**



Fuente: elaboración propia, con programa de Sistemas Gráficos Eléctricos (SIGRE).



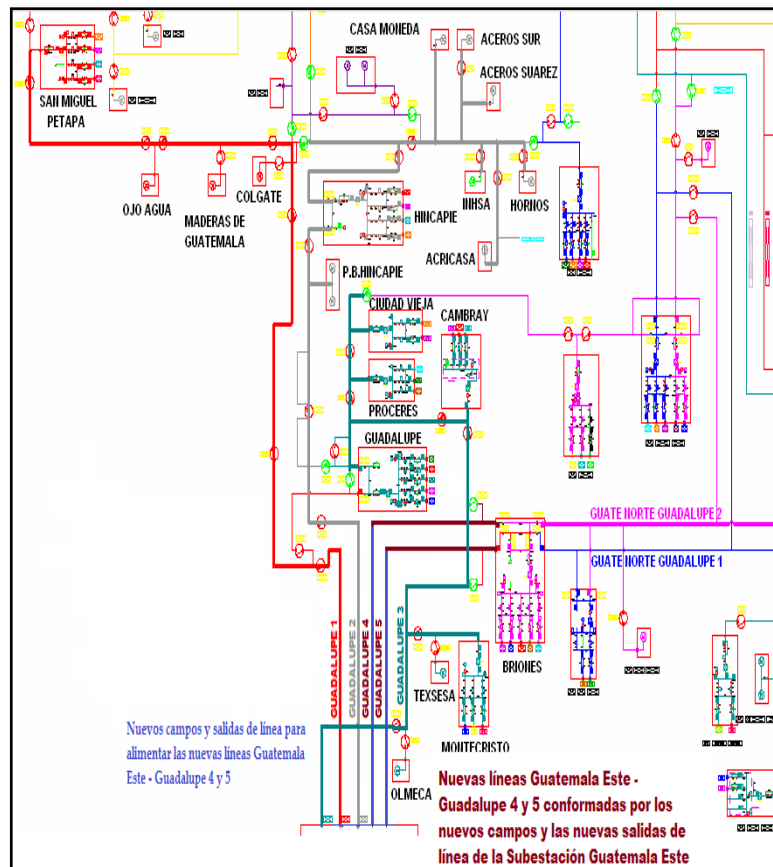
#### **4.4.4. Configuración de operación de las nuevas líneas de transmisión de 69 kV Guatemala Este – Guadalupe 4 y 5, 69 kV**

El proyecto, objeto de este estudio, contempla únicamente dar creación a las nuevas líneas de 69 kV, Guatemala Este – Guadalupe 4 y 5, con nodo de salida en la subestación de potencia Guatemala – Este y nodo de llegada en la subestación de transformación Rodríguez Briones, sin transporte de flujo de potencia a través de ellas, ya que actualmente se conectan con equipos de maniobra normalmente abiertos, dentro de la subestación Rodríguez Briones. Los beneficios que implica la realización de este proyecto se verán reflejados con la segunda fase del mismo: la incorporación de la nueva subestación de operación Rodríguez Briones, a fin de conectar a esta, la línea Guatemala Este – Guadalupe 3, descargarla y con ello, reducir el factor de utilización.

El proyecto se justifica por la limitación en la capacidad de transporte de la línea Guatemala Este – Guadalupe 3, a consecuencia del crecimiento de las cargas conectadas a la misma, y de los flujos de potencia correspondiente por dicha línea, en los últimos años.

Por lo anterior, la configuración y operación normal del proyecto, para las líneas en 69 kV, Guatemala Este – Guadalupe 1 y 2 es tal que el flujo de potencia para alimentar a las correspondientes cargas ya mencionadas, proviene siempre desde la subestación de potencia Guatemala Este. Así pues la línea Guatemala Este – Guadalupe 1, alimenta a las subestaciones Colgate, Maderas de Guatemala, Ojo de Agua y San Miguel Petapa; mientras que línea Guatemala Este – Guadalupe 2, alimenta a las subestaciones Planta de Bombeo Hincapié, Hincapié, Casa de la Moneda, Aceros Suarez, Aceros del Sur, Ihnsa y Hornos.

Figura 63. **Unifilar cartográfico de la configuración de operación del Proyecto nuevas líneas de transmisión de 69 kV Guatemala Este – Guadalupe 4 y 5, 69 kV**



Fuente: elaboración propia, con programa de Sistemas Gráficos Eléctricos (SIGRE).

#### 4.5. Marco de estudio

A continuación se presentan los componentes que conforman el marco de estudio.

#### **4.5.1. Metodología del estudio**

Para analizar el efecto de realizar cada uno de los proyectos antes mencionados, para así automatizar la red en el área Este de Guatemala, al Sistema Eléctrico Nacional se simularon las condiciones críticas del sistema para el año 1: 2013 (año del proyecto), en los estados de máxima, media y mínima demanda para las épocas: seca (marzo de cada año) y húmeda (septiembre de cada año).

Se toma como punto de partida para el análisis de flujo de carga y de corrientes de corto circuito, las condiciones del sistema sin incluir el proyecto, llamado caso base (CB); luego se incorpora el proyecto, caso con proyecto (CP) se comparan los datos obtenidos y se analizan los cambios producidos en los flujos de carga y corrientes de corto circuito y se obtienen las respectivas conclusiones.

#### **4.5.2. Base de datos**

Fue proporcionada por la CNEE. Para el año 1 del proyecto, la época seca se simula con datos proporcionados a marzo de 2013 y la época húmeda se simula con datos proyectados a septiembre de 2013.

Los nuevos elementos, así como los elementos ampliados, que se agregaron a la red se modelaron mediante los parámetros de circuito equivalente en valores por unidad para ser incluidos en la base de datos. Los valores se presentan en el anexo de este informe.

#### **4.5.3. Criterios básicos para las simulaciones de operación**

- Se adoptaron las proyecciones de la CNEE en relación con la demanda y con la generación del SNI para el año estacional 2012-2013.
- Los casos base del año 1 se determinaron a partir de las proyecciones de crecimiento de la demanda proporcionada por el AMM y CNEE para el año estacional 2012-2013.
- Se fijaron como límites de variación de nivel de voltaje en un rango de +/- 5 % del voltaje normal de operación.
- Fue revisada la operación del Sistema Nacional Interconectado, para que este se apegue a la operación real de la red.
- Se dio especial atención a los flujos de potencia reactiva tanto para generación, cargas y pérdida en el sistema. Asegurando que los niveles de reactiva se mantuvieran en los rangos esperados por la CNEE de acuerdo a las condiciones típicas del sistema.
- Se realizaron cálculos para los niveles de corto circuito antes y después de incluir el proyecto y se obtuvieron conclusiones sobre el resultado.
- Se tomó como la barra oscilante, una de las máquinas de la Central Hidroeléctrica Chixoy.
- Se aplicaron límites de generación de potencia activa y reactiva a todos los generadores.

- Se incluyeron intercambios de energía con otros países.
- El programa PSAF toma como rango de iteraciones de 0 a 999, la cantidad de iteraciones depende de la calidad de la base de datos proporcionada y del proyecto a realizar.

#### **4.5.4. Elementos a monitorear**

Todos los elementos, denominados elementos a monitorear fueron definidos según la importancia e influencia del proyecto en cada uno de ellos.

Se analizaran las barras o nodos, del área del proyecto, los cuales simulan, los cambios entre conductores, derivaciones de línea, entradas a subestaciones y puramente la barra de alimentación de una subestación.

Las barras o nodos, en la red de transmisión poseen valores tanto de voltaje como de ángulo. Los voltajes en las barras están condicionados a no bajar ni superar los 0,95 P.U. y 1,05 P.U., valores por unidad, con respecto a los valores de voltaje de operación nominal.

Seguidamente se analizaron las líneas de transmisión, ubicadas entre los nodos o barras, en las cuales se observaran los cambios obtenidos al construir, ampliar o reconectar en cada uno de los proyectos a realizar.

A continuación se observaran los proyectos a realizar en una situación actual y una situación proyecto, como una pequeña introducción a la realización de los flujos de carga.

Los proyectos a realizar se presentan a continuación:

- Ampliación de las líneas de transmisión Guatemala Este – Guadalupe 1 y 2.
- Nueva subestación de operación Sector Industrial 69 kV.
- Subestación de operación Rodríguez Briones 69 kV.
- Nuevas líneas de transmisión de 69 kV Guatemala Este – Guadalupe 4 y 5,69 kV.

Como una introducción al desarrollo de flujos de carga en PSAF, a continuación se muestra gráficamente la situación actual de la red de transmisión en el área y la situación proyecto.

La elaboración de cada uno de los proyectos en PSAF lleva consigo el análisis de parámetros, análisis de la red, beneficios, ahorros de pérdidas o incrementos de pérdidas de potencia, diseñar la red de tal manera que se apegue lo más posible a la realidad y por ultimo un análisis cuantitativo y cualitativo de cada una de las demandas de las subestaciones en el área de influencia del proyecto.

Por lo anterior, al ampliar las líneas involucradas en el proyecto se verán reflejados ahorros de pérdidas de potencia, ahora, al construir nuevas líneas, estas generaran incremento de pérdidas por la inductancia y resistencia del nuevo conductor, al agregar una subestación de operación, esta, incrementará la confiabilidad, versatilidad de operación, continuidad del servicio, tiempos de respuesta cortos y sobretodo la seguridad de la red de transmisión en el área.

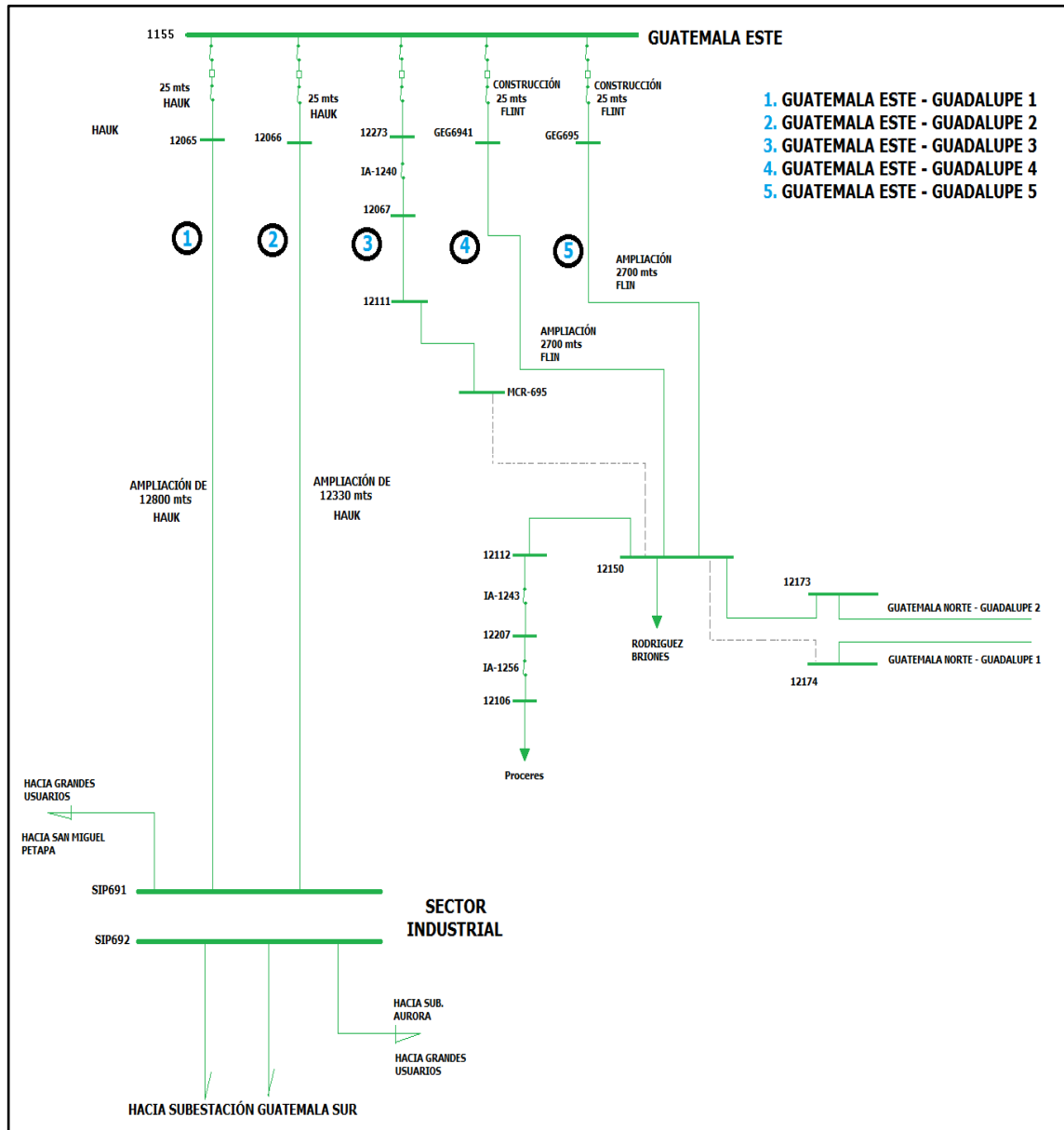
Por último, este proyecto tiene como fin, brindar al sistema de transporte una red eficiente, sin incremento de pérdidas de potencia y que la operación

sea sin interrupciones. A continuación se presentan las imágenes en donde se observa la situación actual de la red de transporte y la situación con proyecto. Ver figura 64 (caso base) y 65 (caso proyecto).





Figura 65. Unifilar para la situación proyecto de la red de transmisión en el área del estudio



Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Se listan en las tablas II, III, IV y V las barras y en los cuadros VI, VII, VIII y IX las líneas.

**Tabla II. Nodos a monitorear para el Proyecto ampliación de las líneas de transmisión Guatemala Este – Guadalupe 1 y 2**

No. de Elemento	Código de Barra en Estudio	No. De Barra en Base de Datos PSAF	Nombre de la Barra
1	GES-69	1155	Guatemala Este 69 kV
2	GEG-691	12065	Guatemala Este Guatemala 1,69 kV
3	GEG-692	12066	Guatemala Este Guatemala 2,69 kV
4	GDA-693	12063	Guadalupe 3,69 kV
5	GDA-696	GDA696	Guadalupe 6 69 kV
6	GDA-69D	12229	Guadalupe Derivación 69 kV
7	CGD-69D	12211	Colgate-Guate Este Cond. 69 kV
8	HGD-691	HGD691	Hincapié-Guadalupe Cond. 1,69 kV
9	COL-69D	12210	Colgate Derivación 69 kV
10	COL-691	12044	Colgate 1,69 kV
11	COL-693	12046	Colgate 3,69 kV
12	MGU-69D	12117	Maderas de Guatemala Derivación 69 kV
13	VIG-691	12190	Vigua 1,69 kV
14	HIN-69	12087	Hincapié 69 kV
15	HIN-691	12088	Hincapié 1,69 kV
16	BHI-69	12019	Bombeo Hincapié 69 kV
17	BHI-691	BHI691	Bombeo Hincapié 1,69 kV
18	OJO-69	12137	Ojo de Agua 69 kV
19	TUB-69	12188	Tubac 69 kV
20	PTA-69	12147	Petápa 69 kV
21	SCI-691	SCI691	Sector Industrial 1,69 kV
22	LPR-692	LPR692	Los Próceres 2,69 kV
23	GDA-695	12230	Guadalupe 5,69 kV

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla III. **Nodos a monitorear para el Proyecto nueva subestación de operación Sector Industrial 69 kV**

No. de Elemento	Código de Barra en Estudio	No. De Barra en Base de Datos PSAF	Nombre de la Barra
1	GES-69	1155	Guatemala Este 69 kV
2	GSU-691	1154	Guatemala Sur 69 kV (1)
3	GSU-692	1156	Guatemala Sur 69 kV (2)
4	CGD-69D	12211	Colgate-Guate Este Cond. 69 kV
5	SMP-69	12171	San Miguel Petapa 69 kV
6	INH-69	12233	Industria Nacional Harinera 69 kV
7	ADH-69D	12002	Aceros-Distexa-Hornos Deriv. 69 kV
8	VIL-69	12192	Villa Lobos 69 kV
9	PTA-69	12147	Petapa 69 kV*
10	SIP-691	SIP691	Sector Industrial Petapa 69 kV (1)
11	SIP-692	SIP692	Sector Industrial Petapa 69 kV (2)*

\* La Barra 12147 pasará a ser la barra de Sector Industrial Petapa 69 kV (SIP-692)

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla IV. **Nodos a monitorear para el Proyecto subestación de operación Rodríguez Briones 69 kV**

No. de Elemento	Código de Barra en Estudio	No. De Barra en Base de Datos PSAF	Nombre de la Barra
1	GES-231	1107	Guatemala Este 230 kV
2	GES-69	1155	Guatemala Este 69 kV
3	ARR-69	12274	Arrazola 69 kV
4	MCR-69	12110	Montecristo 69 kV
5	MCR-695	MCR695	Montecristo 69 kV (5)
6	CMB-69D	12207	Cambray 69 kV (D)
7	GDA-695	12230	Guadalupe 69 kV (5)
8	RBR-69	12150	Rodríguez Briones 69 kV

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

El nodo nuevo que se agregará a la red con la incorporación de la nueva configuración de la línea Guatemala Este – Guadalupe 3 es MCR-695, el cual se resalta en color gris, de la tabla anterior; este se ubicará frente a la subestación Briones, a fin de permitir la conexión de la línea Guatemala Este – Guadalupe 3 (desde la subestación Montecristo) a la subestación Briones

Tabla V. **Nodos a monitorear para el Proyecto nuevas líneas de transmisión de 69 kV Guatemala Este – Guadalupe 4 y 5,69 kV**

No. de Elemento	Código de Barra en Estudio	No. De Barra en Base de Datos PSAF	Nombre de la Barra
1	GES-231	1107	Guatemala Este 230 kV
2	GES-69	1155	Guatemala Este 69 kV
3	GEG-694	GEG694	Guatemala Este-Guadalupe 69 kV (4)
4	GEG-695	GEG695	Guatemala Este-Guadalupe 69 kV (5)
5	OJO-69	12137	Ojo de Agua 69 kV
6	SMP-69	12171	San Miguel Petapa 69 kV
7	HIN-69	12087	Hincapié 69 kV
8	RBR-69	12150	Rodríguez Briones 69 kV

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Las barras resaltadas en color gris de la tabla anterior son las nuevas barras o nodos que se agregan al sistema por motivo de la inclusión del proyecto.

Tabla VI. Líneas a monitorear para el Proyecto ampliación de las líneas de transmisión Guatemala Este – Guadalupe 1 y 2

No. de Elemento	Código de Barra de Procedencia	Código de Barra de Destino	No. de Barra de Procedencia en Base de Datos	No. de Barra de Destino en Base de Datos	Nombre de la Línea
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE – SECTOR INDUSTRIAL 1,69 kV</b>					
1	GES-69	GEG-691	1155	12065	GESGEG169
2	GEG-691	GDA-69D	12065	12229	GEG1GDAD69
3	GDA-69D	GDA-691	12229	12061	GDADGDA169 <sup>1</sup>
4	GDA-691	HGD-691	12061	HGD691	GDA1HGD169
5	HGD-691	CGD-69D	HGD691	12211	HGD1CGD69D
6	GDA-691	GDA-692	12061	12062	GDA1GDA269 <sup>1</sup>
7	GDA-692	GDA-695	12062	12230	GDA2GDA569 <sup>1</sup>
8	GDA-69D	CGD-69D	12229	12211	GDADCGDD69
9	CGD-69D	COL-694	12211	COL694	CGDDCOL694
10	COL-694	SCI-691	COL694	SCI691	COLSCI6941
<b>LÍNEA SECTOR INDUSTRIAL - LAGUNA 69 kV</b>					
11	SCI-691	SCI-693	SCI691	SCI693	SCISCI6913
12	SCI-693	GIN-69	SCI693	12079	SCIGIN693
13	GIN-69	COL-692	12079	12045	GINCOL269
14	COL-692	COL-691	12045	12044	COL2COL169
15	COL-691	COL-69D	12044	12210	COL1COLD69 <sup>2</sup>
16	COL-69D	COL-69	12210	12043	COLDCOL69 <sup>2</sup>
17	COL-691	MGU-69D	12044	12117	COL1MGUD69
18	MGU-69D	OJO-69	12117	12137	MGUDOJO69
19	OJO-69	TUB-69	12137	12188	OJOTUB69
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - SECTOR INDUSTRIAL 2,69 kV</b>					
20	GES-69	GEG-692	1155	12066	GESGEG269
21	GEG-692	GDA-693	12066	12063	GEG2GDA369
22	GDA-693	GDA-692	12063	12062	GDA3GDA269 <sup>3</sup>
23	GDA-692	GDA-695	12062	12230	GDA2GDA569 <sup>3</sup>
24	GDA-693	GDA-694	12063	12064	GDA3GDA469 <sup>3</sup>
25	GDA-694	GDA-695	12064	12230	GDA4GDA569 <sup>3</sup>
26	GDA-694	GDA-696	12064	GDA696	GDA4GDA669 <sup>3</sup>
27	GDA-693	HGD-69D	12063	12212	GDA3HGD69D
28	GDA-696	HGD-69D	GDA696	12212	GDA6HGD69D
29	HGD-69D	BHI-69	12212	12019	HGDBHI69D
30	BHI-69	HIN-691	12019	12088	BHIHIN169
31	HIN-691	HIN-69	12088	12087	HIN1HIN69
32	HIN-69	BHI-691	12087	BHI691	HINBHI169 <sup>4</sup>
33	HIN-69	VIG-691	12087	12190	HINVIG169
34	VIG-691	COL-693	12190	12046	VIG1COL369
35	COL-693	PTA-693	12046	PTA693	COLPTA6933
36	PTA-693	SCI-691	PTA693	SCI691	PTASCI6931
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 3,69 kV, tramo Cambray - Los Próceres 69 kV</b>					
37	CMB-69D	LPR-691	12207	12106	CMBDLPR169
38	CMB-69D	LPR-692	12207	LPR692	CMBDLPR692
39	LPR-692	GDA-695	LPR692	GDA6952	LPRGDA6925
40	GDA-695	LPR-692	GDA6952	12107	LPR2GDA5269 <sup>5</sup>
41	LPR-692	LPR-691	12107	12106	LPR2LPR169
42	LPR-692	LPR-691	LPR692	12106	LPR2LPR169
43	LPR-691	LPR-69	12106	12105	LPR1LPR69

<sup>1</sup> Derivación a S/E Guadalupe

<sup>2</sup> Derivación a S/E Colgate

<sup>3</sup> Derivación a S/E Guadalupe

<sup>4</sup> Nueva derivación a S/E Planta de Bombeo Hincapié

<sup>5</sup> Nueva derivación a S/E Guadalupe

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Para el caso de las líneas monitoreadas, los tramos a ampliar a conductor Hawk ACSS 477 son los que pertenecen a la línea Guatemala Este –Sector Industrial 1 y 2,69kV, los cuales se muestran en la tabla anterior. Los tramos resaltados en color gris son los nuevos tramos que se agregan a la red o que se reconfiguran.

Así pues, para el caso de los elementos 4 y 5 en la tabla 6, tramos de la línea Guatemala Este – Sector Industrial 1: el tramo GDA1HGD169 en el caso proyecto es uno de los tramos en paralelo que conformaba la línea Guatemala Este – Guadalupe 2 (ruta C – B de figura 52), la cual se amplía, tramo que se reconecta al nuevo nodo HGD691, nodo del cual parte el nuevo tramo de línea que se construirá para la línea Guatemala Este – Guadalupe 1 (HGD1CGD69D), tal como se indicó con anterioridad. Es importante mencionar que la línea Guatemala Este – Sector Industrial 1, ya no conectará con la subestación Guadalupe, por lo que los elementos 6 y 7 resaltados en color verde en la tabla II, tramos de línea GDA1GDA269 y GDA2GDA569 se reconfiguran para ser parte de la línea Guatemala Este – Sector Industrial 2. El tramo GDADCGDD69, elemento 8 de la tabla VI, quedará abierto.

Por lo anterior y a fin de conformar la línea Guatemala Este – Sector Industrial 2, fue necesario: 1) para la parte de línea que sale de la subestación Guadalupe hacia la subestación Guatemala Este, el tramo GDA1GDA269 que parte del nodo 12061(GDA-691) al nodo 12062 (GDA-692) en el caso base (elemento 6 de la tabla VI) se reconecta del nodo 12063 (GDA-693) al nodo 12062, formando el tramo GDA3GDA269 del caso proyecto (elemento 22 de tabla VI), tramo que se une al tramo GDA2GDA569 (elemento 23 de tabla 6), tramo que en el caso base era el elemento 7 de tabla VI) para la parte de línea que sale de la subestación Guadalupe hacia la subestación Hincapié se inicia con el tramo GDA4GDA569 (elemento 25 de tabla VI), y luego para continuar,

fue necesario que el tramo GDA3GDA469 (elemento 24 de tabla VI) que parte del nodo 12063 (GDA-693) al nodo 12064 (GDA-694) en el caso base se reconectara de la barra 12064 al nuevo nodo GDA696, formando el tramo GDA4GDA669 (elemento 26 de tabla VI), por lo que luego, también fue necesario que el tramo GDA3HGD69D (elemento 27 de tabla VI) que parte del nodo 12063 (GDA-693) al nodo 12212 (HGD-69D) en el caso base se reconectara del nuevo nodo GDA696 al nodo 12212 (HGD-69D), formando el tramo GDA6HGD69D (elemento 28 de tabla VI); 3) por último, el tramo HINBHI169 es el nuevo tramo (elemento 32 de tabla VI) que alimentará al gran usuario en 69 kV Planta de Bombeo Hincapié, desde la barra de la subestación Hincapié (12087 – HIN-69) hasta la barra donde se conecta el gran usuario (BHI691 – BHI-691), con una longitud de aproximadamente 0,892 kilómetros, los cuales incluyen el actual alimentador del gran usuario (0,542 Km.).

En relación a los tramos de línea Cambray – Guadalupe - Los Próceres, de la línea Guatemala Este – Guadalupe 3, el tramo CMBDLPR169 del caso base (elemento 37 de tabla VI), con una longitud aproximada de 2.24 Km. se divide a una distancia de 1,82 km. medidos desde la subestación Cambray, con un factor de proporción (ver figura 64), formando los nuevos tramos CMBDLPR692 (elemento 38 de tabla VI) y LPR2LPR169 (elemento 42 de tabla VI), que para el caso de este último, quedará abierto. Los tramos LPRGDA6925 y LPR2GDA5269 (elementos 39 y 40 de tabla VI) son los nuevos tramos que conectan a la barra 2 (GDA6952) de la subestación Guadalupe.

Lo indicado anteriormente se observa en el diagrama unifilar del caso base y caso proyecto de la figura 66.

Figura 66. Diagrama unifilar del nuevo Proyecto ampliación de las líneas de transmisión Guatemala Este – Guadalupe 1 y 2.  
a) caso base

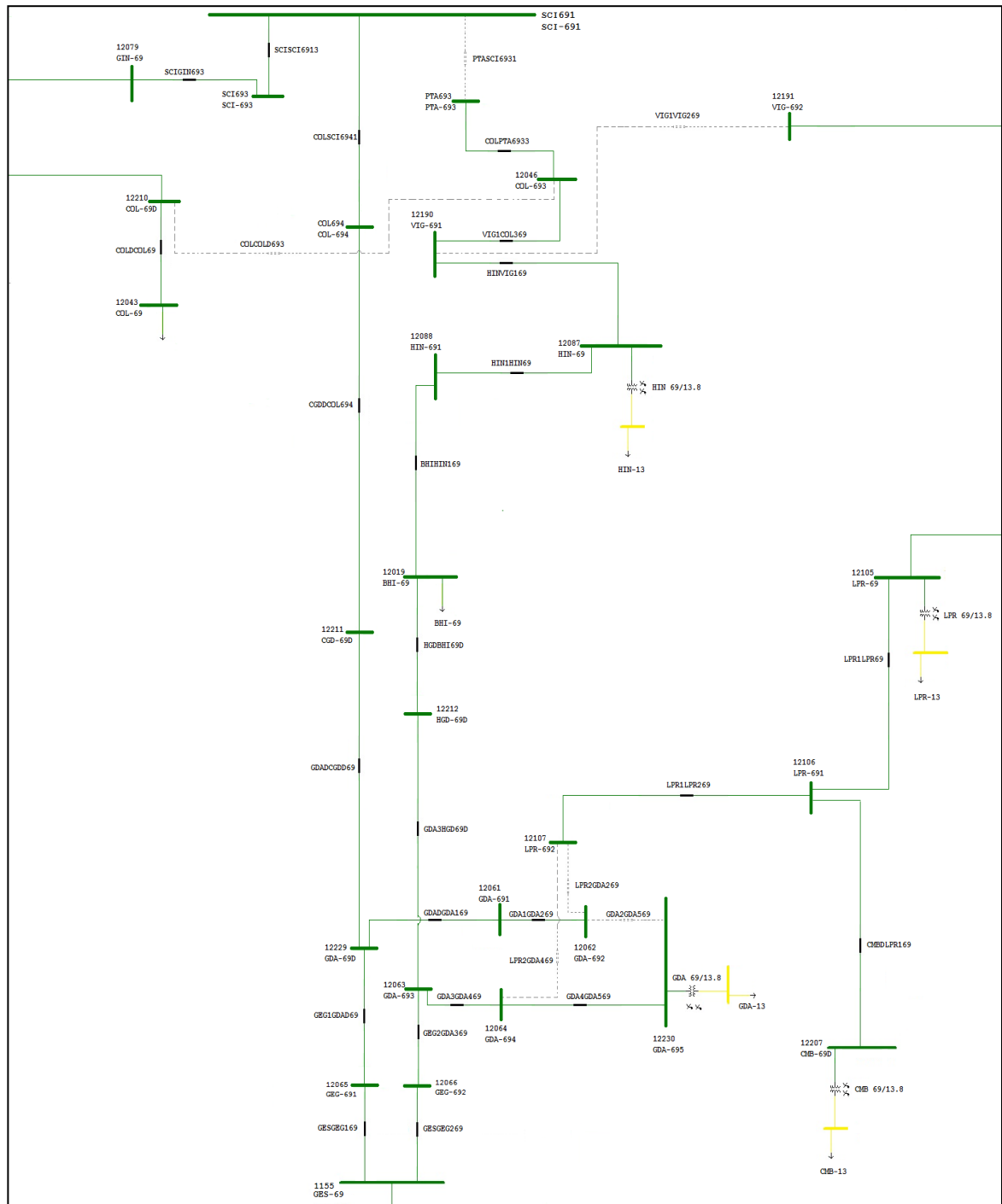
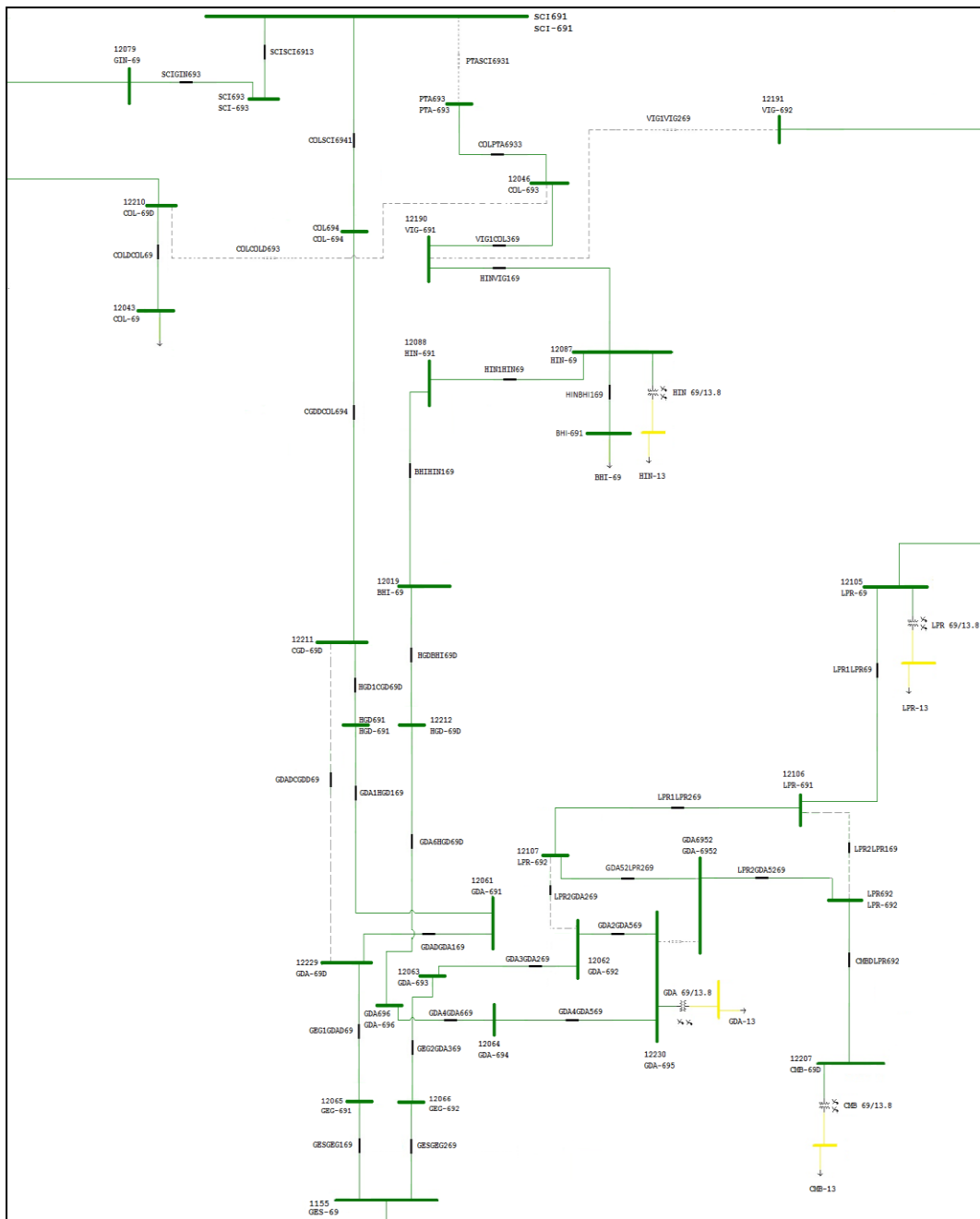


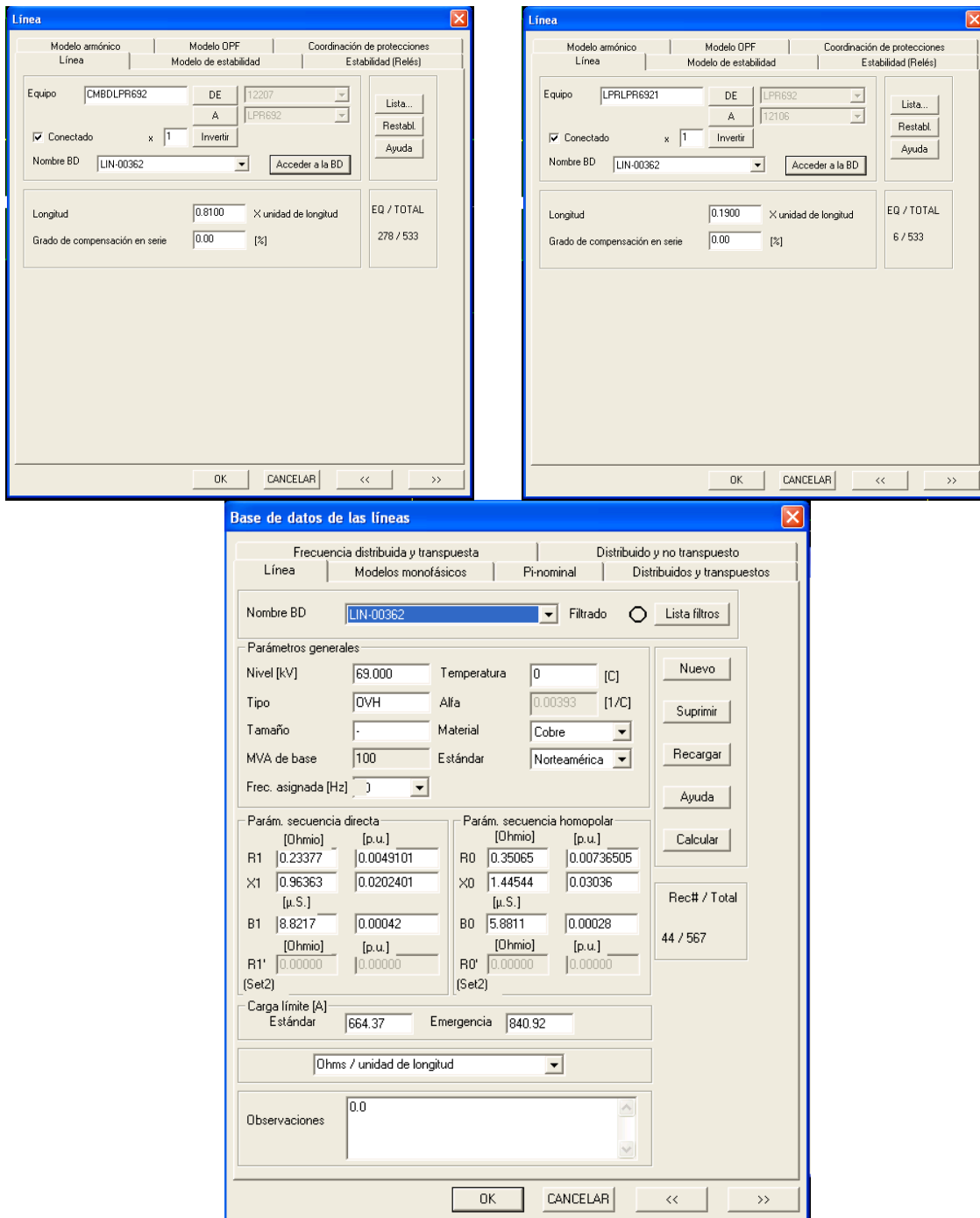


Figura 67. Diagrama unifilar del nuevo Proyecto ampliación de las líneas de transmisión Guatemala Este – Guadalupe 1 y 2.  
b) caso proyecto



Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Figura 68. Modelo de las líneas CMBDLPR269 y LPR2LPR169 que se originan de la línea CMBDLPR169



Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla VII. Líneas a monitorear para el Proyecto nueva subestación de operación Sector Industrial 69 kV

No. de Elemento	Código de Barra de Procedencia	Código de Barra de Destino	No. de Barra de Procedencia en Base de Datos	No. de Barra de Destino en Base de Datos	Nombre de la Línea
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 1</b>					
1	GES-69	GEG-691	1155	12065	GESGEG691
2	GEG-691	GDA-69D	12065	12229	GEGGDAD691
3	GDA-69D	CGD-69D	12229	12211	GDADCGDD69
4	CGD-69D	COL-691	12211	12044	CGDDCOL691
5	CGD-69D	COL-694	12211	COL694	CGDDCOL694
6	COL-694	SIP-691	COL694	SIP691	COLSIP6941
7	SIP-691	SIP-693	SIP691	SIP693	SIPSIP6913
8	SIP-693	GIN-69	SIP693	12079	SIPGIN693
9	GIN-69	COL-692	12079	12045	GINCOL692
10	COL-692	COL-691	12045	12044	COLCOL6921
11	COL-691	MGU-69D	12044	12117	COLMGUD691
12	MGU-69D	OJO-69	12117	12137	MGUDOJO69
13	OJO-69	TUB-69	12137	12188	OJOTUB69
14	TUB-69	SMP-69	12188	12171	TUBSMP69
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 2</b>					
15	GES-69	GEG-692	1155	12066	GESGEG692
16	GEG-692	GDA-693	12066	12063	GEGGDA6923
17	GDA-693	HGD-69D	12063	12212	GDAHGDD693
18	HGD-69D	BHI-69	12212	12019	HGDDBHI69
19	BHI-69	HIN-691	12019	12088	BHIHIN691
20	HIN-691	HIN-69	12088	12087	HINHIN691
21	HIN-69	VIG-691	12087	12190	HINVIG691
22	VIG-691	COL-693	12190	12046	VIGCOL6913
23	COL-693	PTA-692	12046	12149	COLPTA6932
24	COL-693	PTA-693	12046	PTA693	COLPTA6933
25	PTA-693	SIP-691	PTA693	SIP691	PTASIP6931
26	SIP-692	VIG-693	SIP692	VIG693	SIPVIG6923
27	VIG-693	COL-692	VIG693	12045	VIGCOL6932
28	VIG-693	VIG-69	VIG693	12189	VIGVIG693
29	VIG-69	VIG-692	12189	12191	VIGVIG692
30	VIG-692	VIG-691	12191	12190	VIGVIG6921
31	VIG-692	CMO-691	12191	12042	VIGCMO6921
32	CMO-691	ASU-691	12042	12014	CMOASU6911
33	ASU-691	INH-69	12014	12233	ASUINH691
34	INH-69	ADH-69D	12233	12002	INHADHD69
<b>LÍNEA GUATEMALA SUR - GUADALUPE 1</b>					
35	GSU-691	VIL-69	1154	12192	GSUVIL691
36	VIL-69	MNT-691	12192	12124	VILMNT691
37	MNT-691	MNT-69D	12124	12126	MNTMNTD691
38	MNT-69D	PTA-691	12126	12148	MNTDPTA691
39	MNT-69D	GIN-69	12126	12079	MNTDGIN69
40	GIN-69	COL-692	12079	12045	GINCOL692
41	COL-692	VIG-69	12045	12189	COLVIG692
<b>LÍNEA GUATEMALA SUR - GUADALUPE 2</b>					
42	GSU-691	GD2-691	1154	12206	GSUGD26911
43	GD2-691	PTA-692	12206	12149	GD2PTA6912
44	PTA-692	COL-693	12149	12046	PTACOL6923
45	PTA-692	PTA-69	12149	12147	PTAPTA692
46	PTA-692	SIP-692	12149	SIP692	PTASIP6922
47	PTA-69	PTA-691	12147	12148	PTAPTA691

Continuación de la tabla VII.

48	SIP-692	PTA-691	SIP692	12148	SIPPTA6921
----	---------	---------	--------	-------	------------

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Los tramos de línea que se agregan y/o modifican en la red se resaltan en la tabla anterior en color gris. Las líneas nuevas son las denominadas COLSIP6941 y SIPSIP6913, las cuales se utilizan para la reconfiguración de la línea Guatemala Este – Guadalupe 1 de la siguiente manera: se crea el nuevo nodo denominado COL694 y se reconecta la línea CGDDCOL691 a este nuevo nodo, renombrándose en el caso proyecto como CGDDCOL694. Dicha línea parte del nodo 12211 (CGD-69D) y finaliza en el nuevo nodo (COL694). Luego se simula la nueva línea COLSIP6941, la cual parte del nuevo nodo (COL694) y finaliza en la barra SIP691, la cual simula una de las barras de la nueva subestación Sector Industrial; de esta manera, la línea Guatemala Este - Guadalupe 1 se conecta con la barra de la nueva subestación de operación.

Luego, del nuevo nodo SIP691, parte el nuevo tramo de línea denominado SIPSIP6913 hacia otro nuevo nodo SIP693, el cual se crea con el fin de utilizar los tramos MNTDGIN69 y GINCOL692 (correspondientes a la línea Guatemala Sur – Guadalupe 1) y alimentar a través de la barra SIP691, la línea que suministrará el flujo de potencia requerido por la subestación San Miguel Petápa y los grandes usuarios Colgate, Maderas de Guatemala y Ojo de Agua. Para lo anterior se reconecta la línea MNTDGIN69 al nuevo nodo SIP693, partiendo de este nodo y finalizando en el nodo 12079 (GIN-69, renombrándose en el caso proyecto como SIPGIN693).

Por otra parte, a fin de lograr la reconfiguración de la línea Guatemala Este – Guadalupe 2 se simulan dos nuevas líneas denominadas SIPVIG6923 y

PTASIP6931; realizando las siguientes modificaciones a la red: se crea un nuevo nodo denominado VIG693, el cual se utiliza para dividir en dos partes iguales el tramo de línea COLVIG692 (correspondiente a la línea Guatemala Sur – Guadalupe 1), formándose así dos nuevos tramos denominados VIGCOL6932 y VIGVIG693, de los cuáles, el primero, con la nueva configuración se simula normalmente abierto y el segundo se utiliza para transportar el flujo de potencia que demandan los grandes usuarios Vigua, Casa de la Moneda, Aceros Suárez, Aceros del Sur, Inhsa y Hornos, junto con el nuevo tramo SIPVI6923, el cual parte de la barra SIP692 (anteriormente 12147) y finaliza en el nuevo nodo VIG693.

Por último se crea otro nodo denominado PTA693, al cual ahora se conecta el tramo de COLPTA6932 correspondiente a la línea Guatemala Sur – Guadalupe 2 y se renombra en el caso proyecto como COLPTA6933; a este mismo nodo se conecta el otro nuevo tramo de línea denominado PTASIP6931 y finaliza en el nodo SIP691 de la subestación Sector Industrial logrando con ello la configuración deseada de las líneas Guatemala Este – Guadalupe 2 y Guatemala Sur – Guadalupe 2.

Lo descrito en los párrafos anteriores se observa en la figura número 68 y 69.

Figura 69. Nuevos tramos formados al dividir la línea COLVIG692

Linea

Modelo amónico	Modelo OPF	Coordinación de protecciones
Línea	Modelo de estabilidad	Estabilidad (Relés)
Equipo: VIGCOL6932	DE: 12045	A: VIG693
<input type="checkbox"/> Conectado	x 1	Invertir
Nombre BD: LIN-00276	Acceder a la BD	
Longitud: 0.5000	X unidad de longitud	EQ / TOTAL: 25 / 518
Grado de compensación en serie: 0.00	[%]	

OK CANCELAR << >>

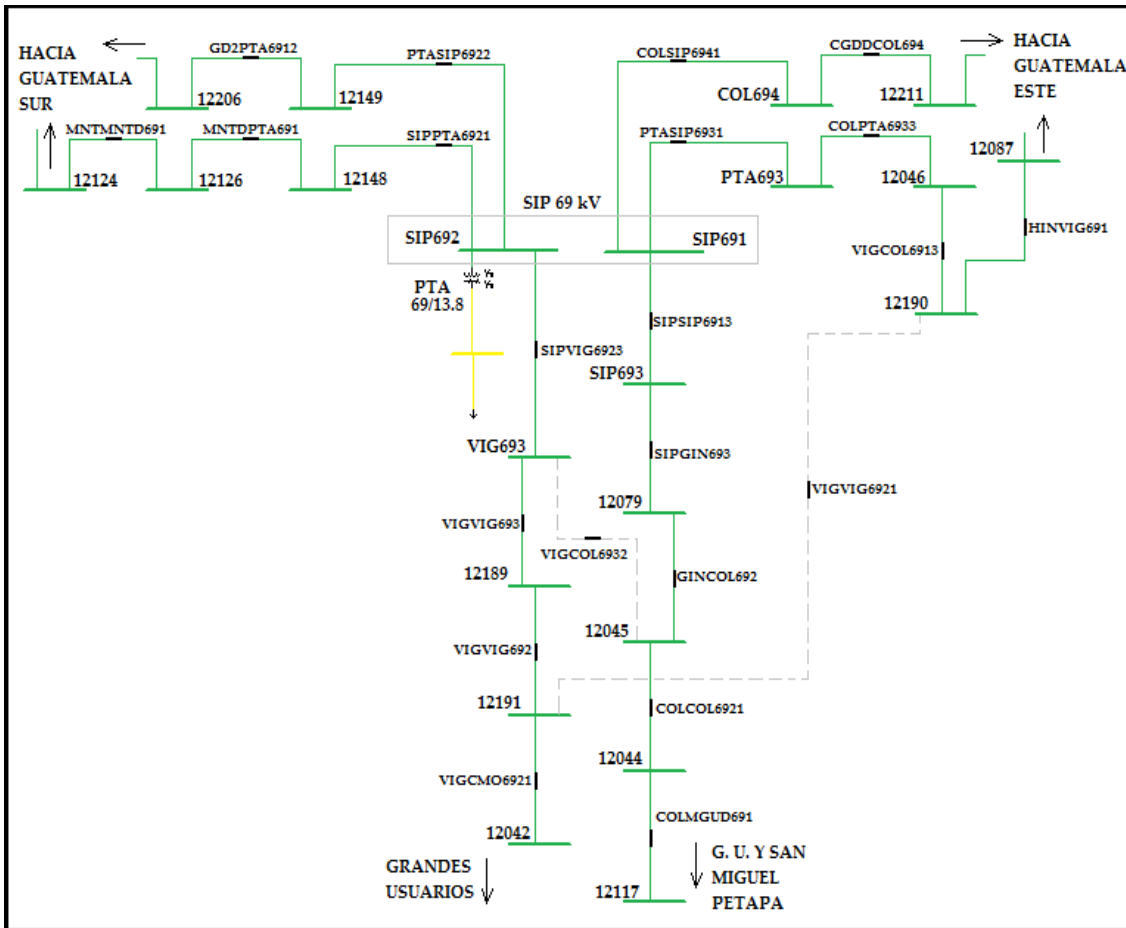
Linea

Modelo amónico	Modelo OPF	Coordinación de protecciones
Línea	Modelo de estabilidad	Estabilidad (Relés)
Equipo: VIGVIG693	DE: VIG693	A: 12189
<input checked="" type="checkbox"/> Conectado	x 1	Invertir
Nombre BD: LIN-00276	Acceder a la BD	
Longitud: 0.5000	X unidad de longitud	EQ / TOTAL: 24 / 518
Grado de compensación en serie: 0.00	[%]	

OK CANCELAR << >>

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Figura 70. Diagrama unifilar del nuevo Proyecto nueva subestación de operación Sector Industrial 69 kV



Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla VIII. Líneas a monitorear para el Proyecto nueva subestación de operación Rodríguez Briones 69 kV

No. de Elemento	Código de Barra de Procedencia	Código de Barra de Destino	No. de Barra de Procedencia en Base de Datos	No. de Barra de Destino en Base de Datos	Nombre de la Línea
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 3</b>					
1	GES-69	GEG-694	1155	12273	GESGEG694
2	GEG-694	ARR-69	12273	12274	GEGARR694
3	GEG-694	GEG-693	12273	12067	GEGGEG6943
4	GEG-693	MEC-69	12067	12115	GEGMEC693
5	GEG-693	MCR-691	12067	12111	GEGMCR6931
6	MCR-691	MCR-692	12111	12112	MCRMCR6912
7	MCR-691	MCR-695	12111	MCR695	MCRMCR6915
8	MCR-695	RBR-69	MCR695	12150	MCRRBR695
9	RBR-69	MCR-692	12150	12112	RBRMCR692
10	MCR-692	CMB-69D	12112	12207	MCRMCD692
11	CMB-69D	LPR-691	12207	12106	CMBLPR691
12	LPR-691	LPR-692	12106	12107	LPRLPR6912
13	LPR-692	GDA-694	12107	12064	LPRGDA6924
14	GDA-694	GDA-695	12064	12230	GDAGDA6945
15	LPR-691	LPR-69	12106	12105	LPRLPR691
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 4</b>					
16	GES-69	GEG-6941	1155	GEG6941	GESGEG6941
17	GEG-6941	MCR-694	GEG6941	12114	GEGMCR6944
18	MCR-694	RBR-691	12114	12151	MCRRBR6941
19	RBR-691	RBR-69	12151	12150	RBRRBR691
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 5</b>					
20	GES-69	GEG-695	1155	GEG695	GESGEG695
21	GEG-695	MCR-693	GEG695	12113	GEGMCR6953
22	MCR-693	RBR-692	12113	12152	MCRRBR6932
23	RBR-692	RBR-693	12152	12208	RBRRBR6923
24	RBR-693	RBR-69	12208	12150	RBRRBR693

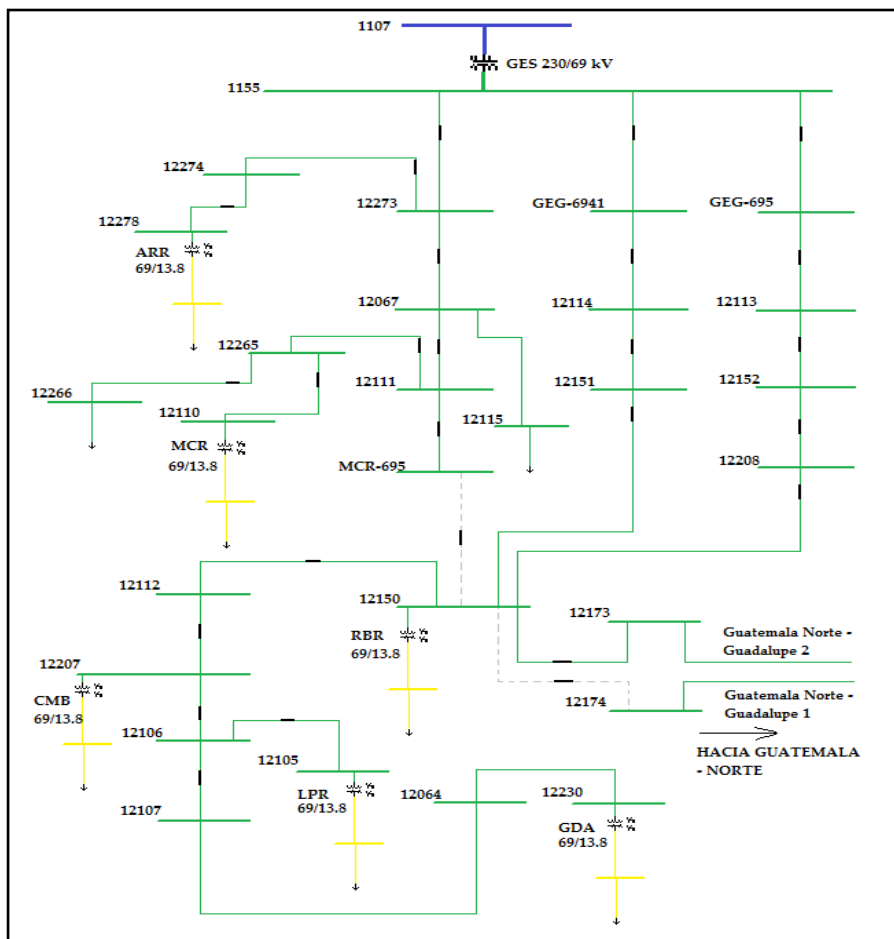
Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Las líneas que se agregan a la red se resaltan de color gris en la tabla anterior. Actualmente existe el tramo de línea entre nodos 12111-12112 de la línea Guatemala Este – Guadalupe 3, el cual no tiene conexión con la subestación Briones, por lo cual, en función de la nueva configuración propuesta es necesario crear las nuevas líneas denominadas MCRRBR695 y RBRMCR692: las cuales parten del nodo llamado RBR-69 y finalizan en las barras MCR695 (MCR-695) y 12112 (MCR-692), respectivamente.



Además se reconecta la línea MCRMCR6912, la cual parte del nodo 12111 (MCR-691) y finaliza en el nodo 12112 (MCR-692) y con la nueva configuración de la línea Guatemala Este – Guadalupe 3 finaliza en el nuevo nodo MCR695, denominándose ahora MCRMCR6915. El nuevo nodo se crea para simular la división de la línea donde se deriva para entrar a la barra de operación de la subestación Rodríguez Briones, a través del nuevo tramo de línea MCRRBR695.

Figura 71. **Diagrama unifilar del nuevo Proyecto nueva subestación de operación Rodríguez Briones 69 kV**



Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla IX. Líneas a monitorear para el nuevas líneas de transmisión de 69 kV Guatemala Este – Guadalupe 4 y 5,69 kV

No. de Elemento	Código de Barra de Procedencia	Código de Barra de Destino	No. de Barra de Procedencia en Base de Datos	No. de Barra de Destino en Base de Datos	Nombre de la Línea
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 1</b>					
1	GES-69	GEG-691	1155	12065	GESGEG691
2	GEG-691	MCR-693	12065	12113	GEGMCR6913
3	MCR-693	RBR-692	12113	12152	MCRRBR6932
4	RBR-692	RBR-693	12152	12208	RBRRBR6923
5	RBR-693	RBR-69	12208	12150	RBRRBR693
6	GEG-691	GDA-69D	12065	12229	GEGGDAD691
7	GDA-69D	CGD-69D	12229	12211	GDADCGDD69
8	CGD-69D	COL-691	12211	12044	CGDDCOL691
9	COL-691	COL-69D	12044	12210	COLCOLD691
10	COL-69D	COL-69	12210	12043	COLDCOL69
11	COL-691	MGU-69D	12044	12117	COLMGUD691
12	MGU-69D	OJO-69	12117	12137	MGUDOJO69
13	OJO-69	TUB-69	12137	12188	OJOTUB69
14	TUB-69	SMP-69	12188	12171	TUBSMP69
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 2</b>					
15	GES-69	GEG-692	1155	12066	GESGEG692
16	GEG-692	MCR-694	12066	12114	GEGMCR6924
17	MCR-694	RBR-691	12114	12151	MCRRBR6941
18	RBR-691	RBR-69	12151	12150	RBRRBR691
19	GEG-692	GDA-693	12066	12063	GEGGDA6923
20	GDA-693	HGD-69D	12063	12212	GDAHGD693
21	HGD-69D	BHI-69	12212	12019	HGDDBHI69
22	BHI-69	HIN-691	12019	12088	BHIHIN691
23	HIN-691	HIN-69	12088	12087	HINHIN691
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 4</b>					
24	GES-69	GEG-694	1155	GEG694	GESGEG694
25	GEG-694	MCR-694	GEG694	12114	GEGMCR6944
26	GEG-692	MCR-694	12066	12114	GEGMCR6924
27	MCR-694	RBR-691	12114	12151	MCRRBR6941
28	RBR-691	RBR-69	12151	12150	RBRRBR691
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 5</b>					
29	GES-69	GEG-695	1155	GEG695	GESGEG695
30	GEG-695	MCR-693	GEG695	12113	GEGMCR6953
31	GEG-691	MCR-693	12065	12113	GEGMCR6913
32	MCR-693	RBR-692	12113	12152	MCRRBR6932
33	RBR-692	RBR-693	12152	12208	RBRRBR6923
34	RBR-693	RBR-69	12208	12150	RBRRBR693

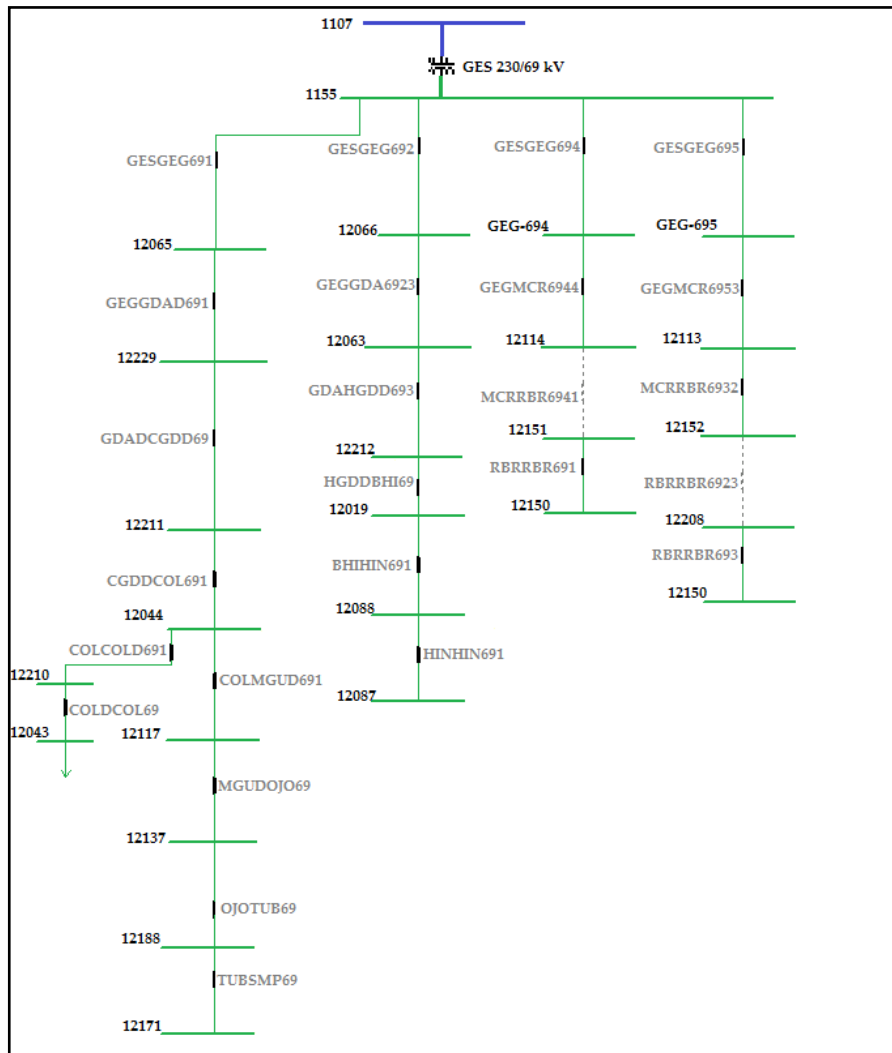
Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

En la tabla IX, los elementos en el rango de 1 a 14, representan los tramos de línea que conforman la línea Guatemala Este – Guadalupe 1, mientras que los elementos en el rango de 15 a 23, representan los tramos de línea, que conforman la línea Guatemala Este – Guadalupe 2. En estos, los elementos en el rango de 2 a 5 y de 16 a 18, representan, los dos tramos de línea que derivan de la línea Guatemala Este – Guadalupe 1 y 2, hacia la subestación Rodríguez Briones y que conformarán, respectivamente, las nuevas líneas Guatemala Este – Guadalupe 4 y 5.

Es importante mencionar que las líneas Guatemala Este - Guadalupe 4 y 5 se monitorean en la tabla IX, en el rango de elementos 24-28 y 29-34, respectivamente. En estos, los elementos 28, 33 y 34, simulan la conectividad de barras y elementos de maniobra dentro de la subestación Rodríguez Briones.

Los tramos de línea que se simulan con la inclusión del proyecto son los que se identifican como: a) GEGMCR6944 que parte de la nueva barra GEG694 hacia la barra 12114 en dirección hacia la subestación Rodríguez Briones, con una longitud de 2,6 kilómetros, el cual se forma al dividir la línea Guatemala Este – Guadalupe 2, en la bifurcación existente frente a la subestación Guatemala Este; b) GEGMCR6953 que parte de la nueva barra GEG695 hacia la barra 12113 en dirección hacia la subestación Rodríguez Briones, con igual longitud que el tramo GEGMCR6944 y se forma al dividir la línea Guatemala Este – Guadalupe 1 en la bifurcación existente frente a la subestación; dichos tramos se re potenciaron y estos se conectaran a los nuevos tramos de línea GESGEG694 y GESGEG695 de 25 metros de longitud cada uno, provenientes de la subestación Guatemala Este y conformarán las nuevas líneas Guatemala Este – Guadalupe 4 y 5.

Figura 72. Diagrama unifilar del nuevo Proyecto nuevas líneas de transmisión de 69 kV Guatemala Este – Guadalupe 4 y 5, 69 kV



Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

#### 4.5.5. Casos en el año del proyecto

Se realizó el análisis de un total de 12 casos para el año del proyecto (2013), de los cuales 6, llamados casos base (CB), corresponden a la condición sin proyecto, que a la vez se estructuraron, basados en la información proporcionada por la CNEE y el AMM, a fin de determinar en forma comparativa el efecto del proyecto en la red en estado estable. Cada uno de estos casos, también se estudian en la condición con proyecto (CP), los cuales son los 6 restantes, a fin de conocer el impacto del proyecto de ampliación en la red.

Para el caso de la época seca del 2013 se utiliza el caso base proporcionado marzo de 2013, y para el caso de la época húmeda se proyecta el caso base proporcionado a septiembre de 2013, con la tasa que se muestra en la tabla número X.

Tabla X. **Proyección de crecimiento 2013 del S. N. I.**

Proyecciones Año 1	
Crecimientos Proyectados	Año 1 (2013)
Época Seca	-
Época Húmeda	2,39 %

Fuente: elaboración propia.

Tabla XI. **Casos analizados para el año del proyecto**

o.	CONDICIÓN	ESCENARIO	
	SIN PROYECTO CB	Época Seca	Demanda Mínima
			Demanda Media
			Demanda Máxima
		Época Húmeda	Demanda Mínima
			Demanda Media
			Demanda Máxima
	CON PROYECTO CP	Época Seca	Demanda Mínima
			Demanda Media
			Demanda Máxima
0		Época Húmeda	Demanda Mínima
1			Demanda Media
2			Demanda Máxima

Fuente: elaboración propia.

#### 4.5.6. Programa de cálculo

Los estudios de flujo de carga en estado permanente y los cálculos de corto circuito se realizaron con el programa PSAF v3.2 (Power System Analysis Framework versión 3.2 R.1.5).

#### 4.5.7. Configuración de la red

Se hará mención a las nuevas configuraciones de la red como consecuencia de la entrada en operación del proyecto, si las hubiere, de lo contrario, solamente se indica que la configuración es la normal.

#### 4.6. Resultados de flujo de carga

A continuación se presenta y describe un resumen de los resultados obtenidos de los cálculos de flujo de carga en estado permanente, para los

casos base (CB) y para los casos con la inclusión del proyecto (CP), en el año de inicio de operación del proyecto (2013).

Se presentan los resultados de una misma época y de una misma hora de demanda, tanto para la condición sin proyecto (CB) como para la condición con proyecto (CP), a fin de mostrar los efectos de la inclusión del proyecto en la red, en cuanto a: flujos de potencia en las líneas y barras a monitorear.

Es importante mencionar que una magnitud negativa del flujo de potencia del elemento en cuestión significa que en la realidad dicha variable tiene sentido contrario con relación a lo indicado en la tabla. También se muestran voltajes en los nodos a monitorear y pérdidas de potencia en la red. Se incluye el cálculo de los cambios ( $\Delta$ ) causados por la inclusión del proyecto, en donde un porcentaje con signo negativo indica que la variable en análisis del elemento en cuestión ha disminuido en ese porcentaje en el caso con proyecto con respecto al caso base y viceversa. La variación se calcula así:  $\Delta = [1 - V_{CB}/V_{CP}]$  donde V es la variable en análisis del elemento en cuestión.

#### **4.6.1. Resultados del año 1 de los Proyectos de ampliación de las líneas Guatemala Este – Guadalupe 1,69 kV y Guatemala Este – Guadalupe 2,69 kV y Sub de Operación Sector Industrial 69 kV: 2013**

- Época seca: marzo de 2013

Las tablas: XII, XIII, y XIV muestran los valores de flujos de potencia en las líneas monitoreadas, en horas de demanda mínima, media y máxima, respectivamente para la época seca, utilizando las abreviaturas en tablas como ESD que significa Época Seca Demanda. En las tablas se observa que en los tramos monitoreados de las líneas Guatemala Este – Guadalupe 1,69 kV y

Guatemala Este – Guadalupe 2,69 kV, el flujo parte de la barra de la subestación Guatemala Este hacia la barra de la subestación del Sector Industrial; el flujo de potencia en estos tramos no sufre mayores cambios, aunque se observa un mínimo decremento en ellos, esto debido a la ampliación de los tramos con el nuevo conductor y por consiguiente una disminución considerable en el factor de utilización, esto para las tres demandas.

En las tablas se observa que en los tramos monitoreados de las líneas Guatemala Este – Guadalupe 1,69 kV y Guatemala Este – Guadalupe 2,69 kV, el flujo parte de la barra de la subestación Guatemala Este hacia la barra de la subestación del Sector Industrial; el flujo de potencia en estos tramos no sufre mayores cambios, aunque se observa un mínimo decremento en ellos, esto debido a la ampliación de los tramos con el nuevo conductor y por consiguiente una disminución considerable en el factor de utilización, esto para las tres demandas.

Para el caso del tramo resaltado en color verde, en el caso base es parte de la línea Guatemala Este – Guadalupe 1 y en el caso proyecto es parte de la línea Guatemala Este – Guadalupe 2; para el caso del tramo resaltado en color naranja, el tramo se reconecta en el caso proyecto al nuevo nodo GDA696 con el objeto de formar la alimentación en pi ( $\pi$ ) para la subestación Guadalupe, tal como se explicó anteriormente, lo anterior hace que el tramo GDA4GDA569 presente un flujo en sentido contrario al del caso base.

En el tramo de la línea Guatemala Este – Guadalupe 3,69 kV se simula el nuevo tramo de línea que se deriva de esta hacia la subestación Guadalupe, el cual no presenta flujo de potencia tanto en el caso base como en el caso proyecto. En general no se presentan anomalías en las líneas del área de influencia con la incorporación del proyecto.



Tabla XII. Casos flujos de potencia [MW] y factor de utilización [porcentaje] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 ESD Min

Barra		Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CP [MW]	$\Delta$ [%]	CB [MW]	CP [MW]	$\Delta$ [%]	CB [%]	CP [%]	$\Delta$ [%]
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 1,69 kV</b>										
GES-69	GEG-691	25.53	25.45	-0.3	0	0	0.0	32.1	21.3	-50.7
GEG-691	GDA-69D	25.54	25.46	-0.3	0.13	0.09	-44.4	47.4	21.3	-122.5
GDA-69D	GDA-691	0	25.37	100.0	0	0.03	100.0	0	21.3	100.0
GDA-691	HGD-691	-	25.34	N/A	-	0.02	N/A	-	21.3	N/A
HGD-691	CGD-69D	-	25.32	N/A	-	0	N/A	-	21.3	N/A
GDA-691	GDA-692	0	-	N/A	0	-	N/A	0	-	N/A
GDA-692	GDA-695	-	20.98	N/A	-	0	N/A	-	17.5	N/A
GDA-69D	CGD-69D	25.41	-	N/A	0.05	-	N/A	38.1	-	N/A
CGD-69D	COL-694	25.36	25.31	-0.2	0.13	0.08	-62.5	54.8	21.3	-157.3
COL-694	SCI-691	25.23	25.23	0.0	0.01	0.01	0.0	32.1	21.3	-50.7
<b>LÍNEA SECTOR INDUSTRIAL - LAGUNA 69 kV</b>										
SCI-691	SCI-693	25.22	25.22	0.0	0	0	0.0	32.1	32.0	-0.3
SCI-693	GIN-69	25.22	25.21	0.0	0.02	0.02	0.0	54.9	54.7	-0.4
GIN-69	COL-692	25.2	25.2	0.0	0	0	0.0	54.9	54.7	-0.4
COL-692	COL-691	25.19	25.2	0.0	0	0	0.0	54.9	54.7	-0.4
COL-691	COL-69D	2.42	2.42	0.0	0	0	0.0	3.6	3.6	0.0
COL-69D	COL-69	2.41	2.42	0.4	0	0	0.0	9.6	9.6	0.0
COL-691	MGU-69D	22.77	22.77	0.0	0.03	0.03	0.0	49.7	49.5	-0.4
MGU-69D	OJO-69	19.27	19.26	-0.1	0.05	0.05	0.0	42.2	42.1	-0.2
OJO-69	TUB-69	13.19	13.19	0.0	0.01	0.01	0.0	29.2	29.1	-0.3
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 2,69 kV</b>										
GES-69	GEG-692	21.08	21.06	-0.1	0	0	0.0	26.3	17.5	-50.3
GEG-692	GDA-693	21.09	21.06	-0.1	0.11	0.08	-37.5	38.9	17.5	-122.3
GDA-693	GDA-692	-	20.98	N/A	-	0.01	N/A	-	17.5	N/A
GDA-692	GDA-695	-	20.98	N/A	-	0	N/A	-	17.5	N/A
GDA-693	GDA-694	7.78	-	N/A	0	-	N/A	16.7	-	N/A
GDA-694	GDA-695	7.78	-13.19	41.0	0	0	0.0	16.7	11	-51.8
GDA-694	GDA-696	-	13.19	N/A	-	0	N/A	-	11	N/A
GDA-693	HGD-69D	13.19	-	N/A	0.01	-	N/A	28.3	-	N/A
GDA-696	HGD-69D	-	13.19	N/A	-	0.01	N/A	-	11	N/A
HGD-69D	BHI-69	13.18	13.18	0.0	0	0	0.0	19.7	11	-79.1
BHI-69	HIN-691	12.87	13.18	2.4	0	0	0.0	19.2	11	-74.5
HIN-691	HIN-69	12.84	13.18	2.6	0	0	0.0	31.3	11	-184.5
HIN-69	BHI-691	-	0.31	N/A	-	0	N/A	-	1.2	N/A
HIN-69	VIG-691	0	0	0.0	0	0	0.0	0.1	0.1	0.0
VIG-691	COL-693	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
COL-693	PTA-693	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
PTA-693	SCI-691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 3,69 kV, tramo Cambray - Los Próceres 69 kV</b>										
CMB-69D	LPR-691	7.69	-	N/A	0	-	N/A	9.7	-	N/A
CMB-69D	LPR-692	-	7.69	N/A	-	0	N/A	-	9.7	N/A
LPR-692	GDA-695	-	7.69	N/A	-	0	N/A	-	9.7	N/A
GDA-695	LPR-692	-	7.69	N/A	-	0	N/A	-	11.5	N/A
LPR-692	LPR-691	-	7.69	N/A	-	0	N/A	-	11.5	N/A
LPR-692	LPR-691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LPR-691	LPR-69	7.69	7.69	0.0	0	0	0.0	11.5	11.5	0.0

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla XIII. Casos flujos de potencia [MW] y factor de utilización [porcentaje] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 ESD Med

Barra		Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 1,69 kV</b>										
GES-69	GEG-691	29.61	29.48	-0.4	0	0	0.0	39.7	26.3	-51.0
GEG-691	GDA-69D	29.61	29.49	-0.4	0.19	0.14	-35.7	58.6	26.3	-122.8
GDA-69D	GDA-691	0	29.35	100.0	0	0.05	100.0	0	26.3	100.0
GDA-691	HGD-691	-	29.3	N/A	-	0.04	N/A	-	26.3	N/A
HGD-691	CGD-69D	-	29.26	N/A	-	0.01	N/A	-	26.3	N/A
GDA-691	GDA-692	0	-	N/A	0	-	N/A	0	-	N/A
GDA-692	GDA-695	-	42.06	N/A	-	0	N/A	-	37.5	N/A
GDA-69D	CGD-69D	29.41	-	N/A	0.07	-	N/A	47.2	-	N/A
CGD-69D	COL-694	29.34	29.26	-0.3	0.2	0.12	-66.7	67.9	26.3	-158.2
COL-694	SCI-691	29.13	29.14	0.0	0.02	0.02	0.0	39.8	26.4	-50.8
<b>LÍNEA SECTOR INDUSTRIAL - LAGUNA 69 kV</b>										
SCI-691	SCI-693	29.12	29.11	0.0	0	0	0.0	39.8	39.6	-0.5
SCI-693	GIN-69	29.11	29.11	0.0	0.03	0.03	0.0	68	67.7	-0.4
GIN-69	COL-692	29.09	29.08	0.0	0.01	0.01	0.0	68	67.7	-0.4
COL-692	COL-691	29.08	29.08	0.0	0	0	0.0	68	67.7	-0.4
COL-691	COL-69D	2.69	2.69	0.0	0	0	0.0	4.2	4.2	0.0
COL-69D	COL-69	2.69	2.69	0.0	0	0	0.0	11.2	11.1	-0.9
COL-691	MGU-69D	26.39	26.39	0.0	0.04	0.04	0.0	62	61.7	-0.5
MGU-69D	OJO-69	26.35	26.35	0.0	0.11	0.11	0.0	62	61.8	-0.3
OJO-69	TUB-69	20.76	20.76	0.0	0.02	0.02	0.0	49.7	49.5	-0.4
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 2,69 kV</b>										
GES-69	GEG-692	42.59	42.46	-0.3	0	0	0.0	56.5	37.5	-50.7
GEG-692	GDA-693	42.59	42.47	-0.3	0.52	0.38	-36.8	83.5	37.5	-122.7
GDA-693	GDA-692	-	42.09	N/A	-	0.04	N/A	-	37.5	N/A
GDA-692	GDA-695	-	42.06	N/A	-	0	N/A	-	37.5	N/A
GDA-693	GDA-694	18.45	-	N/A	0.01	-	N/A	42.2	-	N/A
GDA-694	GDA-695	18.44	-23.61	21.9	0	0	N/A	42.3	21.1	-100.5
GDA-694	GDA-696	-	23.61	N/A	-	0.01	N/A	-	21.1	N/A
GDA-693	HGD-69D	23.61	-	N/A	0.04	-	N/A	54.4	-	N/A
GDA-696	HGD-69D	-	23.6	N/A	-	0.02	N/A	-	21.1	N/A
HGD-69D	BHI-69	23.57	23.58	0.0	0.01	0.01	0.0	37.8	21.2	-78.3
BHI-69	HIN-691	22.94	23.56	2.6	0.01	0.01	0.0	36.9	21.2	-74.1
HIN-691	HIN-69	22.93	23.55	2.6	0	0	0.0	60.2	21.2	-184.0
HIN-69	BHI-691	-	0.63	N/A	-	0	N/A	-	2.5	N/A
HIN-69	VIG-691	0	0	0.0	0	0	0.0	0.1	0	-100.0
VIG-691	COL-693	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
COL-693	PTA-693	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
PTA-693	SCI-691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 3,69 kV, tramo Cambray - Los Próceres 69 kV</b>										
CMB-69D	LPR-691	18.84	-	N/A	0.02	-	N/A	25.7	-	N/A
CMB-69D	LPR-692	-	18.87	N/A	-	0.02	N/A	-	25.8	N/A
LPR-692	GDA-695	-	18.85	N/A	-	0.02	N/A	-	25.8	N/A
GDA-695	LPR-692	-	18.84	N/A	-	0	N/A	-	30.8	N/A
LPR-692	LPR-691	-	18.83	N/A	-	0.01	N/A	-	30.8	N/A
LPR-692	LPR-691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LPR-691	LPR-69	18.82	18.82	0.0	0	0	0.0	30.7	30.8	0.3

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla XIV. **Casos flujos de potencia [MW] y factor de utilización [porcentaje] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 ESD Max**

Barra		Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 1,69 kV</b>										
GES-69	GEG-691	39.4	39.2	-0.5	0	0	0.0	50.4	33.4	-50.9
GEG-691	GDA-69D	39.4	39.21	-0.5	0.31	0.23	-34.8	74.4	33.4	-122.8
GDA-69D	GDA-691	0	38.98	100.0	0	0.07	100.0	0	33.4	100.0
GDA-691	HGD-691	-	38.91	N/A	-	0.06	N/A	-	33.4	N/A
HGD-691	CGD-69D	-	38.85	N/A	-	0.01	N/A	-	33.4	N/A
GDA-691	GDA-692	0	-	N/A	0	-	N/A	0	-	N/A
GDA-692	GDA-695	-	43.56	N/A	-	0	N/A	-	38.1	N/A
GDA-69D	CGD-69D	39.09	-	N/A	0.12	-	N/A	59.9	-	N/A
CGD-69D	COL-694	38.97	38.84	-0.3	0.33	0.2	-65.0	86.2	33.4	-158.1
COL-694	SCI-691	38.64	38.64	0.0	0.03	0.04	25.0	50.5	33.4	-51.2
<b>LÍNEA SECTOR INDUSTRIAL - LAGUNA 69 kV</b>										
SCI-691	SCI-693	38.61	38.61	0.0	0	0	N/A	50.5	50.3	-0.4
SCI-693	GIN-69	38.61	38.6	0.0	0.04	0.04	0.0	86.3	85.8	-0.6
GIN-69	COL-692	38.56	38.56	0.0	0.01	0.01	0.0	86.2	85.8	-0.5
COL-692	COL-691	38.56	38.55	0.0	0	0	0.0	86.3	85.8	-0.6
COL-691	COL-69D	2.98	2.98	0.0	0	0	0.0	4.6	4.5	-2.2
COL-69D	COL-69	2.99	2.98	-0.3	0	0	0.0	12.1	12.0	-0.8
COL-691	MGU-69D	35.57	35.57	0.0	0.07	0.07	0.0	79.8	79.4	-0.5
MGU-69D	OJO-69	31.58	31.57	0.0	0.15	0.15	0.0	71.3	70.9	-0.6
OJO-69	TUB-69	25.14	25.14	0.0	0.03	0.03	0.0	57.3	57.0	-0.5
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 2,69 kV</b>										
GES-69	GEG-692	44.11	43.98	-0.3	0	0	0.0	57.5	38.1	-50.9
GEG-692	GDA-693	44.11	43.99	0.0	0.54	0.39	0.0	84.9	38.1	0.0
GDA-693	GDA-692	-	43.6	N/A	-	0.04	N/A	-	38.1	N/A
GDA-692	GDA-695	-	43.56	N/A	-	0	N/A	-	38.1	N/A
GDA-693	GDA-694	19.09	-	N/A	0.01	-	N/A	43.7	-	N/A
GDA-694	GDA-695	19.08	-24.48	22.1	0	0	N/A	43.7	21.2	-106.1
GDA-694	GDA-696	-	24.48	N/A	-	0.01	N/A	-	21.2	N/A
GDA-693	HGD-69D	24.48	-	N/A	0.04	-	N/A	54.6	-	N/A
GDA-696	HGD-69D	-	24.47	N/A	-	0.02	N/A	-	21.2	N/A
HGD-69D	BHI-69	24.44	24.45	0.0	0.01	0.01	0.0	37.9	21.2	-78.8
BHI-69	HIN-691	23.82	24.43	2.5	0.01	0.01	0.0	37	21.2	-74.5
HIN-691	HIN-69	23.82	24.43	2.5	0	0	N/A	60.4	21.2	-184.9
HIN-69	BHI-691	-	0.61	N/A	-	0	N/A	-	2.4	N/A
HIN-69	VIG-691	0	0	0.0	0	0	0.0	0.1	0.1	0.0
VIG-691	COL-693	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
COL-693	PTA-693	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
PTA-693	SCI-691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 3,69 kV, tramo Cambray - Los Próceres 69 kV</b>										
CMB-69D	LPR-691	16.56	-	N/A	0.01	-	N/A	21.5	-	N/A
CMB-69D	LPR-692	-	16.58	N/A	-	0.01	N/A	-	21.5	N/A
LPR-692	GDA-695	-	16.56	N/A	-	0.01	N/A	-	21.5	N/A
GDA-695	LPR-692	-	16.55	N/A	-	0	N/A	-	25.6	N/A
LPR-692	LPR-691	-	16.55	N/A	-	0.01	N/A	-	25.7	N/A
LPR-692	LPR-691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LPR-691	LPR-69	16.54	16.54	0.0	0	0	0.0	25.6	25.7	0.4

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Las tablas XV, XVI y XVII, muestran el flujo de potencia reactiva asociada a las líneas monitoreadas, con las respectivas pérdidas en potencia reactiva, de la época seca del año 1 del proyecto, en horas de demanda mínima, media y máxima, respectivamente; donde son válidos los comentarios respecto al comportamiento de la potencia activa por los tramos monitoreados.

Tabla XV. **Flujos de potencia [MVAR] y pérdidas [MVAR] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 ESD Min**

Barra		Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CP [MVAR]	$\Delta$ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	$\Delta$ [%]
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 1,69 kV</b>							
GES-69	GEG-691	4.05	4.07	0.5	0	0	0.0
GEG-691	GDA-69D	4.07	4.09	0.5	0.21	0.19	-10.5
GDA-69D	GDA-691	0.01	3.9	99.7	-0.03	0.06	150.0
GDA-691	HGD-691	-	3.84	N/A	-	0.05	N/A
HGD-691	CGD-69D	-	3.8	N/A	-	0.01	N/A
GDA-691	GDA-692	-0.01	-	N/A	-0.01	-	N/A
GDA-692	GDA-695	-	2.18	N/A	-	0	N/A
GDA-69D	CGD-69D	3.9	-	N/A	0.11	-	N/A
CGD-69D	COL-694	3.8	3.78	-0.5	0.17	0.16	-6.3
COL-694	SCI-691	3.63	3.62	-0.3	0.03	0.03	0.0
<b>LÍNEA SECTOR INDUSTRIAL - LAGUNA 69 kV</b>							
SCI-691	SCI-693	3.59	3.59	0.0	0	0	0.0
SCI-693	GIN-69	3.59	3.58	-0.3	0.02	0.02	0.0
GIN-69	COL-692	3.57	3.56	-0.3	0.01	0.01	0.0
COL-692	COL-691	3.56	3.56	0.0	0	0	0.0
COL-691	COL-69D	0.14	0.14	0.0	0	0	0.0
COL-69D	COL-69	0.14	0.15	6.7	0	0	0.0
COL-691	MGU-69D	3.42	3.41	-0.3	0.03	0.03	0.0
MGU-69D	OJO-69	3.2	3.19	-0.3	0.05	0.05	0.0
OJO-69	TUB-69	2.79	2.79	0.0	0	0	N/A
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 2,69 kV</b>							
GES-69	GEG-692	2.3	2.3	0.0	0	0	0.0
GEG-692	GDA-693	2.32	2.3	-0.9	0.15	0.13	-15.4
GDA-693	GDA-692	-	2.17	N/A	-	0.01	N/A
GDA-692	GDA-695	-	2.18	N/A	-	0	N/A
GDA-693	GDA-694	0.72	-	N/A	-0.01	-	N/A
GDA-694	GDA-695	0.72	1.41	48.9	0	0	N/A
GDA-694	GDA-696	-	1.43	N/A	-	0	N/A
GDA-693	HGD-69D	1.45	-	N/A	0	-	N/A
GDA-696	HGD-69D	-	1.43	N/A	-	0	N/A
HGD-69D	BHI-69	1.45	1.44	-0.7	0	0	N/A
BHI-69	HIN-691	1.43	1.44	0.7	0	0	N/A
HIN-691	HIN-69	1.38	1.44	4.2	0	0	N/A
HIN-69	BHI-691	-	0.01	N/A	-	-0.01	N/A
HIN-69	VIG-691	-0.06	-0.06	0.0	-0.03	-0.04	25.0
VIG-691	COL-693	0.01	0.01	0.0	-0.01	-0.01	0.0
COL-693	PTA-693	-0.01	-0.01	0.0	-0.01	-0.01	0.0
PTA-693	SCI-691	-	-	N/A	-	-	N/A
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 3,69 kV, tramo Cambray - Los Próceres 69 kV</b>							
CMB-69D	LPR-691	0.75	-	N/A	-0.03	-	N/A
CMB-69D	LPR-692	-	0.73	N/A	-	-0.02	N/A
LPR-692	GDA-695	-	0.76	N/A	-	-0.02	N/A
GDA-695	LPR-692	-	0.77	N/A	-	0	N/A
LPR-692	LPR-691	-	0.78	N/A	-	-0.02	N/A
LPR-692	LPR-691	-	-	N/A	-	-	N/A
LPR-691	LPR-69	0.8	0.8	0.0	0	0	0.0

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla XVI. Flujos de potencia [MVAR] y pérdidas [MVAR] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 ESD Med

Barra		Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 1,69 kV</b>							
GES-69	GEG-691	12.11	12.08	-0.2	0	0	0.0
GEG-691	GDA-69D	12.11	12.12	0.1	0.37	0.34	-8.8
GDA-69D	GDA-691	0.01	11.78	99.9	-0.03	0.11	127.3
GDA-691	HGD-691	-	11.67	N/A	-	0.09	N/A
HGD-691	CGD-69D	-	11.58	N/A	-	0.02	N/A
GDA-691	GDA-692	-0.01	-	N/A	-0.01	-	N/A
GDA-692	GDA-695	-	15.13	N/A	-	0.01	N/A
GDA-69D	CGD-69D	11.78	-	N/A	0.19	-	N/A
CGD-69D	COL-694	11.59	11.56	-0.3	0.3	0.29	-3.4
COL-694	SCI-691	11.29	11.27	-0.2	0.06	0.05	-20.0
<b>LÍNEA SECTOR INDUSTRIAL - LAGUNA 69 kV</b>							
SCI-691	SCI-693	11.23	11.22	-0.1	0.01	0.01	0.0
SCI-693	GIN-69	11.23	11.21	-0.2	0.04	0.04	0.0
GIN-69	COL-692	11.18	11.17	-0.1	0.01	0.01	0.0
COL-692	COL-691	11.18	11.16	-0.2	0	0	0.0
COL-691	COL-69D	0.68	0.68	0.0	0	0	0.0
COL-69D	COL-69	0.69	0.68	-1.5	0	0	0.0
COL-691	MGU-69D	10.49	10.48	-0.1	0.06	0.06	0.0
MGU-69D	OJO-69	10.43	10.42	-0.1	0.16	0.15	-6.7
OJO-69	TUB-69	8.82	8.8	-0.2	0.03	0.03	0.0
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 2,69 kV</b>							
GES-69	GEG-692	16.27	16.22	-0.3	0	0	N/A
GEG-692	GDA-693	16.24	16.26	0.1	1.11	1.03	-7.8
GDA-693	GDA-692	-	15.23	N/A	-	0.1	N/A
GDA-692	GDA-695	-	15.13	N/A	-	0.01	N/A
GDA-693	GDA-694	6.45	-	N/A	0.01	-	N/A
GDA-694	GDA-695	6.43	8.7	26.1	0	0	0.0
GDA-694	GDA-696	-	8.7	N/A	-	0.03	N/A
GDA-693	HGD-69D	8.69	-	N/A	0.05	-	N/A
GDA-696	HGD-69D	-	8.68	N/A	-	0.05	N/A
HGD-69D	BHI-69	8.63	8.63	0.0	0.02	0.03	33.3
BHI-69	HIN-691	8.53	8.6	0.8	0.01	0.01	0.0
HIN-691	HIN-69	8.51	8.58	0.8	0	0	0.0
HIN-69	BHI-691	-	0.08	N/A	-	-0.01	N/A
HIN-69	VIG-691	-0.06	-0.06	0.0	-0.03	-0.03	0.0
VIG-691	COL-693	0.01	0.01	0.0	-0.01	-0.01	0.0
COL-693	PTA-693	-0.01	-0.01	0.0	-0.01	-0.01	0.0
PTA-693	SCI-691	-	-	N/A	-	-	N/A
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 3,69 kV, tramo Cambray - Los Próceres 69 kV</b>							
CMB-69D	LPR-691	7.28	-	N/A	0.04	-	N/A
CMB-69D	LPR-692	-	7.37	N/A	-	0.04	N/A
LPR-692	GDA-695	-	7.34	N/A	-	0.03	N/A
GDA-695	LPR-692	-	7.31	N/A	-	0	N/A
LPR-692	LPR-691	-	7.3	N/A	-	0.02	N/A
LPR-692	LPR-691	-	-	N/A	-	-	N/A
LPR-691	LPR-69	7.26	7.28	0.3	0.01	0.01	0.0

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla XVII. **Flujos de potencia [MVAR] y pérdidas [MVAR] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 ESD Max**

Barra		Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 1,69 kV</b>							
GES-69	GEG-691	10.3	10.28	-0.2	0	0	0.0
GEG-691	GDA-69D	10.3	10.29	-0.1	0.65	0.6	-8.3
GDA-69D	GDA-691	0.01	9.69	99.9	-0.03	0.19	115.8
GDA-691	HGD-691	-	9.5	N/A	-	0.15	N/A
HGD-691	CGD-69D	-	9.35	N/A	-	0.03	N/A
GDA-691	GDA-692	-0.01	-	N/A	-0.01	-	N/A
GDA-692	GDA-695	-	13.25	N/A	-	0.01	N/A
GDA-69D	CGD-69D	9.7	-	N/A	0.34	-	N/A
CGD-69D	COL-694	9.36	9.32	-0.4	0.53	0.52	-1.9
COL-694	SCI-691	8.83	8.8	-0.3	0.1	0.09	-11.1
<b>LÍNEA SECTOR INDUSTRIAL - LAGUNA 69 kV</b>							
SCI-691	SCI-693	8.73	8.7	-0.3	0.01	0.01	0.0
SCI-693	GIN-69	8.72	8.69	-0.3	0.07	0.07	0.0
GIN-69	COL-692	8.65	8.62	-0.3	0.02	0.02	0.0
COL-692	COL-691	8.64	8.6	-0.5	0.01	0.01	0.0
COL-691	COL-69D	0.3	0.3	0.0	0	0	0.0
COL-69D	COL-69	0.31	0.31	0.0	0	0	0.0
COL-691	MGU-69D	8.32	8.29	-0.4	0.11	0.11	0.0
MGU-69D	OJO-69	7.94	7.91	-0.4	0.22	0.22	0.0
OJO-69	TUB-69	6.56	6.54	-0.3	0.04	0.04	0.0
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 2,69 kV</b>							
GES-69	GEG-692	14.4	14.42	0.1	0	0	0.0
GEG-692	GDA-693	14.42	14.43	0.0	1.15	1.06	0.0
GDA-693	GDA-692	-	13.37	N/A	-	0.11	N/A
GDA-692	GDA-695	-	13.25	N/A	-	0.01	N/A
GDA-693	GDA-694	6.86	-	N/A	0.02	-	N/A
GDA-694	GDA-695	6.84	6.42	-6.5	0	0	N/A
GDA-694	GDA-696	-	6.42	N/A	-	0.03	N/A
GDA-693	HGD-69D	6.41	-	N/A	0.05	-	N/A
GDA-696	HGD-69D	-	6.39	N/A	-	0.05	N/A
HGD-69D	BHI-69	6.36	6.35	-0.2	0.02	0.03	33.3
BHI-69	HIN-691	6.3	6.32	0.3	0.01	0.01	0.0
HIN-691	HIN-69	6.29	6.31	0.3	0	0	N/A
HIN-69	BHI-691	-	0.03	N/A	-	-0.01	N/A
HIN-69	VIG-691	-0.06	-0.06	0.0	-0.03	-0.03	0.0
VIG-691	COL-693	0.01	0.01	0.0	-0.01	-0.01	0.0
COL-693	PTA-693	-0.01	-0.01	0.0	-0.01	-0.01	0.0
PTA-693	SCI-691	-	-	N/A	-	-	N/A
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 3,69 kV, tramo Cambray - Los Próceres 69 kV</b>							
CMB-69D	LPR-691	4.09	-	N/A	0.02	-	N/A
CMB-69D	LPR-692	-	4.14	N/A	-	0.01	N/A
LPR-692	GDA-695	-	4.13	N/A	-	0.01	N/A

Continuación de la tabla XVII.

GDA-695	LPR-692	-	4.12	N/A	-	0	N/A
LPR-692	LPR-691	-	4.12	N/A	-	0.01	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Las tablas XVIII, XIX y XX, muestran que no existen anomalías en los niveles de voltaje [pu] de las barras monitoreadas en el área de influencia por causa del proyecto. En los cuadros también se presentan los ángulos asociados al nivel de voltaje de las barras en estudio para ambos casos.

Tabla XVIII. **Voltajes en barras [pu] y ángulo [°] en barras monitoreadas año 1 ESD Min**

Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	$\Delta$ [%]	$\Delta$ [%]
1155	GES-69	1.015	-22.2	1.015	-22.2	0.0	0.0
12065	GEG-691	1.015	-22.2	1.015	-22.2	0.0	0.0
12066	GEG-692	1.015	-22.2	1.015	-22.2	0.0	0.0
12063	GDA-693	1.008	-22.9	1.010	-22.9	0.2	0.0
GDA696	GDA-696	-	-	1.009	-23	N/A	N/A
12229	GDA-69D	1.008	-22.8	1.010	-22.8	0.2	0.0
12211	CGD-69D	1.006	-23.2	1.006	-23.2	0.0	0.0
HGD691	HGD-691	-	-	1.007	-23.1	N/A	N/A
12210	COL-69D	0.997	-23.9	1.000	-23.9	0.3	0.0
12044	COL-691	0.997	-23.9	1.000	-23.9	0.3	0.0
12046	COL-693	1.007	-23.1	1.008	-23.1	0.1	0.0
12117	MGU-69D	0.995	-24	0.998	-24	0.3	0.0
12190	VIG-691	1.007	-23.1	1.008	-23.1	0.1	0.0
12087	HIN-69	1.007	-23.1	1.008	-23.1	0.1	0.0
12088	HIN-691	1.007	-23.1	1.008	-23.1	0.1	0.0
12019	BHI-69	1.007	-23	1.008	-23.1	0.1	0.4
BHI691	BHI-691	-	-	1.008	-23.1	N/A	N/A
12137	OJO-69	0.992	-24.2	0.995	-24.2	0.3	0.0
12188	TUB-69	0.991	-24.3	0.994	-24.3	0.3	0.0
12147	PTA-69	1.019	-22.1	1.019	-22.1	0.0	0.0
SCI691	SCI-691	0.998	-23.8	1.001	-23.8	0.3	0.0
LPR692	LPR-692	-	-	1.008	-23.3	N/A	N/A
12230	GDA-695	1.008	-22.9	1.009	-22.9	0.1	0.0

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).



Tabla XIX. Voltajes en barras [pu] y ángulo [°] en barras monitoreadas año 1 ESD Med

Número Nudo	Nombre Nudo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
1155	GES-69	1.015	-24.6	1.015	-24.5	0.0	-0.4
12065	GEG-691	1.015	-24.6	1.015	-24.5	0.0	-0.4
12066	GEG-692	1.015	-24.6	1.015	-24.5	0.0	-0.4
12063	GDA-693	0.995	-25.8	0.999	-25.7	0.4	-0.4
GDA696	GDA-696	-	-	0.996	-25.9	N/A	N/A
12229	GDA-69D	1.004	-25.2	1.006	-25.1	0.2	-0.4
12211	CGD-69D	0.999	-25.5	1.000	-25.5	0.1	0.0
HGD691	HGD-691	-	-	1.001	-25.5	N/A	N/A
12210	COL-69D	0.986	-26.3	0.989	-26.3	0.3	0.0
12044	COL-691	0.986	-26.2	0.989	-26.3	0.3	0.4
12046	COL-693	0.991	-26	0.992	-26.2	0.1	0.8
12117	MGU-69D	0.983	-26.4	0.987	-26.4	0.4	0.0
12190	VIG-691	0.991	-26	0.992	-26.2	0.1	0.8
12087	HIN-69	0.991	-26	0.992	-26.2	0.1	0.8
12088	HIN-691	0.991	-26	0.992	-26.2	0.1	0.8
12019	BHI-69	0.992	-26	0.993	-26.1	0.1	0.4
BHI691	BHI-691	-	-	0.992	-26.2	N/A	N/A
12137	OJO-69	0.977	-26.7	0.981	-26.7	0.4	0.0
12188	TUB-69	0.975	-26.7	0.979	-26.8	0.4	0.4
12147	PTA-69	0.996	-25	0.996	-25	0.0	0.0
SCI691	SCI-691	0.988	-26.1	0.991	-26.2	0.3	0.4
LPR692	LPR-692	-	-	0.987	-27	N/A	N/A
12230	GDA-695	0.994	-25.8	0.997	-25.8	0.3	0.0

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla XX. **Voltajes en barras [pu] y ángulo [°] en barras monitoreadas año 1 ESD Max**

Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
1155	GES-69	1.017	-26.2	1.017	-26.1	0.0	-0.4
12065	GEG-691	1.017	-26.2	1.017	-26.2	0.0	0.0
12066	GEG-692	1.017	-26.2	1.017	-26.2	0.0	0.0
12063	GDA-693	0.998	-27.5	1.001	-27.4	0.3	-0.4
GDA696	GDA-696	-	-	0.999	-27.6	N/A	N/A
12229	GDA-69D	1.005	-27.1	1.007	-27	0.2	-0.4
12211	CGD-69D	1.000	-27.6	1.001	-27.6	0.1	0.0
HGD691	HGD-691	-	-	1.002	-27.5	N/A	N/A
12210	COL-69D	0.985	-28.6	0.990	-28.6	0.5	0.0
12044	COL-691	0.985	-28.6	0.990	-28.6	0.5	0.0
12046	COL-693	0.994	-27.7	0.996	-27.9	0.2	0.7
12117	MGU-69D	0.982	-28.8	0.987	-28.8	0.5	0.0
12190	VIG-691	0.994	-27.7	0.996	-27.9	0.2	0.7
12087	HIN-69	0.994	-27.7	0.996	-27.9	0.2	0.7
12088	HIN-691	0.994	-27.7	0.996	-27.9	0.2	0.7
12019	BHI-69	0.995	-27.7	0.996	-27.9	0.1	0.7
BHI691	BHI-691	-	-	0.995	-27.9	N/A	N/A
12137	OJO-69	0.976	-29.2	0.981	-29.2	0.5	0.0
12188	TUB-69	0.974	-29.3	0.979	-29.3	0.5	0.0
12147	PTA-69	1.003	-26.6	1.003	-26.6	0.0	0.0
SCI691	SCI-691	0.987	-28.5	0.992	-28.5	0.5	0.0
LPR692	LPR-692	-	-	0.999	-28.5	N/A	N/A
12230	GDA-695	0.996	-27.6	1.000	-27.6	0.4	0.0

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Las tablas: XXI y XXII muestran las pérdidas totales del S. N. I y del área de influencia del proyecto (zona 2), respectivamente sin y con el proyecto.

Tabla XXI. **Ahorro de pérdidas de potencia [MW] en el S. N. I. al incluir el nuevo proyecto año 1, ESD Min. ESD Med. y ESD Max.**

Época Seca	Pérdidas MW		
	CB	CP	Ahorro
Máxima	56.792	56.453	0.339
Media	43.421	43.167	0.254
Mínima	19.05	18.945	0.105

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla XXII. **Ahorro de pérdidas de potencia [MW] en la zona 2 al incluir el nuevo proyecto año 1, ESD Min. ESD Med. y ESD Max.**

Época Seca	Pérdidas MW		
	CB	CP	Ahorro
Máxima	21.049	20.725	0.324
Media	19.082	18.841	0.241
Mínima	8.066	7.964	0.102

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Época húmeda: septiembre de 2013

Las tablas: XXIII, XXIV y XXV muestran los valores de flujos de potencia en las líneas monitoreadas, en horas de demanda mínima, media y máxima, respectivamente, para la época húmeda, utilizando las abreviaturas en tablas como EHD que significa época húmeda demanda. Esto para año 1 del proyecto (2013).

En dichas tablas se observa, al igual que en la época seca, que en los tramos monitoreados de las líneas Guatemala Este – Guadalupe 1,69 kV y Guatemala Este – Guadalupe 2,69 kV, el flujo parte de la barra de la subestación Guatemala Este hacia la barra de la subestación del Sector Industrial; el flujo de potencia en estos tramos no sufre mayores cambios,

aunque se observa un mínimo decremento en ellos, esto debido a la ampliación de los tramos con el nuevo conductor y por consiguiente una disminución considerable en el factor de utilización, esto para las tres demandas.

Para el caso del tramo resaltado en color verde, en el caso base es parte de la línea Guatemala Este – Guadalupe 1 y en el caso proyecto es parte de la línea Guatemala Este – Guadalupe 2; para el caso del tramo resaltado en color naranja, el tramo se reconecta en el caso proyecto al nuevo nodo GDA696 con el objeto de formar la alimentación en pi ( $\Pi$ ) para la subestación Guadalupe, tal como se explicó anteriormente, lo anterior hace que el tramo GDA4GDA569 presente un flujo en sentido contrario al del caso base. En el tramo de la línea Guatemala Este – Guadalupe 3,69 kV se simula el nuevo tramo de línea que se deriva de esta hacia la subestación Guadalupe, el cual no presenta flujo de potencia tanto en el caso base como en el caso proyecto. En general no se presentan anormalidades en las líneas del área de influencia con la incorporación del proyecto.

Las tablas XXVI, XXVII y XXVIII muestran el flujo de potencia reactiva asociada a la línea monitoreada, con las respectivas pérdidas en potencia reactiva, de la época húmeda del año 1 del proyecto, en horas de demanda mínima, media y máxima, respectivamente; donde son válidos los comentarios respecto al comportamiento de la potencia activa por los tramos monitoreados.

Tabla XXIII. Casos flujos de potencia [MW] y factor de utilización [porcentaje] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 EHD  
Min

Barra		Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 1,69 kV</b>										
GES-69	GEG-691	26.38	26.29	-0.3	0	0	0.0	33.4	22.2	-50.5
GEG-691	GDA-69D	26.38	26.29	-0.3	0.14	0.1	-40.0	49.3	22.2	-122.1
GDA-69D	GDA-691	0	26.19	100.0	0	0.03	100.0	0	22.2	100.0
GDA-691	HGD-691	-	26.16	N/A	-	0.03	N/A	-	22.2	N/A
HGD-691	CGD-69D	-	26.13	N/A	-	0.01	N/A	-	22.2	N/A
GDA-691	GDA-692	0	-	N/A	0	-	N/A	0	-	N/A
GDA-692	GDA-695	-	21.64	N/A	-	0	N/A	-	18.2	N/A
GDA-69D	CGD-69D	26.24	-	N/A	0.05	-	N/A	39.7	-	N/A
CGD-69D	COL-694	26.19	26.13	-0.2	0.15	0.09	-66.7	57.1	22.2	-157.2
COL-694	SCI-691	26.04	26.04	0.0	0.01	0.02	50.0	33.5	22.2	-50.9
<b>LÍNEA SECTOR INDUSTRIAL - LAGUNA 69 kV</b>										
SCI-691	SCI-693	26.03	26.03	0.0	0	0	0.0	33.5	33.4	-0.3
SCI-693	GIN-69	26.03	26.03	0.0	0.02	0.02	0.0	57.2	57.0	-0.4
GIN-69	COL-692	26.01	26.01	0.0	0	0	0.0	57.2	57.0	-0.4
COL-692	COL-691	26	26	0.0	0	0	0.0	57.1	57.0	-0.2
COL-691	COL-69D	2.5	2.5	0.0	0	0	0.0	3.8	3.8	0.0
COL-69D	COL-69	2.51	2.48	-1.2	0	0	0.0	10.1	10.0	-1.0
COL-691	MGU-69D	23.51	23.5	0.0	0.03	0.03	0.0	51.7	51.6	-0.2
MGU-69D	OJO-69	19.88	19.88	0.0	0.06	0.06	0.0	43.9	43.8	-0.2
OJO-69	TUB-69	13.62	13.62	0.0	0.01	0.01	0.0	30.5	30.4	-0.3
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 2,69 kV</b>										
GES-69	GEG-692	21.76	21.73	-0.1	0	0	0.0	27.4	18.2	-50.5
GEG-692	GDA-693	21.77	21.74	-0.1	0.12	0.09	-33.3	40.5	18.2	-122.5
GDA-693	GDA-692	-	21.65	N/A	-	0.01	N/A	-	18.2	N/A
GDA-692	GDA-695	-	21.64	N/A	-	0	N/A	-	18.2	N/A
GDA-693	GDA-694	8.03	-	N/A	0	-	N/A	17.3	-	N/A
GDA-694	GDA-695	8.02	-13.62	41.1	0	0	0.0	17.3	11.5	-50.4
GDA-694	GDA-696	-	13.61	N/A	-	0	N/A	-	11.5	N/A
GDA-693	HGD-69D	13.62	-	N/A	0.01	-	N/A	29.5	-	N/A
GDA-696	HGD-69D	-	13.61	N/A	-	0.01	N/A	-	11.5	N/A
HGD-69D	BHI-69	13.6	13.6	0.0	0	0	0.0	20.5	11.5	-78.3
BHI-69	HIN-691	13.28	13.6	2.4	0	0	0.0	20	11.5	-73.9
HIN-691	HIN-69	13.28	13.59	2.3	0	0	0.0	32.7	11.5	-184.3
HIN-69	BHI-691	-	0.32	N/A	-	0	N/A	-	1.3	N/A
HIN-69	VIG-691	0	0	0.0	0	0	0.0	0.1	0.1	0.0
VIG-691	COL-693	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
COL-693	PTA-693	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
PTA-693	SCI-691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 3,69 kV, tramo Cambray - Los Próceres 69 kV</b>										
CMB-69D	LPR-691	7.94	-	N/A	0	-	N/A	10.1	-	N/A
CMB-69D	LPR-692	-	7.94	N/A	-	0	N/A	-	10.1	N/A
LPR-692	GDA-695	-	7.94	N/A	-	0	N/A	-	10.1	N/A
GDA-695	LPR-692	-	7.94	N/A	-	0	N/A	-	12	N/A
LPR-692	LPR-691	-	7.94	N/A	-	0	N/A	-	12	N/A
LPR-692	LPR-691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LPR-691	LPR-69	7.93	7.93	0.0	0	0	0.0	12	12	0.0

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla XXIV. **Casos flujos de potencia [MW] y factor de utilización [porcentaje] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 EHD Med**

Barra		Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CP [MW]	$\Delta$ [%]	CB [MW]	CP [MW]	$\Delta$ [%]	CB [%]	CP [%]	$\Delta$ [%]
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 1,69 kV</b>										
GES-69	GEG-691	29.54	29.42	-0.4	0	0	0.0	40.2	26.6	-51.1
GEG-691	GDA-69D	29.54	29.41	-0.4	0.2	0.14	-42.9	59.3	26.6	-122.9
GDA-69D	GDA-691	0	29.27	100.0	0	0.05	100.0	0	26.6	100.0
GDA-691	HGD-691	-	29.22	N/A	-	0.04	N/A	-	26.6	N/A
HGD-691	CGD-69D	-	29.19	N/A	-	0.01	N/A	-	26.6	N/A
GDA-691	GDA-692	0	-	N/A	0	-	N/A	0	-	N/A
GDA-692	GDA-695	-	41.93	N/A	-	0	N/A	-	37.9	N/A
GDA-69D	CGD-69D	29.34	-	N/A	0.08	-	N/A	47.8	-	N/A
CGD-69D	COL-694	29.27	29.18	-0.3	0.21	0.12	-75.0	68.8	26.6	-158.6
COL-694	SCI-691	29.06	29.05	0.0	0.02	0.02	0.0	40.3	26.6	-51.5
<b>LÍNEA SECTOR INDUSTRIAL - LAGUNA 69 kV</b>										
SCI-691	SCI-693	29.04	29.03	0.0	0	0	0.0	40.3	40.1	-0.5
SCI-693	GIN-69	29.04	29.03	0.0	0.03	0.03	0.0	68.8	68.4	-0.6
GIN-69	COL-692	29.01	29	0.0	0.01	0.01	0.0	68.8	68.4	-0.6
COL-692	COL-691	29	28.99	0.0	0	0	0.0	68.9	68.4	-0.7
COL-691	COL-69D	2.68	2.68	0.0	0	0	0.0	4.3	4.2	-2.4
COL-69D	COL-69	2.68	2.68	0.0	0	0	0.0	11.3	11.2	-0.9
COL-691	MGU-69D	26.32	26.32	0.0	0.04	0.04	0.0	62.8	62.4	-0.6
MGU-69D	OJO-69	26.28	26.27	0.0	0.11	0.11	0.0	62.8	62.4	-0.6
OJO-69	TUB-69	20.71	20.7	0.0	0.03	0.02	-50.0	50.3	50.0	-0.6
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 2,69 kV</b>										
GES-69	GEG-692	42.48	42.36	-0.3	0	0	0.0	57.2	37.9	-50.9
GEG-692	GDA-693	42.48	42.35	-0.3	0.54	0.38	-42.1	84.5	37.9	-123.0
GDA-693	GDA-692	-	41.97	N/A	-	0.04	N/A	-	37.9	N/A
GDA-692	GDA-695	-	41.93	N/A	-	0	N/A	-	37.9	N/A
GDA-693	GDA-694	18.4	-	N/A	0.01	-	N/A	42.7	-	N/A
GDA-694	GDA-695	18.39	-23.54	21.9	0	0	N/A	42.8	21.4	-100.0
GDA-694	GDA-696	-	23.54	N/A	-	0.01	N/A	-	21.4	N/A
GDA-693	HGD-69D	23.54	-	N/A	0.04	-	N/A	55	-	N/A
GDA-696	HGD-69D	-	23.53	N/A	-	0.02	N/A	-	21.4	N/A
HGD-69D	BHI-69	23.5	23.51	0.0	0.01	0.01	0.0	38.3	21.4	-79.0
BHI-69	HIN-691	22.87	23.49	2.6	0.01	0.01	0.0	37.3	21.4	-74.3
HIN-691	HIN-69	22.86	23.49	2.7	0	0	0.0	60.9	21.4	-184.6
HIN-69	BHI-691	-	0.62	N/A	-	0	N/A	-	2.5	N/A
HIN-69	VIG-691	0	0	0.0	0	0	0.0	0.1	0	N/A
VIG-691	COL-693	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
COL-693	PTA-693	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
PTA-693	SCI-691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 3,69 kV, tramo Cambray - Los Próceres 69 kV</b>										
CMB-69D	LPR-691	18.79	-	N/A	0.02	-	N/A	26.1	-	N/A
CMB-69D	LPR-692	-	18.8	N/A	-	0.02	N/A	-	26.1	N/A
LPR-692	GDA-695	-	18.79	N/A	-	0	N/A	-	26.1	N/A
GDA-695	LPR-692	-	18.78	N/A	-	0	N/A	-	31.1	N/A
LPR-692	LPR-691	-	18.78	N/A	-	0.01	N/A	-	31.1	N/A
LPR-692	LPR-691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LPR-691	LPR-69	18.77	18.77	0.0	0	0	0.0	31.1	31.1	0.0

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla XXV. **Casos flujos de potencia [MW] y factor de utilización [porcentaje] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 EHD Max**

Barra		Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 1,69 kV</b>										
GES-69	GEG-691	39.29	39.08	-0.5	0	0	0.0	50.7	33.5	-51.3
GEG-691	GDA-69D	39.28	39.08	-0.5	0.32	0.23	-39.1	74.8	33.5	-123.3
GDA-69D	GDA-691	0	38.85	100.0	0	0.07	100.0	0	33.6	100.0
GDA-691	HGD-691	-	38.78	N/A	-	0.06	N/A	-	33.6	N/A
HGD-691	CGD-69D	-	38.72	N/A	-	0.01	N/A	-	33.6	N/A
GDA-691	GDA-692	0	-	N/A	0	-	N/A	0	-	N/A
GDA-692	GDA-695	-	43.4	N/A	-	0	N/A	-	38.4	N/A
GDA-69D	CGD-69D	38.96	-	N/A	0.12	-	N/A	60.2	-	N/A
CGD-69D	COL-694	38.84	38.71	-0.3	0.33	0.2	-65.0	86.7	33.6	-158.0
COL-694	SCI-691	38.51	38.51	0.0	0.03	0.04	25.0	50.8	33.6	-51.2
<b>LÍNEA SECTOR INDUSTRIAL - LAGUNA 69 kV</b>										
SCI-691	SCI-693	38.48	38.48	0.0	0	0	0.0	50.8	50.5	-0.6
SCI-693	GIN-69	38.48	38.47	0.0	0.04	0.04	0.0	86.7	86.3	-0.5
GIN-69	COL-692	38.43	38.43	0.0	0.01	0.01	0.0	86.7	86.3	-0.5
COL-692	COL-691	38.42	38.42	0.0	0	0	0.0	86.7	86.3	-0.5
COL-691	COL-69D	2.97	2.97	0.0	0	0	0.0	4.6	4.6	0.0
COL-69D	COL-69	2.98	2.96	-0.7	0	0	0.0	12.1	12.0	-0.8
COL-691	MGU-69D	35.45	35.44	0.0	0.07	0.07	0.0	80.2	79.8	-0.5
MGU-69D	OJO-69	31.47	31.47	0.0	0.15	0.15	0.0	71.7	71.3	-0.6
OJO-69	TUB-69	25.06	25.05	0.0	0.03	0.03	0.0	57.6	57.3	-0.5
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 2,69 kV</b>										
GES-69	GEG-692	43.97	43.83	-0.3	0	0	0.0	57.8	38.3	-50.9
GEG-692	GDA-693	43.97	43.84	0.0	0.55	0.39	0.0	85.4	38.4	0.0
GDA-693	GDA-692	-	43.45	N/A	-	0.04	N/A	-	38.4	N/A
GDA-692	GDA-695	-	43.4	N/A	-	0	N/A	-	38.4	N/A
GDA-693	GDA-694	19.02	-	N/A	0.01	-	N/A	44	-	N/A
GDA-694	GDA-695	19.01	-24.4	22.1	0	0	N/A	44	21.3	-106.6
GDA-694	GDA-696	-	24.4	N/A	-	0.01	N/A	-	21.3	N/A
GDA-693	HGD-69D	24.4	-	N/A	0.04	-	N/A	54.8	-	N/A
GDA-696	HGD-69D	-	24.38	N/A	-	0.02	N/A	-	21.3	N/A
HGD-69D	BHI-69	24.36	24.36	0.0	0.01	0.01	0.0	38.1	21.3	-78.9
BHI-69	HIN-691	23.74	24.35	2.5	0.01	0.01	0.0	37.2	21.3	-74.6
HIN-691	HIN-69	23.74	24.34	2.5	0	0	0.0	60.8	21.3	-185.4
HIN-69	BHI-691	-	0.61	N/A	-	0	N/A	-	2.4	N/A
HIN-69	VIG-691	0	0	0.0	0	0	0.0	0.1	0	N/A
VIG-691	COL-693	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
COL-693	PTA-693	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
PTA-693	SCI-691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 3,69 kV, tramo Cambray - Los Próceres 69 kV</b>										
CMB-69D	LPR-691	16.5	-	N/A	0.01	-	N/A	21.6	-	N/A
CMB-69D	LPR-692	-	16.52	N/A	-	0.01	N/A	-	21.6	N/A
LPR-692	GDA-695	-	16.51	N/A	-	0.01	N/A	-	21.6	N/A
GDA-695	LPR-692	-	16.49	N/A	-	0	N/A	-	25.8	N/A
LPR-692	LPR-691	-	16.5	N/A	-	0.01	N/A	-	25.8	N/A
LPR-692	LPR-691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
LPR-691	LPR-69	16.49	16.49	0.0	0	0	N/A	25.7	25.8	0.4

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla XXVI. **Flujos de potencia [MVAR] y pérdidas [MVAR] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 EHD Min**

Barra		Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 1,69 kV</b>							
GES-69	GEG-691	4.28	4.3	0.5	0	0	0.0
GEG-691	GDA-69D	4.28	4.3	0.5	0.24	0.21	-14.3
GDA-69D	GDA-691	0.01	4.09	99.8	-0.03	0.07	142.9
GDA-691	HGD-691	-	4.02	N/A	-	0.06	N/A
HGD-691	CGD-69D	-	3.96	N/A	-	0.01	N/A
GDA-691	GDA-692	-0.01	-	N/A	-0.01	-	N/A
GDA-692	GDA-695	-	2.29	N/A	-	0	N/A
GDA-69D	CGD-69D	4.08	-	N/A	0.12	-	N/A
CGD-69D	COL-694	3.96	3.95	-0.3	0.19	0.19	0.0
COL-694	SCI-691	3.77	3.76	-0.3	0.04	0.03	-33.3
<b>LÍNEA SECTOR INDUSTRIAL - LAGUNA 69 kV</b>							
SCI-691	SCI-693	3.74	3.73	-0.3	0	0	0.0
SCI-693	GIN-69	3.73	3.72	-0.3	0.03	0.03	0.0
GIN-69	COL-692	3.71	3.7	-0.3	0.01	0.01	0.0
COL-692	COL-691	3.69	3.69	0.0	0	0	N/A
COL-691	COL-69D	0.15	0.15	0.0	0	0	N/A
COL-69D	COL-69	0.16	0.14	-14.3	0	0	N/A
COL-691	MGU-69D	3.55	3.54	-0.3	0.04	0.04	0.0
MGU-69D	OJO-69	3.32	3.31	-0.3	0.06	0.05	-20.0
OJO-69	TUB-69	2.9	2.89	-0.3	0	0	N/A
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 2,69 kV</b>							
GES-69	GEG-692	2.45	2.43	-0.8	0	0	0.0
GEG-692	GDA-693	2.46	2.44	-0.8	0.17	0.15	-13.3
GDA-693	GDA-692	-	2.29	N/A	-	0.02	N/A
GDA-692	GDA-695	-	2.29	N/A	-	0	N/A
GDA-693	GDA-694	0.75	-	N/A	-0.01	-	N/A
GDA-694	GDA-695	0.76	1.52	50.0	0	0	0.0
GDA-694	GDA-696	-	1.51	N/A	-	0	N/A
GDA-693	HGD-69D	1.53	-	N/A	0	-	N/A
GDA-696	HGD-69D	-	1.52	N/A	-	0	N/A
HGD-69D	BHI-69	1.53	1.52	-0.7	0	0	0.0
BHI-69	HIN-691	1.51	1.52	0.7	0	0	0.0
HIN-691	HIN-69	1.51	1.5	-0.7	0	0	0.0
HIN-69	BHI-691	-	0.01	N/A	-	-0.01	N/A
HIN-69	VIG-691	-0.06	-0.06	0.0	-0.03	-0.03	0.0
VIG-691	COL-693	0.01	0.01	0.0	-0.01	-0.01	0.0
COL-693	PTA-693	-0.01	-0.01	0.0	-0.01	-0.01	0.0
PTA-693	SCI-691	-	-	N/A	-	-	N/A
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 3,69 kV, tramo Cambray - Los Próceres 69 kV</b>							
CMB-69D	LPR-691	0.79	-	N/A	-0.03	-	N/A
CMB-69D	LPR-692	-	0.8	N/A	-	-0.02	N/A
LPR-692	GDA-695	-	0.82	N/A	-	0	N/A
GDA-695	LPR-692	-	0.84	N/A	-	0	N/A
LPR-692	LPR-691	-	0.83	N/A	-	-0.02	N/A
LPR-692	LPR-691	-	-	N/A	-	-	N/A
LPR-691	LPR-69	0.84	0.84	0.0	0	0	0.0

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).



Tabla XXVII. **Flujos de potencia [MVAR] y pérdidas [MVAR] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 EHD Med**

Barra		Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CP [MVAR]	$\Delta$ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	$\Delta$ [%]
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 1,69 kV</b>							
GES-69	GEG-691	12.41	12.44	0.2	0	0	0.0
GEG-691	GDA-69D	12.43	12.42	-0.1	0.38	0.35	-8.6
GDA-69D	GDA-691	0.01	12.07	99.9	-0.03	0.11	127.3
GDA-691	HGD-691	-	11.96	N/A	-	0.09	N/A
HGD-691	CGD-69D	-	11.87	N/A	-	0.02	N/A
GDA-691	GDA-692	-0.01	-	N/A	-0.01	-	N/A
GDA-692	GDA-695	-	15.49	N/A	-	0.01	N/A
GDA-69D	CGD-69D	12.08	-	N/A	0.2	-	N/A
CGD-69D	COL-694	11.89	11.85	-0.3	0.31	0.3	-3.3
COL-694	SCI-691	11.58	11.54	-0.3	0.06	0.06	0.0
<b>LÍNEA SECTOR INDUSTRIAL - LAGUNA 69 kV</b>							
SCI-691	SCI-693	11.51	11.49	-0.2	0.01	0.01	0.0
SCI-693	GIN-69	11.51	11.48	-0.3	0.04	0.04	0.0
GIN-69	COL-692	11.47	11.44	-0.3	0.01	0.01	0.0
COL-692	COL-691	11.46	11.43	-0.3	0	0	N/A
COL-691	COL-69D	0.7	0.7	0.0	0	0	N/A
COL-69D	COL-69	0.7	0.7	0.0	0	0	N/A
COL-691	MGU-69D	10.76	10.73	-0.3	0.06	0.06	0.0
MGU-69D	OJO-69	10.7	10.67	-0.3	0.16	0.16	0.0
OJO-69	TUB-69	9.04	9.02	-0.2	0.03	0.03	0.0
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 2,69 kV</b>							
GES-69	GEG-692	16.63	16.65	0.1	0	0	0.0
GEG-692	GDA-693	16.64	16.64	0.0	1.14	1.05	-8.6
GDA-693	GDA-692	-	15.58	N/A	-	0.11	N/A
GDA-692	GDA-695	-	15.49	N/A	-	0.01	N/A
GDA-693	GDA-694	6.6	-	N/A	0.02	-	N/A
GDA-694	GDA-695	6.59	8.91	26.0	0	0	N/A
GDA-694	GDA-696	-	8.9	N/A	-	0.03	N/A
GDA-693	HGD-69D	8.9	-	N/A	0.06	-	N/A
GDA-696	HGD-69D	-	8.88	N/A	-	0.05	N/A
HGD-69D	BHI-69	8.85	8.83	-0.2	0.02	0.03	33.3
BHI-69	HIN-691	8.74	8.8	0.7	0.01	0.01	0.0
HIN-691	HIN-69	8.72	8.79	0.8	0	0	0.0
HIN-69	BHI-691	-	0.08	N/A	-	-0.01	N/A
HIN-69	VIG-691	-0.06	-0.06	0.0	-0.03	-0.03	0.0
VIG-691	COL-693	0.01	0.01	0.0	-0.01	-0.01	0.0
COL-693	PTA-693	-0.01	-0.01	0.0	-0.01	-0.01	0.0
PTA-693	SCI-691	-	-	N/A	-	-	N/A
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 3,69 kV, tramo Cambray - Los Próceres 69 kV</b>							
CMB-69D	LPR-691	7.47	-	N/A	0.05	-	N/A
CMB-69D	LPR-692	-	7.52	N/A	-	0.04	N/A
LPR-692	GDA-695	-	7.48	N/A	-	0.01	N/A
GDA-695	LPR-692	-	7.47	N/A	-	0	N/A
LPR-692	LPR-691	-	7.48	N/A	-	0.03	N/A
LPR-692	LPR-691	-	-	N/A	-	-	N/A
LPR-691	LPR-69	7.44	7.45	0.1	0.01	0.01	0.0

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla XXVIII. Flujos de potencia [MVAR] y pérdidas [MVAR] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 EHD Max

Barra		Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 1,69 kV</b>							
GES-69	GEG-691	10.53	10.49	-0.4	0	0	0.0
GEG-691	GDA-69D	10.51	10.49	-0.2	0.65	0.61	-6.6
GDA-69D	GDA-691	0.01	9.89	99.9	-0.03	0.19	115.8
GDA-691	HGD-691	-	9.69	N/A	-	0.16	N/A
HGD-691	CGD-69D	-	9.53	N/A	-	0.03	N/A
GDA-691	GDA-692	-0.01	-	N/A	-0.01	-	N/A
GDA-692	GDA-695	-	13.52	N/A	-	0.01	N/A
GDA-69D	CGD-69D	9.89	-	N/A	0.34	-	N/A
CGD-69D	COL-694	9.55	9.5	-0.5	0.54	0.53	-1.9
COL-694	SCI-691	9.01	8.98	-0.3	0.1	0.1	0.0
<b>LÍNEA SECTOR INDUSTRIAL - LAGUNA 69 kV</b>							
SCI-691	SCI-693	8.91	8.88	-0.3	0.01	0.01	0.0
SCI-693	GIN-69	8.9	8.87	-0.3	0.07	0.07	0.0
GIN-69	COL-692	8.83	8.8	-0.3	0.02	0.02	0.0
COL-692	COL-691	8.81	8.78	-0.3	0.01	0.01	0.0
COL-691	COL-69D	0.31	0.31	0.0	0	0	0.0
COL-69D	COL-69	0.32	0.31	-3.2	0	0	0.0
COL-691	MGU-69D	8.49	8.46	-0.4	0.12	0.11	-9.1
MGU-69D	OJO-69	8.1	8.07	-0.4	0.22	0.22	0.0
OJO-69	TUB-69	6.69	6.67	-0.3	0.04	0.04	0.0
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 2,69 kV</b>							
GES-69	GEG-692	14.71	14.7	-0.1	0	0	0.0
GEG-692	GDA-693	14.7	14.71	0.0	1.16	1.08	0.0
GDA-693	GDA-692	-	13.63	N/A	-	0.11	N/A
GDA-692	GDA-695	-	13.52	N/A	-	0.01	N/A
GDA-693	GDA-694	7.01	-	N/A	0.02	-	N/A
GDA-694	GDA-695	6.99	6.54	-6.9	0	0	N/A
GDA-694	GDA-696	-	6.54	N/A	-	0.03	N/A
GDA-693	HGD-69D	6.53	-	N/A	0.06	-	N/A
GDA-696	HGD-69D	-	6.51	N/A	-	0.05	N/A
HGD-69D	BHI-69	6.47	6.46	-0.2	0.02	0.03	33.3
BHI-69	HIN-691	6.41	6.43	0.3	0.01	0.01	0.0
HIN-691	HIN-69	6.42	6.43	0.2	0	0	0.0
HIN-69	BHI-691	-	0.03	N/A	-	-0.01	N/A
HIN-69	VIG-691	-0.06	-0.06	0.0	-0.03	-0.03	0.0
VIG-691	COL-693	0.01	0.01	0.0	-0.01	-0.01	0.0
COL-693	PTA-693	-0.01	-0.01	0.0	-0.01	-0.01	0.0
PTA-693	SCI-691	-	-	N/A	-	-	N/A
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 3,69 kV, tramo Cambray - Los Próceres 69 kV</b>							
CMB-69D	LPR-691	4.17	-	N/A	0.02	-	N/A
CMB-69D	LPR-692	-	4.22	N/A	-	0.01	N/A
LPR-692	GDA-695	-	4.2	N/A	-	0.01	N/A
GDA-695	LPR-692	-	4.19	N/A	-	0	N/A
LPR-692	LPR-691	-	4.19	N/A	-	0.01	N/A
LPR-692	LPR-691	-	-	N/A	-	-	N/A
LPR-691	LPR-69	4.17	4.18	0.2	0	0	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Las tablas XXIX, XXX y XXXI muestran que no existen anomalías en los niveles de voltaje [pu] de las barras monitoreadas en el área de influencia por causa del proyecto. En los cuadros también se presentan los ángulos asociados al nivel de voltaje de las barras en estudio para ambos casos.

**Tabla XXIX. Voltajes en barras [pu] y ángulo [°] en barras monitoreadas año 1 EHD Min**

Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
1155	GES-69	1.007	-29.7	1.007	-29.7	0.0	0.0
12065	GEG-691	1.007	-29.7	1.007	-29.7	0.0	0.0
12066	GEG-692	1.007	-29.7	1.007	-29.7	0.0	0.0
12063	GDA-693	1.000	-30.5	1.002	-30.4	0.2	-0.3
GDA696	GDA-696	-	-	1.001	-30.5	N/A	N/A
12229	GDA-69D	1.000	-30.4	1.001	-30.3	0.1	-0.3
12211	CGD-69D	0.997	-30.7	0.998	-30.7	0.1	0.0
HGD691	HGD-691	-	-	0.998	-30.7	N/A	N/A
12210	COL-69D	0.988	-31.5	0.991	-31.5	0.3	0.0
12044	COL-691	0.988	-31.5	0.991	-31.5	0.3	0.0
12046	COL-693	0.998	-30.6	1.000	-30.6	0.2	0.0
12117	MGU-69D	0.986	-31.6	0.990	-31.6	0.4	0.0
12190	VIG-691	0.998	-30.6	1.000	-30.6	0.2	0.0
12087	HIN-69	0.998	-30.6	1.000	-30.6	0.2	0.0
12088	HIN-691	0.998	-30.6	1.000	-30.6	0.2	0.0
12019	BHI-69	0.999	-30.6	1.000	-30.6	0.1	0.0
BHI691	BHI-691	-	-	1.000	-30.6	N/A	N/A
12137	OJO-69	0.983	-31.8	0.986	-31.8	0.3	0.0
12188	TUB-69	0.982	-31.9	0.985	-31.9	0.3	0.0
12147	PTA-69	1.014	-30.3	1.014	-30.3	0.0	0.0
SCI691	SCI-691	0.989	-31.3	0.992	-31.4	0.3	0.3
LPR692	LPR-692	-	-	0.999	-30.9	N/A	N/A
12230	GDA-695	1.000	-30.5	1.001	-30.5	0.1	0.0

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla XXX. Voltajes en barras [pu] y ángulo [°] en barras monitoreadas año 1 EHD Med

Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	$\Delta$ [%]	$\Delta$ [%]
1155	GES-69	1.004	-27.2	1.006	-27.1	0.2	-0.4
12065	GEG-691	1.004	-27.2	1.006	-27.1	0.2	-0.4
12066	GEG-692	1.004	-27.2	1.006	-27.1	0.2	-0.4
12063	GDA-693	0.984	-28.5	0.989	-28.4	0.5	-0.4
GDA696	GDA-696	-	-	0.986	-28.6	N/A	N/A
12229	GDA-69D	0.993	-27.9	0.997	-27.8	0.4	-0.4
12211	CGD-69D	0.988	-28.2	0.991	-28.2	0.3	0.0
HGD691	HGD-691	-	-	0.991	-28.1	N/A	N/A
12210	COL-69D	0.974	-28.9	0.979	-28.9	0.5	0.0
12044	COL-691	0.974	-28.9	0.979	-28.9	0.5	0.0
12046	COL-693	0.980	-28.7	0.983	-28.8	0.3	0.3
12117	MGU-69D	0.971	-29.1	0.977	-29.1	0.6	0.0
12190	VIG-691	0.980	-28.7	0.983	-28.8	0.3	0.3
12087	HIN-69	0.980	-28.7	0.983	-28.8	0.3	0.3
12088	HIN-691	0.980	-28.7	0.983	-28.8	0.3	0.3
12019	BHI-69	0.980	-28.7	0.983	-28.8	0.3	0.3
BHI691	BHI-691	-	-	0.982	-28.8	N/A	N/A
12137	OJO-69	0.965	-29.4	0.970	-29.3	0.5	-0.3
12188	TUB-69	0.963	-29.4	0.969	-29.4	0.6	0.0
12147	PTA-69	1.002	-27.3	0.999	-27.3	-0.3	0.0
SCI691	SCI-691	0.976	-28.8	0.981	-28.8	0.5	0.0
LPR692	LPR-692	-	-	0.977	-29.6	N/A	N/A
12230	GDA-695	0.982	-28.5	0.987	-28.5	0.5	0.0

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla XXXI. Voltajes en barras [pu] y ángulo [°] en barras monitoreadas año 1 EHD Max

Número Nudo	Nombre Nudo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
1155	GES-69	1.010	-29.6	1.010	-29.5	0.0	-0.3
12065	GEG-691	1.010	-29.6	1.010	-29.5	0.0	-0.3
12066	GEG-692	1.010	-29.6	1.010	-29.5	0.0	-0.3
12063	GDA-693	0.990	-30.9	0.994	-30.8	0.4	-0.3
GDA696	GDA-696	-	-	0.991	-31	N/A	N/A
12229	GDA-69D	0.998	-30.5	1.000	-30.4	0.2	-0.3
12211	CGD-69D	0.993	-31	0.994	-31	0.1	0.0
HGD691	HGD-691	-	-	0.995	-30.9	N/A	N/A
12210	COL-69D	0.977	-32	0.982	-32	0.5	0.0
12044	COL-691	0.977	-32	0.982	-32	0.5	0.0
12046	COL-693	0.987	-31.1	0.988	-31.3	0.1	0.6
12117	MGU-69D	0.975	-32.2	0.979	-32.2	0.4	0.0
12190	VIG-691	0.987	-31.1	0.988	-31.3	0.1	0.6
12087	HIN-69	0.987	-31.1	0.988	-31.3	0.1	0.6
12088	HIN-691	0.987	-31.1	0.988	-31.3	0.1	0.6
12019	BHI-69	0.987	-31.1	0.989	-31.3	0.2	0.6
BHI691	BHI-691	-	-	0.988	-31.3	N/A	N/A
12137	OJO-69	0.968	-32.6	0.973	-32.6	0.5	0.0
12188	TUB-69	0.967	-32.7	0.971	-32.7	0.4	0.0
12147	PTA-69	1.000	-30.2	1.000	-30.1	0.0	-0.3
SCI691	SCI-691	0.980	-31.9	0.984	-31.9	0.4	0.0
LPR692	LPR-692	-	-	0.991	-31.9	N/A	N/A
12230	GDA-695	0.989	-31	0.992	-30.9	0.3	-0.3

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Las tablas XXXII y XXXIII muestran las pérdidas totales del S. N. I. y del área de influencia del proyecto (zona 2), respectivamente sin y con el proyecto, así como el ahorro de pérdidas al incluir el nuevo proyecto.

Tabla XXXII. **Ahorro de pérdidas de potencia [MW] en el S. N. I. al incluir el nuevo proyecto año 1, EHD Min. EHD Med. y EHD Max**

Época Húmeda	Pérdidas MW		
	CB	CP	Ahorro
Máxima	60.36	60.005	0.355
Media	47.802	47.46	0.342
Mínima	31.434	31.311	0.123

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla XXXIII. **Ahorro de pérdidas de potencia [MW] en la zona 2 al incluir el nuevo proyecto año 1, EHD Min. EHD Med. y EHD Max.**

Época Húmeda	Pérdidas MW		
	CB	CP	Ahorro
Máxima	17.157	16.828	0.329
Media	15.09	14.842	0.248
Mínima	4.141	4.028	0.113

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

#### **4.6.2. Resultados del año 1 de los proyectos nuevas líneas Guatemala Este – Guadalupe 4 y 5, y nueva subestación de Operación Rodríguez Briones: 2013**

Época seca: marzo de 2013

Las tablas: XXXIV, XXXV y XXXVI indican los valores de flujos de potencia en las líneas monitoreadas, en horas de demanda mínima, media y máxima,

respectivamente. En las tablas se observa, que el flujo en la salida de la línea Guatemala Este – Guadalupe 3 disminuye, y por consiguiente el factor de utilización, debido a que ya no transporta el flujo de potencia necesario demandado por las cargas de las subestaciones Cambray (28 MVA), Guadalupe (28 MVA) y Próceres (28 MVA), y por consiguiente el flujo de potencia, para estas cargas es a través de las líneas Guatemala Este – Guadalupe 4 y 5, las cuales entrarán en operación en paralelo con la inclusión del proyecto.

Las tablas mencionadas, también dan idea, que el flujo de potencia por las líneas Guatemala Este - Guadalupe 4 y 5, transportan flujo de potencia del transformador de la subestación Briones (correspondientemente para horas de demanda mínima, media y máxima), ya que la operación de los interruptores en la subestación Briones, que conectan a las líneas Guatemala Este – Guadalupe 4 y 5 y Guatemala Norte – Guadalupe 1, están cerrados; razón por la cual, el balance de potencia, con la configuración del proyecto propuesto, implica la reducción del flujo de potencia por la línea Guatemala Norte – Guadalupe 2 y por consiguiente del transformador de la subestación Guatemala Norte.

Lo anterior, implica, en la misma medida, el incremento de la carga en el transformador de la subestación Guatemala Este; lo cual, no afecta el sistema, según lo muestra el cuadro de factores de utilización de transformadores en el anexo de este informe, pues el máximo factor de utilización tanto en el caso base, como en el caso proyecto se mantiene en 88 %.

Las tablas también muestran que el flujo de potencia por la línea que alimenta desde la subestación Briones a las subestaciones Cambray, Guadalupe y Próceres, permanece sin variaciones. En general, no se observa anomalía en las líneas monitoreadas y con el proyecto se logra un balance

de cargas para las líneas de transmisión Guatemala Este – Guadalupe 3, 4 y 5, además de reducir considerablemente el alto factor de utilización presentado por la línea Guatemala Este – Guadalupe 3 y mejorar las condiciones de operación del área.



Tabla XXXIV. **Casos flujos de potencia [MW] y factor de utilización [porcentaje] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 ESD Min**

Barra		Potencia Activa			Pérdidas			Factor de Utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 3</b>										
GES-69	GEG-694	39.56	16.56	-138.9	0.04	0.01	-300.0	42.2	18.2	-131.9
GEG-694	ARR-69	3.25	3.25	0.0	0	0	0.0	5.3	5.3	0.0
GEG-694	GEG-693	36.27	13.31	-172.5	0.03	0	0.0	38.7	14.7	-163.3
GEG-693	MEC-69	1.83	1.83	0.0	0	0	0.0	7.9	7.9	0.0
GEG-693	MCR-691	34.41	11.47	-200.0	0.01	0	0.0	43.6	14.9	-192.6
MCR-691	MCR-692	22.93	-	N/A	0.02	-	N/A	28.8	-	N/A
MCR-691	MCR-695	-	0	N/A	-	0	N/A	-	0	N/A
MCR-695	RBR-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
RBR-69	MCR-692	-	22.91	N/A	-	0	N/A	-	28.7	N/A
MCR-692	CMB-69D	22.91	22.91	0.0	0.06	0.06	0.0	28.8	28.7	-0.3
CMB-69D	LPR-691	15.97	15.97	0.0	0.01	0.01	0.0	20.2	20.1	-0.5
LPR-691	LPR-692	8.24	8.24	0.0	0	0	0.0	12.4	12.4	0.0
LPR-692	GDA-694	8.23	8.24	0.1	0	0	0.0	12.4	12.4	0.0
GDA-694	GDA-695	8.24	8.24	0.0	0	0	0.0	17.8	17.8	0.0
LPR-691	LPR-69	7.71	7.71	0.0	0	0	0.0	11.6	11.6	0.0
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 4</b>										
GES-69	GEG-6941	0	15.5	100.0	0	0	0.0	0	19.8	100.0
GEG-6941	MCR-694	0	15.5	100.0	0	0.01	100.0	0.1	19.8	99.5
MCR-694	RBR-691	-	15.48	N/A	-	0	N/A	-	19.8	N/A
RBR-691	RBR-69	9.1	15.47	41.2	0	0	0.0	18	19.8	9.1
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 5</b>										
GES-69	GEG-695	0	15.45	100.0	0	0	0.0	0	19.7	100.0
GEG-695	MCR-693	0	15.44	100.0	0	0.01	100.0	0.1	19.7	99.5
MCR-693	RBR-692	0	15.43	100.0	0	0	0.0	0	19.7	100.0
RBR-692	RBR-693	-	15.42	N/A	-	0	N/A	-	19.7	N/A
RBR-693	RBR-69	-	15.42	N/A	-	0	N/A	-	19.7	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla XXXV. **Casos flujos de potencia [MW] y factor de utilización [porcentaje] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 ESD Med**

Barra		Potencia Activa			Pérdidas			Factor de Utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 3</b>										
GES-69	GEG-694	81.32	25.77	-215.6	0.2	0.02	-900.0	91.9	29.3	-213.7
GEG-694	ARR-69	6.73	6.74	0.1	0.01	0.01	0.0	11.5	11.5	0.0
GEG-694	GEG-693	74.39	19.01	-291.3	0.15	0.01	-1400.0	84.3	21.7	-288.5
GEG-693	MEC-69	2.01	2.01	0.0	0	0	0.0	8.7	8.7	0.0
GEG-693	MCR-691	72.22	16.99	-325.1	0.06	0	0.0	97.5	23	-323.9
MCR-691	MCR-692	55.17	-	N/A	0.13	-	N/A	74.3	-	N/A
MCR-691	MCR-695	-	0	N/A	-	0	N/A	-	0	N/A
MCR-695	RBR-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
RBR-69	MCR-692	-	55.03	N/A	-	0.01	N/A	-	73.9	N/A
MCR-692	CMB-69D	55.05	55.02	-0.1	0.43	0.42	-2.4	74.4	73.9	-0.7
CMB-69D	LPR-691	37.84	37.82	-0.1	0.08	0.08	0.0	52.3	52	-0.6
LPR-691	LPR-692	18.73	18.72	-0.1	0.01	0.01	0.0	30.7	30.5	-0.7
LPR-692	GDA-694	18.71	18.71	0.0	0	0	0.0	30.7	30.5	-0.7
GDA-694	GDA-695	18.71	18.71	0.0	0	0	0.0	44	43.8	-0.5
LPR-691	LPR-69	19.03	19.02	-0.1	0	0	0.0	31.6	31.4	-0.6
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 4</b>										
GES-69	GEG-6941	0	35.2	100.0	0	0	0.0	0.1	48.3	99.8
GEG-6941	MCR-694	0	35.19	100.0	0	0.08	100.0	0.1	48.3	99.8
MCR-694	RBR-691	-	35.11	N/A	-	0	N/A	-	48.3	N/A
RBR-691	RBR-69	18.92	35.11	46.1	0	0	0.0	39.5	48.3	18.2
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 5</b>										
GES-69	GEG-695	0	35.07	100.0	0	0	0.0	0.1	48.1	99.8
GEG-695	MCR-693	0	35.07	100.0	0	0.08	100.0	0.1	48.1	99.8
MCR-693	RBR-692	0	34.98	100.0	0	0	0.0	0	48.1	100.0
RBR-692	RBR-693	-	35	N/A	-	0	N/A	-	48.2	N/A
RBR-693	RBR-69	-	34.97	N/A	-	0	N/A	-	48.1	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla XXXVI. **Casos flujos de potencia [MW] y factor de utilización [porcentaje] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 ESD Max**

Barra		Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 3</b>										
GES-69	GEG-694	87.92	28.06	-213.3	0.22	0.02	-1000.0	96.6	30.4	-217.8
GEG-694	ARR-69	7.12	7.12	0.0	0.01	0.01	0.0	11.6	11.4	-1.8
GEG-694	GEG-693	80.58	20.91	-285.4	0.17	0.01	-1600.0	89	22.8	-290.4
GEG-693	MEC-69	1.79	1.79	0.0	0	0	0.0	7.9	7.7	-2.6
GEG-693	MCR-691	78.62	19.11	-311.4	0.06	0	0.0	103.3	24.7	-318.2
MCR-691	MCR-692	59.4	-	N/A	0.14	-	N/A	78	-	N/A
MCR-691	MCR-695	-	0	N/A	-	0	N/A	-	0	N/A
MCR-695	RBR-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
RBR-69	MCR-692	-	59.24	N/A	-	0.01	N/A	-	76.2	N/A
MCR-692	CMB-69D	59.26	59.23	-0.1	0.47	0.45	-4.4	78	76.2	-2.4
CMB-69D	LPR-691	39.83	39.81	-0.1	0.09	0.09	0.0	54.2	52.9	-2.5
LPR-691	LPR-692	21.29	21.28	0.0	0.02	0.02	0.0	35.1	34.2	-2.6
LPR-692	GDA-694	21.27	21.27	0.0	0	0	0.0	35.1	34.2	-2.6
GDA-694	GDA-695	21.27	21.26	0.0	0	0	0.0	50.3	49.1	-2.4
LPR-691	LPR-69	18.45	18.44	-0.1	0	0	0.0	29.5	28.8	-2.4
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 4</b>										
GES-69	GEG-6941	0	39.44	100.0	0	0	0.0	0	51.3	100.0
GEG-6941	MCR-694	0	39.44	100.0	0	0.09	100.0	0.1	51.4	99.8
MCR-694	RBR-691	-	39.35	N/A	-	0	N/A	-	51.4	N/A
RBR-691	RBR-69	22.68	39.33	42.3	0	0	0.0	44.9	51.3	12.5
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 5</b>										
GES-69	GEG-695	0	39.3	100.0	0	0	0.0	0	51.2	100.0
GEG-695	MCR-693	0	39.3	100.0	0	0.09	100.0	0.1	51.2	99.8
MCR-693	RBR-692	0	39.21	100.0	0	0	0.0	0	51.2	100.0
RBR-692	RBR-693	-	39.2	N/A	-	0	N/A	-	51.2	N/A
RBR-693	RBR-69	-	39.2	N/A	-	0	N/A	-	51.2	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Los cuadros XXXVII, XXXVIII y XXXIX muestran el flujo de potencia reactiva asociada a las líneas monitoreadas, con las respectivas pérdidas en potencia reactiva, de la época seca del año 1 del proyecto en horas de demanda mínima, media y máxima, respectivamente. Donde son válidos los comentarios respecto al comportamiento de la potencia activa por los tramos monitoreados, ya que de igual forma se presentan reducciones considerables tanto en los valores de potencia reactiva, así como en las pérdidas de potencia reactiva.

Tabla XXXVII. **Flujos de potencia [MVAR] y pérdidas [MVAR] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 ESD Min**

Barra		Potencia Reactiva			Pérdidas		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CP [MVAR]	$\Delta$ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	$\Delta$ [%]
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 3</b>							
GES-69	GEG-694	8.41	5.32	-58.1	0.15	0.01	-1400.0
GEG-694	ARR-69	1	1	0.0	-0.07	-0.07	0.0
GEG-694	GEG-693	7.26	4.31	-68.4	0.11	0	0.0
GEG-693	MEC-69	0.81	0.81	0.0	-0.01	-0.01	0.0
GEG-693	MCR-691	6.34	3.5	-81.1	0.04	0	0.0
MCR-691	MCR-692	2.77	-	N/A	0.05	-	N/A
MCR-691	MCR-695	-	-0.03	N/A	-	-0.03	N/A
MCR-695	RBR-69	-	-	N/A	-	-	N/A
RBR-69	MCR-692	-	2.73	N/A	-	0	N/A
MCR-692	CMB-69D	2.72	2.72	0.0	0.16	0.16	0.0
CMB-69D	LPR-691	2	1.99	-0.5	0.01	0.01	0.0
LPR-691	LPR-692	0.97	0.97	0.0	-0.01	-0.01	0.0
LPR-692	GDA-694	0.97	0.97	0.0	0	0	0.0
GDA-694	GDA-695	0.98	0.99	1.0	0	0	0.0
LPR-691	LPR-69	1.02	1.02	0.0	0	0	0.0
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 4</b>							
GES-69	GEG-6941	-0.04	3.61	101.1	0	0	0.0
GEG-6941	MCR-694	-0.05	3.61	101.4	-0.05	0.01	600.0
MCR-694	RBR-691	-	3.6	N/A	-	0	N/A
RBR-691	RBR-69	3.17	3.55	10.7	0	0	0.0
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 5</b>							
GES-69	GEG-695	-0.04	3.62	101.1	0	0	0.0
GEG-695	MCR-693	-0.05	3.59	101.4	-0.05	0.01	600.0
MCR-693	RBR-692	0	3.59	100.0	0	0	0.0
RBR-692	RBR-693	-	3.56	N/A	-	0	N/A
RBR-693	RBR-69	-	3.56	N/A	-	0	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla XXXVIII. **Flujos de potencia [MVAR] y pérdidas [MVAR] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 ESD Med**

Barra		Potencia Reactiva			Pérdidas		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CP [MVAR]	$\Delta$ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	$\Delta$ [%]
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 3</b>							
GES-69	GEG-694	33.51	10.65	-	0.79	0.06	1216.7
GEG-694	ARR-69	2.73	2.72	-0.4	-0.05	-0.05	0.0
GEG-694	GEG-693	29.99	7.87	281.1	0.6	0.02	2900.0
GEG-693	MEC-69	0.87	0.87	0.0	-0.01	-0.01	0.0
GEG-693	MCR-691	28.52	6.98	308.6	0.22	0	0.0
MCR-691	MCR-692	21.29	-	N/A	0.48	-	N/A
MCR-691	MCR-695	-	-0.03	N/A	-	-0.03	N/A
MCR-695	RBR-69	-	-	N/A	-	-	N/A
RBR-69	MCR-692	-	20.75	N/A	-	0.03	N/A
MCR-692	CMB-69D	20.8	20.72	-0.4	1.66	1.64	-1.2
CMB-69D	LPR-691	14.83	14.77	-0.4	0.31	0.3	-3.3
LPR-691	LPR-692	6.86	6.83	-0.4	0.02	0.02	0.0
LPR-692	GDA-694	6.83	6.81	-0.3	0	0	0.0
GDA-694	GDA-695	6.83	6.81	-0.3	0	0	0.0
LPR-691	LPR-69	7.66	7.63	-0.4	0.01	0.01	0.0
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 4</b>							
GES-69	GEG-6941	-0.07	15.93	100.4	0	0	0.0
GEG-6941	MCR-694	-0.05	15.91	100.3	-0.05	0.29	117.2
MCR-694	RBR-691	-	15.61	N/A	-	0.01	N/A
RBR-691	RBR-69	9.09	15.59	41.7	0	0	0.0
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 5</b>							
GES-69	GEG-695	-0.07	15.86	100.4	0	0	0.0
GEG-695	MCR-693	-0.05	15.85	100.3	-0.05	0.28	117.9
MCR-693	RBR-692	0	15.56	100.0	0	0.01	100.0
RBR-692	RBR-693	-	15.62	N/A	-	0	N/A
RBR-693	RBR-69	-	15.49	N/A	-	0	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla XXXIX. **Flujos de potencia [MVAR] y pérdidas [MVAR] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 ESD Max**

Barra		Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CP [MVAR]	$\Delta$ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	$\Delta$ [%]
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 3</b>							
GES-69	GEG-694	25.33	7.8	-224.7	0.88	0.07	-1157.1
GEG-694	ARR-69	1.43	1.43	0.0	-0.05	-0.05	0.0
GEG-694	GEG-693	23.02	6.31	-264.8	0.67	0.02	-3250.0
GEG-693	MEC-69	0.83	0.83	0.0	-0.01	-0.01	0.0
GEG-693	MCR-691	21.51	5.45	-294.7	0.25	0.01	-2400.0
MCR-691	MCR-692	15.71	-	N/A	0.54	-	N/A
MCR-691	MCR-695	-	-0.03	N/A	-	-0.03	N/A
MCR-695	RBR-69	-	-	N/A	-	-	N/A
RBR-69	MCR-692	-	14.84	N/A	-	0.03	N/A
MCR-692	CMB-69D	15.17	14.8	-2.5	1.84	1.74	-5.7
CMB-69D	LPR-691	12.91	12.65	-2.1	0.34	0.32	-6.3
LPR-691	LPR-692	7.75	7.63	-1.6	0.04	0.03	-33.3
LPR-692	GDA-694	7.72	7.6	-1.6	0	0	0.0
GDA-694	GDA-695	7.71	7.59	-1.6	0	0	0.0
LPR-691	LPR-69	4.82	4.71	-2.3	0.01	0	0.0
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 4</b>							
GES-69	GEG-6941	-0.03	12.5	100.2	0	0	0.0
GEG-6941	MCR-694	-0.05	12.5	100.4	-0.05	0.33	115.2
MCR-694	RBR-691	-	12.18	N/A	-	0.01	N/A
RBR-691	RBR-69	6.58	12.07	45.5	0	0	0.0
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 5</b>							
GES-69	GEG-695	-0.03	12.47	100.2	0	0	0.0
GEG-695	MCR-693	-0.05	12.45	100.4	-0.05	0.33	115.2
MCR-693	RBR-692	0	12.13	100.0	0	0.01	100.0
RBR-692	RBR-693	-	12.1	N/A	-	0	N/A
RBR-693	RBR-69	-	12.1	N/A	-	0	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Los cuadros XL, XLI y XLII muestran los niveles de voltaje [pu] de las barras monitoreadas en el área de influencia, en horas de demanda mínima, media y máxima. En los cuadros también se presentan los ángulos asociados al

nivel de voltaje de las barras en estudio para ambos casos. En ellos no se presenta ninguna alteración en los niveles de voltaje con la inclusión del proyecto.

Tabla XL. **Voltajes en barras [pu] y ángulo [°] en barras monitoreadas año 1 ESD Min**

Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
1107	GES-231	0.995	-5.6	0.995	-5.6	0.0	0.0
1155	GES-69	1.015	-8	1.013	-8.3	-0.2	3.6
12274	ARR-69	1.012	-8.3	1.01	-8.5	-0.2	2.4
12110	MCR-69	1.006	-8.8	1.005	-8.8	-0.1	0.0
MCR695	MCR-695	-	-	1.011	-8.5	N/A	N/A
12207	CMB-69D	1.006	-9.3	1.007	-9.1	0.1	-2.2
12230	GDA-695	1.001	-8.7	0.999	-9	-0.2	3.3
12150	RBR-69	0.997	-9.2	1.011	-8.5	1.4	-8.2

Fuente: Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla XLI. **Voltajes en barras [pu] y ángulo [°] en barras monitoreadas año 1 ESD Med**

Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
1107	GES-231	0.949	-8.5	0.949	-8.5	0.0	0.0
1155	GES-69	1.014	-13.1	1.007	-13.6	-0.7	3.7
12274	ARR-69	1.006	-13.7	1.003	-13.9	-0.3	1.4
12110	MCR-69	0.992	-14.5	0.995	-14.3	0.3	-1.4
MCR695	MCR-695	-	-	1.004	-13.9	N/A	N/A
12207	CMB-69D	0.98	-16	0.984	-15.5	0.4	-3.2
12230	GDA-695	0.986	-14.8	0.979	-15.4	-0.7	3.9
12150	RBR-69	0.988	-15.2	1.002	-14	1.4	-8.6

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).



Tabla XLII. **Voltajes en barras [pu] y ángulo [°] en barras monitoreadas año 1 ESD Max**

Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
1107	GES-231	0.979	-9.7	0.98	-9.7	0.1	0.0
1155	GES-69	1.003	-15	1.015	-15.4	1.2	2.6
12274	ARR-69	0.996	-15.7	1.012	-15.8	1.6	0.6
12110	MCR-69	0.983	-16.7	1.003	-16.3	2.0	-2.5
MCR695	MCR-695	-	-	1.012	-15.7	N/A	N/A
12207	CMB-69D	0.973	-18.3	0.995	-17.6	2.2	-4.0
12230	GDA-695	0.972	-17.6	0.985	-17.9	1.3	1.7
12150	RBR-69	0.977	-17.9	1.01	-15.9	3.3	-12.6

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Las siguientes tablas: XLIII y XLIV, muestran las pérdidas totales del S. N. I y del área de influencia del proyecto (zona 2) respectivamente sin y con el proyecto, así como el ahorro de pérdidas al incluir el nuevo proyecto. El ahorro de pérdidas que se genera en el sistema lo produce la zona 2, la cual está constituida por la red de TRELEC.

Tabla XLIII. **Ahorro de pérdidas de potencia [MW] en el S. N. I. al incluir el nuevo proyecto año 1, ESD Min. ESD Med. y ESD Max**

Época Seca	Pérdidas MW		
	CB	CP	Ahorro
Máxima	62.291	61.032	1.259
Media	43.997	43.34	0.657
Mínima	20.134	19.973	0.161

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla XLIV. **Ahorro de pérdidas de potencia [MW] en la zona 2 al incluir el nuevo proyecto año 1, ESD Min. ESD Med. y ESD Max**

Época Seca	Pérdidas MW		
	CB	CP	Ahorro
Máxima	23.148	22.086	1.062
Media	18.379	17.766	0.613
Mínima	6.807	6.665	0.142

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Época húmeda: septiembre de 2013

Las tablas: XLV, XLVI y XLVII indican los valores de flujos de potencia en las líneas monitoreadas, en horas de demanda mínima, media y máxima, respectivamente. En las tablas se observa que el flujo en la línea Guatemala Este – Guadalupe 3 disminuye, y por consiguiente el factor de utilización, debido a que ya no transporta el flujo de potencia necesario demandado por las cargas de las subestaciones Cambray (28 MVA), Guadalupe (28 MVA) y Próceres (28 MVA), y por consiguiente el flujo de potencia es a través de las líneas Guatemala Este – Guadalupe 4 y 5 las cuales entraran en operación en paralelo con la inclusión del proyecto.

Las tablas mencionadas, también dan idea, que el flujo de potencia por las líneas Guatemala Este - Guadalupe 4 y 5 flujos de potencia del transformador de la subestación Briones (correspondientemente para horas de demanda mínima, media y máxima), ya que la operación de los interruptores en la subestación Briones, que conectan a las líneas Guatemala Este – Guadalupe 4 y 5 y Guatemala Norte – Guadalupe 1, están cerrados; razón por la cual, el balance de potencia, con la configuración del proyecto propuesto, implica la reducción del flujo de potencia por la línea Guatemala Norte – Guadalupe 2 y

por consiguiente del transformador de la subestación Guatemala Norte. Lo anterior, implica, en la misma medida, el incremento de la carga en el transformador de la subestación Guatemala Este; lo cual, no afecta el sistema, según lo muestra el cuadro de factores de utilización de transformadores en el anexo de este informe, pues el máximo factor de utilización tanto en el caso base, como en el caso proyecto se mantiene en 86 %.

Las tablas también muestran que el flujo de potencia por la línea que alimenta desde la subestación Briones a las subestaciones Cambray, Guadalupe y Próceres, permanece sin variaciones. En general, no se observa ninguna sobrecarga en las líneas monitoreadas ya que operan por debajo del límite nominal y con el proyecto se logra un balance de cargas para las líneas de transmisión Guatemala Este – Guadalupe 3, 4 y 5, además de reducir considerablemente el alto factor de utilización presentado por la línea Guatemala Este – Guadalupe 3.

Tabla XLV. **Casos flujos de potencia [MW] y factor de utilización [porcentaje] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 EHD Min**

Barra		Potencia Activa			Pérdidas			Factor de Utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 3</b>										
GES-69	GEG-694	40.99	17.31	-136.8	0.05	0.01	-400.0	44.1	19.1	-130.9
GEG-694	ARR-69	3.34	3.34	0.0	0	0	0.0	5.5	5.5	0.0
GEG-694	GEG-693	37.61	13.96	-169.4	0.03	0.01	0.0	40.4	15.5	-160.6
GEG-693	MEC-69	2.14	2.14	0.0	0	0	0.0	9.1	9.1	0.0
GEG-693	MCR-691	35.43	11.82	-199.7	0.01	0	0.0	45.2	15.5	-191.6
MCR-691	MCR-692	23.61	-	N/A	0.02	-	N/A	29.9	-	N/A
MCR-691	MCR-695	-	0	N/A	-	0	N/A	-	0	N/A
MCR-695	RBR-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
RBR-69	MCR-692	-	23.59	N/A	-	0	N/A	-	29.8	N/A
MCR-692	CMB-69D	23.59	23.59	0.0	0.07	0.07	0.0	29.9	29.8	-0.3
CMB-69D	LPR-691	16.44	16.44	0.0	0.01	0.01	0.0	20.9	20.9	0.0
LPR-691	LPR-692	8.48	8.49	0.1	0	0	0.0	12.9	12.8	-0.8
LPR-692	GDA-694	8.48	8.49	0.1	0	0	0.0	12.9	12.9	0.0
GDA-694	GDA-695	8.48	8.48	0.0	0	0	0.0	18.4	18.4	0.0
LPR-691	LPR-69	7.94	7.94	0.0	0	0	0.0	12.1	12	-0.8
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 4</b>										
GES-69	GEG-6941	0	15.54	100.0	0	0	0.0	0.1	20.1	99.5
GEG-6941	MCR-694	0	15.54	100.0	0	0.01	100.0	0.1	20.1	99.5
MCR-694	RBR-691	-	15.52	N/A	-	0	N/A	-	20.1	N/A
RBR-691	RBR-69	9.38	15.54	39.6	0	0	0.0	18.4	20.1	8.5
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 5</b>										
GES-69	GEG-695	0	15.48	100.0	0	0	0.0	0.1	20	99.5
GEG-695	MCR-693	0	15.48	100.0	0	0.01	100.0	0.1	20	99.5
MCR-693	RBR-692	0	15.47	100.0	0	0	0.0	0	20	100.0
RBR-692	RBR-693	-	15.46	N/A	-	0	N/A	-	20	N/A
RBR-693	RBR-69	-	15.49	N/A	-	0	N/A	-	20.1	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla XLVI. **Casos flujos de potencia [MW] y factor de utilización [porcentaje] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 EHD Med**

Barra		Potencia Activa			Pérdidas			Factor de Utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 3</b>										
GES-69	GEG-694	86.41	27.24	-217.2	0.23	0.02	-1050.0	98.9	30.7	-222.1
GEG-694	ARR-69	6.93	6.92	-0.1	0.01	0.01	0.0	11.9	11.7	-1.7
GEG-694	GEG-693	79.25	20.29	-290.6	0.18	0.01	-1700.0	91	23	-295.7
GEG-693	MEC-69	2.28	2.28	0.0	0	0	0.0	9.8	9.6	-2.1
GEG-693	MCR-691	76.8	18	-326.7	0.06	0	0.0	105.1	24.2	-334.3
MCR-691	MCR-692	58.69	-	N/A	0.15	-	N/A	80.2	-	N/A
MCR-691	MCR-695	-	0	N/A	-	0	N/A	-	0	N/A
MCR-695	RBR-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
RBR-69	MCR-692	-	58.5	N/A	-	0.01	N/A	-	78.3	N/A
MCR-692	CMB-69D	58.54	58.49	-0.1	0.5	0.47	-6.4	80.3	78.3	-2.6
CMB-69D	LPR-691	40.23	40.2	-0.1	0.1	0.09	-11.1	56.5	55.1	-2.5
LPR-691	LPR-692	19.9	19.89	-0.1	0.02	0.02	0.0	33.1	32.3	-2.5
LPR-692	GDA-694	19.88	19.87	-0.1	0	0	0.0	33.1	32.3	-2.5
GDA-694	GDA-695	19.87	19.88	0.1	0	0	0.0	47.5	46.4	-2.4
LPR-691	LPR-69	20.23	20.22	0.0	0	0	0.0	34.2	33.3	-2.7
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 4</b>										
GES-69	GEG-6941	0	35.91	100.0	0	0	0.0	0	51	100.0
GEG-6941	MCR-694	0	35.91	100.0	0	0.09	100.0	0.1	51	99.8
MCR-694	RBR-691	-	35.82	N/A	-	0	N/A	-	51	N/A
RBR-691	RBR-69	20.09	35.79	43.9	0	0	0.0	42.3	50.9	16.9
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 5</b>										
GES-69	GEG-695	0	35.78	100.0	0	0	0.0	0	50.8	100.0
GEG-695	MCR-693	0	35.77	100.0	0	0.09	100.0	0.1	50.8	99.8
MCR-693	RBR-692	0	35.68	100.0	0	0	0.0	0	50.8	100.0
RBR-692	RBR-693	-	35.68	N/A	-	0	N/A	-	50.8	N/A
RBR-693	RBR-69	-	35.68	N/A	-	0	N/A	-	50.8	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla XLVII. **Casos flujos de potencia [MW] y factor de utilización [porcentaje] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 EHD Max**

Barra		Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 3</b>										
GES-69	GEG-694	88.96	28.88	-208.0	0.22	0.02	-1000.0	97.3	31	-213.9
GEG-694	ARR-69	7.32	7.32	0.0	0.01	0.01	0.0	11.9	11.7	-1.7
GEG-694	GEG-693	81.42	21.53	-278.2	0.17	0.01	-1600.0	89.4	23.2	-285.3
GEG-693	MEC-69	2.28	2.28	0.0	0	0	0.0	9.6	9.4	-2.1
GEG-693	MCR-691	78.97	19.24	-310.4	0.06	0	0.0	103.2	24.6	-319.5
MCR-691	MCR-692	59.62	-	N/A	0.14	-	N/A	78.1	-	N/A
MCR-691	MCR-695	-	0	N/A	-	0	N/A	-	0	N/A
MCR-695	RBR-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
RBR-69	MCR-692	-	59.46	N/A	-	0.01	N/A	-	76.2	N/A
MCR-692	CMB-69D	59.49	59.45	-0.1	0.47	0.45	-4.4	78.1	76.2	-2.5
CMB-69D	LPR-691	39.98	39.96	-0.1	0.09	0.09	0.0	54.3	53	-2.5
LPR-691	LPR-692	21.37	21.37	0.0	0.02	0.02	0.0	35.2	34.3	-2.6
LPR-692	GDA-694	21.35	21.35	0.0	0	0	0.0	35.2	34.3	-2.6
GDA-694	GDA-695	21.35	21.35	0.0	0	0	0.0	50.4	49.2	-2.4
LPR-691	LPR-69	18.52	18.51	-0.1	0	0	0.0	29.6	28.8	-2.8
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 4</b>										
GES-69	GEG-6941	0	38.51	100.0	0	0	0.0	0	50.2	100.0
GEG-6941	MCR-694	0	38.51	100.0	0	0.09	100.0	0.1	50.2	99.8
MCR-694	RBR-691	-	38.42	N/A	-	0	N/A	-	50.2	N/A
RBR-691	RBR-69	22.76	38.43	40.8	0	0	0.0	44.9	50.3	10.7
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 5</b>										
GES-69	GEG-695	0	38.38	100.0	0	0	0.0	0.1	50.1	99.8
GEG-695	MCR-693	0	38.37	100.0	0	0.09	100.0	0.1	50	99.8
MCR-693	RBR-692	0	38.28	100.0	0	0	0.0	0	50.1	100.0
RBR-692	RBR-693	-	38.28	N/A	-	0	N/A	-	50.1	N/A
RBR-693	RBR-69	-	38.28	N/A	-	0	N/A	-	50.1	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Las tablas XLVIII, XLIX y L muestran el flujo de potencia reactiva asociada a las líneas monitoreadas, con las respectivas pérdidas en potencia reactiva, de la época húmeda del año 1 del proyecto en horas de demanda mínima, media y máxima, respectivamente. Donde son válidos los comentarios respecto al comportamiento de la potencia activa y las pérdidas por los tramos monitoreados.

Tabla XLVIII. **Flujos de potencia [MVAR] y pérdidas [MVAR] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 EHD Min**

Barra		Potencia Reactiva			Pérdidas		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CP [MVAR]	$\Delta$ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	$\Delta$ [%]
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 3</b>							
GES-69	GEG-694	8.75	5.5	-59.1	0.16	0.01	-1500.0
GEG-694	ARR-69	1.03	1.03	0.0	-0.07	-0.07	0.0
GEG-694	GEG-693	7.56	4.45	-69.9	0.12	0	0.0
GEG-693	MEC-69	0.83	0.83	0.0	-0.01	-0.01	0.0
GEG-693	MCR-691	6.6	3.62	-82.3	0.04	0	0.0
MCR-691	MCR-692	2.91	-	N/A	0.05	-	N/A
MCR-691	MCR-695	-	-0.03	N/A	-	-0.03	N/A
MCR-695	RBR-69	-	-	N/A	-	-	N/A
RBR-69	MCR-692	-	2.85	N/A	-	0	N/A
MCR-692	CMB-69D	2.86	2.85	-0.4	0.18	0.18	0.0
CMB-69D	LPR-691	2.09	2.09	0.0	0.01	0.01	0.0
LPR-691	LPR-692	1.01	1.01	0.0	-0.01	-0.01	0.0
LPR-692	GDA-694	1.03	1.03	0.0	0	0	0.0
GDA-694	GDA-695	1.03	1.03	0.0	0	0	0.0
LPR-691	LPR-69	1.07	1.07	0.0	0	0	0.0
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 4</b>							
GES-69	GEG-6941	-0.07	3.94	101.8	0	0	0.0
GEG-6941	MCR-694	-0.05	3.96	101.3	-0.05	0.01	0.0
MCR-694	RBR-691	-	3.94	N/A	-	0	N/A
RBR-691	RBR-69	3.29	4.01	18.0	0	0	0.0
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 5</b>							
GES-69	GEG-695	-0.07	3.92	101.8	0	0	0.0
GEG-695	MCR-693	-0.05	3.95	101.3	-0.05	0.01	0.0
MCR-693	RBR-692	0	3.93	100.0	0	0	0.0
RBR-692	RBR-693	-	3.9	N/A	-	0	N/A
RBR-693	RBR-69	-	4.02	N/A	-	0	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla XLIX. **Flujos de potencia [MVAR] y pérdidas [MVAR] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 EHD Med**

Barra		Potencia Reactiva			Pérdidas		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CP [MVAR]	$\Delta$ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	$\Delta$ [%]
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 3</b>							
GES-69	GEG-694	35.8	11	-225.5	0.92	0.07	-1214.3
GEG-694	ARR-69	2.73	2.72	-0.4	-0.05	-0.05	0.0
GEG-694	GEG-693	32.16	8.21	-291.7	0.71	0.02	-3450.0
GEG-693	MEC-69	0.9	0.9	0.0	-0.01	-0.01	0.0
GEG-693	MCR-691	30.55	7.28	-319.6	0.26	0.01	0.0
MCR-691	MCR-692	22.92	-	N/A	0.57	-	N/A
MCR-691	MCR-695	-	-0.03	N/A	-	-0.03	N/A
MCR-695	RBR-69	-	-	N/A	-	-	N/A
RBR-69	MCR-692	-	21.99	N/A	-	0.03	N/A
MCR-692	CMB-69D	22.35	21.96	-1.8	1.95	1.85	-5.4
CMB-69D	LPR-691	15.94	15.66	-1.8	0.37	0.35	-5.7
LPR-691	LPR-692	7.31	7.21	-1.4	0.03	0.03	0.0
LPR-692	GDA-694	7.28	7.18	-1.4	0	0	0.0
GDA-694	GDA-695	7.27	7.18	-1.3	0	0	0.0
LPR-691	LPR-69	8.27	8.11	-2.0	0.01	0.01	0.0
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 4</b>							
GES-69	GEG-6941	-0.03	19.72	100.2	0	0	0.0
GEG-6941	MCR-694	-0.05	19.72	100.3	-0.05	0.32	115.6
MCR-694	RBR-691	-	19.39	N/A	-	0.01	N/A
RBR-691	RBR-69	9.59	19.28	50.3	0	0	0.0
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 5</b>							
GES-69	GEG-695	-0.03	19.65	100.2	0	0	0.0
GEG-695	MCR-693	-0.05	19.65	100.3	-0.05	0.32	115.6
MCR-693	RBR-692	0	19.32	100.0	0	0.01	100.0
RBR-692	RBR-693	-	19.31	N/A	-	0	N/A
RBR-693	RBR-69	-	19.31	N/A	-	0	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).



Tabla L. **Flujos de potencia [MVAR] y pérdidas [MVAR] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 EHD Max**

Barra		Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CP [MVAR]	$\Delta$ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	$\Delta$ [%]
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 3</b>							
GES-69	GEG-694	25.01	7.23	-245.9	0.89	0.07	-1171.4
GEG-694	ARR-69	1.48	1.47	-0.7	-0.05	-0.05	0.0
GEG-694	GEG-693	22.65	5.69	-298.1	0.68	0.03	-2166.7
GEG-693	MEC-69	0.81	0.81	0.0	-0.01	-0.01	0.0
GEG-693	MCR-691	21.16	4.86	-335.4	0.25	0.01	0.0
MCR-691	MCR-692	15.95	-	N/A	0.54	-	N/A
MCR-691	MCR-695	-	-0.03	N/A	-	-0.03	N/A
MCR-695	RBR-69	-	-	N/A	-	-	N/A
RBR-69	MCR-692	-	15.08	N/A	-	0.03	N/A
MCR-692	CMB-69D	15.41	15.04	-2.5	1.84	1.75	-5.1
CMB-69D	LPR-691	13.15	12.88	-2.1	0.34	0.32	-6.3
LPR-691	LPR-692	7.91	7.79	-1.5	0.04	0.03	-33.3
LPR-692	GDA-694	7.88	7.76	-1.5	0	0	0.0
GDA-694	GDA-695	7.87	7.76	-1.4	0	0	0.0
LPR-691	LPR-69	4.9	4.78	-2.5	0.01	0	0.0
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 4</b>							
GES-69	GEG-6941	-0.03	12.92	100.2	0	0	0.0
GEG-6941	MCR-694	-0.05	12.9	100.4	-0.05	0.31	116.1
MCR-694	RBR-691	-	12.59	N/A	-	0.01	N/A
RBR-691	RBR-69	6.67	12.63	47.2	0	0	0.0
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 5</b>							
GES-69	GEG-695	-0.07	12.88	100.5	0	0	0.0
GEG-695	MCR-693	-0.05	12.86	100.4	-0.05	0.31	116.1
MCR-693	RBR-692	0	12.55	100.0	0	0.01	100.0
RBR-692	RBR-693	-	12.53	N/A	-	0	N/A
RBR-693	RBR-69	-	12.53	N/A	-	0	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Las tablas LI, LII y LIII muestran que con la inclusión del proyecto los niveles de voltaje [pu] de las barras monitoreadas en el área de influencia no se ven afectados y se mantienen dentro de los márgenes de aceptación en horas de demanda mínima, media y máxima. Los cuadros también presentan los ángulos asociados al nivel de voltaje de las barras en estudio para ambos casos.

Tabla LI. **Voltajes en barras [pu] y ángulo [°] en barras monitoreadas año 1 EHD Min**

Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
1107	GES-231	0.987	-5.5	0.988	-5.5	0.1	0.0
1155	GES-69	1.008	-8	1.005	-8.3	-0.3	3.6
12274	ARR-69	1.005	-8.3	1.003	-8.5	-0.2	2.4
12110	MCR-69	0.998	-8.9	0.998	-8.8	0.0	-1.1
MCR695	MCR-695	-	-	1.003	-8.5	N/A	N/A
12207	CMB-69D	0.998	-9.4	0.999	-9.2	0.1	-2.2
12230	GDA-695	0.995	-8.8	0.993	-9.1	-0.2	3.3
12150	RBR-69	1.004	-9	1.003	-8.5	-0.1	-5.9

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla LII. **Voltajes en barras [pu] y ángulo [°] en barras monitoreadas año 1 EHD Med**

Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
1107	GES-231	0.941	-11.9	0.943	-11.8	0.2	-0.8
1155	GES-69	1.002	-17	1.012	-17.1	1.0	0.6
12274	ARR-69	0.993	-17.6	1.008	-17.5	1.5	-0.6
12110	MCR-69	0.979	-18.5	0.999	-17.9	2.0	-3.4
MCR695	MCR-695	-	-	1.008	-17.4	N/A	N/A
12207	CMB-69D	0.965	-20.1	0.987	-19.2	2.2	-4.7
12230	GDA-695	0.971	-18.9	0.981	-19.1	1.0	1.0
12150	RBR-69	0.979	-18.5	1.005	-17.6	2.6	-5.1

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla LIII. **Voltajes en barras [pu] y ángulo [°] en barras monitoreadas año 1 EHD Max**

Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
1107	GES-231	0.967	-12	0.968	-12	0.1	0.0
1155	GES-69	1.006	-17.3	1.019	-17.6	1.3	1.7
12274	ARR-69	0.999	-18	1.015	-18	1.6	0.0
12110	MCR-69	0.987	-19	1.007	-18.5	2.0	-2.7
MCR695	MCR-695	-	-	1.016	-17.9	N/A	N/A
12207	CMB-69D	0.976	-20.6	0.999	-19.7	2.3	-4.6
12230	GDA-695	0.975	-19.8	0.988	-20.1	1.3	1.5
12150	RBR-69	0.981	-19.8	1.013	-18.1	3.2	-9.4

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Las tablas LIV y LV, muestran las pérdidas totales del S. N. I y del área de influencia del proyecto (zona 2) sin y con el proyecto, así como el ahorro de pérdidas al incluir el nuevo proyecto. El ahorro de pérdidas que se genera en el sistema lo produce la zona 2, la cual está constituida por la red de TRELEC.

Tabla LIV. **Ahorro de pérdidas de potencia [MW] en el S. N. I. al incluir el nuevo proyecto año 1, EHD Min. ESD Med. y ESD Max**

Época Húmeda	Pérdidas MW		
	CB	CP	Ahorro
Máxima	71.662	70.406	1.256
Media	49.533	48.562	0.971
Mínima	18.853	18.714	0.139

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla LV. **Ahorro de pérdidas de potencia [MW] en la zona 2 al incluir el nuevo proyecto año 1, EHD Min. ESD Med. y ESD Max**

Época Húmeda	Pérdidas MW		
	CB	CP	Ahorro
Máxima	25.302	24.248	1.054
Media	18.919	18.134	0.785
Mínima	4.541	4.413	0.128

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

#### 4.7. Resultados de corto circuito

En este estudio se presentan los niveles de corto circuito en los nodos del área de influencia de los proyectos, obtenidos de la simulación de: ampliar la capacidad de la línea de transmisión de doble circuito Guatemala Este - Sector Industrial 69 kV, nueva subestación de operación Sector Industrial, nueva subestación Rodríguez Briones y nuevas líneas de transmisión Guatemala Este – Guadalupe 4 y 5; esto considerando la base de datos de la red proporcionada por el AMM y la CNEE y los escenarios con y sin proyecto para época seca y época húmeda, para el año estacional 2012-2013, como se establece en las Normas para la elaboración de los Estudios de Acceso a la Red de Transporte – NEAST.

##### 4.7.1. Comentarios de los resultados

Los cuadros del LVI al LXVII permiten observar valores de corriente de cortocircuito, las primeras cuatro columnas nos indican en valores PU, en ángulo, en corriente y en potencia, la falla entre fases, seguidamente entre las columnas cinco y ocho se presentan en valores PU, en ángulo, en corriente y en potencia la falla entre fase y tierra, lo cual, que con la inclusión de los

proyectos, no repercute negativamente en los niveles máximos de corto circuito en las barras de 69 kV del área de influencia. Estos niveles de corto circuito en la red de 69 kV son menores a los niveles que se tienen en los interruptores de las subestaciones del área, 31.5kA. En resumen, la inclusión del proyecto, no presenta niveles de corto circuito por encima de la capacidad de la red.

Por otro lado, en las tablas antes mencionadas se resalta en color verde en el caso proyecto las barras o nodos que incrementaron la corriente de cortocircuito trifásica en base a la incorporación de los proyectos y en color celeste las barras o nodos que incrementaron la corriente de cortocircuito monofásica en base a la incorporación del proyecto.

Tabla LVI. **Niveles de corriente de corto circuito en época seca de los Proyectos ampliación de las líneas Guatemala Este – Guadalupe 1 y 2 y nueva subestación de operación Sector Industrial (caso proyecto)**

Número Nodo	Nombre Nodo	LLL la [p.u.]	LLL Ángulo [°]	LLL la [A]	LLL S [MVA]	LT la [p.u.]	LT Ángulo [°]	LT la [A]	LT S [MVA]
1155	GES-69	10.6	-88.06	8872.8	1060	10.41	-87.85	8714.6	1041
12065	GEG-691	10.58	-88.03	8855.8	1058	10.38	-87.82	8681.9	1037
12066	GEG-692	10.58	-88.03	8854.1	1058	10.37	-87.82	8678.6	1037
12063	GDA-693	6.53	-81.74	5465.8	653	4.71	-83.48	3941.2	471
GDA696	GDA-696	6.02	-80.95	5033.8	601	4.2	-83.1	3514.4	420
12229	GDA-69D	7.2	-82.76	6020.9	719	5.42	-84.03	4533.7	541
12211	CGD-69D	5.98	-80.89	5001.7	597	4.16	-83.07	3483.8	416
HGD691	HGD-691	6.07	-81.03	5075.1	606	4.25	-83.13	3554.1	424
12210	COL-69D	4.49	-78.28	3759.6	449	2.93	-81.6	2449.9	292
12044	COL-691	4.51	-78.31	3776.8	451	2.94	-81.63	2458.3	293
12046	COL-693	4.72	-78.97	3947.2	471	3.05	-82.22	2554.3	305
12117	MGU-69D	4.31	-77.51	3606.8	431	2.84	-80.91	2374.8	283
12190	VIG-691	4.85	-79.18	4061.9	485	3.17	-82.3	2648.8	316
12087	HIN-69	5.31	-79.87	4444.8	531	3.56	-82.6	2975.5	355
12088	HIN-691	5.32	-79.89	4451.4	531	3.56	-82.61	2981.3	356
12019	BHI-69	5.41	-80.02	4526	540	3.64	-82.67	3047.2	364
BHI691	BHI-691	5.11	-77.98	4277.9	511	3.41	-81.2	2854.1	341
12137	OJO-69	3.87	-75.79	3235.5	386	2.61	-79.28	2185.9	261
12188	TUB-69	3.73	-75.27	3124	373	2.54	-78.78	2126.9	254
12147	PTA-69	12.09	-76.94	10112.3	1208	11.23	-76.07	9399.7	1123
SCI691	SCI-691	4.69	-78.92	3921.8	468	3.03	-82.2	2533.7	302
LPR692	LPR-692	4.89	-81.73	4093.4	489	4.42	-81.23	3700.9	442
12230	GDA-695	6.27	-81.34	5247	627	4.45	-83.28	3721.6	444

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla LVII. **Niveles de corriente de corto circuito en época seca de los Proyectos ampliación de las líneas Guatemala Este – Guadalupe 1 y 2 y nueva subestación de operación Sector Industrial (caso base)**

Número Nodo	Nombre Nodo	LLL la [p.u.]	LLL Ángulo [°]	LLL la [A]	LLL S [MVA]	LT la [p.u.]	LT Ángulo [°]	LT la [A]	LT S [MVA]
1155	GES-69	10.6	-88.07	8872.6	1060	10.41	-87.85	8714.3	1041
12065	GEG-691	10.56	-88.02	8838.7	1056	10.37	-87.8	8675.9	1036
12066	GEG-692	10.57	-88.04	8847.1	1057	10.38	-87.82	8685.6	1038
12063	GDA-693	6.34	-79.34	5306.5	634	5.88	-78.51	4916.5	587
GDA696	GDA-696	-	-	-	-	-	-	-	-
12229	GDA-69D	7.04	-80.75	5890.2	703	6.58	-79.94	5508.2	658
12211	CGD-69D	5.99	-79.55	5011	598	5.52	-78.78	4622.1	552
HGD691	HGD-691	-	-	-	-	-	-	-	-
12210	COL-69D	4.46	-75.35	3727.9	445	3.92	-74.65	3281.7	392
12044	COL-691	4.48	-75.36	3744.9	447	3.94	-74.67	3297	394
12046	COL-693	4.92	-76.04	4115.8	491	4.47	-75.2	3742.6	447
12117	MGU-69D	4.27	-74.71	3575.6	427	3.76	-74.03	3143.7	375
12190	VIG-691	5.07	-76.16	4239.1	506	4.62	-75.3	3861.8	461
12087	HIN-69	5.59	-77.77	4681.2	559	5.13	-76.93	4294.8	513
12088	HIN-691	5.6	-77.78	4684.1	559	5.14	-76.94	4297.5	513
12019	BHI-69	5.71	-77.88	4778.7	571	5.25	-77.03	4390.7	524
BHI691	BHI-691	-	-	-	-	-	-	-	-
12137	OJO-69	3.83	-73.29	3206.4	383	3.36	-72.65	2810.9	335
12188	TUB-69	3.7	-72.86	3095.8	369	3.24	-72.23	2711.6	324
12147	PTA-69	12.09	-76.94	10112.3	1208	11.23	-76.07	9399.7	1123
SCI691	SCI-691	4.65	-75.86	3889.4	464	4.11	-75.14	3438.8	410
LPR692	LPR-692	-	-	-	-	-	-	-	-
12230	GDA-695	6.02	-78.45	5039.9	602	5.56	-77.59	4649.6	555

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

**Tabla LVIII. Incremento de niveles de corriente de corto circuito en época seca de los Proyectos ampliación de las líneas Guatemala Este – Guadalupe 1 y 2 y nueva subestación de operación Sector Industrial**

Número Nodo	Nombre Nodo	LLL la [p.u.]	LLL Ángulo [°]	LLL la [A]	LLL S [MVA]	LT la [p.u.]	LT Ángulo [°]	LT la [A]	LT S [MVA]
1155	GES-69	0.0000	0.0100	0.2000	0.0000	0.0000	0.0000	0.3000	0.0000
12065	GEG-691	0.0200	-0.0100	17.1000	2.0000	0.0100	-0.0200	6.0000	1.0000
12066	GEG-692	0.0100	0.0100	7.0000	1.0000	-0.0100	0.0000	-7.0000	-1.0000
12063	GDA-693	0.1900	-2.4000	159.3000	19.0000	-1.1700	-4.9700	-975.3000	116.0000
GDA696	GDA-696	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
12229	GDA-69D	0.1600	-2.0100	130.7000	16.0000	-1.1600	-4.0900	-974.5000	117.0000
12211	CGD-69D	-0.0100	-1.3400	-9.3000	-1.0000	-1.3600	-4.2900	-1138.300	136.0000
HGD691	HGD-691	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
12210	COL-69D	0.0300	-2.9300	31.7000	4.0000	-0.9900	-6.9500	-831.8000	100.0000
12044	COL-691	0.0300	-2.9500	31.9000	4.0000	-1.0000	-6.9600	-838.7000	101.0000
12046	COL-693	-0.2000	-2.9300	-168.6000	-20.0000	-1.4200	-7.0200	-1188.300	142.0000
12117	MGU-69D	0.0400	-2.8000	31.2000	4.0000	-0.9200	-6.8800	-768.9000	-92.0000
12190	VIG-691	-0.2200	-3.0200	-177.2000	-21.0000	-1.4500	-7.0000	-1213.000	145.0000
12087	HIN-69	-0.2800	-2.1000	-236.4000	-28.0000	-1.5700	-5.6700	-1319.300	158.0000
12088	HIN-691	-0.2800	-2.1100	-232.7000	-28.0000	-1.5800	-5.6700	-1316.200	157.0000
12019	BHI-69	-0.3000	-2.1400	-252.7000	-31.0000	-1.6100	-5.6400	-1343.500	160.0000
BHI691	BHI-691	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
12137	OJO-69	0.0400	-2.5000	29.1000	3.0000	-0.7500	-6.6300	-625.0000	-74.0000
12188	TUB-69	0.0300	-2.4100	28.2000	4.0000	-0.7000	-6.5500	-584.7000	-70.0000
12147	PTA-69	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
SCI691	SCI-691	0.0400	-3.0600	32.4000	4.0000	-1.0800	-7.0600	-905.1000	108.0000
LPR692	LPR-692	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
12230	GDA-695	0.2500	-2.8900	207.1000	25.0000	-1.1100	-5.6900	-928.0000	111.0000

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).



Tabla LIX. **Niveles de corriente de corto circuito en época húmeda de los Proyectos ampliación de las líneas Guatemala Este – Guadalupe 1 y 2 y nueva subestación de operación Sector Industrial (caso proyecto)**

Número Nodo	Nombre Nodo	LLL la [p.u.]	LLL Ángulo [°]	LLL la [A]	LLL S [MVA]	LT la [p.u.]	LT Ángulo [°]	LT la [A]	LT S [MVA]
1155	GES-69	10.53	-88.1	8812.9	1053	10.35	-87.88	8663.9	1035
12065	GEG-691	10.51	-88.07	8796.1	1051	10.32	-87.85	8631.7	1031
12066	GEG-692	10.51	-88.07	8794.5	1051	10.31	-87.85	8628.4	1031
12063	GDA-693	6.51	-81.79	5443.4	650	4.7	-83.51	3930.8	469
GDA696	GDA-696	5.99	-81	5014.9	599	4.19	-83.12	3506.4	419
12229	GDA-69D	7.16	-82.81	5993.6	716	5.4	-84.05	4520.1	540
12211	CGD-69D	5.96	-80.94	4983	595	4.15	-83.09	3475.8	415
HGD691	HGD-691	6.04	-81.07	5055.8	604	4.24	-83.16	3545.6	423
12210	COL-69D	4.48	-78.32	3749.1	448	2.92	-81.62	2446	292
12044	COL-691	4.5	-78.35	3766.2	450	2.93	-81.66	2454.4	293
12046	COL-693	4.7	-79.01	3935.6	470	3.05	-82.24	2550.1	304
12117	MGU-69D	4.3	-77.56	3597.2	429	2.83	-80.93	2371.2	283
12190	VIG-691	4.84	-79.22	4049.6	483	3.16	-82.32	2644.4	316
12087	HIN-69	5.29	-79.92	4430.1	529	3.55	-82.62	2969.8	354
12088	HIN-691	5.3	-79.93	4436.6	530	3.56	-82.63	2975.6	355
12019	BHI-69	5.39	-80.07	4510.8	539	3.63	-82.69	3041	363
BHI691	BHI-691	5.1	-78.03	4264.4	509	3.4	-81.23	2848.8	340
12137	OJO-69	3.86	-75.83	3227.8	385	2.61	-79.3	2182.7	260
12188	TUB-69	3.73	-75.32	3116.9	372	2.54	-78.8	2124.2	253
12147	PTA-69	12.07	-77.03	10099.1	1206	11.22	-76.12	9389.7	1122
SCI691	SCI-691	4.67	-78.96	3910.4	467	3.02	-82.22	2529.5	302
LPR692	LPR-692	4.88	-81.77	4080.8	487	4.41	-81.26	3692	441
12230	GDA-695	6.25	-81.39	5226.4	624	4.44	-83.31	3712.5	443

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla LX. **Niveles de corriente de corto circuito en época húmeda de los Proyectos ampliación de las líneas Guatemala Este – Guadalupe 1 y 2 y nueva subestación de operación Sector Industrial (caso base)**

Número Nudo	Nombre Nudo	LLL la [p.u.]	LLL Ángulo [°]	LLL la [A]	LLL S [MVA]	LT la [p.u.]	LT Ángulo [°]	LT la [A]	LT S [MVA]
1155	GES-69	10.53	-88.1	8812.7	1053	10.35	-87.89	8663.6	1035
12065	GEG-691	10.49	-88.06	8779.2	1049	10.31	-87.83	8625.8	1030
12066	GEG-692	10.5	-88.07	8787.6	1050	10.32	-87.85	8635.2	1032
12063	GDA-693	6.32	-79.4	5285.5	631	5.86	-78.56	4901	585
GDA696	GDA-696	-	-	-	-	-	-	-	-
12229	GDA-69D	7.01	-80.81	5864.2	700	6.56	-79.99	5488.5	655
12211	CGD-69D	5.97	-79.6	4992.3	596	5.51	-78.82	4608.3	550
HGD691	HGD-691	-	-	-	-	-	-	-	-
12210	COL-69D	4.44	-75.4	3717.7	444	3.91	-74.7	3274.7	391
12044	COL-691	4.46	-75.42	3734.6	446	3.93	-74.71	3290.2	393
12046	COL-693	4.9	-76.09	4103.4	490	4.46	-75.25	3733.5	446
12117	MGU-69D	4.26	-74.76	3566.3	426	3.75	-74.07	3137.6	374
12190	VIG-691	5.05	-76.22	4225.9	505	4.6	-75.35	3852.1	460
12087	HIN-69	5.58	-77.83	4665.1	557	5.12	-76.98	4282.9	511
12088	HIN-691	5.58	-77.83	4667.9	557	5.12	-76.98	4285.6	512
12019	BHI-69	5.69	-77.94	4761.8	569	5.23	-77.08	4378.3	523
BHI691	BHI-691	-	-	-	-	-	-	-	-
12137	OJO-69	3.82	-73.34	3199	382	3.35	-72.69	2806.1	335
12188	TUB-69	3.69	-72.91	3089	369	3.24	-72.27	2707.1	323
12147	PTA-69	12.07	-77.03	10099.1	1206	11.22	-76.12	9389.7	1122
SCI691	SCI-691	4.64	-75.91	3878.3	463	4.1	-75.18	3431.1	410
LPR692	LPR-692	-	-	-	-	-	-	-	-
12230	GDA-695	6	-78.51	5021.1	600	5.54	-77.64	4635.6	554

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla LXI. **Incremento de niveles de corriente de corto circuito en época húmeda de los Proyectos ampliación de las líneas Guatemala Este – Guadalupe 1 y 2 y nueva subestación de operación Sector Industrial**

Número Nodo	Nombre Nodo	LLL la [p.u.]	LLL Ángulo [°]	LLL la [A]	LLL S [MVA]	LT la [p.u.]	LT Ángulo [°]	LT la [A]	LT S [MVA]
1155	GES-69	0.0000	0.0000	0.2000	0.0000	0.0000	0.0100	0.3000	0.0000
12065	GEG-691	0.0200	-0.0100	16.9000	2.0000	0.0100	-0.0200	5.9000	1.0000
12066	GEG-692	0.0100	0.0000	6.9000	1.0000	-0.0100	0.0000	-6.8000	-1.0000
12063	GDA-693	0.1900	-2.3900	157.9000	19.0000	-1.1600	-4.9500	-970.2000	116.0000
GDA696	GDA-696	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
12229	GDA-69D	0.1500	-2.0000	129.4000	16.0000	-1.1600	-4.0600	-968.4000	115.0000
12211	CGD-69D	-0.0100	-1.3400	-9.3000	-1.0000	-1.3600	-4.2700	-1132.500	135.0000
HGD691	HGD-691	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
12210	COL-69D	0.0400	-2.9200	31.4000	4.0000	-0.9900	-6.9200	-828.7000	-99.0000
12044	COL-691	0.0400	-2.9300	31.6000	4.0000	-1.0000	-6.9500	-835.8000	100.0000
12046	COL-693	-0.2000	-2.9200	-167.8000	-20.0000	-1.4100	-6.9900	-1183.400	142.0000
12117	MGU-69D	0.0400	-2.8000	30.9000	3.0000	-0.9200	-6.8600	-766.4000	-91.0000
12190	VIG-691	-0.2100	-3.0000	-176.3000	-22.0000	-1.4400	-6.9700	-1207.700	144.0000
12087	HIN-69	-0.2900	-2.0900	-235.0000	-28.0000	-1.5700	-5.6400	-1313.100	157.0000
12088	HIN-691	-0.2800	-2.1000	-231.3000	-27.0000	-1.5600	-5.6500	-1310.000	157.0000
12019	BHI-69	-0.3000	-2.1300	-251.0000	-30.0000	-1.6000	-5.6100	-1337.300	160.0000
BHI691	BHI-691	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
12137	OJO-69	0.0400	-2.4900	28.8000	3.0000	-0.7400	-6.6100	-623.4000	-75.0000
12188	TUB-69	0.0400	-2.4100	27.9000	3.0000	-0.7000	-6.5300	-582.9000	-70.0000
12147	PTA-69	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
SCI691	SCI-691	0.0300	-3.0500	32.1000	4.0000	-1.0800	-7.0400	-901.6000	108.0000
LPR692	LPR-692	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
12230	GDA-695	0.2500	-2.8800	205.3000	24.0000	-1.1000	-5.6700	-923.1000	111.0000

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

**Tabla LXII. Niveles de corriente de corto circuito en época seca de los Proyectos nueva subestación de operación Rodríguez Briones y construcción de las nuevas líneas de transmisión Guatemala Este Guadalupe 4 y 5 (caso proyecto)**

Número Nodo	Nombre Nodo	LLL Ia [p.u.]	LLL Ángulo [°]	LLL Ia [A]	LLL S [MVA]	LT Ia [p.u.]	LT Ángulo [°]	LT Ia [A]	LT S [MVA]
1107	GES-231	30.82	-93.39	7736.8	3055	29.33	-92.89	7361.8	2907.0
1155	GES-69	13.75	-99.59	11503.4	1393	13.23	-99.56	11067.5	1340.0
12110	MCR-69	5.94	-88.86	4970.6	595	5.34	-88.26	4468.7	535.0
12150	RBR-69	12.65	-98.52	10585.6	1276	11.3	-97.52	9451.5	1139.0
12207	CMB-69D	7.52	-97.14	6288.8	747	6.57	-96.47	5493.5	653.0
12230	GDA-695	5.97	-96.42	4992.6	590	5.19	-95.86	4343.6	513.0
12274	ARR-69	7.39	-94.09	6185.8	747	6.73	-93.7	5631.6	680.0
MCR695	MCR-695	8.88	-96.73	7427.8	897	8.19	-96.46	6849.7	827.0

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

**Tabla LXIII. Niveles de corriente de corto circuito en época seca de los Proyectos nueva subestación de operación Rodríguez Briones y construcción de las nuevas líneas de transmisión Guatemala Este Guadalupe 4 y 5 (caso base)**

Número Nodo	Nombre Nodo	LLL Ia [p.u.]	LLL Ángulo [°]	LLL Ia [A]	LLL S [MVA]	LT Ia [p.u.]	LT Ángulo [°]	LT Ia [A]	LT S [MVA]
1107	GES-231	30.76	-93.43	7722.5	3048	29.27	-92.93	7346.3	2899.0
1155	GES-69	11.44	-101.69	9574.3	1146	11.22	-101.42	9388.5	1123.0
12110	MCR-69	5.41	-91.24	4530.9	532	4.93	-90.35	4126.6	484.0
12150	RBR-69	4.47	-91.37	3738.6	436	3.98	-90.8	3329.6	389.0
12207	CMB-69D	5.44	-98.88	4548.5	529	4.96	-98.37	4152	483.0
12230	GDA-695	4.55	-98.28	3811.2	440	4.11	-97.79	3443.2	398.0
12274	ARR-69	6.63	-95.97	5550.3	660	6.13	-95.32	5130.4	610.0
MCR695	MCR-695	-	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

**Tabla LXIV. Incremento de niveles de corriente de corto circuito en época seca de los Proyectos nueva subestación de operación Rodríguez Briones y construcción de las nuevas líneas de transmisión Guatemala Este Guadalupe 4 y 5**

Número Nodo	Nombre Nodo	LLL Ia [p.u.]	LLL Ángulo [°]	LLL Ia [A]	LLL S [MVA]	LT Ia [p.u.]	LT Ángulo [°]	LT Ia [A]	LT S [MVA]
1107	GES-231	0.06	0.04	14.3	7	0.06	0.04	15.5	8.0
1155	GES-69	2.31	2.1	1929.1	247	2.01	1.86	1679.0	217.0
12110	MCR-69	0.53	2.38	439.7	63	0.41	2.09	342.1	51.0
12150	RBR-69	8.18	-7.15	6847	840	7.32	-6.72	6121.9	750.0
12207	CMB-69D	2.08	1.74	1740.3	218	1.61	1.9	1341.5	170.0
12230	GDA-695	1.42	1.86	1181.4	150	1.08	1.93	900.4	115.0
12274	ARR-69	0.76	1.88	635.5	87	0.6	1.62	501.2	70.0
MCR695	MCR-695	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

**Tabla LXV. Niveles de corriente de corto circuito en época húmeda de los Proyectos nueva subestación de operación Rodríguez Briones y construcción de las nuevas líneas de transmisión Guatemala Este Guadalupe 4 y 5 (caso proyecto)**

Número Nodo	Nombre Nodo	LLL Ia [p.u.]	LLL Ángulo [°]	LLL Ia [A]	LLL S [MVA]	LT Ia [p.u.]	LT Ángulo [°]	LT Ia [A]	LT S [MVA]
1107	GES-231	30.82	-96.2	7736.8	3023	29.3	-95.68	7355.6	2874.0
1155	GES-69	13.9	-102.23	11627.1	1415	13.36	-102.19	11181.3	1361.0
12110	MCR-69	5.99	-91.49	5009.9	603	5.38	-90.91	4502.6	542.0
12150	RBR-69	12.79	-101.12	10697.8	1296	11.41	-100.11	9545.8	1156.0
12207	CMB-69D	7.58	-99.73	6341.1	757	6.62	-99.06	5536.8	661.0
12230	GDA-695	6.01	-99	5030.5	597	5.23	-98.45	4375.1	519.0
12274	ARR-69	7.45	-96.72	6235.5	756	6.78	-96.34	5674.4	688.0
MCR695	MCR-695	8.96	-99.37	7493.1	909	8.25	-99.1	6906.7	838.0

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

**Tabla LXVI. Niveles de corriente de corto circuito en época húmeda de los Proyectos nueva subestación de operación Rodríguez Briones y construcción de las nuevas líneas de transmisión Guatemala Este Guadalupe 4 y 5 (caso base)**

Número Nodo	Nombre Nodo	LLL Ia [p.u.]	LLL Ángulo [°]	LLL Ia [A]	LLL S [MVA]	LT Ia [p.u.]	LT Ángulo [°]	LT Ia [A]	LT S [MVA]
1107	GES-231	30.76	-96.27	7720.3	3014	29.23	-95.75	7338.2	2865.0
1155	GES-69	11.54	-104.52	9657.3	1162	11.32	-104.24	9468.4	1139.0
12110	MCR-69	5.46	-94.05	4564.7	539	4.97	-93.16	4156.5	490.0
12150	RBR-69	4.51	-93.5	3772	442	4.01	-92.93	3357.8	394.0
12207	CMB-69D	5.47	-101.68	4580.8	535	5	-101.17	4180.4	489.0
12230	GDA-695	4.59	-101.07	3837.2	446	4.14	-100.58	3466.1	402.0
12274	ARR-69	6.68	-98.79	5590.6	668	6.17	-98.13	5166.5	617.0
MCR695	MCR-695	-	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

**Tabla LXVII. Incremento de niveles de corriente de corto circuito en época húmeda de los Proyectos nueva subestación de operación Rodríguez Briones y construcción de las nuevas líneas de transmisión Guatemala Este Guadalupe 4 y 5**

Número Nodo	Nombre Nodo	LLL Ia [p.u.]	LLL Ángulo [°]	LLL Ia [A]	LLL S [MVA]	LT Ia [p.u.]	LT Ángulo [°]	LT Ia [A]	LT S [MVA]
1107	GES-231	0.06	0.07	16.5	9	0.07	0.07	17.4	9.0
1155	GES-69	2.36	2.29	1969.8	253	2.04	2.05	1712.9	222.0
12110	MCR-69	0.53	2.56	445.2	64	0.41	2.25	346.1	52.0
12150	RBR-69	8.28	-7.62	6925.8	854	7.4	-7.18	6188	762.0
12207	CMB-69D	2.11	1.95	1760.3	222	1.62	2.11	1356.4	172.0
12230	GDA-695	1.42	2.07	1193.3	151	1.09	2.13	909	117.0
12274	ARR-69	0.77	2.07	644.9	88	0.61	1.79	507.9	71.0
MCR695	MCR-695	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

#### **4.8. Resultados de contingencias**

Se presentan los resultados de la contingencia en la red de transporte las cuales se definieron para el presente estudio. Las contingencias consisten en:

- Salida de la línea Guatemala Este – Guadalupe 1 (GESGDL1).
- Salida de la línea Guatemala Sur – Guadalupe 2 (GSUGDL2)
- Salida de la línea Guatemala Este – Guadalupe 4

##### **4.8.1. Época seca caso de contingencia 1: marzo de 2013**

En condiciones de salida de la línea Guatemala Este – Guadalupe 1 (GESGDL1), el comportamiento del flujo sufre variaciones debido a que, bajo estas condiciones de la red, el flujo transportado por dicha línea en condiciones normales, ahora es transportado a través de la línea Guatemala Este – Guadalupe 2. Los resultados obtenidos con la simulación de esta condición en la red, muestran el incremento del flujo de potencia en la línea Guatemala Este – Guadalupe 2, caso en el cual, para horas de demanda media y máxima, no se registra sobre carga en ninguno de los tramos. Esta situación evidencia que al ampliar las líneas en caso contingencia o falla ofrece continuidad de servicio y seguridad operativa de la red en el área.

Los resultados se muestran en las tablas LXVIII, LXIX y LXX, en lo que respecta a la potencia activa, pérdidas de potencia activa y factor de utilización de las líneas monitoreadas. Las tablas LXXI, LXXII y LXXIII muestran lo referente a la potencia reactiva y pérdidas de potencia reactiva de las líneas monitoreadas. Las tablas LXXIV, LXXV y LXXVI, muestran los niveles de voltaje [pu] de las barras monitoreadas en el área de influencia para ambos casos (CB y CC1).

Tabla LXVIII. Contingencia 1 época seca demanda mínima (a)

Barra		Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CC1 [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CC1 [MW]	Δ [%]	CB [%]	CC1 [%]	Δ [%]
LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 1										
GES-69	GEG-691	38.18	-	N/A	0	-	N/A	49.3	N/A	N/A
GEG-691	GDA-69D	38.18	0	0	0.3	0	0	72.7	0	N/A
GDA-69D	CGD-69D	37.88	0	0	0.11	0	0	58.5	0.05	-58400.00
CGD-69D	COL-691	37.77	-	N/A	0.33	-	N/A	84.3	N/A	N/A
CGD-69D	COL-694	-	0	N/A	-	0	N/A	-	0.125	N/A
COL-694	SIP-691	-	0	N/A	-	0	N/A	-	0.075	N/A
SIP-691	SIP-693	-	37.48	N/A	-	0	N/A	-	12.575	N/A
SIP-693	SIP-69	-	37.48	N/A	-	0.02	N/A	-	12.575	N/A
GIN-69	COL-692	3.31	37.46	91.2	0	0	0	8.1	12.575	67.79
COL-692	COL-691	-	37.46	N/A	-	0	N/A	-	12.575	N/A
COL-691	MGU-69D	34.83	34.85	0.1	0.07	0.07	0	78.6	20.025	-96.25
MGU-69D	OJO-69	31.66	31.68	0.1	0.15	0.15	0	71.5	18.225	-96.16
OJO-69	TUB-69	25.2	25.21	0	0.03	0.03	0	57.4	14.625	-96.24
TUB-69	SMP-69	25.17	25.18	0	0.06	0.06	0	49.5	12.625	-96.04
LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 2										
GES-69	GEG-692	29.81	64.24	53.6	0	0	0	38.2	20.9	8.61
GEG-692	GDA-693	29.81	64.23	53.6	0.24	1.14	78.9	56.5	30.825	8.35
GDA-693	HGD-69D	29.57	63.09	53.1	0.06	0.27	77.8	65.3	35.675	8.48
HGD-69D	BHI-69	29.51	62.82	53	0.01	0.06	83.3	45.4	24.8	8.47
BHI-69	HIN-691	28.9	62.15	53.5	0.01	0.05	80	44.5	24.575	9.46
HIN-691	HIN-69	28.88	62.1	53.5	0	0	0	72.6	40.1	9.48
HIN-69	VIG-691	4.49	37.7	88.1	0	0.15	100	9.8	21.45	77.16
VIG-691	COL-693	0	37.55	100	0	0.03	100	0	14.95	100.00
COL-693	PTA-692	-	-	N/A	-	-	N/A	-	N/A	N/A
COL-693	PTA-693	-	37.52	N/A	-	0.03	N/A	-	12.55	N/A
PTA-693	SIP-691	-	37.49	N/A	-	0.01	N/A	-	12.55	N/A
SIP-692	VIG-693	-	7.8	N/A	-	0	N/A	-	2.575	N/A
VIG-693	COL-692	-	-	N/A	-	-	N/A	-	N/A	N/A
VIG-693	VIG-69	-	7.79	N/A	-	0	N/A	-	4.4	N/A
VIG-69	VIG-692	-	4.49	N/A	-	0	N/A	-	2.45	N/A
VIG-692	VIG-691	4.48	-	N/A	0	-	N/A	6.8	N/A	N/A
VIG-692	CMO-691	4.49	4.49	0	0	0	0	6.8	1.7	-100.00
CMO-691	ASU-691	4.49	4.49	0	0	0	0	6.8	1.7	-100.00
ASU-691	INH-69	4.27	4.28	0.2	0	0	0	6.5	1.625	-100.00
INH-69	ADH-69D	0.93	0.93	0	0	0	0	1.4	0.35	-100.00
LÍNEA GUATEMALA SUR - GUADALUPE 1										
GSU-691	VIL-69	25.2	28.18	10.6	0.13	0.16	18.8	55.7	15.475	-79.97
VIL-69	MNT-691	14.71	17.66	16.7	0.01	0.01	0	32.9	9.775	-68.29
MNT-691	MNT-69D	3.31	6.26	47.1	0	0	0	8.1	3.5	-15.71
MNT-69D	PTA-691	-	6.26	N/A	-	0	N/A	-	3.025	N/A
MNT-69D	GIN-69	3.31	-	N/A	0	-	N/A	8.1	N/A	N/A
GIN-69	COL-692	3.31	37.46	91.2	0	0	0	8.1	12.575	67.79
COL-692	VIG-69	3.31	-	N/A	0	-	N/A	8.1	N/A	N/A
LÍNEA GUATEMALA SUR - GUADALUPE 2										
GSU-691	GD2-691	19.11	20.67	7.5	0.06	0.07	14.3	41.8	11.35	-84.14
GD2-691	PTA-692	19.05	20.6	7.5	0.06	0.07	14.3	41.9	11.375	-84.18
PTA-692	COL-693	-	-	N/A	-	-	N/A	-	N/A	N/A
PTA-692	PTA-69	18.99	-	N/A	0	-	N/A	36.2	N/A	N/A
PTA-692	SIP-692	-	20.54	N/A	-	0	N/A	-	9.825	N/A
PTA-69	PTA-691	0	-	N/A	0	-	N/A	0	N/A	N/A
SIP-692	PTA-691	-	-6.24	N/A	-	0	N/A	-	3.025	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).



Tabla LXIX. Contingencia 1 época seca demanda media (a)

Barra		Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CC1 [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CC1 [MW]	Δ [%]	CB [%]		Δ [%]
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 1</b>										
GES-69	GEG-691	30.59	-	N/A	0	-	N/A	40.5	N/A	N/A
GEG-691	GDA-69D	30.59	0	0	0.2	0	0	59.7	0	N/A
GDA-69D	CGD-69D	30.39	0	0	0.08	0	0	48.1	0.1	-23950.00
CGD-69D	COL-691	30.31	-	N/A	0.22	-	N/A	69.3	N/A	N/A
CGD-69D	COL-694	-	0	N/A	-	0	N/A	-	0.25	N/A
COL-694	SIP-691	-	0	N/A	-	0	N/A	-	0.15	N/A
SIP-691	SIP-693	-	30.12	N/A	-	0	N/A	-	20.65	N/A
SIP-693	GIN-69	-	30.12	N/A	-	0.01	N/A	-	20.65	N/A
GIN-69	COL-692	2.98	30.11	90.1	0	0	0	7	20.65	83.05
COL-692	COL-691	-	30.1	N/A	-	0	N/A	-	20.65	N/A
COL-691	MGU-69D	27.82	27.83	0	0.05	0.05	0	64.1	32.65	1.84
MGU-69D	OJO-69	24.37	24.38	0	0.09	0.09	0	56	28.55	1.93
OJO-69	TUB-69	18.49	18.49	0	0.02	0.02	0	42.9	21.85	1.83
TUB-69	SMP-69	18.47	18.47	0	0.03	0.04	25	37	18.9	2.12
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 2</b>										
GES-69	GEG-692	29.61	54.72	45.9	0	0	0	38.9	36.6	46.86
GEG-692	GDA-693	29.61	54.72	45.9	0.25	0.88	71.6	57.5	54.05	46.81
GDA-693	HGD-69D	29.37	53.84	45.4	0.06	0.21	71.4	66.5	62.5	46.80
HGD-69D	BHI-69	29.31	53.63	45.3	0.01	0.05	80	46.2	43.45	46.84
BHI-69	HIN-691	28.74	53.03	45.8	0.01	0.03	66.7	45.4	43.05	47.27
HIN-691	HIN-69	28.72	52.97	45.8	0	0	0	74.1	70.2	47.22
HIN-69	VIG-691	6	30.26	80.2	0	0.1	100	13.1	35.2	81.39
VIG-691	COL-693	0	30.16	100	0	0.02	100	0	24.55	100.00
COL-693	PTA-692	-	-	N/A	-	-	N/A	-	N/A	N/A
COL-693	PTA-693	-	30.14	N/A	-	0.02	N/A	-	20.6	N/A
PTA-693	SIP-691	-	30.13	N/A	-	0	N/A	-	20.6	N/A
SIP-692	VIG-693	-	8.98	N/A	-	0	N/A	-	5.85	N/A
VIG-693	COL-692	-	-	N/A	-	-	N/A	-	N/A	N/A
VIG-693	VIG-69	-	8.98	N/A	-	0	N/A	-	10	N/A
VIG-69	VIG-692	-	6	N/A	-	0	N/A	-	6.55	N/A
VIG-692	VIG-691	-6	-	N/A	0	-	N/A	9.2	N/A	N/A
VIG-692	CMO-691	6	6	0	0	0	0	9.2	4.55	-1.10
CMO-691	ASU-691	6	6	0	0	0	0	9.2	4.55	-1.10
ASU-691	INH-69	3.72	3.72	0	0	0	0	5.7	2.85	0.00
INH-69	ADH-69D	0.71	0.71	0	0	0	0	1.1	0.55	0.00
<b>LÍNEA GUATEMALA SUR - GUADALUPE 1</b>										
GSU-691	VIL-69	22.91	26.15	12.4	0.11	0.14	21.4	51.5	29.25	11.97
VIL-69	MNT-691	15.3	18.5	17.3	0.01	0.01	0	34.7	20.8	16.59
MNT-691	MNT-69D	2.98	6.19	51.9	0	0	0	7	6.95	49.64
MNT-69D	PTA-691	-	6.18	N/A	-	0	N/A	-	6	N/A
MNT-69D	GIN-69	2.98	-	N/A	0	-	N/A	7	N/A	N/A
GIN-69	COL-692	2.98	30.11	90.1	0	0	0	7	20.65	83.05
COL-692	VIG-69	2.98	-	N/A	0	-	N/A	7	N/A	N/A
<b>LÍNEA GUATEMALA SUR - GUADALUPE 2</b>										
GSU-691	GD2-691	16.64	19.48	14.6	0.04	0.06	33.3	37.4	21.75	14.02
GD2-691	PTA-692	16.6	19.42	14.5	0.05	0.06	16.7	37.5	21.8	13.99
PTA-692	COL-693	-	-	N/A	-	-	N/A	-	N/A	N/A
PTA-692	PTA-69	16.55	-	N/A	0	-	N/A	32.4	N/A	N/A
PTA-692	SIP-692	-	19.35	N/A	-	0	N/A	-	18.85	N/A
PTA-69	PTA-691	0	-	N/A	0	-	N/A	0	N/A	N/A
SIP-692	PTA-691	-	-6.18	N/A	-	0	N/A	-	6	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla LXX. Contingencia 1 época seca demanda máxima (a)

Barra		Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CC1 [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CC1 [MW]	Δ [%]	CB [%]	CC1 [%]	Δ [%]
LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 1										
GES-69	GEG-691	38.18	-	N/A	0	-	N/A	49.3	-	N/A
GEG-691	GDA-69D	38.18	0	0	0.3	0	0	72.7	0	N/A
GDA-69D	CGD-69D	37.88	0	0	0.11	0	0	58.5	0.1	-58400.00
CGD-69D	COL-691	37.77	-	N/A	0.33	-	N/A	84.3	-	N/A
CGD-69D	COL-694	-	0	N/A	-	0	N/A	-	0.25	N/A
COL-694	SIP-691	-	0	N/A	-	0	N/A	-	0.15	N/A
SIP-691	SIP-693	-	37.48	N/A	-	0	N/A	-	25.15	N/A
SIP-693	GIN-69	-	37.48	N/A	-	0.02	N/A	-	25.15	N/A
GIN-69	COL-692	3.31	37.46	91.2	0	0	0	8.1	25.15	67.79
COL-692	COL-691	-	37.46	N/A	-	0	N/A	-	25.15	N/A
COL-691	MGU-69D	34.83	34.85	0.1	0.07	0.07	0	78.6	40.05	-96.25
MGU-69D	OJO-69	31.66	31.68	0.1	0.15	0.15	0	71.5	36.45	-96.16
OJO-69	TUB-69	25.2	25.21	0	0.03	0.03	0	57.4	29.25	-96.24
TUB-69	SMP-69	25.17	25.18	0	0.06	0.06	0	49.5	25.25	-96.04
LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 2										
GES-69	GEG-692	29.81	64.24	53.6	0	0	0	38.2	41.8	8.61
GEG-692	GDA-693	29.81	64.23	53.6	0.24	1.14	78.9	56.5	61.65	8.35
GDA-693	HGD-69D	29.57	63.09	53.1	0.06	0.27	77.8	65.3	71.35	8.48
HGD-69D	BHI-69	29.51	62.82	53	0.01	0.06	83.3	45.4	49.6	8.47
BHI-69	HIN-691	28.9	62.15	53.5	0.01	0.05	80	44.5	49.15	9.46
HIN-691	HIN-69	28.88	62.1	53.5	0	0	0	72.6	80.2	9.48
HIN-69	VIG-691	4.49	37.7	88.1	0	0.15	100	9.8	42.9	77.16
VIG-691	COL-693	0	37.55	100	0	0.03	100	0	29.9	100.00
COL-693	PTA-692	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
COL-693	PTA-693	-	37.52	N/A	-	0.03	N/A	-	25.1	N/A
PTA-693	SIP-691	-	37.49	N/A	-	0.01	N/A	-	25.1	N/A
SIP-692	VIG-693	-	7.8	N/A	-	0	N/A	-	5.15	N/A
VIG-693	COL-692	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
VIG-693	VIG-69	-	7.79	N/A	-	0	N/A	-	8.8	N/A
VIG-69	VIG-692	-	4.49	N/A	-	0	N/A	-	4.9	N/A
VIG-692	VIG-691	4.48	-	N/A	0	-	N/A	6.8	-	N/A
VIG-692	CMO-691	4.49	4.49	0	0	0	0	6.8	3.4	-100.00
CMO-691	ASU-691	4.49	4.49	0	0	0	0	6.8	3.4	-100.00
ASU-691	INH-69	4.27	4.28	0.2	0	0	0	6.5	3.25	-100.00
INH-69	ADH-69D	0.93	0.93	0	0	0	0	1.4	0.7	-100.00
LÍNEA GUATEMALA SUR - GUADALUPE 1										
GSU-691	VIL-69	25.2	28.18	10.6	0.13	0.16	18.8	55.7	30.95	-79.97
VIL-69	MNT-691	14.71	17.66	16.7	0.01	0.01	0	32.9	19.55	-68.29
MNT-691	MNT-69D	3.31	6.26	47.1	0	0	0	8.1	7	-15.71
MNT-69D	PTA-691	-	6.26	N/A	-	0	N/A	-	6.05	N/A
MNT-69D	GIN-69	3.31	-	N/A	0	-	N/A	8.1	-	N/A
GIN-69	COL-692	3.31	37.46	91.2	0	0	0	8.1	25.15	67.79
COL-692	VIG-69	3.31	-	N/A	0	-	N/A	8.1	-	N/A
LÍNEA GUATEMALA SUR - GUADALUPE 2										
GSU-691	GD2-691	19.11	20.67	7.5	0.06	0.07	14.3	41.8	22.7	-84.14
GD2-691	PTA-692	19.05	20.6	7.5	0.06	0.07	14.3	41.9	22.75	-84.18
PTA-692	COL-693	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
PTA-692	PTA-69	18.99	-	N/A	0	-	N/A	36.2	-	N/A
PTA-692	SIP-692	-	20.54	N/A	-	0	N/A	-	19.65	N/A
PTA-69	PTA-691	0	-	N/A	0	-	N/A	0	-	N/A
SIP-692	PTA-691	-	-6.24	N/A	-	0	N/A	-	6.05	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla LXXI. Contingencia 1 época seca demanda mínima (b)

Barra		Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
Procedencia	Destino	B [MVAR]	C1 [MVAR]	Δ [%]	B [MVAR]	C1 [MVAR]	Δ [%]
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 1</b>							
GES-69	GEG-691	1.91	-	N/A	0	-	N/A
GEG-691	GDA-69D	1.92	0	0.0	0.13	-0.08	62.5
GDA-69D	CGD-69D	1.83	-0.17	176.5	0.07	-0.05	40.0
CGD-69D	COL-691	1.77	-	N/A	0.11	-	N/A
CGD-69D	COL-694	-	-0.24	N/A	-	-0.07	N/A
COL-694	SIP-691	-	0.24	N/A	-	-0.01	N/A
SIP-691	SIP-693	-	1.68	N/A	-	0	N/A
SIP-693	GIN-69	-	1.68	N/A	-	0.01	N/A
GIN-69	COL-692	1.51	1.67	9.6	0	0	0.0
COL-692	COL-691	-	1.67	N/A	-	0	N/A
COL-691	MGU-69D	1.45	1.46	0.7	0.02	0.02	0.0
MGU-69D	OJO-69	-0.12	-0.11	-9.1	0.02	0.02	0.0
OJO-69	TUB-69	-0.64	-0.63	-1.6	-0.01	-0.01	0.0
TUB-69	SMP-69	-0.63	-0.62	-1.6	-0.02	-0.02	0.0
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 2</b>							
GES-69	GEG-692	2.47	4.27	42.2	0	0	0.0
GEG-692	GDA-693	2.46	4.28	42.5	0.13	0.66	80.3
GDA-693	HGD-69D	2.33	3.62	35.6	0.03	0.13	76.9
HGD-69D	BHI-69	2.3	3.49	34.1	0.01	0.05	80.0
BHI-69	HIN-691	2.26	3.41	33.7	0.01	0.04	75.0
HIN-691	HIN-69	2.23	3.42	34.8	0	0	0.0
HIN-69	VIG-691	0.41	1.52	73.0	-0.03	0.05	60.0
VIG-691	COL-693	0	1.47	100.0	-0.01	0.02	50.0
COL-693	PTA-692	-	-	N/A	-	-	N/A
COL-693	PTA-693	-	1.46	N/A	-	0.02	N/A
PTA-693	SIP-691	-	1.44	N/A	-	0.01	N/A
SIP-692	VIG-693	-	1.94	N/A	-	-0.01	N/A
VIG-693	COL-692	-	-	N/A	-	-	N/A
VIG-693	VIG-69	-	1.95	N/A	-	0	N/A
VIG-69	VIG-692	-	0.44	N/A	-	-0.01	N/A
VIG-692	VIG-691	0.46	-	N/A	0	-	N/A
VIG-692	CMO-691	0.45	0.45	0.0	0	0	0.0
CMO-691	ASU-691	0.46	0.46	0.0	-0.01	-0.01	0.0
ASU-691	INH-69	0.23	0.23	0.0	-0.02	-0.02	0.0
INH-69	ADH-69D	0	0	0.0	0	0	0.0
<b>LÍNEA GUATEMALA SUR - GUADALUPE 1</b>							
GSU-691	VIL-69	2.65	2.52	-5.2	0.02	0.05	60.0
VIL-69	MNT-691	2.23	2.06	-8.3	0	0	0.0
MNT-691	MNT-69D	1.47	1.29	-14.0	-0.02	-0.02	0.0
MNT-69D	PTA-691	-	1.33	N/A	-	0	N/A
MNT-69D	GIN-69	1.49	-	N/A	-0.01	-	N/A
GIN-69	COL-692	1.51	1.67	9.6	0	0	0.0
COL-692	VIG-69	1.51	-	N/A	-0.01	-	N/A
<b>LÍNEA GUATEMALA SUR - GUADALUPE 2</b>							
GSU-691	GD2-691	1.38	2.06	33.0	-0.02	0.01	100.0
GD2-691	PTA-692	1.4	2.05	31.7	-0.02	0.01	100.0
PTA-692	COL-693	-	-	N/A	-	-	N/A
PTA-692	PTA-69	1.42	-	N/A	0	-	N/A
PTA-692	SIP-692	-	2.05	N/A	-	0	N/A
PTA-69	PTA-691	0	-	N/A	0	-	N/A
SIP-692	PTA-691	-	1.25	N/A	-	0	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla LXXII. Contingencia 1 época seca demanda media (b)

Barra		Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CC1 [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CC1 [MVAR]	Δ [%]
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 1</b>							
GES-69	GEG-691	11.04	-	N/A	0	-	N/A
GEG-691	GDA-69D	11.04	0	0.0	0.39	-0.08	587.5
GDA-69D	CGD-69D	10.69	-0.16	6781.3	0.2	-0.05	500.0
CGD-69D	COL-691	10.49	-	N/A	0.33	-	N/A
CGD-69D	COL-694	-	-0.23	N/A	-	-0.07	N/A
COL-694	SIP-691	-	0.23	N/A	-	-0.01	N/A
SIP-691	SIP-693	-	10.29	N/A	-	0.01	N/A
SIP-693	GIN-69	-	10.28	N/A	-	0.04	N/A
GIN-69	COL-692	1.29	10.25	87.4	0	0.01	100.0
COL-692	COL-691	-	10.22	N/A	-	0	N/A
COL-691	MGU-69D	9.48	9.55	0.7	0.07	0.07	0.0
MGU-69D	OJO-69	7.84	7.91	0.9	0.12	0.13	7.7
OJO-69	TUB-69	6.26	6.32	0.9	0.02	0.02	0.0
TUB-69	SMP-69	6.25	6.3	0.8	0.04	0.04	0.0
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 2</b>							
GES-69	GEG-692	10.05	21.59	53.5	0	0.01	100.0
GEG-692	GDA-693	10.06	21.58	53.4	0.47	1.93	75.6
GDA-693	HGD-69D	9.6	19.65	51.1	0.09	0.37	75.7
HGD-69D	BHI-69	9.51	19.28	50.7	0.03	0.15	80.0
BHI-69	HIN-691	9.39	19.05	50.7	0.02	0.11	81.8
HIN-691	HIN-69	9.36	18.9	50.5	0	0	0.0
HIN-69	VIG-691	0.86	10.32	91.7	-0.03	0.15	120.0
VIG-691	COL-693	0	10.17	100.0	-0.01	0.05	120.0
COL-693	PTA-692	-	-	N/A	-	-	N/A
COL-693	PTA-693	-	10.12	N/A	-	0.06	N/A
PTA-693	SIP-691	-	10.06	N/A	-	0.02	N/A
SIP-692	VIG-693	-	2.17	N/A	-	-0.01	N/A
VIG-693	COL-692	-	-	N/A	-	-	N/A
VIG-693	VIG-69	-	2.18	N/A	-	0	N/A
VIG-69	VIG-692	-	0.89	N/A	-	-0.01	N/A
VIG-692	VIG-691	0.89	-	N/A	0	-	N/A
VIG-692	CMO-691	0.89	0.89	0.0	0	0	0.0
CMO-691	ASU-691	0.91	0.9	-1.1	-0.01	-0.01	0.0
ASU-691	INH-69	0.67	0.67	0.0	-0.02	-0.02	0.0
INH-69	ADH-69D	0.05	0.05	0.0	0	0	0.0
<b>LÍNEA GUATEMALA SUR - GUADALUPE 1</b>							
GSU-691	VIL-69	7.42	7.96	6.8	0.14	0.2	30.0
VIL-69	MNT-691	5.05	5.53	8.7	0	0.01	100.0
MNT-691	MNT-69D	1.26	1.73	27.2	-0.02	-0.02	0.0
MNT-69D	PTA-691	-	1.75	N/A	-	0	N/A
MNT-69D	GIN-69	1.28	-	N/A	-0.01	-	N/A
GIN-69	COL-692	1.29	10.25	87.4	0	0.01	100.0
COL-692	VIG-69	1.29	-	N/A	-0.01	-	N/A
<b>LÍNEA GUATEMALA SUR - GUADALUPE 2</b>							
GSU-691	GD2-691	5.37	5.86	8.4	0.03	0.06	50.0
GD2-691	PTA-692	5.34	5.8	7.9	0.03	0.06	50.0
PTA-692	COL-693	-	-	N/A	-	-	N/A
PTA-692	PTA-69	5.31	-	N/A	0	-	N/A
PTA-692	SIP-692	-	5.73	N/A	-	0	N/A
PTA-69	PTA-691	0	-	N/A	0	-	N/A
SIP-692	PTA-691	-	1.75	N/A	-	0	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla LXXIII. Contingencia 1 época seca demanda máxima (b)

Barra		Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CCI [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CCI [MVAR]	Δ [%]
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 1</b>							
GES-69	GEG-691	10.75	-	N/A	0	-	N/A
GEG-691	GDA-69D	10.76	0	0.0	0.61	-0.08	862.5
GDA-69D	CGD-69D	10.18	-0.16	6462.5	0.32	-0.05	740.0
CGD-69D	COL-691	9.86	-	N/A	0.52	-	N/A
CGD-69D	COL-694	-	-0.23	N/A	-	-0.07	N/A
COL-694	SIP-691	-	0.23	N/A	-	-0.01	N/A
SIP-691	SIP-693	-	9.55	N/A	-	0.01	N/A
SIP-693	GIN-69	-	9.54	N/A	-	0.07	N/A
GIN-69	COL-692	1.81	9.48	80.9	0	0.01	100.0
COL-692	COL-691	-	9.46	N/A	-	0.01	N/A
COL-691	MGU-69D	9.04	9.15	1.2	0.11	0.12	8.3
MGU-69D	OJO-69	7.93	8.04	1.4	0.22	0.23	4.3
OJO-69	TUB-69	6.56	6.65	1.4	0.04	0.05	20.0
TUB-69	SMP-69	6.51	6.6	1.4	0.1	0.11	9.1
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 2</b>							
GES-69	GEG-692	7.7	19.81	61.1	0	0.01	100.0
GEG-692	GDA-693	7.69	19.76	61.1	0.44	2.55	82.7
GDA-693	HGD-69D	7.24	17.21	57.9	0.09	0.49	81.6
HGD-69D	BHI-69	7.16	16.72	57.2	0.03	0.19	84.2
BHI-69	HIN-691	7.09	16.49	57.0	0.02	0.14	85.7
HIN-691	HIN-69	7.04	16.34	56.9	0	0	0.0
HIN-69	VIG-691	0.61	9.75	93.7	-0.03	0.24	112.5
VIG-691	COL-693	0	9.51	100.0	-0.01	0.08	112.5
COL-693	PTA-692	-	-	N/A	-	-	N/A
COL-693	PTA-693	-	9.43	N/A	-	0.09	N/A
PTA-693	SIP-691	-	9.34	N/A	-	0.03	N/A
SIP-692	VIG-693	-	2.45	N/A	-	-0.01	N/A
VIG-693	COL-692	-	-	N/A	-	-	N/A
VIG-693	VIG-69	-	2.46	N/A	-	0	N/A
VIG-69	VIG-692	-	0.64	N/A	-	-0.01	N/A
VIG-692	VIG-691	0.65	-	N/A	0	-	N/A
VIG-692	CMO-691	0.66	0.66	0.0	0	0	0.0
CMO-691	ASU-691	0.66	0.66	0.0	-0.01	-0.01	0.0
ASU-691	INH-69	0.68	0.68	0.0	-0.02	-0.02	0.0
INH-69	ADH-69D	-0.02	-0.02	0.0	0	0	0.0
<b>LÍNEA GUATEMALA SUR - GUADALUPE 1</b>							
GSU-691	VIL-69	6.6	6.67	1.0	0.17	0.23	26.1
VIL-69	MNT-691	4.14	4.15	0.2	0	0.01	100.0
MNT-691	MNT-69D	1.78	1.79	0.6	-0.02	-0.02	0.0
MNT-69D	PTA-691	-	1.81	N/A	-	0	N/A
MNT-69D	GIN-69	1.8	-	N/A	-0.01	-	N/A
GIN-69	COL-692	1.81	9.48	80.9	0	0.01	100.0
COL-692	VIG-69	1.82	-	N/A	-0.01	-	N/A
<b>LÍNEA GUATEMALA SUR - GUADALUPE 2</b>							
GSU-691	GD2-691	4.27	4.95	13.7	0.06	0.07	14.3
GD2-691	PTA-692	4.21	4.88	13.7	0.05	0.07	28.6
PTA-692	COL-693	-	-	N/A	-	-	N/A
PTA-692	PTA-69	4.16	-	N/A	0	-	N/A
PTA-692	SIP-692	-	4.81	N/A	-	0	N/A
PTA-69	PTA-691	0	-	N/A	0	-	N/A
SIP-692	PTA-691	-	1.79	N/A	-	0	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla LXXIV. **Contingencia 1 época seca demanda mínima (c)**

Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CC1 [p.u.]	CC1 [°]	Δ [%]	Δ [%]
1155	GES-69	1.005	-7.7	1.005	-7.5	0.0	-2.7
1154	GSU-691	1.015	-6.3	1.015	-6.4	0.0	1.6
1156	GSU-692	1.015	-6.3	1.015	-6.4	0.0	1.6
12211	CGD-69D	0.998	-8.6	0.986	-9.5	-1.2	9.5
12171	SMP-69	0.988	-9.5	0.981	-10.1	-0.7	5.9
12233	INH-69	0.995	-8.7	1.009	-7	1.4	-24.3
12002	ADH-69D	0.995	-8.7	1.009	-7	1.4	-24.3
12192	VIL-69	1.012	-6.6	1.011	-6.8	-0.1	2.9
12147	PTA-69	1.011	-6.6	-	-	N/A	N/A
SIP691	SIP-691	-	-	0.986	-9.5	N/A	N/A
SIP692	SIP-692	-	-	1.01	-6.9	N/A	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla LXXV. **Contingencia 1 época seca demanda media (c)**

Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CC1 [p.u.]	CC1 [°]	Δ [%]	Δ [%]
1155	GES-69	1.013	-12.5	1.012	-12.4	-0.1	-0.8
1154	GSU-691	1.006	-9.6	1.005	-9.8	-0.1	2.0
1156	GSU-692	1.006	-9.6	1.005	-9.8	-0.1	2.0
12211	CGD-69D	0.997	-13.6	0.97	-15	-2.8	9.3
12171	SMP-69	0.974	-14.8	0.956	-15.8	-1.9	6.3
12233	INH-69	0.994	-13.8	0.995	-10.4	0.1	-32.7
12002	ADH-69D	0.993	-13.8	0.995	-10.4	0.2	-32.7
12192	VIL-69	0.999	-10	0.997	-10.2	-0.2	2.0
12147	PTA-69	0.998	-10.1	-	-	N/A	N/A
SIP691	SIP-691	-	-	0.97	-15	N/A	N/A
SIP692	SIP-692	-	-	0.996	-10.3	N/A	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla LXXVI. **Contingencia 1 época seca demanda máxima (c)**

Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CC1 [p.u.]	CC1 [°]	Δ [%]	Δ [%]
1155	GES-69	1.014	-13.9	1.013	-13.9	-0.1	0.0
1154	GSU-691	1.006	-10	1.006	-10.2	0.0	2.0
1156	GSU-692	1.006	-10	1.006	-10.2	0.0	2.0
12211	CGD-69D	0.997	-15.3	0.968	-17.2	-3.0	11.0
12171	SMP-69	0.971	-17	0.952	-18.3	-2.0	7.1
12233	INH-69	0.997	-15.2	0.996	-10.9	-0.1	-39.4
12002	ADH-69D	0.997	-15.2	0.996	-10.9	-0.1	-39.4
12192	VIL-69	0.999	-10.5	0.998	-10.7	-0.1	1.9
12147	PTA-69	0.998	-10.6	-	-	N/A	N/A
SIP691	SIP-691	-	-	0.968	-17.2	N/A	N/A
SIP692	SIP-692	-	-	0.997	-10.8	N/A	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Los siguientes cuadros muestran las pérdidas totales del S. N. I y del área de influencia del proyecto (zona 2) sin y con el proyecto en condiciones de contingencia, así como el ahorro o incremento de pérdidas en dichas condiciones.

Tabla LXXVII. **Ahorro de pérdidas de potencia [MW] en el S. N. I. al incluir el nuevo proyecto año 1, CC1 ESD Min. ESD Med. y ESD Max**

Época Seca	Pérdidas MW		
	CB	CC1	Ahorro
Máxima	56.021	55.211	0.81
Media	40.257	39.68	0.577
Mínima	18.971	18.802	0.169

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla LXXVIII. **Ahorro de pérdidas de potencia [MW] en la zona 2 al incluir el nuevo proyecto año 1, CC1 ESD Min. ESD Med. y ESD Max**

Época Seca	Pérdidas MW		
	CB	CC1	Ahorro
Máxima	21.902	21.09	0.812
Media	17.822	17.228	0.594
Mínima	6.825	6.628	0.197

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

#### **4.8.2. Época húmeda caso de contingencia 1: septiembre de 2013**

En condiciones de salida de la línea Guatemala Este – Guadalupe 1 (GESGDL1), el comportamiento del flujo sufre variaciones debido a que, bajo estas condiciones de la red, el flujo transportado por dicha línea en condiciones normales ahora es transportado a través de la línea Guatemala Este – Guadalupe 2. Los resultados obtenidos con la simulación de esta condición en la red, muestran el incremento del flujo de potencia en la línea Guatemala Este – Guadalupe 2, caso en el cual, para horas de demanda media y máxima, no se registra sobre carga en ninguno de los tramos. Esta situación evidencia que al ampliar las líneas en caso contingencia o falla ofrece continuidad de servicio y seguridad operativa de la red en el área.

Los resultados se muestran en las tablas LXXIX, LXXX y LXXXI, en lo que respecta a la potencia activa, pérdidas de potencia activa y factor de utilización de las líneas monitoreadas. Las tablas LXXXII, LXXXIII y LXXXIV muestran lo referente a la potencia reactiva y pérdidas de potencia reactiva de las líneas monitoreadas. Las tablas LXXXV, LXXXVI y LXXXVII, muestran los niveles de



voltaje [pu] de las barras monitoreadas en el área de influencia para ambos casos (CB y CC1).

Tabla LXXIX. Contingencia 1 época húmeda demanda mínima (a)

Barra		Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CC1 [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CC1 [MW]	Δ [%]	CB [%]		Δ [%]
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 1</b>										
GES-69	GEG-691	21.23	-	N/A	0	-	N/A	26.3	N/A	N/A
GEG-691	GDA-69D	21.22	0	0	0.09	0	0	38.8	0	N/A
GDA-69D	CGD-69D	21.14	0	0	0.03	0	0	31.2	0.15	-10300.00
CGD-69D	COL-691	21.11	-	N/A	0.09	-	N/A	44.9	N/A	N/A
CGD-69D	COL-694	-	0	N/A	-	0	N/A	-	0.25	N/A
COL-694	SIP-691	-	0	N/A	-	0	N/A	-	0.15	N/A
SIP-691	SIP-693	-	21.02	N/A	-	0	N/A	-	13.25	N/A
SIP-693	GIN-69	-	21.02	N/A	-	0.01	N/A	-	13.25	N/A
GIN-69	COL-692	3.02	21.01	85.6	0	0	0	6.5	13.25	75.47
COL-692	COL-691	-	21.01	N/A	-	0	N/A	-	13.25	N/A
COL-691	MGU-69D	18.79	18.79	0	0.02	0.02	0	40.1	20.2	0.74
MGU-69D	OJO-69	15.17	15.17	0	0.03	0.03	0	32.5	16.4	0.91
OJO-69	TUB-69	9.13	9.13	0	0	0	0	19.9	10.05	1.00
TUB-69	SMP-69	9.13	9.13	0	0.01	0.01	0	17.2	8.65	0.58
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 2</b>										
GES-69	GEG-692	20.59	35.5	42	0	0	0	25.6	22.05	41.95
GEG-692	GDA-693	20.59	35.5	42	0.11	0.32	65.6	37.8	32.55	41.94
GDA-693	HGD-69D	20.48	35.19	41.8	0.03	0.08	62.5	43.8	37.65	41.83
HGD-69D	BHI-69	20.46	35.11	41.7	0.01	0.02	50	30.4	26.2	41.98
BHI-69	HIN-691	19.87	34.51	42.4	0	0.01	100	29.6	25.75	42.52
HIN-691	HIN-69	19.88	34.53	42.4	0	0	0	48.3	42.05	42.57
HIN-69	VIG-691	6.45	21.08	69.4	0	0.04	100	13.7	22.6	69.69
VIG-691	COL-693	0	21.04	100	0	0.01	100	0	15.75	100.00
COL-693	PTA-692	-	-	N/A	-	-	N/A	-	N/A	N/A
COL-693	PTA-693	-	21.03	N/A	-	0.01	N/A	-	13.25	N/A
PTA-693	SIP-691	-	21.02	N/A	-	0	N/A	-	13.25	N/A
SIP-692	VIG-693	-	9.47	N/A	-	0	N/A	-	5.9	N/A
VIG-693	COL-692	-	-	N/A	-	-	N/A	-	N/A	N/A
VIG-693	VIG-69	-	9.47	N/A	-	0	N/A	-	10.1	N/A
VIG-69	VIG-692	-	6.45	N/A	-	0	N/A	-	6.9	N/A
VIG-692	VIG-691	-6.44	-	N/A	0	-	N/A	9.6	N/A	N/A
VIG-692	CMO-691	6.44	6.45	0.2	0	0	0	9.6	4.8	0.00
CMO-691	ASU-691	6.44	6.44	0	0	0	0	9.6	4.8	0.00
ASU-691	INH-69	3.71	3.71	0	0	0	0	5.5	2.75	0.00
INH-69	ADH-69D	0.7	0.7	0	0	0	0	1	0.5	0.00
<b>LÍNEA GUATEMALA SUR - GUADALUPE 1</b>										
GSU-691	VIL-69	14.94	17.27	13.5	0.04	0.05	20	31.8	18.35	13.35
VIL-69	MNT-691	10.95	13.27	17.5	0	0	0	23.4	14.15	17.31
MNT-691	MNT-69D	3.02	5.34	43.4	0	0	0	6.5	5.7	42.98
MNT-69D	PTA-691	-	5.34	N/A	-	0	N/A	-	4.95	N/A
MNT-69D	GIN-69	3.02	-	N/A	0	-	N/A	6.5	N/A	N/A
GIN-69	COL-692	3.02	21.01	85.6	0	0	0	6.5	13.25	75.47
COL-692	VIG-69	3.02	-	N/A	0	-	N/A	6.5	N/A	N/A
<b>LÍNEA GUATEMALA SUR - GUADALUPE 2</b>										
GSU-691	GD2-691	9.12	13.28	31.3	0.01	0.03	66.7	19.4	14.1	31.21
GD2-691	PTA-692	9.11	13.26	31.3	0.01	0.03	66.7	19.4	14.1	31.21
PTA-692	COL-693	-	-	N/A	-	-	N/A	-	N/A	N/A
PTA-692	PTA-69	9.1	-	N/A	0	-	N/A	16.7	N/A	N/A
PTA-692	SIP-692	-	13.23	N/A	-	0	N/A	-	12.2	N/A
PTA-69	PTA-691	0	-	N/A	0	-	N/A	0	N/A	N/A
SIP-692	PTA-691	-	-5.35	N/A	-	0	N/A	-	4.95	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla LXXX. Contingencia 1 época húmeda demanda media (a)

Barra		Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CC1 [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CC1 [MW]	Δ [%]	CB [%]		Δ [%]
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 1</b>										
GES-69	GEG-691	31.47	-	N/A	0	-	N/A	41.1	N/A	N/A
GEG-691	GDA-69D	31.47	0	0	0.21	0	0	60.6	0	N/A
GDA-69D	CGD-69D	31.26	0	0	0.08	0	0	48.8	0.1	-24300.00
CGD-69D	COL-691	31.19	-	N/A	0.23	-	N/A	70.3	N/A	N/A
CGD-69D	COL-694	-	0	N/A	-	0	N/A	-	0.25	N/A
COL-694	SIP-691	-	0	N/A	-	0	N/A	-	0.15	N/A
SIP-691	SIP-693	-	30.99	N/A	-	0	N/A	-	21	N/A
SIP-693	GIN-69	-	30.99	N/A	-	0.01	N/A	-	21	N/A
GIN-69	COL-692	3.16	30.97	89.8	0	0	0	7.1	21	83.10
COL-692	COL-691	-	30.97	N/A	-	0	N/A	-	21	N/A
COL-691	MGU-69D	28.55	28.56	0	0.05	0.05	0	64.8	33.05	1.97
MGU-69D	OJO-69	24.53	24.54	0	0.09	0.09	0	55.3	28.2	1.95
OJO-69	TUB-69	18.29	18.29	0	0.02	0.02	0	41.4	21.1	1.90
TUB-69	SMP-69	18.27	18.28	0.1	0.03	0.03	0	35.7	18.25	2.19
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 2</b>										
GES-69	GEG-692	31.48	57.13	44.9	0	0	0	41.6	38	45.26
GEG-692	GDA-693	31.47	57.12	44.9	0.28	0.94	1	61.4	56.1	45.28
GDA-693	HGD-69D	31.19	56.18	44.5	0.07	0.23	2	71	64.9	45.30
HGD-69D	BHI-69	31.12	55.95	44.4	0.02	0.05	3	49.4	45.1	45.23
BHI-69	HIN-691	30.51	55.31	44.8	0.01	0.04	4	48.5	44.65	45.69
HIN-691	HIN-69	30.5	55.27	44.8	0	0	5	79.1	72.85	45.71
HIN-69	VIG-691	6.37	31.14	79.5	0	0.1	6	14	35.75	80.42
VIG-691	COL-693	0	31.03	100	0	0.02	7	0	24.95	100.00
COL-693	PTA-692	-	-	N/A	-	-	N/A	-	N/A	N/A
COL-693	PTA-693	-	31.01	N/A	-	0.02	N/A	-	20.95	N/A
PTA-693	SIP-691	-	30.99	N/A	-	0	N/A	-	20.95	N/A
SIP-692	VIG-693	-	9.53	N/A	-	0	N/A	-	6.15	N/A
VIG-693	COL-692	-	-	N/A	-	-	N/A	-	N/A	N/A
VIG-693	VIG-69	-	9.53	N/A	-	0	N/A	-	10.5	N/A
VIG-69	VIG-692	-	6.37	N/A	-	0	N/A	-	6.95	N/A
VIG-692	VIG-691	-6.37	-	N/A	0	-	N/A	9.8	N/A	N/A
VIG-692	CMO-691	6.37	6.37	0	0	0	0	9.8	4.85	-1.03
CMO-691	ASU-691	6.37	6.37	0	0	0	0	9.8	4.85	-1.03
ASU-691	INH-69	3.95	3.95	0	0	0	0	6.1	3	-1.67
INH-69	ADH-69D	0.75	0.75	0	0	0	0	1.1	0.55	0.00
<b>LÍNEA GUATEMALA SUR - GUADALUPE 1</b>										
GSU-691	VIL-69	22.07	26.22	15.8	0.1	0.14	28.6	48.7	29.05	16.18
VIL-69	MNT-691	16.24	20.35	20.2	0.01	0.01	0	36.5	22.9	20.31
MNT-691	MNT-69D	3.16	7.27	56.5	0	0	0	7	8.15	57.06
MNT-69D	PTA-691	-	7.26	N/A	-	0	N/A	-	7.05	N/A
MNT-69D	GIN-69	3.16	-	N/A	0	-	N/A	7.1	N/A	N/A
GIN-69	COL-692	3.16	30.97	89.8	0	0	5	7.1	21	83.10
COL-692	VIG-69	3.16	-	N/A	0	-	N/A	7.1	N/A	N/A
<b>LÍNEA GUATEMALA SUR - GUADALUPE 2</b>										
GSU-691	GD2-691	17.67	19.97	11.5	0.05	0.06	16.7	39.7	22.15	10.38
GD2-691	PTA-692	17.62	19.91	11.5	0.05	0.06	16.7	39.8	22.15	10.16
PTA-692	COL-693	-	-	N/A	-	-	N/A	-	N/A	N/A
PTA-692	PTA-69	17.57	-	N/A	0	-	N/A	34.4	N/A	N/A
PTA-692	SIP-692	-	19.84	N/A	-	0	N/A	-	19.15	N/A
PTA-69	PTA-691	0	-	N/A	0	-	N/A	0	N/A	N/A
SIP-692	PTA-691	-	-7.26	N/A	-	0	N/A	-	7.05	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla LXXXI. Contingencia 1 época húmeda demanda máxima (a)

Barra		Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CC1 [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CC1 [MW]	Δ [%]	CB [%]	CC1 [%]	Δ [%]
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 1</b>										
GES-69	GEG-691	35.68	-	N/A	0	-	N/A	45.4	N/A	N/A
GEG-691	GDA-69D	35.68	0	0	0.25	0	0	67.1	0	N/A
GDA-69D	CGD-69D	35.43	0	0	0.1	0	0	54	0.1	-26900.00
CGD-69D	COL-691	35.33	-	N/A	0.28	-	N/A	77.7	N/A	N/A
CGD-69D	COL-694	-	0	N/A	-	0	N/A	-	0.25	N/A
COL-694	SIP-691	-	0	N/A	-	0	N/A	-	0.15	N/A
SIP-691	SIP-693	-	35.1	N/A	-	0	N/A	-	23.2	N/A
SIP-693	GIN-69	-	35.09	N/A	-	0.02	N/A	-	23.2	N/A
GIN-69	COL-692	3.32	35.08	90.5	0	0	0	8.2	23.2	82.33
COL-692	COL-691	-	35.08	N/A	-	0	N/A	-	23.2	N/A
COL-691	MGU-69D	32.44	32.46	0.1	0.06	0.06	0	71.9	36.65	1.91
MGU-69D	OJO-69	28.67	28.68	0	0.12	0.12	0	63.4	32.3	1.86
OJO-69	TUB-69	22.22	22.23	0	0.02	0.03	33.3	49.2	25.05	1.80
TUB-69	SMP-69	22.19	22.2	0	0.04	0.05	20	42.5	21.65	1.85
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 2</b>										
GES-69	GEG-692	29.92	61.76	51.6	0	0	0	38.7	39.9	51.50
GEG-692	GDA-693	29.93	61.76	51.5	0.25	1.04	76	57.2	58.9	51.44
GDA-693	HGD-69D	29.68	60.72	51.1	0.06	0.25	76	66.2	68.15	51.43
HGD-69D	BHI-69	29.62	60.48	51	0.01	0.06	83.3	46	47.4	51.48
BHI-69	HIN-691	29	59.81	51.5	0.01	0.04	75	45.1	46.95	51.97
HIN-691	HIN-69	29	59.76	51.5	0	0	0	73.7	76.55	51.86
HIN-69	VIG-691	4.5	35.28	87.2	0	0.13	100	9.9	39.5	87.47
VIG-691	COL-693	0	35.15	100	0	0.02	100	0	27.55	100.00
COL-693	PTA-692	-	-	N/A	-	-	N/A	-	N/A	N/A
COL-693	PTA-693	-	35.12	N/A	-	0.02	N/A	-	23.15	N/A
PTA-693	SIP-691	-	35.1	N/A	-	0.01	N/A	-	23.15	N/A
SIP-692	VIG-693	-	7.82	N/A	-	0	N/A	-	5.2	N/A
VIG-693	COL-692	-	-	N/A	-	-	N/A	-	N/A	N/A
VIG-693	VIG-69	-	7.82	N/A	-	0	N/A	-	8.85	N/A
VIG-69	VIG-692	-	4.5	N/A	-	0	N/A	-	4.9	N/A
VIG-692	VIG-691	-4.5	-	N/A	0	-	N/A	6.9	N/A	N/A
VIG-692	CMO-691	4.5	4.5	0	0	0	0	6.9	3.4	-1.47
CMO-691	ASU-691	4.5	4.5	0	0	0	0	6.9	3.4	-1.47
ASU-691	INH-69	4.29	4.29	0	0	0	0	6.6	3.25	-1.54
INH-69	ADH-69D	0.94	0.94	0	0	0	0	1.4	0.7	0.00
<b>LÍNEA GUATEMALA SUR - GUADALUPE 1</b>										
GSU-691	VIL-69	22.35	26.26	14.9	0.1	0.13	23.1	48.4	28.5	15.09
VIL-69	MNT-691	14.76	18.63	20.8	0.01	0.01	0	32.5	20.55	20.92
MNT-691	MNT-69D	3.32	7.19	53.8	0	0	0	8.1	8.25	50.91
MNT-69D	PTA-691	-	7.18	N/A	-	0	N/A	-	7.15	N/A
MNT-69D	GIN-69	3.32	-	N/A	0	-	N/A	8.2	N/A	N/A
GIN-69	COL-692	3.32	35.08	90.5	0	0	0	8.2	23.2	82.33
COL-692	VIG-69	3.32	-	N/A	0	-	N/A	8.2	N/A	N/A
<b>LÍNEA GUATEMALA SUR - GUADALUPE 2</b>										
GSU-691	GD2-691	19.17	19.81	3.2	0.06	0.06	0	41.9	21.6	3.01
GD2-691	PTA-692	19.11	19.75	3.2	0.06	0.06	0	42	21.6	2.78
PTA-692	COL-693	-	-	N/A	-	-	N/A	-	N/A	N/A
PTA-692	PTA-69	19.06	-	N/A	0	-	N/A	36.3	N/A	N/A
PTA-692	SIP-692	-	19.69	N/A	-	0	N/A	-	18.7	N/A
PTA-69	PTA-691	0	-	N/A	0	-	N/A	0	N/A	N/A
SIP-692	PTA-691	-	-7.19	N/A	-	0	N/A	-	7.15	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla LXXXII. Contingencia 1 época húmeda demanda mínima (b)

Barra		Potencia Reactiva			Pérdidas		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CC1 [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CC1 [MVAR]	Δ [%]
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 1</b>							
GES-69	GEG-691	0.94	-	N/A	0	-	N/A
GEG-691	GDA-69D	0.92	0	0.0	0.11	-0.08	237.5
GDA-69D	CGD-69D	0.85	-0.17	600.0	0.06	-0.05	220.0
CGD-69D	COL-691	0.8	-	N/A	0.09	-	N/A
CGD-69D	COL-694	-	-0.25	N/A	-	-0.08	N/A
COL-694	SIP-691	-	0.25	N/A	-	-0.02	N/A
SIP-691	SIP-693	-	0.72	N/A	-	0	N/A
SIP-693	GIN-69	-	0.72	N/A	-	0.01	N/A
GIN-69	COL-692	0.27	0.71	62.0	0	0	0.0
COL-692	COL-691	-	0.71	N/A	-	0	N/A
COL-691	MGU-69D	0.49	0.5	2.0	0.02	0.02	0.0
MGU-69D	OJO-69	-1.29	-1.28	-0.8	0.01	0.01	0.0
OJO-69	TUB-69	-1.81	-1.81	0.0	-0.01	-0.01	0.0
TUB-69	SMP-69	-1.8	-1.8	0.0	-0.02	-0.02	0.0
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 2</b>							
GES-69	GEG-692	2.3	3.3	30.3	0	0	0.0
GEG-692	GDA-693	2.29	3.3	30.6	0.14	0.63	77.8
GDA-693	HGD-69D	2.15	2.67	19.5	0.03	0.12	75.0
HGD-69D	BHI-69	2.13	2.55	16.5	0.01	0.05	80.0
BHI-69	HIN-691	2.09	2.47	15.4	0.01	0.03	66.7
HIN-691	HIN-69	2.1	2.49	15.7	0	0	0.0
HIN-69	VIG-691	0.19	0.54	64.8	-0.03	0.04	175.0
VIG-691	COL-693	0	0.5	100.0	-0.01	0.01	200.0
COL-693	PTA-692	-	-	N/A	-	-	N/A
COL-693	PTA-693	-	0.49	N/A	-	0.02	N/A
PTA-693	SIP-691	-	0.47	N/A	-	0.01	N/A
SIP-692	VIG-693	-	0.49	N/A	-	-0.01	N/A
VIG-693	COL-692	-	-	N/A	-	-	N/A
VIG-693	VIG-69	-	0.5	N/A	-	0	N/A
VIG-69	VIG-692	-	0.22	N/A	-	-0.01	N/A
VIG-692	VIG-691	0.23	-	N/A	0	-	N/A
VIG-692	CMO-691	0.23	0.23	0.0	0	0	0.0
CMO-691	ASU-691	0.24	0.24	0.0	-0.01	-0.01	0.0
ASU-691	INH-69	0.23	0.23	0.0	-0.02	-0.02	0.0
INH-69	ADH-69D	0	0	0.0	0	0	0.0
<b>LÍNEA GUATEMALA SUR - GUADALUPE 1</b>							
GSU-691	VIL-69	1.46	0.83	-75.9	0.01	0.04	75.0
VIL-69	MNT-691	1.03	0.37	178.4	0	0	0.0
MNT-691	MNT-69D	0.24	-0.42	157.1	-0.03	-0.02	-50.0
MNT-69D	PTA-691	-	-0.4	N/A	-	0	N/A
MNT-69D	GIN-69	0.26	-	N/A	-0.01	-	N/A
GIN-69	COL-692	0.27	0.71	62.0	0	0	0.0
COL-692	VIG-69	0.28	-	N/A	-0.01	-	N/A

Continuación de la tabla LXXXII.

LÍNEA GUATEMALA SUR - GUADALUPE 2									
GSU-691	GD2-691	-	0.52	0.41	226.8	-	0.03	0	0.0
GD2-691	PTA-692	-0.5	0.42	219.0	-	0.03	0	0.0	
PTA-692	COL-693	-	-	N/A	-	-	N/A		
PTA-692	PTA-69	-	0.47	-	N/A	0	-	N/A	
PTA-692	SIP-692	-	0.42	N/A	-	0	N/A		
PTA-69	PTA-691	0	-	N/A	0	-	N/A		
SIP-692	PTA-691	-	-	0.37	N/A	-	0	N/A	

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla LXXXIII. Contingencia 1 época húmeda demanda media (b)

Barra		Potencia Reactiva			Pérdidas		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CCI [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CCI [MVAR]	Δ [%]
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 1</b>							
GES-69	GEG-691	9.5	-	N/A	0	-	N/A
GEG-691	GDA-69D	9.51	0	0.0	0.4	-0.08	600.0
GDA-69D	CGD-69D	9.15	-0.16	5818.8	0.21	-0.04	625.0
CGD-69D	COL-691	8.94	-	N/A	0.34	-	N/A
CGD-69D	COL-694	-	-0.23	N/A	-	-0.07	N/A
COL-694	SIP-691	-	0.23	N/A	-	-0.01	N/A
SIP-691	SIP-693	-	8.73	N/A	-	0.01	N/A
SIP-693	GIN-69	-	8.72	N/A	-	0.04	N/A
GIN-69	COL-692	0.84	8.67	90.3	0	0.01	100.0
COL-692	COL-691	-	8.67	N/A	-	0	N/A
COL-691	MGU-69D	7.9	7.96	0.8	0.07	0.07	0.0
MGU-69D	OJO-69	5.85	5.91	1.0	0.12	0.12	0.0
OJO-69	TUB-69	4.23	4.28	1.2	0.02	0.02	0.0
TUB-69	SMP-69	4.21	4.27	1.4	0.04	0.04	0.0
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 2</b>							
GES-69	GEG-692	10.76	20.81	48.3	0	0.01	0.0
GEG-692	GDA-693	10.74	20.79	48.3	0.55	2.09	1.0
GDA-693	HGD-69D	10.19	18.7	45.5	0.11	0.4	2.0
HGD-69D	BHI-69	10.08	18.29	44.9	0.04	0.16	3.0
BHI-69	HIN-691	9.96	18.05	44.8	0.03	0.11	4.0
HIN-691	HIN-69	9.92	17.93	44.7	0	0	5.0
HIN-69	VIG-691	0.88	8.77	90.0	-0.03	0.16	6.0
VIG-691	COL-693	0	8.61	100.0	-0.01	0.05	7.0
COL-693	PTA-692	-	-	N/A	-	-	N/A
COL-693	PTA-693	-	8.56	N/A	-	0.06	N/A
PTA-693	SIP-691	-	8.5	N/A	-	0.02	N/A
SIP-692	VIG-693	-	1.75	N/A	-	-0.01	N/A
VIG-693	COL-692	-	-	N/A	-	-	N/A
VIG-693	VIG-69	-	1.76	N/A	-	0	N/A
VIG-69	VIG-692	-	0.91	N/A	-	-0.01	N/A
VIG-692	VIG-691	0.92	-	N/A	0	-	N/A
VIG-692	CMO-691	0.92	0.92	0.0	0	0	0.0
CMO-691	ASU-691	0.93	0.93	0.0	-0.01	-0.01	0.0
ASU-691	INH-69	0.69	0.69	0.0	-0.02	-0.02	0.0
INH-69	ADH-69D	0.05	0.05	0.0	0	0	0.0
<b>LÍNEA GUATEMALA SUR - GUADALUPE 1</b>							
GSU-691	VIL-69	5.53	6.91	20.0	0.12	0.2	40.0
VIL-69	MNT-691	4.76	6.07	21.6	0.01	0.01	0.0
MNT-691	MNT-69D	0.81	2.1	61.4	-0.02	-0.02	0.0
MNT-69D	PTA-691	-	2.12	N/A	-	0	N/A
MNT-69D	GIN-69	0.83	-	N/A	-0.01	-	N/A
GIN-69	COL-692	0.84	8.67	90.3	0	0.01	5.0
COL-692	VIG-69	0.84	-	N/A	-0.01	-	N/A
<b>LÍNEA GUATEMALA SUR - GUADALUPE 2</b>							
GSU-691	GD2-691	5.68	5.36	-6.0	0.05	0.07	28.6
GD2-691	PTA-692	5.64	5.29	-6.6	0.04	0.07	42.9
PTA-692	COL-693	-	-	N/A	-	-	N/A
PTA-692	PTA-69	5.59	-	N/A	0	-	N/A
PTA-692	SIP-692	-	5.23	N/A	-	0	N/A
PTA-69	PTA-691	0	-	N/A	0	-	N/A
SIP-692	PTA-691	-	2.12	N/A	-	0	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla LXXXIV. Contingencia 1 época húmeda demanda máxima (b)

Barra		Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CC1 [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CC1 [MVAR]	Δ [%]
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 1</b>							
GES-69	GEG-691	6.72	-	N/A	0	-	N/A
GEG-691	GDA-69D	6.73	0	0.0	0.51	-0.08	737.5
GDA-69D	CGD-69D	6.26	-0.16	4012.5	0.27	-0.04	775.0
CGD-69D	COL-691	5.99	-	N/A	0.43	-	N/A
CGD-69D	COL-694	-	-0.23	N/A	-	-0.07	N/A
COL-694	SIP-691	-	0.23	N/A	-	-0.01	N/A
SIP-691	SIP-693	-	5.73	N/A	-	0.01	N/A
SIP-693	GIN-69	-	5.71	N/A	-	0.06	N/A
GIN-69	COL-692	1.86	5.66	67.1	0	0.01	100.0
COL-692	COL-691	-	5.65	N/A	-	0.01	N/A
COL-691	MGU-69D	5.25	5.33	1.5	0.09	0.09	0.0
MGU-69D	OJO-69	3.48	3.56	2.2	0.17	0.17	0.0
OJO-69	TUB-69	2.13	2.2	3.2	0.03	0.03	0.0
TUB-69	SMP-69	2.1	2.17	3.2	0.07	0.07	0.0
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 2</b>							
GES-69	GEG-692	7.88	15.71	49.8	0	0.01	100.0
GEG-692	GDA-693	7.91	15.7	49.6	0.46	2.32	80.2
GDA-693	HGD-69D	7.45	13.38	44.3	0.09	0.45	80.0
HGD-69D	BHI-69	7.36	12.93	43.1	0.03	0.18	83.3
BHI-69	HIN-691	7.29	12.72	42.7	0.02	0.13	84.6
HIN-691	HIN-69	7.28	12.57	42.1	0	0	0.0
HIN-69	VIG-691	0.63	5.85	89.2	-0.03	0.2	115.0
VIG-691	COL-693	0	5.65	100.0	-0.01	0.06	116.7
COL-693	PTA-692	-	-	N/A	-	-	N/A
COL-693	PTA-693	-	5.58	N/A	-	0.08	N/A
PTA-693	SIP-691	-	5.51	N/A	-	0.02	N/A
SIP-692	VIG-693	-	2.53	N/A	-	-0.01	N/A
VIG-693	COL-692	-	-	N/A	-	-	N/A
VIG-693	VIG-69	-	2.53	N/A	-	0	N/A
VIG-69	VIG-692	-	0.66	N/A	-	-0.01	N/A
VIG-692	VIG-691	0.68	-	N/A	0	-	N/A
VIG-692	CMO-691	0.67	0.67	0.0	0	0	0.0
CMO-691	ASU-691	0.68	0.68	0.0	-0.01	-0.01	0.0
ASU-691	INH-69	0.7	0.7	0.0	-0.02	-0.02	0.0
INH-69	ADH-69D	-0.02	-0.02	0.0	0	0	0.0
<b>LÍNEA GUATEMALA SUR - GUADALUPE 1</b>							
GSU-691	VIL-69	3.89	4.89	20.4	0.12	0.19	36.8
VIL-69	MNT-691	3.37	4.29	21.4	0	0.01	100.0
MNT-691	MNT-69D	1.83	2.75	33.5	-0.02	-0.02	0.0
MNT-69D	PTA-691	-	2.76	N/A	-	0	N/A
MNT-69D	GIN-69	1.85	-	N/A	-0.01	-	N/A
GIN-69	COL-692	1.86	5.66	67.1	0	0.01	100.0
COL-692	VIG-69	1.87	-	N/A	-0.01	-	N/A
<b>LÍNEA GUATEMALA SUR - GUADALUPE 2</b>							
GSU-691	GD2-691	4.34	4.12	-5.3	0.06	0.06	0.0
GD2-691	PTA-692	4.29	4.06	-5.7	0.05	0.06	16.7
PTA-692	COL-693	-	-	N/A	-	-	N/A
PTA-692	PTA-69	4.23	-	N/A	0	-	N/A
PTA-692	SIP-692	-	4	N/A	-	0	N/A
PTA-69	PTA-691	0	-	N/A	0	-	N/A
SIP-692	PTA-691	-	2.77	N/A	-	0	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).



Tabla LXXXV. **Contingencia 1 época húmeda demanda mínima (c)**

Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB [p.u.]	CB [°]	C1 [p.u.]	CC1 [°]	$\Delta$ [%]	$\Delta$ [%]
1155	GES-69	1.018	-7.6	1.018	-7.4	0.0	-2.7
1154	GSU-691	1.013	-5.8	1.013	-5.9	0.0	1.7
1156	GSU-692	1.013	-5.8	1.013	-5.9	0.0	1.7
12211	CGD-69D	1.012	-8.4	1.001	-9.3	-1.1	9.7
12171	SMP-69	1.004	-9.3	0.997	-9.8	-0.7	5.1
12233	INH-69	1.008	-8.5	1.008	-6.4	0.0	-32.8
12002	ADH-69D	1.008	-8.5	1.008	-6.4	0.0	-32.8
12192	VIL-69	1.01	-6	1.01	-6.2	0.0	3.2
12147	PTA-69	1.011	-6.1	-	-	N/A	N/A
SIP691	SIP-691	-	-	1.001	-9.3	N/A	N/A
SIP692	SIP-692	-	-	1.009	-6.3	N/A	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla LXXXVI. **Contingencia 1 época húmeda demanda media (c)**

Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CC1 [p.u.]	CC1 [°]	$\Delta$ [%]	$\Delta$ [%]
1155	GES-69	1.008	-16.7	1.008	-16.5	0.0	-1.2
1154	GSU-691	1.005	-13.2	1.004	-13.4	-0.1	1.5
1156	GSU-692	1.005	-13.2	1.004	-13.4	-0.1	1.5
12211	CGD-69D	0.993	-17.8	0.965	-19.3	-2.9	7.8
12171	SMP-69	0.972	-19.1	0.953	-20.2	-2.0	5.4
12233	INH-69	0.988	-18	0.994	-14	0.6	-28.6
12002	ADH-69D	0.988	-18	0.994	-14	0.6	-28.6
12192	VIL-69	0.999	-13.6	0.997	-13.8	-0.2	1.4
12147	PTA-69	0.996	-13.6	-	-	N/A	N/A
SIP691	SIP-691	-	-	0.965	-19.3	N/A	N/A
SIP692	SIP-692	-	-	0.995	-13.9	N/A	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla LXXXVII. **Contingencia 1 época húmeda demanda máxima (c)**

Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulos
		CB [p.u.]	CB [°]	CC1 [p.u.]	CC1 [°]	Δ [%]	Δ [%]
1155	GES-69	1.006	-16.8	1.006	-16.8	0.0	0.0
1154	GSU-691	1.008	-13.6	1.008	-13.8	0.0	1.4
1156	GSU-692	1.008	-13.6	1.008	-13.8	0.0	1.4
12211	CGD-69D	0.992	-18.1	0.966	-20	-2.7	9.5
12171	SMP-69	0.972	-19.8	0.954	-21.1	-1.9	6.2
12233	INH-69	0.989	-18.1	0.998	-14.4	0.9	-25.7
12002	ADH-69D	0.989	-18.1	0.998	-14.4	0.9	-25.7
12192	VIL-69	1.003	-14	1.001	-14.3	-0.2	2.1
12147	PTA-69	1	-14.2	-	-	N/A	N/A
SIP691	SIP-691	-	-	0.966	-20	N/A	N/A
SIP692	SIP-692	-	-	0.999	-14.4	N/A	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Los siguientes cuadros, muestran las pérdidas totales del S. N. I y del área de influencia del proyecto (zona 2) sin y con el proyecto en condiciones de contingencia, así como el ahorro o incremento de pérdidas en dichas condiciones.

Tabla LXXXVIII. **Ahorro de pérdidas de potencia [MW] en el S. N. I. al incluir el nuevo proyecto año 1, CC1 EHD Min. EHD Med. y EHD Max**

Época Húmeda	Pérdidas MW		
	CB	CC1	Ahorro
Máxima	65.486	64.728	0.758
Media	44.179	43.551	0.628
Mínima	16.578	16.422	0.156

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla LXXXIX. **Ahorro de pérdidas de potencia [MW] en la zona 2 al incluir el nuevo proyecto año 1, CC1 EHD Min. EHD Med. y EHD Max**

Época Húmeda	Pérdidas MW		
	CB	CC1	Ahorro
Máxima	22.385	23.106	0.721
Media	16.918	17.551	0.633
Mínima	4.247	4.43	0.183

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

#### **4.8.3. Época seca caso de contingencia 2: marzo de 2013**

En condiciones de salida de la línea Guatemala Sur – Guadalupe 2 (GSUGDL2), el comportamiento del flujo sufre variaciones debido a que, bajo estas condiciones de la red, el flujo transportado por dicha línea en condiciones normales ahora es transportado a través de la línea Guatemala Sur – Guadalupe 1. Los resultados obtenidos con la simulación de esta condición en la red, muestran el incremento del flujo de potencia en la línea Guatemala Sur – Guadalupe 1, caso en el cual, para horas de demanda media y máxima, no se registra sobre carga en ninguno de los tramos. Esta situación evidencia que al ampliar las líneas en caso contingencia o falla ofrece continuidad de servicio y seguridad operativa de la red en el área.

Los resultados se muestran en las tablas XC, XCI y XCII, en lo que respecta a la potencia activa, pérdidas de potencia activa y factor de utilización de las líneas monitoreadas. Las tablas XCIII, XCIV y XCV muestran lo referente a la potencia reactiva y pérdidas de potencia reactiva de las líneas monitoreadas. Las tablas, XCVI, XCVII y XCVIII, muestran los niveles de voltaje

[pu] de las barras monitoreadas en el área de influencia para ambos casos (CB y CC2).

Tabla XC. Contingencia 2 época seca demanda mínima (a)

Barra		Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CC2[MW]	Δ [%]	CB [MW]	CC2 [MW]	Δ [%]	CB [%]	CC2 [%]	Δ [%]
LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 1										
GES-69	GEG-691	21.79	15.5	-40.6	0	0	0	27.4	9.75	-40.51
GEG-691	GDA-69D	21.79	15.5	-40.6	0.09	0.05	-80	40.5	14.4	-40.63
GDA-69D	CGD-69D	21.7	15.45	-40.5	0.04	0.02	-100	32.6	11.6	-40.52
CGD-69D	COL-691	21.66	-	N/A	0.1	-	N/A	46.9	N/A	N/A
CGD-69D	COL-694	-	15.43	N/A	-	0.05	N/A	-	16.65	N/A
COL-694	SIP-691	-	15.38	N/A	-	0	N/A	-	9.75	N/A
SIP-691	SIP-693	-	-	N/A	-	-	N/A	-	N/A	N/A
SIP-693	GIN-69	-	21.56	N/A	-	0.01	N/A	-	13.65	N/A
GIN-69	COL-692	3.78	21.56	82.5	0	0	0	8.7	13.65	68.13
COL-692	COL-691	-	21.56	N/A	-	0	N/A	-	13.65	N/A
COL-691	MGU-69D	19.4	19.4	0	0.02	0.02	0	42.2	21	-0.48
MGU-69D	OJO-69	15.89	15.89	0	0.03	0.03	0	34.5	17.2	-0.29
OJO-69	TUB-69	10.01	10.01	0	0	0	0	21.8	10.85	-0.46
TUB-69	SMP-69	10.01	10.01	0	0.01	0.01	0	18.8	9.4	0.00
LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 2										
GES-69	GEG-692	20.01	19.95	-0.3	0	0	0	25.3	12.55	-0.80
GEG-692	GDA-693	20.01	19.94	-0.4	0.1	0.1	0	37.3	18.55	-0.54
GDA-693	HGD-69D	19.91	19.84	-0.4	0.02	0.02	0	43.2	21.45	-0.70
HGD-69D	BHI-69	19.88	19.82	-0.3	0.01	0.01	0	30	14.9	-0.67
BHI-69	HIN-691	19.31	19.25	-0.3	0	0	0	29.2	14.5	-0.69
HIN-691	HIN-69	19.29	19.23	-0.3	0	0	0	47.6	23.65	-0.63
HIN-69	VIG-691	6.26	6.2	-1	0	0	0	13.5	6.7	-0.75
VIG-691	COL-693	0	6.19	100	0	0	0	0	4.65	100.00
COL-693	PTA-692	-	-	N/A	-	-	N/A	-	N/A	N/A
COL-693	PTA-693	-	6.19	N/A	-	0	N/A	-	3.9	N/A
PTA-693	SIP-691	-	6.19	N/A	-	0	N/A	-	3.9	N/A
SIP-692	VIG-693	-	10.04	N/A	-	0	N/A	-	6.4	N/A
VIG-693	COL-692	-	-	N/A	-	-	N/A	-	N/A	N/A
VIG-693	VIG-69	-	10.04	N/A	-	0	N/A	-	10.95	N/A
VIG-69	VIG-692	-	6.26	N/A	-	0	N/A	-	6.7	N/A
VIG-692	VIG-691	-6.26	-	N/A	0	-	N/A	9.5	N/A	N/A
VIG-692	CMO-691	6.25	6.26	0.2	0	0	0	9.4	4.7	0.00
CMO-691	ASU-691	6.26	6.26	0	0	0	0	9.4	4.7	0.00
ASU-691	INH-69	3.61	3.61	0	0	0	0	5.4	2.7	0.00
INH-69	ADH-69D	0.68	0.68	0	0	0	0	1	0.5	0.00
LÍNEA GUATEMALA SUR - GUADALUPE 1										
GSU-691	VIL-69	15.37	33.15	53.6	0.04	0.2	80	33	35.5	53.52
VIL-69	MNT-691	11.49	29.1	60.5	0	0.02	100	24.9	31.4	60.35
MNT-691	MNT-69D	3.78	21.38	82.3	0	0.04	100	8.6	23.1	81.39
MNT-69D	PTA-691	-	21.34	N/A	-	0	N/A	-	20	N/A
MNT-69D	GIN-69	3.78	-	N/A	0	-	N/A	8.7	N/A	N/A
GIN-69	COL-692	3.78	21.56	82.5	0	0	0	8.7	13.65	68.13
COL-692	VIG-69	3.78	-	N/A	0	-	N/A	8.7	N/A	N/A
LÍNEA GUATEMALA SUR - GUADALUPE 2										
GSU-691	GD2-691	11.34	-	N/A	0.02	-	N/A	24.2	N/A	N/A
GD2-691	PTA-692	11.32	0	0	0.02	0	0	24.2	0.05	-24100.00
PTA-692	COL-693	-	-	N/A	-	-	N/A	-	N/A	N/A
PTA-692	PTA-69	11.3	-	N/A	0	-	N/A	20.9	N/A	N/A
PTA-692	SIP-692	-	0	N/A	-	0	N/A	-	0.05	N/A
PTA-69	PTA-691	0	-	N/A	0	-	N/A	0	N/A	N/A
SIP-692	PTA-691	-	-21.34	N/A	-	0	N/A	-	20	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla XCI. Contingencia 2 época seca demanda media (a)

Barra		Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CC2[MW]	Δ [%]	CB [MW]	CC2 [MW]	Δ [%]	CB [%]	CC2 [%]	Δ [%]
LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 1										
GES-69	GEG-691	30.59	23.28	-31.4	0	0	0	40.5	15.35	-31.92
GEG-691	GDA-69D	30.59	23.28	-31.4	0.2	0.12	-66.7	59.7	22.7	-31.50
GDA-69D	CGD-69D	30.39	23.17	-31.2	0.08	0.04	-100	48.1	18.3	-31.42
CGD-69D	COL-691	30.31	-	N/A	0.22	-	N/A	69.3	N/A	N/A
CGD-69D	COL-694	-	23.12	N/A	-	0.13	N/A	-	26.35	N/A
COL-694	SIP-691	-	22.99	N/A	-	0.01	N/A	-	15.45	N/A
SIP-691	SIP-693	-	-	N/A	-	-	N/A	-	N/A	N/A
SIP-693	GIN-69	-	30.1	N/A	-	0.01	N/A	-	20.15	N/A
GIN-69	COL-692	2.98	30.09	90.1	0	0	0	7	20.15	82.63
COL-692	COL-691	-	30.09	N/A	-	0	N/A	-	20.15	N/A
COL-691	MGU-69D	27.82	27.82	0	0.05	0.05	0	64.1	31.85	-0.63
MGU-69D	OJO-69	24.37	24.37	0	0.09	0.09	0	56	27.8	-0.72
OJO-69	TUB-69	18.49	18.48	-0.1	0.02	0.02	0	42.9	21.3	-0.70
TUB-69	SMP-69	18.47	18.47	0	0.03	0.03	0	37	18.4	-0.54
LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 2										
GES-69	GEG-692	29.61	30.77	3.8	0	0	0	38.9	20.4	4.66
GEG-692	GDA-693	29.61	30.77	3.8	0.25	0.27	7.4	57.5	30.1	4.49
GDA-693	HGD-69D	29.37	30.5	3.7	0.06	0.06	0	66.5	34.85	4.59
HGD-69D	BHI-69	29.31	30.44	3.7	0.01	0.01	0	46.2	24.25	4.74
BHI-69	HIN-691	28.74	29.86	3.8	0.01	0.01	0	45.4	23.8	4.62
HIN-691	HIN-69	28.72	29.87	3.9	0	0	0	74.1	38.9	4.76
HIN-69	VIG-691	6	7.13	15.8	0	0.01	100	13.1	8.05	18.63
VIG-691	COL-693	0	7.13	100	0	0	0	0	5.6	100.00
COL-693	PTA-692	-	-	N/A	-	-	N/A	-	N/A	N/A
COL-693	PTA-693	-	7.12	N/A	-	0	N/A	-	4.75	N/A
PTA-693	SIP-691	-	7.12	N/A	-	0	N/A	-	4.75	N/A
SIP-692	VIG-693	-	8.98	N/A	-	0	N/A	-	5.9	N/A
VIG-693	COL-692	-	-	N/A	-	-	N/A	-	N/A	N/A
VIG-693	VIG-69	-	8.98	N/A	-	0	N/A	-	10.05	N/A
VIG-69	VIG-692	-	6	N/A	-	0	N/A	-	6.6	N/A
VIG-692	VIG-691	-6	-	N/A	0	-	N/A	9.2	N/A	N/A
VIG-692	CMO-691	6	6	0	0	0	0	9.2	4.6	0.00
CMO-691	ASU-691	6	6	0	0	0	0	9.2	4.6	0.00
ASU-691	INH-69	3.72	3.72	0	0	0	0	5.7	2.85	0.00
INH-69	ADH-69D	0.71	0.71	0	0	0	0	1.1	0.55	0.00
LÍNEA GUATEMALA SUR - GUADALUPE 1										
GSU-691	VIL-69	22.91	45.88	50.1	0.11	0.43	74.4	51.5	51.45	49.95
VIL-69	MNT-691	15.3	37.95	59.7	0.01	0.04	75	34.7	42.95	59.60
MNT-691	MNT-69D	2.98	25.59	88.4	0	0.06	100	7	28.95	87.91
MNT-69D	PTA-691	-	25.54	N/A	-	0	N/A	-	25.05	N/A
MNT-69D	GIN-69	2.98	-	N/A	0	-	N/A	7	N/A	N/A
GIN-69	COL-692	2.98	30.09	90.1	0	0	0	7	20.15	82.63
COL-692	VIG-69	2.98	-	N/A	0	-	N/A	7	N/A	N/A
LÍNEA GUATEMALA SUR - GUADALUPE 2										
GSU-691	GD2-691	16.64	-	N/A	0.04	-	N/A	37.4	N/A	N/A
GD2-691	PTA-692	16.6	0	0	0.05	0	0	37.5	0.05	-37400.00
PTA-692	COL-693	-	-	N/A	-	-	N/A	-	N/A	N/A
PTA-692	PTA-69	16.55	-	N/A	0	-	N/A	32.4	N/A	N/A
PTA-692	SIP-692	-	0	N/A	-	0	N/A	-	0.05	N/A
PTA-69	PTA-691	0	-	N/A	0	-	N/A	0	N/A	N/A
SIP-692	PTA-691	-	-25.53	N/A	-	0	N/A	-	25.05	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla XCII. Contingencia 2 época seca demanda máxima (a)

Barra		Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CC2[MW]	Δ [%]	CB [MW]	CC2 [MW]	Δ [%]	CB [%]	CC2 [%]	Δ [%]
LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 1										
GES-69	GEG-691	38.18	27.59	-38.4	0	0	0	49.3	17.75	-38.87
GEG-691	GDA-69D	38.18	27.59	-38.4	0.3	0.16	-87.5	72.7	26.15	-39.01
GDA-69D	CGD-69D	37.88	27.43	-38.1	0.11	0.06	-83.3	58.5	21.1	-38.63
CGD-69D	COL-691	37.77	-	N/A	0.33	-	N/A	84.3	N/A	N/A
CGD-69D	COL-694	-	27.37	N/A	-	0.17	N/A	-	30.35	N/A
COL-694	SIP-691	-	27.2	N/A	-	0.01	N/A	-	17.75	N/A
SIP-691	SIP-693	-	-	N/A	-	-	N/A	-	N/A	N/A
SIP-693	GIN-69	-	37.45	N/A	-	0.02	N/A	-	24.5	N/A
GIN-69	COL-692	3.31	37.44	91.2	0	0	0	8.1	24.5	83.47
COL-692	COL-691	-	37.43	N/A	-	0	N/A	-	24.5	N/A
COL-691	MGU-69D	34.83	34.82	0	0.07	0.07	0	78.6	39	-0.77
MGU-69D	OJO-69	31.66	31.65	0	0.15	0.14	-7.1	71.5	35.45	-0.85
OJO-69	TUB-69	25.2	25.19	0	0.03	0.03	0	57.4	28.45	-0.88
TUB-69	SMP-69	25.17	25.16	0	0.06	0.06	0	49.5	24.55	-0.81
LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 2										
GES-69	GEG-692	29.81	35.75	16.6	0	0	0	38.2	23	16.96
GEG-692	GDA-693	29.81	35.75	16.6	0.24	0.35	31.4	56.5	34	16.91
GDA-693	HGD-69D	29.57	35.4	16.5	0.06	0.08	25	65.3	39.3	16.92
HGD-69D	BHI-69	29.51	35.32	16.4	0.01	0.02	50	45.4	27.35	17.00
BHI-69	HIN-691	28.9	34.69	16.7	0.01	0.01	0	44.5	26.9	17.29
HIN-691	HIN-69	28.88	34.67	16.7	0	0	0	72.6	43.85	17.22
HIN-69	VIG-691	4.49	10.28	56.3	0	0.01	100	9.8	11.45	57.21
VIG-691	COL-693	0	10.27	100	0	0	0	0	8	100.00
COL-693	PTA-692	-	-	N/A	-	-	N/A	-	N/A	N/A
COL-693	PTA-693	-	10.27	N/A	-	0	N/A	-	6.7	N/A
PTA-693	SIP-691	-	10.27	N/A	-	0	N/A	-	6.7	N/A
SIP-692	VIG-693	-	7.8	N/A	-	0	N/A	-	5.2	N/A
VIG-693	COL-692	-	-	N/A	-	-	N/A	-	N/A	N/A
VIG-693	VIG-69	-	7.79	N/A	-	0	N/A	-	8.9	N/A
VIG-69	VIG-692	-	4.49	N/A	-	0	N/A	-	4.95	N/A
VIG-692	VIG-691	-4.48	-	N/A	0	-	N/A	6.8	N/A	N/A
VIG-692	CMO-691	4.49	4.49	0	0	0	0	6.8	3.45	1.45
CMO-691	ASU-691	4.49	4.49	0	0	0	0	6.8	3.45	1.45
ASU-691	INH-69	4.27	4.28	0.2	0	0	0	6.5	3.3	1.52
INH-69	ADH-69D	0.93	0.93	0	0	0	0	1.4	0.7	0.00
LÍNEA GUATEMALA SUR - GUADALUPE 1										
GSU-691	VIL-69	25.2	49.13	48.7	0.13	0.48	72.9	55.7	54.1	48.52
VIL-69	MNT-691	14.71	38.29	61.6	0.01	0.04	75	32.9	42.65	61.43
MNT-691	MNT-69D	3.31	26.85	87.7	0	0.06	100	8.1	30	86.50
MNT-69D	PTA-691	-	26.79	N/A	-	0	N/A	-	25.95	N/A
MNT-69D	GIN-69	3.31	-	N/A	0	-	N/A	8.1	N/A	N/A
GIN-69	COL-692	3.31	37.44	91.2	0	0	0	8.1	24.5	83.47
COL-692	VIG-69	3.31	-	N/A	0	-	N/A	8.1	N/A	N/A
LÍNEA GUATEMALA SUR - GUADALUPE 2										
GSU-691	GD2-691	19.11	-	N/A	0.06	-	N/A	41.8	N/A	N/A
GD2-691	PTA-692	19.05	0	0	0.06	0	0	41.9	0.05	-41800.00
PTA-692	COL-693	-	-	N/A	-	-	N/A	-	N/A	N/A
PTA-692	PTA-69	18.99	-	N/A	0	-	N/A	36.2	N/A	N/A
PTA-692	SIP-692	-	0	N/A	-	0	N/A	-	0.05	N/A
PTA-69	PTA-691	0	-	N/A	0	-	N/A	0	N/A	N/A
SIP-692	PTA-691	-	-26.81	N/A	-	0	N/A	-	26	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla XCIII. Contingencia 2 época seca demanda mínima (b)

Barra		Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CC2 [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CC2 [MVAR]	Δ [%]
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 1</b>							
GES-69	GEG-691	1.91	1.49	-28.2	0	0	0.0
GEG-691	GDA-69D	1.92	1.48	-29.7	0.13	0.02	-550.0
GDA-69D	CGD-69D	1.83	1.49	-22.8	0.07	0.01	-600.0
CGD-69D	COL-691	1.77	-	N/A	0.11	-	N/A
CGD-69D	COL-694	-	1.48	N/A	-	0.02	N/A
COL-694	SIP-691	-	1.47	N/A	-	0	N/A
SIP-691	SIP-693	-	-	N/A	-	-	N/A
SIP-693	GIN-69	-	1.67	N/A	-	0.01	N/A
GIN-69	COL-692	1.51	1.66	9.0	0	0	0.0
COL-692	COL-691	-	1.64	N/A	-	0	N/A
COL-691	MGU-69D	1.45	1.45	0.0	0.02	0.02	0.0
MGU-69D	OJO-69	-0.12	-0.12	0.0	0.02	0.02	0.0
OJO-69	TUB-69	-0.64	-0.64	0.0	-0.01	-0.01	0.0
TUB-69	SMP-69	-0.63	-0.63	0.0	-0.02	-0.02	0.0
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 2</b>							
GES-69	GEG-692	2.47	2.22	-11.3	0	0	0.0
GEG-692	GDA-693	2.46	2.2	-11.8	0.13	0.13	0.0
GDA-693	HGD-69D	2.33	2.07	-12.6	0.03	0.03	0.0
HGD-69D	BHI-69	2.3	2.04	-12.7	0.01	0.01	0.0
BHI-69	HIN-691	2.26	2.01	-12.4	0.01	0.01	0.0
HIN-691	HIN-69	2.23	1.98	-12.6	0	0	0.0
HIN-69	VIG-691	0.41	0.16	-156.3	-0.03	-0.03	0.0
VIG-691	COL-693	0	0.18	100.0	-0.01	-0.01	0.0
COL-693	PTA-692	-	-	N/A	-	-	N/A
COL-693	PTA-693	-	0.19	N/A	-	-0.01	N/A
PTA-693	SIP-691	-	0.2	N/A	-	0	N/A
SIP-692	VIG-693	-	1.94	N/A	-	-0.01	N/A
VIG-693	COL-692	-	-	N/A	-	-	N/A
VIG-693	VIG-69	-	1.95	N/A	-	0	N/A
VIG-69	VIG-692	-	0.44	N/A	-	-0.01	N/A
VIG-692	VIG-691	0.46	-	N/A	0	-	N/A
VIG-692	CMO-691	0.45	0.45	0.0	0	0	0.0
CMO-691	ASU-691	0.46	0.46	0.0	-0.01	-0.01	0.0
ASU-691	INH-69	0.23	0.23	0.0	-0.02	-0.02	0.0
INH-69	ADH-69D	0	0	0.0	0	0	0.0
<b>LÍNEA GUATEMALA SUR - GUADALUPE 1</b>							
GSU-691	VIL-69	2.65	4.88	45.7	0.02	0.32	93.8
VIL-69	MNT-691	2.23	4.16	46.4	0	0.04	100.0
MNT-691	MNT-69D	1.47	3.36	56.3	-0.02	0.04	150.0
MNT-69D	PTA-691	-	3.32	N/A	-	0	N/A
MNT-69D	GIN-69	1.49	-	N/A	-0.01	-	N/A
GIN-69	COL-692	1.51	1.66	9.0	0	0	0.0
COL-692	VIG-69	1.51	-	N/A	-0.01	-	N/A
<b>LÍNEA GUATEMALA SUR - GUADALUPE 2</b>							
GSU-691	GD2-691	1.38	-	N/A	-0.02	-	N/A
GD2-691	PTA-692	1.4	-0.05	2900.0	-0.02	-0.05	60.0
PTA-692	COL-693	-	-	N/A	-	-	N/A
PTA-692	PTA-69	1.42	-	N/A	0	-	N/A
PTA-692	SIP-692	-	-0.06	N/A	-	0	N/A
PTA-69	PTA-691	0	-	N/A	0	-	N/A
SIP-692	PTA-691	-	3.31	N/A	-	0	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla XCIV. Contingencia 2 época seca demanda media (b)

Barra		Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CC2 [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CC2 [MVAR]	Δ [%]
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 1</b>							
GES-69	GEG-691	11.04	8.43	-31.0	0	0	0.0
GEG-691	GDA-69D	11.04	8.43	-31.0	0.39	0.19	-105.3
GDA-69D	CGD-69D	10.69	8.28	-29.1	0.2	0.1	-100.0
CGD-69D	COL-691	10.49	-	N/A	0.33	-	N/A
CGD-69D	COL-694	-	8.19	N/A	-	0.16	N/A
COL-694	SIP-691	-	8.03	N/A	-	0.03	N/A
SIP-691	SIP-693	-	-	N/A	-	-	N/A
SIP-693	GIN-69	-	10.19	N/A	-	0.04	N/A
GIN-69	COL-692	1.29	10.16	87.3	0	0.01	100.0
COL-692	COL-691	-	10.15	N/A	-	0	N/A
COL-691	MGU-69D	9.48	9.46	-0.2	0.07	0.07	0.0
MGU-69D	OJO-69	7.84	7.83	-0.1	0.12	0.12	0.0
OJO-69	TUB-69	6.26	6.25	-0.2	0.02	0.02	0.0
TUB-69	SMP-69	6.25	6.23	-0.3	0.04	0.04	0.0
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 2</b>							
GES-69	GEG-692	10.05	11.43	12.1	0	0	0.0
GEG-692	GDA-693	10.06	11.44	12.1	0.47	0.52	9.6
GDA-693	HGD-69D	9.6	10.92	12.1	0.09	0.1	10.0
HGD-69D	BHI-69	9.51	10.82	12.1	0.03	0.04	25.0
BHI-69	HIN-691	9.39	10.69	12.2	0.02	0.03	33.3
HIN-691	HIN-69	9.36	10.69	12.4	0	0	0.0
HIN-69	VIG-691	0.86	2.16	60.2	-0.03	-0.02	-50.0
VIG-691	COL-693	0	2.18	100.0	-0.01	-0.01	0.0
COL-693	PTA-692	-	-	N/A	-	-	N/A
COL-693	PTA-693	-	2.19	N/A	-	-0.01	N/A
PTA-693	SIP-691	-	2.19	N/A	-	0	N/A
SIP-692	VIG-693	-	2.18	N/A	-	-0.01	N/A
VIG-693	COL-692	-	-	N/A	-	-	N/A
VIG-693	VIG-69	-	2.19	N/A	-	0	N/A
VIG-69	VIG-692	-	0.89	N/A	-	-0.01	N/A
VIG-692	VIG-691	0.89	-	N/A	0	-	N/A
VIG-692	CMO-691	0.89	0.89	0.0	0	0	0.0
CMO-691	ASU-691	0.91	0.91	0.0	-0.01	-0.01	0.0
ASU-691	INH-69	0.67	0.67	0.0	-0.02	-0.02	0.0
INH-69	ADH-69D	0.05	0.05	0.0	0	0	0.0
<b>LÍNEA GUATEMALA SUR - GUADALUPE 1</b>							
GSU-691	VIL-69	7.42	14.4	48.5	0.14	0.75	81.3
VIL-69	MNT-691	5.05	11.41	55.7	0	0.07	100.0
MNT-691	MNT-69D	1.26	7.54	83.3	-0.02	0.08	125.0
MNT-69D	PTA-691	-	7.47	N/A	-	0	N/A
MNT-69D	GIN-69	1.28	-	N/A	-0.01	-	N/A
GIN-69	COL-692	1.29	10.16	87.3	0	0.01	100.0
COL-692	VIG-69	1.29	-	N/A	-0.01	-	N/A
<b>LÍNEA GUATEMALA SUR - GUADALUPE 2</b>							
GSU-691	GD2-691	5.37	-	N/A	0.03	-	N/A
GD2-691	PTA-692	5.34	-0.05	10780.0	0.03	-0.05	160.0
PTA-692	COL-693	-	-	N/A	-	-	N/A
PTA-692	PTA-69	5.31	-	N/A	0	-	N/A
PTA-692	SIP-692	-	-0.05	N/A	-	0	N/A
PTA-69	PTA-691	0	-	N/A	0	-	N/A
SIP-692	PTA-691	-	7.45	N/A	-	0	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).



Tabla XCV. **Contingencia 2 época seca demanda máxima (b)**

Barra		Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CC2 [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CC2 [MVAR]	Δ [%]
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 1</b>							
GES-69	GEG-691	10.75	7.5	-43.3	0	0	0.0
GEG-691	GDA-69D	10.76	7.51	-43.3	0.61	0.28	-117.9
GDA-69D	CGD-69D	10.18	7.27	-40.0	0.32	0.14	-128.6
CGD-69D	COL-691	9.86	-	N/A	0.52	-	N/A
CGD-69D	COL-694	-	7.13	N/A	-	0.23	N/A
COL-694	SIP-691	-	6.89	N/A	-	0.04	N/A
SIP-691	SIP-693	-	-	N/A	-	-	N/A
SIP-693	GIN-69	-	9.38	N/A	-	0.06	N/A
GIN-69	COL-692	1.81	9.32	80.6	0	0.01	100.0
COL-692	COL-691	-	9.3	N/A	-	0.01	N/A
COL-691	MGU-69D	9.04	8.99	-0.6	0.11	0.11	0.0
MGU-69D	OJO-69	7.93	7.89	-0.5	0.22	0.22	0.0
OJO-69	TUB-69	6.56	6.52	-0.6	0.04	0.04	0.0
TUB-69	SMP-69	6.51	6.47	-0.6	0.1	0.1	0.0
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 2</b>							
GES-69	GEG-692	7.7	9.94	22.5	0	0	0.0
GEG-692	GDA-693	7.69	9.94	22.6	0.44	0.69	36.2
GDA-693	HGD-69D	7.24	9.24	21.6	0.09	0.13	30.8
HGD-69D	BHI-69	7.16	9.11	21.4	0.03	0.05	40.0
BHI-69	HIN-691	7.09	9.02	21.4	0.02	0.04	50.0
HIN-691	HIN-69	7.04	8.96	21.4	0	0	0.0
HIN-69	VIG-691	0.61	2.51	75.7	-0.03	-0.01	-200.0
VIG-691	COL-693	0	2.53	100.0	-0.01	-0.01	0.0
COL-693	PTA-692	-	-	N/A	-	-	N/A
COL-693	PTA-693	-	2.53	N/A	-	-0.01	N/A
PTA-693	SIP-691	-	2.54	N/A	-	0	N/A
SIP-692	VIG-693	-	2.45	N/A	-	-0.01	N/A
VIG-693	COL-692	-	-	N/A	-	-	N/A
VIG-693	VIG-69	-	2.47	N/A	-	0	N/A
VIG-69	VIG-692	-	0.65	N/A	-	-0.01	N/A
VIG-692	VIG-691	0.65	-	N/A	0	-	N/A
VIG-692	CMO-691	0.66	0.66	0.0	0	0	0.0
CMO-691	ASU-691	0.66	0.66	0.0	-0.01	-0.01	0.0
ASU-691	INH-69	0.68	0.68	0.0	-0.02	-0.02	0.0
INH-69	ADH-69D	-0.02	-0.02	0.0	0	0	0.0
<b>LÍNEA GUATEMALA SUR - GUADALUPE 1</b>							
GSU-691	VIL-69	6.6	12.25	46.1	0.17	0.83	79.5
VIL-69	MNT-691	4.14	9.12	54.6	0	0.07	100.0
MNT-691	MNT-69D	1.78	6.68	73.4	-0.02	0.09	122.2
MNT-69D	PTA-691	-	6.59	N/A	-	0	N/A
MNT-69D	GIN-69	1.8	-	N/A	-0.01	-	N/A
GIN-69	COL-692	1.81	9.32	80.6	0	0.01	100.0
COL-692	VIG-69	1.82	-	N/A	-0.01	-	N/A
<b>LÍNEA GUATEMALA SUR - GUADALUPE 2</b>							
GSU-691	GD2-691	4.27	-	N/A	0.06	-	N/A
GD2-691	PTA-692	4.21	-0.05	8520.0	0.05	-0.05	200.0
PTA-692	COL-693	-	-	N/A	-	-	N/A
PTA-692	PTA-69	4.16	-	N/A	0	-	N/A
PTA-692	SIP-692	-	-0.05	N/A	-	0	N/A
PTA-69	PTA-691	0	-	N/A	0	-	N/A
SIP-692	PTA-691	-	6.64	N/A	-	0	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla XCVI. **Contingencia 2 época seca demanda mínima (c)**

Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
1155	GES-69	1.005	-7.7	1.006	-7.5	0.1	-2.7
1154	GSU-691	1.015	-6.3	1.015	-6.4	0.0	1.6
1156	GSU-692	1.015	-6.3	1.015	-6.4	0.0	1.6
12211	CGD-69D	0.998	-8.6	1	-8.1	0.2	-6.2
12171	SMP-69	0.988	-9.5	0.991	-9.1	0.3	-4.4
12233	INH-69	0.995	-8.7	1.003	-7.4	0.8	-17.6
12002	ADH-69D	0.995	-8.7	1.003	-7.4	0.8	-17.6
12192	VIL-69	1.012	-6.6	1.007	-7	-0.5	5.7
12147	PTA-69	1.011	-6.6	-	-	N/A	N/A
SIP691	SIP-691	-	-	0.996	-8.5	N/A	N/A
SIP692	SIP-692	-	-	1.004	-7.3	N/A	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla XCVII. **Contingencia 2 época seca demanda media (c)**

Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
1155	GES-69	1.013	-12.5	1.014	-12.3	0.1	-1.6
1154	GSU-691	1.006	-9.6	1.005	-9.7	-0.1	1.0
1156	GSU-692	1.006	-9.6	1.005	-9.7	-0.1	1.0
12211	CGD-69D	0.997	-13.6	1.002	-13.1	0.5	-3.8
12171	SMP-69	0.974	-14.8	0.98	-14.4	0.6	-2.8
12233	INH-69	0.994	-13.8	0.986	-10.9	-0.8	-26.6
12002	ADH-69D	0.993	-13.8	0.986	-10.9	-0.7	-26.6
12192	VIL-69	0.999	-10	0.992	-10.5	-0.7	4.8
12147	PTA-69	0.998	-10.1	-	-	N/A	N/A
SIP691	SIP-691	-	-	0.993	-13.6	N/A	N/A
SIP692	SIP-692	-	-	0.987	-10.8	N/A	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla XCVIII. **Contingencia 2 época seca demanda máxima (c)**

Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
1155	GES-69	1.014	-13.9	1.015	-13.8	0.1	-0.7
1154	GSU-691	1.006	-10	1.006	-10.1	0.0	1.0
1156	GSU-692	1.006	-10	1.006	-10.1	0.0	1.0
12211	CGD-69D	0.997	-15.3	1.003	-14.8	0.6	-3.4
12171	SMP-69	0.971	-17	0.978	-16.5	0.7	-3.0
12233	INH-69	0.997	-15.2	0.987	-11.4	-1.0	-33.3
12002	ADH-69D	0.997	-15.2	0.987	-11.4	-1.0	-33.3
12192	VIL-69	0.999	-10.5	0.993	-11	-0.6	4.5
12147	PTA-69	0.998	-10.6	-	-	N/A	N/A
SIP691	SIP-691	-	-	0.994	-15.4	N/A	N/A
SIP692	SIP-692	-	-	0.988	-11.3	N/A	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Las siguientes tablas muestran las pérdidas totales del S. N. I y del área de influencia del proyecto (zona 2) sin y con el proyecto en condiciones de contingencia, así como el ahorro o incremento de pérdidas en dichas condiciones.

Tabla XCIX. **Ahorro de pérdidas de potencia [MW] en el S. N. I. al incluir el nuevo proyecto año 1, CC2 ESD Min. ESD Med. y ESD Max**

Época Seca	Pérdidas MW		
	CB	CP	Ahorro
Máxima	55.332	55.211	0.121
Media	39.797	39.68	0.117
Mínima	18.856	18.802	0.054

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla C. **Ahorro de pérdidas de potencia [MW] en la zona 2 al incluir el nuevo proyecto año 1, CC2 ESD Min. ESD Med. y ESD Max**

Época Seca	Pérdidas MW		
	CB	CP	Ahorro
Máxima	21.265	21.09	0.175
Media	17.4	17.228	0.172
Mínima	6.707	6.628	0.079

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

#### **4.8.4. Época húmeda caso de contingencia 2: septiembre de 2013**

En condiciones de salida de la línea Guatemala Sur – Guadalupe 2 (GSUGDL2), el comportamiento del flujo sufre variaciones debido a que, bajo estas condiciones de la red, el flujo transportado por dicha línea en condiciones normales ahora es transportado a través de la línea Guatemala Sur – Guadalupe 1. Los resultados obtenidos con la simulación de esta condición en la red, muestran el incremento del flujo de potencia en la línea Guatemala Sur – Guadalupe 1, caso en el cual, para horas de demanda media y máxima, no se registra sobre carga en ninguno de los tramos. Esta situación evidencia que al ampliar las líneas en caso contingencia o falla ofrece continuidad de servicio y seguridad operativa de la red en el área.

Los resultados se muestran en los cuadros CI, CII y CIII, en lo que respecta a la potencia activa, pérdidas de potencia activa y factor de utilización de las líneas monitoreadas. Las tablas CIV, CV y CVI muestran lo referente a la potencia reactiva y pérdidas de potencia reactiva de las líneas monitoreadas. Las tablas CVII, CVIII y CIX, muestran los niveles de voltaje [pu] de las barras monitoreadas en el área de influencia para ambos casos (CB y CC2).

Tabla CI. Contingencia 2 época húmeda demanda mínima (a)

Barra		Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CC2[MW]	Δ [%]	CB [MW]	CC2 [MW]	Δ [%]	CB [%]	CC2 [%]	Δ [%]
LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 1										
GES-69	GEG-691	21.23	15.37	-38.1	0	0	0	26.3	9.7	-35.57
GEG-691	GDA-69D	21.22	15.37	-38.1	0.09	0.05	-80	38.8	14.3	-35.66
GDA-69D	CGD-69D	21.14	15.32	-38	0.03	0.02	-50	31.2	11.5	-35.65
CGD-69D	COL-691	21.11	-	N/A	0.09	-	N/A	44.9	N/A	N/A
CGD-69D	COL-694	-	15.3	N/A	-	0.05	N/A	-	16.55	N/A
COL-694	SIP-691	-	15.25	N/A	-	0	N/A	-	9.7	N/A
SIP-691	SIP-693	-	21.03	N/A	-	0	N/A	-	13.35	N/A
SIP-693	GIN-69	-	21.02	N/A	-	0.01	N/A	-	13.35	N/A
GIN-69	COL-692	3.02	21.02	85.6	0	0	0	6.5	13.35	75.66
COL-692	COL-691	-	21.02	N/A	-	0	N/A	-	13.35	N/A
COL-691	MGU-69D	18.79	18.8	0.1	0.02	0.02	0	40.1	20.35	1.47
MGU-69D	OJO-69	15.17	15.18	0.1	0.03	0.03	0	32.5	16.5	1.52
OJO-69	TUB-69	9.13	9.13	0	0	0	0	19.9	10.1	1.49
TUB-69	SMP-69	9.13	9.13	0	0.01	0.01	0	17.2	8.7	1.15
LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 2										
GES-69	GEG-692	20.59	19.92	-3.4	0	0	0	25.6	12.55	-1.99
GEG-692	GDA-693	20.59	19.92	-3.4	0.11	0.1	-10	37.8	18.55	-1.89
GDA-693	HGD-69D	20.48	19.82	-3.3	0.03	0.02	-50	43.8	21.45	-2.10
HGD-69D	BHI-69	20.46	19.79	-3.4	0.01	0.01	0	30.4	14.9	-2.01
BHI-69	HIN-691	19.87	19.21	-3.4	0	0	0	29.6	14.5	-2.07
HIN-691	HIN-69	19.88	19.19	-3.6	0	0	0	48.3	23.6	-2.33
HIN-69	VIG-691	6.45	5.78	-11.6	0	0	0	13.7	6.25	-9.60
VIG-691	COL-693	0	5.78	100	0	0	0	0	4.35	100.00
COL-693	PTA-692	-	-	N/A	-	-	N/A	-	N/A	N/A
COL-693	PTA-693	-	5.78	N/A	-	0	N/A	-	3.65	N/A
PTA-693	SIP-691	-	5.78	N/A	-	0	N/A	-	3.65	N/A
SIP-692	VIG-693	-	9.47	N/A	-	0	N/A	-	5.95	N/A
VIG-693	COL-692	-	-	N/A	-	-	N/A	-	N/A	N/A
VIG-693	VIG-69	-	9.47	N/A	-	0	N/A	-	10.15	N/A
VIG-69	VIG-692	-	6.44	N/A	-	0	N/A	-	6.9	N/A
VIG-692	VIG-691	-6.44	-	N/A	0	-	N/A	9.6	N/A	N/A
VIG-692	CMO-691	6.44	6.44	0	0	0	0	9.6	4.8	0.00
CMO-691	ASU-691	6.44	6.44	0	0	0	0	9.6	4.8	0.00
ASU-691	INH-69	3.71	3.71	0	0	0	0	5.5	2.8	1.79
INH-69	ADH-69D	0.7	0.7	0	0	0	0	1	0.5	0.00
LÍNEA GUATEMALA SUR - GUADALUPE 1										
GSU-691	VIL-69	14.94	30.66	51.3	0.04	0.17	76.5	31.8	32.6	51.23
VIL-69	MNT-691	10.95	26.53	58.7	0	0.02	100	23.4	28.4	58.80
MNT-691	MNT-69D	3.02	18.59	83.8	0	0.03	100	6.5	19.9	83.67
MNT-69D	PTA-691	-	18.57	N/A	-	0	N/A	-	17.2	N/A
MNT-69D	GIN-69	3.02	-	N/A	0	-	N/A	6.5	N/A	N/A
GIN-69	COL-692	3.02	21.02	85.6	0	0	0	6.5	13.35	75.66
COL-692	VIG-69	3.02	-	N/A	0	-	N/A	6.5	N/A	N/A
LÍNEA GUATEMALA SUR - GUADALUPE 2										
GSU-691	GD2-691	9.12	-	N/A	0.01	-	N/A	19.4	N/A	N/A
GD2-691	PTA-692	9.11	0	0	0.01	0	0	19.4	0.05	-19300.00
PTA-692	COL-693	-	-	N/A	-	-	N/A	-	N/A	N/A
PTA-692	PTA-69	9.1	-	N/A	0	-	N/A	16.7	N/A	N/A
PTA-692	SIP-692	-	0	N/A	-	0	N/A	-	0.05	N/A
PTA-69	PTA-691	0	-	N/A	0	-	N/A	0	N/A	N/A
SIP-692	PTA-691	-	-18.58	N/A	-	0	N/A	-	17.2	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla CII. Contingencia 2 época húmeda demanda media (a)

Barra		Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CC2[MW]	Δ [%]	CB [MW]	CC2 [MW]	Δ [%]	CB [%]	CC2 [%]	Δ [%]
LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 1										
GES-69	GEG-691	31.47	24.24	-29.8	0	0	0	41.1	15.9	-29.25
GEG-691	GDA-69D	31.47	24.24	-29.8	0.21	0.12	-75	60.6	23.45	-29.21
GDA-69D	CGD-69D	31.26	24.11	-29.7	0.08	0.05	-60	48.8	18.9	-29.10
CGD-69D	COL-691	31.19	-	N/A	0.23	-	N/A	70.3	N/A	N/A
CGD-69D	COL-694	-	24.07	N/A	-	0.14	N/A	-	27.25	N/A
COL-694	SIP-691	-	23.93	N/A	-	0.01	N/A	-	15.95	N/A
SIP-691	SIP-693	-	30.97	N/A	-	0	N/A	-	20.5	N/A
SIP-693	GIN-69	-	30.97	N/A	-	0.01	N/A	-	20.5	N/A
GIN-69	COL-692	3.16	30.96	89.8	0	0	0	7.1	20.5	82.68
COL-692	COL-691	-	30.96	N/A	-	0	N/A	-	20.5	N/A
COL-691	MGU-69D	28.55	28.54	0	0.05	0.05	0	64.8	32.25	-0.47
MGU-69D	OJO-69	24.53	24.53	0	0.09	0.09	0	55.3	27.5	-0.55
OJO-69	TUB-69	18.29	18.29	0	0.02	0.02	0	41.4	20.6	-0.49
TUB-69	SMP-69	18.27	18.27	0	0.03	0.03	0	35.7	17.75	-0.56
LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 2										
GES-69	GEG-692	31.48	32.17	2.1	0	0	0	41.6	21.2	1.89
GEG-692	GDA-693	31.47	32.18	2.2	0.28	0.29	3.4	61.4	31.35	2.07
GDA-693	HGD-69D	31.19	31.88	2.2	0.07	0.07	0	71	36.25	2.07
HGD-69D	BHI-69	31.12	31.81	2.2	0.02	0.02	0	49.4	25.2	1.98
BHI-69	HIN-691	30.51	31.2	2.2	0.01	0.01	0	48.5	24.75	2.02
HIN-691	HIN-69	30.5	31.19	2.2	0	0	0	79.1	40.4	2.10
HIN-69	VIG-691	6.37	7.06	9.8	0	0	0	14	7.8	10.26
VIG-691	COL-693	0	7.06	100	0	0	0	0	5.45	100.00
COL-693	PTA-692	-	-	N/A	-	-	N/A	-	N/A	N/A
COL-693	PTA-693	-	7.06	N/A	-	0	N/A	-	4.55	N/A
PTA-693	SIP-691	-	7.05	N/A	-	0	N/A	-	4.55	N/A
SIP-692	VIG-693	-	9.53	N/A	-	0	N/A	-	6.2	N/A
VIG-693	COL-692	-	-	N/A	-	-	N/A	-	N/A	N/A
VIG-693	VIG-69	-	9.53	N/A	-	0	N/A	-	10.55	N/A
VIG-69	VIG-692	-	6.37	N/A	-	0	N/A	-	7	N/A
VIG-692	VIG-691	-6.37	-	N/A	0	-	N/A	9.8	N/A	N/A
VIG-692	CMO-691	6.37	6.37	0	0	0	0	9.8	4.9	0.00
CMO-691	ASU-691	6.37	6.37	0	0	0	0	9.8	4.9	0.00
ASU-691	INH-69	3.95	3.95	0	0	0	0	6.1	3.05	0.00
INH-69	ADH-69D	0.75	0.75	0	0	0	0	1.1	0.55	0.00
LÍNEA GUATEMALA SUR - GUADALUPE 1										
GSU-691	VIL-69	22.07	46.46	52.5	0.1	0.43	76.7	48.7	51.6	52.81
VIL-69	MNT-691	16.24	40.29	59.7	0.01	0.05	80	36.5	45.45	59.85
MNT-691	MNT-69D	3.16	27.17	88.4	0	0.06	100	7	30.6	88.56
MNT-69D	PTA-691	-	27.11	N/A	-	0	N/A	-	26.45	N/A
MNT-69D	GIN-69	3.16	-	N/A	0	-	N/A	7.1	N/A	N/A
GIN-69	COL-692	3.16	30.96	89.8	0	0	0	7.1	20.5	82.68
COL-692	VIG-69	3.16	-	N/A	0	-	N/A	7.1	N/A	N/A
LÍNEA GUATEMALA SUR - GUADALUPE 2										
GSU-691	GD2-691	17.67	-	N/A	0.05	-	N/A	39.7	N/A	N/A
GD2-691	PTA-692	17.62	0	0	0.05	PTA-692	0	39.8	0.05	-39700.00
PTA-692	COL-693	-	-	N/A	-	-	N/A	-	N/A	N/A
PTA-692	PTA-69	17.57	-	N/A	0	-	N/A	34.4	N/A	N/A
PTA-692	SIP-692	-	0	N/A	-	0	N/A	-	0.05	N/A
PTA-69	PTA-691	0	-	N/A	0	-	N/A	0	N/A	N/A
SIP-692	PTA-691	-	-27.11	N/A	-	0	N/A	-	26.45	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla CIII. Contingencia 2 época húmeda demanda máxima (a)

Barra		Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CC2[MW]	Δ [%]	CB [MW]	CC2 [MW]	Δ [%]	CB [%]	CC2 [%]	Δ [%]
LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 1										
GES-69	GEG-691	35.68	26.42	-35	0	0	0	45.4	16.9	-34.32
GEG-691	GDA-69D	35.68	26.42	-35	0.25	0.14	-78.6	67.1	24.9	-34.74
GDA-69D	CGD-69D	35.43	26.28	-34.8	0.1	0.05	-100	54	20.05	-34.66
CGD-69D	COL-691	35.33	-	N/A	0.28	-	N/A	77.7	N/A	N/A
CGD-69D	COL-694	-	26.22	N/A	-	0.15	N/A	-	28.9	N/A
COL-694	SIP-691	-	26.07	N/A	-	0.01	N/A	-	16.9	N/A
SIP-691	SIP-693	-	35.07	N/A	-	0	N/A	-	22.65	N/A
SIP-693	GIN-69	-	35.07	N/A	-	0.02	N/A	-	22.65	N/A
GIN-69	COL-692	3.32	35.06	90.5	0	0	0	8.2	22.65	81.90
COL-692	COL-691	-	35.05	N/A	-	0	N/A	-	22.65	N/A
COL-691	MGU-69D	32.44	32.43	0	0.06	0.06	0	71.9	35.8	-0.42
MGU-69D	OJO-69	28.67	28.66	0	0.12	0.11	-9.1	63.4	31.5	-0.63
OJO-69	TUB-69	22.22	22.21	0	0.02	0.02	0	49.2	24.5	-0.41
TUB-69	SMP-69	22.19	22.19	0	0.04	0.04	0	42.5	21.1	-0.71
LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 2										
GES-69	GEG-692	29.92	34.55	13.4	0	0	0	38.7	22.15	12.64
GEG-692	GDA-693	29.93	34.55	13.4	0.25	0.32	21.9	57.2	32.75	12.67
GDA-693	HGD-69D	29.68	34.23	13.3	0.06	0.08	25	66.2	37.9	12.66
HGD-69D	BHI-69	29.62	34.15	13.3	0.01	0.02	50	46	26.35	12.71
BHI-69	HIN-691	29	33.53	13.5	0.01	0.01	0	45.1	25.9	12.93
HIN-691	HIN-69	29	33.51	13.5	0	0	0	73.7	42.2	12.68
HIN-69	VIG-691	4.5	9.03	50.2	0	0.01	100	9.9	9.8	49.49
VIG-691	COL-693	0	9.02	100	0	0	0	0	6.85	100.00
COL-693	PTA-692	-	-	N/A	-	-	N/A	-	N/A	N/A
COL-693	PTA-693	-	9.02	N/A	-	0	N/A	-	5.75	N/A
PTA-693	SIP-691	-	9.02	N/A	-	0	N/A	-	5.75	N/A
SIP-692	VIG-693	-	7.82	N/A	-	0	N/A	-	5.2	N/A
VIG-693	COL-692	-	-	N/A	-	-	N/A	-	N/A	N/A
VIG-693	VIG-69	-	7.82	N/A	-	0	N/A	-	8.9	N/A
VIG-69	VIG-692	-	4.5	N/A	-	0	N/A	-	4.95	N/A
VIG-692	VIG-691	-4.5	-	N/A	0	-	N/A	6.9	N/A	N/A
VIG-692	CMO-691	4.5	4.5	0	0	0	0	6.9	3.45	0.00
CMO-691	ASU-691	4.5	4.5	0	0	0	0	6.9	3.45	0.00
ASU-691	INH-69	4.29	4.29	0	0	0	0	6.6	3.3	0.00
INH-69	ADH-69D	0.94	0.94	0	0	0	0	1.4	0.7	0.00
LÍNEA GUATEMALA SUR - GUADALUPE 1										
GSU-691	VIL-69	22.35	46.33	51.8	0.1	0.41	75.6	48.4	50.5	52.08
VIL-69	MNT-691	14.76	38.42	61.6	0.01	0.04	75	32.5	42.45	61.72
MNT-691	MNT-69D	3.32	26.94	87.7	0	0.06	100	8.1	30.05	86.52
MNT-69D	PTA-691	-	26.88	N/A	-	0	N/A	-	26	N/A
MNT-69D	GIN-69	3.32	-	N/A	0	-	N/A	8.2	N/A	N/A
GIN-69	COL-692	3.32	35.06	90.5	0	0	0	8.2	22.65	81.90
COL-692	VIG-69	3.32	-	N/A	0	-	N/A	8.2	N/A	N/A
LÍNEA GUATEMALA SUR - GUADALUPE 2										
GSU-691	GD2-691	19.17	-	N/A	0.06	-	N/A	41.9	N/A	N/A
GD2-691	PTA-692	19.11	0	0	0.06	0	0	42	0.05	-41900.00
PTA-692	COL-693	-	-	N/A	-	-	N/A	-	N/A	N/A
PTA-692	PTA-69	19.06	-	N/A	0	-	N/A	36.3	N/A	N/A
PTA-692	SIP-692	-	0	N/A	-	0	N/A	-	0.05	N/A
PTA-69	PTA-691	0	-	N/A	0	-	N/A	0	N/A	N/A
SIP-692	PTA-691	-	-26.88	N/A	-	0	N/A	-	26	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla CIV. Contingencia 2 época húmeda demanda mínima (b)

Barra		Potencia Reactiva			Pérdidas		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CC2 [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CC2 [MVAR]	Δ [%]
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 1</b>							
GES-69	GEG-691	0.94	1.04	9.6	0	0	0.0
GEG-691	GDA-69D	0.92	1.05	12.4	0.11	0.02	-450.0
GDA-69D	CGD-69D	0.85	1.06	19.8	0.06	0.01	-500.0
CGD-69D	COL-691	0.8	-	N/A	0.09	-	N/A
CGD-69D	COL-694	-	1.05	N/A	-	0.02	N/A
COL-694	SIP-691	-	1.03	N/A	-	0	N/A
SIP-691	SIP-693	-	0.74	N/A	-	0	N/A
SIP-693	GIN-69	-	0.73	N/A	-	0.01	N/A
GIN-69	COL-692	0.27	0.72	62.5	0	0	0.0
COL-692	COL-691	-	0.72	N/A	-	0	N/A
COL-691	MGU-69D	0.49	0.51	3.9	0.02	0.02	0.0
MGU-69D	OJO-69	-1.29	-1.27	-1.6	0.01	0.01	0.0
OJO-69	TUB-69	-1.81	-1.8	-0.6	-0.01	-0.01	0.0
TUB-69	SMP-69	-1.8	-1.79	-0.6	-0.02	-0.02	0.0
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 2</b>							
GES-69	GEG-692	2.3	1.76	-30.7	0	0	0.0
GEG-692	GDA-693	2.29	1.77	-29.4	0.14	0.13	-7.7
GDA-693	HGD-69D	2.15	1.64	-31.1	0.03	0.03	0.0
HGD-69D	BHI-69	2.13	1.61	-32.3	0.01	0.01	0.0
BHI-69	HIN-691	2.09	1.58	-32.3	0.01	0.01	0.0
HIN-691	HIN-69	2.1	1.54	-36.4	0	0	0.0
HIN-69	VIG-691	0.19	-0.35	154.3	-0.03	-0.03	0.0
VIG-691	COL-693	0	-0.32	100.0	-0.01	-0.01	0.0
COL-693	PTA-692	-	-	N/A	-	-	N/A
COL-693	PTA-693	-	-0.31	N/A	-	-0.01	N/A
PTA-693	SIP-691	-	-0.3	N/A	-	0	N/A
SIP-692	VIG-693	-	0.49	N/A	-	-0.01	N/A
VIG-693	COL-692	-	-	N/A	-	-	N/A
VIG-693	VIG-69	-	0.5	N/A	-	0	N/A
VIG-69	VIG-692	-	0.22	N/A	-	-0.01	N/A
VIG-692	VIG-691	0.23	-	N/A	0	-	N/A
VIG-692	CMO-691	0.23	0.23	0.0	0	0	0.0
CMO-691	ASU-691	0.24	0.24	0.0	-0.01	-0.01	0.0
ASU-691	INH-69	0.23	0.23	0.0	-0.02	-0.02	0.0
INH-69	ADH-69D	0	0	0.0	0	0	0.0
<b>LÍNEA GUATEMALA SUR - GUADALUPE 1</b>							
GSU-691	VIL-69	1.46	1.5	2.7	0.01	0.26	96.2
VIL-69	MNT-691	1.03	0.82	-25.6	0	0.03	100.0
MNT-691	MNT-69D	0.24	0	0.0	-0.03	0.02	250.0
MNT-69D	PTA-691	-	-0.01	N/A	-	0	N/A
MNT-69D	GIN-69	0.26	-	N/A	-0.01	-	N/A
GIN-69	COL-692	0.27	0.72	62.5	0	0	0.0
COL-692	VIG-69	0.28	-	N/A	-0.01	-	N/A
<b>LÍNEA GUATEMALA SUR - GUADALUPE 2</b>							
GSU-691	GD2-691	-0.52	-	N/A	-0.03	-	N/A
GD2-691	PTA-692	-0.5	-0.05	-900.0	-0.03	-0.05	40.0
PTA-692	COL-693	-	-	N/A	-	-	N/A
PTA-692	PTA-69	-0.47	-	N/A	0	-	N/A
PTA-692	SIP-692	-	-0.06	N/A	-	0	N/A
PTA-69	PTA-691	0	-	N/A	0	-	N/A
SIP-692	PTA-691	-	0	N/A	-	0	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).



Tabla CV. **Contingencia 2 época húmeda demanda media (b)**

Barra		Potencia Reactiva			Pérdidas		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CC2 [MVAR]	$\Delta$ [%]	CB [MVAR]	CC2 [MVAR]	$\Delta$ [%]
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 1</b>							
GES-69	GEG-691	9.5	7.89	-20.4	0	0	0.0
GEG-691	GDA-69D	9.51	7.9	-20.4	0.4	0.21	-90.5
GDA-69D	CGD-69D	9.15	7.73	-18.4	0.21	0.11	-90.9
CGD-69D	COL-691	8.94	-	N/A	0.34	-	N/A
CGD-69D	COL-694	-	7.63	N/A	-	0.17	N/A
COL-694	SIP-691	-	7.45	N/A	-	0.03	N/A
SIP-691	SIP-693	-	8.64	N/A	-	0.01	N/A
SIP-693	GIN-69	-	8.63	N/A	-	0.04	N/A
GIN-69	COL-692	0.84	8.59	90.2	0	0.01	100.0
COL-692	COL-691	-	8.59	N/A	-	0	N/A
COL-691	MGU-69D	7.9	7.88	-0.3	0.07	0.07	0.0
MGU-69D	OJO-69	5.85	5.83	-0.3	0.12	0.11	-9.1
OJO-69	TUB-69	4.23	4.22	-0.2	0.02	0.02	0.0
TUB-69	SMP-69	4.21	4.2	-0.2	0.04	0.03	-33.3
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 2</b>							
GES-69	GEG-692	10.76	11.04	2.5	0	0	0.0
GEG-692	GDA-693	10.74	11.06	2.9	0.55	0.58	5.2
GDA-693	HGD-69D	10.19	10.48	2.8	0.11	0.11	0.0
HGD-69D	BHI-69	10.08	10.37	2.8	0.04	0.04	0.0
BHI-69	HIN-691	9.96	10.24	2.7	0.03	0.03	0.0
HIN-691	HIN-69	9.92	10.2	2.7	0	0	0.0
HIN-69	VIG-691	0.88	1.18	25.4	-0.03	-0.02	-50.0
VIG-691	COL-693	0	1.2	100.0	-0.01	-0.01	0.0
COL-693	PTA-692	-	-	N/A	-	-	N/A
COL-693	PTA-693	-	1.21	N/A	-	-0.01	N/A
PTA-693	SIP-691	-	1.22	N/A	-	0	N/A
SIP-692	VIG-693	-	1.75	N/A	-	-0.01	N/A
VIG-693	COL-692	-	-	N/A	-	-	N/A
VIG-693	VIG-69	-	1.76	N/A	-	0	N/A
VIG-69	VIG-692	-	0.91	N/A	-	-0.01	N/A
VIG-692	VIG-691	0.92	-	N/A	0	-	N/A
VIG-692	CMO-691	0.92	0.92	0.0	0	0	0.0
CMO-691	ASU-691	0.93	0.93	0.0	-0.01	-0.01	0.0
ASU-691	INH-69	0.69	0.69	0.0	-0.02	-0.02	0.0
INH-69	ADH-69D	0.05	0.05	0.0	0	0	0.0
<b>LÍNEA GUATEMALA SUR - GUADALUPE 1</b>							
GSU-691	VIL-69	5.53	12.87	57.0	0.12	0.75	84.0
VIL-69	MNT-691	4.76	11.46	58.5	0.01	0.08	87.5
MNT-691	MNT-69D	0.81	7.42	89.1	-0.02	0.09	122.2
MNT-69D	PTA-691	-	7.33	N/A	-	0	N/A
MNT-69D	GIN-69	0.83	-	N/A	-0.01	-	N/A
GIN-69	COL-692	0.84	8.59	90.2	0	0.01	100.0
COL-692	VIG-69	0.84	-	N/A	-0.01	-	N/A
<b>LÍNEA GUATEMALA SUR - GUADALUPE 2</b>							
GSU-691	GD2-691	5.68	-	N/A	0.05	-	N/A
GD2-691	PTA-692	5.64	-0.05	11380.0	0.04	-0.05	180.0
PTA-692	COL-693	-	-	N/A	-	-	N/A
PTA-692	PTA-69	5.59	-	N/A	0	-	N/A
PTA-692	SIP-692	-	-0.05	N/A	-	0	N/A
PTA-69	PTA-691	0	-	N/A	0	-	N/A
SIP-692	PTA-691	-	7.32	N/A	-	0	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla CVI. Contingencia 2 época húmeda demanda máxima (b)

Barra		Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CC2 [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CC2 [MVAR]	Δ [%]
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 1</b>							
GES-69	GEG-691	6.72	5.65	-18.9	0	0	0.0
GEG-691	GDA-69D	6.73	5.63	-19.5	0.51	0.24	-112.5
GDA-69D	CGD-69D	6.26	5.43	-15.3	0.27	0.13	-107.7
CGD-69D	COL-691	5.99	-	N/A	0.43	-	N/A
CGD-69D	COL-694	-	5.31	N/A	-	0.21	N/A
COL-694	SIP-691	-	5.1	N/A	-	0.04	N/A
SIP-691	SIP-693	-	5.62	N/A	-	0.01	N/A
SIP-693	GIN-69	-	5.61	N/A	-	0.05	N/A
GIN-69	COL-692	1.86	5.56	66.5	0	0.01	100.0
COL-692	COL-691	-	5.53	N/A	-	0	N/A
COL-691	MGU-69D	5.25	5.23	-0.4	0.09	0.09	0.0
MGU-69D	OJO-69	3.48	3.46	-0.6	0.17	0.16	-6.3
OJO-69	TUB-69	2.13	2.11	-0.9	0.03	0.03	0.0
TUB-69	SMP-69	2.1	2.08	-1.0	0.07	0.06	-16.7
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 2</b>							
GES-69	GEG-692	7.88	8.02	1.7	0	0	0.0
GEG-692	GDA-693	7.91	8.03	1.5	0.46	0.64	28.1
GDA-693	HGD-69D	7.45	7.39	-0.8	0.09	0.12	25.0
HGD-69D	BHI-69	7.36	7.27	-1.2	0.03	0.05	40.0
BHI-69	HIN-691	7.29	7.19	-1.4	0.02	0.03	33.3
HIN-691	HIN-69	7.28	7.14	-2.0	0	0	0.0
HIN-69	VIG-691	0.63	0.52	-21.2	-0.03	-0.02	-50.0
VIG-691	COL-693	0	0.54	100.0	-0.01	-0.01	0.0
COL-693	PTA-692	-	-	N/A	-	-	N/A
COL-693	PTA-693	-	0.54	N/A	-	-0.01	N/A
PTA-693	SIP-691	-	0.55	N/A	-	0	N/A
SIP-692	VIG-693	-	2.53	N/A	-	-0.01	N/A
VIG-693	COL-692	-	-	N/A	-	-	N/A
VIG-693	VIG-69	-	2.54	N/A	-	0	N/A
VIG-69	VIG-692	-	0.66	N/A	-	-0.01	N/A
VIG-692	VIG-691	0.68	-	N/A	0	-	N/A
VIG-692	CMO-691	0.67	0.67	0.0	0	0	0.0
CMO-691	ASU-691	0.68	0.68	0.0	-0.01	-0.01	0.0
ASU-691	INH-69	0.7	0.7	0.0	-0.02	-0.02	0.0
INH-69	ADH-69D	-0.02	-0.02	0.0	0	0	0.0
<b>LÍNEA GUATEMALA SUR - GUADALUPE 1</b>							
GSU-691	VIL-69	3.89	9.58	59.4	0.12	0.72	83.3
VIL-69	MNT-691	3.37	8.44	60.1	0	0.07	100.0
MNT-691	MNT-69D	1.83	6.83	73.2	-0.02	0.09	122.2
MNT-69D	PTA-691	-	6.74	N/A	-	0	N/A
MNT-69D	GIN-69	1.85	-	N/A	-0.01	-	N/A
GIN-69	COL-692	1.86	5.56	66.5	0	0.01	100.0
COL-692	VIG-69	1.87	-	N/A	-0.01	-	N/A
<b>LÍNEA GUATEMALA SUR - GUADALUPE 2</b>							
GSU-691	GD2-691	4.34	-	N/A	0.06	-	N/A
GD2-691	PTA-692	4.29	-0.05	8680.0	0.05	-0.05	200.0
PTA-692	COL-693	-	-	N/A	-	-	N/A
PTA-692	PTA-69	4.23	-	N/A	0	-	N/A
PTA-692	SIP-692	-	-0.05	N/A	-	0	N/A
PTA-69	PTA-691	0	-	N/A	0	-	N/A
SIP-692	PTA-691	-	6.73	N/A	-	0	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla CVII. **Contingencia 2 época húmeda demanda mínima (c)**

Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CC2 [p.u.]	CC2 [°]	Δ [%]	Δ [%]
1155	GES-69	1.018	-7.6	1.002	-7.4	-1.6	-2.7
1154	GSU-691	1.013	-5.8	1.012	-5.9	-0.1	1.7
1156	GSU-692	1.013	-5.8	1.012	-5.9	-0.1	1.7
12211	CGD-69D	1.012	-8.4	0.997	-8	-1.5	-5.0
12171	SMP-69	1.004	-9.3	0.99	-9	-1.4	-3.3
12233	INH-69	1.008	-8.5	1.003	-6.8	-0.5	-25.0
12002	ADH-69D	1.008	-8.5	1.003	-6.8	-0.5	-25.0
12192	VIL-69	1.01	-6	1.006	-6.5	-0.4	7.7
12147	PTA-69	1.011	-6.1	-	-	N/A	N/A
SIP691	SIP-691	-	-	0.993	-8.4	N/A	N/A
SIP692	SIP-692	-	-	1.003	-6.7	N/A	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla CVIII. **Contingencia 2 época húmeda demanda media (c)**

Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CC2 [p.u.]	CC2 [°]	Δ [%]	Δ [%]
1155	GES-69	1.008	-16.7	1.01	-16.4	0.2	-1.8
1154	GSU-691	1.005	-13.2	1.004	-13.3	-0.1	0.8
1156	GSU-692	1.005	-13.2	1.004	-13.3	-0.1	0.8
12211	CGD-69D	0.993	-17.8	0.998	-17.3	0.5	-2.9
12171	SMP-69	0.972	-19.1	0.977	-18.7	0.5	-2.1
12233	INH-69	0.988	-18	0.985	-14.5	-0.3	-24.1
12002	ADH-69D	0.988	-18	0.985	-14.5	-0.3	-24.1
12192	VIL-69	0.999	-13.6	0.991	-14.1	-0.8	3.5
12147	PTA-69	0.996	-13.6	-	-	N/A	N/A
SIP691	SIP-691	-	-	0.989	-17.8	N/A	N/A
SIP692	SIP-692	-	-	0.986	-14.4	N/A	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla CIX. **Contingencia 2 época húmeda demanda máxima (c)**

Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CC2 [p.u.]	CC2 [°]	Δ [%]	Δ [%]
1155	GES-69	1.018	-7.6	1.002	-7.4	-1.6	-2.7
1154	GSU-691	1.013	-5.8	1.012	-5.9	-0.1	1.7
1156	GSU-692	1.013	-5.8	1.012	-5.9	-0.1	1.7
12211	CGD-69D	1.012	-8.4	0.997	-8	-1.5	-5.0
12171	SMP-69	1.004	-9.3	0.99	-9	-1.4	-3.3
12233	INH-69	1.008	-8.5	1.003	-6.8	-0.5	-25.0
12002	ADH-69D	1.008	-8.5	1.003	-6.8	-0.5	-25.0
12192	VIL-69	1.01	-6	1.006	-6.5	-0.4	7.7
12147	PTA-69	1.011	-6.1	-	-	N/A	N/A
SIP691	SIP-691	-	-	0.993	-8.4	N/A	N/A
SIP692	SIP-692	-	-	1.003	-6.7	N/A	N/A

Las siguientes tablas muestran las pérdidas totales del S. N. I y del área de influencia del proyecto (zona 2) sin y con el proyecto en condiciones de contingencia, así como el ahorro o incremento de pérdidas en dichas condiciones.

Tabla CX. **Ahorro de pérdidas de potencia [MW] en el S. N. I. al incluir el nuevo proyecto año 1, CC2 EHD Min. EHD Med. y EHD Max**

Época Húmeda	Pérdidas MW		
	CB	CC2	Ahorro
Máxima	64.85	64.728	0.122
Media	43.663	43.551	0.112
Mínima	16.478	16.422	0.056

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla CXI. **Ahorro de pérdidas de potencia [MW] en la zona 2 al incluir el nuevo proyecto año 1, CC2 EHD Min. EHD Med. y EHD Max**

Época Húmeda	Pérdidas MW		
	CB	CC2	Ahorro
Máxima	22.544	22.385	0.159
Media	17.089	16.918	0.171
Mínima	4.334	4.247	0.087

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

#### 4.8.5. **Época seca caso de contingencia 3: marzo de 2013**

En condiciones de salida de la línea Guatemala Este – Guadalupe 4 (GESRBR-69A), el comportamiento del flujo sufre variaciones debido a que, bajo estas condiciones de la red, el flujo transportado por dicha línea en condiciones normales ahora es transportado a través de la línea Guatemala Este – Guadalupe 5; sin embargo, la línea en mención aún operaría debajo de los límites de sobrecarga (80 MVA). Por lo demás, no se observan anomalías en los elementos monitoreados del área de influencia en condiciones de contingencia. Esta situación evidencia que al construir las líneas Guatemala Este Guadalupe 4 y 5 y la nueva subestación de operación Rodríguez Briones, las líneas en caso contingencia o falla ofrece continuidad de servicio y seguridad operativa de la red en el área.

Los resultados se muestran en las tablas CXII, CXIII y CXIV, en lo que respecta a la potencia activa, pérdidas de potencia activa y factor de utilización de las líneas monitoreadas. Las tablas CXV, CXVI y CXVII muestran lo referente a la potencia reactiva y pérdidas de potencia reactiva de las líneas monitoreadas. Las tablas CXVIII, CXIX y CXX, muestran los niveles de voltaje

[pu] de las barras monitoreadas en el área de influencia para ambos casos (CB y CC3).

Tabla CXII. Contingencia 3 época seca demanda mínima (a)

Barra		Potencia Activa			Pérdidas			Factor de Utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CC3 [MW]	$\Delta$ [%]	CB [MW]	CC3 [MW]	$\Delta$ [%]	CB [%]	CC3 [%]	$\Delta$ [%]
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 3</b>										
GES-69	GEG-694	37.54	15.71	-139.0	0.04	0.01	-300.0	40.4	17.4	-132.2
GEG-694	ARR-69	3.08	3.08	0.0	0	0	0.0	5.1	5.1	0.0
GEG-694	GEG-693	34.42	12.62	-172.7	0.03	0	0.0	37	14	-164.3
GEG-693	MEC-69	1.74	1.74	0.0	0	0	0.0	7.5	7.5	0.0
GEG-693	MCR-691	32.65	10.88	-200.1	0.01	0	0.0	41.7	14.3	-191.6
MCR-691	MCR-692	21.76	-	N/A	0.02	-	N/A	27.5	-	N/A
MCR-691	MCR-695	-	0	N/A	-	0	N/A	-	0	N/A
MCR-695	RBR-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
RBR-69	MCR-692	-	21.74	N/A	-	0	N/A	-	27.5	N/A
MCR-692	CMB-69D	21.74	21.74	0.0	0.06	0.06	0.0	27.5	27.5	0.0
CMB-69D	LPR-691	15.16	15.15	-0.1	0.01	0.01	0.0	19.3	19.3	0.0
LPR-691	LPR-692	7.82	7.82	0.0	0	0	0.0	11.9	11.9	0.0
LPR-692	GDA-694	7.82	7.82	0.0	0	0	0.0	11.9	11.9	0.0
GDA-694	GDA-695	7.82	7.82	0.0	0	0	0.0	17	17	0.0
LPR-691	LPR-69	7.32	7.32	0.0	0	0	0.0	11.1	11.1	0.0
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 4</b>										
GES-69	GEG-6941	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0.1	100.0
GEG-6941	MCR-694	0	0	0.0	0	0	0.0	0.1	0.1	0.0
MCR-694	RBR-691	-	0	N/A	-	0	N/A	-	0	N/A
RBR-691	RBR-69	8.68	-	N/A	0	-	N/A	17	-	N/A
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 5</b>										
GES-69	GEG-695	0	29.02	100.0	0	0	0.0	0.1	37.3	99.7
GEG-695	MCR-693	0	29.02	100.0	0	0.05	100.0	0.1	37.3	99.7
MCR-693	RBR-692	0	28.97	100.0	0	0	0.0	0	37.3	100.0
RBR-692	RBR-693	-	28.97	N/A	-	0	N/A	-	37.3	N/A
RBR-693	RBR-69	-	28.97	N/A	-	0	N/A	-	37.3	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla CXIII. Contingencia 3 época seca demanda media (a)

Barra		Potencia Activa			Pérdidas			Factor de Utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CC3 [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CC3 [MW]	Δ [%]	CB [%]	CC3 [MW]	Δ [%]
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 3</b>										
GES-69	GEG-694	77.03	24.41	-215.6	0.18	0.02	-800.0	86.6	27.7	-212.6
GEG-694	ARR-69	6.39	6.39	0.0	0.01	0.01	0.0	10.9	10.9	0.0
GEG-694	GEG-693	70.47	17.99	-291.7	0.13	0.01	-1200.0	79.4	20.4	-289.2
GEG-693	MEC-69	1.91	1.91	0.0	0	0	0.0	8.2	8.2	0.0
GEG-693	MCR-691	68.42	16.07	-325.8	0.05	0	0.0	91.8	21.7	-323.0
MCR-691	MCR-692	52.3	-	N/A	0.11	-	N/A	70.1	-	N/A
MCR-691	MCR-695	-	0	N/A	-	0	N/A	-	0	N/A
MCR-695	RBR-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
RBR-69	MCR-692	-	52.2	N/A	-	0.01	N/A	-	70.1	N/A
MCR-692	CMB-69D	52.18	52.19	0.0	0.38	0.38	0.0	70.1	70.1	0.0
CMB-69D	LPR-691	35.88	35.89	0.0	0.07	0.07	0.0	49.2	49.2	0.0
LPR-691	LPR-692	17.77	17.77	0.0	0.01	0.01	0.0	28.9	28.9	0.0
LPR-692	GDA-694	17.75	17.75	0.0	0	0	0.0	28.9	28.9	0.0
GDA-694	GDA-695	17.75	17.76	0.1	0	0	0.0	41.5	41.5	0.0
LPR-691	LPR-69	18.04	18.04	0.0	0	0	0.0	29.7	29.7	0.0
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 4</b>										
GES-69	GEG-6941	0	0	0.0	0	0	0.0	0.1	0.1	0.0
GEG-6941	MCR-694	0	0	0.0	0	0	0.0	0.1	0.1	0.0
MCR-694	RBR-691	-	0	N/A	-	0	N/A	-	0	N/A
RBR-691	RBR-69	17.93	-	N/A	0	-	N/A	37.8	-	N/A
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 5</b>										
GES-69	GEG-695	0	64.95	100.0	0	0	0.0	0.1	88.7	99.9
GEG-695	MCR-693	0	64.95	100.0	0	0.27	100.0	0.1	88.7	99.9
MCR-693	RBR-692	0	64.68	100.0	0	0.01	0.0	0	88.7	100.0
RBR-692	RBR-693	-	64.66	N/A	-	0	N/A	-	88.7	N/A
RBR-693	RBR-69	-	64.66	N/A	-	0	N/A	-	88.7	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla CXIV. Contingencia 3 época seca demanda máxima (a)

Barra		Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CC1 [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CC1 [MW]	Δ [%]	CB [%]	CC1 [%]	Δ [%]
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 3</b>										
GES-69	GEG-694	83.31	26.57	-213.5	0.2	0.02	-900.0	91.5	28.8	-217.7
GEG-694	ARR-69	6.76	6.76	0.0	0.01	0.01	0.0	11	10.8	-1.9
GEG-694	GEG-693	76.36	19.79	-285.9	0.15	0.01	-1400.0	84.2	21.6	-289.8
GEG-693	MEC-69	1.7	1.7	0.0	0	0	0.0	7.5	7.4	-1.4
GEG-693	MCR-691	74.5	18.08	-312.1	0.06	0	0.0	97.8	23.4	-317.9
MCR-691	MCR-692	56.33	-	N/A	0.12	-	N/A	73.9	-	N/A
MCR-691	MCR-695	-	0	N/A	-	0	N/A	-	0	N/A
MCR-695	RBR-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
RBR-69	MCR-692	-	56.19	N/A	-	0.01	N/A	-	72.5	N/A
MCR-692	CMB-69D	56.2	56.18	0.0	0.42	0.41	-2.4	73.9	72.5	-1.9
CMB-69D	LPR-691	37.78	37.77	0.0	0.08	0.08	0.0	51.3	50.3	-2.0
LPR-691	LPR-692	20.2	20.2	0.0	0.02	0.02	0.0	33.2	32.6	-1.8
LPR-692	GDA-694	20.18	20.18	0.0	0	0	0.0	33.2	32.6	-1.8
GDA-694	GDA-695	20.18	20.18	0.0	0	0	0.0	47.6	46.7	-1.9
LPR-691	LPR-69	17.5	17.5	0.0	0	0	0.0	27.9	27.4	-1.8
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 4</b>										
GES-69	GEG-6941	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0.1	100.0
GEG-6941	MCR-694	0	0	0.0	0	0	0.0	0.1	0.1	0.0
MCR-694	RBR-691	-	0	N/A	-	0	N/A	-	0	N/A
RBR-691	RBR-69	21.53	-	N/A	0	-	N/A	42.6	-	N/A
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 5</b>										
GES-69	GEG-695	0	73.3	100.0	0	0.01	0.0	0	95.2	100.0
GEG-695	MCR-693	0	73.3	100.0	0	0.32	100.0	0.1	95.2	99.9
MCR-693	RBR-692	0	72.99	100.0	0	0.01	0.0	0	95.2	100.0
RBR-692	RBR-693	-	72.98	N/A	-	0	N/A	-	95.3	N/A
RBR-693	RBR-69	-	72.97	N/A	-	0	N/A	-	95.3	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).



Tabla CXV. **Contingencia 3 época seca demanda mínima (b)**

Barra		Potencia Reactiva			Pérdidas		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CC1 [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CC1 [MVAR]	Δ [%]
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 3</b>							
GES-69	GEG-694	7.9	5.02	-57.4	0.13	0.01	-1200.0
GEG-694	ARR-69	0.95	0.95	0.0	-0.07	-0.07	0.0
GEG-694	GEG-693	6.82	4.07	-67.6	0.1	0	0.0
GEG-693	MEC-69	0.77	0.77	0.0	-0.01	-0.01	0.0
GEG-693	MCR-691	5.95	3.3	-80.3	0.03	0	0.0
MCR-691	MCR-692	2.58	-	N/A	0.04	-	N/A
MCR-691	MCR-695	-	-0.03	N/A	-	-0.03	N/A
MCR-695	RBR-69	-	-	N/A	-	-	N/A
RBR-69	MCR-692	-	2.55	N/A	-	0	N/A
MCR-692	CMB-69D	2.54	2.54	0.0	0.14	0.14	0.0
CMB-69D	LPR-691	1.87	1.87	0.0	0.01	0.01	0.0
LPR-691	LPR-692	0.91	0.91	0.0	-0.02	-0.02	0.0
LPR-692	GDA-694	0.92	0.92	0.0	0	0	0.0
GDA-694	GDA-695	0.93	0.93	0.0	0	0	0.0
LPR-691	LPR-69	0.95	0.95	0.0	0	0	0.0
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 4</b>							
GES-69	GEG-6941	-0.03	-0.07	57.1	0	0	0.0
GEG-6941	MCR-694	-0.05	-0.05	0.0	-0.05	-0.05	0.0
MCR-694	RBR-691	-	0	N/A	-	0	N/A
RBR-691	RBR-69	3.07	-	N/A	0	-	N/A
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 5</b>							
GES-69	GEG-695	-0.07	6.39	101.1	0	0	0.0
GEG-695	MCR-693	-0.05	6.37	100.8	-0.05	0.15	133.3
MCR-693	RBR-692	0	6.22	100.0	0	0.01	0.0
RBR-692	RBR-693	-	6.23	N/A	-	0	N/A
RBR-693	RBR-69	-	6.23	N/A	-	0	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla CXVI. **Contingencia 3 época seca demanda media (b)**

Barra		Potencia Reactiva			Pérdidas		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CCI [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CCI [MVAR]	Δ [%]
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 3</b>							
GES-69	GEG-694	31.13	10.01	-211.0	0.7	0.05	-1300.0
GEG-694	ARR-69	2.58	2.58	0.0	-0.05	-0.05	0.0
GEG-694	GEG-693	27.85	7.38	-277.4	0.53	0.02	-2550.0
GEG-693	MEC-69	0.83	0.83	0.0	-0.01	-0.01	0.0
GEG-693	MCR-691	26.49	6.54	-305.0	0.2	0	0.0
MCR-691	MCR-692	19.72	-	N/A	0.43	-	N/A
MCR-691	MCR-695	-	-0.03	N/A	-	-0.03	N/A
MCR-695	RBR-69	-	-	N/A	-	-	N/A
RBR-69	MCR-692	-	19.33	N/A	-	0.03	N/A
MCR-692	CMB-69D	19.3	19.3	0.0	1.46	1.46	0.0
CMB-69D	LPR-691	13.75	13.76	0.1	0.27	0.27	0.0
LPR-691	LPR-692	6.39	6.39	0.0	0.02	0.02	0.0
LPR-692	GDA-694	6.36	6.37	0.2	0	0	0.0
GDA-694	GDA-695	6.37	6.37	0.0	0	0	0.0
LPR-691	LPR-69	7.1	7.1	0.0	0.01	0.01	0.0
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 4</b>							
GES-69	GEG-6941	-0.07	-0.07	0.0	0	0	0.0
GEG-6941	MCR-694	-0.05	-0.05	0.0	-0.05	-0.05	0.0
MCR-694	RBR-691	-	0	N/A	-	0	N/A
RBR-691	RBR-69	8.44	-	N/A	0	-	N/A
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 5</b>							
GES-69	GEG-695	-0.07	28.99	100.2	0	0.02	0.0
GEG-695	MCR-693	-0.05	28.99	100.2	-0.05	1.08	104.6
MCR-693	RBR-692	0	27.92	100.0	0	0.05	100.0
RBR-692	RBR-693	-	27.84	N/A	-	0	N/A
RBR-693	RBR-69	-	27.83	N/A	-	0	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla CXVII. **Contingencia 3 época seca demanda máxima (b)**

Barra		Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CC1 [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CC1 [MVAR]	Δ [%]
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 3</b>							
GES-69	GEG-694	23.4	7.3	-220.5	0.79	0.06	-1216.7
GEG-694	ARR-69	1.36	1.35	-0.7	-0.05	-0.05	0.0
GEG-694	GEG-693	21.26	5.89	-261.0	0.6	0.02	-2900.0
GEG-693	MEC-69	0.79	0.79	0.0	-0.01	-0.01	0.0
GEG-693	MCR-691	19.87	5.08	-291.1	0.22	0.01	-2100.0
MCR-691	MCR-692	14.47	-	N/A	0.48	-	N/A
MCR-691	MCR-695	-	-0.03	N/A	-	-0.03	N/A
MCR-695	RBR-69	-	-	N/A	-	-	N/A
RBR-69	MCR-692	-	13.76	N/A	-	0.03	N/A
MCR-692	CMB-69D	13.99	13.73	-1.9	1.64	1.57	-4.5
CMB-69D	LPR-691	11.97	11.78	-1.6	0.3	0.28	-7.1
LPR-691	LPR-692	7.22	7.14	-1.1	0.03	0.03	0.0
LPR-692	GDA-694	7.19	7.11	-1.1	0	0	0.0
GDA-694	GDA-695	7.19	7.11	-1.1	0	0	0.0
LPR-691	LPR-69	4.45	4.37	-1.8	0	0	0.0
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 4</b>							
GES-69	GEG-6941	-0.03	-0.07	57.1	0	0	0.0
GEG-6941	MCR-694	-0.05	-0.05	0.0	-0.05	-0.05	0.0
MCR-694	RBR-691	-	0	N/A	-	0	N/A
RBR-691	RBR-69	6.13	-	N/A	0	-	N/A
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 5</b>							
GES-69	GEG-695	-0.03	22.43	100.1	0	0.02	0.0
GEG-695	MCR-693	-0.05	22.42	100.2	-0.05	1.25	104.0
MCR-693	RBR-692	0	21.16	100.0	0	0.05	100.0
RBR-692	RBR-693	-	21.12	N/A	-	0	N/A
RBR-693	RBR-69	-	21.12	N/A	-	0	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla CXVIII. **Contingencia 3 época seca demanda mínima (c)**

Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CC1 [p.u.]	CC1 [°]	Δ [%]	Δ [%]
1107	GES-231	1	-5.2	1.001	-5.2	0.1	0.0
1155	GES-69	1.006	-7.6	1.004	-7.8	-0.2	2.6
12274	ARR-69	1.003	-7.9	1.002	-8	-0.1	1.3
12110	MCR-69	0.997	-8.3	0.997	-8.3	0.0	0.0
MCR695	MCR-695	-	-	1.003	-8	N/A	N/A
12207	CMB-69D	0.997	-8.8	0.997	-8.8	0.0	0.0
12230	GDA-695	0.995	-8.2	0.993	-8.5	-0.2	3.5
12150	RBR-69	1.005	-8.8	1.001	-8.2	-0.4	-7.3

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla CXIX. **Contingencia 3 época seca demanda media (c)**

Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CC1 [p.u.]	CC1 [°]	Δ [%]	Δ [%]
1107	GES-231	0.964	-8.2	0.964	-8.2	0.0	0.0
1155	GES-69	1.016	-12.6	1.01	-13	-0.6	3.1
12274	ARR-69	1.008	-13.1	1.006	-13.3	-0.2	1.5
12110	MCR-69	0.996	-13.9	0.998	-13.7	0.2	-1.5
MCR695	MCR-695	-	-	1.007	-13.2	N/A	N/A
12207	CMB-69D	0.984	-15.3	0.984	-15.2	0.0	-0.7
12230	GDA-695	0.99	-14.1	0.985	-14.6	-0.5	3.4
12150	RBR-69	0.974	-14.9	1	-13.8	2.6	-8.0

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla CXX. **Contingencia 3 época seca demanda máxima (c)**

Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CC1 [p.u.]	CC1 [°]	$\Delta$ [%]	$\Delta$ [%]
1107	GES-231	0.991	-8.8	0.991	-8.8	0.0	0.0
1155	GES-69	1.002	-13.8	1.014	-14.2	1.2	2.8
12274	ARR-69	0.995	-14.5	1.011	-14.6	1.6	0.7
12110	MCR-69	0.983	-15.4	1.002	-15	1.9	-2.7
MCR695	MCR-695	-	-	1.011	-14.5	N/A	N/A
12207	CMB-69D	0.974	-16.9	0.991	-16.7	1.7	-1.2
12230	GDA-695	0.974	-16.2	0.986	-16.6	1.2	2.4
12150	RBR-69	0.978	-16.8	1.004	-15.2	2.6	-10.5

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Las siguientes tablas muestran las pérdidas totales del S. N. I y del área de influencia del proyecto (zona 2) sin y con el proyecto en condiciones de contingencia, así como el ahorro o incremento de pérdidas en dichas condiciones.

Tabla CXXI. **Ahorro de pérdidas de potencia [MW] en el S. N. I. al incluir el nuevo proyecto año 1, CC3 ESD Min. ESD Med. y ESD Max**

Época Seca	Pérdidas MW		
	CB	CC1	Ahorro
Máxima	55.198	54.311	0.887
Media	39.693	39.102	0.591
Mínima	18.804	18.712	0.092

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla CXXII. **Ahorro de pérdidas de potencia [MW] en la zona 2 al incluir el nuevo proyecto año 1, CC3 ESD Min. ESD Med. y ESD Max**

Época Seca	Pérdidas MW		
	CB	CC1	Ahorro
Máxima	55.198	54.311	0.887
Media	39.693	39.102	0.591
Mínima	18.804	18.712	0.092

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

#### **4.8.6. Época húmeda caso de contingencia 2: septiembre de 2013**

En condiciones de salida de la línea Guatemala Este – Guadalupe 4 (GESRBR-69A), el comportamiento del flujo, sufre variaciones debido a que bajo estas condiciones de la red, el flujo transportado por dicha línea en condiciones normales, ahora es transportado a través de la línea Guatemala Este – Guadalupe 5; sin embargo, la línea en mención, aún operaría debajo de límites de sobrecarga (80 MVA), por lo demás, no se observan anomalías en los elementos monitoreados del área de influencia en condiciones de contingencia, esta situación evidencia que al construir las líneas Guatemala Este Guadalupe 4 y 5 y la nueva subestación de operación Rodríguez Briones, las líneas en caso contingencia o falla, ofrecen continuidad de servicio y seguridad operativa de la red en el área.

Los resultados se muestran en las tablas CXXIII, CXXIV y CXXV, en lo que respecta a la potencia activa, pérdidas de potencia activa y factor de utilización de las líneas monitoreadas, las tablas CXXVI, CXXVII y CXXVIII muestran lo referente a la potencia reactiva y pérdidas de potencia reactiva de las líneas monitoreadas, las tablas CXXIX, CXXX y CXXXI, muestran los niveles de voltaje [pu] de las barras monitoreadas en el área de influencia para ambos casos (CB y CC3).

Tabla CXXIII. Contingencia 3 época húmeda demanda mínima (a)

Barra		Potencia Activa			Pérdidas			Factor de Utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CCI [MW]	$\Delta$ [%]	CB [MW]	CCI [MW]	$\Delta$ [%]	CB [%]	CCI [%]	$\Delta$ [%]
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 3</b>										
GES-69	GEG-694	38.85	16.4	-136.9	0.04	0.01	-300.0	41.4	18	-130.0
GEG-694	ARR-69	3.17	3.17	0.0	0	0	0.0	5.2	5.2	0.0
GEG-694	GEG-693	35.64	13.23	-169.4	0.03	0	0.0	38	14.5	-162.1
GEG-693	MEC-69	2.03	2.03	0.0	0	0	0.0	8.5	8.5	0.0
GEG-693	MCR-691	33.58	11.19	-200.1	0.01	0	0.0	42.5	14.6	-191.1
MCR-691	MCR-692	22.38	-	N/A	0.02	-	N/A	28.1	-	N/A
MCR-691	MCR-695	-	0	N/A	-	0	N/A	-	0	N/A
MCR-695	RBR-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
RBR-69	MCR-692	-	22.36	N/A	-	0	N/A	-	28.1	N/A
MCR-692	CMB-69D	22.36	22.36	0.0	0.06	0.06	0.0	28.1	28.1	0.0
CMB-69D	LPR-691	15.59	15.59	0.0	0.01	0.01	0.0	19.7	19.7	0.0
LPR-691	LPR-692	8.05	8.05	0.0	0	0	0.0	12.1	12.1	0.0
LPR-692	GDA-694	8.05	8.05	0.0	0	0	0.0	12.1	12.1	0.0
GDA-694	GDA-695	8.04	8.04	0.0	0	0	0.0	17.3	17.4	0.6
LPR-691	LPR-69	7.53	7.53	0.0	0	0	0.0	11.3	11.3	0.0
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 4</b>										
GES-69	GEG-6941	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0	0.0
GEG-6941	MCR-694	0	0	0.0	0	0	0.0	0.1	0.1	0.0
MCR-694	RBR-691	-	0	N/A	-	0	N/A	-	0	N/A
RBR-691	RBR-69	8.88	-	N/A	0	-	N/A	17.5	-	N/A
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 5</b>										
GES-69	GEG-695	0	28.25	100.0	0	0	0.0	0	36.3	100.0
GEG-695	MCR-693	0	28.26	100.0	0	0.05	100.0	0.1	36.3	99.7
MCR-693	RBR-692	0	28.21	100.0	0	0	0.0	0	36.3	100.0
RBR-692	RBR-693	-	28.22	N/A	-	0	N/A	-	36.3	N/A
RBR-693	RBR-69	-	28.19	N/A	-	0	N/A	-	36.2	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla CXXIV. Contingencia 3 época húmeda demanda media (a)

Barra		Potencia Activa			Pérdidas			Factor de Utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CC1 [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CC1 [MW]	Δ [%]	CB [%]	CC1 [%]	Δ [%]
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 3</b>										
GES-69	GEG-694	81.78	25.77	-217.3	0.2	0.02	-900.0	93	29	-220.7
GEG-694	ARR-69	6.57	6.57	0.0	0.01	0.01	0.0	11.2	11.1	-0.9
GEG-694	GEG-693	75.01	19.18	-291.1	0.16	0.01	-1500.0	85.5	21.6	-295.8
GEG-693	MEC-69	2.16	2.16	0.0	0	0	0.0	9.3	9.1	-2.2
GEG-693	MCR-691	72.7	17.01	-327.4	0.06	0	0.0	98.8	22.8	-333.3
MCR-691	MCR-692	55.59	-	N/A	0.13	-	N/A	75.4	-	N/A
MCR-691	MCR-695	-	0	N/A	-	0	N/A	-	0	N/A
MCR-695	RBR-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
RBR-69	MCR-692	-	55.43	N/A	-	0.01	N/A	-	74.3	N/A
MCR-692	CMB-69D	55.46	55.42	-0.1	0.44	0.43	-2.3	75.4	74.3	-1.5
CMB-69D	LPR-691	38.12	38.1	-0.1	0.09	0.08	-12.5	53	52.2	-1.5
LPR-691	LPR-692	18.86	18.86	0.0	0.01	0.01	0.0	31.1	30.6	-1.6
LPR-692	GDA-694	18.85	18.84	-0.1	0	0	0.0	31.1	30.6	-1.6
GDA-694	GDA-695	18.85	18.84	-0.1	0	0	0.0	44.7	44	-1.6
LPR-691	LPR-69	19.17	19.16	-0.1	0	0	0.0	32	31.5	-1.6
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 4</b>										
GES-69	GEG-6941	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0.1	100.0
GEG-6941	MCR-694	0	0	0.0	0	0	0.0	0.1	0.1	0.0
MCR-694	RBR-691	-	0	N/A	-	0	N/A	-	0	N/A
RBR-691	RBR-69	19.05	-	N/A	0	-	N/A	39.7	-	N/A
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 5</b>										
GES-69	GEG-695	0	65.23	100.0	0	0	0.0	0	92.6	100.0
GEG-695	MCR-693	0	65.23	100.0	0	0.3	100.0	0.1	92.6	99.9
MCR-693	RBR-692	0	64.93	100.0	0	0.01	0.0	0	92.7	100.0
RBR-692	RBR-693	-	64.9	N/A	-	0	N/A	-	92.6	N/A
RBR-693	RBR-69	-	64.93	N/A	-	0	N/A	-	92.7	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).



Tabla CXXV. Contingencia 3 época húmeda demanda máxima (a)

Barra		Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CC1 [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CC1 [MW]	Δ [%]	CB [%]	CC1 [%]	Δ [%]
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 3</b>										
GES-69	GEG-694	84.23	27.32	-208.3	0.2	0.02	-900.0	91.9	29.3	-213.7
GEG-694	ARR-69	6.95	6.95	0.0	0.01	0.01	0.0	11.3	11.1	-1.8
GEG-694	GEG-693	77.08	20.35	-278.8	0.15	0.01	-1400.0	84.4	21.9	-285.4
GEG-693	MEC-69	2.16	2.16	0.0	0	0	0.0	9.1	8.9	-2.2
GEG-693	MCR-691	74.77	18.18	-311.3	0.06	0	0.0	97.5	23.2	-320.3
MCR-691	MCR-692	56.49	-	N/A	0.12	-	N/A	73.7	-	N/A
MCR-691	MCR-695	-	0	N/A	-	0	N/A	-	0	N/A
MCR-695	RBR-69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
RBR-69	MCR-692	-	56.34	N/A	-	0.01	N/A	-	72.4	N/A
MCR-692	CMB-69D	56.37	56.34	-0.1	0.42	0.41	-2.4	73.7	72.4	-1.8
CMB-69D	LPR-691	37.89	37.88	0.0	0.08	0.08	0.0	51.2	50.3	-1.8
LPR-691	LPR-692	20.26	20.26	0.0	0.02	0.02	0.0	33.2	32.6	-1.8
LPR-692	GDA-694	20.24	20.24	0.0	0	0	0.0	33.2	32.6	-1.8
GDA-694	GDA-695	20.24	20.24	0.0	0	0	0.0	47.6	46.7	-1.9
LPR-691	LPR-69	17.55	17.55	0.0	0	0	0.0	27.9	27.4	-1.8
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 4</b>										
GES-69	GEG-6941	0	0	0.0	0	0	0.0	0	0.1	100.0
GEG-6941	MCR-694	0	0	0.0	0	0	0.0	0.1	0.1	0.0
MCR-694	RBR-691	-	0	N/A	-	0	N/A	-	0	N/A
RBR-691	RBR-69	21.58	-	N/A	0	-	N/A	42.5	-	N/A
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 5</b>										
GES-69	GEG-695	0	69.67	100.0	0	0	0.0	0	91.1	100.0
GEG-695	MCR-693	0	69.67	100.0	0	0.29	100.0	0.1	91.1	99.9
MCR-693	RBR-692	0	69.38	100.0	0	0.01	0.0	0	91.1	100.0
RBR-692	RBR-693	-	69.37	N/A	-	0	N/A	-	91.1	N/A
RBR-693	RBR-69	-	69.37	N/A	-	0	N/A	-	91.1	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla CXXVI. **Contingencia 3 época húmeda demanda mínima (b)**

Barra		Potencia Reactiva			Pérdidas		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CC1 [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CC1 [MVAR]	Δ [%]
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 3</b>							
GES-69	GEG-694	8.14	5.16	-57.8	0.14	0.01	-1300.0
GEG-694	ARR-69	0.97	0.97	0.0	-0.07	-0.07	0.0
GEG-694	GEG-693	7.03	4.18	-68.2	0.11	0	0.0
GEG-693	MEC-69	0.79	0.79	0.0	-0.01	-0.01	0.0
GEG-693	MCR-691	6.13	3.4	-80.3	0.04	0	0.0
MCR-691	MCR-692	2.67	-	N/A	0.04	-	N/A
MCR-691	MCR-695	-	-0.03	N/A	-	-0.03	N/A
MCR-695	RBR-69	-	-	N/A	-	-	N/A
RBR-69	MCR-692	-	2.63	N/A	-	0	N/A
MCR-692	CMB-69D	2.62	2.63	0.4	0.14	0.14	0.0
CMB-69D	LPR-691	1.93	1.93	0.0	0.01	0.01	0.0
LPR-691	LPR-692	0.94	0.94	0.0	-0.02	-0.02	0.0
LPR-692	GDA-694	0.96	0.96	0.0	0	0	0.0
GDA-694	GDA-695	0.95	0.95	0.0	0	0	0.0
LPR-691	LPR-69	0.98	0.98	0.0	0	0	0.0
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 4</b>							
GES-69	GEG-6941	-0.04	-0.04	0.0	0	0	0.0
GEG-6941	MCR-694	-0.05	-0.05	0.0	-0.05	-0.05	0.0
MCR-694	RBR-691	-	0	N/A	-	0	N/A
RBR-691	RBR-69	3.07	-	N/A	0	-	N/A
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 5</b>							
GES-69	GEG-695	-0.04	7.12	100.6	0	0	0.0
GEG-695	MCR-693	-0.05	7.13	100.7	-0.05	0.14	0.0
MCR-693	RBR-692	0	6.98	100.0	0	0.01	0.0
RBR-692	RBR-693	-	7.05	N/A	-	0	N/A
RBR-693	RBR-69	-	6.92	N/A	-	0	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla CXXVII. **Contingencia 3 época húmeda demanda media (b)**

Barra		Potencia Reactiva			Pérdidas		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CC1 [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CC1 [MVAR]	Δ [%]
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 3</b>							
GES-69	GEG-694	33.15	10.31	-221.5	0.81	0.06	-1250.0
GEG-694	ARR-69	2.58	2.57	-0.4	-0.05	-0.05	0.0
GEG-694	GEG-693	29.77	7.69	-287.1	0.62	0.02	-3000.0
GEG-693	MEC-69	0.85	0.85	0.0	-0.01	-0.01	0.0
GEG-693	MCR-691	28.29	6.81	-315.4	0.23	0	0.0
MCR-691	MCR-692	21.17	-	N/A	0.5	-	N/A
MCR-691	MCR-695	-	-0.03	N/A	-	-0.03	N/A
MCR-695	RBR-69	-	-	N/A	-	-	N/A
RBR-69	MCR-692	-	20.45	N/A	-	0.03	N/A
MCR-692	CMB-69D	20.67	20.43	-1.2	1.71	1.65	-3.6
CMB-69D	LPR-691	14.74	14.57	-1.2	0.32	0.31	-3.2
LPR-691	LPR-692	6.79	6.73	-0.9	0.03	0.02	-50.0
LPR-692	GDA-694	6.77	6.71	-0.9	0	0	0.0
GDA-694	GDA-695	6.76	6.7	-0.9	0	0	0.0
LPR-691	LPR-69	7.63	7.53	-1.3	0.01	0.01	0.0
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 4</b>							
GES-69	GEG-6941	-0.03	-0.07	57.1	0	0	0.0
GEG-6941	MCR-694	-0.05	-0.05	0.0	-0.05	-0.05	0.0
MCR-694	RBR-691	-	0	N/A	-	0	N/A
RBR-691	RBR-69	8.84	-	N/A	0	-	N/A
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 5</b>							
GES-69	GEG-695	-0.03	36.21	100.1	0	0.02	0.0
GEG-695	MCR-693	-0.05	36.2	100.1	-0.05	1.18	104.2
MCR-693	RBR-692	0	35.02	100.0	0	0.05	100.0
RBR-692	RBR-693	-	34.91	N/A	-	0	N/A
RBR-693	RBR-69	-	35.04	N/A	-	0	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla CXXVIII. **Contingencia 3 época húmeda demanda máxima (b)**

Barra		Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CC1 [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CC1 [MVAR]	Δ [%]
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 3</b>							
GES-69	GEG-694	23.02	6.74	-241.5	0.79	0.06	-1216.7
GEG-694	ARR-69	1.39	1.39	0.0	-0.05	-0.05	0.0
GEG-694	GEG-693	20.84	5.3	-293.2	0.6	0.02	-2900.0
GEG-693	MEC-69	0.77	0.77	0.0	-0.01	-0.01	0.0
GEG-693	MCR-691	19.47	4.51	-331.7	0.22	0	0.0
MCR-691	MCR-692	14.64	-	N/A	0.48	-	N/A
MCR-691	MCR-695	-	-0.03	N/A	-	-0.03	N/A
MCR-695	RBR-69	-	-	N/A	-	-	N/A
RBR-69	MCR-692	-	13.96	N/A	-	0.03	N/A
MCR-692	CMB-69D	14.17	13.93	-1.7	1.63	1.57	-3.8
CMB-69D	LPR-691	12.15	11.98	-1.4	0.29	0.28	-3.6
LPR-691	LPR-692	7.35	7.28	-1.0	0.03	0.03	0.0
LPR-692	GDA-694	7.32	7.24	-1.1	0	0	0.0
GDA-694	GDA-695	7.32	7.25	-1.0	0	0	0.0
LPR-691	LPR-69	4.5	4.42	-1.8	0	0	0.0
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 4</b>							
GES-69	GEG-6941	-0.03	-0.07	57.1	0	0	0.0
GEG-6941	MCR-694	-0.05	-0.05	0.0	-0.05	-0.05	0.0
MCR-694	RBR-691	-	0	N/A	-	0	N/A
RBR-691	RBR-69	6.18	-	N/A	0	-	N/A
<b>LÍNEA GUATEMALA ESTE - GUADALUPE 5</b>							
GES-69	GEG-695	-0.03	23.94	100.1	0	0.02	0.0
GEG-695	MCR-693	-0.05	23.92	100.2	-0.05	1.14	104.4
MCR-693	RBR-692	0	22.78	100.0	0	0.05	100.0
RBR-692	RBR-693	-	22.72	N/A	-	0	N/A
RBR-693	RBR-69	-	22.72	N/A	-	0	N/A

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla CXXIX. **Contingencia 3 época húmeda demanda mínima (c)**

Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CC1 [p.u.]	CC1 [°]	Δ [%]	Δ [%]
1107	GES-231	0.995	-5.4	0.994	-5.4	-0.1	0.0
1155	GES-69	1.015	-7.7	1.012	-8	-0.3	3.8
12274	ARR-69	1.012	-8	1.01	-8.1	-0.2	1.2
12110	MCR-69	1.006	-8.5	1.005	-8.4	-0.1	-1.2
MCR695	MCR-695	-	-	1.01	-8.1	N/A	N/A
12207	CMB-69D	1.006	-9	1.005	-9	-0.1	0.0
12230	GDA-695	1.001	-8.4	0.999	-8.6	-0.2	2.3
12150	RBR-69	0.997	-8.8	1.009	-8.3	1.2	-6.0

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla CXXX. **Contingencia 3 época húmeda demanda media (c)**

Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CC1 [p.u.]	CC1 [°]	Δ [%]	Δ [%]
1107	GES-231	0.957	-11.8	0.957	-11.7	0.0	-0.9
1155	GES-69	1.005	-16.5	1.014	-16.6	0.9	0.6
12274	ARR-69	0.997	-17.1	1.01	-16.9	1.3	-1.2
12110	MCR-69	0.984	-17.9	1.002	-17.3	1.8	-3.5
MCR695	MCR-695	-	-	1.011	-16.9	N/A	N/A
12207	CMB-69D	0.971	-19.4	0.985	-18.9	1.4	-2.6
12230	GDA-695	0.977	-18.3	0.987	-18.4	1.0	0.5
12150	RBR-69	0.984	-17.9	1.002	-17.4	1.8	-2.9

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla CXXXI. **Contingencia 3 época húmeda demanda máxima (c)**

Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CC1 [p.u.]	CC1 [°]	Δ [%]	Δ [%]
1107	GES-231	0.98	-11.7	0.981	-11.6	0.1	-0.9
1155	GES-69	1.007	-16.7	1.019	-16.9	1.2	1.2
12274	ARR-69	1	-17.3	1.016	-17.2	1.6	-0.6
12110	MCR-69	0.988	-18.3	1.008	-17.7	2.0	-3.4
MCR695	MCR-695	-	-	1.016	-17.2	N/A	N/A
12207	CMB-69D	0.979	-19.7	0.996	-19.3	1.7	-2.1
12230	GDA-695	0.979	-19	0.991	-19.2	1.2	1.0
12150	RBR-69	0.982	-19	1.009	-17.8	2.7	-6.7

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Las siguientes tablas, muestran las pérdidas totales del S. N. I y del área de influencia del proyecto (zona 2) sin y con el proyecto en condiciones de contingencia, así como el ahorro o incremento de pérdidas en dichas condiciones.

Tabla CXXXII. **Ahorro de pérdidas de potencia [MW] en el S. N. I. al incluir el nuevo proyecto año 1, CC3 EHD Min. EHD Med. y EHD Max**

Época Húmeda	Pérdidas MW		
	CB	CC1	Ahorro
Máxima	64.914	64.081	0.833
Media	43.788	43.253	0.535
Mínima	16.194	16.081	0.113

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Tabla CXXXIII. **Ahorro de pérdidas de potencia [MW] en la zona 2 al incluir el nuevo proyecto año 1, CC3 EHD Min. EHD Med. y EHD Max**

Época Húmeda	Pérdidas MW		
	CB	CC1	Ahorro
Máxima	22.39	21.666	0.724
Media	16.81	16.317	0.493
Mínima	4.156	4.057	0.099

Fuente: Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

**4.9. Criterios de seguridad operativa, permiten definir las siguientes premisas de ubicación de equipo de maniobra**

- Equipo de maniobra en derivaciones de línea: se instalará equipo de maniobra en el punto de salida de cualquier línea, derivada de la línea principal, a fin de proteger la línea principal de cualquier evento de salida de la línea derivada.

- Equipo de maniobra en la línea principal, luego de una derivación de línea: Se instalará equipo de maniobra en el punto de continuidad de la línea principal y posteriormente una derivación de línea que alimente carga en operación normal a fin de proteger el tramo de línea derivada, así como el tramo anterior de línea principal de cualquier evento de salida en el tramo posterior de línea principal.
- Equipo de maniobra en línea de interconexión con otra línea principal: se instalará equipo de maniobra normalmente abierto en una línea de interconexión es decir, una línea que permita la conexión de dos líneas principales, a fin de permitir configuraciones de contingencia que permitan la transferencia de cargas.
- Equipo de maniobra en alimentadores de línea: el equipo de maniobra instalará en la salida de cualquier alimentador de subestación de distribución y subestación privada, a fin de proteger la línea principal de cualquier evento de salida de la línea, que alimenta a la subestación o simplemente por decisión de operación.
- Equipo de maniobra en barra de subestación continua a una línea principal: en la entrada y salida de una barra de subestación con flujo de potencia continuo de una línea principal, se instalará equipo de maniobra a fin de proteger el tramo de línea que alimenta a la subestación de cualquier evento de salida del tramo de línea continuo a la subestación o también permitir otras configuraciones de contingencia, que permitan la transferencia de cargas.
- Equipo de maniobra en configuración T para cargas muy importantes con opción de 2 flujos de alimentación: se instalará equipo de maniobra en

cada punto de entrada y salida del nodo que alimenta a una subestación con carga muy importante y con opción de 2 flujos de alimentación.

#### **4.10. Inventario del Proyecto seccionadores mecánicos, automatizados e interruptores de potencia en gas SF<sub>6</sub> (IG´S) en las líneas de transmisión Guatemala Este - Guadalupe 1, 2 y 3**

Para la realización del inventario de cada uno de los equipos instalados en la red de transmisión en situación actual se analizó la red en el programa SIGRE, el cual brinda la ubicación, características, coordenadas, tipo, posición y entre otros, seguidamente se encuentran las tablas e imágenes de los equipos instalados en las líneas Guatemala Este – Guadalupe 1, 2 y 3 en situación actual y con la incorporación del proyecto.



Tabla CXXXIV. Inventario situación actual en la línea Guatemala Este – Guadalupe 1

Línea Guate Este - Guadalupe 1										
Equipo	Estado	Tipo	DI-km	Línea	COI	MVA P	MVA A	Objetivo	Gestión	Criterio
1269	N/C	Meca	4,87	P	ALTA	37	0	Permite desconectar y dejar sin tensión parte de la línea y toda su carga.	Retira	
1044	N/C	Meca	6,25	D	N/A	0	37	Permite desconectar y dejar sin tensión el tramo de línea que se deriva hacia la subestación Guadalupe, tramo que permite trasladar a la línea Guate Este - Guadalupe 1, parte de la carga de la línea Guate Este Guadalupe 3 y/o de la línea Guate Este - Guadalupe 2.	Retira	CE: Poco uso y existen otros equipos que permiten configuraciones que salvan la carga relacionada
1156	N/A	Meca	7,09	I	N/A	0	37	Permite conectar la línea, con la línea Guate Este Guadalupe 3	Queda	
1046	N/C	Meca	5,29	P	ALTA	37	0	Permite desconectar y dejar sin tensión parte de la línea y toda su carga (Salvando la carga que pueda estar conectada al tramo de línea que se deriva a la subestación Guadalupe y a Subestación Rodríguez Briones).	Retira	CE: Poco uso y existen otros equipos que permiten configuraciones que salvan la carga relacionada
1002	N/C	Auto	11,41	P	ALTA	37	0	Permite desconectar y dejar sin tensión parte de la línea y toda su carga (Salvando la carga que pueda estar conectada al tramo de línea que se deriva a la subestación Guadalupe y a la subestación Rodríguez Briones).	Retira	
1184	N/C	Meca	11,71	A	ALTA	3	34	Permite desconectar la subestación Colgate.	Queda	
1004	N/A	Auto	11,72	I	ALTA	0	37	Permite conectar la línea, con la línea Guate Este Guadalupe 2	Retira	
1030	N/A	Auto	11,63	I	ALTA	0	37	Permite conectar la línea, con la línea Guate Sur Guadalupe 1	Retira	
1006	N/C	Meca	12,67	A	N/A	3	34	Permite desconectar la subestación Maderas de Guatemala.	Queda	
1005	N/C	Meca	15,14	P	N/A	31	6	Permite desconectar y dejar sin tensión parte de la línea, la cual alimenta a las subestaciones Ojo de Agua y San Miguel Petapa, salvando la carga de las subestaciones Colgate y Maderas de Guatemala.	Retira	CE: Poco uso y existen otros equipos que permiten configuraciones que salvan la carga relacionada
1234	N/C	Meca	15,20	P	N/A	28	9	Permite desconectar y dejar sin tensión parte de la línea, la cual alimenta a la subestación San Miguel Petapa y subestación Mayan Golf, salvando la carga de la subestaciones Colgate, Maderas de Guatemala y Ojo de Agua.	Retira	CE: Se requiere automático
1131	N/C	Meca	16,54	A	N/A	0	37	Permite desconectar y dejar sin tensión la futura subestación Alamo y su alimentador.	Retira	Mover 0.28 km
1248	N/C	Auto	18,06	P	N/A	28	9	Permite desconectar y dejar sin tensión parte de la línea, la cual alimenta a la subestación San Miguel Petapa y subestación Mayan Golf, salvando la carga de las subestaciones Colgate, Maderas de Guatemala, Ojo de Agua y Alamo.	Retira	RI: Por Proyecto de Continuidad en Barra de Sub Sn. Miguel Petapa
1252	N/C	Meca	19,18	P	ALTA	0	37	Permite desconectar y dejar sin tensión parte de la línea, la cual se dirige hacia las líneas Mayan Golf - Laguna Centro y Laguna - Ojo de Agua, salvando la carga de las subestaciones Colgate, Maderas de Guatemala, Ojo de Agua, Alamo y San Miguel Petapa.	Retira	RI: Por Proyecto de Continuidad en Barra de Sub Sn. Miguel Petapa
1222	N/A	Meca	19,36	I	ALTA	0	37	Permite conectar la línea, con la línea Laguna - Ojo de Agua.	Retira	CE: Poco uso y existen otros equipos que permiten configuraciones que salvan la carga relacionada
1253	N/C	Auto	19,35	I	ALTA	0	37	Permite alimentar las Subestaciones Mayan Golf, Frisa y la Libertad.	Queda	
Línea Guate Este - Guadalupe 1 (Maniobras Subestaciones)										
Equipo	Estado	Tipo	Línea	COI	MVA P	MVA A	Objetivo	Gestión	Criterio	
1047	N/A	Auto	7,09	B	N/A	0	37	Permite conectar la subestación Guadalupe con la línea Guate Este - Guadalupe 1	Retira	

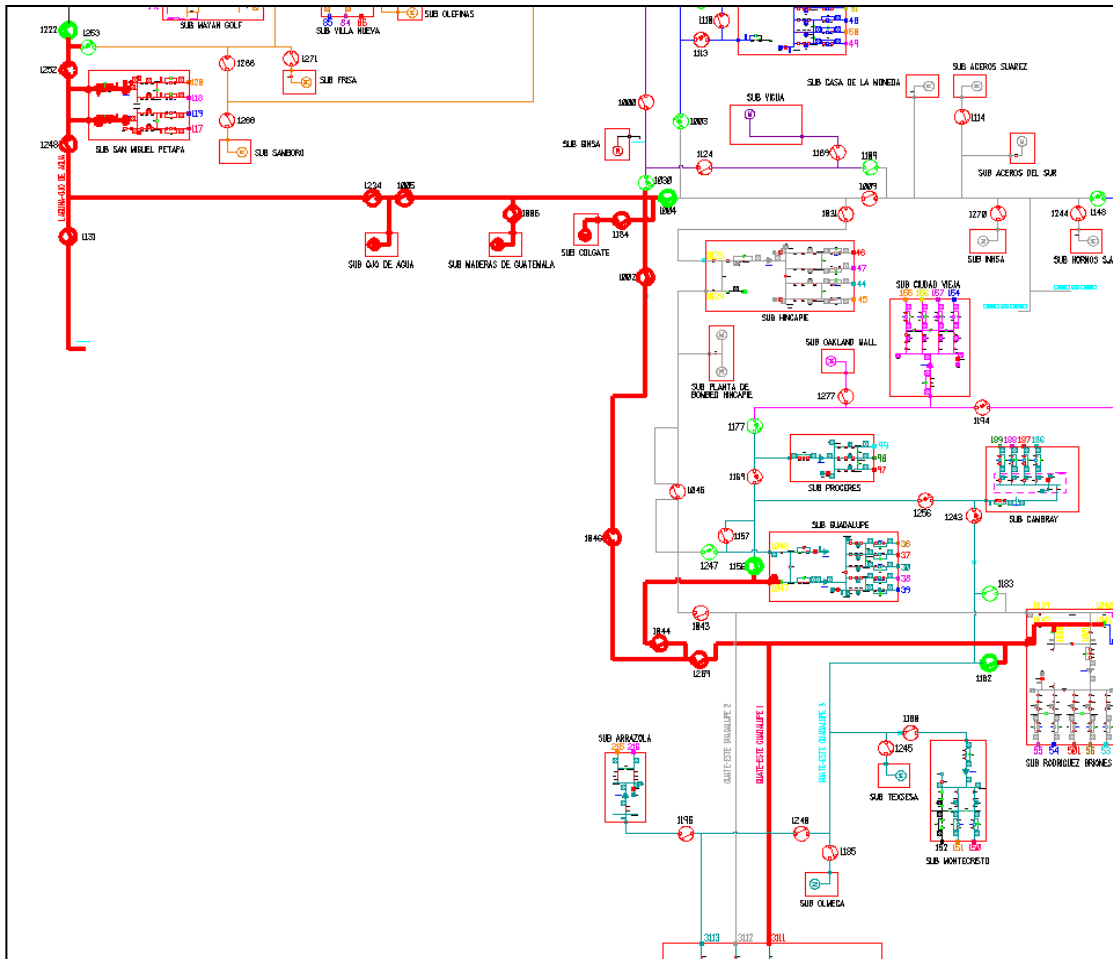
Fuente: elaboración propia.

Tabla CXXXV. **Inventario situación Proyecto en la línea Guatemala Este - Guadalupe 1**

<b>Línea Guate Este - Guadalupe 1</b>							
<b>Equipo</b>	<b>Estado</b>	<b>Tipo</b>	<b>DI-km</b>	<b>Línea</b>	<b>Objetivo</b>	<b>Gestión</b>	<b>Criterio</b>
GE1-01	N/A	Auto	4,87	I	Permite conectar la subestación Guadalupe con la línea Guate Este - Guadalupe 1	Nuevo	Por Criterio de Premisa
GE1-02	N/C	Meca	11,71	D	Permite desconectar la subestación Colgate y su Alimentador.	Existe	
GE1-03	N/C	Meca	12,66	D	Permite desconectar la subestación Maderas de Guatemala y su alimentador.	Existe	
GE1-04	N/C	Meca	15,14	D	Permite desconectar la subestación Ojo de Agua y su alimentador.	Nuevo	Por Criterio de Premisa
GE1-05	N/C	Auto	15,19	P	Permite desconectar y dejar sin tensión la subestación San Miguel Petapa y Alamo	Nuevo	Por Criterio de Premisa
GE1-06	N/C	Meca	16,54	D	Permite desconectar la subestación Alamo y alimentador.	Nuevo	Por Criterio de Premisa
GE1-07	N/A	Auto	19,50	I	Permite dejar sin tensión las subestaciones Mayan Golf, Frisa y La Libertad.	Nuevo	Por Criterio de Premisa
<b>Línea Guate Este - Guadalupe 1 (Maniobras Subestaciones)</b>							
<b>Equipo</b>	<b>Estado</b>	<b>Tipo</b>		<b>Línea</b>	<b>Objetivo</b>	<b>Gestión</b>	<b>Criterio</b>
GE1-C	N/C	IG		P	Entrada a la subestación San Miguel Petapa	Nuevo	Seguridad Operativa
GE1-D	N/C	IG		A	Protege el alimentador de la subestación Alamo	Nuevo	Seguridad Operativa
GE1-E	N/C	IG		P	Salida de la subestación San Miguel Petapa hacia Laguna	Nuevo	Seguridad Operativa
GE1-F	N/A	IG		P	Permite la interconexión con la línea de Mayan Golf	Nuevo	Seguridad Operativa
<b>Línea Guate Este - Guadalupe 1 (Subestación Operación)</b>							
<b>Equipo</b>	<b>Estado</b>	<b>Tipo</b>		<b>Línea</b>	<b>Objetivo</b>	<b>Gestión</b>	<b>Criterio</b>
GE1-A	N/C	IG		P	Entrada a la subestación de Operación Sector Industrial (En Sub. Petapa)	Nuevo	Seguridad Operativa
GE1-B	N/C	IG		P	Salida de la subestación de Operación Sector Industrial (En Sub. Petapa)	Nuevo	Seguridad Operativa

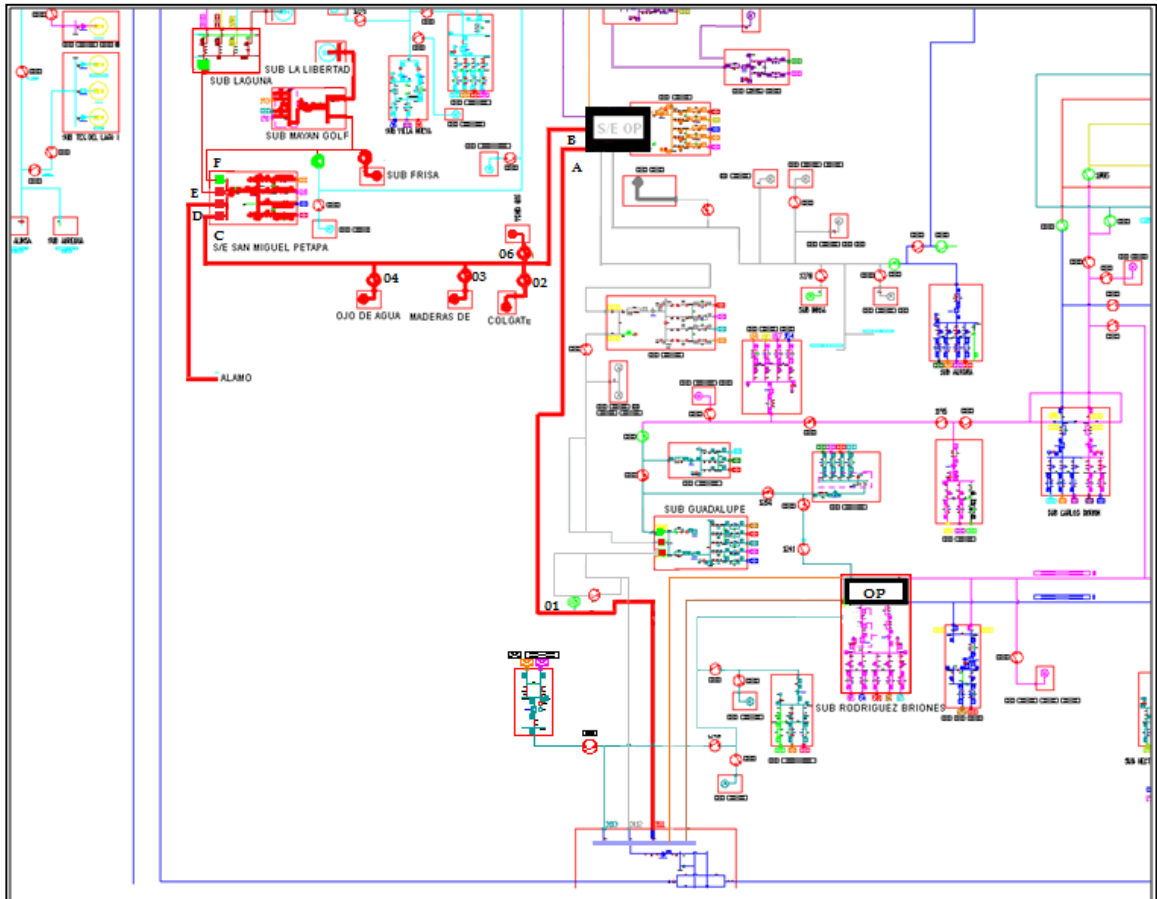
Fuente: elaboración propia.

Figura 73. Situación actual línea Guatemala Este – Guadalupe 1



Fuente: elaboración propia, con programa de Sistemas Gráficos Eléctricos (SIGRE).

Figura 74. Situación Proyecto línea Guatemala Este – Guadalupe 1



Fuente: elaboración propia, con programa de Sistemas Gráficos Eléctricos (SIGRE).

Tabla CXXXVI. Inventario situación actual en la línea Guatemala Este – Guadalupe 2

Línea Guate Este - Guadalupe 2											
Equipo	Estado	Tipo	DI-km	Línea	COI	UML	MVA P	MVA A	Objetivo	Gestión	Observación
1043	N/C	Meca	6,23	p	N/A		39	0	Permite desconectar y dejar sin tensión parte de la línea y toda su carga.	Retira	
1247	N/A	Auto	7,06	I	ALTA		0	39	Permite conectar la línea, con la línea Guate Este Guadalupe 3, (Subestación Guadalupe, Subestación Cambray, Subestación Monte Cristo)	Retira	Configuración Pi en Guadalupe
1045	N/C	Meca	6,71	P	N/A		39	0	Permite desconectar y dejar sin tensión parte de la línea y toda su carga	Retira	CE: Poco uso y existen otros equipos que permiten configuraciones que salvan la carga relacionada
1031	N/C	Meca	10,61	P	ALTA		9	30	Permite desconectar y dejar sin tensión parte de la línea, la cual alimenta a las subestaciones del sector industrial, salvando la carga de las subestaciones Planta Bombeo Hincapie e Hincapie.	Retira	CE: Poco uso y existen otros equipos que permiten configuraciones que salvan la carga relacionada
1003	N/A	Auto	11,40	I	ALTA		0	39	Permite conectar a ésta línea, la línea Guate Sur Guadalupe 2	Retira	Reconfiguración de Operación en Petapa
1009	N/C	Meca	10,64	P	ALTA		9	30	Permite desconectar y dejar sin tensión parte de la línea, la cual alimenta a las subestaciones del sector industrial, salvando la carga de las subestaciones Planta Bombeo Hincapie e Hincapie.	Retira	
1109	N/A	Meca	10,77	I	ALTA		0	39	Permite conectar a ésta la línea Guate Sur Guadalupe 1	Retira	OE: Se requiere automático
1114	N/C	Meca	11,79	A	N/A		3	36	Permite desconectar la subestación Aceros Suarez	Retira	Evaluar Mover 0.103 km.
1270	N/C	Meca	12,53	A	N/A		0	39	Permite desconectar la subestación Inhsa	Queda	
1244	N/C	Meca	12,94	A	N/A		3	36	Permite desconectar la subestación Hornos S.A.	Queda	
1148	N/A	Auto	13,01	I	ALTA		0	39	Permite conectar a ésta línea con la línea Centro Guatemala 1, quién alimenta a subestación Aurora.	Retira	Configuración Pi en Aurora
Línea Guate Este - Guadalupe 2 (Maniobras Subestaciones)											
Equipo	Estado	Tipo		Línea	COI	UML	MVA P	MVA A	Objetivo	Gestión	Criterio
1029	N/C	Auto	8,76	B	N/A		28	2	Permite desconectar y dejar sin tensión la subestación Hincapie así como la parte de la línea que alimenta a las subestaciones del sector industrial.	Retira	Configuración Pi.
1028	N/C	Auto	8,76	B	N/A		9	30	Permite desconectar y dejar sin tensión parte de la línea, la cual alimenta a las subestaciones del sector industrial, salvando la carga de las subestaciones Planta Bombeo Hincapie e Hincapie.	Retira	Configuración Pi.

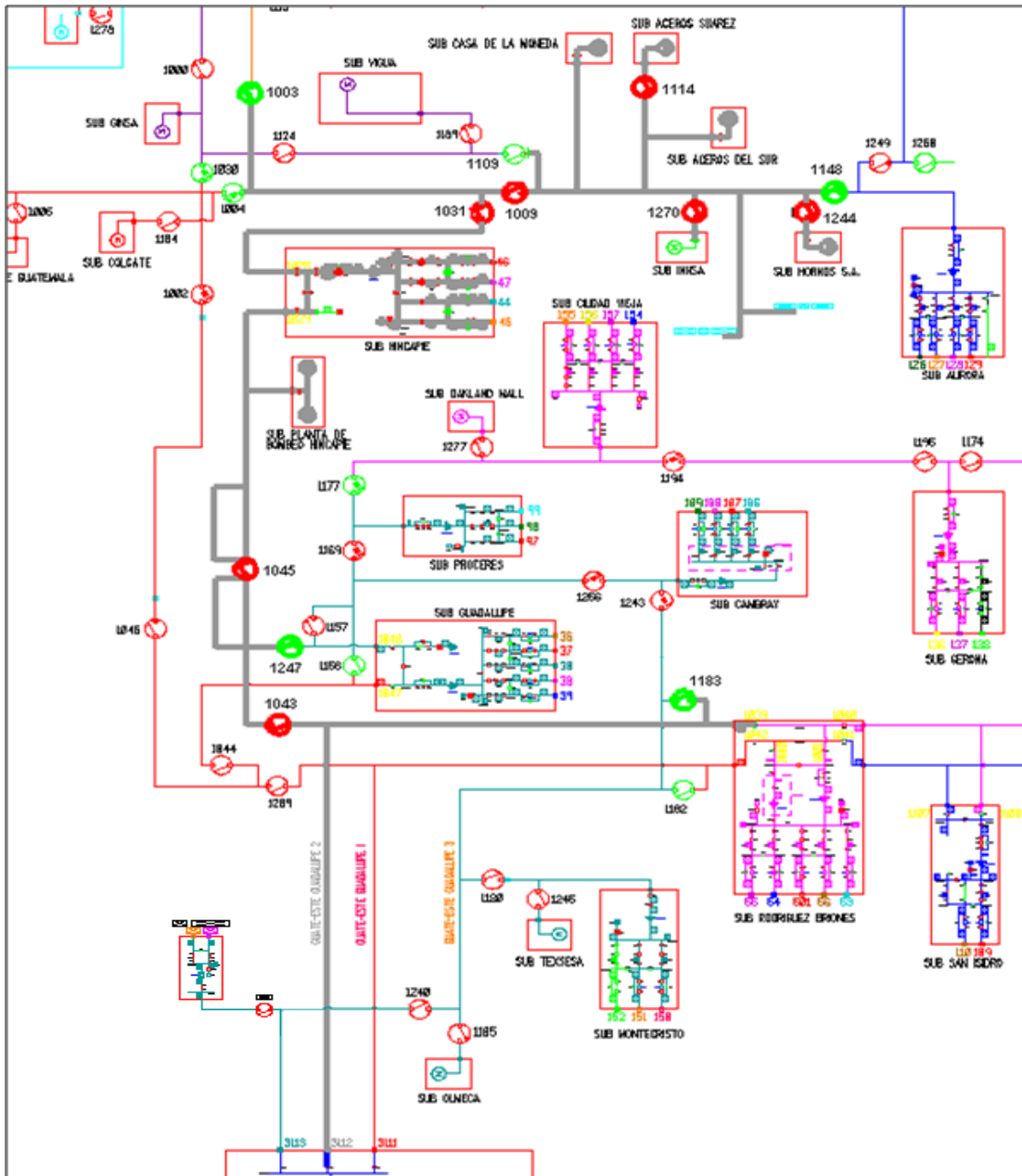
Fuente: elaboración propia.

Tabla CXXXVII. **Inventario situación Proyecto en la línea Guatemala Este – Guadalupe 2**

<b>Línea Guate Este - Guadalupe 2</b>							
<b>Equipo</b>	<b>Estado</b>	<b>Tipo</b>	<b>DI-km</b>	<b>Línea</b>	<b>Objetivo</b>	<b>Gestión</b>	<b>Observaciones</b>
GE2-01	N/A	Auto	4,86	I	Permite conectar la subestación Guadalupe con la línea Ge-Guadalupe 1.	Nuevo	Por Criterio de Premisa
GE2-02	N/C	Meca	10,77	A	Permite desconectar la subestación Vigua de la línea Guadalupe 2	Existe	
GE2-03	N/C	Meca	10,81	A	Permite desconectar la subestación Casa de la Moneda y su alimentador.	Nuevo	Por Criterio de Premisa
GE2-04	N/C	Meca	11,72	A	Permite desconectar la subestación Aceros del Sur y su alimentador.	Nuevo	Por Criterio de Premisa
GE2-05	N/C	Meca	11,79	A	Permite desconectar la subestación Aceros Suarez y su alimentador.	Existe	Mejora su ubicación
GE2-06	N/C	Meca	12,53	A	Permite desconectar la subestación Inhsa y su alimentador.	Existe	
GE2-07	N/C	Meca	12,81	A	Permite desconectar la subestación Hornos S.A. y su alimentador.	Existe	
<b>Línea Guate Este - Guadalupe 2 (Maniobras Subestaciones)</b>							
<b>Equipo</b>	<b>Estado</b>	<b>Tipo</b>		<b>Línea</b>	<b>Objetivo</b>	<b>Gestión</b>	<b>Criterio</b>
GE2-A	N/C	IG	7,11	P	Interruptor de entrada a la subestación Guadalupe	Nuevo	Seguridad Operativa
GE2-B	N/C	IG	7,11	P	Interruptor de salida de la subestación Guadalupe	Nuevo	Seguridad Operativa
GE2-C	N/C	IG	8,76	D	Alimentar la subestación Planta de B. Hincapie desde la barra de la Sub. Hincapie	Nuevo	Seguridad Operativa
GE2-D	N/C	IG	8,76	P	Interruptor de entrada a la subestación Hincapie	Nuevo	Seguridad Operativa
GE2-E	N/C	IG	8,76	P	Interruptor de salida de la subestación Hincapie	Nuevo	Seguridad Operativa
GE2-H	N/A	IG	13,58	P	Interruptor de entrada a la subestación Aurora. Permite la conexión de la Sub. Aurora a la línea Guate Este Guadalupe 2.	Nuevo	Seguridad Operativa
<b>Línea Guate Este - Guadalupe 2 (Maniobras Subestaciones)</b>							
<b>Equipo</b>	<b>Estado</b>	<b>Tipo</b>		<b>Línea</b>	<b>Objetivo</b>	<b>Gestión</b>	<b>Criterio</b>
GE2-F	N/C	IG	11,41	P	Interruptor de entrada a la subestación de Operación Sector Industrial (En Sub. Petapa)	Nuevo	Seguridad Operativa
GE2-G	N/C	IG	11,41	P	Interruptor de salida de la subestación de Operación Sector Industrial (En Sub. Petapa)	Nuevo	Seguridad Operativa

Fuente: elaboración propia.

Figura 75. Situación actual línea Guatemala Este – Guadalupe 2



Fuente: elaboración propia, con programa de Sistemas Gráficos Eléctricos (SIGRE).





Tabla CXXXVIII. Inventario situación actual en la línea Guatemala Este – Guadalupe 3

Línea Guate Este - Guadalupe 3											
Equipo	Estado	Tipo	DI-km	Línea	COI	UML	MVA P	MVA A	Objetivo	Gestión	Observación
1196	N/C	Meca	1,38	D					Permite desconectar y dejar sin tensión la Subestación Arrazola y su alimentador.	Queda	
1240	N/C	Meca	2,20	P	ALTA		104	0	Permite desconectar y dejar sin tensión parte de la línea y toda su carga.	Retira	OE: Se mejora su ubicación
1185	N/C	Meca	3,05	A	N/A		3	101	Permite desconectar la subestación Olmeca	Retira	Mover 0.536 km
1180	N/C	Meca	5,85	D	ALTA (mpu)		17	87	Permite desconectar y dejar sin tensión la derivación de la línea que alimenta la subestación Montecristo.	Queda	
1245	N/C	Meca	5,80	A	ALTA (mpu)		3	101	Permite desconectar la subestación Textesa	Queda	
1243	N/C	Auto	10,32	P	ALTA		84	20	Permite desconectar y dejar sin tensión parte de la línea, la cual alimenta a las subestaciones Cambray, Guadalupe, Proceres y Ciudad Vieja, salvando la carga de las subestaciones Olmeca, Textesa y Montecristo.	Queda	RI: Configuración T
1256	N/C	Auto	10,53	P	ALTA		56	48	Permite desconectar y dejar sin tensión parte de la línea, la cual alimenta a las subestaciones Guadalupe, Proceres y Ciudad Vieja, salvando la carga de las subestaciones Olmeca, Textesa, Montecristo y Cambray	Queda	RI: Configuración T
1157	N/C	Meca	13,88	D	N/A		28	76	Permite desconectar y dejar sin tensión la subestación Guadalupe	Queda	
1169	N/C	Auto	12,85	P	ALTA		28	76	Permite desconectar y dejar sin tensión parte de la línea, la cual alimenta a las subestaciones Proceres y su posible interconexión con la línea Guate norte Guadalupe 2, salvando la carga de las subestaciones Olmeca, Textesa, Montecristo, Cambray y Guadalupe.	Queda	RI: Configuración T
1177	N/A	Auto	13,26	I	ALTA		0	104	Permite conectar la línea con línea Guate Norte Guadalupe 2.	Queda	RI: Configuración T
Línea Guate Este - Guadalupe 3 (Maniobras Subestaciones)											
Equipo	Estado	Tipo		Línea	COI	UML	MVA P	MVA A	Objetivo	Gestión	Criterio
1048	N/C	Auto	13,85	B	N/A		28	76	Permite desconectar y dejar sin tensión la subestación Guadalupe	Retira	Configuración F

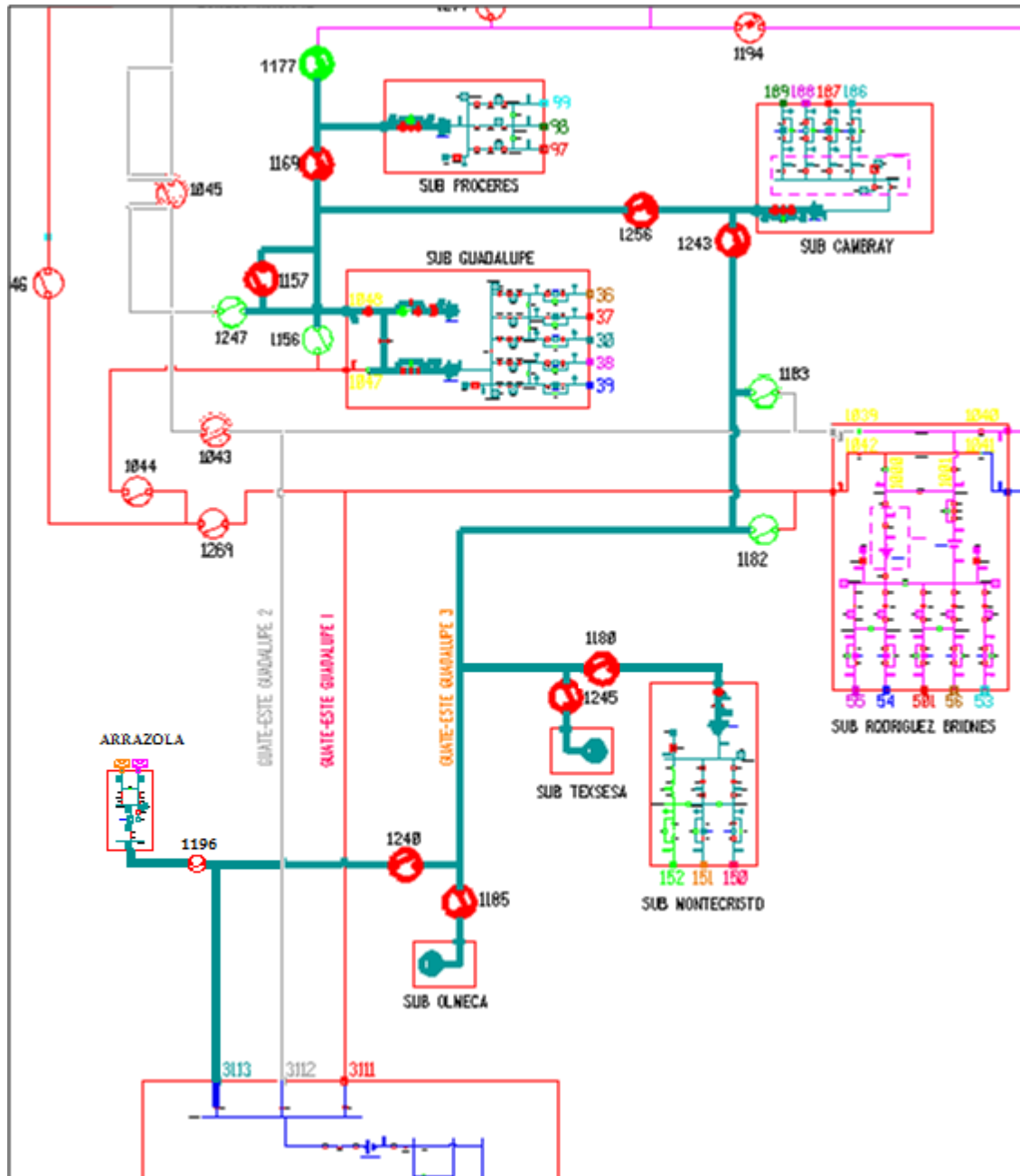
Fuente: elaboración propia.

Tabla CXXXIX. **Inventario situación Proyecto en la línea Guatemala Este – Guadalupe 2**

<b>Línea Guate Este - Guadalupe 3</b>							
<b>Equipo</b>	<b>Estado</b>	<b>Tipo</b>	<b>DI-km</b>	<b>Línea</b>	<b>Objetivo</b>	<b>Gestión</b>	<b>Observaciones</b>
GE3-01	N/C	Meca	0,10	P	Permite desconectar y dejar sin tensión parte de la línea y la mayor parte de su carga. Y dejar dentro la subestación Arrazola.	Nuevo	OE: Maniobra Externa
GE3-02	N/C	Meca	1,38	A	Permite desconectar y dejar sin tensión la subestación Arrazola y su Alimentador.	Existe	
GE3-03	N/C	Meca	3,00	A	Permite desconectar y dejar sin tensión la subestación Olmecca y su alimentador.	Existe	Mejorar Ubicación
GE3-04	N/C	Meca	2,90	D	Permite desconectar y dejar sin tensión la derivación de la línea que alimenta a las subestaciones Montecristo y Texsesa.	Nuevo	Por criterio de premisa.
GE3-05	N/C	Meca	5,80	A	Permite desconectar la subestación Texsesa	Existe	
GE3-06	N/C	Meca	5,85	A	Permite desconectar y dejar sin tensión la subestación Montecristo y su alimentador.	Existe	OE: Seguridad operativa
GE3-07	N/C	Meca	10,10	I	Permite desconectar y dejar sin tensión la línea que continúa hasta R. Briones, en caso de falla en ese tramo y continuar alimentando las Subestaciones Arrazola, Olmecca, Texsesa y Montecristo.	Nuevo	OE: Seguridad operativa. CF: A corto plazo nuevo proyecto de línea
<b>Línea Guate Este - Guadalupe 3 (Maniobras Subestaciones)</b>							
<b>Equipo</b>	<b>Estado</b>	<b>Tipo</b>		<b>Línea</b>	<b>Objetivo</b>	<b>Gestión</b>	<b>Criterio</b>
GE3-C	N/C	IG		P	Interruptor de entrada a la subestación Cambray. (Tecnología GI's)	Nuevo	Configuración Pi
GE3-D	N/C	IG		P	Interruptor de salida de la subestación Cambray. (Tecnología GI's)	Nuevo	Configuración Pi
GE3-E	N/C	IG	7,11	B	Interruptor de entrada a la subestación Guadalupe	Nuevo	Seguridad Operativa
GE3-F	N/C	IG	7,11	B	Interruptor de salida de la subestación Guadalupe.	Nuevo	Seguridad Operativa
GE3-G	N/A	IG	7,11	B	Parte la barra de la subestación Guadalupe.	Nuevo	Seguridad Operativa
GE3-H	N/C	IG		P	Interruptor de entrada a la subestación Próceres. (Tecnología GI's)	Nuevo	Configuración Pi
GE3-I	N/A	IG		P	Permite la conexión de la subestación Próceres a la línea GN-Guadalupe 2.	Nuevo	Configuración Pi
<b>Línea Guate Este - Guadalupe 3 (Subestación Operación)</b>							
<b>Equipo</b>	<b>Estado</b>	<b>Tipo</b>		<b>Línea</b>	<b>Objetivo</b>	<b>Gestión</b>	<b>Criterio</b>
GE3-A	N/C	IG	2,71	P	Interruptor de potencia entra a la subestación R. Briones	Nuevo	Seguridad Operativa
GE3-B	N/C	IG	2,71	D	Interruptor de salida de la sub. R. Briones para alimentar la carga de Cambray y Próceres y en condiciones de contingencia de la línea Guadalupe 2 alimentar la sub. Guadalupe mediante la Guadalupe 3	Nuevo	Seguridad Operativa

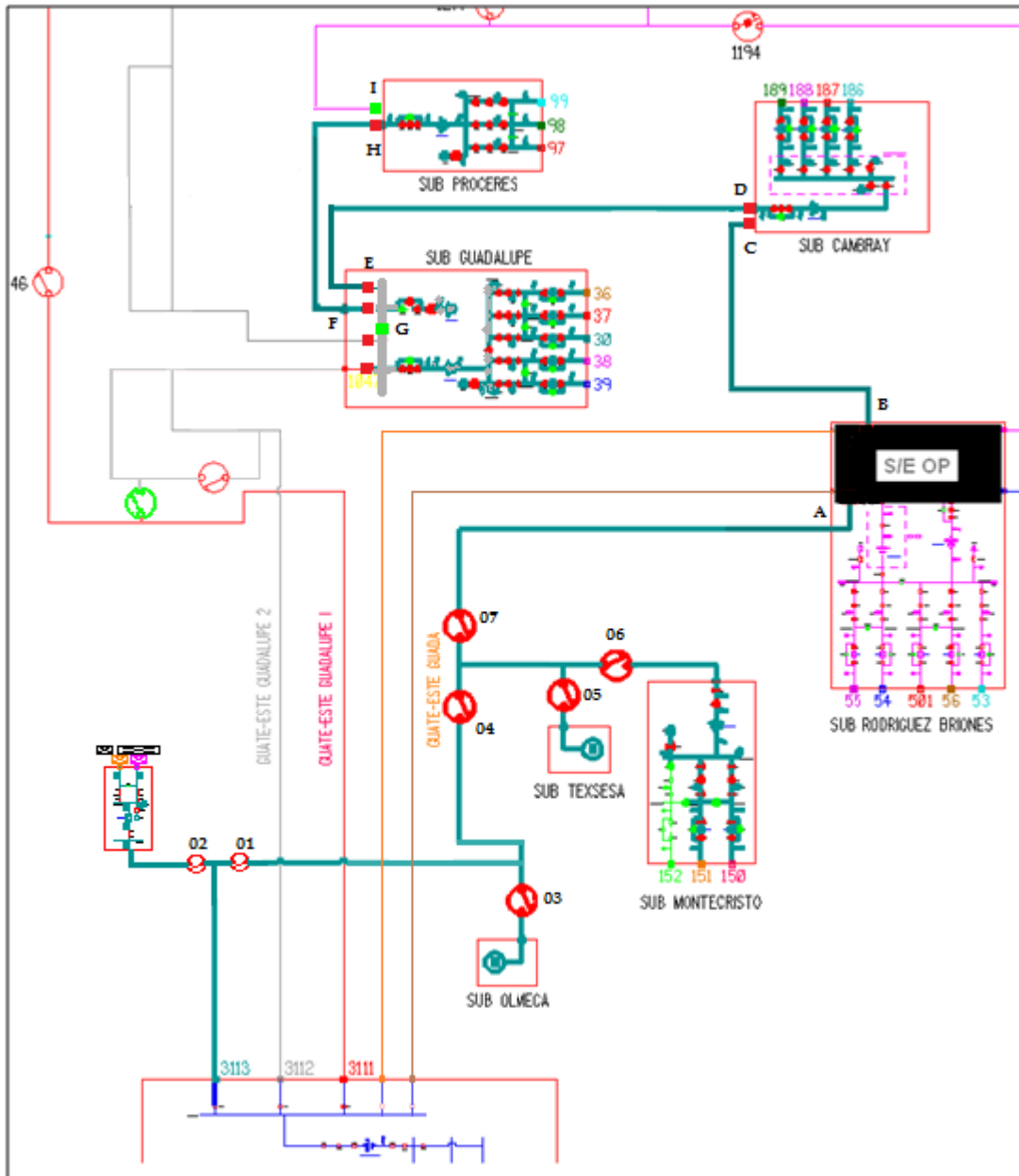
Fuente: elaboración propia.

Figura 77. Situación actual línea Guatemala Este – Guadalupe 3.



Fuente: elaboración propia, con programa de Sistemas Gráficos Eléctricos (SIGRE).

Figura 78. Situación Proyecto línea Guatemala Este – Guadalupe 3



Fuente: elaboración propia, con programa de Sistemas Gráficos Eléctricos (SIGRE).

**4.11. Inventario del Proyecto seccionadores mecánicos, automatizados y IG'S. en las líneas de transmisión Guatemala Este - Guadalupe 1, 2 y 3**

Tabla CXL. **Inventario del proyecto caso base y proyecto**

	Guadalupe 1		Guadalupe 2		Guadalupe 3		Total Líneas	
Inventario x Tipo	Situación Actual	Situación Proyecto	Situación Actual	Situación Proyecto	Situación Actual	Situación Proyecto	Situación Actual	Situación Proyecto
Mecánico	11	4	8	6	6	7	25	17
IG	0	4	0	6	0	7	0	17
Automático	6	3	5	1	5	0	16	4
Total	17	11	13	13	11	14	41	38

Fuente: elaboración propia.

Tabla CXLI. **Inventario del proyecto retiros y nuevos equipos**

Gestión de Equipo	Situación Actual	Situación Proyecto	Situación Actual	Situación Proyecto	Situación Actual	Situación Proyecto	Situación Actual	Situación Proyecto
Retiran M	8		6		2		16	
Retiran A	5		5		1		11	
Nuevos M		2		2		3		7
Nuevos IG		4		6		7		17
Nuevos A		3		1		0		4
	13	9	11	9	3	10	27	28

Fuente: elaboración propia.

Tabla CXLII. **Inventario del Proyecto compras de seccionadores mecánicos, automatizados e interruptores de potencia IG´S**

<b>Compran M</b>		<b>0</b>		<b>0</b>		<b>1</b>		<b>1</b>
<b>Compran IG</b>		<b>4</b>		<b>6</b>		<b>7</b>		<b>17</b>
<b>Compran A</b>		<b>0</b>		<b>0</b>		<b>0</b>		<b>0</b>

Fuente: elaboración propia.

**4.12. Cuadros de costos del Proyecto, equipos, seccionadores mecánicos, automatizados e IG´S en las líneas de transmisión Guatemala Este - Guadalupe 1, 2 y 3**

A continuación se presentan los cuadros de costos del proyecto, equipos, seccionadores mecánicos, automatizados y IG´S. en las líneas de transmisión Guatemala Este - Guadalupe 1, 2 y 3.

Tabla CXLIII. **Cantidad de interruptores de potencia IG´S para el proyecto**

Inventario x Tipo Guate Este Líneas de la 1-5	Situación Actual	Situación Proyecto
IG	0	10

Fuente: elaboración propia.

Tabla CXLIV. **Inversión de interruptores de potencia IG'S para el proyecto**

CUADRO INVERSIÓN	Guadalupe 1	Guadalupe 2	Guadalupe 3	Guadalupe 4	Guadalupe 5	TOTAL
	Elaboración de nuevo campo 69Kv.	Q2 444 634,96	Q2 444 634,96	Q2 444 634,96	Q2 444 634,96	
Instalación de Interruptores IG'S 69Kv.	Q3 509 045,40	Q3 509 045,40	Q3 509 045,40	Q3 509 045,40	Q3 509 045,40	
	Q5 953 680,36	Q5 953 680,36	Q5 953 680,36	Q5 953 680,36	Q5 953 680,36	Q29 768 401,81

Fuente: elaboración propia.

Tabla CXLV. **Inversión total de proyectos en estudio**

PROYECTO	DESCRIPCIÓN	INVERSION CON IVA	INVERSION SIN IVA	TOTAL CON IVA	TOTAL SIN IVA
Subestación Sector Industrial	Materiales	Q6 677 020,00	Q5 961 625,00	Q10 743 225,32	Q9 592 165,46
	Mano de obra	Q4 066 205,32	Q3 630 540,46		
Subestación Rodríguez Briones	Materiales	Q6 759 731,84	Q6 035 474,86	Q10 991 857,58	Q9 814 158,56
	Mano de obra	Q4 232 125,74	Q3 778 683,70		
Líneas Guatemala Este - Guadalupe 4 y 5	Materiales	Q1 430 587,93	Q1 277 310,65	Q2 682 443,77	Q2 395 039,07
	Mano de obra	Q1 251 855,84	Q1 117 728,42		
Ampliación Guatemala Este - Guadalupe 1 y 2 - Sector Industrial	Materiales	Q11 700 000,00	Q10 446 428,57	Q11 700 000,00	Q10 446 428,57
	Mano de obra				
<b>TOTAL</b>				<b>Q36 117 526,67</b>	<b>Q32 247 791,66</b>

Fuente: elaboración propia.

#### 4.13. Resumen de costos del proyecto

A continuación se muestra el resumen de costos del proyecto.

Tabla CXLVI. Resumen de costos

Subestación	Líneas	Costos x Línea	Costo Total
<b>Guatemala Este</b>			
	Guadalupe 1	Q 15 261 360,72	
	Guadalupe 2	Q 18 934 041,09	
	Guadalupe 3	Q 21 673 881,27	
	Guadalupe 4	-	
	Guadalupe 5	-	Q 55 869 283,08

Subestación	Subestaciones	Costos x Línea	Costo Total
<b>Guatemala Este</b>			
	Guadalupe 1	Q 5 953 680,36	
	Guadalupe 2	Q 5 953 680,36	
	Guadalupe 3	Q 5 953 680,36	
	Guadalupe 4	Q 5 953 680,36	
	Guadalupe 5	Q 5 953 680,36	Q 29 768 401,81

Subestación	Subestaciones	Costos x Proyecto	Costo Total
<b>Guatemala Este</b>			
<b>PROYECTO</b>			
	Subestación Sector Industrial	Q 10 743 225,32	
	Subestación Rodríguez Briones	Q 10 991 857,58	
	Líneas Guatemala Este - Guadalupe 4 y 5	Q 2 682 443,77	
	Ampliación Guatemala Este - Guadalupe 1 y 2 - Sector Industrial	Q 11 700 000,00	Q 36 117 526,67

<b>TOTAL</b>	<b>Q 121 755 211,56</b>
--------------	-------------------------

Fuente: elaboración propia.



#### **4.14. Análisis económico del proyecto**

A continuación se presenta el análisis económico del proyecto.

##### **4.14.1. Ampliación de capacidad de la línea doble circuito Guatemala Este – Sector Industrial 69 kV**

A continuación se detallan los costos de ampliación de capacidad de la Línea Doble Circuito Guatemala Este – Sector Industrial 69 kV.

###### **4.14.1.1. Costos**

El costo del proyecto es de Q 17 961132,90 el cual comprende el costo total de materiales y mano de obra, este costo incluye el costo de ampliar las líneas Guatemala Este – Sector Industrial 1 y 2, la construcción del tramo Guatemala Este – Sector Industrial 2 y Guatemala Este – Sector Industrial 1, la construcción del tramo subestación Guadalupe – derivación sub Hincapié, la construcción del tramo sub Hincapié – nodo 12019 y la readecuación de la subestación Guadalupe y la subestación Hincapié.

###### **4.14.1.2. Valoración de los beneficios**

Los beneficios consisten en el ahorro de pérdidas de potencia y de energía; así como también, en evitar los altos costos de la energía no suministrada por interrupciones; las pérdidas de potencia y energía se valoran con el precio medio de compra de la potencia (Q 73,28 /kW-mes) y precio medio de la energía en el mercado de oportunidad (Q 0,9009 /kWh), según corresponde.

#### **4.14.1.3. Evaluación económica del proyecto**

La siguiente tabla presenta los valores de los parámetros económicos útiles para realizar la evaluación, también se presentan en forma anual los beneficios y los costos para un período de 30 años.

Los valores anuales tanto de los beneficios, como de los costos anuales se actualizaron con una tasa del 10,14 %. Los cálculos presentados en la siguiente tabla, indican que hacer el proyecto representa un beneficio neto en valores presentes de Q 17,961 millones de quetzales aproximadamente, lo cual equivale a una relación beneficio costo de 1,3 y el flujo neto anual del proyecto presenta una Tasa Interna de Retorno del 13 %.

Tabla CXLVII. Evaluación económica del Proyecto ampliación de línea Guatemala Este –Sector Industrial 1 y 2

INFORMACIÓN		
Tasa de crecimiento anual	2,15%	
Tasa de actualización anual de capital	10,14%	
Costo de la potencia	73,28	Q/kW.mes
Costo de la energía	0,9009	Q/kWh
Ahorro de pérdidas en AT durante el pico	317	kW
Ahorro anual de pérdidas de energía	2 007	MWh
Demanda Inicial GES-SCI 1:	38,15	MW
Demanda Inicial GES-SCI 2:	45,61	MW
Costo anual de sanciones por subestación	30	kQ
Costo anual de mantenimiento	58	kQ
Costo del proyecto	17 961,133	kQ

CÁLCULOS										
Año	Demanda GSU-SCI 1 MW	Demanda GSU-SCI 2 MW	Ahorro de pérdidas de		Ahorro Pérdidas Q	Energía No Servida MWh	Costo Energía No Servida Miles de Q.	Ahorro Total Costos Q	Costos en Q de operación y Mantenimiento *	Flujo neto año Q
			Potencia kW	Energía MWh						
2013	38,15	45,61	317	2 007	2 086 903	1 306	11 766	2 098 669	-17 961 133	-17 961 133
2014	38,98	46,59	317	2 007	2 086 903	3 714	33 462	2 120 365	-87 828	2 010 841
2015	39,81	47,59	317	2 007	2 086 903	7 361	66 318	2 153 220	-87 828	2 032 537
2016	40,67	48,62	317	2 007	2 086 903	11 810	106 397	2 193 299	-87 828	2 065 393
2017	41,55	49,66	317	2 007	2 086 903	17 360	156 400	2 243 303	-87 828	2 105 472
2018	42,44	50,73	317	2 007	2 086 903	23 529	211 969	2 298 872	-87 828	2 155 475
2019	43,36	51,83	317	2 007	2 086 903	30 116	271 320	2 358 222	-87 828	2 211 044
2020	44,29	52,94	317	2 007	2 086 903	37 118	334 394	2 421 297	-87 828	2 270 395
2021	45,24	54,08	317	2 007	2 086 903	44 613	401 916	2 488 819	-87 828	2 333 469
2022	46,22	55,25	317	2 007	2 086 903	60 824	547 966	2 634 869	-87 828	2 400 991
2023	47,21	56,44	317	2 007	2 086 903	69 539	626 477	2 713 380	-87 828	2 472 486
2024	48,23	57,65	317	2 007	2 086 903	78 574	707 871	2 794 774	-87 828	2 547 041
2025	49,27	58,89	317	2 007	2 086 903	88 063	793 356	2 880 259	-87 828	2 625 552
2026	50,33	60,16	317	2 007	2 086 903	98 439	886 833	2 973 736	-87 828	2 706 947
2027	51,41	61,46	317	2 007	2 086 903	109 808	989 261	3 076 164	-87 828	2 792 431
2028	52,52	62,78	317	2 007	2 086 903	122 150	1 100 452	3 187 355	-87 828	2 885 908
2029	53,65	64,13	317	2 007	2 086 903	135 288	1 218 807	3 305 710	-87 828	2 988 336
2030	54,81	65,51	317	2 007	2 086 903	148 929	1 341 700	3 428 603	-87 828	3 099 528
2031	55,99	66,92	317	2 007	2 086 903	163 200	1 470 265	3 557 168	-87 828	3 217 882
2032	57,19	68,36	317	2 007	2 086 903	178 033	1 603 899	3 690 802	-87 828	3 340 775
2033	58,42	69,84	317	2 007	2 086 903	193 309	1 741 518	3 828 421	-87 828	3 469 340
2034	59,68	71,34	317	2 007	2 086 903	209 118	1 883 945	3 970 848	-87 828	3 602 974
2035	60,97	72,88	317	2 007	2 086 903	225 485	2 031 391	4 118 294	-87 828	3 740 594
2036	62,28	74,45	317	2 007	2 086 903	242 366	2 183 473	4 270 376	-87 828	3 883 020
2037	63,62	76,05	317	2 007	2 086 903	259 877	2 341 233	4 428 136	-87 828	4 030 467
2038	64,99	77,69	317	2 007	2 086 903	278 025	2 504 724	4 591 627	-87 828	4 182 548
2039	66,39	79,36	317	2 007	2 086 903	296 959	2 675 303	4 762 206	-87 828	4 340 308
2040	67,82	81,07	317	2 007	2 086 903	316 830	2 854 320	4 941 223	-87 828	4 503 799
2041	69,28	82,81	317	2 007	2 086 903	337 925	3 044 370	5 131 273	-87 828	4 674 379
2042	70,77	84,60	317	2 007	2 086 903				-87 828	4 853 396
2043	72,30	86,42	317	2 007	2 086 903				-87 828	5 043 445

\*/ Incluye costo anual de sanciones por faltas a la calidad.

RESULTADOS PARA 30 AÑOS	
VNA (EN MILES DE Q.)	5 663
RBC	1,30
TIR	13%

Fuente: elaboración propia.

#### **4.14.2. Construcción de la nueva subestación de operación Sector Industrial 69 kV**

A continuación se detallan los costos de construcción de la nueva subestación de operación Sector Industrial 69 kV.

##### **4.14.2.1. Costos**

El costo del proyecto es de Q11 248 000,00 el cual comprende el costo obra civil, interruptores, materiales, accesorios, y mano de obra.

##### **4.14.2.2. Valoración de los beneficios**

Los beneficios a valorar consisten en el ahorro de pérdidas de potencia y pérdidas de energía en la red de transmisión; los cuales se valoran con el precio medio de compra de la potencia (Q 73,28 /kW-mes) y precio medio de compra de la energía (Q 0,9009 /kWh) por parte de EEGSA.

##### **4.14.2.3. Evaluación económica del proyecto**

La evaluación consiste en comparar el costo de hacer el proyecto con el valor presente del ahorro de pérdidas, considerando que el valor anual del ahorro de pérdidas crece a razón del 2,82 % anual, debido a que el crecimiento es proporcional al cuadrado del crecimiento de la demanda; los valores anuales del ahorro de pérdidas se actualizan con una tasa de 10,14 %, durante un período de 30 años.

Los cálculos presentados en la siguiente tabla, indican que hacer el proyecto representa un beneficio neto en valores presentes de 15,89 millones

de quetzales, lo cual equivale a una relación beneficio costo de 2,34 y a una tasa interna de retorno de 24 %.

Tabla CXLVIII. Evaluación económica del Proyecto subestación de operación Sector Industrial 69 kV

INFORMACIÓN

Tasa de crecimiento anual	2,8%	
Tasa de actualización anual de capital	10,1%	
Costo de la potencia	73,28	Q/kW.mes
Costo de la energía	0,9009	Q/kWh
Ahorro de pérdidas en AT durante el pico	169	kW
Ahorro anual de pérdidas de energía	1 039	MWh
Demanda	112,30	MW
Costo anual de sanciones por subestación	30 000	Q
Costo anual de mantenimiento	36	kQ
Costo del proyecto	11 248	kQ

CÁLCULOS

Año	Demanda MW	Ahorro de pérdidas de		Ahorro Pérdidas Q.	Costo Energía No Servida Q.	Ahorro total de costos Q	Costos en Q de operación y mantenimiento *	Flujo neto año Q
		Potencia kW	Energía MWh					
2013	112,30	168,50	1 039	1 084 471	1 254 985	2 339 457	-11 248 000	-11 248 000
2014	115,47	178,14	1 099	1 146 498	1 254 985	2 401 483	-66 214	2 335 269
2015	118,72	188,33	1 162	1 212 072	1 254 985	2 467 058	-66 214	2 400 844
2016	122,07	199,10	1 228	1 281 397	1 254 985	2 536 382	-66 214	2 470 168
2017	125,51	210,48	1 298	1 354 687	1 254 985	2 609 672	-66 214	2 543 458
2018	129,05	222,52	1 373	1 432 169	1 254 985	2 687 154	-66 214	2 620 940
2019	132,69	235,25	1 451	1 514 082	1 254 985	2 769 067	-66 214	2 702 853
2020	136,43	248,71	1 534	1 600 680	1 254 985	2 855 665	-66 214	2 789 451
2021	140,28	262,93	1 622	1 692 231	1 254 985	2 947 217	-66 214	2 881 003
2022	144,24	277,97	1 714	1 789 019	1 254 985	3 044 004	-66 214	2 977 790
2023	148,30	293,87	1 813	1 891 342	1 254 985	3 146 328	-66 214	3 080 113
2024	152,49	310,68	1 916	1 999 518	1 254 985	3 254 503	-66 214	3 188 289
2025	156,79	328,44	2 026	2 113 881	1 254 985	3 368 866	-66 214	3 302 652
2026	161,21	347,23	2 142	2 234 785	1 254 985	3 489 770	-66 214	3 423 556
2027	165,75	367,09	2 264	2 362 604	1 254 985	3 617 589	-66 214	3 551 375
2028	170,43	367,09	2 264	2 362 604	1 254 985	3 617 589	-66 214	3 551 375
2029	170,43	367,09	2 264	2 362 604	1 254 985	3 617 589	-66 214	3 551 375
2030	170,43	367,09	2 264	2 362 604	1 254 985	3 617 589	-66 214	3 551 375
2031	170,43	367,09	2 264	2 362 604	1 254 985	3 617 589	-66 214	3 551 375
2032	170,43	367,09	2 264	2 362 604	1 254 985	3 617 589	-66 214	3 551 375
2033	170,43	367,09	2 264	2 362 604	1 254 985	3 617 589	-66 214	3 551 375
2034	170,43	367,09	2 264	2 362 604	1 254 985	3 617 589	-66 214	3 551 375
2035	170,43	367,09	2 264	2 362 604	1 254 985	3 617 589	-66 214	3 551 375
2036	170,43	367,09	2 264	2 362 604	1 254 985	3 617 589	-66 214	3 551 375
2037	170,43	367,09	2 264	2 362 604	1 254 985	3 617 589	-66 214	3 551 375
2038	170,43	367,09	2 264	2 362 604	1 254 985	3 617 589	-66 214	3 551 375
2039	170,43	367,09	2 264	2 362 604	1 254 985	3 617 589	-66 214	3 551 375
2040	170,43	367,09	2 264	2 362 604	1 254 985	3 617 589	-66 214	3 551 375
2041	170,43	367,09	2 264	2 362 604	1 254 985	3 617 589	-66 214	3 551 375
2042	170,43	367,09	2 264	2 362 604	1 254 985	3 617 589	-66 214	3 551 375
2043	170,43	367,09	2 264	2 362 604	1 254 985	3 617 589	-66 214	3 551 375

\*/ Incluye costo anual de sanciones por faltas a la calidad.

RESULTADOS PARA 30 AÑOS	
VNA (EN MILES DE Q.)	15 890
RBC	2,34
TIR	24%

Fuente: elaboración propia.

### **4.14.3. Construcción de la nueva subestación de operación Rodríguez Briones 69 kV**

A continuación se detallan los costos de construcción de la nueva subestación de operación Rodríguez Briones 69 kV.

#### **4.14.3.1. Costos**

Los beneficios mencionados anteriormente tienen un costo de 8 millones de quetzales, los cuales incluyen el costo de los interruptores, materiales, accesorios y mano de obra.

#### **4.14.3.2. Valoración de los beneficios**

Los beneficios que consisten en el ahorro de pérdidas de potencia y pérdidas de energía en la red de transmisión se valoran con el precio medio de compra de la potencia (Q 73,28 /kW-mes) y precio medio de compra de la energía (Q 0,9009 /kWh).

#### **4.14.3.3. Evaluación económica del proyecto**

La evaluación consiste en comparar, el costo de hacer el proyecto con el valor presente del ahorro de pérdidas, considerando que el valor anual del ahorro de pérdidas crece a razón del 6,4 % anual, debido a que el crecimiento es proporcional al cuadrado del crecimiento de la demanda.

Los valores anuales del ahorro de pérdidas se actualizan con una tasa de 10,14 %, durante un período de 30 años. Los cálculos presentados en la siguiente tabla, indican que hacer el proyecto representa un beneficio neto en

valores presentes de 100,41 millones de quetzales, lo cual equivale a una relación beneficio costo de 54,44 y a una tasa interna de retorno de 85 %.



Tabla CXLIX. Evaluación económica del Proyecto construcción de la nueva subestación de operación Rodríguez Briones 69 kV

INFORMACIÓN		
Tasa de crecimiento anual	3,15%	
Tasa de actualización anual de capital	10,1%	
Costo de la potencia	73,28	Q/kW.mes
Costo de la energía	0,9009	Q/kWh
Ahorro de pérdidas en AT durante el pico	1 087	kW
Ahorro anual de pérdidas de energía	5 572	MWh
Demanda	103,09	MW
Costo anual de sanciones por subestación	30 000	Q
Costo anual de mantenimiento	26	kQ
Costo del proyecto	8 000	kQ

CÁLCULOS							
Año	Demanda MW	Ahorro de pérdidas de		Ahorro Pérdidas Q.	Ahorro Total Costos Q.	Costos en Q de operación y mantenimiento *	Flujo neto año Q
		Potencia kW	Energía MWh				
2013	103,09	1087,00	5 572	5 975 431	5 975 431	-8 000 000	-8 000 000
2014	106,34	1156,56	5 928	6 357 813	6 357 813	-55 757	6 302 056
2015	109,69	1230,57	6 308	6 764 663	6 764 663	-55 757	6 708 907
2016	113,14	1309,32	6 711	7 197 549	7 197 549	-55 757	7 141 793
2017	116,71	1393,10	7 141	7 658 137	7 658 137	-55 757	7 602 380
2018	120,38	1482,25	7 598	8 148 198	8 148 198	-55 757	8 092 441
2019	124,17	1577,10	8 084	8 669 620	8 669 620	-55 757	8 613 863
2020	128,09	1678,03	8 601	9 224 408	9 224 408	-55 757	9 168 651
2021	132,12	1785,41	9 152	9 814 699	9 814 699	-55 757	9 758 942
2022	136,28	1899,66	9 737	10 442 764	10 442 764	-55 757	10 387 007
2023	140,58	2021,22	10 360	11 111 019	11 111 019	-55 757	11 055 263
2024	145,00	2150,57	11 023	11 822 039	11 822 039	-55 757	11 766 282
2025	149,57	2288,18	11 729	12 578 557	12 578 557	-55 757	12 522 801
2026	154,28	2434,61	12 479	13 383 488	13 383 488	-55 757	13 327 731
2027	159,14	2590,41	13 278	14 239 927	14 239 927	-55 757	14 184 170
2028	164,16	2756,17	14 128	15 151 172	15 151 172	-55 757	15 095 415
2029	169,33	2932,55	15 032	16 120 730	16 120 730	-55 757	16 064 973
2030	174,66	3120,21	15 994	17 152 331	17 152 331	-55 757	17 096 575
2031	180,16	3319,88	17 017	18 249 948	18 249 948	-55 757	18 194 191
2032	185,84	3532,32	18 106	19 417 803	19 417 803	-55 757	19 362 046
2033	191,69	3758,36	19 265	20 660 392	20 660 392	-55 757	20 604 635
2034	197,73	3998,87	20 497	21 982 497	21 982 497	-55 757	21 926 740
2035	203,96	4254,77	21 809	23 389 206	23 389 206	-55 757	23 333 449
2036	210,38	4527,04	23 205	24 885 934	24 885 934	-55 757	24 830 177
2037	217,01	4816,73	24 690	26 478 441	26 478 441	-55 757	26 422 684
2038	223,84	5124,97	26 269	28 172 856	28 172 856	-55 757	28 117 099
2039	230,90	5452,93	27 951	29 975 701	29 975 701	-55 757	29 919 944
2040	238,17	5801,87	29 739	31 893 913	31 893 913	-55 757	31 838 156
2041	245,67	5801,87	29 739	31 893 913	31 893 913	-55 757	31 838 156
2042	245,67	5801,87	29 739	31 893 913	31 893 913	-55 757	31 838 156
2043	245,67	5801,87	29 739	31 893 913	31 893 913	-55 757	31 838 156

\* Incluye costo anual de sanciones por faltas a la calidad.

RESULTADOS PARA 30 AÑOS	
VNA (EN MILES DE Q.)	100 411
RBC	54,44
TIR	85%

Fuente: elaboración propia.

#### **4.14.4. Construcción de las nuevas líneas de transmisión Guatemala Este – Guadalupe 4 y 5,69 kV**

A continuación se detallan los costos de construcción de las nuevas líneas de transmisión Guatemala Este – Guadalupe 4 y 5,69 kV.

##### **4.14.4.1. Costos**

El costo del proyecto es de Q 2 638 000, el cual comprende el costo total de materiales y mano de obra.

##### **4.14.4.2. Valoración de los beneficios**

Los beneficios del proyecto consisten principalmente en evitar los altos costos de la energía no suministrada por la falta de capacidad de transporte en la línea Guatemala Este - Guadalupe 3 o por contingencia en la salida de la misma, en segundo orden, la simulación de la incorporación del proyecto, refleja un mínimo ahorro de pérdidas de potencia, el cual también se valora; sin embargo, la segunda fase del proyecto que consiste en la ampliación de las operaciones en la subestación Briones, permitirá la reconfiguración final de las líneas del área y por ende un significativo ahorros de pérdidas de potencia y energía, lo cual se describe oportunamente en el estudio técnico económico correspondiente a la subestación Briones.

Los pérdidas de potencia y energía se valoran con el precio medio de compra de la potencia (Q 73,28 /kW-mes) y precio medio de la energía en el mercado de oportunidad (Q 0,9009 /kWh), según corresponde.

#### **4.14.4.3. Evaluación económica del proyecto**

La siguiente tabla presenta los valores de los parámetros económicos útiles para realizar la evaluación, también se presentan en forma anual los beneficios y los costos, para un período de 15 años.

En cuanto a la valoración de los beneficios por energía no suministrada por falta de capacidad se considera que aun cuando se amplíe la capacidad de transporte por el proyecto en cuestión, habrá una capacidad de transporte crítica, definida por el tramo de línea Briones – Cambray con factor de utilización de 0,74 ( $= 59,48 \text{ MVA} / 80 \text{ MVA}$ ), por lo cual, el proyecto tendrá beneficios hasta el momento en que el tramo Briones – Cambray, alcance un factor de utilización igual a 1,0.

Los valores anuales tanto de los beneficios, como de los costos anuales se actualizaron con una tasa del 10,14 %; los cálculos presentados en la siguiente tabla, indican que hacer el proyecto representa un beneficio neto en valores presentes de 72,79 millones de quetzales aproximadamente, lo cual equivale a una relación beneficio costo de 24,86 y el flujo neto anual del proyecto presenta una tasa interna de retorno del 58 %.

Tabla CL. **Evaluación económica del Proyecto construcción de las nuevas líneas de transmisión Guatemala Este – Guadalupe 4 y 5,69 kV**

**INFORMACIÓN**

Tasa de crecimiento anual	3,40%	
Tasa de actualización anual de capital	10,10%	
Costo de la potencia	73,28	Q/kW.mes
Costo de la energía	0,9009	Q/kWh
Ahorro de Pérdidas en AT durante el pico	1	kW
Ahorro anual de pérdidas de energía	4	MWh
Demanda	148,08	MW
Costo anual de sanciones por subestación	30 000	Q
Costo anual de mantenimiento	8	kQ
Costo del proyecto	2 638	kQ

**CÁLCULOS**

Año	Demanda MW	Ahorro de pérdidas de		Energía No Servida MWh	Ahorro Pérdidas Miles de Q.	Costo Energía No Servida Miles de Q.	Costos en Q de operación y mantenimiento *	Flujo neto año Q
		Potencia kW	Energía MWh					
2013	59,48	1	4	0			-2 638 000	-2 638 000
2014	61,5	1,07	4	0	5	0	-38 493	-33 835
2015	63,58	1,14	4	0	5	0	-38 493	-33 514
2016	65,73	1,22	5	0	5	0	-38 493	-33 171
2017	67,96	1,31	5	0	6	0	-38 493	-32 804
2018	70,26	1,4	5	1 554	6	1 400	-38 493	1 367 416
2019	72,65	1,49	6	6 367	7	5 736	-38 493	5 703 947
2020	75,11	1,59	6	15 286	7	13 771	-38 493	13 739 702
2021	77,65	1,7	7	26 559	7	23 927	-38 493	23 895 654
2022	77,65	1,7	7	26 559	7	23 927	-38 493	23 895 654
2023	77,65	1,7	7	26 559	7	23 927	-38 493	23 895 654
2024	77,65	1,7	7	26 559	7	23 927	-38 493	23 895 654
2025	77,65	1,7	7	26 559	7	23 927	-38 493	23 895 654
2026	77,65	1,7	7	26 559	7	23 927	-38 493	23 895 654
2027	77,65	1,7	7	26 559	7	23 927	-38 493	23 895 654
2028	77,65	1,7	7	26 559	7	23 927	-38 493	23 895 654

\*/ Incluye costo anual de sanciones por faltas a la calidad.

RESULTADOS PARA 15 AÑOS	
VNA (EN MILES DE Q.)	72 793
RBC	24,86
TIR	58%

Fuente: elaboración propia.

#### **4.14.5. Evaluación económica por reconfiguración de operación para el proyecto**

Al realizar una evaluación económica para la instalación y retiro de equipos de potencia, en este caso interruptores automatizados, mecánicos y de potencia en gas SF<sub>6</sub> (IG´S) se analizó el caso, tomando como situación actual el costo anual por mantenimiento de los interruptores mecánicos y automatizados, lo cual es de aproximadamente Q 77 800,00, datos proporcionados por TRELEC S. A. y EEGSA.

Ahora con la inclusión del proyecto, lo cual incluye retiro de interruptores automatizados y mecánicos e incorporación de IG´S a la red de transporte reduce significativamente por año a Q 37 170,00 aproximadamente, obteniendo un ahorro anual de aproximadamente Q 40 630,00.

Por lo anterior y para tener una perspectiva de que el proyecto es viable y ofrece un atractivo ahorro económico se realizó un análisis económico proyectado a 20 años, utilizando una tasa de crecimiento del 2 % anual, lo cual se ve reflejado el ahorro neto durante esta proyección, que es equivalente a Q 987 202,13, aproximadamente.

Por último, en la tabla número CLI se observa a detalle lo antes mencionado.

Tabla CLI. **Evaluación económica del proyecto por retiro e incorporación de interruptores de potencia**

Evaluación Económica Por Mantenimiento De Interruptores de Potencia

Tipo de Interruptor	*Cst Por Monto Anual	Situación Actual	Situación Proyecto	Costo Actual Por Año	Costo Proyecto Por Año
Mecánico	Q1 000,00	25	17	Q25 000,00	Q17 000,00
Automático	Q3 300,00	16	4	Q52 800,00	Q13 200,00
IG'S	Q410,00	0	17	Q0,00	Q6 970,00
<b>Total</b>				<b>Q77 800,00</b>	<b>Q37 170,00</b>

<b>Ahorro Total Anual</b>	<b>Q40 630,00</b>
---------------------------	-------------------

Proyeccion a 20 años Tasa de Crecimiento al 2 %			
Año	Costo Actual	Costo Proyecto	Ahorro Total Anual
2013	Q77 800,00	Q37 170,00	Q40 630,00
2014	Q79 356,00	Q37 913,40	Q41 442,60
2015	Q80 943,12	Q38 671,67	Q42 271,45
2016	Q82 561,98	Q39 445,10	Q43 116,88
2017	Q84 213,22	Q40 234,00	Q43 979,22
2018	Q85 897,49	Q41 038,68	Q44 858,80
2019	Q87 615,44	Q41 859,46	Q45 755,98
2020	Q89 367,74	Q42 696,65	Q46 671,10
2021	Q91 155,10	Q43 550,58	Q47 604,52
2022	Q92 978,20	Q44 421,59	Q48 556,61
2023	Q94 837,77	Q45 310,02	Q49 527,74
2024	Q96 734,52	Q46 216,22	Q50 518,30
2025	Q98 669,21	Q47 140,55	Q51 528,66
2026	Q100 642,60	Q48 083,36	Q52 559,24
2027	Q102 655,45	Q49 045,03	Q53 610,42
2028	Q104 708,56	Q50 025,93	Q54 682,63
2029	Q106 802,73	Q51 026,44	Q55 776,28
2030	Q108 938,78	Q52 046,97	Q56 891,81
2031	Q111 117,56	Q53 087,91	Q58 029,65
2032	Q113 339,91	Q54 149,67	Q59 190,24
<b>Total</b>	<b>Q1 890 335,37</b>	<b>Q903 133,24</b>	<b>Q987 202,13</b>

\* Costos Tomados Por Mantenimiento EEGSA y TRELEC

Fuente: elaboración propia.



## CONCLUSIONES

1. El ampliar una línea de transmisión trae como beneficio incrementar la capacidad de transporte de la línea y reducir las pérdidas de potencia generada por la resistencia de la línea.
2. La ampliación de una línea de transmisión proporciona disponibilidad de transporte, ya que tendría capacidad para poderle transferir carga de otro circuito ya sea por mantenimiento o en caso de contingencia.
3. La construcción de una nueva línea tiene como el poder servir como una nueva alternativa de transporte de energía.
4. Las configuraciones de operación en doble barra y barra partida en una subestación brinda versatilidad de operación entre líneas, protección, continuidad de servicio, solución ante cualquier contingencia (salida de una línea) y beneficio por energía no suministrada.
5. El análisis financiero económico presentado en el estudio brinda un beneficio económico en valores presentes netos de Q 208 millones, dato calculado a un período de 30 años.





## RECOMENDACIONES

1. Realizar mantenimiento en los interruptores de potencia IG'S, en las líneas de transmisión, una vez al año, de tal manera de mantener una red óptima.
2. Realizar el balance de cargas correspondiente a las líneas Guatemala Este – Guadalupe 1, 2, 3, 4 y 5, de tal manera que operen al mismo nivel de potencia y así mantener equilibrada la red de transporte en el área.
3. Organizar con el Centro de Operación e Información (COI), los descargos necesarios para la construcción de los nuevos proyectos, ya que las nuevas reconfiguraciones entre circuitos de transmisión, representan tanto las salidas de las subestaciones en el área, como de las líneas de transmisión involucradas en el proyecto.
4. Implementar los proyectos involucrados en el estudio, que consideran la construcción y ampliación de líneas de transmisión y construcción de nuevas subestaciones de operación.



## BIBLIOGRAFÍA

1. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Normas técnicas de diseño y operación del sistema de transporte (NTDOST)*, Guatemala: CNEE, 2008. 280 p.
2. \_\_\_\_\_. *Normas Técnicas de Calidad del Servicio de transporte y sanciones (NTCSTS)*, Guatemala: CNEE, 2008. 14 p.
3. \_\_\_\_\_. *Plan de expansión sistema de transporte 2008 – 2018 (PET)*. Guatemala: CNEE, 2009. 111 p.
4. CUACUAS GUTIÉRREZ, Juan Hiram. *Simulación de interruptores de potencia con gas SF<sub>60</sub> en ATPDraw*. Proyecto previo a la obtención del título de ingeniero electricista. Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, Instituto Politécnico Nacional, México, DF, 2010. 137 p.
5. Empresa Eléctrica de Guatemala S. A. *Power System Analysis Framework versión 3.2 R.1.5 (PSAF) V 3.2. Programa diseñado para analizar flujos de potencia*. Guatemala: EEGSA.
6. \_\_\_\_\_. *Sistemas Gráficos Eléctricos (SIGRE)*, Versión 1X, Programa diseñado para información de la red de Transporte y Distribución propiedad de TRELEC y EEGSA.

7. GRAINDER, John J.; STEVENSON Jr, William D.; *Análisis de sistemas de Potencia*. McGraw-Hill/Interamericana de México, Atlacomulco 499-501, Fracc. Ind. San Andrés Atoto, 53500 Naucalpan de Juárez, Edo. de México. 1996. 574 p.
8. MEJIA VILLEGAS, S. A.; *Subestaciones de alta y extra alta tensión*. 2a ed. Colombia: Impresiones Gráficas Ltda, 2003. 1254 p.
9. STEVENSON Jr, William D. *Análisis de sistemas de potencia*. McGraw-Hill/Interamericana de México, S. A. de C.V. Atlacomulco 499-501, Fracc. Ind. San Andrés Atoto, 53500 Naucalpan de Juárez, Edo. de México. 1979. 207 p.
10. T. BLANK, Leland; J. TARQUIN, Antony. *Ingeniería económica*. 3a ed. EEUU: McGraw-Hill, 2000. 850 p.