



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

**ANÁLISIS DEL SISTEMA DE POTENCIA POR AMPLIACIÓN DE SUBESTACIONES  
ELÉCTRICAS Y CAPACIDAD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 69 KV, EN EL  
ÁREA OCCIDENTE DEL DEPARTAMENTO DE GUATEMALA**

**Mauro René López Aguilar**

Asesorado por el Ing. Jorge Armando Cortez Chanchavac

Guatemala, mayo de 2016

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS DEL SISTEMA DE POTENCIA POR AMPLIACIÓN DE SUBESTACIONES  
ELÉCTRICAS Y CAPACIDAD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 69 KV, EN EL  
ÁREA OCCIDENTE DEL DEPARTAMENTO DE GUATEMALA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
POR

**MAURO RENÉ LÓPEZ AGUILAR**

ASESORADO POR EL ING. JORGE ARMANDO CORTEZ CHANCHAVAC

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

**INGENIERO ELECTRICISTA**

GUATEMALA, MAYO DE 2016

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA  
FACULTAD DE INGENIERÍA



**NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA**

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL I	Ing. Angel Roberto Sic García
VOCAL II	Ing. Pablo Christian de León Rodríguez
VOCAL III	Inga. Elvia Miriam Ruballos Samayoa
VOCAL IV	Br. Raúl Eduardo Ticún Córdova
VOCAL V	Br. Henry Fernando Duarte García
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

**TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO**

DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Romeo Neftalí López Orozco
EXAMINADOR	Ing. Adolfo René Hernández Hernández
EXAMINADOR	Ing. Jorge Gilberto González Padilla
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:

**ANÁLISIS DEL SISTEMA DE POTENCIA POR AMPLIACIÓN DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS Y CAPACIDAD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 69 KV, EN EL ÁREA OCCIDENTE DEL DEPARTAMENTO DE GUATEMALA**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha marzo de 2015.



**Mauro René López Aguilar**

Guatemala, 18 de febrero de 2016

Ingeniero  
Gustavo Benigno Orozco Godínez  
Coordinador Área de Potencia  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería  
Universidad de San Carlos de Guatemala

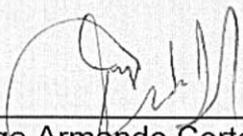
Estimado Ingeniero Orozco:

Por este medio tengo a bien informarle que he realizado la revisión técnica del trabajo de Graduación titulado **"ANÁLISIS DEL SISTEMA DE POTENCIA POR AMPLIACIÓN DE SUBESTACIONES ELECTRICAS Y CAPACIDAD DE LINEAS DE TRANSMISIÓN DE 69 KV, EN EL ÁREA OCCIDENTE DEL DEPARTAMENTO DE GUATEMALA"** elaborado por el estudiante Mauro René López Aguilar carne número 1996-15715, por lo cual considero que el trabajo de graduación cumple con el alcance y los objetivos definidos para su desarrollo, sometiendo a su consideración la aprobación del mismo, siendo responsables del contenido técnico el estudiante y el suscrito, en calidad de asesor.

Sin otro particular,

Atentamente,

*Jorge Armando Cortez Ch.*  
Ingeniero Electricista  
Colegiado No. 7611

(f)   
\_\_\_\_\_  
Ing. Jorge Armando Cortez Chanchavac  
Ingeniero Electricista  
Colegiado No. 7611  
Asesor



Guatemala, 25 de febrero de 2016.  
Ref.EPS.DOC.131.02.16.

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 **Mauro René López Aguilar** de la Carrera de Ingeniería Eléctrica, con carné No. **199615715**, procedí a revisar el informe final, cuyo título es **"ANÁLISIS DEL SISTEMA DE POTENCIA POR AMPLIACIÓN DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS Y CAPACIDAD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 69 KV, EN EL ÁREA OCCIDENTE DEL DEPARTAMENTO DE GUATEMALA"**.

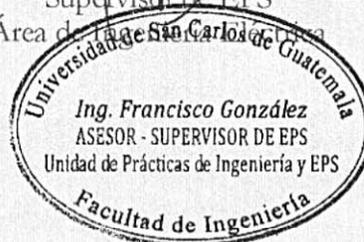
En tal virtud, **LO DOY POR APROBADO**, solicitándole darle el trámite respectivo.

Sin otro particular, me es grato suscribirme.

Atentamente,

"Id y Enseñad a Todos"

Ing. Francisco González  
Supervisor de EPS  
Área de Ingeniería Eléctrica



c.c. Archivo  
/ra



FACULTAD DE INGENIERIA

REF. EIME 11..2016.  
Guatemala, 19 de FEBRERO 2016.

Señor Director  
Ing. Francisco Javier González López  
Director Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:  
ANÁLISIS DEL SISTEMA DE POTENCIA POR AMPLIACIÓN  
DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS Y CAPACIDAD DE  
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 69 KV, EN EL ÁREA  
OCCIDENTE DEL DEPARTAMENTO DE GUATEMALA, del  
estudiante Mauro René López Aguilar, que cumple con los  
requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,  
DIRECCIÓN DE ENSEÑANZA Y ENSEÑANZA A TODOS

Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez  
Coordinador Área Potencia



S/O



Guatemala 25 de febrero de 2016.  
Ref.EPS.D.110.02.16.

Ing. Francisco Javier González  
Director Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería  
Presente

Estimado Ingeniero González.

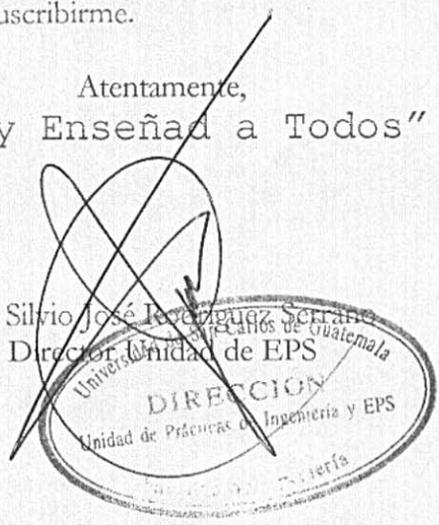
Por este medio atentamente le envío el informe final correspondiente a la práctica del Ejercicio Profesional Supervisado, (E.P.S) titulado **"ANÁLISIS DEL SISTEMA DE POTENCIA POR AMPLIACIÓN DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS Y CAPACIDAD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 69 KV, EN EL ÁREA OCCIDENTE DEL DEPARTAMENTO DE GUATEMALA"** que fue desarrollado por el estudiante universitario, **Mauro René López Aguilar**, quien fue debidamente asesorado y supervisado por el Ing. Francisco González.

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 - Supervisor de EPS, en mi calidad de Director 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



REF. EIME 11. 2016.

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; MAURO RENÉ LÓPEZ AGUILAR Titulado: ANÁLISIS DEL SISTEMA DE POTENCIA POR AMPLIACIÓN DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS Y CAPACIDAD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 69 KV, EN EL ÁREA OCCIDENTE DEL DEPARTAMENTO DE GUATEMALA, procede a la autorización del mismo.

  
Ing. Francisco Javier González López

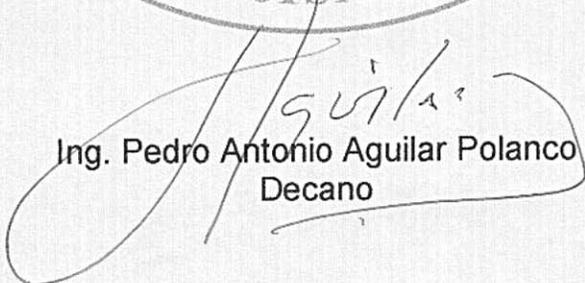


GUATEMALA, 3 DE MARZO 2016.



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: **ANÁLISIS DEL SISTEMA DE POTENCIA POR AMPLIACIÓN DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS Y CAPACIDAD DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 69 KV, EN EL ÁREA OCCIDENTE DEL DEPARTAMENTO DE GUATEMALA**, presentado por el estudiante universitario: **Mauro René López Aguilar**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, se autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

  
Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco  
Decano

Guatemala, mayo de 2016



## **ACTO QUE DEDICO A:**

- Dios** Porque su misericordia me alcanzó y me dio sabiduría para poder culminar mi carrera, a Él sea la gloria la honra hoy y siempre.
- Mis padres** Augusto Reinerio López y Rosa María Aguilar Aquino de López. Con su amor, paciencia, y consejos me guiaron por el camino del bien, agradezco y valoro el esfuerzo en su trabajo y son el modelo de vida a seguir.
- Mi esposa** Delia Guadalupe de León Carrillo, por su amor y comprensión, por las horas que me ausenté y recursos que utilicé para estudiar y cumpliendo con mi promesa de culminar lo que nos propusimos el día que nos comprometimos al formar nuestro matrimonio. No lo habría logrado sin tu apoyo.
- Mis hijas** Gabriela, Mayerli y Julissa López de León, por ser la mayor bendición que Dios me ha concedido; son la razón de mi vida y fuente de inspiración. ¡Las amo!
- Mis hermanos** Alba, Evelin, y Byron López, por mostrarme en todo momento apoyo y cariño hacia mi persona.

**Mis suegros**

José Humberto de León y Ana Aidé Carrillo, por su apoyo incondicional y cariño demostrado a lo largo de este tiempo.

**Cuñados**

José de León, Hugo Barrera, Ana Lucía de León y Cindy Paola Muñoz, por ser parte fundamental en mi familia.

**Sobrinos**

Justin, Emanuel, Melina, Cristal y Sofía, esperando poder apoyarlos en el futuro.

## **AGRADECIMIENTOS A:**

<b>Universidad de San Carlos de Guatemala</b>	Centro de estudios superiores, alma máter donde se desarrolló nuestro pensamiento académico.
<b>Facultad de Ingeniería</b>	Por brindarme los conocimientos que me permitirán desarrollarme como profesional y de esta forma contribuir a la sociedad.
<b>TRELEC</b>	Empresa que me brindó su confianza abriéndome las puertas para poder desarrollar mi trabajo de graduación (EPS), especialmente al Ing. Manuel Arita.
<b>Mi asesor</b>	Ing. Jorge Armando Cortez, por compartir su conocimiento, tiempo y paciencia para revisar y corregir mi trabajo de graduación apoyándome moral y académicamente.
<b>Mis amigos</b>	Por su apoyo incondicional en el trayecto de mi formación en especial a: Gilberto González, Eleazar Espinosa, José Marroquín, Williams Morales, Alex Ardón, Sidney Gómez, Heber Rodríguez, Carlos Pérez y a todos los de la Unidad de Calidad del Servicio.

## ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	IX
GLOSARIO.....	XIII
RESUMEN.....	XIX
OBJETIVOS .....	XXI
INTRODUCCIÓN.....	XXIII
1. ANTECEDENTES DE TRANSPORTISTA ELÉCTRICA CENTROAMERICANA, S. A. ....	1
1.1. Historia de Transportista Eléctrica Centroamericana, S. A. (TRELEC).....	1
1.2. Actividades desarrolladas por TRELEC .....	2
1.3. Objetivo de mercado.....	4
1.4. Estructura organizacional .....	4
1.5. Ubicación de oficinas de TRELEC .....	5
2. CONCEPTOS FUNDAMENTALES DEL ANÁLISIS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.....	7
2.1. Sistema eléctrico de potencia (SEP).....	7
2.1.1. Representación de los sistemas eléctricos de potencia .....	8
2.1.1.1. Diagrama unifilar .....	8
2.1.1.2. Diagramas de impedancia y reactancia .....	10
2.1.2. Cantidades por unidad .....	11
2.2. Sistema de generación eléctrica .....	12

2.3.	Sistema de transporte .....	13
2.3.1.	Subestación eléctrica .....	13
2.3.1.1.	Subestación de transformación.....	13
2.3.1.1.1.	Subestaciones transformadoras elevadoras .....	14
2.3.1.1.2.	Subestaciones transformadoras reductoras.....	14
2.3.1.2.	Subestaciones de maniobra .....	15
2.3.1.3.	Subestaciones encapsuladas en SF6 ..	15
2.3.1.4.	Características del gas SF6 .....	16
2.3.2.	Características de operación de las subestaciones .....	17
2.3.2.1.	Flexibilidad.....	17
2.3.2.2.	Confiabilidad .....	17
2.3.2.3.	Seguridad .....	18
2.3.2.4.	Modularidad .....	18
2.3.3.	Arreglos de barras .....	18
2.3.3.1.	Barra sencilla o simple.....	19
2.3.3.2.	Barra principal y barra de transferencia .....	20
2.3.3.3.	Barra principal y barra auxiliar .....	20
2.3.3.4.	Doble barra y barra de transferencia....	22
2.3.3.5.	Anillo.....	22
2.3.3.6.	Interruptor y medio.....	24
2.3.3.7.	Doble interruptor .....	25
2.3.4.	Líneas de transmisión .....	26

	2.3.4.1.	Representación de las líneas de transmisión.....	26
	2.3.4.2.	Línea de transmisión corta .....	26
	2.3.4.3.	Línea de transmisión media .....	28
	2.3.4.4.	Línea de transmisión larga .....	28
2.4.		Sistema de distribución.....	30
	2.4.1.	Sistema de distribución primaria .....	31
	2.4.2.	Sistema de distribución secundaria .....	31
2.5.		Consumidores del sistema eléctrico de potencia .....	31
	2.5.1.	Cargas estáticas .....	32
	2.5.2.	Cargas dinámicas .....	32
2.6.		Topología de un sistema eléctrico .....	33
	2.6.1.	Sistema radial .....	34
	2.6.2.	Sistema en anillo.....	34
	2.6.3.	Sistema en red.....	35
2.7.		Operación del sistema eléctrico de potencia.....	35
	2.7.1.	Demanda de energía eléctrica .....	36
	2.7.2.	Curva de carga .....	36
	2.7.3.	Factor de demanda.....	37
	2.7.4.	Factor de utilización .....	38
	2.7.5.	Factor de carga.....	38
2.8.		Análisis de sistemas de potencia .....	39
	2.8.1.	Flujo de carga .....	39
		2.8.1.1. Datos para los estudios de carga .....	39
		2.8.1.2. Método de Newton–Raphson .....	41
		2.8.1.3. Método Gauss–Seidel .....	42
		2.8.1.4. Programa computarizado digital .....	42
		2.8.1.5. Información obtenida de un estudio de carga .....	43

	2.8.1.6.	Resultados numéricos .....	43
	2.8.2.	Análisis de cortocircuito .....	44
	2.8.2.1.	Cortocircuito línea-tierra.....	45
	2.8.2.2.	Cortocircuito línea-línea .....	45
	2.8.2.3.	Cortocircuito trifásico .....	46
	2.8.3.	Análisis de contingencias .....	47
2.9.		Aspectos económicos de los sistemas eléctricos de potencia .....	47
	2.9.1.	Factibilidad económica .....	48
	2.9.2.	Valor actual neto (VAN) .....	48
	2.9.3.	Tasa interna de retorno (TIR) .....	50
	2.9.4.	Costos de inversión .....	50
	2.9.5.	Costo de operación y mantenimiento.....	50
	2.9.6.	Costo de la energía eléctrica .....	50
	2.9.7.	Costo de transporte .....	51
	2.9.8.	Costo de distribución .....	51
	2.9.9.	Beneficios de inversión.....	52
	2.9.10.	Relación costo-beneficio.....	52
3.		INFORMACIÓN DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO EN GUATEMALA.....	55
	3.1.	Estructura del subsector eléctrico de Guatemala .....	55
	3.1.1.	Ministerio de Energía y Minas (MEM) .....	56
	3.1.1.1.	Marco de política eléctrica .....	56
	3.1.1.2.	Marco institucional .....	56
	3.1.1.3.	Marco regulatorio .....	57
	3.1.1.4.	Mercado eléctrico .....	57
	3.1.2.	Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)....	57
	3.1.3.	Administrador del Mercado Mayorista (AMM) .....	59
	3.1.3.1.	Mercado mayorista .....	60

	3.1.3.1.1.	Agentes y participantes.....	60
	3.1.3.1.2.	Mercado de oportunidad de la energía.....	62
	3.1.3.1.3.	Mercado a término (contratos).....	62
	3.1.3.1.4.	Mercado de desvíos de potencia.....	63
3.2.		Sistema Eléctrico Nacional (SEN).....	63
	3.2.1.	Generación .....	63
	3.2.2.	Transporte .....	64
	3.2.3.	Distribución .....	64
3.3.		Sistema Nacional Interconectado (SIN) .....	64
	3.3.1.	Infraestructura del SNI .....	65
	3.3.2.	Ampliaciones al sistema de transporte .....	66
	3.3.2.1.	Plan de expansión de transmisión nacional PETNAC - 2014 .....	67
	3.3.3.	Acceso y uso de la capacidad de transporte .....	68
	3.3.3.1.	Procedimiento de evaluación y autorización de solicitud de acceso y ampliación de capacidad de transporte.....	68
	3.3.3.2.	Estudios eléctricos requeridos para solicitudes de acceso o ampliación de la capacidad de transporte .....	69
	3.3.3.3.	Criterios de modelación y estudios a efectuar .....	71

3.3.3.4.	Estudios eléctricos en régimen permanente .....	74
3.3.3.4.1.	Flujos de carga .....	74
3.3.3.4.2.	Corto circuito.....	75
3.3.3.5.	Elementos de cálculo a utilizar en el programa .....	75
4.	ANÁLISIS DEL SISTEMA DE POTENCIA .....	79
4.1.	Área de influencia de análisis del sistema de potencia .....	79
4.2.	Análisis de la red de transmisión en el área occidente del departamento de Guatemala .....	81
4.2.1.	Instalaciones eléctricas.....	82
4.2.2.	Análisis de la demanda actual .....	85
4.2.2.1.	Curva de carga .....	87
4.2.3.	Pronóstico de la demanda en el área de análisis....	88
4.2.4.	Análisis operativo de la línea Centro–Guatemala 6 .....	90
4.3.	Planteamiento del problema.....	91
4.3.1.	Planteamiento de la solución y su evaluación.....	92
4.3.1.1.	Construir una nueva línea de transmisión de 69 kV .....	93
4.3.1.2.	Readecuación de líneas de transmisión de 69 kV .....	93
4.3.2.	Evaluación de las propuestas .....	94
4.3.2.1.	Evaluación de construir una nueva línea de transmisión de 69 kV.....	94
4.3.2.2.	Evaluación de la readecuación de líneas de transmisión de 69 kV .....	95
4.4.	Solución propuesta .....	95

4.5.	Descripción del proyecto.....	96
4.5.1.	Ampliación de la subestación Tinco a cinco campos de 69 kV .....	96
4.5.2.	Ampliación de la subestación Las Flores a dos campos en 69 kV .....	96
4.5.3.	Ampliación de capacidad del tramo de línea alimentador Tinco–derivación Tinco.....	97
4.5.4.	Construcción de un nuevo tramo de línea derivación Tinco–Tinco .....	97
4.5.5.	Construcción de un nuevo tramo de línea Tinco–derivación Las Flores .....	97
4.5.6.	Ampliación de capacidad del tramo de línea derivación Las Flores–Las Flores .....	98
4.5.7.	Modelación y ubicación del proyecto.....	98
4.6.	Configuración de operación del proyecto.....	101
4.7.	Marco de estudio del proyecto .....	102
4.7.1.	Metodología del estudio .....	102
4.7.2.	Premisas de los estudios a realizar .....	103
4.7.3.	Base de datos .....	103
4.7.4.	Criterios básicos para las simulaciones de operación .....	104
4.7.5.	Elementos a monitorear .....	105
4.7.5.1.	Conformación del tramo de línea derivación Mixco–Tinco.....	107
4.7.5.2.	Conformación del tramo de línea Tinco–Las Flores.....	107
4.7.6.	Modelo de los nuevos elementos en la red .....	109
4.7.7.	Casos en el año del proyecto y año 2 .....	110
4.7.8.	Programa de cálculo .....	111

4.7.9.	Configuración de red .....	111
4.8.	Resultados de flujo de carga .....	111
4.8.1.	Resultados del año 1 del proyecto: 2015.....	112
4.8.2.	Resultados del año 2 del proyecto: 2017.....	115
4.9.	Resultados de corto circuito .....	118
4.9.1.	Comentarios de los resultados .....	118
4.10.	Análisis de contingencias .....	119
4.10.1.	Época seca caso de contingencia 1: marzo 2015.	120
4.10.2.	Época húmeda caso de contingencia 1: septiembre 2015.....	121
5.	ESTUDIO ECONÓMICO DEL PROYECTO.....	123
5.1.	Análisis económico del proyecto .....	123
5.1.1.	Costo del proyecto.....	123
5.1.2.	Costos de operación y mantenimiento.....	124
5.2.	Valoración de los beneficios.....	124
5.3.	Evaluación económica del proyecto .....	124
	CONCLUSIONES .....	127
	RECOMENDACIONES .....	129
	BIBLIOGRAFÍA .....	131
	ANEXOS .....	133

# ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

## FIGURAS

1.	Estructura organizacional de TRELEC, S. A. ....	5
2.	Estructura del sistema eléctrico de potencia .....	7
3.	Diagrama unifilar .....	9
4.	Símbolos de elementos generales de sistemas de potencia, Norma IEC y ANSI .....	10
5.	Diagrama de impedancias y reactivancias .....	11
6.	Subestación encapsulada en SF6 .....	16
7.	Barra sencilla (menos confiable y más económica) .....	19
8.	Barra principal y barra de transferencia .....	20
9.	Barra principal y barra auxiliar .....	21
10.	Doble barra y barra de transferencia .....	22
11.	Anillo (mayor confiabilidad y costo) .....	23
12.	Interruptor y medio .....	24
13.	Doble interruptor (mayor confiabilidad y costo) .....	25
14.	Circuito equivalente de una línea de transmisión corta .....	27
15.	Circuito nominal $Pi (\pi)$ de una línea de transmisión de longitud media .....	28
16.	Diagrama esquemático de una línea de transmisión que muestra una fase y el neutro de regreso .....	29
17.	Circuito equivalente $Pi (\pi)$ de una línea de transmisión .....	30
18.	Modelo de las cargas estáticas .....	32
19.	Modelo de las cargas dinámicas .....	33
20.	Sistema radial (menos confiable y más económico) .....	34

21.	Sistema en anillo (más confiable y más caro) .....	34
22.	Red (más confiable y mayor costo).....	35
23.	Curva de carga diaria .....	37
24.	Sistema de ecuaciones.....	41
25.	Cortocircuito de línea a tierra (monofásico) .....	45
26.	Cortocircuito línea-línea (bifásico).....	46
27.	Corto circuito en tres fases (trifásico).....	46
28.	Esquema estructural del subsector eléctrico.....	55
29.	Área de influencia del análisis .....	80
30.	Diagrama esquemático de la red de transporte asociada al análisis del sistema de potencia .....	82
31.	Subestación Tinco .....	83
32.	Subestación Las Flores .....	83
33.	Subestación Liztex.....	84
34.	Fragmento de diagrama esquemático del área del proyecto.....	85
35.	Curva de carga línea Centro–Guatemala 6.....	87
36.	Descripción y ubicación geográfica del proyecto .....	99
37.	Amplificación de gráfica del área del proyecto .....	100
38.	Configuración de operación del proyecto.....	102
39.	Unifilar de la configuración caso base.....	108
40.	Unifilar de la configuración en caso del proyecto .....	109

## **TABLAS**

I.	Diferentes estándares a nivel regional y mundial .....	9
II.	Interpretación del VAN.....	49
III.	Valor actual del VNR y CAT .....	51
IV.	Agentes del MM y sus requisitos .....	61
V.	Longitud de líneas del SNI por nivel de voltaje .....	66

VI.	Indicativo de los estudios requeridos.....	73
VII.	Dirección y coordenadas de los puntos de interés .....	80
VIII.	Datos de demanda.....	86
IX.	Datos de demanda proyectada .....	88
X.	Datos de demanda línea Centro–Guatemala 6 .....	89
XI.	Proyección con la inclusión de la subestación Carolingia.....	90
XII.	Barras de 69 kV monitoreadas .....	105
XIII.	Líneas de 69 kV monitoreadas.....	106
XIV.	Casos analizados para el año del proyecto y año 2 .....	110
XV.	Proyección de crecimiento anual del SNI .....	111
XVI.	Detalle del costo del proyecto .....	123
XVII.	Cuadro de evaluación económica del proyecto .....	125



## GLOSARIO

<b>AMM</b>	Administrador del Mercado Mayorista.
<b>Amperios</b>	También llamado 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 que funciona por sí solo, ya sea en totalidad o en parte.
<b>Bobina</b>	Cilindro de cable que se encuentra enrollado 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 cual 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>	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>	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>IEC</b>	Comisión Electrotécnica Internacional.
<b>IEEE</b>	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos.
<b>Interconexión</b>	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>	Dispositivo que permite desviar o interrumpir el curso de una corriente eléctrica.
<b>Línea de transmisión</b>	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.

**MM**

Mercado mayorista.

**Potencia activa**

Energía que realmente se aprovecha cuando se pone a funcionar un equipo eléctrico y realiza un trabajo.

**Potencia reactiva**

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.

**PSAF**

Power Systems Analysis Framework (marco de análisis de sistemas de potencia).

**Resistencia**

Dificultad u oposición que una corriente eléctrica tiene para circular por un conductor eléctrico.

**SF<sub>6</sub>**

Hexafluoruro de azufre.

**SNI**

Sistema Nacional Interconectado.

**Sobrecarga eléctrica**

Cuando la suma de potencia de los aparatos conectados a un circuito, sobrepasa la potencia de diseño del circuito o instalación eléctrica.

<b>Sobrecorriente</b>	Valor de corriente eléctrica que excede la capacidad nominal de conducción de corriente en un conductor, puede ser causada por una falla a tierra, sobrecarga o un 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>	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>	Diferencia potencial eléctrica es una comparación de la energía que experimenta una carga entre dos ubicaciones.



## RESUMEN

En la actualidad, la demanda eléctrica, en parte del municipio de Mixco, área occidente del departamento de Guatemala, es cubierta por las subestaciones Tinco, Liztex y Las Flores, las cuales son alimentadas mediante topología radial a través de la línea 69 kV Centro–Guatemala 6, línea conformada con tres tipos de conductores: Hawk (58,08 MVA), Flint (94,41 MVA) y Partridge (39,44 MVA). La demanda actual cubierta por la línea en estudio es de 41,81 MVA, de la cual 21,72 MVA es demandada por las subestaciones Tinco, Liztex y las Flores.

De acuerdo a la planificación de TRELEC, se tiene contemplado para el 2018 cambiar la topología actual por una topología en anillo en el área, lo cual implica que la línea Centro–Guatemala 6 cuente con la capacidad de cubrir una demanda de 81,72 MVA, evidenciando que la situación actual de la línea no tiene dicha capacidad debido a los distintos tipos de conductores que la conforman. La trayectoria de la línea Centro–Guatemala 6 conecta en derivaciones a las subestaciones Tinco, Liztex y Las Flores por medio de seccionadores de línea, equipos que carecen de elementos de protección, maniobra y seguridad.

Lo anterior confirma que la línea Centro–Guatemala 6, no soportaría el incremento de carga en tiempo, lo cual provocaría que no se cuente con seguridad operativa para garantizar la continuidad del suministro de energía eléctrica a 42 198 usuarios del área, por lo cual es necesario buscar soluciones técnicas y económicas viables.



## **OBJETIVOS**

### **General**

Determinar la factibilidad técnica y económica para desarrollar un sistema en anillo en la red eléctrica de transmisión en 69 kV del área occidente del departamento de Guatemala propiedad de TRELEC, a fin de incrementar la capacidad de transporte que garantice atender el incremento de la demanda.

### **Específicos**

1. Conocer los antecedentes de TRELEC, S. A.
2. Identificar la demanda, las características de operación y tipo de topología existente en la línea Centro–Guatemala 6.
3. Realizar la modelación y simulación en PSAF tanto en Caso Base y Caso Proyecto, para la obtención de datos de flujo de carga y cortocircuito en época seca y humedad en demanda mínima, media y máxima.
4. Demostrar la viabilidad económica de la propuesta de proyecto, resultado del análisis, objetivo del presente documento.



## INTRODUCCIÓN

Para asegurar el desarrollo de un país se necesita una buena gestión gubernamental y empresarial, ya que el crecimiento poblacional demanda mayores servicios para asegurar, no solo su desarrollo sino la supervivencia individual o como sociedad. Un indicador de este desarrollo es el producto interno bruto (PIB) y su incremento o decremento va enlazado con la productividad empresarial e industrial.

En este contexto, uno de los servicios que la sociedad e industria demandan es la energía eléctrica, esto conlleva la revisión del sistema eléctrico de Guatemala, el cual debe garantizar la calidad en el suministro y la disponibilidad en el territorio guatemalteco, para asegurar un desarrollo energético sostenible y un crecimiento en el indicador de productividad y desarrollo.

Por lo que, TRELEC, en su calidad de agente transportista, a fin de mejorar la forma de suministrar energía eléctrica en el municipio de Mixco, planifica realizar un análisis del sistema de potencia en el área donde se extiende la línea 69 kV Centro–Guatemala 6.

Por lo anterior, el presente trabajo de graduación denominado: Análisis del sistema de potencia por ampliación de subestaciones eléctricas y capacidad de líneas de transmisión de 69 kv, en el área occidente del departamento de Guatemala tiene la finalidad de plantear soluciones a las deficiencias en el área de estudio.

El trabajo consta de cinco capítulos desarrollados de la siguiente forma: el primero informa sobre la historia de Transportista Eléctrica Centroamericana, S. A. (TRELEC) sus actividades, objetivo de mercado, estructura organizacional y ubicación actual.

En el capítulo 2 se hace una breve investigación de los conceptos fundamentales de un sistema eléctrico de potencia, haciendo énfasis en el sistema de transporte de los elementos que lo forman como las subestaciones, líneas de transmisión y tipos de cargas. Además de sus características de operación, topologías, configuraciones, los análisis de flujos de carga, cortocircuito y contingencias.

En el capítulo 3 se describe cómo está organizado el subsector eléctrico de Guatemala, sus dependencias, funciones y reglamentos, que tienen como objetivo garantizar el suministro de energía eléctrica en todo el territorio guatemalteco. Se hace énfasis en el sistema de transporte por ser el área de interés para el desarrollo del presente trabajo.

Por lo anterior, conociendo las definiciones que se presentan en los capítulos 2 y 3, se realizó el análisis del sistema de potencia, cuya problemática identificada permite determinar la necesidad de un proyecto orientado a mejorar la seguridad operativa y ampliar la capacidad de transporte en el área de estudio.

Por último, el capítulo 5 contiene el estudio económico para determinar la factibilidad del proyecto, dando a conocer la tasa interna de retorno (TIR), el valor actual neto (VAN) y la relación beneficio costo (RBC). Se espera demostrar que el proyecto propuesto no tiene ninguna incidencia negativa en la red de transporte en el área de estudio.

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

Transportista Eléctrica Centroamericana, S. A. ( Trelec) forma parte de la Corporación Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A. (EEGSA), corporación que pertenece al grupo empresarial Empresas Públicas de Medellín (EPM).

## **1.1. Historia de Transportista Eléctrica Centroamericana, S. A. (Trelec)**

En 1996, el Congreso de la República de Guatemala aprobó la Ley General de Electricidad y su Reglamento con el propósito de desmonopolizar el sector eléctrico e impedir que una sola compañía se dedicara al mismo tiempo, a la generación, transporte y comercialización de energía eléctrica.

En 1998 comenzó el proceso de capitalización social y venta de las acciones propiedad del Estado en EEGSA, con la elección del consorcio Salomon Smith Barney Holding Inc. como asesor financiero y técnico. El 30 de julio se declaró oficialmente ganador al consorcio integrado por Iberdrola Energía, S. A., TPS de Ultramar Ltd. y EDP Electricidad de Portugal, S. A. el cual adquirió el 80 por ciento de acciones de EEGSA.

Luego, el 13 de abril de 1999, los nuevos accionistas aprobaron la fusión entre EEGSA y la entidad denominada Distribución Eléctrica Centroamericana (DECA). El 18 de agosto fue inscrita en el Registro Mercantil de la República de Guatemala la empresa resultante de esta fusión, con efecto retroactivo a partir del 2 de agosto de 1999.

Como estrategia de mercado, por necesidad de cubrir la creciente demanda de energía eléctrica, el 6 de octubre de 1999, TRELEC inicia operaciones, con activos que pertenecían a EEGSA, con el objetivo principal de realizar actividades relacionadas con el transporte potencia y energía eléctrica asociada.

El 21 de octubre de 2010, el Grupo EPM de Medellín, Colombia adquirió el 80 por ciento de las acciones de EEGSA, por lo que se constituye en el nuevo socio mayoritario de esta empresa. La operación incluyó también la compra de participaciones mayoritarias en Ideamsa, Comegsa, Trelec, S. A., Amesa, Enérgica, S. A. y Credieegsa, todas propiedad del consorcio y al igual que EEGSA, administradas por la sociedad guatemalteca Distribución Eléctrica Centroamericana II, S. A. (DECA II).

## **1.2. Actividades desarrolladas por TRELEC**

Su principal actividad es relacionada con el transporte de potencia y energía eléctrica en los departamentos de Guatemala, Sacatepéquez y Escuintla.

La cartera de clientes o usuarios de TRELEC está integrada por los agentes del mercado mayorista, comercializadores, generadores, distribuidores (EEGSA) y grandes usuarios.

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.

Para lo cual cuenta con una infraestructura de 64 kilómetros de líneas a 230 kilovoltios (kV), 667 km de líneas a 69 kV, 6 subestaciones de maniobra y 56 de transformación 69/13,8 kV. Teniendo una capacidad instalada de 1 078 megavatios (MVA), a los cuales se interconectan 163 circuitos de distribución de 13,8 kV.

El crecimiento de su infraestructura forma parte del desarrollo energético nacional enmarcado en el Plan de Expansión de la Red de Transmisión 2013 – 2019, donde le fue adjudicado el proyecto PET 1, que comprende la ampliación de 60 subestaciones, la construcción de 21 subestaciones nuevas y la implementación de 210 kilómetros de líneas de transmisión en 69 kV.

En este contexto se llevó a cabo la inauguración de las subestaciones Santa Mónica y El Álamo en julio y agosto del 2015, las cuales cubrirán el crecimiento de la demanda energética que permitirá el desarrollo de proyectos residenciales comerciales e industriales en Guatemala, Villa Nueva, Mixco, Amatitlán, San Miguel Petapa, municipios del departamento de Guatemala; los 16 municipios de Sacatepéquez y Palín, Escuintla. Por otra parte, cabe mencionar que a junio de 2015, el plan de expansión de TRELEC lleva un avance del 30 por ciento.

Dentro de sus actividades a realizar en el presente año (2016) está diseñar y construir 160 kilómetros de líneas de 69 kV y 12 subestaciones a 230, 138 y 69 kV, obras correspondientes al lote D del denominado Plan de Expansión de Transmisión Nacional (PETNAC); para lo cual también se encarga de las servidumbres, adquisición de terrenos, supervisión, operación y mantenimiento del sistema de transporte eléctrico en el suroriente de Guatemala.

Específicamente, los departamentos de Escuintla, Jutiapa, Jalapa, Santa Rosa, Zacapa y Chiquimula, llevando la energía eléctrica a comunidades que hoy la reciben con baja calidad o de forma irregular.

TRELEC, para recuperar su inversión recibe por sus instalaciones de transporte de energía eléctrica, una remuneración denominada CAT que significa costo anual de transmisión, aprobado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE).

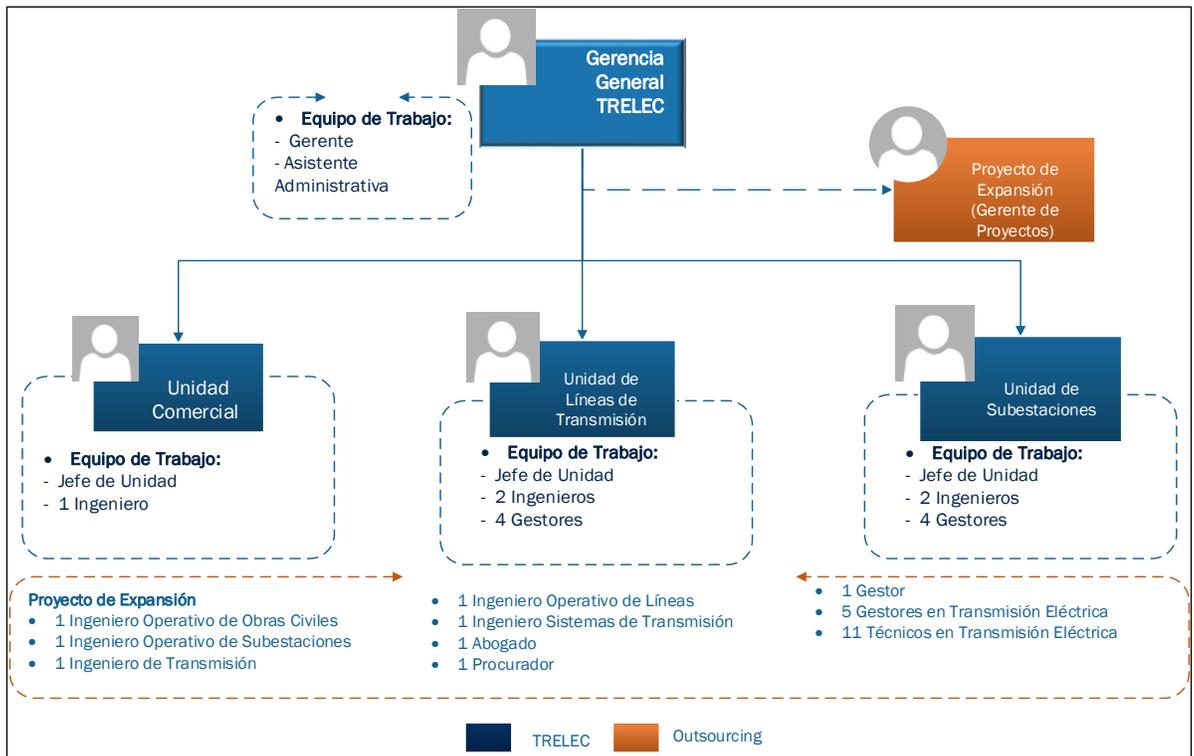
### **1.3. Objetivo de mercado**

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

### **1.4. Estructura organizacional**

Está compuesta por tres niveles de jerarquía que se desprenden del Consejo de Accionistas y la Gerencia General de la corporación EEGSA, estos son: gerente, jefes y gestores de Unidad. La figura 1 presenta el organigrama actualizado, cabe mencionar que está sujeto a cambios por estar en fase de reorganización.

Figura 1. Estructura organizacional de TRELEC, S. A.



Fuente: *Transportista Eléctrica Centroamericana S. A.* [www.eegsa.com/trelec](http://www.eegsa.com/trelec). Consulta: 18 de septiembre de 2015.

### 1.5. Ubicación de oficinas de TRELEC

Ubicadas en la 5a. avenida 15-45 zona 10. Centro Empresarial, torre II, nivel 10. ciudad de Guatemala, Guatemala.



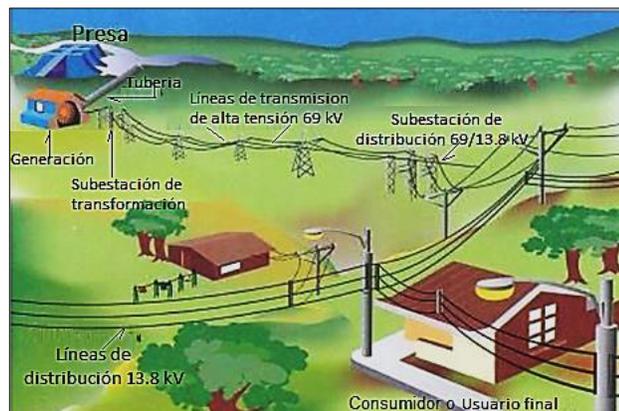
## 2. CONCEPTOS FUNDAMENTALES DEL ANÁLISIS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

Se analizarán de forma general los conceptos de un sistema eléctrico de potencia, su estructura (subestaciones, líneas de transmisión, cargas eléctricas, entre otros), para ser aplicados en la ingeniería eléctrica objeto de este trabajo de graduación.

### 2.1. Sistema eléctrico de potencia (SEP)

El sistema eléctrico de potencia es un conjunto de sistemas y elementos que tiene como fin generar, transformar, transmitir, distribuir y consumir la energía eléctrica (ver figura 2), de tal forma que se logre la mayor calidad al menor costo posible.

Figura 2. Estructura del sistema eléctrico de potencia



Fuente: *Subsector eléctrico de Guatemala*. [www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2012/04/Subsector-Electrico-en-Guatemala.pdf](http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2012/04/Subsector-Electrico-en-Guatemala.pdf). Consulta: 27 de septiembre de 2015.

### **2.1.1. Representación de los sistemas eléctricos de potencia**

Uno de los aspectos más importantes a considerar en el estudio de los sistemas eléctricos de potencia es su representación, su forma más sencilla es realizar un diagrama, en donde se coloca la información de los elementos y estructuras que lo constituyen.

La forma y composición de representar un sistema de potencia va a depender, en forma directa, del análisis que se pretenda llevar a cabo; existen dos posibilidades de diagramas, las cuales son:

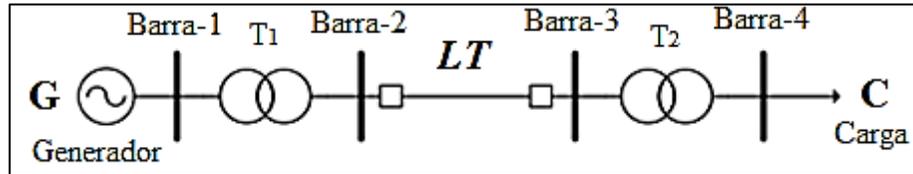
- Unifilar
- Impedancia

#### **2.1.1.1. Diagrama unifilar**

Es una representación gráfica de una instalación eléctrica o de parte de ella, el diagrama o esquema unifilar se distingue de otros tipos de esquemas eléctricos en que el conjunto de conductores de un circuito se representa mediante una única línea, independientemente de la cantidad de dichos conductores.

Cada elemento de la instalación eléctrica se sustituye por un símbolo eléctrico normalizado de manera que permita una interpretación fiel en cualquier momento, tal y como se observa en la figura 3. La normalización o estandarización para los elementos del sistema de potencia, trae como consecuencia que puedan existir representaciones distintas para los mismos elementos, dependiendo del país o de la empresa en que se realice el estudio, como se muestran en la tabla I y figura 4.

Figura 3. Diagrama unifilar



Fuente: elaboración propia.

Tabla I. Diferentes estándares a nivel regional y mundial

Siglas	Significado	País
Estándares europeos		
CENELEC	European Committee for Electromechanical	Comunidad Económica Europea
BS	British Standard	Inglaterra
DIN	Deutsche Institut Fur Normung	Alemania
IEE	Institute of Electrical Engineer	Inglaterra
CEI	Comitati Electritecnico Italiano	Italia
VDE	Verband Deutsher Elektrotechniker	Alemania
Estándares Americanos		
ANSI	American National Standard Institute	EE.UU.
IEEE	Institute of Electrical and Electronic Engineer	EE.UU.
ISA	Instrument Society Of America	EE.UU.
UL	Underwriters Laboratories	EE.UU.

Fuente: elaboración propia.

Figura 4. **Símbolos de elementos generales de sistemas de potencia, Norma IEC y ANSI**

	<i>Norma IEC</i>	<i>Norma ANSI</i>
Transformador de dos devanados		
Transformador de tres devanados		
Reactor		
Impedancia		
Sistema exterior		
Generador		
Motor de inducción		
Motor de síncrono		
Carga		
Fusible		
Interruptor de potencia		

Fuente: *Representación de sistemas de potencia.*

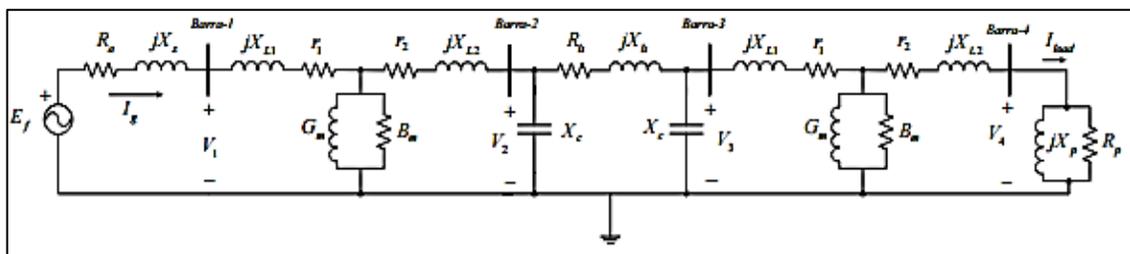
[www.fglongatt.org/OLD/Archivos/Archivos/SP\\_I/PPT2.1.RepreSP.pdf](http://www.fglongatt.org/OLD/Archivos/Archivos/SP_I/PPT2.1.RepreSP.pdf). Consulta: 13 de septiembre de 2015.

### 2.1.1.2. Diagramas de impedancia y reactancia

El estudio del comportamiento cualitativo de un sistema en condiciones de régimen permanente o al presentarse una condición anormal, requiere que el diagrama unifilar se transforme en un diagrama que muestre las impedancias de todos los elementos del sistema para poder comprender el estado analítico que en definitiva establece las condiciones de operación.

Este diagrama permite el cálculo de las variables eléctricas (tensión, corriente, potencia e impedancia) en unidades reales (voltios, amperes, volt-amperes, ohmios respectivamente) a partir del planteamiento de simples ecuaciones circuitales.

Figura 5. Diagrama de impedancias y reactivas



Fuente: Representación de sistemas de potencia.

[www.fglongatt.org/OLD/Archivos/Archivos/SP\\_I/PPT2.1.RepreSP.pdf](http://www.fglongatt.org/OLD/Archivos/Archivos/SP_I/PPT2.1.RepreSP.pdf). Consulta: 13 de septiembre de 2015.

### 2.1.2. Cantidades por unidad

Tanto la tensión, la corriente, la potencia 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, potencias 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 kilovoltamperio 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 kilovoltamperio básicos, en sistemas monofásicos son el producto de la tensión base en kilovolt por la corriente base en amperios.

Normalmente, las magnitudes elegidas para seleccionar la base son los kilovoltamperio y la tensión en kilo volt, en sistemas monofásicos o trifásicos en los que el término corriente se refiere a la corriente de línea, el término kilovolt se refiere a la tensión, respecto al neutro y los kilovoltamperio por fase.

## **2.2. Sistema de generación eléctrica**

Es la parte básica del sistema de potencia, se encarga de entregar energía eléctrica al sistema, a partir de la transformación de distintos tipos de

energía primaria (térmica, hidráulica, eólica, solar, entre otros), a energía eléctrica. El conjunto de unidades generadoras recibe el nombre de centrales o plantas de generación.

## **2.3. Sistema de transporte**

La ubicación de las grandes centrales de generación eléctrica obliga a transportar la energía a través de grandes distancias, para llegar a los centros de consumo. Esto permitió realizar un estudio de forma general de las subestaciones eléctricas y líneas de transmisión.

### **2.3.1. Subestación eléctrica**

Es una instalación destinada a modificar y establecer los niveles de tensión de una infraestructura eléctrica, para facilitar la transmisión y distribución de la energía eléctrica. Su equipo principal es el transformador. Dependiendo de la aplicación se denominan como:

- Subestación de transformación
- Subestación de maniobras

#### **2.3.1.1. Subestación de transformación**

Una subestación de transformación es la encargada de transformar la energía eléctrica mediante uno o más transformadores, dichas subestaciones pueden ser elevadoras o reductoras de tensión.

#### **2.3.1.1.1. Subestaciones transformadoras 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.

Esto se hace para realizar el proceso de transporte de la energía; se encuentran al aire libre y están situadas al lado de las centrales generadoras de electricidad.

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).

#### **2.3.1.1.2. Subestaciones transformadoras reductoras**

Este tipo de subestaciones tiene como función, reducir la tensión de alta o muy alta a tensión media para posteriormente pasar al sistema de distribución.

Dicha reducción tiene lugar entre tensiones de transporte (400, 230, 138 o 69 kV) a tensiones de distribución (34,5 o 13,8 kV); están ubicadas cerca de las redes de distribución. En las redes de distribución existen transformadores que bajan la tensión a 120/240 V en trifásica (tres fases y neutro), la cual es apropiada para distribución a pequeños consumidores, entre los que se encuentra el consumo doméstico.

### **2.3.1.2. Subestaciones de maniobra**

Se les conoce también como de switcheo 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 o reparación en caso de presentarse alguna falla en el sistema de transporte.

### **2.3.1.3. Subestaciones encapsuladas en SF6**

Una subestación encapsulada en SF6 o GIS (Gas Insulated Switchgear) denominada así en alta tensión y, en media tensión se denomina MV-GIS (Medium Voltage Gas Insulated). Es el conjunto de dispositivos y aparatos eléctricos inmersos en el gas dieléctrico: hexafluoruro de azufre (SF6), blindados en envolventes de aleación de aluminio.

Actualmente, las grandes ciudades tienen requerimientos eléctricos superiores y el espacio juega un papel importante, por lo que las subestaciones encapsuladas en gas SF6 se convierten en la mejor solución por sus características de área, volumen y funcionalidad. Se diseñan para intemperie o para interior, en este último caso se ubican dentro de edificios, que las aíslan de las condiciones climáticas exteriores, ver figura 6.

En lo que respecta al área y volumen entre una subestación AIS (air Insulated Switchgear) y una GIS, de la misma tensión nominal y para las mismas funciones; encontramos que el área ocupada por una GIS esta entre el

3 al 12 por ciento y el volumen ocupado esta entre el 3 al 8 por ciento que le corresponde a una AIS.

Figura 6. **Subestación encapsulada en SF6**



Fuente: *Grid solutions*. [www.alstom.com/grid/](http://www.alstom.com/grid/). Consulta: septiembre de 2015.

#### **2.3.1.4. Características del gas SF6**

El hexafluoruro de azufre (SF6) es un gas inerte artificial que tiene excelentes propiedades de aislamiento, así como una estabilidad térmica y química excepcionalmente alta. Estas características le han conferido un amplio uso como medio aislante tanto en alta como en media tensión, mostrando en ambos casos un rendimiento y una fiabilidad muy elevada.

El SF6 es un excelente aislante debido a que es fuertemente electronegativo. Esto quiere decir, que las moléculas de gas atrapan los

electrones libres formando iones negativos muy fuertes y que no tienen mucha movilidad. Esto es muy efectivo contra las avalanchas de electrones las que pueden causar un *flashover*.

### **2.3.2. Características de operación de las subestaciones**

Estas características pueden conjugarse en el momento de decidir la configuración de una subestación, dependiendo de la ubicación de esta dentro del sistema de potencia, de acuerdo con su función o por su capacidad. Las cuales son:

- Flexibilidad
- Confiabilidad
- Seguridad
- Modularidad

#### **2.3.2.1. Flexibilidad**

Es la propiedad de la instalación para acomodarse a las diferentes condiciones que se puedan presentar, bien sea por mantenimiento, por cambios en el sistema o por fallas.

#### **2.3.2.2. Confiabilidad**

Se define como la propiedad de que una subestación pueda mantener el suministro de energía, bajo la condición que al menos un componente de la subestación pueda repararse durante la operación.

### **2.3.2.3. Seguridad**

Es la propiedad de una instalación de operar adecuadamente bajo condiciones normales y anormales de manera que se evite el daño en los equipos o riesgo para las personas.

### **2.3.2.4. Modularidad**

Es la facilidad que tiene una subestación para cambiar de configuración cuando sus necesidades o el sistema lo requieran.

Si la subestación es de una capacidad e importancia tal, que su salida del sistema de potencia produzca suspensiones y problemas de racionamiento en todo este, entonces la subestación requiere de un alto grado de seguridad.

Si la subestación tiene un gran número de circuitos y ellos pertenecen a diferentes sistemas, requiere de un alto grado de flexibilidad. Si la subestación tiene como objetivo primordial el suministro de energía, la necesidad principal de esta subestación es la confiabilidad.

### **2.3.3. Arreglos de barras**

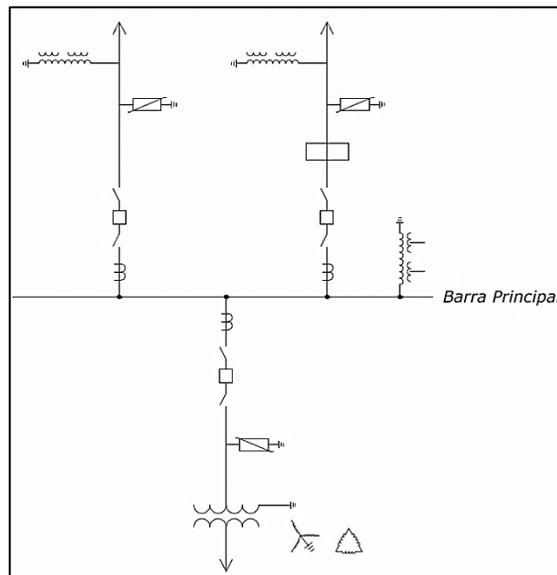
El arreglo de barras de una subestación es la configuración ordenada de los elementos que lo conforman, la elección del arreglo de una subestación depende de las características de cada sistema eléctrico y de la función que realiza dicha subestación en el sistema, así como la continuidad de servicio, flexibilidad de operación, cantidad y costo del equipo eléctrico y facilidad de mantenimiento de los equipos. Los arreglos más utilizados en el sistema eléctrico se describen a continuación.

### 2.3.3.1. Barra sencilla o simple

La figura 8 es el arreglo más simple desde el punto de vista constructivo, considerando la cantidad de equipo y el área que ocupa.

La confiabilidad de servicio es poca, ya que una falla en la barra principal provoca la salida de operación de la misma. Asimismo, el mantenimiento a los interruptores se dificulta, ya que es necesario dejar fuera de servicio parte de la subestación.

Figura 7. **Barra sencilla (menos confiable y más económica)**

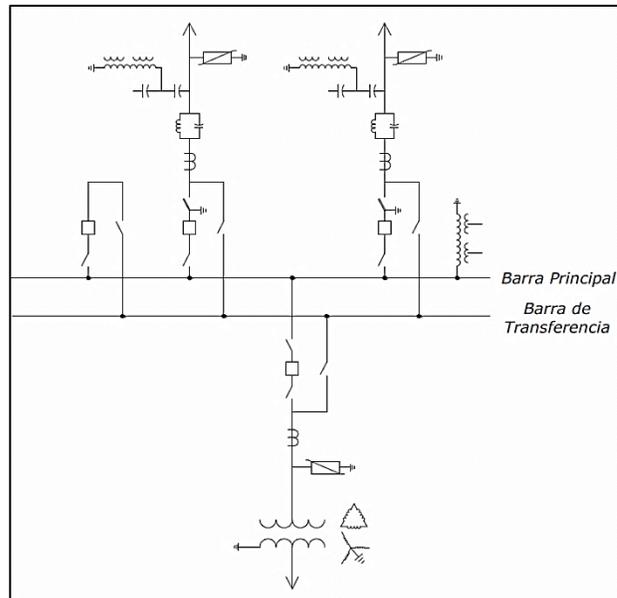


Fuente: *Depositorio digital de la Facultad de Ingeniería UNAM.*  
[www.ptolomeo.unam.mx](http://www.ptolomeo.unam.mx). Consulta: 5 de septiembre de 2015.

### 2.3.3.2. Barra principal y barra de transferencia

Es una variante del arreglo anterior, en el cual se utiliza una barra de transferencia para sustituir, a través de un interruptor, alguno que necesite mantenimiento. Ver figura 8.

Figura 8. Barra principal y barra de transferencia



Fuente: *Depositorio digital de la Facultad de Ingeniería UNAM.*  
www.ptolomeo.unam.mx. Consulta: 5 de septiembre de 2015.

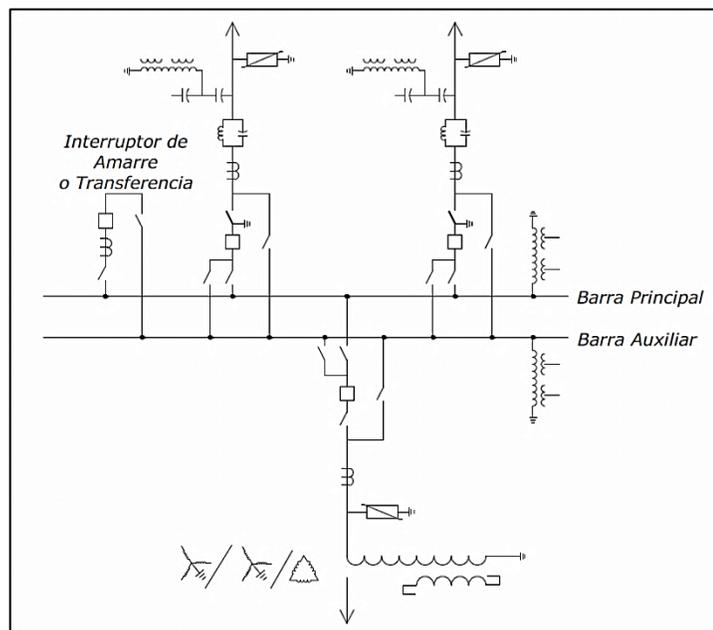
### 2.3.3.3. Barra principal y barra auxiliar

Ofrece una mayor continuidad de servicio, puesto que, en caso de existir una falla en cualquiera de las dos barras, no ocasiona la pérdida de los elementos conectados a la barra fallada.

Debido a ello, la subestación puede ser operada como dos subestaciones independientes con arreglo de barra simple. Permite dar mantenimiento a los interruptores sin perder los elementos conectados a él y desenergizar cualquiera de las dos barras sin alterar el funcionamiento de la subestación.

Sin embargo, aumentan las maniobras en el equipo cuando se utiliza el interruptor de amarre como interruptor de transferencia. La cantidad de equipo requerido es mayor, por tanto, su costo también incrementa.

Figura 9. **Barra principal y barra auxiliar**

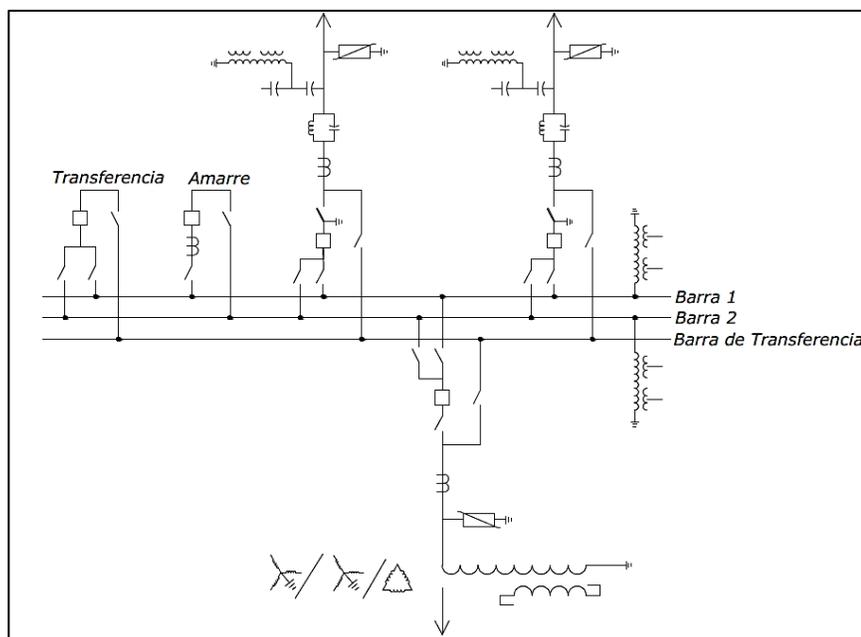


Fuente: *Depositorio digital de la Facultad de Ingeniería UNAM.*  
[www.ptolomeo.unam.mx](http://www.ptolomeo.unam.mx). Consulta: 5 de septiembre de 2015.

### 2.3.3.4. Doble barra y barra de transferencia

Ofrece las mismas ventajas que el arreglo anterior, con la diferencia de que se requieren pocas maniobras para hacer uso del interruptor de transferencia.

Figura 10. Doble barra y barra de transferencia



Fuente: *Depositorio digital de la Facultad de Ingeniería UNAM.*  
[www.ptolomeo.unam.mx](http://www.ptolomeo.unam.mx). Consulta: 5 de septiembre de 2015.

### 2.3.3.5. Anillo

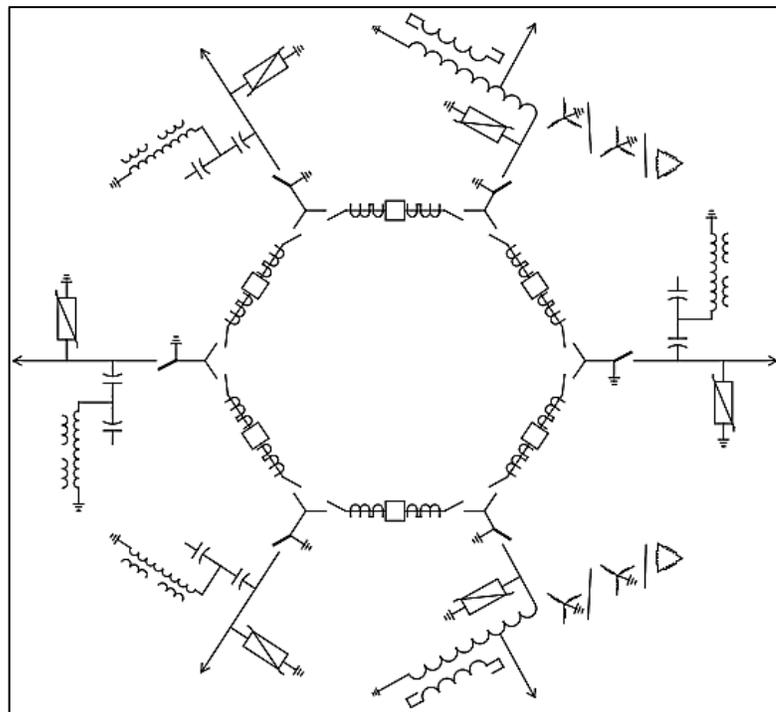
Arreglo que permite continuidad de servicio, ya que evita la salida completa en caso de falla en las barras. Además, ofrece la posibilidad de dar mantenimiento a los interruptores sin que se pierda el suministro de energía.

Cuando un interruptor está en mantenimiento, pueden ocurrir disparos en la protección, debido a que al abrir el anillo se puede incrementar la corriente de carga en los otros interruptores que permanecen en servicio. Esto puede evitarse realizando el mantenimiento en condiciones de baja carga.

Prácticamente requiere el mismo equipo que el arreglo de barra sencilla, por lo que su costo es similar.

Se utiliza en la salida de 23 [kV] de las subestaciones de distribución, utilizando anillo sencillo o doble en caso de haber más de dos transformadores.

Figura 11. **Anillo (mayor confiabilidad y costo)**



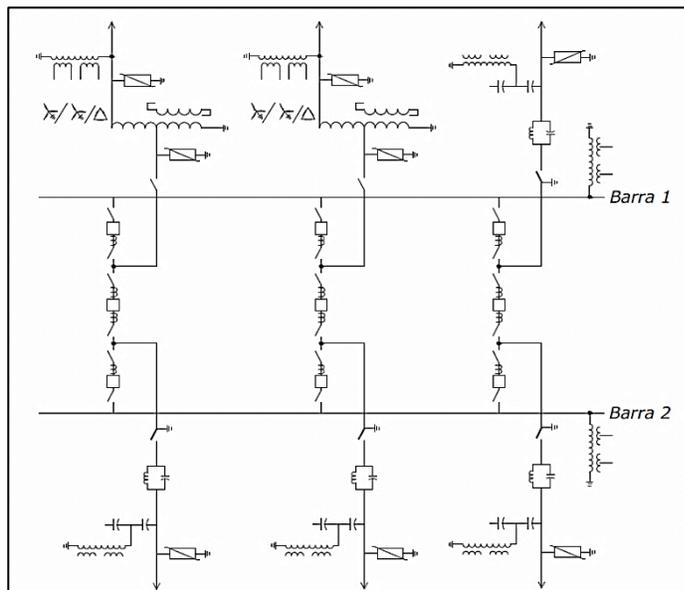
Fuente: *Depositorio digital de la Facultad de Ingeniería UNAM.*  
[www.ptolomeo.unam.mx](http://www.ptolomeo.unam.mx). Consulta: 5 de septiembre de 2015.

### 2.3.3.6. Interruptor y medio

Arreglo que ofrece buena confiabilidad y ventajas para las operaciones de mantenimiento sin tener que interrumpir el servicio. Regularmente las transferencias se hacen a través de los interruptores, lo que permite conservar la protección aun cuando alguno se encuentre en mantenimiento.

Ocurre lo mismo que en el arreglo de anillo, cuando un interruptor está en mantenimiento, ya que al tener algún interruptor fuera de servicio, puede manifestarse un exceso de carga en los restantes y provocar disparos en las protecciones. Este arreglo se utiliza en subestaciones de 115, 230 y 400 [kV], sobre todo en aquellas de interconexión que forman parte de un sistema en anillo.

Figura 12. Interruptor y medio



Fuente: *Depositorio digital de la Facultad de Ingeniería UNAM.*  
[www.ptolomeo.unam.mx](http://www.ptolomeo.unam.mx). Consulta: 5 de septiembre de 2015.

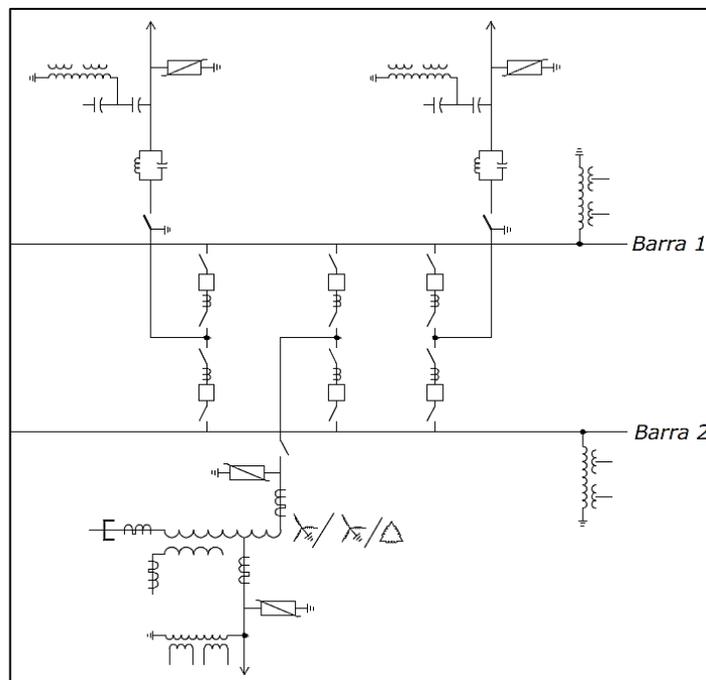
### 2.3.3.7. Doble interruptor

Es la mejor opción en cuanto a confiabilidad se refiere, no obstante, es un arreglo más costoso que los anteriores, y por ello se emplea en aquellos casos en que la continuidad es muy importante.

Con un interruptor fuera de servicio se ocasiona la pérdida únicamente del elemento disparado.

Las subestaciones con este arreglo pueden ser operadas como dos subestaciones independientes de barra simple.

Figura 13. Doble interruptor (mayor confiabilidad y costo)



Fuente: *Depositorio digital de la Facultad de Ingeniería UNAM.*  
[www.ptolomeo.unam.mx](http://www.ptolomeo.unam.mx). Consulta: 5 de septiembre de 2015.

### **2.3.4. Líneas de transmisión**

Es el elemento de mayor extensión dentro de los sistemas de potencia, y es importante conocer su modelo equivalente, para simular su comportamiento en cualquier situación dentro del sistema de potencia.

#### **2.3.4.1. 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.

Las líneas de transmisión contienen parámetros de resistencia, inductancia, capacitancia y conductancia. 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 necesita 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.

#### **2.3.4.2. Línea de transmisión corta**

El circuito equivalente para una línea de transmisión corta se muestra en la figura 14, en donde  $I_S$  e  $I_R$  son las corrientes en los extremos generador y receptor, respectivamente  $V_S$  y  $V_R$ , son los voltajes línea a neutro en esos

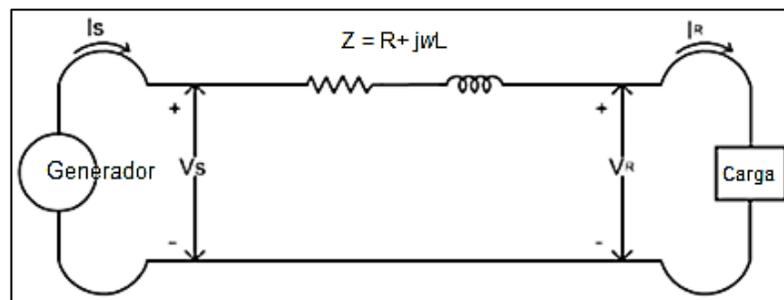
mismos extremos, el circuito equivalente se resuelve como uno de cada serie simple de la siguiente manera.

$$I_S = I_R$$

$$V_S = V_R + I_R Z$$

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

Figura 14. **Circuito equivalente de una línea de transmisión corta**



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

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

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

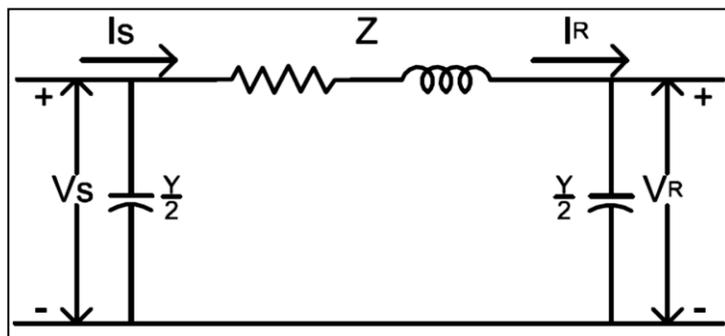
Donde  $|V_{R,NL}|$  es la magnitud del voltaje en el extremo receptor cuando no hay carga y  $|V_{R,FL}|$  es la magnitud del voltaje en el extremo receptor a plena carga, cuando  $V_S$  permanece constante; después de que se quita la carga en una línea de transmisión corta, la cual se presentó en la gráfica de la figura 14.

El voltaje en el extremo receptor es igual al del extremo generador. Con la carga conectada el voltaje en el extremo generador es  $V_S$ , y  $|V_S| = |V_{R,NL}|$ .

### 2.3.4.3. Línea de transmisión 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 ( $\pi$ ). En la figura 15 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 15. **Circuito nominal  $\pi$  ( $\pi$ ) de una línea de transmisión de longitud media**



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

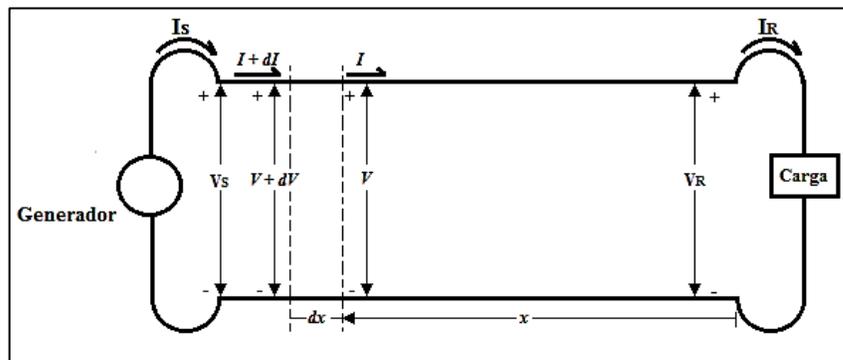
### 2.3.4.4. Línea de transmisión larga

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 16 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 16 se considera un elemento diferencial de longitud  $dx$  en la línea a una distancia  $x$  desde el extremo receptor de la línea, entonces  $z dx$  é  $y dx$  son la impedancia serie y la admitancia paralelo de la sección elemental, respectivamente,  $V$  e  $I$  son los fasores que varían con  $x$ .

Figura 16. **Diagrama esquemático de una línea de transmisión que muestra una fase y el neutro de regreso**



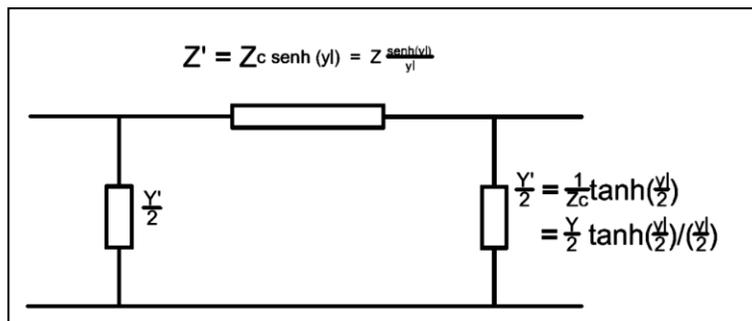
Fuente: STEVENSON, William. *Análisis de sistemas de potencia*. p. 190.

Circuito equivalente de una línea larga, el circuito nominal  $Pi(\pi)$  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  $Pi(\pi)$  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, mediante una red de parámetros concentrados, supóngase que un circuito  $Pi (\pi)$ , similar al de la figura 15, 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  $Pi (\pi)$  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 17 se muestra el circuito equivalente  $Pi (\pi)$  también se puede encontrar un circuito equivalente T para una línea de transmisión.

Figura 17. **Circuito equivalente  $Pi (\pi)$  de una línea de transmisión**



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

## 2.4. Sistema de distribución

Es el último elemento del sistema de potencia está compuesto por líneas y dispositivos para distribuir la energía eléctrica hasta los usuarios.

Para esto es necesario contar con dos pasos de transformación que dan lugar a las diferentes etapas del sistema de distribución: primario y secundario.

#### **2.4.1. Sistema de distribución primaria**

Comienza a la salida de las subestaciones de distribución, los circuitos generalmente se encuentran en voltajes de 13,8 kV. En este nivel pueden ser alimentados ciertos consumidores especiales como industrias y otros, la capacidad de transporte no supera los 5 MVA.

#### **2.4.2. Sistema de distribución secundaria**

Reducen el voltaje primario al voltaje secundario o de utilización hasta las acometidas individuales a tres niveles de voltaje básicos y sus combinaciones estos pueden ser: 120/240 V (1 $\Phi$ , 3 $\Phi$ ), 120/208 V (1 $\Phi$ , 3 $\Phi$ ) y 240/480 (3 $\Phi$ ).

### **2.5. Consumidores del sistema eléctrico de potencia**

Están constituidos por un conjunto de cargas individuales de diferentes tipos, industrial, comercial y residencial. Las cargas son elementos empleados frecuentemente para representar un sistema de potencia, por lo general se representan como elementos que consumen potencia activa y reactiva.

La forma más exacta de representar una carga, matemáticamente es un número complejo,  $R_s \pm jX_s$ . Las cargas se clasifican en dos grupos por su comportamiento ante un cortocircuito y estos son:

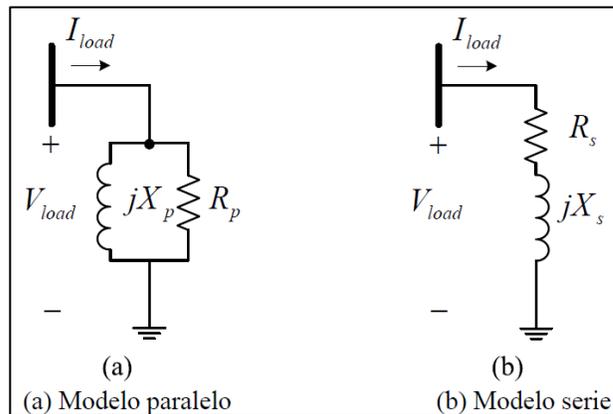
- Cargas estáticas
- Cargas dinámicas

### 2.5.1. Cargas estáticas

Son aquellas que tienen un comportamiento tal, que ante un cortocircuito no pueden entregar corriente; son simplemente, elementos que consumen potencia (activa y reactiva) que se asume constante independiente de las condiciones de falla que se presenten; esto es una idealización de las cargas.

Este tipo de carga es simulada por elementos pasivos en forma de parámetros concentrados; que consumen la potencia constante.

Figura 18. **Modelo de las cargas estáticas**



Fuente: *Depositorio digital de la Facultad de Ingeniería UNAM.*  
[www.ptolomeo.unam.mx](http://www.ptolomeo.unam.mx). Consulta: 5 de septiembre de 2015.

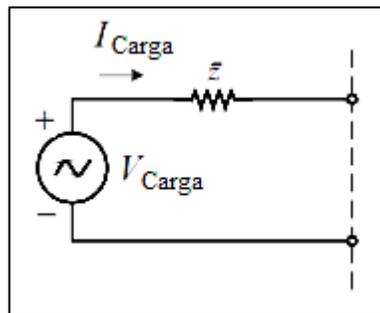
### 2.5.2. Cargas dinámicas

Son los elementos almacenadores de energía (bobinas y condensadores), también conocidos como elementos activos que aportan potencia (activa y reactiva).

Como elementos que se puede mencionar en bobinas o inductores tenemos transformadores, radios, radares, bobinas de ignición, motores. En condensadores o capacitores en sistemas de potencia están los capacitores para corrección de factor de potencia.

Los elementos activos (generadores y motores) serán modelados como una fuente de tensión ideal en serie, con una impedancia o una reactancia en el caso que se puedan despreciar las pérdidas Joule.

Figura 19. **Modelo de las cargas dinámicas**



Fuente: *Depositorio digital de la Facultad de Ingeniería UNAM.*  
[www.ptolomeo.unam.mx](http://www.ptolomeo.unam.mx). Consulta: 5 de septiembre de 2015.

## 2.6. Topología de un sistema eléctrico

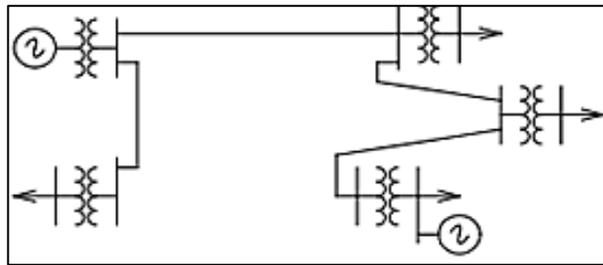
Un sistema eléctrico, dependiendo de su confiabilidad, se puede clasificar en uno de los tres tipos:

- Radial
- En anillo
- En red

### 2.6.1. Sistema radial

En un sistema radial las cargas tienen una sola alimentación, de manera que una falla en la alimentación produce una interrupción en el suministro.

Figura 20. **Sistema radial (menos confiable y más económico)**

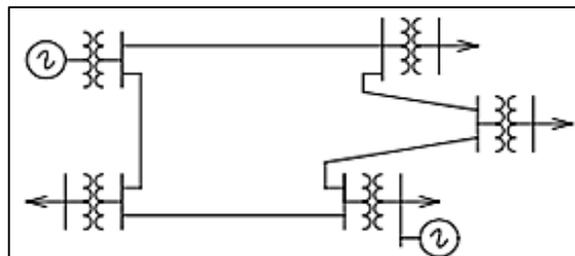


Fuente: *Depositorio digital de la Facultad de Ingeniería UNAM.*  
[www.ptolomeo.unam.mx](http://www.ptolomeo.unam.mx). Consulta: 5 de septiembre de 2015.

### 2.6.2. Sistema en anillo

Con un sistema en anillo se tiene una doble alimentación y puede interrumpirse una de ellas sin causar una interrupción del suministro.

Figura 21. **Sistema en anillo (más confiable y más caro)**

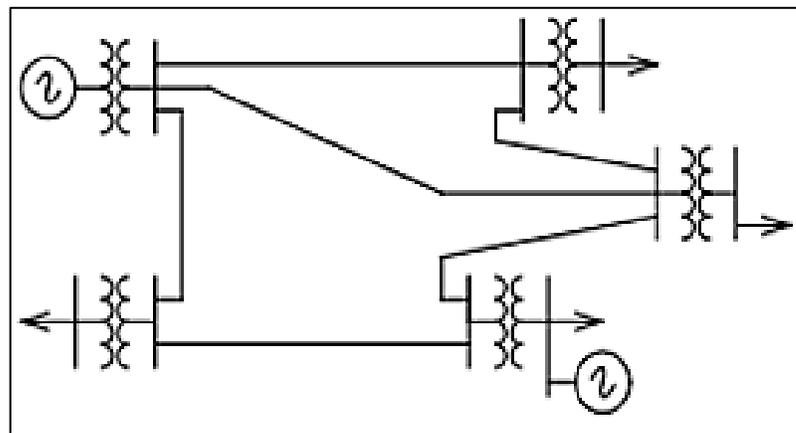


Fuente: *Depositorio digital de la Facultad de Ingeniería UNAM.*  
[www.ptolomeo.unam.mx](http://www.ptolomeo.unam.mx). Consulta: 5 de septiembre de 2015.

### 2.6.3. Sistema en red

Con este tipo de sistema se aumenta el número de interconexiones y en consecuencia, la seguridad del servicio.

Figura 22. Red (más confiable y mayor costo)



Fuente: *Depositorio digital de la Facultad de Ingeniería UNAM.*  
[www.ptolomeo.unam.mx](http://www.ptolomeo.unam.mx). Consulta: 5 de septiembre de 2015.

### 2.7. Operación del sistema eléctrico de potencia

Tiene como objetivo garantizar que los equipos eléctricos, líneas de transmisión y distribución, estén en óptimas condiciones para asegurar la continuidad de servicio, regulación de tensión y control de frecuencia requerida para el suministro energético a los usuarios finales por medio de sistemas eléctricos seguros y confiables. En lo que concierne a las líneas de transmisión se deben hacer los análisis siguientes para determinar el tipo de conductor a utilizar.

### **2.7.1. Demanda de energía eléctrica**

La demanda eléctrica hace referencia a la cantidad de potencia que se necesita en un momento determinado y se mide en kilovatios (kW).

La demanda eléctrica es una medida de la tasa promedio del consumo eléctrico de sus instalaciones en intervalos de 15 minutos.

En general, mientras más aparatos eléctricos se encuentren funcionando al mismo tiempo, mayor es la demanda. En la mayoría de los casos, los cargos por demanda se incluyen como un componente de la factura de servicio eléctrico para empresas y para clientes comerciales e industriales.

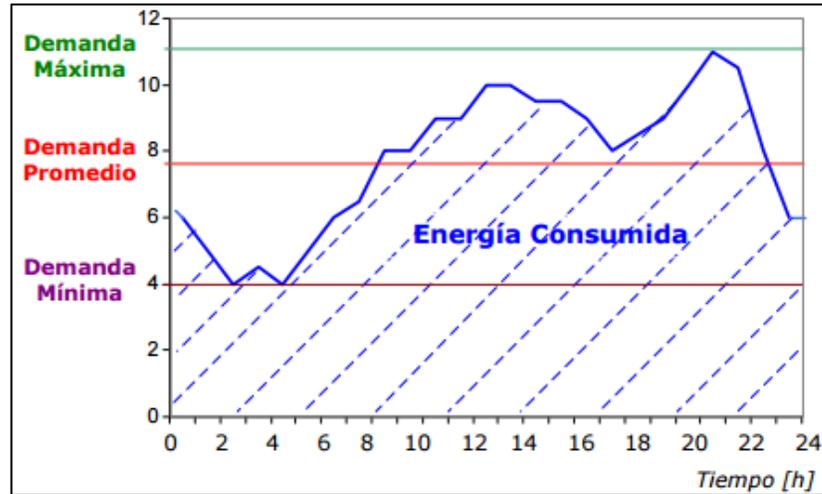
### **2.7.2. Curva de carga**

Es la representación gráfica de cómo varía la demanda o carga eléctrica en el transcurso del tiempo. El intervalo del tiempo elegido para realizar el análisis, puede ser semanal, mensual, anual. La carga no es constante en el periodo analizado, ver la figura 23.

La forma de la curva de carga, depende fundamentalmente de si es una carga de tipo residencial, comercial, industrial, del día de la semana, de la estación (invierno, verano) y de los factores climáticos (sobre todo la temperatura), de la hora (mañana, tarde, noche).

En las abscisas se representa el tiempo y en las ordenadas la potencia eléctrica demandada. El área que está por debajo de la curva formada es la energía demandada.

Figura 23. Curva de carga diaria



Fuente: *Depositorio digital de la Facultad de Ingeniería UNAM.*  
[www.ptolomeo.unam.mx](http://www.ptolomeo.unam.mx). Consulta: 5 de septiembre de 2015.

### 2.7.3. Factor de demanda

El factor de demanda en un intervalo de tiempo  $t$  de una carga es la razón entre la demanda máxima y la carga total instalada.

El factor de demanda, por lo general es menor que 1, siendo 1 solo cuando en el intervalo considerado, todos los aparatos conectados al sistema estén absorbiendo sus potencias nominales, lo cual es muy raro que suceda. Matemáticamente, este concepto se puede expresar como:

$$Fd = \frac{\text{Carga máxima}}{\text{Carga instalada}} \leq 1$$

El factor de demanda indica el grado al cual la carga total instalada se opera.

#### 2.7.4. Factor de utilización

El factor de utilización en un sistema eléctrico, en un intervalo de tiempo  $t$ , es la razón entre la demanda máxima y la capacidad nominal del sistema (capacidad instalada), es decir:

$$Fu = \frac{\text{Carga máxima}}{\text{Capacidad instalada}}$$

Es conveniente hacer notar, que mientras el factor de demanda da el porcentaje de carga instalada que se está alimentando, el factor de utilización indica la fracción de la capacidad del sistema que se está utilizando durante el pico de carga en el intervalo considerado, (es decir, indica la utilización máxima del equipo o instalación).

#### 2.7.5. Factor de carga

Se define como la razón entre la demanda promedio, en un intervalo de tiempo dado, y la demanda máxima observada en el mismo intervalo de tiempo. Matemáticamente se puede expresar como:

$$Fc = \frac{\text{Demanda promedio}}{\text{Demanda máxima}} \quad \text{con límites } 0 < Fc \leq 1. \quad Fc = \frac{Dp}{Dm}$$

Esto quiere decir, que si el factor de carga es 1, la  $Dm$  se mantiene constante, si el factor de carga es alto (por ejemplo 0,9), la curva de carga tiene muy pocas variaciones y en cambio si el factor de carga es bajo (por ejemplo 0,2), la curva de carga sufre muchas variaciones con picos y valles pronunciados.

## **2.8. Análisis de sistemas de potencia**

Este análisis existe desde el momento en que se instalaron los primeros sistemas de transmisión y distribución de energía a finales del siglo XIX. Se basa en el estudio integral que forma el sistema de potencia en corriente alterna en circuitos trifásicos, en condiciones normales y anormales. Se fundamenta en la representación nodal de redes que se logra a través de las matrices de admitancias e impedancia de barra, para obtener resultados de flujo de carga, corto circuito, y contingencias.

### **2.8.1. Flujo de carga**

Los estudios de flujos de carga son de gran importancia en la planeación y diseño de la expansión futura de los sistemas de potencia, así como también en la determinación de las mejores condiciones de operación de la red. La información que se obtiene de un estudio de flujos de carga es la magnitud y el ángulo de fase de la tensión en cada barra, al igual que las potencias activa y reactiva en cada línea.

Así también, la 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.

#### **2.8.1.1. Datos para los estudios de carga**

Para describir correctamente una red eléctrica se deben ingresar en los programas computacionales (simuladores), las características de los equipos conectados y las conexiones entre los equipos para formar el diagrama unifilar del sistema, para que el programa pueda determinar el sistema de ecuaciones

que surgen al momento de plantear el balance de potencia en cada una de las barras (nodos) del sistema.

Cada equipo conectado a la red está descrito por parámetros, como por ejemplo: corriente admisible de cables en amperios, impedancias secuencia directa y secuencia ohmopolar en ohm/milla, también las impedancias de los transformadores, valor nominal de los condensadores en paralelo y el conjunto de tomas de los transformadores, se ingresa la potencia, voltaje y corriente.

Para las conexiones de los componentes se hace necesario crear barras o nodos, en las cuales se debe especificar: la tensión base, potencia y los límites de tensión de la barra mínimo y máximo en valores P.U. La única barra en la que no se especifica la potencia real se denomina barra oscilante y, generalmente, es una que está conectada a 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 el estudio está completo.

Los datos anteriormente descritos forman una base de datos que se va complementando a medida de ingresar nuevos proyectos, lo que hace una simulación confiable. Una vez ingresada la base de datos al simulador, este para dar el resultado del flujo eléctrico crea un sistema de ecuaciones lineales que surgen al momento de plantear el balance de potencia en cada una de las barras (nodos) del sistema. De lo anterior se tiene:

$$S_i = V_i I_i$$

Donde  $S_i$ : potencia compleja en la barra  $i$ ,  $V_i$ : tensión en la barra  $i$ ,  $I_i$ : corriente inyectada a la barra  $i$ .

Basado en lo anterior, los algoritmos de flujo de carga se resuelven con métodos matemáticos que se describen a continuación.

### 2.8.1.2. Método de Newton–Raphson

El método de Newton Raphson y sus derivaciones han sido empleados para resolver flujos de potencia en modelos de sistemas eléctricos de tamaño real y constituye el método numérico iterativo base de las aplicaciones computacionales que calculan flujos de potencia.

Utiliza la forma polar de las ecuaciones de la red de potencia, teniendo como incógnitas la magnitud y el ángulo de la tensión de cada barra, basándose en la multiplicación de la matriz de potencias calculadas y la matriz Jacobiana.

El sistema de ecuaciones (ver figura 24) corresponde a: si se multiplica el vector de potencia activa y reactiva por el inverso de la matriz Jacobiana, se obtendrán los nuevos ángulos y magnitudes corregidas de tensión del sistema.

Finaliza cuando se alcanza una condición mínima de error entre las tensiones calculadas para cada iteración, y de la condición de error calculado entre las potencias.

Figura 24. Sistema de ecuaciones

$$\begin{bmatrix} \Delta P_i \\ \Delta Q_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_{11} & J_{12} \\ J_{21} & J_{22} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix}$$

Error = Jacobiano \* corrección

Fuente: elaboración propia.

### **2.8.1.3. Método Gauss–Seidel**

Se utiliza el modo rectangular de las ecuaciones de red, asignando valores iniciales de magnitud y ángulo de tensión al igual que valores iniciales de potencia. Luego, se procede a calcular el nuevo valor de tensión de la barra  $i$  en función de los valores de tensión de las barras restantes del sistema.

### **2.8.1.4. Programa computarizado digital**

Para el presente análisis se utilizará el programa CYMFLOW, CYMFAULT Power Systems Analysis Framework (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 (SNI) y en la zona 2 (área de transporte de TRELEC).

PSAF es un conjunto integrado de programas para análisis de redes eléctricas, pudiendo realizar estudios de flujo de potencia, de corriente de cortocircuito, de armónicas y de estabilidad en régimen transitorio.

Contiene una interfaz gráfica altamente interactiva que facilita la realización del diagrama unifilar, además contiene un administrador de bases de datos con una amplia gama de equipos de red y de controladores, incluyendo las características de los equipos estándar de la industria.

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.

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

Los resultados dados por los programas son una serie de tablas, que muestran 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.

Con respecto al flujo en corto circuito se obtienen 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).

#### **2.8.1.6. Resultados numéricos**

Los datos que se encontrarán en las tablas son: potencia activa, potencia reactiva, pérdidas de potencia activa, pérdidas de potencia reactiva, dichas pérdidas pueden encontrarse comparando los valores de  $P$  y  $Q$  en dos terminales de la línea. Se calculan las pérdidas totales, para el Sistema Nacional Interconectado, SNI y pérdidas en la zona 2, en el área de TRELEC.

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

### **2.8.2. Análisis de cortocircuito**

Se produce un corto circuito en un sistema de potencia, cuando entran en contacto fases entre sí o con tierra. Normalmente las corrientes de corto circuito son muy elevadas, entre 5 y 20 veces el valor máximo de la corriente de carga en el punto de falla.

En los sistemas de alta tensión, la mayoría de las fallas son producidas por descargas atmosféricas que dan como resultado el flameo de aisladores y la aparición de nuevas rutas de corriente a través del aire ionizado.

En el caso de redes trifásicas con tensión mayor a 60 kV, la experiencia muestra que del 70 al 80 % de los casos, los corto circuitos se producen (o por lo menos se inician) entre una fase y tierra. Aproximadamente el 5% de las fallas involucran las 3 fases.

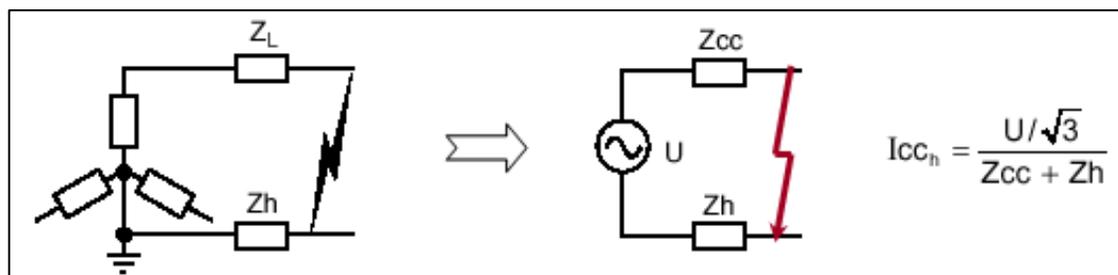
Por lo anterior se hace el análisis de los tipos de cortocircuitos que existen:

- Línea-tierra
- Línea-línea
- Trifásico

### 2.8.2.1. Cortocircuito línea-tierra

Se presenta cuando uno de los conductores energizados de una línea de transmisión tiene contacto con la tierra del sistema. La línea fallada sufre una caída de tensión y un aumento de corriente. Una línea de transmisión posee una impedancia compuesta en su mayor parte por reactancia inductiva; esto provoca que durante una falla el voltaje adelanta a la corriente.

Figura 25. Cortocircuito de línea a tierra (monofásico)



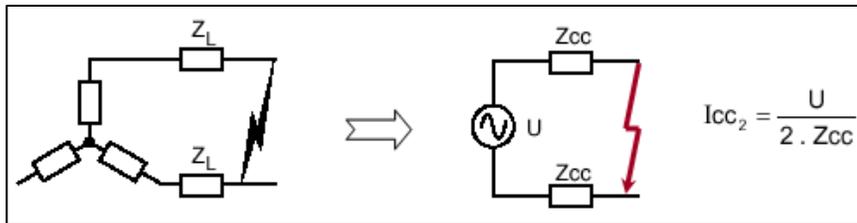
Fuente: *Introducción a las instalaciones y sistemas eléctricos.*

[www.monografias.com/trabajos101/introduccion-instalaciones-y-sistemas-electricos/introduccion-instalaciones-y-sistemas-electricos](http://www.monografias.com/trabajos101/introduccion-instalaciones-y-sistemas-electricos/introduccion-instalaciones-y-sistemas-electricos). Consulta: 20 de septiembre de 2015.

### 2.8.2.2. Cortocircuito línea-línea

Este tipo de corto circuito se produce cuando en dos conductores de un sistema trifásico se produce un corto circuito sin tocar tierra.

Figura 26. **Cortocircuito línea-línea (bifásico)**



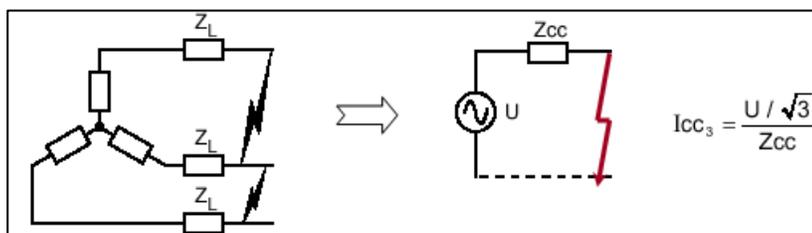
Fuente: *Introducción a las instalaciones y sistemas eléctricos.*

[www.monografias.com/trabajos101/introduccion-instalaciones-y-sistemas-electricos/introduccion-instalaciones-y-sistemas-electricos](http://www.monografias.com/trabajos101/introduccion-instalaciones-y-sistemas-electricos/introduccion-instalaciones-y-sistemas-electricos). Consulta: 20 de septiembre de 2015.

### 2.8.2.3. Cortocircuito trifásico

El corto circuito trifásico es la falla más severa; el diseño de torres y estructuras de las líneas de transmisión mantiene una libranza entre fases que dificulta este tipo de falla, sin embargo, se presenta por descargas atmosféricas y fallas donde la estructura es dañada.

Figura 27. **Corto circuito en tres fases (trifásico)**



Fuente: *Introducción a las instalaciones y sistemas eléctricos.*

[www.monografias.com/trabajos101/introduccion-instalaciones-y-sistemas-electricos/introduccion-instalaciones-y-sistemas-electricos](http://www.monografias.com/trabajos101/introduccion-instalaciones-y-sistemas-electricos/introduccion-instalaciones-y-sistemas-electricos). Consulta: 20 de septiembre de 2015.

### **2.8.3. Análisis de contingencias**

Una contingencia es un evento que ocurre cuando un elemento de la red es retirado o sale de servicio por causas imprevistas o programadas. El análisis de contingencias tiene los siguientes objetivos:

- Se hacen parte del análisis de seguridad de los sistemas eléctricos de potencia.
- Estudian las redistribuciones de corrientes y cambios en las tensiones originados por la salida de elementos.
- Consideran: salidas de líneas de transmisión, salidas de transformadores, salidas de generadores y salidas de cargas.
- Son importantes porque la salida de un elemento puede producir la salida de otros elementos (efecto en cascada) y pueden llevar el sistema al colapso.
- Pueden considerar contingencias simples (n-1) o múltiples (n-k).
- Estudia efectos locales y globales sobre el sistema y la respuesta de este cuando ocurre la salida de uno o varios elementos.
- Determinar el nivel de: sobrecargas térmicas, desviaciones de voltaje, pérdida de carga, inestabilidad de voltaje, aumento de corrientes de corto circuito y desviación de la frecuencia.

### **2.9. Aspectos económicos de los sistemas eléctricos de potencia**

A continuación se presentan los conceptos básicos económicos útiles para demostrar la factibilidad y viabilidad del presente proyecto.

### **2.9.1. Factibilidad económica**

Se refiere a la disponibilidad de los recursos necesarios para llevar a cabo los objetivos o metas señaladas. Generalmente la factibilidad se determina sobre los resultados previstos de un proyecto. Estos resultados se entregan a la Gerencia, cuyos funcionarios son los que aprueban la realización del proyecto propuesto.

Los estudios de factibilidad económica incluyen análisis de costos y beneficios asociados al proyecto. Con análisis de costos/beneficio, todos los costos y beneficios de realizar el proyecto se identifican y se hace una comparación de ellos. Primero se comparan los costos con los beneficios esperados para asegurarse que los beneficios excedan a los costos.

### **2.9.2. Valor actual neto (VAN)**

El VAN es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros (generación de ingresos), originados por una inversión. A lo largo de los años de evaluación del proyecto, habrá un punto en el que se recupera la inversión.

La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los flujos de caja futuros o en determinar la equivalencia en el tiempo 0 de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y comparar esta equivalencia con el desembolso inicial.

La tasa de actualización ( $k$ ) o de descuento ( $d$ ) es el resultado del producto entre el coste medio ponderado de capital (CMPC) y la tasa de

inflación del periodo. Cuando dicha equivalencia es mayor que el desembolso inicial, entonces es recomendable que el proyecto sea aceptado.

La fórmula para calcular el VAN es:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0$$

$V_t$ : representa los flujos neto año en cada periodo t

$I_0$ : es el valor del desembolso, costo de la inversión

$n$ : es el número de períodos considerado

$k$  : tasa de actualización anual de capital

El valor actual neto es muy importante para la valoración de inversiones en activos fijos, a pesar de sus limitaciones en considerar circunstancias imprevistas o excepcionales de mercado.

Si su valor es mayor a cero, el proyecto es rentable, considerándose el valor mínimo de rendimiento para la inversión.

Tabla II. Interpretación del VAN

Valor	Significado	Decisión a tomar
$VAN > 0$	La inversión produciría ganancias por encima de la rentabilidad exigida (r)	El proyecto puede aceptarse
$VAN < 0$	La inversión produciría pérdidas por debajo de la rentabilidad exigida (r)	El proyecto debería rechazarse
$VAN = 0$	La inversión no produciría ni ganancias ni pérdidas	Dado que el proyecto no agrega valor monetario por encima de la rentabilidad exigida (r), la decisión debería basarse en otros criterios, como la obtención de un mejor posicionamiento en el mercado u otros factores.

Fuente: elaboración propia.

### **2.9.3. Tasa interna de retorno (TIR)**

La TIR es la tasa que equivale a la tasa de interés producida por un proyecto de inversión con pagos (valores negativos) e ingresos (valores positivos) que se producen en períodos regulares. La TIR puede utilizarse como indicador de la rentabilidad de un proyecto, a mayor TIR mayor rentabilidad; así, se utiliza como uno de los criterios para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión.

### **2.9.4. Costos de inversión**

Son los egresos o gastos económicos por todos los elementos que intervienen en la ejecución o implementación de un proyecto eléctrico: estudios, equipos, materiales, mano de obra, compra de inmuebles, transporte.

### **2.9.5. Costo de operación y mantenimiento**

Son los egresos económicos para mantener en óptimas condiciones la infraestructura de la red eléctrica, para garantizar un servicio continuo. Según el Reglamento de la Ley General de Electricidad dichos costos serán como máximo el 3 % del costo total de la inversión.

### **2.9.6. Costo de la energía eléctrica**

El costo de la energía eléctrica en Guatemala lo establece la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, se determina mediante los precios de generación en el mercado eléctrico.

### 2.9.7. Costo de transporte

El costo del peaje (CAT) es el pago que devenga el propietario de las instalaciones de transmisión de potencia y energía eléctrica por parte de agentes generadores e importadores de energía eléctrica conectados al Sistema Eléctrico Nacional. Se calcula dividiendo la anualidad de la inversión y los costos de operación y mantenimiento del sistema principal, para instalaciones óptimamente dimensionadas, entre la potencia firme total conectada al sistema eléctrico correspondiente.

La anualidad de la inversión se calcula sobre la base del valor nuevo de reemplazo de las instalaciones, óptimamente dimensionadas, considerando la tasa de actualización que se utilice en el cálculo de las tarifas y una vida útil de treinta (30) años.

Tabla III. Valor actual del VNR y CAT

Descripción de los costos actuales	Peaje a enero 2015 con ISR de 29.5 %	Peaje a enero 2015 con nuevo ISR de 25 %	Peaje aprobado enero 2015 a enero 2017
Valor nuevo de reemplazo (VNR) de las instalaciones de transmisión en US\$/MVA	910	910	927
Costo anual de la transmisión (CAT) (Peaje) en MUS\$ al año	105	102	103

Fuente: *Comisión nacional de energía eléctrica Guatemala*. [www.cnee.gov.gt](http://www.cnee.gov.gt). Consulta: 25 de septiembre de 2015.

### 2.9.8. Costo de distribución

Los costos de las tarifas a consumidores finales de servicio de distribución final, en sus componentes de potencia y energía, serán calculados por la Comisión como la suma del precio ponderado de todas las compras del

distribuidor, referidas a la entrada de la red de distribución y del valor agregado de distribución (VAD).

El VAD es la remuneración que reciben las empresas que realizan distribución de electricidad. El VAD corresponde al costo medio de capital y operación de una red de distribución de una empresa eficiente de referencia, operando en un área de densidad determinada. El VAD deberá contemplar, al menos, las siguientes componentes básicas:

- Costos asociados al usuario: independiente de su demanda de potencia y energía.
- Pérdidas medias de distribución: separadas en sus componentes de potencia y energía.
- Costos de capital: operación y mantenimiento asociados a la distribución, expresados por unidad de potencia suministrada.

#### **2.9.9. Beneficios de inversión**

Son los ingresos que se obtienen cuando se implementa un proyecto, estos son: recepción del costo anual de transmisión, ahorro de pérdidas de potencia y energía.

#### **2.9.10. Relación costo-beneficio**

La relación B/C se obtiene calculando el cociente entre el valor actual de los ingresos netos esperados y el desembolso inicial de la inversión. El B/C descuenta los futuros ingresos esperados con el costo de oportunidad, pero en lugar de restar el costo de inversión inicial, este es utilizado en el cálculo como denominador.

Si el índice de rentabilidad es mayor que 1, el valor actual de los ingresos es mayor que la inversión inicial y debe ser aceptado el proyecto.



### 3. INFORMACIÓN DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO EN GUATEMALA

El subsector eléctrico en Guatemala es el encargado del suministro de energía eléctrica en condiciones óptimas de seguridad, calidad y precio. Conjuntamente con el subsector hidrocarburos conforman el sector energético de Guatemala.

#### 3.1. Estructura del subsector eléctrico de Guatemala

El subsector eléctrico guatemalteco se encuentra estructurado de la siguiente forma:

- Ministerio de Energía y Minas (MEM)
- Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)
- Administrador del Mercado Mayorista (AMM)
- Agentes y participantes del Mercado Mayorista

Figura 28. Esquema estructural del subsector eléctrico



Fuente: elaboración propia.

### **3.1.1. Ministerio de Energía y Minas (MEM)**

Es el órgano del Estado responsable de elaborar y coordinar políticas energéticas, planes de Estado y programas indicativos relativos al sector eléctrico. Encargado de velar que el proceso de autorización de instalación de centrales y prestación del servicio de transporte y distribución se realice conforme a la ley.

Tiene como objetivo suministrar energía eléctrica en óptimas condiciones de precio, calidad y seguridad. El MEM cuenta con siguientes herramientas de soporte para lograr su objetivo.

#### **3.1.1.1. Marco de política eléctrica**

Representa la base fundamental del desarrollo del subsector eléctrico. Este marco define los principios y las directrices que deberán considerarse al realizar toda acción (institucional, regulatoria o evolutiva del mercado eléctrico y del sistema eléctrico, pública o privada, subsidiaria o empresarial), con la finalidad de fortalecer al subsector eléctrico.

#### **3.1.1.2. Marco institucional**

Está constituido por las entidades consignadas en la Ley General de Electricidad, es decir: el MEM, ente rector; la CNEE, ente regulador, y el AMM (ente operador del sistema eléctrico y mercado eléctrico) encargado de coordinar las transacciones entre los agentes y participantes del Mercado Mayorista de Electricidad.

### **3.1.1.3. Marco regulatorio**

Está integrado por el ordenamiento jurídico que rige las actividades del subsector eléctrico, es decir: la Ley General de Electricidad, sus Reglamentos y modificaciones, la Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable y su Reglamento, los acuerdos ministeriales emitidos por el MEM, y las normas y resoluciones emitidas por la CNEE y el AMM.

### **3.1.1.4. Mercado eléctrico**

Es el instrumento en el cual se realizan las transacciones comerciales (compra y venta de potencia y energía eléctrica) del subsector eléctrico. La importancia de este componente radica en que determina cuantitativamente la dimensión del sistema eléctrico.

## **3.1.2. Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)**

Ente regulador del subsector eléctrico responsable de velar por el cumplimiento de la Ley General de Electricidad y sus reglamentos, con funciones de planificación; licitando nueva generación y ampliando el sistema de transporte para satisfacer las necesidades del SNI. Crea condiciones de acuerdo a lo establecido en la ley para que cualquier persona individual o jurídica pueda desarrollar las actividades de generación, transmisión, distribución o comercialización; fortaleciendo estas actividades con la emisión de normas técnicas. Encargado de definir las tarifas eléctricas y de su metodología de cálculo, informes y monitoreo del mercado eléctrico.

También propone recomendaciones de eficiencia energética para disminuir la factura en los hogares.

Dentro del marco legal de la comisión, cuenta con las siguientes herramientas para hacer su función reguladora: Ley General de Electrificación, Reglamento de la ley general de Electrificación, Reglamento del AMM, Ley de Tarifa Social, Ley de Incentivos Energía Renovable, Reglamento Ley Energía Renovable, Normas y resoluciones.

El Departamento de Normas y Estudios Eléctricos de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica tiene como funciones las siguientes:

- La revisión y emisión de propuestas de normativas técnicas requeridas para el subsector eléctrico.
- Revisión, análisis y emisión del dictamen técnico de los estudios eléctricos presentados de acuerdo a las Normas de Estudios de Acceso al Sistema de Transporte (NEAST).
- Se revisan, analizan y emiten dictámenes técnicos sobre las solicitudes de acceso a la capacidad de transporte de nuevos usuarios del Sistema Nacional Interconectado.
- Asimismo, se emiten los dictámenes técnicos sobre las solicitudes de ampliaciones a la capacidad de transporte, de los transportistas ya existentes.
- Revisión, análisis y emisión de los dictámenes técnicos respectivos de los expedientes de generadores distribuidos renovables y usuarios autoprodutores con excedentes de energía.
- La última función asignada al Departamento consiste en la fiscalización del cumplimiento de la Norma de Seguridad de Presas (NSP).

### **3.1.3. Administrador del Mercado Mayorista (AMM)**

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

- La coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte al mínimo costo para el conjunto de operaciones del mercado mayorista, en un marco de libre contratación de energía eléctrica entre agentes del mercado mayorista.
- Establecer precios de mercado de corto plazo para las transferencias de potencia y energía entre generadores, comercializadores, distribuidores, importadores y exportadores; específicamente cuando no correspondan a contratos libremente pactados.
- Garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica en el país.
- Garantizar la seguridad del Sistema Nacional Interconectado (SNI) de energía eléctrica y el suministro, así como minimizar los costos mayoristas en el Mercado de Oportunidad.
- Prever y programar eficientemente el funcionamiento del Mercado Mayorista y del SNI.
- Realizar la valorización de las transacciones, pagos y cobros a los agentes de manera transparente.
- Operar en el Sistema Nacional Interconectado y administrar el Mercado Mayorista con objetividad y máxima transparencia dentro de las reglamentaciones del Mercado Mayorista.

### **3.1.3.1. Mercado mayorista**

Es el espacio donde sus agentes realizan transacciones económicas entre la oferta y la demanda de electricidad para establecer el precio de la energía, las operaciones se realizan en tiempo real y los compradores y vendedores deben ser agentes del mercado.

#### **3.1.3.1.1. Agentes y participantes**

Los agentes y participantes están definidos en el artículo 39 (reformado por el artículo 4, Acuerdo Gubernativo núm. 68-2007) del Reglamento de la Ley General de el Ectricidad, y estos son:

- Generadores
- Distribuidores
- Transportistas
- Comercializadores
- Grandes usuarios

Cualquier agente y gran usuario es llamado en general: participante.

Para poder ser agente o gran usuario del MM se debe cumplir con los siguientes requisitos básicos, descritos en la tabla IV.

Tabla IV. **Agentes del MM y sus requisitos**

Participantes	Requisitos
Generadores*	Potencia Máxima 5 MW
Distribuidores	Tener por lo menos 15 000 usuarios
Transportistas	Tener capacidad de transporte mínima de 10 MW
Comercializadores, importadores y exportadores	Comprar o vender bloques de energía asociada a una oferta firme eficiente o demanda Firme de, al menos, 5 MW
Grandes usuarios	Demanda máxima de al menos 100 KW

*\*Este requisito no será aplicable a los Generadores Distribuidos Renovables.*

Fuente: elaboración propia.

#### Obligaciones

- No realizar actos contrarios a la libre competencia.
- Cumplir con las Normas emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
- Obedecer las instrucciones de operación del Administrador del Mercado Mayorista.
- Instalar y mantener en buenas condiciones, los equipos de medición que le sean requeridos por el AMM.
- Los consumidores deben tener contratos de potencia, que les permita cubrir sus requerimientos de demanda firme.

#### Derechos

- Operar libremente en el mercado mayorista, de acuerdo a la ley.
- Acceso a la información sobre modelos y metodología utilizados por el AMM para la programación y el despacho.

Los generadores compiten por suministrar la energía. Son despachados en función de su costo variable, es decir, el costo que les representa suministrar un kWh. El costo variable es declarado periódicamente y los generadores hidroeléctricos declaran un valor del agua.

Todos los participantes consumidores deben cubrir su demanda de potencia por medio de un contrato con un participante productor pagando un cargo por potencia. Esto permite cubrir los costos fijos (costos de inversión) de los generadores. Existen tres tipos de mercado que se describen a continuación:

- De oportunidad de la energía
- A término (contratos)
- De desvíos de potencia

#### **3.1.3.1.2. Mercado de oportunidad de la energía**

El mercado de oportunidad, o mercado Spot, cada comprador compra del conjunto de vendedores y las transacciones se realizan al precio de oportunidad de la energía, calculado con base en el costo marginal de corto plazo, que resulta del despacho de oferta disponible.

#### **3.1.3.1.3. Mercado a término (contratos)**

En el mercado a término los participantes pueden pactar libremente las condiciones de compraventa de potencia y energía a través de contratos.

Poseer un contrato en el mercado a término, implica operar en el mercado de oportunidad para transar los saldos.

#### **3.1.3.1.4. Mercado de desvíos de potencia**

En el mercado de desvío de potencia se compran los faltantes de los participantes productores que no puedan suministrar la potencia que tienen comprometida. Asimismo, en este mercado se compran los faltantes de los participantes consumidores que tienen una demanda mayor que la cubierta por contratos.

### **3.2. Sistema Eléctrico Nacional (SEN)**

El Sistema Eléctrico de Nacional es el nombre que se le da al conjunto de servicios que hacen posible cumplir cualitativa y cuantitativamente con el suministro de energía eléctrica, y en función de su proceso, se divide en tres sectores claves: generación, transporte y distribución.

#### **3.2.1. Generación**

Este sector produce energía eléctrica en diferentes formas, tales como: centrales hidroeléctricas, turbinas de vapor, turbinas de gas, motores de combustión interna y centrales geotérmicas. La actividad realizada por los generadores no está sujeta a la autorización del MEM, con la excepción de las actividades que hacen uso de bienes de dominio público.

### **3.2.2. Transporte**

Este sector transporta energía eléctrica por las redes de alta tensión, brindando los servicios de conexión al SNI y de coordinación, control y supervisión de la operación de los activos de transmisión.

Se encuentra conformado por el Sistema Principal y el Sistema Secundario. El Sistema Principal se encuentra compartido por los generadores y las interconexiones a otros países. Estos sistemas operan en tres niveles de voltaje: 230 kV, 138 kV y 69 kV. Por otro lado, el Sistema Secundario es el medio de interconexión de un generador a la red principal, en este sistema se encuentran las líneas de transmisión y las subestaciones.

### **3.2.3. Distribución**

Este sector está integrado por la infraestructura de distribución, líneas, subestaciones y redes, que operan a tensiones menores a 34.5 kV. Estos son los encargados de llevar la energía directamente a los usuarios finales.

## **3.3. Sistema Nacional Interconectado (SIN)**

Compuesto por sistemas individuales de potencia, conectados entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución, y las cargas eléctricas de los usuarios, conectados a través de alguna línea de transporte, que operan generalmente en sincronismo. El principal beneficio del SNI es proporcionar electricidad a un voltaje y frecuencia estables.

Cualquier problema que ocurra en una parte del sistema se propaga rápidamente a las demás partes, afectándolas directamente y si no se actúa rápido se puede producir un efecto en cascada que cause un apagón general. El flujo eléctrico en las líneas de transmisión no se puede controlar, lo único que se puede hacer es abrir o cerrar una línea para cambiar la topología del sistema.

Actualmente, en Guatemala, las empresas que integran el Sistema Eléctrico de Transporte son: Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica (ETCEE-INDE), Transportista Eléctrica Centroamericana, S.A. (TRELEC), Duke Energy International Transmisión Guatemala Limitada (Duke Energy), Redes Eléctricas Centroamérica (RECSA), Transporte de Electricidad Occidente (TREO), Transmisora de Energía Renovable, S. A. (Transnova), Transportista de Electricidad de Centro América, S.A. (TRECASA) y Empresa Propietaria de la Red (EPR).

### **3.3.1. Infraestructura del SNI**

La infraestructura cuenta con redes en tensiones de 230, 138, y 69 kV y una extensión de 3 858 km, la red de 230 kV tiene una longitud aproximada de 766 kilómetros con una capacidad de transformación de 1 445 MVA, en 138 kV con una longitud 297 kilómetros y 319 MVA de capacidad de transformación. Para el nivel de voltaje de 69 kV son cerca de 2 795 kilómetros de líneas de transmisión que permiten abastecer a los sistemas de distribución y los grandes usuarios, la capacidad de transformación 69 kV asciende a 760 MVA. En la tabla V se observan a detalle los datos antes mencionados.

En la red de 230 kV, el 87 por ciento de las líneas pertenece a ETCEE, el 9 por ciento a TRELEC y el 4 por ciento a DUKE. La red de 138 kV pertenece completamente a los activos de ETCEE.

En las líneas de 69 kV el 51 por ciento pertenece a ETCEE, 25 por ciento a RECSA y 24 por ciento pertenece a TRELEC.

Tabla V. **Longitud de líneas del SNI por nivel de voltaje**

Empresa Transportista	Longitud (km) por nivel de voltaje			Total
	230 kV	138 kV	69 kV	
Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica	669	297	1 432	2 398
Redes Eléctricas de Centroamérica, S. A.	-	-	696	696
Duke Energy International Transmission Guatemala, Ltda.	33	-	-	33
Transportista Eléctrica Centroamericana, S. A.	64	-	667	731
<b>Total (km)</b>	<b>766</b>	<b>297</b>	<b>2 795</b>	<b>3 858</b>

Fuente: Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Perspectivas de mediano plazo*. p. 24.

### 3.3.2. Ampliaciones al sistema de transporte

Debido a la necesidad de ampliar la cobertura de energía eléctrica en todo el país, se han diseñado planes de trabajo para llegar a los lugares más distantes donde no hay infraestructura o el servicio no cuenta con la calidad, versatilidad y garantía de suministro energético.

### **3.3.2.1. Plan de expansión de transmisión nacional PETNAC - 2014**

Realizar el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión 2014 (PETNAC 2014) tiene como principal objetivo continuar con el aumento del índice de cobertura del servicio de energía eléctrica de acuerdo a las siguientes metas:

- Cumplimiento en cubrir el aumento de la demanda de energía eléctrica de proyectos industriales durante el período 2014–2023.
- Aumento de la confiabilidad, calidad y seguridad del suministro de energía eléctrica por medio de refuerzos en las redes de transmisión existentes, que resulten en una mejora de los índices de calidad en la red de distribución, mejoren y se encuentren dentro de los estándares definidos por las Normas de Transmisión.
- La construcción de las obras del Plan de expansión de la transmisión PETNAC 2014 considera la conexión a corto plazo de los proyectos de generación en construcción y que presentan evidencias que entrarán en operación dentro del tiempo del Plan de expansión indicativo de generación.
- Aumento del índice de electrificación entre 80 y 85 % en el 2015, de los departamentos que actualmente tienen la menor cobertura de electricidad, como Alta Verapaz, Petén, Quiché, Baja Verapaz e Izabal.

El PETNAC contará con una red de 29 subestaciones nuevas; de esas, 23 serán de 69 kV, 4 de 230 kV y 2 de 138 kV. Además, se ampliarán 22 subestaciones existentes, 1 de 230 kV y 21 de 69 kV. Asimismo, en el proyecto se contempló la construcción de 25 líneas nuevas, sumando 604 kilómetros de transmisión eléctrica; 24 de ellas serán de 69 kV; la ampliación de la red se

realizará por medio de la readecuación de 12 líneas, para un total de 51 kilómetros.

### **3.3.3. Acceso y uso de la capacidad de transporte**

El reglamento de la Ley General de Electricidad, indica que toda solicitud de acceso o ampliación a la capacidad de transporte, presentada ante la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, deberá cumplir con las Normas Técnicas de Acceso y Uso de la Capacidad de Transporte (NTAUCT).

Los objetivos de estas Normas son: establecer y definir el procedimiento a seguir en la evaluación de la solicitud, el tipo y contenido de los estudios eléctricos para sistemas de potencia.

En general, los estudios eléctricos deberán mostrar el impacto resultante de las instalaciones propuestas y de los equipos necesarios de transformación, maniobra, control, protección, sobre el sistema de transmisión existente y sus parámetros eléctricos.

#### **3.3.3.1. Procedimiento de evaluación y autorización de solicitud de acceso y ampliación de capacidad de transporte**

La solicitud deberá ser entregada en papel, en original y tres copias, y en medio magnético, todo en idioma español acompañada de la memoria técnica, detallando la interpretación de los resultados obtenidos e incluyendo la base de datos utilizada, con los datos correspondientes a la nueva instalación o ampliación, cuya autorización de conexión se solicita.

Dentro del plazo de cinco días de recibida una solicitud de acceso o ampliación a la capacidad de transporte existente, la Comisión procederá a girar copia de la misma al AMM y al transportista involucrado, requiriéndoles su análisis y la presentación de los comentarios, objeciones y soluciones o recomendaciones, si fuere el caso.

El AMM y el transportista involucrado deberán evaluar la factibilidad técnica de la solicitud y las eventuales modificaciones en la composición de la oferta de energía eléctrica resultante de tal conexión, debiendo notificar a la Comisión sobre el resultado de las mismas, en un plazo máximo de veinte días. La falta de notificación, ya sea por el AMM o el transportista involucrado, se interpretará como aceptación del contenido total de la solicitud.

Cuando la Comisión considere que existe capacidad en el sistema de transporte y que la calidad del servicio de energía eléctrica es mejorada o está conforme a lo requerido por las normas respectivas, la Comisión procederá a su aprobación. En caso contrario, deberá notificar al solicitante, indicando los motivos, las limitaciones del sistema y las posibles adecuaciones a implementar para que su autorización sea procedente.

### **3.3.3.2. Estudios eléctricos requeridos para solicitudes de acceso o ampliación de la capacidad de transporte**

Los estudios a presentar deberán permitir la verificación de:

- El funcionamiento del Sistema Nacional Interconectado o sistemas aislados, en estado estático.

- Los límites de transporte de energía eléctrica en los sistemas de transporte afectados.
- El funcionamiento del sistema estudiado ante transitorios electromecánicos y electromagnéticos, como resultado de diferentes perturbaciones y maniobras.

Los estudios a presentar por el solicitante deberán tener el detalle necesario para demostrar que la conexión o instalación propuesta es técnicamente factible en el marco del sistema existente o con adecuaciones.

La Comisión, con la asesoría del AMM y del transportista involucrado, procederá a verificar que:

- La base de datos y los modelos empleados para los estudios sean adecuados, así como el origen y adecuación de la información complementaria proveniente de otras fuentes que no sea la base de datos del AMM.
- Los estados y escenarios analizados sean los requeridos.
- Los resultados obtenidos sean representativos del comportamiento del sistema, y de los efectos de la nueva instalación sobre el mismo.
- Antes de los cambios propuestos no existen limitaciones en el sistema.

Al conectarse una nueva generación o demanda al sistema, o realizarse una ampliación del sistema de transporte y en los sistemas de prestadores de la función de transportista, deberán estudiarse los efectos de estos sobre el sistema, y como mínimo analizar si la misma logra lo siguiente:

- Supera la capacidad disponible del sistema de transporte.

- Produce corrientes de cortocircuito excesivas u otros efectos que puedan afectar la vida útil de los equipos existentes o requerir su adecuación o reemplazo.
- Reduce la calidad de servicio del sistema existente, conforme lo establecen las normas técnicas de calidad del servicio del transporte y sanciones.
- Incrementa los costos de operación del sistema, incluyendo la energía no suministrada (ENS), del sistema.
- Lleva los niveles de tensión fuera de los límites establecidos, luego de cumplir los usuarios con el factor de potencia establecido para la demanda prevista.
- Introduce sobrecargas que puedan conducir a cortes de carga o requerir la adecuación o reemplazo de los equipos existentes.
- Introduce perturbaciones superiores a los límites establecidos en armónicas y *flicker*.

### **3.3.3.3. Criterios de modelación y estudios a efectuar**

Es importante usar programas que son utilizados habitualmente por la Comisión, el AMM, los transportistas o distribuidores prestadores de la función de transportista para realizar estudios operativos.

En caso de utilizar otro programa, el responsable técnico del estudio deberá avalar, bajo su responsabilidad, que tal programa es de características iguales o superiores y que los datos y sus resultados han sido verificados. Se deberá indicar el nombre de la empresa y de las personas responsables de los estudios. El interesado debe solicitar la aprobación de los programas a utilizar.

Para la verificación de los modelos o programas que sean diferentes a los que ha aprobado la Comisión, hay que utilizar la o las bases de datos normalizadas y los resultados (como referencia), que están aprobados por la Comisión.

La información básica a considerar será aquella disponible en la base de datos de la Comisión, quien la suministrará al solicitante. Todos aquellos datos que no provinieren de esa base de datos, deberán explicarse particularmente en el estudio, incluyendo sus fuentes y calidad atribuida.

Los estudios deberán considerar e incluir todas aquellas ampliaciones o incorporaciones que contaren con autorización de la Comisión a la fecha de presentación de la solicitud, pudiendo requerir al solicitante la adecuación de estos durante el proceso de evaluación de la misma.

Dependiendo del proyecto, realizar los estudios necesarios para el ajuste del equipo de control y de los eventuales recursos estabilizantes que resultasen necesarios, tales como:

- Estudios de pequeñas perturbaciones (evaluación del amortiguamiento).
- Estudios para el ajuste de los equipos limitadores de perturbaciones introducidas en la tensión tales como: *flicker* y armónicos.
- Estudios detallados de estabilidad transitoria.
- Estudios para el ajuste de los reguladores de tensión y velocidad.
- Estudios para el ajuste de instalaciones para el arranque en negro y sistema de formación de islas.

Tabla VI. **Indicativo de los estudios requeridos**

Tipo de Estudio	Tipo de instalación		
	Ingresar nueva generación	Ingresar nueva demanda	Ampliación de transporte
Flujo de cargas	Sí	Sí	Sí
Cortocircuitos	Sí	Sí (1)	Sí (2)
Estabilidad transitoria	Sí	Sí (3)	Sí (3)
Requerimientos de transporte	Sí	Sí	Sí
Transitorios electromagnéticos	Sí	Sí (4)	Sí
Detallados estabilidad transitoria	Sí (3)	Sí (3)	Sí (3)
Instalaciones de arranque en negro	Sí	---	---
Formación de islas	Sí	Sí (5)	---
Ajuste de reguladores	Sí	---	---
Pequeñas perturbaciones	Sí	---	---

Notas del cuadro indicativo:

(1) Solo si por sus características pudiera efectuar aportes al nivel de cortocircuito,  
(2) Solo si modifica la configuración del sistema de transporte,  
(3) Cuando se producen modificaciones sensibles que afecten la calidad del servicio de la potencia o energía transportadas por el sistema,  
(4) Cuando se introduzcan perturbaciones en la tensión, tales como: flicker y armónicos,  
(5) Cuando la magnitud de la nueva demanda así lo requiera.

Fuente: CNEE. *Normas técnicas de acceso y uso de la capacidad de transporte –NTAUCT- Comisión Nacional de Energía Eléctrica. p. 85.*

Realizar análisis complementarios, para escenarios previsible correspondientes a etapas posteriores al ingreso, que permitan detectar las limitaciones que pudiere producir la propuesta presentada, para lo cual el solicitante deberá considerar:

- Despachos típicos en condiciones estacionales de demanda máxima y mínima para los años segundo y cuarto, posteriores a la fecha prevista para la puesta en servicio comercial de la instalación propuesta, considerando inclusive escenarios de exportación e importación de energía eléctrica.

- Despachos en situaciones excepcionales previsibles en el SNI dentro de un horizonte de 4 años a partir de la puesta en servicio comercial, asociados, por ejemplo, a condiciones máximas y mínimas, estados hidrológicos que impliquen máxima exigencia o restricciones del sistema de transporte.

#### **3.3.3.4. Estudios eléctricos en régimen permanente**

Cuando se trate de ingreso de nueva generación o demanda, o se realice una ampliación del sistema de transporte se deberán realizar los siguientes estudios:

- Flujo de carga
- Cortocircuito

##### **3.3.3.4.1. Flujos de carga**

Se tomarán como base las condiciones de demanda máxima, media y mínima establecidas por el AMM, con adecuaciones, de ser necesario, en atención a los nuevos ingresos ya autorizados o en etapa de evaluación por la Comisión.

Bajo estas condiciones se deberán realizar estudios en condiciones críticas con relación a la incorporación de las nuevas instalaciones para demandas máxima y mínima. A partir de estos flujos de carga se deberá verificar la existencia, o no, de sobrecargas en equipos, y el cumplimiento del perfil de tensiones.

Este estudio debe incluir el funcionamiento post-falla de la red luego de fallas simples (sistema en condición N-1), en cada uno de los casos de falla simple indicados en el artículo 20 de estas normas, analizando los estados que sean más exigentes para el sistema. Cuando puedan preverse fallas múltiples de media o alta probabilidad de ocurrencia, hay que realizar los correspondientes estudios de funcionamiento del sistema ante la ocurrencia de las mismas.

#### **3.3.3.4.2. Corto circuito**

Cuando se trate de ingreso de nueva generación, tanto al SNI como a sistemas de prestadores de la función de transportista, o de instalaciones que modifiquen la configuración de dichos sistemas, hay que realizar simulaciones de cortocircuito trifásico y monofásico a tierra, para los estados de demanda máxima y mínima. Los puntos de la red a estudiar serán en principio aquellos que se consideren críticos en función de la nueva instalación. Deberá verificarse que en ninguna subestación de la red se superen los niveles de potencia de cortocircuito nominal de los equipos.

Se deberá indicar además, cuál es el incremento de la potencia de corto circuito que resulta por efecto de la inserción de la nueva instalación. Deberá analizarse, especialmente la condición más desfavorable dentro de los escenarios elegidos.

#### **3.3.3.5. Elementos de cálculo a utilizar en el programa**

- Demanda: especificar la composición activa y reactiva del modelo de la carga y los porcentajes de cada tipo. (por ejemplo:  $Z = \text{Cte.}$ ,  $I = \text{Cte.}$ ).

- Generadores
  - En los casos de energizaciones de líneas y transformadores, estudios de arco secundario (análisis de pocos ciclos), se podrán utilizar modelos de reactancia constante y tensión constante detrás de la misma.
  - Cuando se requiera un período mayor (por ejemplo: pérdida de carga) las máquinas eléctricamente cercanas a la incorporación deberán modelarse como mínimo de tercer orden y representar los arrollamientos amortiguadores para máquinas, o equivalentes de máquinas similares, de potencias  $S_n > 100$  MVA y para la máquina a instalar.
  - Para máquinas de  $10 \text{ MVA} < S_n < 100 \text{ MVA}$  o lejanas a la nueva generación, se podrán representar con modelos de tercer orden o realizar equivalentes de generación con esa representación mínima.
- Transformadores: conocer y calcular sus datos característicos, el tipo de conexión de sus arrollamientos y datos de secuencia inversa y unidireccional, así como curvas de magnetización y saturación. Para un transformador que es parte de una red remota, o análisis de baja frecuencia (pocos kHz), bastará representarlo con la impedancia de dispersión de secuencia positiva y cero. Para altas frecuencias, hasta el orden de los 20 kHz, es necesario incorporar al modelo las capacitancias entre terminales y a tierra del transformador. Para estudios de transitorios de frecuencias muy altas en una subestación (descargas atmosféricas) debe modelárselo con una capacitancia a tierra.

- Interruptores: conocer sus tiempos de actuación y el tipo de que se trata, así como el valor de resistores para maniobra. Para los estudios de dimensionamiento deberán atenerse a lo establecido en la Norma IEC 56 o ANSI equivalente.
- Descargadores: suministrar el tipo de que se trata y las curvas I/V correspondientes a las diferentes formas de ondas estándar y la capacidad de disipación de energía de los descargadores considerados.
- Líneas: se representarán con sus parámetros de secuencias directa, inversa y unidireccional, con los valores especificados por el AMM. Para los estudios que involucren la presencia de altas frecuencias, como en el caso de energización de líneas y apertura de interruptores será necesario representar las líneas cercanas con sus parámetros de secuencia en función de la frecuencia.
- Reactores de línea o neutro: conocer los datos de impedancia de secuencia directa, inversa y unidireccional, así como las curvas de magnetización y saturación.
- Arco: modelar de la forma más adecuada posible, por ejemplo, como resistencia no lineal, de acuerdo a la información proporcionada por el AMM.
- Capacitores serie: conocer sus datos de impedancia de secuencia directa, inversa y unidireccional, así como los parámetros de los equipos de actuación para su protección, desconexión o inserción y tiempos de actuación de los explosores y sus características, si los hubiera.

- Equivalentes: en las áreas lejanas a la incorporación y de admitirlo el AMM, se podrán utilizar equivalentes de la red que incluyan líneas, transformadores y generadores, que sean adecuados y reconocidos, de manera tal, que muestren un comportamiento aceptable para el tipo de estudio que se realice.

## **4. ANÁLISIS DEL SISTEMA DE POTENCIA**

En este capítulo se desarrolla el análisis del sistema de potencia por ampliación de subestaciones eléctricas y capacidad de líneas de transmisión de 69 kV, en el área occidente del departamento de Guatemala, aplicando los conceptos expuestos en los capítulos anteriores.

### **4.1. Área de influencia de análisis del sistema de potencia**

Geográficamente, el análisis está enfocado en el municipio de Mixco, departamento de Guatemala, específicamente entre las colonias San Ignacio zona 7 y la colonia Villa Victoria, zona 6, ambas del municipio de Mixco, donde se ubican las subestaciones Tinco y Las Flores respectivamente. Las direcciones exactas se muestran en la tabla VII, así también sus coordenadas geográficas.

Eléctricamente, el proyecto incide de manera directa en el área de extensión de la línea 69 kV Centro–Guatemala 6, identificada en color azul en la figura 29. La cual inicia su recorrido en la subestación de operación El Centro, ubicada en zona 11 de Guatemala y termina en la subestación Las Flores en zona 6 de Mixco, direcciones que se detallan en la tabla VII.

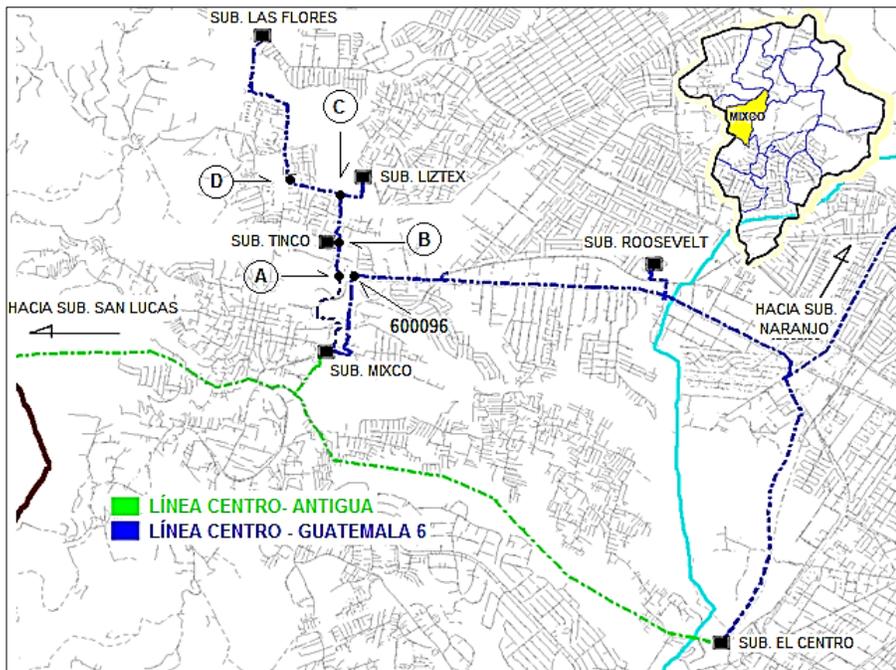
Cabe mencionar que la tabla VII contiene direcciones detalladas de puntos de interés para realizar el análisis del sistema de potencia en el área de influencia de la línea antes mencionada.

Tabla VII. Dirección y coordenadas de los puntos de interés

Nombre	Dirección	Coordenadas
Subestación El Centro	32 calle final diagonal 17, colonia Las Charcas zona 11 Guatemala	14.600494 -90.565814
Subestación El Naranjo	Condominio Naranjo, Boulevard El Naranjo, zona 4 de Mixco	14.648823 -90.540297
Subestación Incienso	Anillo Periférico y 31 calle, zona 7 de la ciudad capital	14.648753 -90.530496
Subestación Roosevelt	14 avenida "D" 10a. calle, Lomas de Cotio, zona 3 de Mixco	14.636035 -90.571612
Subestación Mixco	6 calle 1-19 zona 1 de Mixco	14.628595 -90.60091
Subestación Tinco	18 calle y 13 av. zona 7 colonia San Ignacio Mixco	14.638653 -90.600788
Subestación Las Flores	Km 18 carretera a San Juan Sacatepéquez, 1 av. Villa Victoria z. 6	14.657823 -90.606066
Subestación Liztex	14 av. y 14 calle zona 7 de Mixco colonia San Ignacio	14.644293 -90.597645
Estructura 600096	22 calle y 9 av. zona 7 de Mixco colonia Tinco	14.635741 -90.598745
Estructura 600140 (punto A)	22 calle y 12 av. zona 7 de Mixco colonia Tinco	14.636344 -90.599887
Estructura 600144(punto B)	12 av. y 18 calle zona 7 de Mixco Residencial El Alamo	14.638482 -90.599741
Estructura 600153 (punto C)	13 av. y 14 calle zona 7 de Mixco Residencial El Alamo	14.642988 -90.599291
Estructura 600163(punto D)	18 av. y 14 calle zona 7 de Mixco Residencial El Alamo	14.644306 -90.604306

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

Figura 29. Área de influencia del análisis



Fuente: elaboración propia, empleando Sistemas Gráficos Eléctricos (SIGRE).

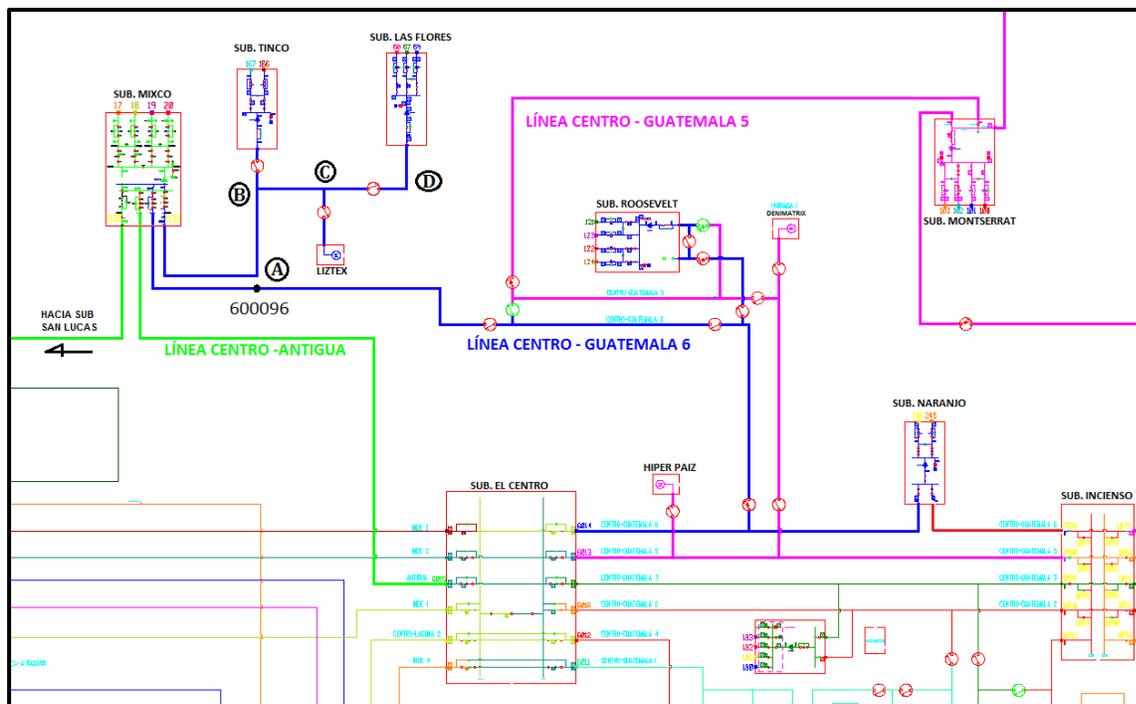
#### **4.2. Análisis de la red de transmisión en el área occidente del departamento de Guatemala**

La figura 31 muestra la configuración de la red de transmisión de 69 kV que suministra la potencia al área en análisis. Así pues, la línea 69 kV Centro–Guatemala 6 inicia su recorrido desde la subestación El Centro, llega a una derivación donde se extiende hacia el nororiente con conductor Hawk (capacidad de 58,08 MVA), para conectar a la subestación El Naranjo (14 MVA), por medio de un interruptor de línea normalmente abierto; para luego continuar su recorrido por medio de otro interruptor de línea normalmente cerrado, hasta llegar y conectar con la subestación de operación Incienso, con el mismo tipo de conductor Hawk.

Además, la línea en mención presenta una derivación de línea con conductor Hawk, que se extiende hacia el noroccidente, alimentando por medio de una derivación a la subestación Roosevelt (28 MVA), continuando el recorrido con conductor Hawk, hasta llegar a la estructura 600096 donde cambia a conductor Flint (capacidad de 94,41 MVA), para conectar con la subestación Mixco (15/28 MVA) por medio de un interruptor de línea normalmente cerrado en la barra 2, de este punto continua su recorrido con conductor Flint, alimentando en configuración Pi ( $\pi$ ) a la subestación Tinco (10/13 MVA), con el siguiente recorrido: llega a la estructura 600140 (punto A), donde cambia a conductor Partridge (capacidad de 39.44 MVA) y se extiende hasta llegar a la estructura 600144 (punto B), donde alimenta y conecta por medio de seccionadores de línea normalmente cerrados a la subestación Tinco, del punto B continúa su trayectoria hacia la estructura 600153 (punto C), donde se divide en dos direcciones, al noroccidente del municipio de Mixco, para conectar la subestación Las Flores (18 MVA) y al nororiente del municipio de Mixco, conecta al gran usuario Liztex.

Cabe mencionar que las líneas entre los puntos A–B–C, mencionados anteriormente, son de conductor Partridge, a excepción del último tramo que conecta al gran usuario Liztex que utiliza conductor 1/0 Al ACSR con capacidad de 21,75 MVA.

Figura 30. **Diagrama esquemático de la red de transporte asociada al análisis del sistema de potencia**



Fuente: elaboración propia, empleando Sistemas Gráficos Eléctricos (SIGRE).

#### 4.2.1. Instalaciones eléctricas

Es el conjunto de circuitos eléctricos que, colocados en un lugar específico, tienen como objetivo un uso específico.

Figura 31. **Subestación Tinco**



Fuente: base de datos Sistemas Gráficos Eléctricos (SIGRE).

Figura 32. **Subestación Las Flores**



Fuente: base de datos Sistemas Gráficos Eléctricos (SIGRE).

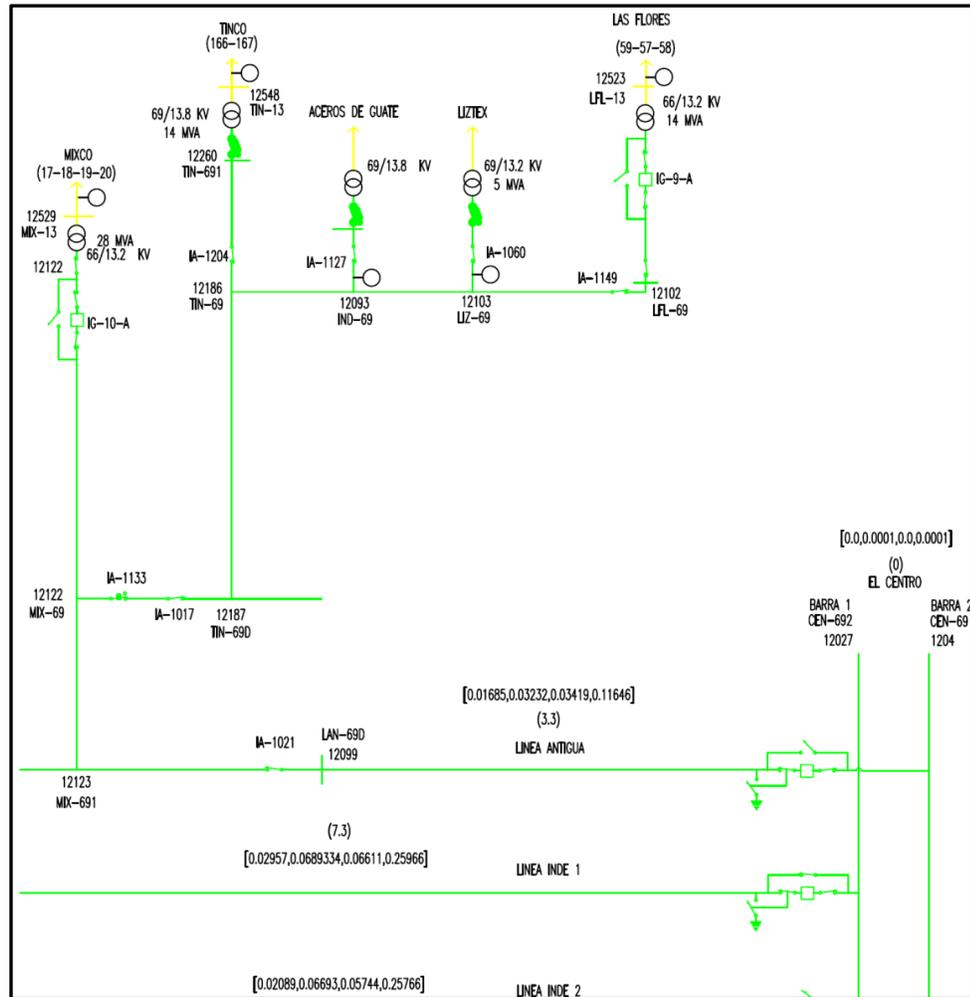
Figura 33. **Subestación Liztex**



Fuente: base de datos Sistemas Gráficos Eléctricos (SIGRE).

Dentro de la investigación se presenta un fragmento del diagrama esquemático del SNI donde están las subestaciones del análisis de potencia, mostrando los nombres y números de barras, datos que son de importancia para el desarrollo de la simulación del flujo eléctrico.

Figura 34. Fragmento de diagrama esquemático del área del proyecto



Fuente: elaboración propia, fragmento del Sistema Nacional Interconectado, proporcionado por el Administrador del Mercado Mayorista AMM.

#### 4.2.2. Análisis de la demanda actual

Para el análisis se solicitó al Centro de Operación e Información (COI) de EEGSA, los datos de demanda de las subestaciones Tinco, Las Flores, Liztex y Roosevelt, conectadas a la línea Centro–Guatemala 6.

Lo anterior, a fin de conocer las características de corriente y energía que circulan por la línea Centro–Guatemala 6. Datos tabulados que se presentan en la tabla VIII.

Los datos se muestran ordenados, según los distintos tramos de conductores que conforman la línea Centro–Guatemala 6 (Hawk, Flint, Partridge y 1/0 Al), para cada tramo se observa la tasa de crecimiento de la demanda y la capacidad del conductor en MVA que le corresponde. En cuanto a la demanda, esta se presenta en dos rangos, según las NTAUCT haciendo la observación que se debe utilizar la demanda máxima y mínima, para efecto de este análisis se determina la demanda máxima, comprendida entre 18:00 a 21:00 horas y demanda media, comprendida entre 11:00 a 14:00 horas, donde para cada rango se toma su valor máximo. Por último, para cada tramo se presenta su longitud y por ende la longitud total de la línea.

Tabla VIII. Datos de demanda

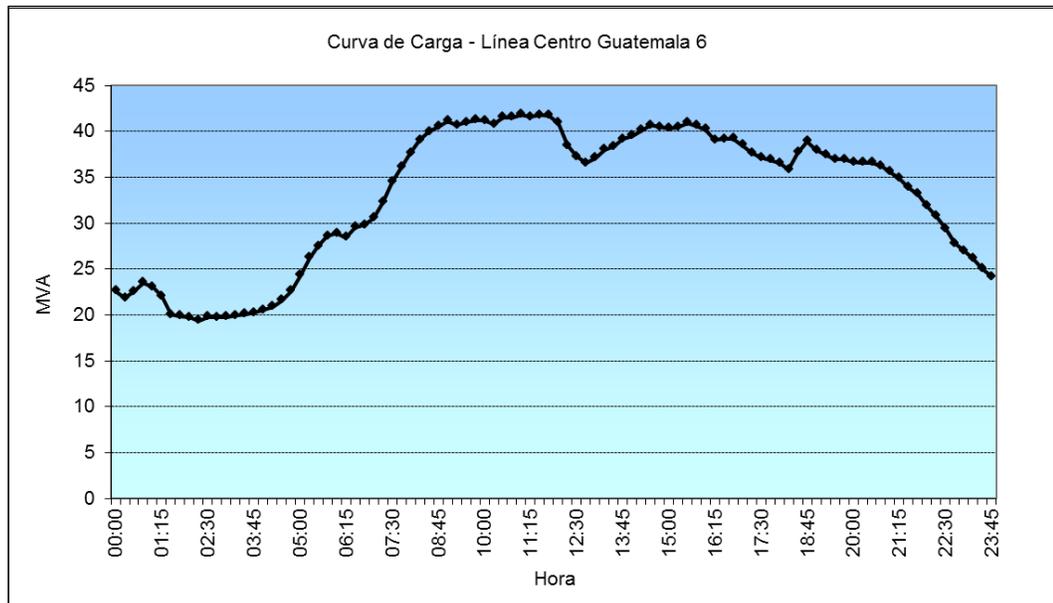
TRAMO	TASAS	CAPACIDAD	DEMANDA MÁXIMA			DEMANDA MEDIA			LONGITUD (km)	LONGITUD TOTAL (km)
			HORA	MVA(MAX)	F. U %	HORA	MVA(MED)	F. U %		
1	2,08 %	58,08	18:45	38,90	66,98	11:00	41,81	71,99	4,93	4,93
2	1,69 %	58,08	18:45	21,29	36,66	11:00	21,72	37,40	3,42	8,35
3	1,69 %	94,41	18:45	21,29	22,55	11:00	21,72	23,01	1,04	9,39
4	1,69 %	94,41	18:45	21,29	22,55	11:00	21,72	23,01	1,27	10,66
5	1,69 %	39,44	18:45	21,29	53,99	11:00	21,72	55,08	0,26	10,92
6	1,45 %	39,44	18:45	7,09	17,97	11:00	6,31	16,01	0,98	11,90
7	1,79 %	39,44	18:45	14,21	36,02	11:00	15,41	39,07	0,55	12,44
8	1,69 %	39,44	18:45	12,22	30,99	11:00	12,93	32,78	2,38	14,82
9	1,95 %	21,75	18:45	1,99	9,13	11:00	2,48	11,40	0,38	15,20

Fuente: elaboración propia.

#### 4.2.2.1. Curva de carga

La figura 36 muestra que la mayor demanda se registra a las 11:00 horas, con un valor de 41,81 MVA, así también que durante el periodo de las 8:00 a 21:00 horas, la demanda es igual o mayor a 35 MVA. Por otro lado, la forma de la curva determina que el tipo de carga que es alimentada por la línea Centro–Guatemala 6, es predominantemente comercial con un factor de carga  $F_c = 0,8$ .

Figura 35. Curva de carga línea Centro–Guatemala 6



Fuente: elaboración propia.

#### 4.2.3. Pronóstico de la demanda en el área de análisis

Con los datos de demanda actual (tabla VIII) se hace un pronóstico de la demanda, para lo cual se utiliza la siguiente ecuación:

$$\text{Pro dm} = (\text{dmax}) \cdot (1 + \text{Tc})^N$$

Donde

dmax = demanda máxima

Tc = Tasa de crecimiento

N = número de año a pronosticar

Con lo anterior, la proyección a cuatro años de la demanda se muestra en la tabla IX, donde se observa que, para el 2019, la subestación El Centro tendrá una demanda de 46,34 MVA, alcanzando un factor de utilización del 79,8 por ciento para un conductor Hawk.

Tabla IX. Datos de demanda proyectada

Años	5	DEMANDA MÁX PROYECTADA			DEMANDA MEDIA PROYECTADA			LONGITUD
TRAMO	CAPACIDAD	HORA	MVA(MAX)	F. U %	HORA	MVA(MED)	F. U %	(km)
1	58,08	18:45	43,11	74,22	11:00	46,34	79,78	4,93
2	58,08	18:45	23,15	39,86	11:00	23,62	40,66	3,42
3	94,41	18:45	23,15	24,52	11:00	23,62	25,02	1,04
4	94,41	18:45	23,15	24,52	11:00	23,62	25,02	1,27
5	39,44	18:45	23,15	58,70	11:00	23,62	59,88	0,26
6	39,44	18:45	7,62	19,31	11:00	6,79	17,21	0,98
7	39,44	18:45	15,53	39,37	11:00	16,84	42,70	0,55
8	39,44	18:45	13,29	33,69	11:00	14,06	35,64	2,38
9	21,75	18:45	2,19	10,06	11:00	2,73	12,56	0,38

Fuente: elaboración propia.

El pronóstico de la demanda, también permite determinar que el tramo de conductor tipo Partridge más crítico, alcanzará una demanda de 23,62 MVA, presentando un factor de utilización del 59,88 por ciento. En conclusión, la tabla X muestra los datos de demanda proyectados por año a la línea Centro–Guatemala 6 desde la subestación El Centro.

Tabla X. **Datos de demanda línea Centro–Guatemala 6**

Línea	2015	2016	2017	2018	2019
<b>Centro - Guatemala 6 Tramo Hawk</b>	41,81	43,57	44,47	45,39	46,34
<b>Factor de utilización</b>	72 %	75 %	77 %	78 %	80 %
<b>Centro - Guatemala 6 Tramo Partridge</b>	21,72	22,46	22,84	23,23	23,62
<b>Factor de utilización</b>	55 %	57 %	58 %	59 %	60 %

Fuente: elaboración propia.

Cabe mencionar que en el área en análisis, TRELEC, para el 2017 tiene planificado construir una nueva subestación de transformación a denominarse Carolingia, que estará equipada con un transformador trifásico de 14 MVA y dos campos de 13,8 kV, para atender la demanda de los usuarios de la distribuidora en el área de las zonas 4, 5 y 6 de Mixco. Para ello, se tiene contemplado hacer una extensión de línea para interconectar dicha subestación con la subestación Las Flores, esto incrementaría el flujo de carga en la línea Centro–Guatemala 6, a aproximadamente 29,72 MVA, lo cual implicaría que el factor de utilidad en el conductor Partridge alcance un valor de 75 por ciento para el primer año de implementación del nuevo proyecto, mientras que para la línea que parte de la subestación Centro, llegará a tener 49, 81 MVA aproximadamente con un factor de utilidad de 86 por ciento. Se puede visualizar la proyección con la inclusión del nuevo proyecto de Carolingia en la tabla XI.

Tabla XI. **Proyección con la inclusión de la subestación Carolingia**

<b>Línea</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>
<b>Centro - Guatemala 6 Tramo Hawk</b>	41,81	49,81	51,9	52,98	54,8
<b>Factor de utilización</b>	72 %	86 %	89 %	91 %	94 %
<b>Centro - Guatemala 6 Tramo Partridge</b>	21,72	29,72	30,73	31,25	31,78
<b>Factor de utilización</b>	55 %	75 %	78 %	79 %	81 %

Fuente: elaboración propia.

Cabe mencionar que para el área ya está considerado el proyecto de ampliación del tramo de salida de la línea en estudio, Centro–Mixco.

#### **4.2.4. Análisis operativo de la línea Centro–Guatemala 6**

Las subestaciones Tinco, Liztex y Las Flores alimentadas por la línea Centro–Guatemala 6, conectan con la red por medio de seccionadores de línea, equipos que carecen de elementos de protección.

En función de lo anterior, y considerando que la red en el área tiene una topología radial (una sola fuente de alimentación), al existir una contingencia en la línea que sale a partir de la subestación Mixco, queda fuera de servicio las subestaciones Tinco, Liztex y Las Flores. Situación similar ocurre al analizar posibles contingencias en los distintos tramos de línea entre la subestación Mixco y el punto C de la figura 30, implica que las 3 subestaciones ya mencionadas, quedarían fuera de servicio.

Dentro del análisis se debe mencionar que se está construyendo la subestación de potencia Guatemala Oeste, que se espera entre a operar en el 2018, que por su posición geográfica estará diseñada para formar un sistema en anillo, en 69 kV.

Lo anterior será conformado por los sistemas radiales de las líneas Centro–Guatemala 5 y Centro–Guatemala 6 con la finalidad de garantizar el suministro de energía a las subestaciones interconectadas al presentarse una contingencia.

Cabe mencionar que la línea Centro–Guatemala 5 interconecta a las subestaciones Hiperpaiz, Montserrat, Ciudad Quetzal y San Juan Sacatepéquez transportando actualmente un flujo de 39,91 MVA aproximadamente.

#### **4.3. Planteamiento del problema**

El análisis de carga actual en condiciones de operación normal, no presenta ningún problema, sin embargo, al analizar el pronóstico de la demanda a cuatro años y los nuevos proyectos que para el sector se prevén, el tramo de línea de conductor Partridge que continúa posterior al punto A de la figura 30, llegara cerca de su límite de capacidad, FU = 81 por ciento, al igual que el conductor Hawk en la salida de la línea desde la subestación el Centro, FU= 94 por ciento.

Por otro lado, el análisis de operación muestra que la forma de conexión de las subestaciones Tinco, Las Flores y Liztex a la línea Centro–Guatemala 6, es con cambio de direcciones (*taps*) y sin interruptores de línea, lo que constituye alto riesgo a la seguridad operativa de la línea, que ante una contingencia en el tramo Mixco–Las Flores y por ende, la falta de suministro del servicio de energía eléctrica, afectaría a 42 198 usuarios del sector; dato obtenido en el Sistema de Gestión de Activos de EEGSA.

Además se sabe que adicionalmente a los proyectos planificados por TRELEC, en el área en estudio, también se considera conformar una topología en anillo con la actual línea Centro–Guatemala 6.

La línea en mención se conectará a la futura subestación de potencia Guatemala Oeste, en las condiciones actuales, dicha línea no tendría la capacidad de transportar flujo eléctrico hacia la barra de la subestación Guatemala Oeste, si se diera un evento de contingencia que implique la salida de dicha subestación de potencia y que por la configuración en anillo, la línea en estudio tendría que estar preparada para transportar la demanda de las líneas Centro–Guatemala 5 y 6, en conjunto, con una carga total de 81,72 MVA.

Por lo anterior, el problema que se plantea para el área de estudio es la falta de capacidad de transporte requerida en la línea Centro–Guatemala 6, así como la falta de seguridad operativa de la red, por la forma de conexión de las subestaciones Tinco y Las Flores. Cabe mencionar que el área geográfica donde se ubica la subestación Tinco cuenta con poco espacio físico.

#### **4.3.1. Planteamiento de la solución y su evaluación**

Las opciones de solución al problema anteriormente planteado deben estar encaminadas, en primer orden, a incrementar la capacidad de transporte de energía del tramo de la línea Centro–Guatemala 6 entre la subestación Mixco (específicamente del punto A de la figura 36) y la subestación Las Flores. En segunda instancia mejorar la seguridad operativa de conexión, de las subestaciones Tinco y Las Flores. Además, hay que considerar la falta de espacio físico en la subestación Tinco. Por lo anterior se procede a plantear las siguientes soluciones.

#### **4.3.1.1. Construir una nueva línea de transmisión de 69 kV**

La construcción de una nueva línea de transmisión en 69 kV utilizando conductor “Flint” (740,8 KCM AAAC), con una capacidad de 94,41 MVA, entre el punto A (ver figura 36) y la subestación Las Flores.

Para que en conjunto con los equipos adecuados (interruptores), permita alimentar de forma satisfactoria (configuración Pi) a las subestaciones involucradas.

Esto a su vez requiere balancear la carga (3 subestaciones) entre las líneas (una existente y una nueva) y, por lo tanto considerar el o los nuevos alimentadores que correspondan.

#### **4.3.1.2. Readecuación de líneas de transmisión de 69 kV**

Esta opción considera en primer orden, la ampliación de capacidad de la línea entre la subestación Mixco (punto A de la figura 36) y la subestación Las Flores, por medio del cambio del conductor actual a conductor “Flint” (740,8 KCM AAAC) con una capacidad de 94,41 MVA. Además, en conjunto con los equipos adecuados (interruptores), permita alimentar de forma correcta (configuración Pi) a las subestaciones involucradas.

### **4.3.2. Evaluación de las propuestas**

Aplicar todos los conocimientos desarrollados en este documento a fin de implementar un proyecto que cumpla con los requerimientos técnicos y económicos.

Es de hacer notar, que en las dos opciones de solución planteadas, las subestaciones Tinco y Las Flores, se les debe modificar la forma insegura de conectarse a la línea Centro–Guatemala 6, haciendo necesario implementar una configuración Pi ( $\pi$ ), esto se logra ampliando campos de 69 kV equipados con interruptores en cada subestación para reconfigurar la conexión.

Además, implementar un arreglo de barras que sea confiable y operativamente cumpla con el suministro de energía bajo condiciones de mantenimiento programado o al presentarse alguna contingencia. Ambas opciones deben ser económicamente viables.

#### **4.3.2.1. Evaluación de construir una nueva línea de transmisión de 69 kV**

La construcción de una línea nueva y alimentadores mejora la capacidad de transporte de energía, pero esto implica encontrar nuevas rutas de acceso, además de gestionar nuevos pasos de servidumbre e instalación de nueva infraestructura; situación muy complicada, debido a que el área geográfica donde se plantea el proyecto, colonias San Ignacio y Tinco, son áreas que conforman densos complejos habitacionales y calles muy reducidas, lo que genera poco espacio físico disponible, además de un impacto ambiental y social muy complejo.

#### **4.3.2.2. Evaluación de la readecuación de líneas de transmisión de 69 kV**

La ampliación de capacidad de línea de transmisión Centro–Guatemala 6 aprovecha en su mayoría la ruta existente con sus respectivos pasos de servidumbre.

Esta opción requiere la construcción de un pequeño tramo de línea nueva, y readecuación de alimentadores de las subestaciones, a fin de lograr una adecuada configuración de operación y mejorar la capacidad de transporte. Además, esta opción requiere de mínimos cambios en la infraestructura de líneas (por ejemplo, herrajes y cambio e instalación de algunos postes).

#### **4.4. Solución propuesta**

Al hacer la evaluación de las opciones planteadas anteriormente, se determina que para la 1, la falta de espacio físico para crear una nueva ruta de línea entre las subestaciones Tinco y Las Flores, es un factor crítico, que no solamente arriesga el proyecto, sino que abre puntos de conflicto ambiental y social.

Lo anterior implica que la primera opción (inciso 4.3.2.1.) no es viable; por lo que la opción 2 (inciso 4.3.2.2.) es la que satisface los requerimientos de transporte y operación, lo cual permite desarrollar el proyecto denominado: “Ampliación de las subestaciones Tinco y Las Flores y readecuación de líneas en su área de influencia eléctrica”, y así obtener una red con capacidad de transportar potencia y energía, más versátil y segura.

## **4.5. Descripción del proyecto**

Los trabajos a realizar para el proyecto “Ampliación de la subestaciones Tinco y Las Flores y readecuación de líneas en su área de influencia eléctrica”, se detallan a continuación:

### **4.5.1. Ampliación de la subestación Tinco a cinco campos de 69 kV**

Considerando criterios de espacio físico y de mantenimiento, se considera para la subestación Tinco, construir una configuración de barra simple más barra de transferencia, por medio del cambio del tipo de subestación AIS a GIS (Gas Sf6).

En relación a los cinco campos 69 kV, estos se conforman de la siguiente forma: un campo de 69 kV se utilizará para recibir la línea de transmisión que proviene de la subestación Las Flores, un campo de 69 kV que se empleará para recibir la línea de transmisión que proviene de la subestación Mixco, un campo de 69 kV que se usará para el alimentador del gran usuario Liztex, un campo de 69 kV para la conexión del transformador de potencia 69/13,8 kV de la subestación en cuestión, y por último, un quinto campo de 69 kV para el acople entre barra simple y barra de transferencia.

### **4.5.2. Ampliación de la subestación Las Flores a dos campos en 69 kV**

En relación a los dos campos 69 kV, estos serán útiles para conectar a futuro (año 2016), la línea Centro–Guatemala 6 en configuración Pi ( $\pi$ ) con sus debidos interruptores de línea.

Recibiendo el tramo de línea proveniente de la subestación Tinco y saliendo hacia la nueva subestación Carolingia, subestación que se contempla, entrará en operación en 2017.

#### **4.5.3. Ampliación de capacidad del tramo de línea alimentador Tinco–derivación Tinco**

La ampliación de transporte es desde el alimentador Tinco (punto A de la figura 36) estructura 600140, hacia la estructura 600144 (punto B de la figura 36), sustituyendo el conductor actual Partridge a conductor Flint (AAAC, 740,8 MCM), 0,5 kilómetros aproximados de longitud.

#### **4.5.4. Construcción de un nuevo tramo de línea derivación Tinco–Tinco**

Un nuevo tramo de línea con conductor Flint (AAAC, 740,8 MCM), desde la estructura 600144 (punto B de la figura 36), hasta uno de los campos nuevos de 69 kV de la subestación Tinco, 0,1 kilómetros de longitud aproximadamente.

#### **4.5.5. Construcción de un nuevo tramo de línea Tinco–derivación Las Flores**

Para el nuevo tramo de línea se utilizará conductor Flint (AAAC, 740,8 MCM), desde un campo de 69 kV nuevo de la subestación Tinco hasta la estructura 600163 (punto D de la figura 36), 1,1 kilómetros de longitud aproximados.

#### **4.5.6. Ampliación de capacidad del tramo de línea derivación Las Flores–Las Flores**

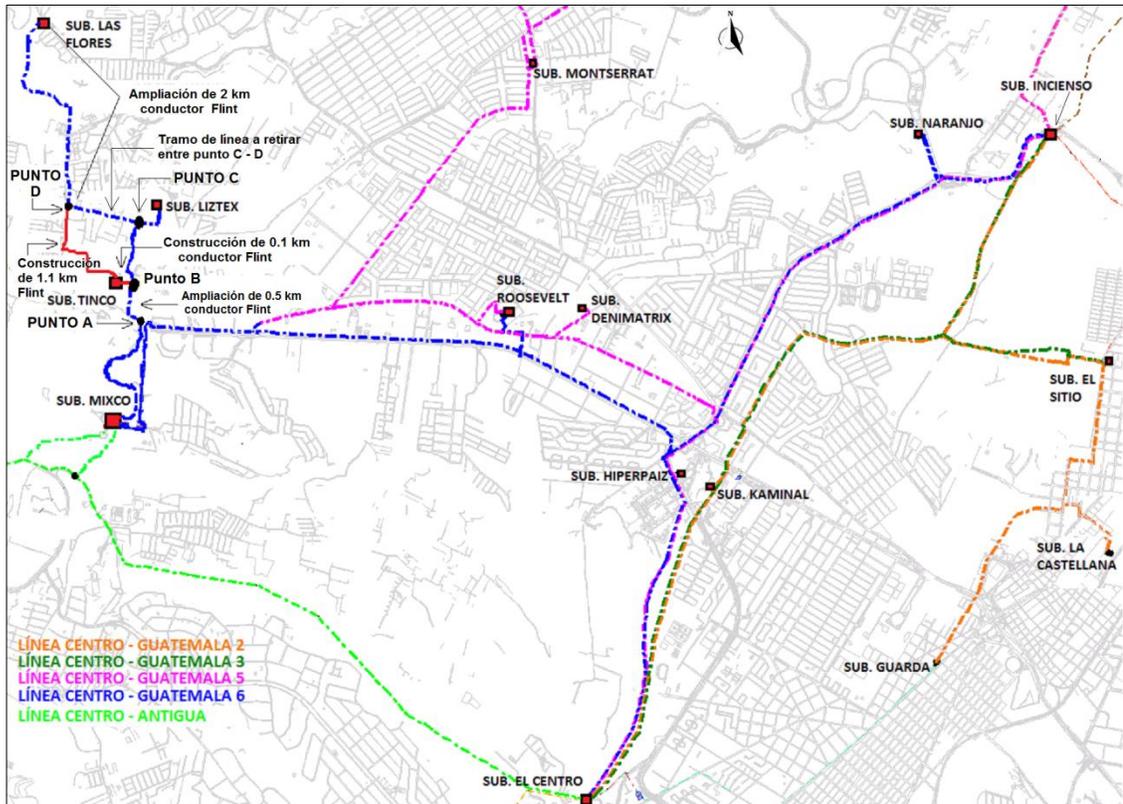
Ampliación de capacidad del tramo de línea entre la estructura 600163 (punto D de la figura 36), hasta uno de los campos de 69 kV de la subestación Las Flores, sustituyendo el conductor actual Partridge a conductor Flint (AAAC, 740,8 MCM), con longitud aproximada de 2 kilómetros.

#### **4.5.7. Modelación y ubicación del proyecto**

Para mayor comprensión de lo descrito anteriormente, la modelación gráfica del proyecto se presenta en la figura 36.

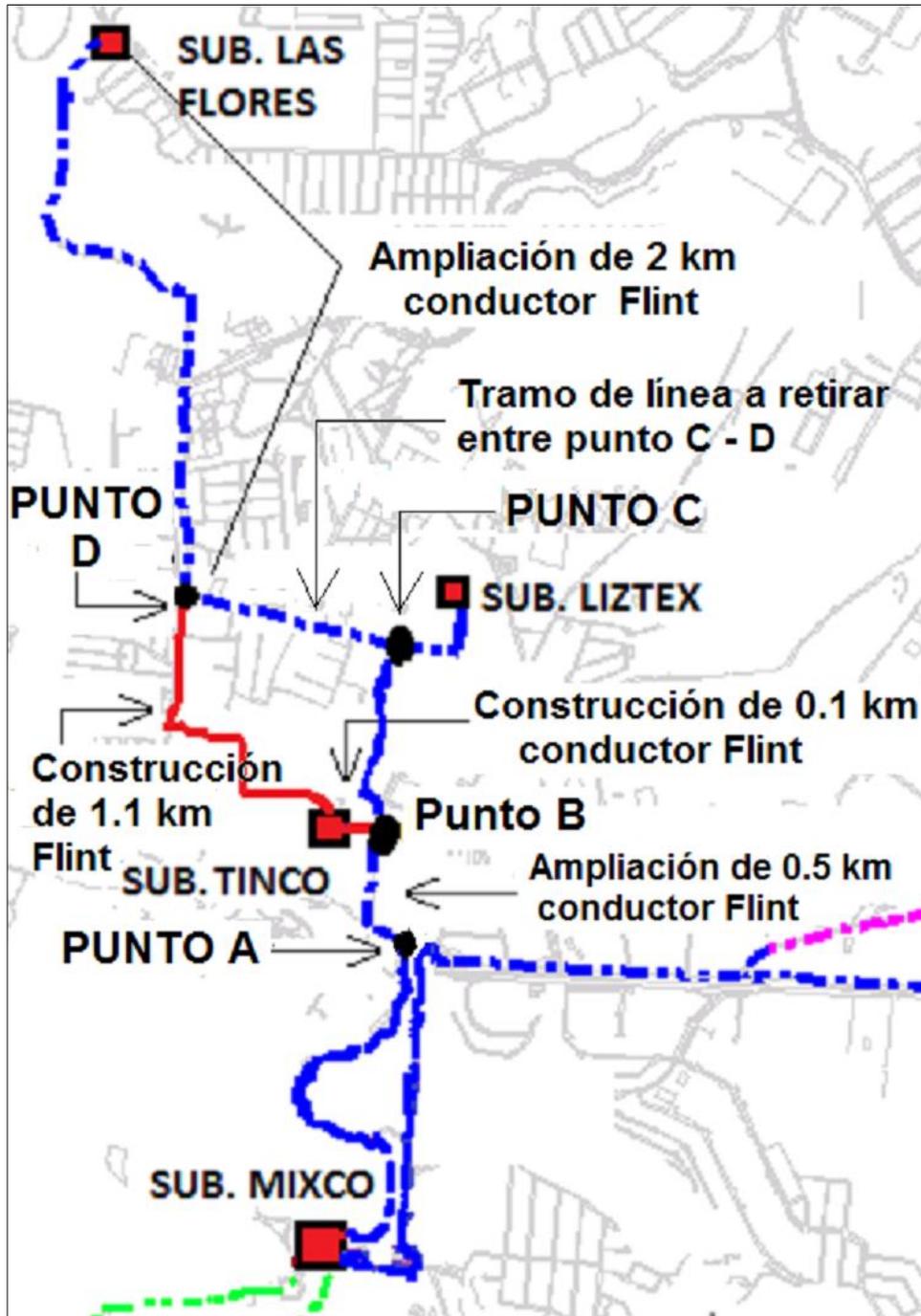
El área geográfica está localizada en el municipio de Mixco entre las colonias San Ignacio y Tinco. Además se presenta una ampliación de la figura antes mencionada donde se observa la descripción del proyecto, para mayor visualización y comprensión, ver figura 37.

Figura 36. Descripción y ubicación geográfica del proyecto



Fuente: elaboración propia, empleando Sistemas Gráficos Eléctricos (SIGRE).

Figura 37. Amplificación de gráfica del área del proyecto



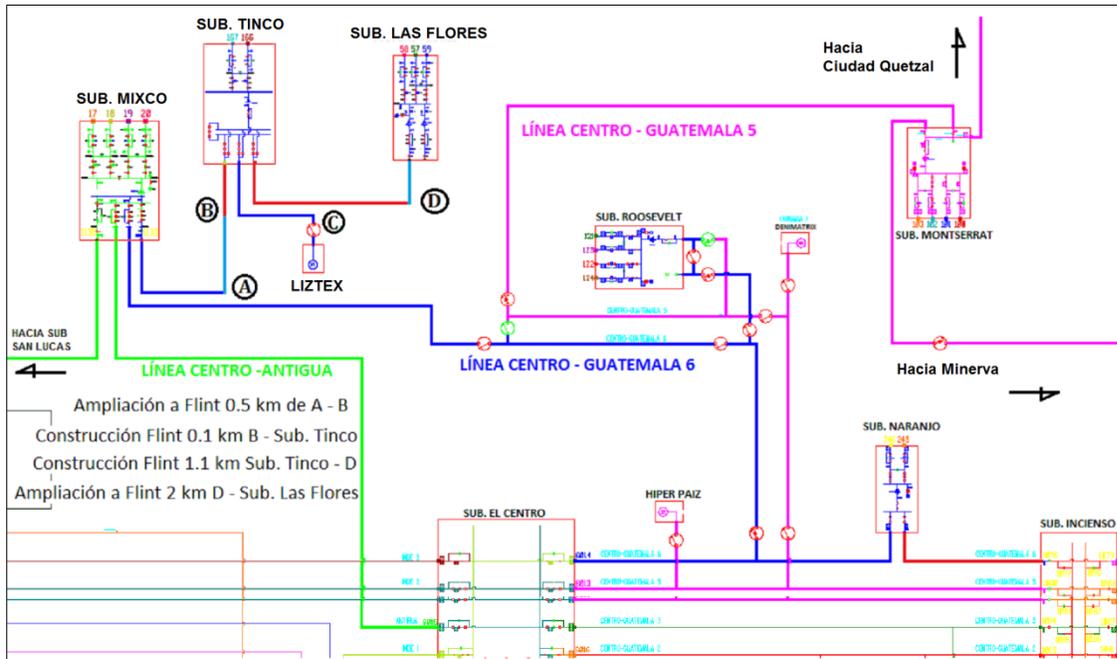
Fuente: elaboración propia, empleando Sistemas Gráficos Eléctricos (SIGRE).

#### **4.6. Configuración de operación del proyecto**

La configuración de operación normal de la red en estudio, tanto en el caso base, como en el de implementación del proyecto, es tal que, tanto en época seca como en húmeda, el flujo de potencia para alimentar las subestaciones conectadas a la línea 69 kV Centro–Guatemala 6, provendrá desde la subestación El Centro, con la variante de que con la inclusión del proyecto, la subestación Las Flores será alimentada desde uno de los nuevos campos de 69 kV de la subestación Tinco, por medio de los tramos de línea descritos en el capítulo 4, numerales 4.5.5., y 4.5.6.

Además, el gran usuario Liztex, será alimentado desde un nuevo campo de 69 kV de la subestación Tinco, tomando la línea existente del pórtico de Tinco hasta la derivación Liztex estructura 600153 (punto C de la figura 37), y el tramo existente que llega hasta Liztex. Cabe mencionar que se retirará el tramo de línea Partridge existente con una longitud de 0,6 km de la estructura 600153 (punto C de la figura 37), hasta la estructura 600163 (punto D de la figura 37).

Figura 38. Configuración de operación del proyecto



Fuente: elaboración propia, empleando Sistemas Gráficos Eléctricos (SIGRE).

#### 4.7. Marco de estudio del proyecto

Para completar el análisis de la red en el área de estudio, objeto del presente trabajo de graduación es necesario realizar los estudios de flujo de carga y corto circuito por la incorporación del proyecto, que confirme sus beneficios.

##### 4.7.1. Metodología del estudio

Para analizar el efecto de incluir el proyecto: “Ampliación de las subestaciones Tinco y Las Flores y readecuación de líneas en su área de influencia eléctrica”, al Sistema Eléctrico Nacional se simuló las condiciones

críticas del sistema para los años 1: 2015 (año del proyecto), y 2: 2017 en los estados de máxima, media y mínima demanda para las épocas: seca (marzo de cada año) y húmeda (septiembre de cada año).

#### **4.7.2. Premisas de los estudios a realizar**

Siguiendo los procedimientos normados para la realización de estudios eléctricos, se solicitó a la CNEE, las premisas con los tipos de estudios a realizar, los elementos a monitorear y los casos a analizar, flujo de potencia, cortocircuito y la contingencia. Cabe mencionar que para los efectos de este trabajo de graduación, en cuanto a demostrar la factibilidad del proyecto, solo se hace necesario modelar dos años de operación 2015 y 2017.

#### **4.7.3. Base de datos**

La base de datos que contiene la información de todos los elementos de la red del sistema nacional interconectado, que permiten su modelación fue proporcionada por la CNEE. En este contexto y con el fin de mostrar el impacto del proyecto, este se modelará para el año de entrada en operación y para el año 2 posterior al inicio de operaciones. Así pues, en el año 1 del proyecto, la época seca se simula con datos proporcionados a marzo 2015 y la época húmeda se simula con datos proyectados a septiembre 2015. En el año 2, la época seca se simula con datos proyectados a marzo 2017, y en la época húmeda se simula con datos proyectados a septiembre 2017, respectivamente. Los meses de marzo y septiembre se usan en función de que son los meses representativos de la estacionalidad seca y húmeda.

Los nuevos elementos se modelaron mediante sus parámetros de circuito equivalente en valores por unidad para ser incluidos en la base de datos,

además, las capacidades de generación para programar el despacho de energía en los diferentes instantes de demanda presentados en los anexos del presente trabajo.

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

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 2014–2015.

Los casos base del año 2 se determinaron a partir de las proyecciones de crecimiento de la demanda proporcionada por el AMM y CNEE para el año estacional 2014-2015.

Además se consideraron los siguientes criterios:

- Límites fijos 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.
- Inclusión de los proyectos del PET en el área de TRELEC.
- Hubo 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.
- Realización de 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.

#### 4.7.5. Elementos a monitorear

Las premisas del estudio definieron los elementos a monitorear, según la importancia e influencia del proyecto en cada uno de ellos. En la tabla XII, se resalta en color azul las nuevas barras o nodos que se agregan al sistema por motivo de la inclusión del proyecto.

Tabla XII. **Barras de 69 kV monitoreadas**

Núm. de elemento	Código de barra en estudio	Núm. de barra en base de datos PSAF	Nombre de la barra
1	CEN-69	1 204	Centro 69 Kv
2	CEN-692	12 027	Centro 69 kV (2)
3	MIX-69	12 122	Mixco 69 kV
4	TIN-69	12 186	Tinco 69 kV
5	LIZ-69	12 103	Liztex 69 kV
6	LIZ-691	LIZ691	Liztex 69 kV (1)
7	LIZ-692	LIZ692	Liztex 69 kV (2)
8	LFL-69	12 102	Las Flores 69 kV
9	IND-69	12 093	Indeta 69 kV
10	TIN-691	12 260	Tinco 69 kV (1)
11	TIN-69D	12 187	Tinco 69 kV (D)
12	MIX-691	12 123	Mixco 69 kV (1)
13	SLU-69D	12 170	San Lucas 69kV (D)
14	LAN-69D	12 099	Línea Antigua 69 kV (D)
15	CG6-691	12 037	Centro Guatemala 6 69 kV (1)
16	ROO-693	12 156	Roosevelt 69 kV (3)
17	MON-693	12 130	Montserrat 69 kV (3)
18	TIN-692	TIN692	Tinco 69 kV (2)
19	LFL-691	LFL691	Las Flores 69 kV (1)

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

En la tabla XIII se observan las líneas a monitorear, las cuales se encuentran entre las barras a monitorear y forman parte del área de influencia del proyecto.

En este se resaltan en color gris los nuevos tramos de línea a construir o los tramos de línea que con el caso proyecto se reconectan y se renombran, a fin de simular adecuadamente el proyecto. Vale la pena mencionar que el tramo entre los nodos 1204-12027 (numeral 5), es simulado como el enlace entre barras de la subestación El Centro, por lo que su factor de utilización se encuentra por encima del 100 por ciento en algunos escenarios de demanda.

Tabla XIII. Líneas de 69 kV monitoreadas

Núm. de elemento	Código de barra de procedencia	Código de barra de destino	Núm. de barra de procedencia en base de datos	Núm. de barra de destino en base de datos	Nombre de la línea
<b>SALIDA LÍNEA CENTRO - ANTIGUA</b>					
1	CEN-69	LAN-69D	1 204	12 099	CENLAN69D
2	LAN-69D	SLU-69D	12 099	12 170	LANSLU69D
3	SLU-69D	MIX-691	12 170	12 123	SLUMIX69D1
4	MIX-691	MIX-69	12 123	12 122	MIXMIX691
<b>LÍNEA CENTRO - GUATEMALA 6</b>					
5	CEN-69	CEN-692	1 204	12 027	CENCEN692
6	CEN-692	CG6-691	12 027	12 037	CENCG66921
7	CG6-691	ROO-693	12 037	12 156	CG6ROO6913
8	ROO-693	MON-693	12 156	12 130	ROOMON693
9	MON-693	TIN-69D	12 130	12 187	MONTIN693D
10	TIN-69D	MIX-69B	12 187	MIX69B	TINMIX69DB
11	MIX-69B	TIN-69D1	MIX69B	TIN69D1	MIXTIN69BD1
12	TIN-69D1	TIN-69	TIN69D1	12 186	TINTIN69D1
13	TIN-69D1	TIN-692	TIN69D1	TIN692	TINTIN69D12
14	TIN-692	TIN-691	TIN692	12 260	TINTIN6921
15	TIN-69	TIN-691	12 186	12 260	TINTIN691
16	TIN-69	IND-69	12 186	12 093	TININD69
17	IND-69	LIZ-69	12 093	12 103	INDLIZ69
18	LIZ-69	LIZ-691	12 103	LIZ691	LIZLIZ691
19	LIZ-691	LIZ-692	LIZ691	LIZ692	LIZLIZ6912
20	LIZ-69	LFL-69	12 103	12 102	LIZLFL69
21	TIN-691	LFL-691	12 260	LFL691	TINLFL691
22	LFL-691	LFL-69	LFL691	12 102	LFLFL691

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

#### **4.7.5.1. Conformación del tramo de línea derivación Mixco–Tinco**

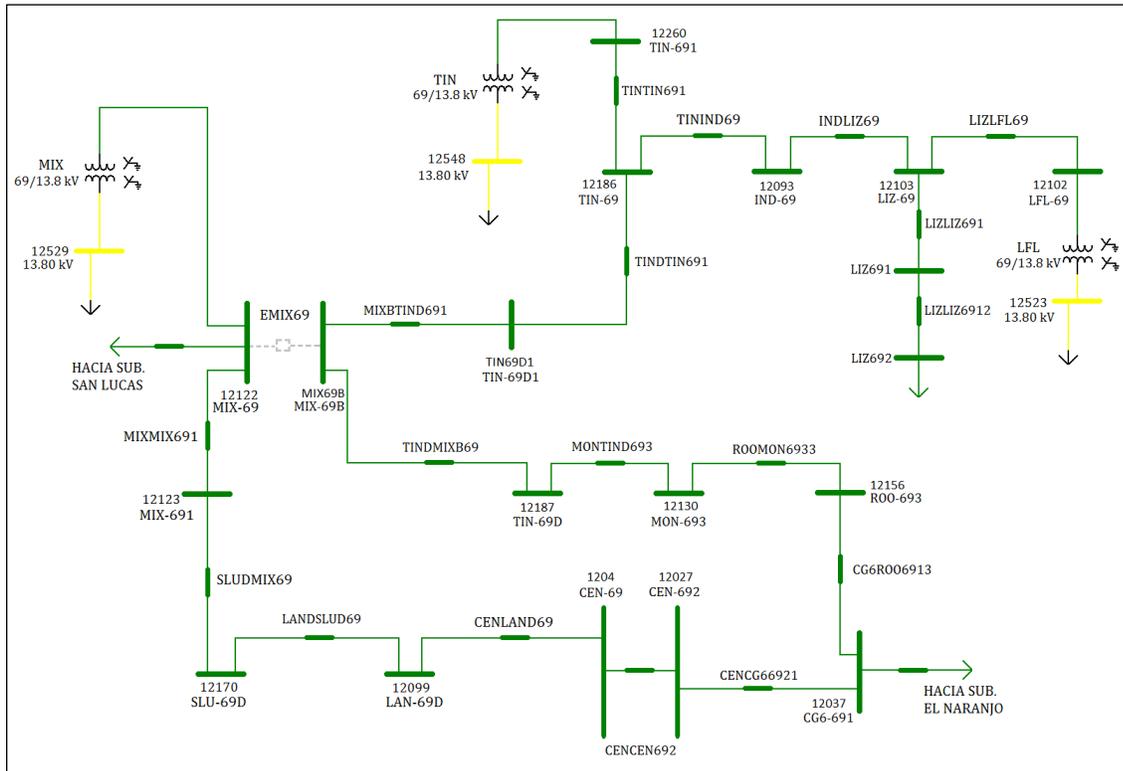
El tramo de línea denominada TINTIN69D12 es la línea de 0,5 km que se amplía desde la barra TIN69D1 hasta el nuevo nodo TIN692, luego continúa su recorrido con la construcción de la línea TINTIN6921 (ver figura 40), de 0,1 km el cual pasa a ser el alimentador de la subestación Tinco.

#### **4.7.5.2. Conformación del tramo de línea Tinco–Las Flores**

La línea denominada TINLFL691 es el tramo de línea de 1,1 km que se construye desde la barra 12260 (TIN-691), hasta el nuevo nodo LFL-691 (punto D, continuando con el recorrido la ampliación de línea LFLLFL691 (ver figura 40), de 2 km de longitud, lo cual pasa a ser el alimentador de la subestación Las Flores.

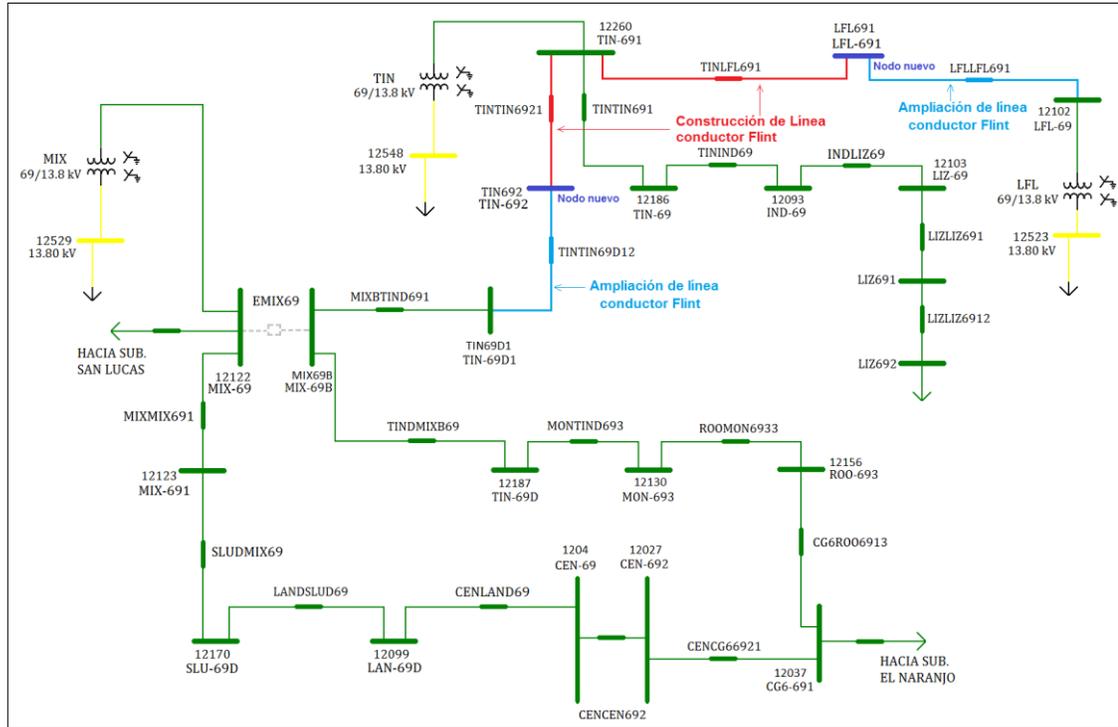
La figura 39 muestra el diagrama unifilar con la operación actual, también llamado caso base; la figura 40 presenta el diagrama unifilar con la inclusión del proyecto llamado caso proyecto. Los diagramas presentados son modelados en el programa, Power Systems Analysis Framework. Versión 3,2 R.1.5 (PSAF).

Figura 39. Unifilar de la configuración caso base



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

Figura 40. Unifilar de la configuración en caso del proyecto



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

#### 4.7.6. Modelo de los nuevos elementos en la red

Los parámetros de circuito equivalente de las nuevas líneas, así como de las líneas ampliadas: longitudes, voltaje, corriente, resistencia (valor de secuencia directa y ohmpolar), se muestran en los anexos del presente trabajo de graduación. Estos son útiles para modelar de forma precisa el proyecto y contar con los resultados precisos de los estudios de flujo de carga, corto circuito y el análisis de contingencia.

#### 4.7.7. Casos en el año del proyecto y año 2

Se realizó el análisis de un total de 12 casos para el año del proyecto (2015) y 12 casos para el año 2 (2017), de los cuales 6, llamados casos base (CB), corresponden a la condición sin proyecto, que a su 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.

Tabla XIV. Casos analizados para el año del proyecto y año 2

No.	CONDICIÓN	ESCENARIO	
1	SIN PROYECTO  CB	Época seca	Demanda mínima
2			Demanda media
3			Demanda máxima
4		Época húmeda	Demanda mínima
5			Demanda media
6			Demanda máxima
7	CON PROYECTO  CP	Época seca	Demanda mínima
8			Demanda media
9			Demanda máxima
10		Época húmeda	Demanda mínima
11			Demanda media
12			Demanda máxima

Fuente: elaboración propia.

Para el caso de la época seca del 2015 se utiliza el caso base proporcionado (marzo 2015), y para el de la época húmeda, se proyecta el caso base proporcionado (septiembre 2014 a septiembre 2015), con la tasa que se muestra en la tabla número XV.

Tabla XV. **Proyección de crecimiento anual del SNI**

Proyecciones año 1 y 2		
Crecimientos proyectados	Año 1 (2015)	Año 2 (2017)
Época seca	-	5,97 %
Época húmeda	2,05 %	9,47 %

Fuente: elaboración propia.

#### **4.7.8. Programa de cálculo**

Los estudios de flujo de carga en estado permanente, los cálculos de corto circuito y la contingencia se realizaron con el programa PSAF v3.2 (Power Systems Analysis Framework versión 3.2 R.1.5).

#### **4.7.9. Configuración de red**

Se hará mención de 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.

#### **4.8. 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 (2015) y para el caso proyectado para el 2º año (2017) de operación del proyecto.

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:  $\Delta = [1 - V_{CB}/V_{CP}]$ .

#### **4.8.1. Resultados del año 1 del proyecto: 2015**

- Época seca: marzo 2015

Las tablas que muestran los resultados de flujo de carga del año 1 del proyecto (2015), para la época seca, se presentan en el **anexo A** de este estudio.

Los anexos 1, 2 y 3 muestran los valores de flujos de potencia en las líneas monitoreadas, en horas de demanda mínima, media y máxima, respectivamente. En las tablas se observa el comportamiento en la salida de la línea 69 kV Centro – Antigua y la línea 69 kV Centro – Guatemala 6, las cuales parten de la subestación de operación El Centro hacia la subestación Mixco.

En términos generales, el comportamiento de los diferentes tramos de línea se mantiene por debajo de su límite de operación normal, para horas de demanda mínima, media y máxima.

En las tablas se puede observar un cambio en la dirección del flujo de potencia en el tramo entre los nodos TIN-69 y TIN-691, que se refiere al tramo entre Tinco hasta Liztex de la línea Centro-Guatemala 6. Además, se puede observar una disminución del factor de utilización de los tramos de dicha línea, que van desde Tinco hasta Liztex (nodos TIN-69 y TIN-691); todo esto debido a que con la incorporación del proyecto, se alimenta a la subestación Las Flores y al gran usuario Liztex desde la barra 69 kV de la subestación Tinco de forma independiente, así como por la ampliación de los distintos tramos de línea que contempla el proyecto. Cabe mencionar que el factor de utilización del tramo de línea modificada es de 1,8 %, 5,1% y 2,9 % respectivamente.

Los anexos 4, 5 y 6 muestran el flujo de potencia reactiva asociada a las líneas monitoreadas, con sus respectivas pérdidas en potencia reactiva, de la época seca del año 1 del proyecto, en horas de demanda mínima, media y máxima, respectivamente. En estos se puede observar el mismo comportamiento de la potencia activa transportada en las líneas monitoreadas, por lo que son válidos los comentarios respecto al comportamiento de la potencia activa de la época seca del año 1 del proyecto.

Los anexos 7, 8 y 9 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 estos se puede observar que no se presentan variaciones significativas en los niveles de voltaje y ángulo en las barras monitoreadas por causa del proyecto.

Los anexos 10 y 11 muestran las pérdidas totales del SNI y del área de influencia del proyecto (zona 2) respectivamente, sin el proyecto y con el proyecto, así como el ahorro de pérdidas al incluir el nuevo proyecto. El ahorro de pérdidas se genera en la zona 2, constituida por la red de TRELEC, este ahorro en la demanda máxima es 3 kW, media 2,5 kW y mínima 2 kW.

- Época húmeda: septiembre 2015

Las tablas que muestran los resultados de flujo de carga del año 1 del proyecto (2015), para la época húmeda, se presentan en el anexo B de este estudio.

Los anexos 12, 13 y 14 muestran los valores de flujos de potencia en las líneas monitoreadas, en horas de demanda mínima, media y máxima, respectivamente. En las tablas se observa el comportamiento de las líneas de 69 kV: Centro–Antigua y Centro–Guatemala 6, las cuales parten de la subestación de operación El Centro hacia la subestación Mixco. En términos generales, el comportamiento de los diferentes tramos de línea se mantiene por debajo de su límite de operación normal, para horas de demanda mínima, media y máxima.

En las tablas se puede observar que al igual que en época seca, se da un cambio en la dirección del flujo de potencia en el tramo entre los nodos TIN-69 y TIN-691, tramo entre Tinco y Liztex de la línea Centro–Guatemala 6. También, resalta la reducción considerable del factor de utilización de los tramos de dicha línea, entre las subestaciones Tinco y Liztex, provocado por la ampliación de capacidad de los mismos. Cabe mencionar que el factor de utilización del tramo de línea modificada es de 2,2%, 5,2 % y 2,5 % respectivamente.

Los anexos 15, 16 y 17 muestran el flujo de potencia reactiva asociada a las líneas monitoreadas, con sus 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 reactiva de la época seca del año 2015.

Los anexos 18, 19 y 20 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. No se presentan variaciones significativas en los niveles de voltaje y ángulo en las barras monitoreadas por causa del proyecto.

Los anexos 21 y 22 muestran las pérdidas totales del SNI y del área de influencia del proyecto (zona 2) respectivamente sin el proyecto y con el proyecto, así como el ahorro de pérdidas al incluir el nuevo proyecto. El ahorro de pérdidas se genera en la zona 2, constituida por la red de TRELEC, este ahorro en la demanda máxima es 2 kW, media 2,8 kW y mínima 3 kW.

#### **4.8.2. Resultados del año 2 del proyecto: 2017**

- Época seca: marzo 2017

Las tablas que muestran los resultados de flujo de carga del año 2 del proyecto (2017), para la época seca, se presentan en el anexo C de este trabajo de graduación.

Los anexos 23, 24 y 25 presentan para la época seca proyectada a 2017, los flujos de potencia activa por las líneas monitoreadas en horas de demanda mínima, media y máxima respectivamente.

Cualitativamente se presenta la misma situación observada en la época seca del año 1 del proyecto, con un ligero incremento cuantitativo en los factores de utilización por el crecimiento de la demanda en el tiempo estos valores son 1,9%, 5,4 % 3,1 %. Por lo tanto, para éstos escenarios, son válidos los comentarios dados en la época seca del año 1.

Los anexos 26, 27 y 28 muestran el flujo de potencia reactiva asociada a las líneas monitoreadas, con sus respectivas pérdidas en potencia reactiva, esto para la demanda mínima, media y máxima respectivamente, de la época seca del año 2 del proyecto. En estos se puede observar la misma situación que se presenta en la época seca del año 1 del proyecto, por lo que para estos escenarios, son válidos los comentarios realizados en la época seca del año 1.

Los anexos 29, 30 y 31 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, esto para la época seca del año 2 (2017).

Los anexos 32 y 33 muestran las pérdidas totales del SNI y del área de influencia del proyecto (zona 2) respectivamente sin el proyecto y con el proyecto, así como el ahorro de pérdidas al incluir el nuevo proyecto, esto para la época seca del año 2017.

El ahorro de pérdidas se genera en la zona 2, constituida por la red de TRELEC, este ahorro en la demanda máxima es 3,5 kW, media 2,7 kW y mínima 2 kW.

- Época húmeda: septiembre 2017

Las tablas que muestran los resultados de flujo de carga del año 2 del proyecto (2017), para la época húmeda, se presentan en el anexo D de este estudio.

Los anexos 34, 35 y 36 presentan los flujos de potencia en las líneas monitoreadas entre los nodos TIN-69 y TIN-691, tramo entre Tinco hasta Liztex de la línea Centro-Guatemala 6. Para horas de demanda mínima, media y máxima respectivamente, de la época húmeda del año 2 del proyecto. Se observa que cualitativamente se mantiene la situación observada en el año 1, por lo que son válidos los mismos comentarios. Los factores de utilización de los tramos de línea monitoreados, son 2,4 %, 5,7 % y 2,8 % respectivamente.

Los anexos 37, 38 y 39 muestran el flujo de potencia reactiva asociada a las líneas monitoreadas, con sus respectivas pérdidas en potencia reactiva, esto para horas de demanda mínima, media y máxima respectivamente, de la época húmeda del año 2 del proyecto. Cualitativamente se mantiene la situación observada en el año 1, por lo que son válidos los comentarios dados en la época húmeda del año 2015.

Los anexos 40, 41 y 42 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, esto para la época húmeda del año 2 (2017).

Los anexos 43 y 44 muestran las pérdidas totales del SNI y del área de influencia del proyecto (zona 2) respectivamente, sin el proyecto y con el proyecto, así como el ahorro de pérdidas al incluir el nuevo proyecto, esto para la época húmeda del año 2017. El ahorro de pérdidas se genera en la zona 2, constituida por la red de TRELEC, este ahorro en la demanda máxima es 2,7 kW, media 3,6 kW y mínima 4 kW.

#### **4.9. Resultados de corto circuito**

En este estudio se presentan los niveles de corto circuito en los nodos del área de influencia del proyecto, obtenidos de la simulación del proyecto: ampliación de las subestaciones Tinco y Las Flores y readecuación de líneas en su área de influencia eléctrica; 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 2014-2015, como se establece en las Normas para la elaboración de los estudios de acceso a la red de transporte (NEAST).

##### **4.9.1. Comentarios de los resultados**

Los anexos 45, 46, 47, 48, 49 y 50 presentados en los anexos E y F de este estudio, permiten observar que la inclusión del proyecto, 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 13.64 kA menores a los niveles que se tienen en los interruptores de las subestaciones del área, 31,5 kA. En resumen, la inclusión del proyecto, no presenta niveles de corto circuito por encima de la capacidad de la red.

#### **4.10. Análisis de contingencias**

Al observar el diagrama esquemático del proyecto propuesto (figura 41), se puede observar que en la subestación Tinco se tienen tres circuitos (o ramales), uno que es alimentador de dicha subestación (ramal 1), un segundo que es el alimentador del gran usuario Liztex (ramal 2) y un tercero que es el alimentador de la subestación Las Flores (ramal 3), donde se puede concluir que al existir una contingencia en el ramal 1 deja de alimentar a la subestación Tinco y se pierde la carga de las tres subestaciones mencionadas, por otro lado al presentarse una contingencia en el ramal 2 queda fuera de servicio la subestación Liztex, sin afectar a las otras subestaciones debido a que está conectada independientemente, lo mismo ocurre al presentar la contingencia en el ramal 3, queda fuera de servicio la subestación Las Flores, sin presentarse afectación en las otras dos subestaciones.

Para hacer una demostración utilizando el software simulador PSAF, se procede a realizar una contingencia en la red de transporte definida en las premisas del presente estudio. La contingencia consiste en:

- Contingencia 1 (CCNTG1): salida de la línea TINLIZ69 tramo de línea entre la subestación Tinco y Liztex (ramal 2).

Los resultados de hacer esta simulación se presentan a continuación.

#### **4.10.1. Época seca caso de contingencia 1: marzo 2015**

Las tablas que muestran los resultados de flujo de carga de la contingencia 1 del proyecto, para la época seca, se presentan en el anexo G de este estudio.

En condiciones de salida de la línea Tinco–Liztex (TINLIZ69), el comportamiento del flujo sufre variaciones debido a que, bajo estas condiciones de la red, no existe flujo de potencia en la línea que va de la subestación Tinco hasta la subestación Liztex, por lo cual, queda fuera la carga de la subestación el gran usuario Liztex. Los resultados se muestran en los anexos 51, 52 y 53, en lo que respecta a la potencia activa, pérdidas de potencia activa y factor de utilización de las líneas monitoreadas, valores igual a cero.

Los anexos 54, 55 y 56 muestran lo referente a la potencia reactiva y pérdidas de potencia reactiva de las líneas monitoreadas, donde se puede observar que la línea presenta la misma situación que para la potencia activa, por lo que son válidos los comentarios en cuanto a la potencia activa de la contingencia 1 para la época seca.

Los anexos 57, 58 y 60 muestran los niveles de voltaje [pu] de las barras monitoreadas en el área de influencia para ambos casos (CB y CCNTG1).

En estos se observa que no presentan voltajes los nodos asociados a la línea Tinco–Liztex, debido a que al salir la línea en cuestión los nodos que forman dicha línea quedan sin ser alimentados y su voltaje cae a 0,0 p.u.

Los anexos 61 y 62 muestran las pérdidas totales del SNI y del área de influencia del proyecto (zona 2) sin el proyecto y con el proyecto en condiciones

de contingencia, así como el ahorro o incremento de pérdidas en dichas condiciones. El ahorro de pérdidas se genera en la zona 2, constituida por la red de TRELEC, este ahorro en la demanda máxima es 83 kW, media 120 kW y mínima 15 kW.

#### **4.10.2. Época húmeda caso de contingencia 1: septiembre 2015**

Las tablas que muestran los resultados de flujo de carga de la contingencia 1 del proyecto, para la época húmeda, se presentan en el anexo H de este estudio.

En condiciones de salida de la línea Tinco–Liztex (TINLIZ69), el comportamiento del flujo sufre variaciones debido a que, bajo estas condiciones de la red, no existe flujo de potencia en la línea que va de la subestación Tinco hasta la subestación Liztex, por lo cual, queda fuera la subestación de el gran usuario Liztex. Los resultados se muestran en los anexos 63, 64 y 65, en lo que respecta a la potencia activa, pérdidas de potencia activa y factor de utilización de las líneas monitoreadas, valores igual a cero.

Los anexos 66,67 y 68 muestran lo referente a la potencia reactiva y pérdidas de potencia reactiva de las líneas monitoreadas, donde se puede observar que la línea presenta la misma situación que para la potencia activa, por lo que son válidos los comentarios en cuanto a la potencia activa de la contingencia 1 para la época húmeda.

Los anexos 69, 70 y 71 muestran los niveles de voltaje [pu] de las barras monitoreadas en el área de influencia para ambos casos (CB y CCNTG1). En estos se observa que no presentan voltajes los nodos asociados a la línea

Tinco–Liztex, debido a que al salir la línea en cuestión los nodos que forman dicha línea quedan sin ser alimentados y su voltaje cae a 0,0 p.u.

Los anexos 72 y 73 muestran las pérdidas totales del SNI y del área de influencia del proyecto (zona 2) sin el proyecto y con el proyecto en condiciones de contingencia, así como el ahorro o incremento de pérdidas en dichas condiciones. El ahorro de pérdidas se genera en la zona 2, constituida por la red de TRELEC, este ahorro en la demanda máxima es 77 kW, media 134 kW y mínima 19 kW.

## 5. ESTUDIO ECONÓMICO DEL PROYECTO

Para confirmar la viabilidad del proyecto propuesto como resultado del presente análisis técnico, también es necesario hacer el análisis económico, para lo cual, hay que considerar los conceptos de factibilidad económica y sus variables: valor actual neto (VAN), tasa interna de retorno (TIR), costo de inversión, beneficios, relación costo/beneficio, costo de potencia y energía.

### 5.1. Análisis económico del proyecto

Con los conceptos enunciados en el capítulo 2 numeral 2,9 se procede a desarrollar el análisis económico al proyecto objeto de este trabajo.

#### 5.1.1. Costo del proyecto

EL costo del proyecto aproximado es: Q 22 898 868,35. En la tabla XVI se muestra el detalle de los trabajos propuestos y sus costos estimados.

Tabla XVI. **Detalle del costo del proyecto**

Ampliación de subestación Tinco a cinco campos, por medio de cambio de subestación AIS a GIS (Gas Sf6)	Q 15 440,903,85
Ampliación de subestación Las Flores a dos campos de 69 KV.	Q 4 078 766,26
Ampliación de tramo de línea derivación Mixco - derivación Tinco 0,5 km	Q 441 168,68
Construcción de línea derivación Tinco -Tinco 0,1 km	Q 88 233,74
Construcción de tramo de línea Tinco - derivación Las Flores 1,1 km	Q 970 571,10
Ampliación tramo de línea derivación Las Flores - Las Flores 2 km	Q 1 764 674,73
Gastos administrativos	Q 114 550,00
<b>Costo total del proyecto en quetzales</b>	<b>Q 22 898 868,35</b>

Fuente: elaboración propia.

### **5.1.2. Costos de operación y mantenimiento**

El costo de operación y mantenimiento del proyecto es de Q 102 448,00 anuales, dato que se obtiene de la siguiente forma: Q 30 000,00 costo anual de sanciones por subestación, más Q 72 448,00 del costo anual de mantenimiento.

### **5.2. 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 126,76/kW-mes) y precio medio de la energía en el mercado de oportunidad (Q 0,57/kWh), según corresponde.

### **5.3. 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 2,08 por ciento 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 9,93 por ciento, durante un período de 30 años.

Los cálculos presentados en la tabla XVII indican que hacer el proyecto representa un beneficio neto en valores presentes de 28 570 millones de quetzales, lo cual equivale a una relación beneficio costo de 2,2 y a una tasa interna de retorno de 23 por ciento.

Tabla XVII. Cuadro de evaluación económica del proyecto

INFORMACIÓN		
Tasa de crecimiento anual	2,08%	
Tasa de actualización anual de capital	9,93%	
Costo de la potencia	126,76	Q/kW.mes
Costo de la energía	0,57	Q/kWh
Ahorro de Pérdidas en AT durante el pico	31,00	kW
Ahorro anual de pérdidas de energía	193,82	MWh
Demanda	21,73	MW
Costo anual de sanciones por subestación	30,00	kQ
Costo anual de mantenimiento	72,45	kQ
Costo del proyecto	22 899	kQ

CALCULOS								
Año	Demanda MW	Ahorro de pérdidas de		Ahorro Pérdidas Q.	Costo Promedio ENS/Interrupciones Q.	Ahorro Total Costos Q.	Inversión y Costos Q. O y M	Flujo neto año Q
		Potencia kW	Energía MWh					
2015	21,73	31,00	194				-22 898 868	-22 898 868
2016	22,18	32,30	202	164 240	5 288 922	5 453 162	-102 448	5 350 714
2017	22,64	33,65	210	171 128	5 288 922	5 460 050	-102 448	5 357 602
2018	23,11	35,07	219	178 304	5 288 922	5 467 227	-102 448	5 364 779
2019	23,59	36,54	228	185 782	5 288 922	5 474 704	-102 448	5 372 257
2020	24,08	38,07	238	193 573	5 288 922	5 482 495	-102 448	5 380 048
2021	24,58	39,67	248	201 691	5 288 922	5 490 613	-102 448	5 388 166
2022	25,09	41,33	258	210 150	5 288 922	5 499 072	-102 448	5 396 624
2023	25,61	43,06	269	218 963	5 288 922	5 507 885	-102 448	5 405 437
2024	26,14	44,87	281	228 146	5 288 922	5 517 068	-102 448	5 414 620
2025	26,68	46,75	292	237 714	5 288 922	5 526 636	-102 448	5 424 188
2026	27,24	48,71	305	247 683	5 288 922	5 536 605	-102 448	5 434 157
2027	27,80	50,75	317	258 070	5 288 922	5 546 992	-102 448	5 444 544
2028	28,38	52,88	331	268 893	5 288 922	5 557 815	-102 448	5 455 367
2029	28,97	55,10	344	280 169	5 288 922	5 569 092	-102 448	5 466 644
2030	29,57	57,41	359	291 919	5 288 922	5 580 841	-102 448	5 478 394
2031	30,18	59,82	374	304 162	5 288 922	5 593 084	-102 448	5 490 636
2032	30,81	62,33	390	316 917	5 288 922	5 605 839	-102 448	5 503 392
2033	31,45	64,94	406	330 208	5 288 922	5 619 130	-102 448	5 516 683
2034	32,10	67,66	423	344 056	5 288 922	5 632 978	-102 448	5 530 531
2035	32,77	70,50	441	358 485	5 288 922	5 647 407	-102 448	5 544 960
2036	33,45	73,46	459	373 519	5 288 922	5 662 441	-102 448	5 559 994
2037	34,14	76,54	479	389 184	5 288 922	5 678 106	-102 448	5 575 658
2038	34,85	79,75	499	405 505	5 288 922	5 694 427	-102 448	5 591 980
2039	35,58	83,09	520	422 511	5 288 922	5 711 433	-102 448	5 608 985
2040	36,31	86,58	541	440 230	5 288 922	5 729 152	-102 448	5 626 705
2041	37,07	90,21	564	458 692	5 288 922	5 747 614	-102 448	5 645 167
2042	37,84	93,99	588	477 929	5 288 922	5 766 851	-102 448	5 664 403
2043	38,62	97,93	612	497 972	5 288 922	5 786 894	-102 448	5 684 446
2044	39,42	102,04	638	518 856	5 288 922	5 807 778	-102 448	5 705 330
2045	40,24	106,32	665	540 615	5 288 922	5 829 537	-102 448	5 727 090

\*/ Incluye costo anual de sanciones por faltas a la calidad.

RESULTADOS PARA 30 AÑOS	
VAN (EN MILES DE Q.)	28 570
RBC	2,20
TIR	23%

Fuente: elaboración propia.



## CONCLUSIONES

1. Al realizar el análisis de la red del área de estudio para la línea Centro–Guatemala 6, con capacidad de 41 MVA en el tramo más crítico, se determina que, en la actualidad, esta no presenta ninguna limitante de capacidad para operación normal, sin embargo, al hacer una revisión de la planificación de proyectos en el área y sus contingencias, se encontró que la línea en cuestión no tendría la capacidad necesaria para transportar un flujo de carga aproximado de 81,72 MVA en el 2018.
2. El análisis operativo de la línea Centro–Guatemala 6 y de las subestaciones que alimenta, Tinco, Liztex y Las Flores, determinó que el equipo de seccionadores de línea actualmente instalados, no garantiza las condiciones de maniobra y seguridad operativa que contribuyan a asegurar la continuidad y calidad del servicio en el área.
3. La evaluación técnica de las opciones de solución planteadas para superar las debilidades identificadas de la red, que incluye la previsión de proyectos futuros en el área, determinó como solución, la realización proyecto “Ampliación de la subestaciones Tinco y Las Flores y readecuación de líneas en su área de influencia eléctrica”.
4. Para completar el análisis se realizó la modelación y simulación del proyecto propuesto con el programa PSAF, cuyos resultados de flujo de carga y corto circuito, tanto en caso base y caso proyecto, así como un análisis de contingencia, permite asegurar que el proyecto propuesto no producirá efectos negativos a la red del área.

5. Los factores de utilización de los tramos línea Centro–Guatemala 6, se mantienen para horas de demanda mínima, media y máxima, por debajo de su límite de operación normal. Los resultados del estudio de cortocircuito, indican niveles de 13,64 kA, que son menores a los que se tienen en los interruptores de las subestaciones del área, los cuales son 31,5 kA.
  
6. La evaluación económica del proyecto determinó su factibilidad y viabilidad, ya que el valor actual neto indica una ganancia de Q 28 570 120,00, la relación beneficio costo es 2,2 y la tasa interna de retorno es de 23 por ciento, resultados que hacen rentable la implementación del proyecto.
  
7. La inclusión del proyecto incrementa la capacidad de transporte de la línea de 69 kV entre las subestaciones Mixco, Tinco, Liztex y Las Flores, además, con la ampliación de campos de 69 kV en la subestación Tinco, se modifica la forma de alimentar a las subestaciones Las Flores y Liztex por medio de líneas independientes a cada subestación. Permitiendo mejoras significativas a la confiabilidad, versatilidad y seguridad de operación de la red de transporte, así como la mejora de la calidad del suministro para beneficio de 42 198 usuarios en el área.

## RECOMENDACIONES

1. Presentar a Transportista Eléctrica Centroamericana (TRELEC) el trabajo de graduación, para luego presentarlo a la CNEE; y obtener la aprobación para implementar el proyecto propuesto, ya que no presenta ninguna incidencia negativa a la red del Sistema Nacional Interconectado.
2. Considerar, a futuro, la ampliación del tramo de conductor Hawk (de 58,08 MVA) ubicado al inicio de la línea 69 kV Centro–Guatemala 6, entre la subestación El Centro hasta la estructura 600096 ubicada en las cercanías de la subestación Mixco, por conductor Flint (de 94,41MVA), para que conjuntamente con la implementación del proyecto propuesto, se tenga la disponibilidad de transporte de flujo de potencia a través de toda la línea.
3. Programar con el Centro de Operación e Información (COI) los descargos necesarios para la implementación del proyecto propuesto en este documento, ya que las nuevas reconfiguraciones entre circuitos de transmisión, representan las salidas de las subestaciones en el área, como de las líneas de transmisión involucradas en el proyecto.
4. Implementar en el tiempo planificado los proyectos de construcción de las subestaciones Carolingia y Guate Oeste, para implementar un sistema anillo entre las líneas de 69 kV Centro–Guatemala 5 y 6, y tener un red de transporte capaz de garantizar la continuidad del servicio eléctrico en el área de estudio.



## BIBLIOGRAFÍA

1. *Administrador del mercado mayorista*. [en línea]. <<http://www.amm.org.gt/portal/>>. [Consulta: 9 de junio de 2015].
2. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Compendio de normas técnicas emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica*, Guatemala: CNEE, 2010. 13 p.
3. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Plan de expansión sistema de transporte 2008–2018 (PET)*. Guatemala: CNEE, 2009. 111 p.
4. \_\_\_\_\_. *Sistemas gráficos eléctricos (SIGRE), Versión 1X, Programa diseñado para información de la red de transporte y distribución propiedad de TRELEC y EEGSA*. Guatemala: 2010. 120 p.
5. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Compendio de normas técnicas emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica*, [en línea]. <<http://www.cnee.gob.gt/wp/>>. [Consulta: 2 de noviembre de 2015].
6. *Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A.* [en línea]. <<http://www.eegsa.com/>>. [Consulta: 6 de junio de 2015].

7. \_\_\_\_\_ . *Power Systems Analysis Framework versión 3.2 R.1.5 (PSAF) V 3.2. Programa diseñado para analizar flujos de potencia.* Guatemala: EEGSA, 2010. 135 p.
8. GRAINDER, John J.; STEVENSON Jr, William D. *Análisis de sistemas de potencia.* México: McGraw-Hill/Interamericana de Atlacomulco 499-501, Fracc. Ind. San Andrés Atoto, 53500 Naucalpan de Juárez, 1996. 184 p.
9. RAMÍREZ CASTAÑO, Samuel. *Redes de distribución de energía.* 3a ed. Universidad de Colombia, 2009. 26 p.
10. *Sistemas eléctricos de potencia.* [en línea]. <[https://www.fglongatt.org/OLD/Archivos/Archivos/SP\\_I/PPT-IntroSP.pdf](https://www.fglongatt.org/OLD/Archivos/Archivos/SP_I/PPT-IntroSP.pdf)>. [Consulta: 16 de noviembre de 2015].
11. Wikipedia. *Valor actual neto.* [en línea]. <[https://es.wikipedia.org/wiki/Valor\\_actual\\_neto](https://es.wikipedia.org/wiki/Valor_actual_neto)>. [Consulta: 4 de noviembre de 2015].

## ANEXOS

Resultados de flujo de carga año 1 (2015) época seca

### Anexo 1. Flujos de potencia [MW] y factor de utilización [%] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 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>SALIDA LÍNEA CENTRO-ANTIGUA</b>										
CEN-69	LAN-69D	18,37	18,37	0,0	0,02	0,02	0,0	19,2	19,2	0,0
LAN-69D	SLU-69D	18,35	18,35	0,0	0,01	0,01	0,0	19,2	19,2	0,0
SLU-69D	MIX-691	18,33	18,33	0,0	0	0	0,0	22,8	22,8	0,0
MIX-691	MIX-69	18,33	18,33	0,0	0	0	0,0	22,8	22,8	0,0
<b>LÍNEA CENTRO-GUATEMALA 6</b>										
CEN-69	CEN-692	26,94	26,93	0,0	0	0	0,0	39,8	39,8	0,0
CEN-692	CG6-691	19,33	19,33	0,0	0,03	0,03	0,0	32,8	32,8	0,0
CG6-691	ROO-693	16,85	16,85	0,0	0,01	0,01	0,0	24,9	24,9	0,0
ROO-693	MON-693	7,1	7,1	0,0	0	0	0,0	10,5	10,5	0,0
MON-693	TIN-69D	7,1	7,1	0,0	0	0	0,0	10,5	10,5	0,0
TIN-69D	MIX-69B	7,1	7,09	-0,1	0	0	0,0	8,8	8,8	0,0
MIX-69B	TIN-69D1	7,09	7,09	0,0	0	0	0,0	8,8	8,8	0,0
TIN-69D1	TIN-69	7,09	-	N/A	0	-	N/A	15,1	-	N/A
TIN-69D1	TIN-692	-	7,09	N/A	-	0	N/A	-	8,8	N/A
TIN-692	TIN-691	-	7,09	N/A	-	0	N/A	-	8,8	N/A
TIN-69	TIN-691	1,92	-0,72	366,7	0	0	0,0	4,8	1,8	-166,7
TIN-69	IND-69	5,18	0,72	-619,4	0	0	0,0	11	1,5	-633,3
IND-69	LIZ-69	5,18	0,73	-609,6	0	0	0,0	11	1,5	-633,3
LIZ-69	LIZ-691	0,72	0,72	0,0	0	0	0,0	1,5	1,5	0,0
LIZ-691	LIZ-692	0,72	0,72	0,0	0	0	0,0	3,3	3,3	0,0
LIZ-69	LFL-69	4,45	-	N/A	0	-	N/A	9,5	-	N/A
TIN-691	LFL-691	-	4,45	N/A	-	0	N/A	-	5,5	N/A
LFL-691	LFL-69	-	4,45	N/A	-	0	N/A	-	5,6	N/A

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

Anexo 2. **Flujos de potencia [MW] y factor de utilización [%] 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>SALIDA LÍNEA CENTRO-ANTIGUA</b>										
CEN-69	LAN-69D	39,93	39,93	0,0	0,13	0,13	0,0	45,3	45,3	0,0
LAN-69D	SLU-69D	39,8	39,8	0,0	0,07	0,07	0,0	45,4	45,4	0,0
SLU-69D	MIX-691	39,73	39,73	0,0	0,02	0,02	0,0	54	54	0,0
MIX-691	MIX-69	39,71	39,71	0,0	0,01	0,01	0,0	54	54	0,0
<b>LÍNEA CENTRO-GUATEMALA 6</b>										
CEN-69	CEN-692	61,43	61,41	0,0	0	0	0,0	98,1	98,1	0,0
CEN-692	CG6-691	46,76	46,73	-0,1	0,21	0,21	0,0	86,2	86,1	-0,1
CG6-691	ROO-693	42,14	42,11	-0,1	0,1	0,1	0,0	68,1	68,1	0,0
ROO-693	MON-693	20,74	20,72	-0,1	0,03	0,03	0,0	33,8	33,7	-0,3
MON-693	TIN-69D	20,71	20,69	-0,1	0,01	0,01	0,0	33,8	33,7	-0,3
TIN-69D	MIX-69B	20,7	20,68	-0,1	0,02	0,02	0,0	28,4	28,4	0,0
MIX-69B	TIN-69D1	20,69	20,67	-0,1	0,02	0,02	0,0	28,4	28,4	0,0
TIN-69D1	TIN-69	20,67	-	N/A	0,01	-	N/A	48,5	-	N/A
TIN-69D1	TIN-692	-	20,65	N/A	-	0,01	N/A	-	28,4	N/A
TIN-692	TIN-691	-	20,64	N/A	-	0	N/A	-	28,4	N/A
TIN-69	TIN-691	5,33	-1,86	386,6	0	0	0,0	14,8	5,1	-190,2
TIN-69	IND-69	15,33	1,86	-724,2	0,01	0	N/A	36	4,3	-737,2
IND-69	LIZ-69	15,32	1,86	-723,7	0	0	0,0	36	4,3	-737,2
LIZ-69	LIZ-691	1,86	1,86	0,0	0	0	0,0	4,3	4,3	0,0
LIZ-691	LIZ-692	1,86	1,86	0,0	0	0	0,0	9,3	9,2	-1,1
LIZ-69	LFL-69	13,46	-	N/A	0,02	-	N/A	31,7	-	N/A
TIN-691	LFL-691	-	13,45	N/A	-	0,01	N/A	-	18,5	N/A
LFL-691	LFL-69	-	13,45	N/A	-	0,01	N/A	-	18,5	N/A

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

Anexo 3. **Flujos de potencia [MW] y factor de utilización [%] 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>SALIDA LÍNEA CENTRO-ANTIGUA</b>										
CEN-69	LAN-69D	53,61	53,61	0,0	0,22	0,22	0,0	57,8	57,8	0,0
LAN-69D	SLU-69D	5,4	53,4	0,0	0,12	0,12	0,0	57,8	57,8	0,0
SLU-69D	MIX-691	53,28	53,28	0,0	0,03	0,03	0,0	68,7	68,7	0,0
MIX-691	MIX-69	53,24	53,25	0,0	0,01	0,01	0,0	68,7	68,7	0,0
<b>LÍNEA CENTRO-GUATEMALA 6</b>										
CEN-69	CEN-692	66,15	66,13	0,0	0	0	0,0	100,9	100,8	-0,1
CEN-692	CG6-691	51,39	51,36	-0,1	0,23	0,23	0,0	90,2	90,1	-0,1
CG6-691	ROO-693	44,1	44,08	0,0	0,1	0,1	0,0	67,9	67,9	0,0
ROO-693	MON-693	23,73	23,7	-0,1	0,04	0,04	0,0	36,9	36,8	-0,3
MON-693	TIN-69D	23,69	23,66	-0,1	0,01	0,01	0,0	36,9	36,8	-0,3
TIN-69D	MIX-69B	23,68	23,65	-0,1	0,02	0,02	0,0	31	30,9	-0,3
MIX-69B	TIN-69D1	23,66	23,63	-0,1	0,02	0,02	0,0	31	30,9	-0,3

Continuación del anexo 3.

TIN-69D1	TIN-69	23,64	-	N/A	0,01	-	N/A	52,9	-	N/A
TIN-69D1	TIN-692	-	23,61	N/A	-	0,01	N/A	-	30,9	N/A
TIN-692	TIN-691	-	23,6	N/A	-	0	N/A	-	30,9	N/A
TIN-69	TIN-691	7,28	-1,13	744,2	0	0	0,0	19,2	2,9	-562,1
TIN-69	IND-69	16,35	1,13	-1346,9	0,01	0	N/A	36,6	2,5	-1364,0
IND-69	LIZ-69	16,34	1,13	-1346,0	0	0	0,0	36,6	2,5	-1364,0
LIZ-69	LIZ-691	1,13	1,13	0,0	0	0	0,0	2,5	2,5	0,0
LIZ-691	LIZ-692	1,13	1,13	0,0	0	0	0,0	5,3	5,3	0,0
LIZ-69	LFL-69	15,21	-	N/A	0,03	-	N/A	34,2	-	N/A
TIN-691	LFL-691	-	15,19	N/A	-	0,01	N/A	-	20	N/A
LFL-691	LFL-69	-	15,19	N/A	-	0,01	N/A	-	20	N/A

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

Anexo 4. **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]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
<b>SALIDA LÍNEA CENTRO-ANTIGUA</b>							
CEN-69	LAN-69D	1,48	1,48	0,0	0,03	0,03	0,0
LAN-69D	SLU-69D	1,45	1,45	0,0	0,03	0,03	0,0
SLU-69D	MIX-691	1,41	1,42	0,7	0	0	0,0
MIX-691	MIX-69	1,41	1,41	0,0	0	0	0,0
<b>LÍNEA CENTRO-GUATEMALA 6</b>							
CEN-69	CEN-692	1,7	1,58	-7,6	0	0	0,0
CEN-692	CG6-691	1,35	1,33	-1,5	0,06	0,06	0,0
CG6-691	ROO-693	1,16	1,14	-1,8	0,01	0,01	0,0
ROO-693	MON-693	0,36	0,33	-9,1	-0,03	-0,03	0,0
MON-693	TIN-69D	0,39	0,36	-8,3	-0,01	-0,01	0,0
TIN-69D	MIX-69B	0,4	0,38	-5,3	-0,02	-0,02	0,0
MIX-69B	TIN-69D1	0,42	0,4	-5,0	-0,02	-0,02	0,0
TIN-69D1	TIN-69	0,44	-	N/A	-0,01	-	N/A
TIN-69D1	TIN-692	-	0,42	N/A	-	-0,01	N/A
TIN-692	TIN-691	-	0,43	N/A	-	0	N/A
TIN-69	TIN-691	0,15	0,01	-1400,0	0	0	0,0
TIN-69	IND-69	0,3	0	N/A	-0,01	-0,01	0,0
IND-69	LIZ-69	0,31	0	N/A	0	0	0,0
LIZ-69	LIZ-691	0	0	0,0	0	0	0,0
LIZ-691	LIZ-692	0	0	0,0	0	0	0,0
LIZ-69	LFL-69	0,31	-	N/A	-0,04	-	N/A
TIN-691	LFL-691	-	0,29	N/A	-	-0,02	N/A
LFL-691	LFL-69	-	0,31	N/A	-	-0,04	N/A

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

Anexo 5. **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>SALIDA LÍNEA CENTRO-ANTIGUA</b>							
CEN-69	LAN-69D	13,51	13,51	0,0	0,46	0,46	0,0
LAN-69D	SLU-69D	13,04	13,04	0,0	0,32	0,32	0,0
SLU-69D	MIX-691	12,72	12,72	0,0	0,07	0,07	0,0
MIX-691	MIX-69	12,65	12,65	0,0	0,02	0,02	0,0
<b>LÍNEA CENTRO-GUATEMALA 6</b>							
CEN-69	CEN-692	19,49	19,49	0,0	0	0	0,0
CEN-692	CG6-691	15,54	15,52	-0,1	0,72	0,72	0,0
CG6-691	ROO-693	13,81	13,79	-0,1	0,28	0,28	0,0
ROO-693	MON-693	6,97	6,96	-0,1	0,06	0,06	0,0
MON-693	TIN-69D	6,91	6,9	-0,1	0,02	0,02	0,0
TIN-69D	MIX-69B	6,89	6,87	-0,3	0,04	0,04	0,0
MIX-69B	TIN-69D1	6,84	6,83	-0,1	0,04	0,04	0,0
TIN-69D1	TIN-69	6,8	-	N/A	0,01	-	N/A
TIN-69D1	TIN-692	-	6,79	N/A	-	0,01	N/A
TIN-692	TIN-691	-	6,78	N/A	-	0	N/A
TIN-69	TIN-691	1,77	0,54	-227,8	0	0	0,0
TIN-69	IND-69	5,02	0,54	-829,6	0	-0,01	100,0
IND-69	LIZ-69	5,02	0,55	-812,7	0	0	0,0
LIZ-69	LIZ-691	0,55	0,55	0,0	0	0	0,0
LIZ-691	LIZ-692	0,55	0,55	0,0	0	0	0,0
LIZ-69	LFL-69	4,47	-	N/A	0,01	-	N/A
TIN-691	LFL-691	-	4,46	N/A	-	0	N/A
LFL-691	LFL-69	-	4,46	N/A	-	0	N/A

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

Anexo 6. **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>SALIDA LÍNEA CENTRO-ANTIGUA</b>							
CEN-69	LAN-69D	11,11	11,11	0,0	0,79	0,79	0,0
LAN-69D	SLU-69D	10,32	10,32	0,0	0,53	0,53	0,0
SLU-69D	MIX-691	9,78	9,78	0,0	0,12	0,12	0,0
MIX-691	MIX-69	9,66	9,66	0,0	0,04	0,04	0,0
<b>LÍNEA CENTRO-GUATEMALA 6</b>							
CEN-69	CEN-692	13,65	13,65	0,0	0	0	0,0
CEN-692	CG6-691	11,16	11,14	-0,2	0,79	0,79	0,0
CG6-691	ROO-693	9,61	9,59	-0,2	0,28	0,28	0,0
ROO-693	MON-693	5,65	5,63	-0,4	0,08	0,08	0,0
MON-693	TIN-69D	5,57	5,55	-0,4	0,03	0,03	0,0
TIN-69D	MIX-69B	5,54	5,52	-0,4	0,05	0,05	0,0

Continuación del anexo 6.

MIX-69B	TIN-69D1	5,48	5,47	-0,2	0,05	0,05	0,0
TIN-69D1	TIN-69	5,43	-	N/A	0,01	-	N/A
TIN-69D1	TIN-692	-	5,42	N/A	-	0,02	N/A
TIN-692	TIN-691	-	5,4	N/A	-	0	N/A
TIN-69	TIN-691	1,67	0,01	-16600,0	0	0	0,0
TIN-69	IND-69	3,74	0	N/A	0	-0,01	100,0
IND-69	LIZ-69	3,74	0,02	-18600,0	0	0	0,0
LIZ-69	LIZ-691	0,02	0,02	0,0	0	0	0,0
LIZ-691	LIZ-692	0,02	0,02	0,0	0	0	0,0
LIZ-69	LFL-69	3,72	-	N/A	0,01	-	N/A
TIN-691	LFL-691	-	3,72	N/A	-	0	N/A
LFL-691	LFL-69	-	3,71	N/A	-	0,01	N/A

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

### Anexo 7. Voltajes en barras [pu] y ángulo [°] en barras monitoreadas año 1 ESD min

Número nodo	Nombre nodo	Voltaje %	Ángulo	Voltaje %	Ángulo	Voltaje Δ [%]	Ángulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]		Δ [%]
1 204	CEN-69	1,017	-5,4	1,017	-5,4	0,0	0,0
12 027	CEN-692	1,017	-5,4	1,017	-5,4	0,0	0,0
12 122	MIX-69	1,014	-5,9	1,014	-5,9	0,0	0,0
12 186	TIN-69	1,013	-6,1	1,013	-6,1	0,0	0,0
12 103	LIZ-69	1,013	-6,1	1,013	-6,1	0,0	0,0
LIZ691	LIZ-691	1,013	-6,1	1,013	-6,1	0,0	0,0
LIZ692	LIZ-692	1,013	-6,1	1,013	-6,1	0,0	0,0
12 102	LFL-69	1,012	-6,1	1,012	-6,1	0,0	0,0
12 093	IND-69	1,013	-6,1	1,013	-6,1	0,0	0,0
12 260	TIN-691	1,013	-6,1	1,013	-6,1	0,0	0,0
12 187	TIN-69D	1,013	-6	1,013	-6	0,0	0,0
12 123	MIX-691	1,014	-5,9	1,014	-5,9	0,0	0,0
12 170	SLU-69D	1,014	-5,9	1,014	-5,9	0,0	0,0
12 099	LAN-69D	1,015	-5,7	1,015	-5,7	0,0	0,0
12 037	CG6-691	1,015	-5,7	1,015	-5,7	0,0	0,0
12 156	ROO-693	1,014	-5,8	1,014	-5,8	0,0	0,0
12 130	MON-693	1,014	-5,9	1,014	-5,9	0,0	0,0
TIN692	TIN-692	-	-	1,013	-6,1	N/A	N/A
LFL691	LFL-691	-	-	1,013	-6,1	N/A	N/A

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

Anexo 8. **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 [%]
1 204	CEN-69	0,985	-14	0,985	-14	0,0	0,0
12 027	CEN-692	0,985	-14	0,985	-14	0,0	0,0
12 122	MIX-69	0,972	-15,2	0,972	-15,2	0,0	0,0
12 186	TIN-69	0,964	-15,8	0,964	-15,8	0,0	0,0
12 103	LIZ-69	0,963	-15,8	0,964	-15,8	0,1	0,0
LIZ691	LIZ-691	0,963	-15,8	0,964	-15,8	0,1	0,0
LIZ692	LIZ-692	0,963	-15,8	0,964	-15,8	0,1	0,0
12 102	LFL-69	0,961	-16	0,962	-16	0,1	0,0
12 093	IND-69	0,963	-15,8	0,964	-15,8	0,1	0,0
12 260	TIN-691	0,964	-15,8	0,964	-15,8	0,0	0,0
12 187	TIN-69D	0,968	-15,4	0,968	-15,4	0,0	0,0
12 123	MIX-691	0,973	-15,2	0,973	-15,1	0,0	-0,7
12 170	SLU-69D	0,974	-15,1	0,974	-15	0,0	-0,7
12 099	LAN-69D	0,978	-14,6	0,978	-14,6	0,0	0,0
12 037	CG6-691	0,976	-14,8	0,976	-14,8	0,0	0,0
12 156	ROO-693	0,972	-15,1	0,972	-15,1	0,0	0,0
12 130	MON-693	0,969	-15,3	0,969	-15,3	0,0	0,0
TIN692	TIN-692	-	-	0,964	-15,8	N/A	N/A
LFL691	LFL-691	-	-	0,963	-15,9	N/A	N/A

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

Anexo 9. **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 [%]
1 204	CEN-69	1,004	-14,8	1,004	-14,8	0,0	0,0
12 027	CEN-692	1,004	-14,8	1,004	-14,8	0,0	0,0
12 122	MIX-69	0,992	-16,3	0,992	-16,3	0,0	0,0
12 186	TIN-69	0,985	-16,7	0,985	-16,7	0,0	0,0
12 103	LIZ-69	0,985	-16,7	0,985	-16,7	0,0	0,0
LIZ691	LIZ-691	0,985	-16,7	0,985	-16,7	0,0	0,0
LIZ692	LIZ-692	0,985	-16,7	0,985	-16,7	0,0	0,0
12 102	LFL-69	0,982	-16,9	0,983	-17	0,1	0,6
12 093	IND-69	0,985	-16,7	0,985	-16,7	0,0	0,0
12 260	TIN-691	0,985	-16,7	0,985	-16,7	0,0	0,0
12 187	TIN-69D	0,989	-16,3	0,989	-16,3	0,0	0,0
12 123	MIX-691	0,992	-16,3	0,992	-16,3	0,0	0,0
12 170	SLU-69D	0,993	-16,1	0,993	-16,1	0,0	0,0
12 099	LAN-69D	0,997	-15,6	0,997	-15,6	0,0	0,0
12 037	CG6-691	0,996	-15,6	0,996	-15,6	0,0	0,0
12 156	ROO-693	0,993	-16	0,993	-16	0,0	0,0
12 130	MON-693	0,990	-16,2	0,990	-16,2	0,0	0,0
TIN692	TIN-692	-	-	0,986	-16,7	N/A	N/A
LFL691	LFL-691	-	-	0,985	-16,8	N/A	N/A

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

Anexo 10. **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	74,324	74,293	0,031
Media	44,792	44,765	0,027
Mínima	15,801	15,798	0,003

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

Anexo 11. **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	20,351	20,321	0,030
Media	15,496	15,471	0,025
Mínima	5,886	5,884	0,002

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

Resultados de flujo de carga año 1 (2015) época húmeda

Anexo 12. **Flujos de potencia [MW] y Factor de utilización [%] 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>SALIDA LÍNEA CENTRO-ANTIGUA</b>										
CEN-69	LAN-69D	22,35	22,35	0,0	0,04	0,04	0,0	23,7	23,7	0,0
LAN-69D	SLU-69D	22,32	22,32	0,0	0,02	0,02	0,0	23,7	23,7	0,0
SLU-69D	MIX-691	22,3	22,3	0,0	0,01	0,01	0,0	28,2	28,2	0,0
MIX-691	MIX-69	22,29	22,29	0,0	0	0	0,0	28,2	28,2	0,0
<b>LÍNEA CENTRO-GUATEMALA 6</b>										
CEN-69	CEN-692	33,71	33,7	0,0	0	0	0,0	50,5	50,5	0,0

Continuación del anexo 12.

CEN-692	CG6-691	23,06	23,06	0,0	0,05	0,05	0,0	39,7	39,7	0,0
CG6-691	ROO-693	20,52	20,51	0,0	0,02	0,02	0,0	30,9	30,8	-0,3
ROO-693	MON-693	8,66	8,65	-0,1	0	0	0,0	13	13	0,0
MON-693	TIN-69D	8,66	8,65	-0,1	0	0	0,0	13	13	0,0
TIN-69D	MIX-69B	8,65	8,65	0,0	0	0	0,0	10,9	10,9	0,0
MIX-69B	TIN-69D1	8,65	8,65	0,0	0	0	0,0	10,9	10,9	0,0
TIN-69D1	TIN-69	8,65	-	N/A	0	-	N/A	18,7	-	N/A
TIN-69D1	TIN-692	-	8,65	N/A	-	0	N/A	-	10,9	N/A
TIN-692	TIN-691	-	8,65	N/A	-	0	N/A	-	10,9	N/A
TIN-69	TIN-691	2,33	-0,88	364,8	0	0	0,0	5,9	2,2	-168,2
TIN-69	IND-69	6,32	0,88	-618,2	0	0	0,0	13,7	1,9	-621,1
IND-69	LIZ-69	6,32	0,88	-618,2	0	0	0,0	13,7	1,9	-621,1
LIZ-69	LIZ-691	0,88	0,88	0,0	0	0	0,0	1,9	1,9	0,0
LIZ-691	LIZ-692	0,88	0,88	0,0	0	0	0,0	4,1	4	-2,5
LIZ-69	LFL-69	5,44	-	N/A	0	-	N/A	11,8	-	N/A
TIN-691	LFL-691	-	5,44	N/A	-	0	N/A	-	6,9	N/A
LFL-691	LFL-69	-	5,44	N/A	-	0	N/A	-	6,9	N/A

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

Anexo 13. **Flujos de potencia [MW] y factor de utilización [%] 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>SALIDA LÍNEA CENTRO-ANTIGUA</b>										
CEN-69	LAN-69D	41,44	41,44	0,0	0,14	0,14	0,0	46,6	46,6	0,0
LAN-69D	SLU-69D	41,3	41,3	0,0	0,08	0,08	0,0	46,6	46,6	0,0
SLU-69D	MIX-691	41,22	41,22	0,0	0,02	0,02	0,0	55,4	55,4	0,0
MIX-691	MIX-69	41,2	41,2	0,0	0,01	0,01	0,0	55,4	55,4	0,0
<b>LÍNEA CENTRO-GUATEMALA 6</b>										
CEN-69	CEN-692	66,84	66,82	0,0	0	0	0,0	105,4	105,4	0,0
CEN-692	CG6-691	48,46	48,43	-0,1	0,23	0,22	-4,5	88,4	88,4	0,0
CG6-691	ROO-693	43,73	43,71	0,0	0,1	0,1	0,0	70	70	0,0
ROO-693	MON-693	21,54	21,51	-0,1	0,03	0,03	0,0	34,8	34,7	-0,3
MON-693	TIN-69D	21,51	21,48	-0,1	0,01	0,01	0,0	34,8	34,7	-0,3
TIN-69D	MIX-69B	21,49	21,47	-0,1	0,02	0,02	0,0	29,2	29,2	0,0
MIX-69B	TIN-69D1	21,48	21,45	-0,1	0,02	0,02	0,0	29,2	29,2	0,0
TIN-69D1	TIN-69	21,46	-	N/A	0,01	-	N/A	49,9	-	N/A
TIN-69D1	TIN-692	-	21,41	N/A	-	0,01	N/A	-	29,1	N/A
TIN-692	TIN-691	-	21,43	N/A	-	0	N/A	-	29,2	N/A
TIN-69	TIN-691	5,53	-1,93	386,5	0	0	0,0	15,2	5,2	-192,3
TIN-69	IND-69	15,92	1,93	-724,9	0,01	0	N/A	37	4,4	-740,9
IND-69	LIZ-69	15,91	1,93	-724,4	0	0	0,0	37	4,4	-740,9
LIZ-69	LIZ-691	1,93	1,93	0,0	0	0	0,0	4,4	4,4	0,0
LIZ-691	LIZ-692	1,93	1,93	0,0	0	0	0,0	9,5	9,5	0,0
LIZ-69	LFL-69	13,99	-	N/A	0,03	-	N/A	32,6	-	N/A
TIN-691	LFL-691	-	13,97	N/A	-	0,01	N/A	-	19	N/A
LFL-691	LFL-69	-	13,97	N/A	-	0,01	N/A	-	19,1	N/A

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

Anexo 14. **Flujos de potencia [MW] y factor de utilización [%] 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>SALIDA LÍNEA CENTRO-ANTIGUA</b>										
CEN-69	LAN-69D	45,62	45,62	0,0	0,16	0,16	0,0	49,4	49,4	0,0
LAN-69D	SLU-69D	45,46	45,46	0,0	0,09	0,09	0,0	49,5	49,5	0,0
SLU-69D	MIX-691	45,37	45,37	0,0	0,02	0,02	0,0	58,8	58,8	0,0
MIX-691	MIX-69	45,35	45,35	0,0	0,01	0,01	0,0	58,8	58,8	0,0
<b>LÍNEA CENTRO-GUATEMALA 6</b>										
CEN-69	CEN-692	62,14	62,12	0,0	0	0	0,0	95,1	95,1	0,0
CEN-692	CG6-691	44,81	44,79	0,0	0,18	0,18	0,0	79,1	79,1	0,0
CG6-691	ROO-693	37,43	37,41	-0,1	0,07	0,07	0,0	58	57,9	-0,2
ROO-693	MON-693	20,08	20,06	-0,1	0,03	0,03	0,0	31,3	31,3	0,0
MON-693	TIN-69D	20,05	20,03	-0,1	0,01	0,01	0,0	31,3	31,3	0,0
TIN-69D	MIX-69B	20,04	20,02	-0,1	0,01	0,01	0,0	26,3	26,3	0,0
MIX-69B	TIN-69D1	20,02	20	-0,1	0,01	0,01	0,0	26,3	26,3	0,0
TIN-69D1	TIN-69	20,01	-	N/A	0,01	-	N/A	44,9	-	N/A
TIN-69D1	TIN-692	-	19,97	N/A	-	0	N/A	-	26,3	N/A
TIN-692	TIN-691	-	19,98	N/A	-	0	N/A	-	26,3	N/A
TIN-69	TIN-691	6,21	-0,96	746,9	0	0	0,0	16,5	2,5	-560,0
TIN-69	IND-69	13,79	0,96	-1336,5	0	0	0,0	31	2,1	-1376,2
IND-69	LIZ-69	13,78	0,96	-1335,4	0	0	0,0	31	2,1	-1376,2
LIZ-69	LIZ-691	0,96	0,96	0,0	0	0	0,0	2,1	2,1	0,0
LIZ-691	LIZ-692	0,96	0,96	0,0	0	0	0,0	4,5	4,5	0,0
LIZ-69	LFL-69	12,82	-	N/A	0,02	-	N/A	28,9	-	N/A
TIN-691	LFL-691	-	12,81	N/A	-	0	N/A	-	16,9	N/A
LFL-691	LFL-69	-	12,81	N/A	-	0,01	N/A	-	16,9	N/A

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

Anexo 15. **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>SALIDA LÍNEA CENTRO-ANTIGUA</b>							
CEN-69	LAN-69D	2,17	2,17	0,0	0,08	0,08	0,0
LAN-69D	SLU-69D	2,09	2,09	0,0	0,06	0,06	0,0
SLU-69D	MIX-691	2,02	2,02	0,0	0,01	0,01	0,0
MIX-691	MIX-69	2,01	2,01	0,0	0	0	0,0
<b>LÍNEA CENTRO-GUATEMALA 6</b>							
CEN-69	CEN-692	2,51	2,39	-5,0	0	0	0,0
CEN-692	CG6-691	1,91	1,89	-1,1	0,11	0,11	0,0
CG6-691	ROO-693	1,67	1,65	-1,2	0,03	0,03	0,0
ROO-693	MON-693	0,52	0,5	-4,0	-0,03	-0,03	0,0
MON-693	TIN-69D	0,55	0,53	-3,8	-0,01	-0,01	0,0
TIN-69D	MIX-69B	0,56	0,54	-3,7	-0,02	-0,02	0,0
MIX-69B	TIN-69D1	0,58	0,55	-5,5	-0,02	-0,02	0,0

Continuación del anexo 15.

TIN-69D1	TIN-69	0,6	-	N/A	0	-	N/A
TIN-69D1	TIN-692	-	0,57	N/A	-	-0,01	N/A
TIN-692	TIN-691	-	0,58	N/A	-	0	N/A
TIN-69	TIN-691	0,19	0,01	-1800,0	0	0	0,0
TIN-69	IND-69	0,41	0,01	-4000,0	-0,01	-0,01	0,0
IND-69	LIZ-69	0,42	0,01	-4100,0	0	0	0,0
LIZ-69	LIZ-691	0,01	0,01	0,0	0	0	0,0
LIZ-691	LIZ-692	0	0	0,0	0	0	0,0
LIZ-69	LFL-69	0,43	-	N/A	-0,03	-	N/A
TIN-691	LFL-691	-	0,41	N/A	-	-0,02	N/A
LFL-691	LFL-69	-	0,43	N/A	-	-0,03	N/A

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

### Anexo 16. 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>SALIDA LÍNEA CENTRO-ANTIGUA</b>							
CEN-69	LAN-69D	14,07	14,07	0,0	0,49	0,49	0,0
LAN-69D	SLU-69D	13,58	13,58	0,0	0,34	0,34	0,0
SLU-69D	MIX-691	13,24	13,24	0,0	0,08	0,08	0,0
MIX-691	MIX-69	13,16	13,16	0,0	0,02	0,02	0,0
<b>LÍNEA CENTRO-GUATEMALA 6</b>							
CEN-69	CEN-692	20,64	20,64	0,0	0	0	0,0
CEN-692	CG6-691	16,21	16,17	-0,2	0,76	0,76	0,0
CG6-691	ROO-693	14,42	14,38	-0,3	0,3	0,29	-3,4
ROO-693	MON-693	7,28	7,24	-0,6	0,07	0,07	0,0
MON-693	TIN-69D	7,21	7,17	-0,6	0,03	0,03	0,0
TIN-69D	MIX-69B	7,18	7,14	-0,6	0,05	0,04	-25,0
MIX-69B	TIN-69D1	7,14	7,09	-0,7	0,05	0,04	-25,0
TIN-69D1	TIN-69	7,09	-	N/A	0,01	-	N/A
TIN-69D1	TIN-692	-	7,06	N/A	-	-0,01	N/A
TIN-692	TIN-691	-	7,06	N/A	-	0	N/A
TIN-69	TIN-691	1,84	0,57	-222,8	0	0	0,0
TIN-69	IND-69	5,24	0,56	-835,7	0	-0,01	100,0
IND-69	LIZ-69	5,24	0,57	-819,3	0	0	0,0
LIZ-69	LIZ-691	0,57	0,57	0,0	0	0	0,0
LIZ-691	LIZ-692	0,57	0,57	0,0	0	0	0,0
LIZ-69	LFL-69	4,66	-	N/A	0,01	-	N/A
TIN-691	LFL-691	-	4,66	N/A	-	0	N/A
LFL-691	LFL-69	-	4,65	N/A	-	0,01	N/A

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

Anexo 17. **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>SALIDA LÍNEA CENTRO-ANTIGUA</b>							
CEN-69	LAN-69D	8,64	8,64	0,0	0,56	0,56	0,0
LAN-69D	SLU-69D	8,08	8,08	0,0	0,38	0,38	0,0
SLU-69D	MIX-691	7,7	7,7	0,0	0,09	0,09	0,0
MIX-691	MIX-69	7,61	7,61	0,0	0,03	0,03	0,0
<b>LÍNEA CENTRO-GUATEMALA 6</b>							
CEN-69	CEN-692	11,03	10,97	-0,5	0	0	0,0
CEN-692	CG6-691	8,98	8,95	-0,3	0,6	0,6	0,0
CG6-691	ROO-693	7,57	7,54	-0,4	0,19	0,19	0,0
ROO-693	MON-693	4,47	4,44	-0,7	0,05	0,05	0,0
MON-693	TIN-69D	4,42	4,39	-0,7	0,02	0,02	0,0
TIN-69D	MIX-69B	4,41	4,37	-0,9	0,03	0,03	0,0
MIX-69B	TIN-69D1	4,37	4,34	-0,7	0,03	0,03	0,0
TIN-69D1	TIN-69	4,34	-	N/A	0,01	-	N/A
TIN-69D1	TIN-692	-	4,31	N/A	-	-0,01	N/A
TIN-692	TIN-691	-	4,32	N/A	-	0	N/A
TIN-69	TIN-691	1,38	0	N/A	0	0	0,0
TIN-69	IND-69	2,95	0	N/A	0	-0,01	100,0
IND-69	LIZ-69	2,95	0,01	-29400,0	0	0	0,0
LIZ-69	LIZ-691	0,01	0,01	0,0	0	0	0,0
LIZ-691	LIZ-692	0,02	0,02	0,0	0	0	0,0
LIZ-69	LFL-69	2,94	-	N/A	0	-	N/A
TIN-691	LFL-691	-	2,93	N/A	-	0	N/A
LFL-691	LFL-69	-	2,93	N/A	-	0	N/A

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

Anexo 18. **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 [%]
1 204	CEN-69	1,003	-12,2	1,003	-12,2	0,0	0,0
12 027	CEN-692	1,003	-12,2	1,003	-12,2	0,0	0,0
12 122	MIX-69	0,999	-12,8	0,999	-12,8	0,0	0,0
12 186	TIN-69	0,997	-13	0,997	-13	0,0	0,0
12 103	LIZ-69	0,997	-13	0,997	-13	0,0	0,0
LIZ691	LIZ-691	0,997	-13	0,997	-13	0,0	0,0
LIZ692	LIZ-692	0,997	-13	0,997	-13	0,0	0,0
12 102	LFL-69	0,996	-13,1	0,997	-13,1	0,1	0,0
12 093	IND-69	0,997	-13	0,997	-13	0,0	0,0
12 260	TIN-691	0,997	-13	0,997	-13	0,0	0,0
12 187	TIN-69D	0,998	-12,9	0,998	-12,9	0,0	0,0
12 123	MIX-691	0,999	-12,8	0,999	-12,8	0,0	0,0

Continuación del anexo 18.

12 170	SLU-69D	0,999	-12,8	0,999	-12,8	0,0	0,0
12 099	LAN-69D	1,001	-12,5	1,001	-12,5	0,0	0,0
12 037	CG6-691	1,000	-12,6	1,000	-12,6	0,0	0,0
12 156	ROO-693	0,999	-12,7	0,999	-12,7	0,0	0,0
12 130	MON-693	0,998	-12,8	0,998	-12,8	0,0	0,0
TIN692	TIN-692	-	-	0,997	-13	N/A	N/A
LFL691	LFL-691	-	-	0,997	-13	N/A	N/A

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

Anexo 19. **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 [%]
1 204	CEN-69	0,995	-15,8	0,995	-15,8	0,0	0,0
12 027	CEN-692	0,995	-15,8	0,995	-15,8	0,0	0,0
12 122	MIX-69	0,982	-17	0,982	-16,9	0,0	-0,6
12 186	TIN-69	0,973	-17,6	0,974	-17,5	0,1	-0,6
12 103	LIZ-69	0,973	-17,6	0,974	-17,5	0,1	-0,6
LIZ691	LIZ-691	0,973	-17,6	0,974	-17,5	0,1	-0,6
LIZ692	LIZ-692	0,973	-17,6	0,974	-17,5	0,1	-0,6
12 102	LFL-69	0,970	-17,7	0,972	-17,7	0,2	0,0
12 093	IND-69	0,973	-17,6	0,974	-17,5	0,1	-0,6
12 260	TIN-691	0,973	-17,6	0,974	-17,5	0,1	-0,6
12 187	TIN-69D	0,977	-17,2	0,978	-17,2	0,1	0,0
12 123	MIX-691	0,982	-16,9	0,982	-16,9	0,0	0,0
12 170	SLU-69D	0,983	-16,8	0,983	-16,8	0,0	0,0
12 099	LAN-69D	0,988	-16,4	0,988	-16,4	0,0	0,0
12 037	CG6-691	0,986	-16,6	0,986	-16,5	0,0	-0,6
12 156	ROO-693	0,981	-16,9	0,981	-16,9	0,0	0,0
12 130	MON-693	0,979	-17,1	0,979	-17,1	0,0	0,0
TIN692	TIN-692	-	-	0,974	-17,5	N/A	N/A
LFL691	LFL-691	-	-	0,973	-17,6	N/A	N/A

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

Anexo 20. **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 [%]
1 204	CEN-69	0,995	-16,5	0,995	-16,5	0,0	0,0
12 027	CEN-692	0,995	-16,5	0,995	-16,5	0,0	0,0
12 122	MIX-69	0,984	-17,8	0,984	-17,8	0,0	0,0
12 186	TIN-69	0,979	-18,2	0,979	-18,2	0,0	0,0
12 103	LIZ-69	0,979	-18,2	0,979	-18,2	0,0	0,0
LIZ691	LIZ-691	0,979	-18,2	0,979	-18,2	0,0	0,0
LIZ692	LIZ-692	0,979	-18,2	0,979	-18,2	0,0	0,0
12 102	LFL-69	0,976	-18,4	0,978	-18,4	0,2	0,0
12 093	IND-69	0,979	-18,2	0,979	-18,2	0,0	0,0
12 260	TIN-691	0,979	-18,2	0,979	-18,2	0,0	0,0
12 187	TIN-69D	0,982	-17,8	0,982	-17,8	0,0	0,0
12 123	MIX-691	0,985	-17,8	0,985	-17,8	0,0	0,0
12 170	SLU-69D	0,985	-17,7	0,985	-17,7	0,0	0,0
12 099	LAN-69D	0,989	-17,2	0,989	-17,2	0,0	0,0
12 037	CG6-691	0,988	-17,2	0,988	-17,2	0,0	0,0
12 156	ROO-693	0,985	-17,5	0,985	-17,5	0,0	0,0
12 130	MON-693	0,983	-17,8	0,983	-17,8	0,0	0,0
TIN692	TIN-692	-	-	0,979	-18,1	N/A	N/A
LFL691	LFL-691	-	-	0,979	-18,2	N/A	N/A

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

Anexo 21. **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	65,904	65,88	0,024
Media	55,892	55,861	0,031
Mínima	27,049	27,045	0,004

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

Anexo 22. **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	13,979	13,959	0,020
Media	13,978	13,95	0,028
Mínima	4,135	4,132	0,003

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

Resultados de flujo de carga año 2 (2017) época seca

Anexo 23. **Flujos de potencia [MW] y Factor de utilización [%] en líneas de 69 kV monitoreadas año 2 ESD 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>SALIDA LÍNEA CENTRO-ANTIGUA</b>										
CEN-69	LAN-69D	19,47	19,47	0,0	0,03	0,03	0,0	20,3	20,3	0,0
LAN-69D	SLU-69D	19,45	19,45	0,0	0,01	0,01	0,0	20,3	20,3	0,0
SLU-69D	MIX-691	19,43	19,43	0,0	0	0	0,0	24,2	24,2	0,0
MIX-691	MIX-69	19,43	19,43	0,0	0	0	0,0	24,2	24,2	0,0
<b>LÍNEA CENTRO-GUATEMALA 6</b>										
CEN-69	CEN-692	31,62	31,62	0,0	0	0	0,0	46,6	46,6	0,0
CEN-692	CG6-691	20,49	20,49	0,0	0,03	0,03	0,0	34,7	34,7	0,0
CG6-691	ROO-693	17,86	17,86	0,0	0,01	0,01	0,0	26,4	26,4	0,0
ROO-693	MON-693	7,53	7,53	0,0	0	0	0,0	11,1	11,1	0,0
MON-693	TIN-69D	7,53	7,53	0,0	0	0	0,0	11,1	11,1	0,0
TIN-69D	MIX-69B	7,53	7,52	-0,1	0	0	0,0	9,4	9,4	0,0
MIX-69B	TIN-69D1	7,52	7,52	0,0	0	0	0,0	9,4	9,4	0,0
TIN-69D1	TIN-69	7,52	-	N/A	0	-	N/A	16	-	N/A
TIN-69D1	TIN-692	-	7,52	N/A	-	0	N/A	-	9,4	N/A
TIN-692	TIN-691	-	7,52	N/A	-	0	N/A	-	9,4	N/A
TIN-69	TIN-691	2,03	-0,76	367,1	0	0	0,0	5,1	1,9	-168,4
TIN-69	IND-69	5,49	0,77	-613,0	0	0	0,0	11,7	1,6	-631,3
IND-69	LIZ-69	5,49	0,76	-622,4	0	0	0,0	11,7	1,6	-631,3
LIZ-69	LIZ-691	0,77	0,77	0,0	0	0	0,0	1,6	1,6	0,0
LIZ-691	LIZ-692	0,77	0,77	0,0	0	0	0,0	3,5	3,5	0,0
LIZ-69	LFL-69	4,72	-	N/A	0	-	N/A	10,1	-	N/A
TIN-691	LFL-691	-	4,72	N/A	-	0	N/A	-	5,9	N/A
LFL-691	LFL-69	-	4,72	N/A	-	0	N/A	-	5,9	N/A

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

Anexo 24. **Flujos de potencia [MW] y factor de utilización [%] en líneas de 69 kV monitoreadas año 2 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>SALIDA LÍNEA CENTRO-ANTIGUA</b>										
CEN-69	LAN-69D	42,36	42,35	0,0	0,15	0,15	0,0	48,2	48,2	0,0
LAN-69D	SLU-69D	42,21	42,2	0,0	0,08	0,08	0,0	48,2	48,2	0,0
SLU-69D	MIX-691	42,12	42,12	0,0	0,02	0,02	0,0	57,4	57,3	-0,2
MIX-691	MIX-69	42,1	42,1	0,0	0,01	0,01	0,0	57,4	57,4	0,0
<b>LÍNEA CENTRO-GUATEMALA 6</b>										
CEN-69	CEN-692	65,63	65,6	0,0	0	0	0,0	105	104,9	-0,1
CEN-692	CG6-691	49,67	49,65	0,0	0,24	0,24	0,0	91,8	91,7	-0,1
CG6-691	ROO-693	44,76	44,73	-0,1	0,11	0,11	0,0	72,6	72,5	-0,1
ROO-693	MON-693	22,08	22,05	-0,1	0,04	0,04	0,0	36,1	36	-0,3
MON-693	TIN-69D	22,04	22,01	-0,1	0,01	0,01	0,0	36,1	36	-0,3
TIN-69D	MIX-69B	22,03	22	-0,1	0,02	0,02	0,0	30,3	30,3	0,0
MIX-69B	TIN-69D1	22,01	21,98	-0,1	0,02	0,02	0,0	30,3	30,3	0,0
TIN-69D1	TIN-69	21,99	-	N/A	0,01	-	N/A	51,8	-	N/A
TIN-69D1	TIN-692	-	21,96	N/A	-	0,01	N/A	-	30,3	N/A
TIN-692	TIN-691	-	21,96	N/A	-	0	N/A	-	30,3	N/A
TIN-69	TIN-691	5,65	-1,97	386,8	0	0	0,0	15,7	5,4	-190,7
TIN-69	IND-69	16,33	1,97	-728,9	0,01	0	N/A	38,5	4,6	-737,0
IND-69	LIZ-69	16,32	1,97	-728,4	0	0	0,0	38,5	4,6	-737,0
LIZ-69	LIZ-691	1,97	1,97	0,0	0	0	0,0	4,6	4,6	0,0
LIZ-691	LIZ-692	1,97	1,97	0,0	0	0	0,0	9,8	9,8	0,0
LIZ-69	LFL-69	14,35	-	N/A	0,03	-	N/A	33,9	-	N/A
TIN-691	LFL-691	-	14,33	N/A	-	0,01	N/A	-	19,8	N/A
LFL-691	LFL-69	-	14,33	N/A	-	0,01	N/A	-	19,8	N/A

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

Anexo 25. **Flujos de potencia [MW] y Factor de utilización [%] en líneas de 69 kV monitoreadas año 2 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>SALIDA LÍNEA CENTRO-ANTIGUA</b>										
CEN-69	LAN-69D	56,89	56,89	0,0	0,25	0,25	0,0	62,1	62,1	0,0
LAN-69D	SLU-69D	56,64	56,64	0,0	0,14	0,14	0,0	62,1	62,1	0,0
SLU-69D	MIX-691	56,51	56,5	0,0	0,04	0,04	0,0	73,8	73,8	0,0
MIX-691	MIX-69	56,46	56,46	0,0	0,01	0,01	0,0	73,8	73,8	0,0
<b>LÍNEA CENTRO-GUATEMALA 6</b>										
CEN-69	CEN-692	70,35	70,32	0,0	0	0	0,0	108,6	108,5	-0,1
CEN-692	CG6-691	54,65	54,61	-0,1	0,27	0,27	0,0	97,1	97	-0,1
CG6-691	ROO-693	46,9	46,87	-0,1	0,11	0,11	0,0	73,2	73,1	-0,1
ROO-693	MON-693	25,29	25,26	-0,1	0,04	0,04	0,0	39,8	39,8	0,0
MON-693	TIN-69D	25,25	25,22	-0,1	0,02	0,02	0,0	39,8	39,8	0,0
TIN-69D	MIX-69B	25,23	25,2	-0,1	0,02	0,02	0,0	33,5	33,4	-0,3

Continuación del anexo 25.

MIX-69B	TIN-69D1	25,21	25,17	-0,2	0,02	0,02	0,0	33,5	33,4	-0,3
TIN-69D1	TIN-69	25,18	-	N/A	0,01	-	N/A	57,2	-	N/A
TIN-69D1	TIN-692	-	25,15	N/A	-	0,01	N/A	-	33,4	N/A
TIN-692	TIN-691	-	25,15	N/A	-	0	N/A	-	33,4	N/A
TIN-69	TIN-691	7,72	-1,19	748,7	0	0	0,0	20,6	3,1	-564,5
TIN-69	IND-69	17,45	1,19	-1366,4	0,01	0	N/A	39,6	2,6	-1423,1
IND-69	LIZ-69	17,45	1,19	-1366,4	0	0	0,0	39,6	2,6	-1423,1
LIZ-69	LIZ-691	1,19	1,19	0,0	0	0	0,0	2,6	2,6	0,0
LIZ-691	LIZ-692	1,19	1,19	0,0	0	0	0,0	5,6	5,6	0,0
LIZ-69	LFL-69	16,25	-	N/A	0,03	-	N/A	37,1	-	N/A
TIN-691	LFL-691	-	16,23	N/A	-	0,01	N/A	-	21,7	N/A
LFL-691	LFL-69	-	16,22	N/A	-	0,01	N/A	-	21,7	N/A

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

## Anexo 26. Flujos de potencia [MVAR] y pérdidas [MVAR] en líneas de 69 kV monitoreadas año 2 ESD min

Barra		Potencia reactiva			Pérdidas (reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CP [MVAR]	$\Delta$ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	$\Delta$ [%]
<b>SALIDA LÍNEA CENTRO-ANTIGUA</b>							
CEN-69	LAN-69D	1,64	1,64	0,0	0,04	0,04	0,0
LAN-69D	SLU-69D	1,6	1,6	0,0	0,04	0,04	0,0
SLU-69D	MIX-691	1,57	1,57	0,0	0,01	0,01	0,0
MIX-691	MIX-69	1,56	1,55	-0,6	0	0	0,0
<b>LÍNEA CENTRO-GUATEMALA 6</b>							
CEN-69	CEN-692	1,46	1,46	0,0	0	0	0,0
CEN-692	CG6-691	1,5	1,47	-2,0	0,07	0,07	0,0
CG6-691	ROO-693	1,28	1,26	-1,6	0,02	0,02	0,0
ROO-693	MON-693	0,4	0,38	-5,3	-0,03	-0,03	0,0
MON-693	TIN-69D	0,43	0,41	-4,9	-0,01	-0,01	0,0
TIN-69D	MIX-69B	0,44	0,42	-4,8	-0,02	-0,02	0,0
MIX-69B	TIN-69D1	0,46	0,44	-4,5	-0,02	-0,02	0,0
TIN-69D1	TIN-69	0,48	-	N/A	-0,01	-	N/A
TIN-69D1	TIN-692	-	0,46	N/A	-	-0,01	N/A
TIN-692	TIN-691	-	0,48	N/A	-	0	N/A
TIN-69	TIN-691	0,16	0,02	-700,0	0	0	0,0
TIN-69	IND-69	0,33	0	N/A	-0,01	-0,01	0,0
IND-69	LIZ-69	0,34	0,01	-3300,0	0	0	0,0
LIZ-69	LIZ-691	0	0	0,0	0	0	0,0
LIZ-691	LIZ-692	0	0	0,0	0	0	0,0
LIZ-69	LFL-69	0,33	-	N/A	-0,04	-	N/A
TIN-691	LFL-691	-	0,32	N/A	-	-0,02	N/A
LFL-691	LFL-69	-	0,34	N/A	-	-0,03	N/A

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

Anexo 27. **Flujos de potencia [MVAR] y pérdidas [MVAR] en líneas de 69 kV monitoreadas año 2 ESD med**

Barra		Potencia reactiva			Pérdidas (reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
<b>SALIDA LÍNEA CENTRO - ANTIGUA</b>							
CEN-69	LAN-69D	14,64	14,61	-0,2	0,53	0,53	0,0
LAN-69D	SLU-69D	14,11	14,08	-0,2	0,36	0,36	0,0
SLU-69D	MIX-691	13,74	13,71	-0,2	0,08	0,08	0,0
MIX-691	MIX-69	13,66	13,64	-0,1	0,03	0,03	0,0
<b>LÍNEA CENTRO - GUATEMALA 6</b>							
CEN-69	CEN-692	21,13	21,08	-0,2	0	0	0,0
CEN-692	CG6-691	16,9	16,88	-0,1	0,82	0,82	0,0
CG6-691	ROO-693	15	14,98	-0,1	0,32	0,32	0,0
ROO-693	MON-693	7,56	7,55	-0,1	0,08	0,08	0,0
MON-693	TIN-69D	7,48	7,47	-0,1	0,03	0,03	0,0
TIN-69D	MIX-69B	7,45	7,44	-0,1	0,05	0,05	0,0
MIX-69B	TIN-69D1	7,4	7,39	-0,1	0,05	0,05	0,0
TIN-69D1	TIN-69	7,35	-	N/A	0,01	-	N/A
TIN-69D1	TIN-692	-	7,34	N/A	-	0,02	N/A
TIN-692	TIN-691	-	7,32	N/A	-	0	N/A
TIN-69	TIN-691	1,89	0,57	-231,6	0	0	0,0
TIN-69	IND-69	5,45	0,57	-856,1	0,01	-0,01	200,0
IND-69	LIZ-69	5,44	0,58	-837,9	0	0	0,0
LIZ-69	LIZ-691	0,58	0,58	0,0	0	0	0,0
LIZ-691	LIZ-692	0,59	0,59	0,0	0	0	0,0
LIZ-69	LFL-69	4,85	-	N/A	0,01	-	N/A
TIN-691	LFL-691	-	4,85	N/A	-	0,01	N/A
LFL-691	LFL-69	-	4,84	N/A	-	0,01	N/A

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

Anexo 28. **Flujos de potencia [MVAR] y pérdidas [MVAR] en líneas de 69 kV monitoreadas año 2 ESD max**

Barra		Potencia reactiva			Pérdidas (reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
<b>SALIDA LÍNEA CENTRO-ANTIGUA</b>							
CEN-69	LAN-69D	12,47	12,47	0,0	0,92	0,92	0,0
LAN-69D	SLU-69D	11,55	11,55	0,0	0,62	0,62	0,0
SLU-69D	MIX-691	10,92	10,92	0,0	0,14	0,14	0,0
MIX-691	MIX-69	10,77	10,78	0,1	0,04	0,04	0,0
<b>LÍNEA CENTRO-GUATEMALA 6</b>							
CEN-69	CEN-692	15,11	15,05	-0,4	0,01	0,01	0,0
CEN-692	CG6-691	12,42	12,41	-0,1	0,92	0,92	0,0
CG6-691	ROO-693	10,68	10,67	-0,1	0,33	0,32	-3,1
ROO-693	MON-693	6,27	6,25	-0,3	0,1	0,1	0,0
MON-693	TIN-69D	6,17	6,15	-0,3	0,04	0,04	0,0
TIN-69D	MIX-69B	6,13	6,11	-0,3	0,07	0,07	0,0

Continuación del anexo 28.

MIX-69B	TIN-69D1	6,06	6,05	-0,2	0,07	0,07	0,0
TIN-69D1	TIN-69	5,99	-	N/A	0,02	-	N/A
TIN-69D1	TIN-692	-	5,98	N/A	-	0,02	N/A
TIN-692	TIN-691	-	5,96	N/A	-	0	N/A
TIN-69	TIN-691	1,8	0,01	-17900,0	0	0	0,0
TIN-69	IND-69	4,17	0,01	-41600,0	0,01	-0,01	200,0
IND-69	LIZ-69	4,16	0,02	-20700,0	0	0	0,0
LIZ-69	LIZ-691	0,02	0,02	0,0	0	0	0,0
LIZ-691	LIZ-692	0,02	0,02	0,0	0	0	0,0
LIZ-69	LFL-69	4,14	-	N/A	0,02	-	N/A
TIN-691	LFL-691	-	4,14	N/A	-	0,01	N/A
LFL-691	LFL-69	-	4,13	N/A	-	0,02	N/A

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

## Anexo 29. Voltajes en barras [pu] y ángulo [°] en barras monitoreadas año 2 ESD min

Número nodo	Nombre nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
1 204	CEN-69	1,019	-4,6	1,019	-4,6	0,0	0,0
12 027	CEN-692	1,019	-4,6	1,019	-4,6	0,0	0,0
12 122	MIX-69	1,015	-5,2	1,015	-5,2	0,0	0,0
12 186	TIN-69	1,014	-5,3	1,014	-5,4	0,0	1,9
12 103	LIZ-69	1,014	-5,4	1,014	-5,4	0,0	0,0
LIZ691	LIZ-691	1,014	-5,4	1,014	-5,4	0,0	0,0
LIZ692	LIZ-692	1,014	-5,4	1,014	-5,4	0,0	0,0
12 102	LFL-69	1,013	-5,4	1,014	-5,4	0,1	0,0
12 093	IND-69	1,014	-5,4	1,014	-5,4	0,0	0,0
12 260	TIN-691	1,014	-5,3	1,014	-5,4	0,0	1,9
12 187	TIN-69D	1,015	-5,2	1,015	-5,2	0,0	0,0
12 123	MIX-691	1,015	-5,2	1,015	-5,2	0,0	0,0
12 170	SLU-69D	1,016	-5,1	1,016	-5,1	0,0	0,0
12 099	LAN-69D	1,017	-4,9	1,017	-4,9	0,0	0,0
12 037	CG6-691	1,016	-5	1,016	-5	0,0	0,0
12 156	ROO-693	1,015	-5,1	1,015	-5,1	0,0	0,0
12 130	MON-693	1,015	-5,2	1,015	-5,2	0,0	0,0
TIN692	TIN-692	-	-	1,014	-5,4	N/A	N/A
LFL691	LFL-691	-	-	1,014	-5,4	N/A	N/A

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

Anexo 30. **Voltajes en barras [pu] y ángulo [°] en barras monitoreadas  
año 2 ESD med**

Número nodo	Nombre nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
1 204	CEN-69	0,985	-14,1	0,985	-14,1	0,0	0,0
12 027	CEN-692	0,985	-14,1	0,985	-14,1	0,0	0,0
12 122	MIX-69	0,971	-15,3	0,971	-15,3	0,0	0,0
12 186	TIN-69	0,962	-15,9	0,962	-16	0,0	0,6
12 103	LIZ-69	0,962	-16	0,962	-16	0,0	0,0
LIZ691	LIZ-691	0,962	-16	0,962	-16	0,0	0,0
LIZ692	LIZ-692	0,962	-16	0,962	-16	0,0	0,0
12 102	LFL-69	0,959	-16,1	0,960	-16,2	0,1	0,6
12 093	IND-69	0,962	-16	0,962	-16	0,0	0,0
12 260	TIN-691	0,962	-16	0,962	-16	0,0	0,0
12 187	TIN-69D	0,967	-15,6	0,967	-15,6	0,0	0,0
12 123	MIX-691	0,972	-15,3	0,972	-15,3	0,0	0,0
12 170	SLU-69D	0,973	-15,2	0,973	-15,2	0,0	0,0
12 099	LAN-69D	0,977	-14,7	0,977	-14,7	0,0	0,0
12 037	CG6-691	0,975	-14,9	0,975	-14,9	0,0	0,0
12 156	ROO-693	0,971	-15,2	0,971	-15,3	0,0	0,7
12 130	MON-693	0,968	-15,5	0,968	-15,5	0,0	0,0
TIN692	TIN-692	-	-	0,963	-16	N/A	N/A
LFL691	LFL-691	-	-	0,962	-16,1	N/A	N/A

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

Anexo 31. **Voltajes en barras [pu] y ángulo [°] en barras monitoreadas  
año 2 ESD max**

Número nodo	Nombre nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
1 204	CEN-69	0,994	-15,7	0,994	-15,7	0,0	0,0
12 027	CEN-692	0,994	-15,7	0,994	-15,7	0,0	0,0
12 122	MIX-69	0,980	-17,4	0,980	-17,4	0,0	0,0
12 186	TIN-69	0,973	-17,8	0,974	-17,9	0,1	0,6
12 103	LIZ-69	0,973	-17,9	0,973	-17,9	0,0	0,0
LIZ691	LIZ-691	0,973	-17,9	0,973	-17,9	0,0	0,0
LIZ692	LIZ-692	0,973	-17,9	0,973	-17,9	0,0	0,0
12 102	LFL-69	0,970	-18,1	0,971	-18,1	0,1	0,0
12 093	IND-69	0,973	-17,9	0,973	-17,9	0,0	0,0
12 260	TIN-691	0,973	-17,9	0,974	-17,9	0,1	0,0
12 187	TIN-69D	0,977	-17,4	0,978	-17,4	0,1	0,0
12 123	MIX-691	0,980	-17,4	0,980	-17,4	0,0	0,0
12 170	SLU-69D	0,982	-17,2	0,982	-17,2	0,0	0,0
12 099	LAN-69D	0,986	-16,6	0,986	-16,6	0,0	0,0
12 037	CG6-691	0,985	-16,7	0,985	-16,6	0,0	-0,6
12 156	ROO-693	0,981	-17	0,981	-17	0,0	0,0
12 130	MON-693	0,979	-17,3	0,979	-17,3	0,0	0,0
TIN692	TIN-692	-	-	0,974	-17,9	N/A	N/A
LFL691	LFL-691	-	-	0,973	-18	N/A	N/A

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

Anexo 32. **Ahorro de pérdidas de potencia [MW] en el S. N. I. al incluir el nuevo proyecto año 2 ESD min, ESD med y ESD max**

Época seca	Pérdidas MW		
	CB	CP	Ahorro
Máxima	83,849	83,812	0,037
Media	50,965	50,988	-0,023
Mínima	17,953	17,951	0,002

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

Anexo 33. **Ahorro de pérdidas de potencia [MW] en la zona 2 al incluir el nuevo proyecto año 2 ESD min, ESD med y ESD max**

Época seca	Pérdidas MW		
	CB	CP	Ahorro
Máxima	22,622	22,587	0,035
Media	17,003	16,976	0,027
Mínima	6,612	6,61	0,002

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

Resultados de flujo de carga año 2 (2017) época húmeda

Anexo 34. **Flujos de potencia [MW] y factor de utilización [%] en líneas de 69 kV monitoreadas año 2 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>SALIDA LÍNEA CENTRO-ANTIGUA</b>										
CEN-69	LAN-69D	24,48	24,48	0,0	0,04	0,04	0,0	26	26	0,0
LAN-69D	SLU-69D	24,44	24,44	0,0	0,02	0,02	0,0	26	26	0,0
SLU-69D	MIX-691	24,42	24,42	0,0	0,01	0,01	0,0	30,9	30,9	0,0
MIX-691	MIX-69	24,41	24,41	0,0	0	0	0,0	30,9	30,9	0,0
<b>LÍNEA CENTRO-GUATEMALA 6</b>										
CEN-69	CEN-692	38,41	38,41	0,0	0	0	0,0	57,6	57,6	0,0
CEN-692	CG6-691	25,27	25,27	0,0	0,05	0,05	0,0	43,6	43,6	0,0
CG6-691	ROO-693	22,48	22,48	0,0	0,02	0,02	0,0	33,8	33,8	0,0
ROO-693	MON-693	9,5	9,5	0,0	0,01	0,01	0,0	14,3	14,3	0,0
MON-693	TIN-69D	9,49	9,49	0,0	0	0	0,0	14,3	14,3	0,0
TIN-69D	MIX-69B	9,49	9,49	0,0	0	0	0,0	12	12	0,0

Continuación del anexo 34.

MIX-69B	TIN-69D1	9,48	9,48	0,0	0	0	0,0	12	12	0,0
TIN-69D1	TIN-69	9,48	-	N/A	0	-	N/A	20,5	-	N/A
TIN-69D1	TIN-692	-	9,48	N/A	-	0	N/A	-	12	N/A
TIN-692	TIN-691	-	9,48	N/A	-	0	N/A	-	12	N/A
TIN-69	TIN-691	2,55	-0,96	365,6	0	0	0,0	6,5	2,4	-170,8
TIN-69	IND-69	6,93	0,96	-621,9	0	0	0,0	15	2,1	-614,3
IND-69	LIZ-69	6,93	0,96	-621,9	0	0	0,0	15	2,1	-614,3
LIZ-69	LIZ-691	0,96	0,96	0,0	0	0	0,0	2,1	2,1	0,0
LIZ-691	LIZ-692	0,96	0,96	0,0	0	0	0,0	4,4	4,4	0,0
LIZ-69	LFL-69	5,97	-	N/A	0	-	N/A	12,9	-	N/A
TIN-691	LFL-691	-	5,97	N/A	-	0	N/A	-	7,6	N/A
LFL-691	LFL-69	-	5,97	N/A	-	0	N/A	-	7,6	N/A

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

### Anexo 35. Flujos de potencia [MW] y factor de utilización [%] en líneas de 69 kV monitoreadas año 2 EHD 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>SALIDA LÍNEA CENTRO-ANTIGUA</b>										
CEN-69	LAN-69D	45,42	45,42	0,0	0,17	0,17	0,0	50,9	50,9	0,0
LAN-69D	SLU-69D	45,25	45,25	0,0	0,09	0,09	0,0	50,9	50,9	0,0
SLU-69D	MIX-691	45,16	45,16	0,0	0,03	0,03	0,0	60,6	60,6	0,0
MIX-691	MIX-69	45,13	45,14	0,0	0,01	0,01	0,0	60,6	60,6	0,0
<b>LÍNEA CENTRO-GUATEMALA 6</b>										
CEN-69	CEN-692	73,03	73	0,0	0	0	0,0	114,7	114,8	0,1
CEN-692	CG6-691	53,22	53,18	-0,1	0,27	0,27	0,0	96,9	96,8	-0,1
CG6-691	ROO-693	48,02	47,99	-0,1	0,12	0,12	0,0	76,8	76,7	-0,1
ROO-693	MON-693	23,71	23,68	-0,1	0,04	0,04	0,0	38,2	38,1	-0,3
MON-693	TIN-69D	23,67	23,64	-0,1	0,02	0,02	0,0	38,2	38,1	-0,3
TIN-69D	MIX-69B	23,66	23,62	-0,2	0,02	0,02	0,0	32,1	32	-0,3
MIX-69B	TIN-69D1	23,63	23,6	-0,1	0,02	0,02	0,0	32,1	32	-0,3
TIN-69D1	TIN-69	23,61	-	N/A	0,01	-	N/A	54,8	-	N/A
TIN-69D1	TIN-692	-	23,58	N/A	-	0,01	N/A	-	32	N/A
TIN-692	TIN-691	-	23,57	N/A	-	0	N/A	-	32	N/A
TIN-69	TIN-691	6,06	-2,11	387,2	0	0	0,0	16,6	5,7	-191,2
TIN-69	IND-69	17,55	2,11	-731,8	0,01	0	N/A	40,8	4,8	-750,0
IND-69	LIZ-69	17,54	2,11	-731,3	0	0	0,0	40,8	4,8	-750,0
LIZ-69	LIZ-691	2,11	2,11	0,0	0	0	0,0	4,8	4,8	0,0
LIZ-691	LIZ-692	2,11	2,11	0,0	0	0	0,0	10,4	10,3	-1,0
LIZ-69	LFL-69	15,43	-	N/A	0,03	-	N/A	35,9	-	N/A
TIN-691	LFL-691	-	15,41	N/A	-	0,01	N/A	-	21	N/A
LFL-691	LFL-69	-	15,4	N/A	-	0,01	N/A	-	21	N/A

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

Anexo 36. **Flujos de potencia [MW] y factor de utilización [%] en líneas de 69 kV monitoreadas año 2 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>SALIDA LÍNEA CENTRO - ANTIGUA</b>										
CEN-69	LAN-69D	50,03	50,03	0,0	0,2	0,2	0,0	54,9	54,9	0,0
LAN-69D	SLU-69D	49,84	49,84	0,0	0,11	0,11	0,0	55	55	0,0
SLU-69D	MIX-691	49,73	49,73	0,0	0,03	0,03	0,0	65,4	65,4	0,0
MIX-691	MIX-69	49,7	49,7	0,0	0,01	0,01	0,0	65,4	65,4	0,0
<b>LÍNEA CENTRO - GUATEMALA 6</b>										
CEN-69	CEN-692	66,4	66,37	0,0	0	0	0,0	102,8	102,8	0,0
CEN-692	CG6-691	49,24	49,22	0,0	0,22	0,22	0,0	88,1	88	-0,1
CG6-691	ROO-693	41,14	41,12	0,0	0,09	0,09	0,0	64,6	64,5	-0,2
ROO-693	MON-693	22,12	22,09	-0,1	0,03	0,03	0,0	35	35	0,0
MON-693	TIN-69D	22,09	22,06	-0,1	0,01	0,01	0,0	35	35	0,0
TIN-69D	MIX-69B	22,07	22,05	-0,1	0,02	0,02	0,0	29,4	29,4	0,0
MIX-69B	TIN-69D1	22,06	22,03	-0,1	0,02	0,02	0,0	29,4	29,4	0,0
TIN-69D1	TIN-69	22,04	-	N/A	0,01	-	N/A	50,2	-	N/A
TIN-69D1	TIN-692	-	21,98	N/A	-	0,01	N/A	-	29,3	N/A
TIN-692	TIN-691	-	22,01	N/A	-	0	N/A	-	29,4	N/A
TIN-69	TIN-691	6,8	-1,05	747,6	0	0	0,0	18,3	2,8	-553,6
TIN-69	IND-69	15,23	1,05	-1350,5	0,01	0	N/A	34,7	2,3	-1408,7
IND-69	LIZ-69	15,22	1,05	-1349,5	0	0	0,0	34,7	2,3	-1408,7
LIZ-69	LIZ-691	1,05	1,05	0,0	0	0	0,0	2,3	2,3	0,0
LIZ-691	LIZ-692	1,05	1,05	0,0	0	0	0,0	5	5	0,0
LIZ-69	LFL-69	14,17	-	N/A	0,03	-	N/A	32,5	-	N/A
TIN-691	LFL-691	-	14,15	N/A	-	0,01	N/A	-	19	N/A
LFL-691	LFL-69	-	14,15	N/A	-	0,01	N/A	-	19	N/A

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

Anexo 37. **Flujos de potencia [MVAR] y pérdidas [MVAR] en líneas de 69 kV monitoreadas año 2 EHD min**

Barra		Potencia reactiva			Pérdidas (reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
<b>SALIDA LÍNEA CENTRO-ANTIGUA</b>							
CEN-69	LAN-69D	2,55	2,55	0,0	0,11	0,11	0,0
LAN-69D	SLU-69D	2,44	2,44	0,0	0,08	0,08	0,0
SLU-69D	MIX-691	2,36	2,36	0,0	0,02	0,02	0,0
MIX-691	MIX-69	2,34	2,34	0,0	0,01	0,01	0,0
<b>LÍNEA CENTRO-GUATEMALA 6</b>							
CEN-69	CEN-692	2,51	2,63	4,6	0	0	0,0
CEN-692	CG6-691	2,25	2,23	-0,9	0,15	0,15	0,0
CG6-691	ROO-693	1,96	1,93	-1,6	0,05	0,05	0,0
ROO-693	MON-693	0,63	0,6	-5,0	-0,02	-0,02	0,0
MON-693	TIN-69D	0,65	0,62	-4,8	-0,01	-0,01	0,0
TIN-69D	MIX-69B	0,66	0,63	-4,8	-0,02	-0,02	0,0
MIX-69B	TIN-69D1	0,67	0,64	-4,7	-0,02	-0,02	0,0

Continuación del anexo 37.

TIN-69D1	TIN-69	0,69	-	N/A	0	-	N/A
TIN-69D1	TIN-692	-	0,66	N/A	-	-0,01	N/A
TIN-692	TIN-691	-	0,67	N/A	-	0	N/A
TIN-69	TIN-691	0,21	0,02	-950,0	0	0	0,0
TIN-69	IND-69	0,48	0,01	-4700,0	-0,01	-0,01	0,0
IND-69	LIZ-69	0,49	0,01	-4800,0	0	0	0,0
LIZ-69	LIZ-691	0,01	0,01	0,0	0	0	0,0
LIZ-691	LIZ-692	0	0	0,0	0	0	0,0
LIZ-69	LFL-69	0,5	-	N/A	-0,03	-	N/A
TIN-691	LFL-691	-	0,48	N/A	-	-0,02	N/A
LFL-691	LFL-69	-	0,5	N/A	-	-0,03	N/A

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

Anexo 38. **Flujos de potencia [MVAR] y pérdidas [MVAR] en líneas de 69 kV monitoreadas año 2 EHD med**

Barra		Potencia reactiva			Pérdidas (reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
<b>SALIDA LÍNEA CENTRO-ANTIGUA</b>							
CEN-69	LAN-69D	2,55	2,55	0,0	0,11	0,11	0,0
LAN-69D	SLU-69D	2,44	2,44	0,0	0,08	0,08	0,0
SLU-69D	MIX-691	2,36	2,36	0,0	0,02	0,02	0,0
MIX-691	MIX-69	2,34	2,34	0,0	0,01	0,01	0,0
<b>LÍNEA CENTRO-GUATEMALA 6</b>							
CEN-69	CEN-692	2,51	2,63	4,6	0	0	0,0
CEN-692	CG6-691	2,25	2,23	-0,9	0,15	0,15	0,0
CG6-691	ROO-693	1,96	1,93	-1,6	0,05	0,05	0,0
ROO-693	MON-693	0,63	0,6	-5,0	-0,02	-0,02	0,0
MON-693	TIN-69D	0,65	0,62	-4,8	-0,01	-0,01	0,0
TIN-69D	MIX-69B	0,66	0,63	-4,8	-0,02	-0,02	0,0
MIX-69B	TIN-69D1	0,67	0,64	-4,7	-0,02	-0,02	0,0
TIN-69D1	TIN-69	0,69	-	N/A	0	-	N/A
TIN-69D1	TIN-692	-	0,66	N/A	-	-0,01	N/A
TIN-692	TIN-691	-	0,67	N/A	-	0	N/A
TIN-69	TIN-691	0,21	0,02	-950,0	0	0	0,0
TIN-69	IND-69	0,48	0,01	-4700,0	-0,01	-0,01	0,0
IND-69	LIZ-69	0,49	0,01	-4800,0	0	0	0,0
LIZ-69	LIZ-691	0,01	0,01	0,0	0	0	0,0
LIZ-691	LIZ-692	0	0	0,0	0	0	0,0
LIZ-69	LFL-69	0,5	-	N/A	-0,03	-	N/A
TIN-691	LFL-691	-	0,48	N/A	-	-0,02	N/A
LFL-691	LFL-69	-	0,5	N/A	-	-0,03	N/A

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

Anexo 39. **Flujos de potencia [MVAR] y pérdidas [MVAR] en líneas de 69 kV monitoreadas año 2 EHD max**

Barra		Potencia reactiva			Pérdidas (reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
<b>SALIDA LÍNEA CENTRO-ANTIGUA</b>							
CEN-69	LAN-69D	10,19	10,19	0,0	0,71	0,71	0,0
LAN-69D	SLU-69D	9,48	9,48	0,0	0,48	0,48	0,0
SLU-69D	MIX-691	9	9	0,0	0,11	0,11	0,0
MIX-691	MIX-69	8,89	8,88	-0,1	0,03	0,03	0,0
<b>LÍNEA CENTRO-GUATEMALA 6</b>							
CEN-69	CEN-692	12,21	12,15	-0,5	0	0	0,0
CEN-692	CG6-691	10,48	10,44	-0,4	0,75	0,75	0,0
CG6-691	ROO-693	8,82	8,78	-0,5	0,25	0,25	0,0
ROO-693	MON-693	5,19	5,15	-0,8	0,07	0,07	0,0
MON-693	TIN-69D	5,12	5,08	-0,8	0,03	0,03	0,0
TIN-69D	MIX-69B	5,09	5,05	-0,8	0,05	0,05	0,0
MIX-69B	TIN-69D1	5,05	5,01	-0,8	0,05	0,05	0,0
TIN-69D1	TIN-69	5	-	N/A	0,01	-	N/A
TIN-69D1	TIN-692	-	4,96	N/A	-	-0,01	N/A
TIN-692	TIN-691	-	4,97	N/A	-	0	N/A
TIN-69	TIN-691	1,55	0,01	-15400,0	0	0	0,0
TIN-69	IND-69	3,43	0	N/A	0	-0,01	100,0
IND-69	LIZ-69	3,43	0,01	-34200,0	0	0	0,0
LIZ-69	LIZ-691	0,02	0,02	0,0	0	0	0,0
LIZ-691	LIZ-692	0,02	0,02	0,0	0	0	0,0
LIZ-69	LFL-69	3,42	-	N/A	0,01	-	N/A
TIN-691	LFL-691	-	3,41	N/A	-	0	N/A
LFL-691	LFL-69	-	3,41	N/A	-	0,01	N/A

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

Anexo 40. **Voltajes en barras [pu] y ángulo [°] en barras monitoreadas año 2 EHD min**

Número nodo	Nombre nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
1 204	CEN-69	1,003	-11,8	1,003	-11,8	0,0	0,0
12 027	CEN-692	1,003	-11,8	1,003	-11,8	0,0	0,0
12 122	MIX-69	0,998	-12,5	0,998	-12,5	0,0	0,0
12 186	TIN-69	0,996	-12,7	0,997	-12,7	0,1	0,0
12 103	LIZ-69	0,996	-12,8	0,996	-12,7	0,0	-0,8
LIZ691	LIZ-691	0,996	-12,8	0,996	-12,7	0,0	-0,8
LIZ692	LIZ-692	0,996	-12,8	0,996	-12,7	0,0	-0,8
12 102	LFL-69	0,995	-12,8	0,996	-12,8	0,1	0,0
12 093	IND-69	0,996	-12,8	0,996	-12,7	0,0	-0,8
12 260	TIN-691	0,996	-12,7	0,997	-12,7	0,1	0,0
12 187	TIN-69D	0,997	-12,6	0,997	-12,6	0,0	0,0
12 123	MIX-691	0,998	-12,5	0,998	-12,5	0,0	0,0

Continuación del anexo 40.

12 170	SLU-69D	0,999	-12,5	0,999	-12,5	0,0	0,0
12 099	LAN-69D	1,000	-12,2	1,000	-12,2	0,0	0,0
12 037	CG6-691	1,000	-12,2	1,000	-12,2	0,0	0,0
12 156	ROO-693	0,998	-12,4	0,998	-12,4	0,0	0,0
12 130	MON-693	0,998	-12,5	0,998	-12,5	0,0	0,0
TIN692	TIN-692	-	-	0,997	-12,7	N/A	N/A
LFL691	LFL-691	-	-	0,996	-12,8	N/A	N/A

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

Anexo 41. **Voltajes en barras [pu] y ángulo [°] en barras monitoreadas año 2 EHD med**

Número nodo	Nombre nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	$\Delta$ [%]	$\Delta$ [%]
1 204	CEN-69	1,001	-17,1	1,001	-17,1	0,0	0,0
12 027	CEN-692	1,001	-17,1	1,001	-17,1	0,0	0,0
12 122	MIX-69	0,987	-18,4	0,987	-18,3	0,0	-0,5
12 186	TIN-69	0,977	-19	0,978	-19	0,1	0,0
12 103	LIZ-69	0,977	-19,1	0,978	-19	0,1	-0,5
LIZ691	LIZ-691	0,976	-19,1	0,978	-19	0,2	-0,5
LIZ692	LIZ-692	0,976	-19,1	0,978	-19	0,2	-0,5
12 102	LFL-69	0,974	-19,2	0,975	-19,2	0,1	0,0
12 093	IND-69	0,977	-19,1	0,978	-19	0,1	-0,5
12 260	TIN-691	0,977	-19	0,978	-19	0,1	0,0
12 187	TIN-69D	0,982	-18,6	0,982	-18,6	0,0	0,0
12 123	MIX-691	0,987	-18,3	0,987	-18,3	0,0	0,0
12 170	SLU-69D	0,988	-18,2	0,988	-18,2	0,0	0,0
12 099	LAN-69D	0,993	-17,8	0,993	-17,7	0,0	-0,6
12 037	CG6-691	0,991	-17,9	0,991	-17,9	0,0	0,0
12 156	ROO-693	0,986	-18,3	0,986	-18,3	0,0	0,0
12 130	MON-693	0,983	-18,5	0,983	-18,5	0,0	0,0
TIN692	TIN-692	-	-	0,978	-19	N/A	N/A
LFL691	LFL-691	-	-	0,977	-19,1	N/A	N/A

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

Anexo 42. **Voltajes en barras [pu] y ángulo [°] en barras monitoreadas año 2 EHD max**

Número nodo	Nombre nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
1 204	CEN-69	0,984	-17,4	0,984	-17,4	0,0	0,0
12 027	CEN-692	0,984	-17,4	0,984	-17,4	0,0	0,0
12 122	MIX-69	0,973	-18,9	0,973	-18,9	0,0	0,0
12 186	TIN-69	0,967	-19,3	0,967	-19,2	0,0	-0,5
12 103	LIZ-69	0,966	-19,3	0,967	-19,2	0,1	-0,5
LIZ691	LIZ-691	0,966	-19,3	0,967	-19,2	0,1	-0,5
LIZ692	LIZ-692	0,966	-19,3	0,967	-19,2	0,1	-0,5
12 102	LFL-69	0,964	-19,5	0,965	-19,5	0,1	0,0
12 093	IND-69	0,966	-19,3	0,967	-19,2	0,1	-0,5
12 260	TIN-691	0,967	-19,3	0,967	-19,2	0,0	-0,5
12 187	TIN-69D	0,970	-18,9	0,970	-18,9	0,0	0,0
12 123	MIX-691	0,973	-18,8	0,973	-18,8	0,0	0,0
12 170	SLU-69D	0,974	-18,7	0,974	-18,7	0,0	0,0
12 099	LAN-69D	0,978	-18,2	0,978	-18,2	0,0	0,0
12 037	CG6-691	0,977	-18,2	0,977	-18,2	0,0	0,0
12 156	ROO-693	0,974	-18,5	0,974	-18,5	0,0	0,0
12 130	MON-693	0,971	-18,8	0,971	-18,8	0,0	0,0
TIN692	TIN-692	-	-	0,967	-19,2	N/A	N/A
LFL691	LFL-691	-	-	0,966	-19,3	N/A	N/A

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

Anexo 43. **Ahorro de pérdidas de potencia [MW] en el S. N. I. al incluir el nuevo proyecto año 2 EHD Min, EHD med y EHD max**

Época Húmeda	Pérdidas MW		
	CB	CP	Ahorro
Máxima	76,485	76,456	0,029
Media	68,006	67,965	0,041
Mínima	29,418	29,413	0,005

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

Anexo 44. **Ahorro de pérdidas de potencia [MW] en la zona 2 al incluir el nuevo proyecto año 2 EHD min, EHD med y EHD max**

Época Húmeda	Pérdidas MW		
	CB	CP	Ahorro
Máxima	16,707	16,68	0,027
Media	16,667	16,631	0,036
Mínima	5,176	5,172	0,004

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

Resultados de corto circuito época seca

Anexo 45. **Niveles de corriente de corto circuito en época seca (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]
1 204	CEN-69	16,31	-82,43	13645,3	1 630	14,81	-81,92	12 389	1 480
12 027	CEN-692	16,29	-82,44	13627,7	1 628	14,79	-81,93	12 371,3	1 478
12 122	MIX-69	8,62	-79,67	7214,4	862	7,34	-79,29	6 145	734
12 186	TIN-69	5,85	-77,08	4894,9	584	4,5	-76,98	3 765,2	449
12 103	LIZ-69	5,67	-76,58	4745,2	567	4,38	-76,54	3 661,6	437
LIZ691	LIZ-691	5,58	-76,35	4673,2	558	4,33	-76,23	3 619,3	432
LIZ692	LIZ-692	5,46	-76,2	4571,9	546	4,25	-76,07	3 557,6	425
12 102	LFL-69	5,04	-77,05	4216,4	503	3,61	-77,09	3 017,5	360
12 093	IND-69	5,71	-76,69	4778,3	571	4,4	-76,63	3 684,6	440
12 260	TIN-691	5,88	-77,17	4922,4	588	4,52	-77,06	3 784,3	452
12 187	TIN-69D	7,3	-77,36	6109	730	6,42	-77,01	5 368,2	641
12 123	MIX-691	8,73	-79,71	7300,8	872	7,49	-79,33	6 270	749
12 170	SLU-69D	9,09	-79,85	7604,6	908	8,04	-79,49	6 726,4	803
12 099	LAN-69D	11,03	-80,27	9225,2	1 102	9,82	-79,85	8 216,1	981
12 037	CG6-691	10,76	-79,71	9004,5	1076	9,57	-79,27	8 011,1	957
12 156	ROO-693	9,22	-78,66	7718,7	922	8,16	-78,26	6 829,3	816
12 130	MON-693	7,76	-77,67	6490,3	775	6,83	-77,31	5 712,6	682
TIN692	TIN-692	5,91	-77,17	4949,1	591	4,56	-77,06	3 815,5	455
LFL691	LFL-691	5,55	-77,12	4645,8	555	4,15	-77,07	3 471	414

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

**Anexo 46. Niveles de corriente de corto circuito en época seca (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]
1 204	CEN-69	16,31	-82,43	13 645,30	1 630,00	14,81	-81,92	12 389,00	1 480,00
12 027	CEN-692	16,29	-82,44	13 627,70	1 628,00	14,79	-81,93	12 371,30	1 478,00
12 122	MIX-69	8,62	-79,67	7 214,40	862,00	7,34	-79,29	6 145,00	734,00
12 186	TIN-69	5,94	-76,82	4 970,30	594,00	4,66	-76,71	3 896,50	465,00
12 103	LIZ-69	5,76	-76,32	4 815,80	575,00	4,52	-76,26	3 785,30	452,00
LIZ691	LIZ-691	5,67	-76,09	4 741,50	566,00	4,47	-75,95	3 740,10	446,00
LIZ692	LIZ-692	5,54	-75,94	4 637,20	554,00	4,39	-75,79	3 673,90	439,00
12 102	LFL-69	5,08	-74,50	4 250,90	508,00	4,03	-74,58	3 374,10	403,00
12 093	IND-69	5,80	-76,43	4 849,90	579,00	4,55	-76,36	3 809,80	455,00
12 260	TIN-691	5,91	-76,73	4 942,20	590,00	4,63	-76,63	3 876,10	463,00
12 187	TIN-69D	7,30	-77,36	6 109,00	730,00	6,42	-77,01	5 368,20	641,00
12 123	MIX-691	8,73	-79,71	7 300,80	872,00	7,49	-79,33	6 270,00	749,00
12 170	SLU-69D	9,09	-79,85	7 604,60	908,00	8,04	-79,49	6 726,40	803,00
12 099	LAN-69D	11,03	-80,27	9 225,20	1 102,00	9,82	-79,85	8 216,10	981,00
12 037	CG6-691	10,76	-79,71	9 004,50	1 076,00	9,57	-79,27	8 011,10	957,00
12 156	ROO-693	9,22	-78,66	7 718,80	922,00	8,16	-78,26	6 829,30	816,00
12 130	MON-693	7,76	-77,67	6 490,30	775,00	6,83	-77,31	5 712,60	682,00
TIN692	TIN-692	-	-	-	-	-	-	-	-
LFL691	LFL-691	-	-	-	-	-	-	-	-

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

**Anexo 47. Incremento de niveles de corriente de corto circuito en época seca**

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]
1 204	CEN-69	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12 027	CEN-692	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12 122	MIX-69	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12 186	TIN-69	-0,09	-0,26	-75,40	-10,00	-0,16	-0,27	-131,30	-16,00
12 103	LIZ-69	-0,09	-0,26	-70,60	-8,00	-0,14	-0,28	-123,70	-15,00
LIZ691	LIZ-691	-0,09	-0,26	-68,30	-8,00	-0,14	-0,28	-120,80	-14,00
LIZ692	LIZ-692	-0,08	-0,26	-65,30	-8,00	-0,14	-0,28	-116,30	-14,00
12 102	LFL-69	-0,04	-2,55	-34,50	-5,00	-0,42	-2,51	-356,60	-43,00
12 093	IND-69	-0,09	-0,26	-71,60	-8,00	-0,15	-0,27	-125,20	-15,00
12 260	TIN-691	-0,03	-0,44	-19,80	-2,00	-0,11	-0,43	-91,80	-11,00
12 187	TIN-69D	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Continuación del anexo 47.

12 123	MIX-691	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12 170	SLU-69D	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12 099	LAN-69D	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12 037	CG6-691	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12 156	ROO-693	0,00	0,00	-0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12 130	MON-693	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TIN692	TIN-692	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
LFL691	LFL-691	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).

### Resultados de corto circuito época húmeda

#### Anexo 48. Niveles de corriente de corto circuito en época húmeda (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]
1 204	CEN-69	15,01	-82,66	12 557,80	1 500,00	13,80	-82,18	11 543,50	1 379,00
12 027	CEN-692	14,99	-82,67	12 542,60	1 498,00	13,78	-82,20	11 528,00	1 377,00
12 122	MIX-69	8,25	-79,91	6 899,60	824,00	7,09	-79,52	5 930,30	708,00
12 186	TIN-69	5,81	-77,01	4 862,70	581,00	4,46	-77,01	3 729,40	445,00
12 103	LIZ-69	5,63	-76,52	4 714,90	563,00	4,34	-76,57	3 627,50	433,00
LIZ691	LIZ-691	5,55	-76,29	4 643,80	554,00	4,24	-76,41	3 549,90	424,00
LIZ692	LIZ-692	5,43	-76,14	4 543,80	543,00	4,17	-76,25	3 490,60	417,00
12 102	LFL-69	5,01	-77,00	4 193,20	501,00	3,58	-77,12	2 994,50	357,00
12 093	IND-69	5,67	-76,63	4 747,60	567,00	4,36	-76,67	3 650,10	436,00
12 260	TIN-691	5,84	-77,11	4 889,90	584,00	4,48	-77,09	3 748,10	447,00
12 187	TIN-69D	7,03	-77,66	5 882,70	703,00	6,22	-77,28	5 204,60	622,00
12 123	MIX-691	8,34	-79,96	6 978,60	834,00	7,23	-79,56	6 046,80	722,00
12 170	SLU-69D	8,67	-80,10	7 255,60	867,00	7,73	-79,73	6 470,20	773,00
12 099	LAN-69D	10,42	-80,55	8 716,20	1 041,00	9,37	-80,12	7 836,60	936,00
12 037	CG6-691	10,18	-80,01	8 519,20	1 018,00	9,14	-79,57	7 650,10	914,00
12 156	ROO-693	8,80	-78,98	7 360,00	879,00	7,85	-78,55	6 565,80	784,00
12 130	MON-693	7,45	-77,97	6 235,20	745,00	6,61	-77,58	5 527,20	660,00
TIN692	TIN-692	5,88	-77,11	4 916,20	587,00	4,52	-77,09	3 778,70	451,00
LFL691	LFL-691	5,52	-77,06	4 617,70	551,00	4,11	-77,10	3 440,70	411,00

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

**Anexo 49. Niveles de corriente de corto circuito en época húmeda (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]
1204	CEN-69	15.01	-82.66	12557.80	1500.00	13.80	-82.18	11543.50	1379.00
12027	CEN-692	14.99	-82.67	12542.60	1498.00	13.78	-82.20	11528.00	1377.00
12122	MIX-69	8.25	-79.91	6899.60	824.00	7.09	-79.52	5930.30	708.00
12186	TIN-69	5.76	-77.08	4819.70	576.00	4.55	-76.92	3809.70	455.00
12103	LIZ-69	5.59	-76.59	4674.50	558.00	4.43	-76.47	3703.50	442.00
LIZ691	LIZ-691	5.50	-76.36	4604.60	550.00	4.33	-76.31	3622.50	432.00
LIZ692	LIZ-692	5.39	-76.21	4506.20	538.00	4.26	-76.15	3560.60	425.00
12102	LFL-69	4.95	-74.79	4141.00	494.00	3.95	-74.80	3309.20	395.00
12093	IND-69	5.62	-76.69	4706.60	562.00	4.45	-76.57	3726.90	445.00
12260	TIN-691	5.73	-76.99	4793.40	572.00	4.53	-76.84	3790.30	452.00
12187	TIN-69D	7.03	-77.66	5882.80	703.00	6.22	-77.28	5204.60	622.00
12123	MIX-691	8.34	-79.96	6978.60	834.00	7.23	-79.56	6046.80	722.00
12170	SLU-69D	8.67	-80.10	7255.60	867.00	7.73	-79.73	6470.20	773.00
12099	LAN-69D	10.42	-80.55	8716.20	1041.00	9.37	-80.12	7836.60	936.00
12037	CG6-691	10.18	-80.01	8519.30	1018.00	9.14	-79.57	7650.10	914.00
12156	ROO-693	8.80	-78.98	7360.10	879.00	7.85	-78.55	6565.80	784.00
12130	MON-693	7.45	-77.97	6235.30	745.00	6.61	-77.59	5527.50	660.00
TIN692	TIN-692	-	-	-	-	-	-	-	-
LFL691	LFL-691	-	-	-	-	-	-	-	-

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

**Anexo 50. Incremento de niveles de corriente de corto circuito en época húmeda**

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]
1 204	CEN-69	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12 027	CEN-692	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12 122	MIX-69	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12 186	TIN-69	0,05	0,07	43,00	5,00	-0,09	-0,09	-80,30	-10,00
12 103	LIZ-69	0,04	0,07	40,40	5,00	-0,09	-0,10	-76,00	-9,00
LIZ691	LIZ-691	0,05	0,07	39,20	4,00	-0,09	-0,10	-72,60	-8,00
LIZ692	LIZ-692	0,04	0,07	37,60	5,00	-0,09	-0,10	-70,00	-8,00
12 102	LFL-69	0,06	-2,21	52,20	7,00	-0,37	-2,32	-314,70	-38,00
12 093	IND-69	0,05	0,06	41,00	5,00	-0,09	-0,10	-76,80	-9,00
12 260	TIN-691	0,11	-0,12	96,50	12,00	-0,05	-0,25	-42,20	-5,00

Continuación del anexo 50.

12 187	TIN-69D	0,00	0,00	-0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12 123	MIX-691	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12 170	SLU-69D	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12 099	LAN-69D	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12 037	CG6-691	0,00	0,00	-0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12 156	ROO-693	0,00	0,00	-0,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12 130	MON-693	0,00	0,00	-0,10	0,00	0,00	0,01	-0,30	0,00
TIN692	TIN-692	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
LFL691	LFL-691	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).

Resultados caso contingencia 1 época seca

Anexo 51. **Flujos de potencia [MW] y factor de utilización [%] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 CCNTG1 ESD min**

Barra		Potencia activa			Pérdidas (activa)			Factor de utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CCNTG1 [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CCNTG1 [MW]	Δ [%]	CB [%]	CCNTG1 [%]	Δ [%]
<b>SALIDA LÍNEA CENTRO - ANTIGUA</b>										
CEN-69	LAN-69D	18,37	18,37	0,0	0,02	0,02	0,0	19,2	19,2	0,0
LAN-69D	SLU-69D	18,35	18,35	0,0	0,01	0,01	0,0	19,2	19,2	0,0
SLU-69D	MIX-691	18,33	18,33	0,0	0	0	0,0	22,8	22,8	0,0
MIX-691	MIX-69	18,33	18,33	0,0	0	0	0,0	22,8	22,8	0,0
<b>LÍNEA CENTRO - GUATEMALA 6</b>										
CEN-69	CEN-692	26,94	26,28	-2,5	0	0	0,0	39,8	38,8	-2,6
CEN-692	CG6-691	19,33	18,6	-3,9	0,03	0,03	0,0	32,8	31,6	-3,8
CG6-691	ROO-693	16,85	16,12	-4,5	0,01	0,01	0,0	24,9	23,9	-4,2
ROO-693	MON-693	7,1	6,37	-11,5	0	0	0,0	10,5	9,4	-11,7
MON-693	TIN-69D	7,1	6,37	-11,5	0	0	0,0	10,5	9,4	-11,7
TIN-69D	MIX-69B	7,1	6,37	-11,5	0	0	0,0	8,8	7,9	-11,4
MIX-69B	TIN-69D1	7,09	6,37	-11,3	0	0	0,0	8,8	7,9	-11,4
TIN-69D1	TIN-69	7,09	-	N/A	0	-	N/A	15,1	-	N/A
TIN-69D1	TIN-692	-	6,37	N/A	-	0	N/A	-	7,9	N/A
TIN-692	TIN-691	-	6,37	N/A	-	0	N/A	-	7,9	N/A
TIN-69	TIN-691	1,92	-	N/A	0	-	N/A	4,8	-	N/A
TIN-69	IND-69	5,18	0	N/A	0	0	0,0	11	0	N/A
IND-69	LIZ-69	5,18	0	N/A	0	0	0,0	11	0	N/A
LIZ-69	LIZ-691	0,72	0	N/A	0	0	0,0	1,5	0	N/A
LIZ-691	LIZ-692	0,72	0	N/A	0	0	0,0	3,3	0	N/A
LIZ-69	LFL-69	4,45	-	N/A	0	-	N/A	9,5	-	N/A
TIN-691	LFL-691	-	4,45	N/A	-	0	N/A	-	5,5	N/A
LFL-691	LFL-69	-	4,45	N/A	-	0	N/A	-	5,5	N/A

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

**Anexo 52. Flujos de potencia [MW] y factor de utilización [%] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 CCNTG1 ESD med**

Barra		Potencia activa			Pérdidas (activa)			Factor de utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CCNTG1 [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CCNTG1 [MW]	Δ [%]	CB [%]	CCNTG1 [%]	Δ [%]
<b>SALIDA LÍNEA CENTRO - ANTIGUA</b>										
CEN-69	LAN-69D	39,93	39,93	0,0	0,13	0,13	0,0	45,3	45,3	0,0
LAN-69D	SLU-69D	39,8	39,8	0,0	0,07	0,07	0,0	45,4	45,3	-0,2
SLU-69D	MIX-691	39,73	39,72	0,0	0,02	0,02	0,0	54	53,9	-0,2
MIX-691	MIX-69	39,71	39,71	0,0	0,01	0,01	0,0	54	53,9	-0,2
<b>LÍNEA CENTRO - GUATEMALA 6</b>										
CEN-69	CEN-692	61,43	59,69	-2,9	0	0	0,0	98,1	95,2	-3,0
CEN-692	CG6-691	46,76	44,83	-4,3	0,21	0,2	-5,0	86,2	82,5	-4,5
CG6-691	ROO-693	42,14	40,23	-4,7	0,1	0,09	-11,1	68,1	65	-4,8
ROO-693	MON-693	20,74	18,85	-10,0	0,03	0,03	0,0	33,8	30,7	-10,1
MON-693	TIN-69D	20,71	18,82	-10,0	0,01	0,01	0,0	33,8	30,7	-10,1
TIN-69D	MIX-69B	20,7	18,81	-10,0	0,02	0,01	-100,0	28,4	25,8	-10,1
MIX-69B	TIN-69D1	20,69	18,79	-10,1	0,02	0,01	-100,0	28,4	25,8	-10,1
TIN-69D1	TIN-69	20,67	-	N/A	0,01	-	N/A	48,5	-	N/A
TIN-69D1	TIN-692	-	18,78	N/A	-	0	N/A	-	25,8	N/A
TIN-692	TIN-691	-	18,78	N/A	-	0	N/A	-	25,8	N/A
TIN-69	TIN-691	5,33	-	N/A	0	-	N/A	14,8	-	N/A
TIN-69	IND-69	15,33	0	N/A	0,01	0	N/A	36	0	N/A
IND-69	LIZ-69	15,32	0	N/A	0	0	0,0	36	0	N/A
LIZ-69	LIZ-691	1,86	0	N/A	0	0	0,0	4,3	0	N/A
LIZ-691	LIZ-692	1,86	0	N/A	0	0	0,0	9,3	0	N/A
LIZ-69	LFL-69	13,46	-	N/A	0,02	-	N/A	31,7	-	N/A
TIN-691	LFL-691	-	13,45	N/A	-	0,01	N/A	-	18,5	N/A
LFL-691	LFL-69	-	13,44	N/A	-	0,01	N/A	-	18,5	N/A

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

**Anexo 53. Flujos de potencia [MW] y factor de utilización [%] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 CCNTG1 ESD max**

Barra		Potencia activa			Pérdidas (activa)			Factor de utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CCNTG1 [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CCNTG1 [MW]	Δ [%]	CB [%]	CCNTG1 [%]	Δ [%]
<b>SALIDA LÍNEA CENTRO - ANTIGUA</b>										
CEN-69	LAN-69D	53,61	53,61	0,0	0,22	0,22	0,0	57,8	57,8	0,0
LAN-69D	SLU-69D	53,4	53,4	0,0	0,12	0,12	0,0	57,8	57,8	0,0
SLU-69D	MIX-691	53,28	53,27	0,0	0,03	0,03	0,0	68,7	68,7	0,0
MIX-691	MIX-69	53,24	53,24	0,0	0,01	0,01	0,0	68,7	68,7	0,0
<b>LÍNEA CENTRO - GUATEMALA 6</b>										
CEN-69	CEN-692	66,15	65,09	-1,6	0	0	0,0	100,9	99,3	-1,6
CEN-692	CG6-691	51,39	50,21	-2,4	0,23	0,22	-4,5	90,2	88,1	-2,4
CG6-691	ROO-693	44,1	42,93	-2,7	0,1	0,09	-11,1	67,9	66,2	-2,6

Continuación del anexo 53.

ROO-693	MON-693	23,73	22,56	-5,2	0,04	0,03	-33,3	36,9	35,1	-5,1
MON-693	TIN-69D	23,69	22,53	-5,1	0,01	0,01	0,0	36,9	35,1	-5,1
TIN-69D	MIX-69B	23,68	22,52	-5,2	0,02	0,02	0,0	31	29,5	-5,1
MIX-69B	TIN-69D1	23,66	22,5	-5,2	0,02	0,02	0,0	31	29,5	-5,1
TIN-69D1	TIN-69	23,64	-	N/A	0,01	-	N/A	52,9	-	N/A
TIN-69D1	TIN-692	-	22,48	N/A	-	0,01	N/A	-	29,5	N/A
TIN-692	TIN-691	-	22,48	N/A	-	0	N/A	-	29,5	N/A
TIN-69	TIN-691	7,28	-	N/A	0	-	N/A	19,2	-	N/A
TIN-69	IND-69	16,35	0	N/A	0,01	0	N/A	36,6	0	N/A
IND-69	LIZ-69	16,34	0	N/A	0	0	0,0	36,6	0	N/A
LIZ-69	LIZ-691	1,13	0	N/A	0	0	0,0	2,5	0	N/A
LIZ-691	LIZ-692	1,13	0	N/A	0	0	0,0	5,3	0	N/A
LIZ-69	LFL-69	15,21	-	N/A	0,03	-	N/A	34,2	-	N/A
TIN-691	LFL-691	-	15,19	N/A	-	0,01	N/A	-	20	N/A
LFL-691	LFL-69	-	15,19	N/A	-	0,01	N/A	-	20	N/A

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

Anexo 54. **Flujos de potencia [MVAR] y pérdidas [MVAR] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 CCNTG1 ESD min**

Barra		Potencia reactiva			Pérdidas (reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CCNTG1 [MVAR]	$\Delta$ [%]	CB [MVAR]	CCNTG1 [MVAR]	$\Delta$ [%]
<b>SALIDA LÍNEA CENTRO-ANTIGUA</b>							
CEN-69	LAN-69D	1,48	1,48	0,0	0,03	0,03	0,0
LAN-69D	SLU-69D	1,45	1,45	0,0	0,03	0,03	0,0
SLU-69D	MIX-691	1,41	1,41	0,0	0	0	0,0
MIX-691	MIX-69	1,41	1,41	0,0	0	0	0,0
<b>LÍNEA CENTRO-GUATEMALA 6</b>							
CEN-69	CEN-692	1,7	1,58	-7,6	0	0	0,0
CEN-692	CG6-691	1,35	1,32	-2,3	0,06	0,05	-20,0
CG6-691	ROO-693	1,16	1,14	-1,8	0,01	0,01	0,0
ROO-693	MON-693	0,36	0,34	-5,9	-0,03	-0,03	0,0
MON-693	TIN-69D	0,39	0,37	-5,4	-0,01	-0,01	0,0
TIN-69D	MIX-69B	0,4	0,38	-5,3	-0,02	-0,02	0,0
MIX-69B	TIN-69D1	0,42	0,41	-2,4	-0,02	-0,02	0,0
TIN-69D1	TIN-69	0,44	-	N/A	-0,01	-	N/A
TIN-69D1	TIN-692	-	0,43	N/A	-	-0,01	N/A
TIN-692	TIN-691	-	0,43	N/A	-	0	N/A
TIN-69	TIN-691	0,15	-	N/A	0	-	N/A
TIN-69	IND-69	0,3	0	N/A	-0,01	0	N/A
IND-69	LIZ-69	0,31	0	N/A	0	0	0,0
LIZ-69	LIZ-691	0	0	0,0	0	0	0,0
LIZ-691	LIZ-692	0	0	0,0	0	0	0,0
LIZ-69	LFL-69	0,31	-	N/A	-0,04	-	N/A
TIN-691	LFL-691	-	0,29	N/A	-	-0,02	N/A
LFL-691	LFL-69	-	0,31	N/A	-	-0,04	N/A

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

Anexo 55. **Flujos de potencia [MVAR] y pérdidas [MVAR] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 CCNTG1 ESD med**

Barra		Potencia reactiva			Pérdidas (reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CCNTG1 [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CCNTG1 [MVAR]	Δ [%]
<b>SALIDA LÍNEA CENTRO-ANTIGUA</b>							
CEN-69	LAN-69D	13,51	13,5	-0,1	0,46	0,46	0,0
LAN-69D	SLU-69D	13,04	13,04	0,0	0,32	0,32	0,0
SLU-69D	MIX-691	12,72	12,72	0,0	0,07	0,07	0,0
MIX-691	MIX-69	12,65	12,64	-0,1	0,02	0,02	0,0
<b>LÍNEA CENTRO-GUATEMALA 6</b>							
CEN-69	CEN-692	19,49	18,86	-3,3	0	0	0,0
CEN-692	CG6-691	15,54	14,82	-4,9	0,72	0,65	-10,8
CG6-691	ROO-693	13,81	13,16	-4,9	0,28	0,25	-12,0
ROO-693	MON-693	6,97	6,35	-9,8	0,06	0,04	-50,0
MON-693	TIN-69D	6,91	6,31	-9,5	0,02	0,02	0,0
TIN-69D	MIX-69B	6,89	6,29	-9,5	0,04	0,03	-33,3
MIX-69B	TIN-69D1	6,84	6,27	-9,1	0,04	0,03	-33,3
TIN-69D1	TIN-69	6,8	-	N/A	0,01	-	N/A
TIN-69D1	TIN-692	-	6,24	N/A	-	0,01	N/A
TIN-692	TIN-691	-	6,23	N/A	-	0	N/A
TIN-69	TIN-691	1,77	-	N/A	0	-	N/A
TIN-69	IND-69	5,02	0	N/A	0	0	0,0
IND-69	LIZ-69	5,02	0	N/A	0	0	0,0
LIZ-69	LIZ-691	0,55	0	N/A	0	0	0,0
LIZ-691	LIZ-692	0,55	0	N/A	0	0	0,0
LIZ-69	LFL-69	4,47	-	N/A	0,01	-	N/A
TIN-691	LFL-691	-	4,45	N/A	-	0	N/A
LFL-691	LFL-69	-	4,45	N/A	-	0	N/A

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

Anexo 56. **Flujos de potencia [MVAR] y pérdidas [MVAR] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 CCNTG1 ESD max**

Barra		Potencia reactiva			Pérdidas (reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CCNTG1 [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CCNTG1 [MVAR]	Δ [%]
<b>SALIDA LÍNEA CENTRO-ANTIGUA</b>							
CEN-69	LAN-69D	11,11	11,1	-0,1	0,79	0,79	0,0
LAN-69D	SLU-69D	10,32	10,32	0,0	0,53	0,53	0,0
SLU-69D	MIX-691	9,78	9,78	0,0	0,12	0,12	0,0
MIX-691	MIX-69	9,66	9,66	0,0	0,04	0,04	0,0
<b>LÍNEA CENTRO-GUATEMALA 6</b>							
CEN-69	CEN-692	13,65	13,65	0,0	0	0	0,0
CEN-692	CG6-691	11,16	11,05	-1,0	0,79	0,75	-5,3
CG6-691	ROO-693	9,61	9,53	-0,8	0,28	0,26	-7,7
ROO-693	MON-693	5,65	5,59	-1,1	0,08	0,07	-14,3
MON-693	TIN-69D	5,57	5,52	-0,9	0,03	0,03	0,0
TIN-69D	MIX-69B	5,54	5,5	-0,7	0,05	0,05	0,0

Continuación del anexo 56.

MIX-69B	TIN-69D1	5,48	5,45	-0,6	0,05	0,05	0,0
TIN-69D1	TIN-69	5,43	-	N/A	0,01	-	N/A
TIN-69D1	TIN-692	-	5,4	N/A	-	0,02	N/A
TIN-692	TIN-691	-	5,39	N/A	-	0	N/A
TIN-69	TIN-691	1,67	-	N/A	0	-	N/A
TIN-69	IND-69	3,74	0	N/A	0	0	0,0
IND-69	LIZ-69	3,74	0	N/A	0	0	0,0
LIZ-69	LIZ-691	0,02	0	N/A	0	0	0,0
LIZ-691	LIZ-692	0,02	0	N/A	0	0	0,0
LIZ-69	LFL-69	3,72	-	N/A	0,01	-	N/A
TIN-691	LFL-691	-	3,72	N/A	-	0	N/A
LFL-691	LFL-69	-	3,71	N/A	-	0,01	N/A

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

Anexo 57. **Voltajes en barras [pu] y ángulo [°] en barras monitoreadas  
año 1 CCNTG1 ESD min**

Número nodo	Nombre nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CCNTG1 [p.u.]	CCNTG1 [p.u.]	Δ [%]	Δ [%]
1 204	CEN-69	1,017	-5,4	1,017	-5,3	0,0	-1,9
12 027	CEN-692	1,017	-5,4	1,017	-5,3	0,0	-1,9
12 122	MIX-69	1,014	-5,9	1,014	-5,8	0,0	-1,7
12 186	TIN-69	1,013	-6,1	0,000	0	N/A	N/A
12 103	LIZ-69	1,013	-6,1	0,000	0	N/A	N/A
LIZ691	LIZ-691	1,013	-6,1	0,000	0	N/A	N/A
LIZ692	LIZ-692	1,013	-6,1	0,000	0	N/A	N/A
12 102	LFL-69	1,012	-6,1	1,013	-6	0,1	-1,7
12 093	IND-69	1,013	-6,1	0,000	0	N/A	N/A
12 260	TIN-691	1,013	-6,1	1,013	-5,9	0,0	-3,4
12 187	TIN-69D	1,013	-6	1,014	-5,8	0,1	-3,4
12 123	MIX-691	1,014	-5,9	1,014	-5,8	0,0	-1,7
12 170	SLU-69D	1,014	-5,9	1,014	-5,8	0,0	-1,7
12 099	LAN-69D	1,015	-5,7	1,015	-5,6	0,0	-1,8
12 037	CG6-691	1,015	-5,7	1,015	-5,6	0,0	-1,8
12 156	ROO-693	1,014	-5,8	1,014	-5,7	0,0	-1,8
12 130	MON-693	1,014	-5,9	1,014	-5,8	0,0	-1,7
TIN692	TIN-692	-	-	1,013	-5,9	N/A	N/A
LFL691	LFL-691	-	-	1,013	-6	N/A	N/A

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

Anexo 58. **Voltajes en barras [pu] y ángulo [°] en barras monitoreadas  
año 1 CCNTG1 ESD med**

Número nodo	Nombre nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CCNTG1 [p.u.]	CCNTG1 [p.u.]	Δ [%]	Δ [%]
1 204	CEN-69	0,985	-14	0,985	-13,7	0,0	-2,2
12 027	CEN-692	0,985	-14	0,985	-13,7	0,0	-2,2
12 122	MIX-69	0,972	-15,2	0,973	-14,9	0,1	-2,0
12 186	TIN-69	0,964	-15,8	0,000	0	N/A	N/A
12 103	LIZ-69	0,963	-15,8	0,000	0	N/A	N/A
LIZ691	LIZ-691	0,963	-15,8	0,000	0	N/A	N/A
LIZ692	LIZ-692	0,963	-15,8	0,000	0	N/A	N/A
12 102	LFL-69	0,961	-16	0,964	-15,6	0,3	-2,6
12 093	IND-69	0,963	-15,8	0,000	0	N/A	N/A
12 260	TIN-691	0,964	-15,8	0,966	-15,4	0,2	-2,6
12 187	TIN-69D	0,968	-15,4	0,970	-15	0,2	-2,7
12 123	MIX-691	0,973	-15,2	0,973	-14,8	0,0	-2,7
12 170	SLU-69D	0,974	-15,1	0,974	-14,7	0,0	-2,7
12 099	LAN-69D	0,978	-14,6	0,979	-14,3	0,1	-2,1
12 037	CG6-691	0,976	-14,8	0,977	-14,4	0,1	-2,8
12 156	ROO-693	0,972	-15,1	0,973	-14,8	0,1	-2,0
12 130	MON-693	0,969	-15,3	0,971	-15	0,2	-2,0
TIN692	TIN-692	-	-	0,966	-15,4	N/A	N/A
LFL691	LFL-691	-	-	0,965	-15,5	N/A	N/A

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

Anexo 59. **Voltajes en barras [pu] y ángulo [°] en barras monitoreadas  
año 1 CCNTG1 ESD max**

Número nodo	Nombre nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CCNTG1 [p.u.]	CCNTG1 [°]	Δ [%]	Δ [%]
1 204	CEN-69	1,004	-14,8	1,004	-14,6	0,0	-1,4
12 027	CEN-692	1,004	-14,8	1,004	-14,6	0,0	-1,4
12 122	MIX-69	0,992	-16,3	0,992	-16,1	0,0	-1,2
12 186	TIN-69	0,985	-16,7	0,000	0	N/A	N/A
12 103	LIZ-69	0,985	-16,7	0,000	0	N/A	N/A
LIZ691	LIZ-691	0,985	-16,7	0,000	0	N/A	N/A
LIZ692	LIZ-692	0,985	-16,7	0,000	0	N/A	N/A
12 102	LFL-69	0,982	-16,9	0,984	-16,7	0,2	-1,2
12 093	IND-69	0,985	-16,7	0,000	0	N/A	N/A
12 260	TIN-691	0,985	-16,7	0,986	-16,5	0,1	-1,2
12 187	TIN-69D	0,989	-16,3	0,990	-16,1	0,1	-1,2
12 123	MIX-691	0,992	-16,3	0,992	-16,1	0,0	-1,2
12 170	SLU-69D	0,993	-16,1	0,993	-15,9	0,0	-1,3
12 099	LAN-69D	0,997	-15,6	0,997	-15,4	0,0	-1,3
12 037	CG6-691	0,996	-15,6	0,997	-15,4	0,1	-1,3
12 156	ROO-693	0,993	-16	0,993	-15,7	0,0	-1,9
12 130	MON-693	0,990	-16,2	0,991	-16	0,1	-1,3
TIN692	TIN-692	-	-	0,986	-16,4	N/A	N/A
LFL691	LFL-691	-	-	0,985	-16,5	N/A	N/A

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

Anexo 60. **Ahorro de pérdidas de potencia [MW] en el S. N. I. al incluir el nuevo proyecto año 1 CCNTG1 ESD Min, ESD Med y ESD Max**

Época Seca	Pérdidas MW		
	CB	CCNTG1	Ahorro
Máxima	74,324	74,16	0,164
Media	44,792	44,543	0,249
Mínima	15,801	15,783	0,018

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

Anexo 61. **Ahorro de pérdidas de potencia [MW] en la zona 2 al incluir el nuevo proyecto año 1 CCNTG1 ESD min, ESD med y ESD max**

Época Seca	Pérdidas MW		
	CB	CCNTG1	Ahorro
Máxima	20,351	20,268	0,083
Media	15,496	15,376	0,120
Mínima	5,886	5,871	0,015

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

Resultados caso contingencia 1 época húmeda

**Anexo 62. Flujos de potencia [MW] y factor de utilización [%] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 CCNTG1 EHD min**

Barra		Potencia activa			Pérdidas (activa)			Factor de utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CCNTG1 [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CCNTG1 [MW]	Δ [%]	CB [%]	CCNTG1 [%]	Δ [%]
<b>SALIDA LÍNEA CENTRO-ANTIGUA</b>										
CEN-69	LAN-69D	22,35	22,35	0,0	0,04	0,04	0,0	23,7	23,7	0,0
LAN-69D	SLU-69D	22,32	22,32	0,0	0,02	0,02	0,0	23,7	23,7	0,0
SLU-69D	MIX-691	22,3	22,3	0,0	0,01	0,01	0,0	28,2	28,2	0,0
MIX-691	MIX-69	22,29	22,29	0,0	0	0	0,0	28,2	28,2	0,0
<b>LÍNEA CENTRO-GUATEMALA 6</b>										
CEN-69	CEN-692	33,71	32,9	-2,5	0	0	0,0	50,5	49,3	-2,4
CEN-692	CG6-691	23,06	22,17	-4,0	0,05	0,04	-25,0	39,7	38,2	-3,9
CG6-691	ROO-693	20,52	19,63	-4,5	0,02	0,02	0,0	30,9	29,5	-4,7
ROO-693	MON-693	8,66	7,77	-11,5	0	0	0,0	13	11,7	-11,1
MON-693	TIN-69D	8,66	7,77	-11,5	0	0	0,0	13	11,7	-11,1
TIN-69D	MIX-69B	8,65	7,77	-11,3	0	0	0,0	10,9	9,8	-11,2
MIX-69B	TIN-69D1	8,65	7,77	-11,3	0	0	0,0	10,9	9,8	-11,2
TIN-69D1	TIN-69	8,65	-	N/A	0	-	N/A	18,7	-	N/A
TIN-69D1	TIN-692	-	7,76	N/A	-	0	N/A	-	9,8	N/A
TIN-692	TIN-691	-	7,77	N/A	-	0	N/A	-	9,8	N/A
TIN-69	TIN-691	2,33	-	N/A	0	-	N/A	5,9	-	N/A
TIN-69	IND-69	6,32	0	N/A	0	0	0,0	13,7	0	N/A
IND-69	LIZ-69	6,32	0	N/A	0	0	0,0	13,7	0	N/A
LIZ-69	LIZ-691	0,88	0	N/A	0	0	0,0	1,9	0	N/A
LIZ-691	LIZ-692	0,88	0	N/A	0	0	0,0	4,1	0	N/A
LIZ-69	LFL-69	5,44	-	N/A	0	-	N/A	11,8	-	N/A
TIN-691	LFL-691	-	5,44	N/A	-	0	N/A	-	6,9	N/A
LFL-691	LFL-69	-	5,44	N/A	-	0	N/A	-	6,9	N/A

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

**Anexo 63. Flujos de potencia [MW] y factor de utilización [%] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 CCNTG1 EHD med**

Barra		Potencia activa			Pérdidas (activa)			Factor de utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CCNTG1 [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CCNTG1 [MW]	Δ [%]	CB [%]	CCNTG1 [%]	Δ [%]
<b>SALIDA LÍNEA CENTRO-ANTIGUA</b>										
CEN-69	LAN-69D	41,44	41,44	0,0	0,14	0,14	0,0	46,6	46,5	-0,2
LAN-69D	SLU-69D	41,3	41,3	0,0	0,08	0,08	0,0	46,6	46,6	0,0
SLU-69D	MIX-691	41,22	41,22	0,0	0,02	0,02	0,0	55,4	55,4	0,0
MIX-691	MIX-69	41,2	41,2	0,0	0,01	0,01	0,0	55,4	55,4	0,0
<b>LÍNEA CENTRO-GUATEMALA 6</b>										
CEN-69	CEN-692	66,84	65,03	-2,8	0	0	0,0	105,4	102,4	-2,9
CEN-692	CG6-691	48,46	46,45	-4,3	0,23	0,21	-9,5	88,4	84,7	-4,4
CG6-691	ROO-693	43,73	41,75	-4,7	0,1	0,09	-11,1	70	66,8	-4,8

Continuación del anexo 63.

ROO-693	MON-693	21,54	19,57	-10,1	0,03	0,03	0,0	34,8	31,5	-10,5
MON-693	TIN-69D	21,51	19,54	-10,1	0,01	0,01	0,0	34,8	31,5	-10,5
TIN-69D	MIX-69B	21,49	19,53	-10,0	0,02	0,01	-100,0	29,2	26,5	-10,2
MIX-69B	TIN-69D1	21,48	19,51	-10,1	0,02	0,01	-100,0	29,2	26,5	-10,2
TIN-69D1	TIN-69	21,46	-	N/A	0,01	-	N/A	49,9	-	N/A
TIN-69D1	TIN-692	-	19,48	N/A	-	0	N/A	-	26,5	N/A
TIN-692	TIN-691	-	19,5	N/A	-	0	N/A	-	26,5	N/A
TIN-69	TIN-691	5,53	-	N/A	0	-	N/A	15,2	-	N/A
TIN-69	IND-69	15,92	0	N/A	0,01	0	N/A	37	0	N/A
IND-69	LIZ-69	15,91	0	N/A	0	0	0,0	37	0	N/A
LIZ-69	LIZ-691	1,93	0	N/A	0	0	0,0	4,4	0	N/A
LIZ-691	LIZ-692	1,93	0	N/A	0	0	0,0	9,5	0	N/A
LIZ-69	LFL-69	13,99	-	N/A	0,03	-	N/A	32,6	-	N/A
TIN-691	LFL-691	-	13,97	N/A	-	0,01	N/A	-	19	N/A
LFL-691	LFL-69	-	13,96	N/A	-	0,01	N/A	-	19	N/A

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

Anexo 64. **Flujos de potencia [MW] y factor de utilización [%] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 CCNTG1 EHD max**

Barra		Potencia activa			Pérdidas (activa)			Factor de utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CCNTG1 [MW]	$\Delta$ [%]	CB [MW]	CCNTG1 [MW]	$\Delta$ [%]	CB [%]	CCNTG1 [%]	$\Delta$ [%]
<b>SALIDA LÍNEA CENTRO-ANTIGUA</b>										
CEN-69	LAN-69D	45,62	45,63	0,0	0,16	0,16	0,0	49,4	49,4	0,0
LAN-69D	SLU-69D	45,46	45,47	0,0	0,09	0,09	0,0	49,5	49,4	-0,2
SLU-69D	MIX-691	45,37	45,38	0,0	0,02	0,02	0,0	58,8	58,8	0,0
MIX-691	MIX-69	45,35	45,36	0,0	0,01	0,01	0,0	58,8	58,8	0,0
<b>LÍNEA CENTRO-GUATEMALA 6</b>										
CEN-69	CEN-692	62,14	61,23	-1,5	0	0	0,0	95,1	93,7	-1,5
CEN-692	CG6-691	44,81	43,8	-2,3	0,18	0,17	-5,9	79,1	77,3	-2,3
CG6-691	ROO-693	37,43	36,44	-2,7	0,07	0,07	0,0	58	56,4	-2,8
ROO-693	MON-693	20,08	19,08	-5,2	0,03	0,02	-50,0	31,3	29,8	-5,0
MON-693	TIN-69D	20,05	19,06	-5,2	0,01	0,01	0,0	31,3	29,8	-5,0
TIN-69D	MIX-69B	20,04	19,05	-5,2	0,01	0,01	0,0	26,3	25	-5,2
MIX-69B	TIN-69D1	20,02	19,03	-5,2	0,01	0,01	0,0	26,3	25	-5,2
TIN-69D1	TIN-69	20,01	-	N/A	0,01	-	N/A	44,9	-	N/A
TIN-69D1	TIN-692	-	19,02	N/A	-	0	N/A	-	25	N/A
TIN-692	TIN-691	-	19,02	N/A	-	0	N/A	-	25	N/A
TIN-69	TIN-691	6,21	-	N/A	0	-	N/A	16,5	-	N/A
TIN-69	IND-69	13,79	0	N/A	0	0	0,0	31	0	N/A
IND-69	LIZ-69	13,78	0	N/A	0	0	0,0	31	0	N/A
LIZ-69	LIZ-691	0,96	0	N/A	0	0	0,0	2,1	0	N/A
LIZ-691	LIZ-692	0,96	0	N/A	0	0	0,0	4,5	0	N/A
LIZ-69	LFL-69	12,82	-	N/A	0,02	-	N/A	28,9	-	N/A
TIN-691	LFL-691	-	12,81	N/A	-	0	N/A	-	16,9	N/A
LFL-691	LFL-69	-	12,8	N/A	-	0,01	N/A	-	16,9	N/A

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

Anexo 65. **Flujos de potencia [MVAR] y pérdidas [MVAR] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 CCNTG1 EHD min**

Barra		Potencia reactiva			Pérdidas (reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CCNTG1 [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CCNTG1 [MVAR]	Δ [%]
<b>SALIDA LÍNEA CENTRO-ANTIGUA</b>							
CEN-69	LAN-69D	2,17	2,17	0,0	0,08	0,08	0,0
LAN-69D	SLU-69D	2,09	2,09	0,0	0,06	0,06	0,0
SLU-69D	MIX-691	2,02	2,02	0,0	0,01	0,01	0,0
MIX-691	MIX-69	2,01	2,01	0,0	0	0	0,0
<b>LÍNEA CENTRO-GUATEMALA 6</b>							
CEN-69	CEN-692	2,51	2,39	-5,0	0	0	0,0
CEN-692	CG6-691	1,91	1,88	-1,6	0,11	0,1	-10,0
CG6-691	ROO-693	1,67	1,65	-1,2	0,03	0,03	0,0
ROO-693	MON-693	0,52	0,51	-2,0	-0,03	-0,03	0,0
MON-693	TIN-69D	0,55	0,54	-1,9	-0,01	-0,01	0,0
TIN-69D	MIX-69B	0,56	0,55	-1,8	-0,02	-0,02	0,0
MIX-69B	TIN-69D1	0,58	0,57	-1,8	-0,02	-0,02	0,0
TIN-69D1	TIN-69	0,6	-	N/A	0	-	N/A
TIN-69D1	TIN-692	-	0,59	N/A	-	-0,01	N/A
TIN-692	TIN-691	-	0,6	N/A	-	0	N/A
TIN-69	TIN-691	0,19	-	N/A	0	-	N/A
TIN-69	IND-69	0,41	0	N/A	-0,01	0	N/A
IND-69	LIZ-69	0,42	0	N/A	0	0	0,0
LIZ-69	LIZ-691	0,01	0	N/A	0	0	0,0
LIZ-691	LIZ-692	0	0	0,0	0	0	0,0
LIZ-69	LFL-69	0,43	-	N/A	-0,03	-	N/A
TIN-691	LFL-691	-	0,41	N/A	-	-0,02	N/A
LFL-691	LFL-69	-	0,43	N/A	-	-0,03	N/A

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

Anexo 66. **Flujos de potencia [MVAR] y pérdidas [MVAR] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 CCNTG1 EHD med**

Barra		Potencia reactiva			Pérdidas (reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CCNTG1 [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CCNTG1 [MVAR]	Δ [%]
<b>SALIDA LÍNEA CENTRO-ANTIGUA</b>							
CEN-69	LAN-69D	14,07	14,06	-0,1	0,49	0,49	0,0
LAN-69D	SLU-69D	13,58	13,57	-0,1	0,34	0,34	0,0
SLU-69D	MIX-691	13,24	13,24	0,0	0,08	0,08	0,0
MIX-691	MIX-69	13,16	13,15	-0,1	0,02	0,02	0,0
<b>LÍNEA CENTRO-GUATEMALA 6</b>							
CEN-69	CEN-692	20,64	19,89	-3,8	0	0	0,0
CEN-692	CG6-691	16,21	15,44	-5,0	0,76	0,69	-10,1
CG6-691	ROO-693	14,42	13,72	-5,1	0,3	0,27	-11,1
ROO-693	MON-693	7,28	6,62	-10,0	0,07	0,05	-40,0
MON-693	TIN-69D	7,21	6,57	-9,7	0,03	0,02	-50,0
TIN-69D	MIX-69B	7,18	6,55	-9,6	0,05	0,03	-66,7

Continuación del anexo 66.

MIX-69B	TIN-69D1	7,14	6,51	-9,7	0,05	0,03	-66,7
TIN-69D1	TIN-69	7,09	-	N/A	0,01	-	N/A
TIN-69D1	TIN-692	-	6,48	N/A	-	-0,01	N/A
TIN-692	TIN-691	-	6,49	N/A	-	0	N/A
TIN-69	TIN-691	1,84	-	N/A	0	-	N/A
TIN-69	IND-69	5,24	0	N/A	0	0	0,0
IND-69	LIZ-69	5,24	0	N/A	0	0	0,0
LIZ-69	LIZ-691	0,57	0	N/A	0	0	0,0
LIZ-691	LIZ-692	0,57	0	N/A	0	0	0,0
LIZ-69	LFL-69	4,66	-	N/A	0,01	-	N/A
TIN-691	LFL-691	-	4,65	N/A	-	0	N/A
LFL-691	LFL-69	-	4,65	N/A	-	0	N/A

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

**Anexo 67. Flujos de potencia [MVAR] y pérdidas [MVAR] en líneas de 69 kV monitoreadas año 1 CCNTG1 EHD max**

Barra		Potencia reactiva			Pérdidas (reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CCNTG1 [MVAR]	$\Delta$ [%]	CB [MVAR]	CCNTG1 [MVAR]	$\Delta$ [%]
<b>SALIDA LÍNEA CENTRO-ANTIGUA</b>							
CEN-69	LAN-69D	8,64	8,6	-0,5	0,56	0,56	0,0
LAN-69D	SLU-69D	8,08	8,04	-0,5	0,38	0,38	0,0
SLU-69D	MIX-691	7,7	7,66	-0,5	0,09	0,09	0,0
MIX-691	MIX-69	7,61	7,58	-0,4	0,03	0,03	0,0
<b>LÍNEA CENTRO-GUATEMALA 6</b>							
CEN-69	CEN-692	11,03	10,92	-1,0	0	0	0,0
CEN-692	CG6-691	8,98	8,87	-1,2	0,6	0,57	-5,3
CG6-691	ROO-693	7,57	7,49	-1,1	0,19	0,18	-5,6
ROO-693	MON-693	4,47	4,41	-1,4	0,05	0,04	-25,0
MON-693	TIN-69D	4,42	4,37	-1,1	0,02	0,01	-100,0
TIN-69D	MIX-69B	4,41	4,35	-1,4	0,03	0,03	0,0
MIX-69B	TIN-69D1	4,37	4,33	-0,9	0,03	0,03	0,0
TIN-69D1	TIN-69	4,34	-	N/A	0,01	-	N/A
TIN-69D1	TIN-692	-	4,3	N/A	-	-0,01	N/A
TIN-692	TIN-691	-	4,31	N/A	-	0	N/A
TIN-69	TIN-691	1,38	-	N/A	0	-	N/A
TIN-69	IND-69	2,95	0	N/A	0	0	0,0
IND-69	LIZ-69	2,95	0	N/A	0	0	0,0
LIZ-69	LIZ-691	0,01	0	N/A	0	0	0,0
LIZ-691	LIZ-692	0,02	0	N/A	0	0	0,0
LIZ-69	LFL-69	2,94	-	N/A	0	-	N/A
TIN-691	LFL-691	-	2,93	N/A	-	0	N/A
LFL-691	LFL-69	-	2,93	N/A	-	0	N/A

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

Anexo 68. **Voltajes en barras [pu] y ángulo [°] en barras monitoreada año 1 CCNTG1 EHD min**

Número nodo	Nombre nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CCNTG1 [p.u.]	CCNTG1 [p.u.]	Δ [%]	Δ [%]
1 204	CEN-69	1,003	-12,2	1,003	-12	0,0	-1,7
12 027	CEN-692	1,003	-12,2	1,003	-12	0,0	-1,7
12 122	MIX-69	0,999	-12,8	0,999	-12,7	0,0	-0,8
12 186	TIN-69	0,997	-13	0,000	0	N/A	N/A
12 103	LIZ-69	0,997	-13	0,000	0	N/A	N/A
LIZ691	LIZ-691	0,997	-13	0,000	0	N/A	N/A
LIZ692	LIZ-692	0,997	-13	0,000	0	N/A	N/A
12 102	LFL-69	0,996	-13,1	0,997	-12,9	0,1	-1,6
12 093	IND-69	0,997	-13	0,000	0	N/A	N/A
12 260	TIN-691	0,997	-13	0,998	-12,8	0,1	-1,6
12 187	TIN-69D	0,998	-12,9	0,999	-12,7	0,1	-1,6
12 123	MIX-691	0,999	-12,8	0,999	-12,7	0,0	-0,8
12 170	SLU-69D	0,999	-12,8	0,999	-12,6	0,0	-1,6
12 099	LAN-69D	1,001	-12,5	1,001	-12,4	0,0	-0,8
12 037	CG6-691	1,000	-12,6	1,001	-12,4	0,1	-1,6
12 156	ROO-693	0,999	-12,7	0,999	-12,6	0,0	-0,8
12 130	MON-693	0,998	-12,8	0,999	-12,7	0,1	-0,8
TIN692	TIN-692	-	-	0,998	-12,8	N/A	N/A
LFL691	LFL-691	-	-	0,998	-12,8	N/A	N/A

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

Anexo 69. **Voltajes en barras [pu] y ángulo [°] en barras monitoreadas año 1 CCNTG1 EHD med**

Número nodo	Nombre nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CCNTG1 [p.u.]	CCNTG1 [p.u.]	Δ [%]	Δ [%]
1 204	CEN-69	0,995	-15,8	0,996	-15,4	0,1	-2,6
12 027	CEN-692	0,995	-15,8	0,996	-15,4	0,1	-2,6
12 122	MIX-69	0,982	-17	0,983	-16,6	0,1	-2,4
12 186	TIN-69	0,973	-17,6	0,000	0	N/A	N/A
12 103	LIZ-69	0,973	-17,6	0,000	0	N/A	N/A
LIZ691	LIZ-691	0,973	-17,6	0,000	0	N/A	N/A
LIZ692	LIZ-692	0,973	-17,6	0,000	0	N/A	N/A
12 102	LFL-69	0,970	-17,7	0,974	-17,3	0,4	-2,3
12 093	IND-69	0,973	-17,6	0,000	0	N/A	N/A
12 260	TIN-691	0,973	-17,6	0,976	-17,1	0,3	-2,9
12 187	TIN-69D	0,977	-17,2	0,979	-16,8	0,2	-2,4
12 123	MIX-691	0,982	-16,9	0,983	-16,6	0,1	-1,8
12 170	SLU-69D	0,983	-16,8	0,984	-16,5	0,1	-1,8
12 099	LAN-69D	0,988	-16,4	0,989	-16,1	0,1	-1,9
12 037	CG6-691	0,986	-16,6	0,987	-16,2	0,1	-2,5
12 156	ROO-693	0,981	-16,9	0,983	-16,5	0,2	-2,4
12 130	MON-693	0,979	-17,1	0,980	-16,7	0,1	-2,4
TIN692	TIN-692	-	-	0,976	-17,1	N/A	N/A
LFL691	LFL-691	-	-	0,975	-17,2	N/A	N/A

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

Anexo 70. **Voltajes en barras [pu] y ángulo [°] en barras monitoreadas  
año 1 CCNTG1 EHD max**

Número nodo	Nombre nodo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo	Voltaje	Ángulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CCNTG1 [p.u.]	CCNTG1 [°]	Δ [%]	Δ [%]
1 204	CEN-69	0,995	-16,5	0,995	-16,3	0,0	-1,2
12 027	CEN-692	0,995	-16,5	0,995	-16,3	0,0	-1,2
12 122	MIX-69	0,984	-17,8	0,985	-17,7	0,1	-0,6
12 186	TIN-69	0,979	-18,2	0,000	0	N/A	N/A
12 103	LIZ-69	0,979	-18,2	0,000	0	N/A	N/A
LIZ691	LIZ-691	0,979	-18,2	0,000	0	N/A	N/A
LIZ692	LIZ-692	0,979	-18,2	0,000	0	N/A	N/A
12 102	LFL-69	0,976	-18,4	0,979	-18,1	0,3	-1,7
12 093	IND-69	0,979	-18,2	0,000	0	N/A	N/A
12 260	TIN-691	0,979	-18,2	0,980	-17,9	0,1	-1,7
12 187	TIN-69D	0,982	-17,8	0,983	-17,6	0,1	-1,1
12 123	MIX-691	0,985	-17,8	0,985	-17,6	0,0	-1,1
12 170	SLU-69D	0,985	-17,7	0,986	-17,5	0,1	-1,1
12 099	LAN-69D	0,989	-17,2	0,990	-17	0,1	-1,2
12 037	CG6-691	0,988	-17,2	0,989	-17	0,1	-1,2
12 156	ROO-693	0,985	-17,5	0,986	-17,3	0,1	-1,2
12 130	MON-693	0,983	-17,8	0,984	-17,5	0,1	-1,7
TIN692	TIN-692	-	-	0,981	-17,9	N/A	N/A
LFL691	LFL-691	-	-	0,980	-18	N/A	N/A

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

Anexo 71. **Ahorro de pérdidas de potencia [MW] en el S. N. I. al incluir  
el nuevo proyecto año 1 CCNTG1 EHD min, EHD med y EHD  
max**

Época Húmeda	Pérdidas MW		
	CB	CCNTG1	Ahorro
Máxima	65,904	65,732	0,172
Media	55,892	55,581	0,311
Mínima	27,049	26,984	0,065

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

Anexo 72. **Ahorro de pérdidas de potencia [MW] en la zona 2 al incluir el nuevo proyecto año 1 CCNTG1 EHD min, EHD med y EHD max**

Época Húmeda	Pérdidas MW		
	CB	CCNTG1	Ahorro
Máxima	13,979	13,902	0,077
Media	13,978	13,844	0,134
Mínima	4,135	4,116	0,019

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

Parametros de líneas a modelar para el proyecto

### Anexo 73. Parámetros de la línea TINTIN69D12

The 'Línea' window displays the following configuration:

- Modelo armónico:** Línea
- Modelo OPF:** Modelo de estabilidad
- Coordinación de protecciones:** Estabilidad (Relés)
- Equipo:** TINTIN69D12
- DE:** TIN69D1
- A:** TIN692
- Conectado:**  x 1
- Invertir:**
- Nombre BD:** TINTIN69D12
- Acceder a la BD:** [Botón]
- Longitud:** 1.0000 X unidad de longitud
- Grado de compensación en serie:** 0.00 [%]
- EQ / TOTAL:** 13 / 649

The 'Base de datos de las líneas' window displays the following parameters:

- Nombre BD:** TINTIN69D12
- Frecuencia distribuida y transpuesta:** Línea
- Distribuido y no transpuesto:** Modelos monofásicos
- Parámetros generales:**
  - Nivel [kV]: 69.000
  - Temperatura: 0 [C]
  - Tipo: OVH
  - Alfa: 0.00393 [1/C]
  - Tamaño: -
  - Material: Cobre
  - MVA de base: 100
  - Estándar: Norteamérica
  - Frec. asignada [Hz]: -
- Parám. secuencia directa:**
  - R1 [Ohmio] [p.u.]: 0.05148 / 0.00108129
  - X1 [μ.S.]: 0.2122 / 0.00445705
  - B1 [Ohmio] [p.u.]: 1.9728 / 0.00009
  - R1' [Ohmio] [p.u.]: 0.00000 / 0.00000
- Parám. secuencia homopolar:**
  - R0 [Ohmio] [p.u.]: 0.18399 / 0.00386452
  - X0 [μ.S.]: 0.837545 / 0.0175918
  - B0 [Ohmio] [p.u.]: 0.9786 / 0.00005
  - R0' [Ohmio] [p.u.]: 0.00000 / 0.00000
- Carga límite [A]:** Estándar: 664.37, Emergencia: 840.92
- Ohms / unidad de longitud:** -
- Observaciones:** 0.5 KM FLINT RECONDUCTORADO

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

## Anexo 74. Parámetros de la línea TINTIN6921

**Línea**

Modelo armónico | Modelo OPF | Coordinación de protecciones

Línea | Modelo de estabilidad | Estabilidad (Relés)

Equipo: TINTIN6921 DE: TIN692  
 A: 12260

Conectado x 1 Invertir

Nombre BD: TINTIN6921 Acceder a la BD

Longitud: 1.0000 X unidad de longitud

Grado de compensación en serie: 0.00 [%]

EQ / TOTAL: 32 / 649

OK CANCELAR << >>

**Base de datos de las líneas**

Frecuencia distribuida y transpuesta | Distribuido y no transpuesto

Línea | Modelos monofásicos | Pi-nominal | Distribuidos y transpuestos

Nombre BD: TINTIN6921 Filtro: Lista filtros

Parámetros generales:

Nivel [kV]: 69.000 Temperatura: 0 [C]  
 Tipo: OVH Alfa: 0.00333 [1/C]  
 Tamaño: - Material: Cobre  
 MVA de base: 100 Estándar: Norteamérica

Frec. asignada [Hz]:

Parám. secuencia directa:

R1	[Ohmio]	[p.u.]	R0	[Ohmio]	[p.u.]
	0.010296	0.000216257		0.036798	0.00077290
X1	[μ.S.]	0.000891409	X0	[μ.S.]	0.00351836
	0.3946	0.00002		0.1957	0.00001
B1	[Ohmio]	[p.u.]	B0	[Ohmio]	[p.u.]
(Set2)	0.00000	0.00000	(Set2)	0.00000	0.00000

Parám. secuencia homopolar:

Carga límite [A]: Estándar 664.37 Emergencia 840.92

Ohms / unidad de longitud

Observaciones: 0.1 KM FLINT CONSTRUCCION

Rect# / Total: 706 / 708

OK CANCELAR << >>

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

## Anexo75. Parámetros de la línea TINLFL691

**Línea**

Modelo armónico | Modelo OPF | Coordinación de protecciones  
 Línea | Modelo de estabilidad | Estabilidad (Relés)

Equipo: TINLFL691 DE: 12260 A: LFL691

Conectado x 1 Invertir

Nombre BD: TINLFL691 Acceder a la BD

Longitud: 1.0000 X unidad de longitud EQ / TOTAL: 33 / 649

Grado de compensación en serie: 0.00 [%]

OK CANCELAR << >>

**Base de datos de las líneas**

Frecuencia distribuida y transpuesta | Distribuido y no transpuesto  
 Línea | Modelos monofásicos | Pi-nominal | Distribuidos y transpuestos

Nombre BD: TINLFL691 Filtro: Lista filtros

Parámetros generales:

Nivel [kV]: 69.000 Temperatura: 0 [C]  
 Tipo: OVH Alfa: 0.00393 [1/C]  
 Tamaño: Material: Cobre  
 MVA de base: 100 Estándar: Norteamérica  
 Frec. asignada [Hz]:

Parám. secuencia directa:

R1	[Ohmio]	[p.u.]	R0	[Ohmio]	[p.u.]
	0.113256	0.00237883		0.404778	0.00850195
X1	[μ.S.]		X0	[μ.S.]	
	0.46684	0.0098055		1.8426	0.038702
B1	[Ohmio]		B0	[Ohmio]	
	4.3403	0.00021		2.1530	0.00010
R1'	[p.u.]		R0'	[p.u.]	
	0.00000	0.00000		0.00000	0.00000

Parám. secuencia homopolar:

Carga límite [A]: Estándar: 664.37 Emergencia: 840.92

Ohms / unidad de longitud

Observaciones: 1.1 KM FLINT CONSTRUCCION

OK CANCELAR << >>

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

## Anexo 76. Parámetros de la línea LFLFL691

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

## Anexo 77. Listado de Mérito época Seca

DEMANDA MÁXIMA					
Nemo	Planta Generadora	Potencia Disponible	Época Seca		
			2015	2017	2019
CAL-G	CALDERAS	0.000			
ECR-D	ELECTRO CRISTAL DIESEL 1,2	0.000			
ECR-B	ELECTRO CRISTAL BUNKER 1,2	0.000			
ORT-G	ORTITLAN	18.441			
ZUN-G	ORZUNIL	12.357			
POR-H	EL PORVENIR	2.083	0.084	0.084	0.084
RBO-H	RIO BOBOS	10.060	0.643	0.643	0.643
SEC-H	SECACAO	15.584	0.2	0.2	0.2
LVA-H	LAS VACAS	34.805	11.549	11.549	11.549
XAC-H	HIDROXACBAL	94.868	1.752	37.592	37.592
ARI-V	ARIZONA VAPOR	4.253		4.253	4.253
PAS-H	PASABIEN	11.999		11.198	11.198
VDH-H	VISION DE AGUILA	2.019		0.661	0.661
REC-H	EL RECREO	25.368		2.73	2.73
PVE-H	POZA VERDE	6.198			
MAG-B6	MAGDALENA BLOQUE 6	48.186			
AGU-H	AGUACAPA	77.400		13.164	13.164
CAN-H	HIDROCANADA	45.828			
PAL-H	PALIN II	3.810		1.519	1.519
REN-H	RENACE	60.491			
PNA-H	PANAN	0.000			
CHO-H	CHOLOMA	9.370		8.37	8.37
SMA-H	SANTA MARIA	4.000			
MTZ-H	MATANZAS	11.200			
CND-H	CANDELARIA	4.316		0.045	0.045
PVH	PALO VIEJO	84.660		19.86	19.86
SIS-H	SAN ISIDRO	3.301		1.648	1.648
GAT-V	GENERADORA DEL ATLANTICO VAPOR	0.000			
HHS-H	HIDRO POWER	1.852			
MTO-H	MONTECRISTO	12.624		0.51	0.51
LES-H	LOS ESCLAVOS	12.961		4.48	4.48
TND-B2	TRINIDAD BLOQUE 2	0.000			
TND-B3	TRINIDAD BLOQUE 3	19.789			
TND-B1	TRINIDAD BLOQUE 1	0.000			
TUL-B1	TULLULA BLOQUE 1	10.971		5.919	6.18
STS-H	SANTA TERESA	16.202			8.102
PGO-B	PALO GORDO	25.498			0.998
HLP-H	HIDROELECTRICA LA PERLA	3.505			1.986
HEL-H	HIDROELECTRICA EL LIBERTADOR	1.982			
SDI-B1	SAN DIEGO	0.000			
SAL-H	EL SALTO	2.062			1.066
MAG-B4	MAGDALENA BLOQUE 4	17.476			
EPI-B3	EL PILAR BLOQUE 3	12.558			
MAG-B5	MAGDALENA BLOQUE 5	44.300			0.024
EPI-B1	EL PILAR BLOQUE 1	0.000			
EPI-B2	EL PILAR BLOQUE 2	0.000			
PNT-B2	PANTALEON BLOQUE 2	0.000			
TUL-B4	TULLULA BLOQUE 4	0.000			
LUN-B2	LA UNION BLOQUE 2	2.399			2.399
GAT-B	GENERADORA DEL ATLANTICO BIOGAS	1.238			
MEX-I	ECOE	116.505			
GCS-C	GENERADORA COSTA SUR	0.000			
LPA-C	LAS PALMAS II	74.123			
ESC-V	ESCUINTLA VAPOR 2	0.000			
SJO-C	SAN JOSE	133.264			
LL-C	LA LIBERTAD	14.133			0.541
GEN-B1	GENOR 0-10	10.062			
GEN-B2	GENOR 10-20	10.062			
CHX-H	CHIXOY	270.874			44.89
JUR-H	JURUN MARINALA	59.864			
GEN-B3	GENOR 20-30	10.062			
GEC-B2	GECSA 2 B3/B4	0.000			
GEC-B	GECSA B1/B2	0.000			
GEN-B4	GENOR 30-40	0.000			
TDL-B3	TDL U10,U11, U13	25.625			1.352
ELG-B	ELECTRO GENERACION	7.875			
TDL-B2	TDL U3, U4, U9	16.599			
PWT-B	POLIWATT	119.166			
TDL-B1	TDL U6, U7, U8, U12	17.071			
INT-B	INTECCSA BUNKER	0.000			
ARI-O	ARIZONA	156.328			41.698
POP-B	PUERTO QUETZAL POWER	111.367			
LPA-B1	LAS PALMAS 1	14.805			
LPA-B2	LAS PALMAS 2	14.908			
LPA-B3	LAS PALMAS 3	14.899			
LPA-B4	LAS PALMAS 4	14.647			
LPA-B5	LAS PALMAS 5	5.221			
GGO-B	GENOSA	10.100			
SID-B	SIDEGUA	37.077			
CGP-B	GENERADORA PROGRESO BUNKER	15.395			
CON-B	CONCEPCION	25.200			
COE-D	COENESA	5.783			
MAG-B3	MAGDALENA BLOQUE 3	15.860			
SAA-B	SANTA ANA	35.322			
INT-D	INTECCSA DIESEL	5.243			
PNT-B1	PANTALEON BLOQUE 1	38.983			
MTH-B	MADRE TIERRA	20.693			
LUN-B	LA UNION	30.428			
TAM-G	TAMPA	37.000			
MAG-B1	MAGDALENA BLOQUE 1	11.802			
DAR-B	DARSA	0.000			
SAS-D	STEWART & STEVENSON	0.000			
ESC-G5	ESCUINTLA GAS 5	19.328			
CGP-D	GENERADORA PROGRESO DIESEL	4.870			
ESC-G3	ESCUINTLA GAS 3	0.000			
LAG-G2	LAGUNA GAS 2	0.000			
LAG-G1	LAGUNA GAS 1	0.000			

Continuación del anexo 77.

DEMANDA MEDIA					
Nemo	Planta Generadora	Potencia Disponible	Epoca Seca		
			2015	2017	2019
CAL-G	CALDERAS	0.000			
ECR-D	ELECTRO CRISTAL DIESEL 1,2	0.000			
ECR-B	ELECTRO CRISTAL BUNKER 1,2	0.000			
ORT-G	ORTITLAN	18.441			
ZUN-G	ORZUNIL	12.357			
POR-H	EL PORVENIR	2.083	0.084	0.084	0.084
RBO-H	RIO BOBOS	10.060	0.643	0.643	0.643
SEC-H	SECACAO	15.584			
LVA-H	LAS VACAS	34.805	23.4525	27.805	27.805
XAC-H	HIDROXACBAL	94.868		59.682	59.682
AR-V	ARIZONA VAPOR	4.253		4.253	4.253
PAS-H	PASABIEN	11.999		1.852	1.852
VDA-H	VISION DE AGUILA	2.019		0.79	0.79
REC-H	EL RECREO	25.368		9.19	12.326
PVE-H	POZA VERDE	6.198			4.198
AGU-H	AGUACAPA	77.400			36.588
MAG-B6	MAGDALENA BLOQUE 6	48.186			
CAN-H	HIDROCANADA	45.828			20.868
PAL-H	PALIN II	3.810			1.519
REN-H	RENACE	60.491			4.81
PNA-H	PANAN	0.000			
CHO-H	CHOLOMA	9.370			
SMA-H	SANTA MARIA	4.000			
CND-H	CANDELARIA	4.316			
MTZ-H	MATANZAS	11.200			
PV-H	PALO VIEJO	84.660			
SIS-H	SAN ISIDRO	3.301			
HHS-H	HIDRO POWER	1.852			
GAT-V	GENERADORA DEL ATLANTICO VAPOR	0.000			
MTQ-H	MONTECRISTO	12.624			
LES-H	LOS ESCLAVOS	12.961			
TND-B2	TRINIDAD BLOQUE 2	0.000			
TND-B3	TRINIDAD BLOQUE 3	19.789			
TND-B1	TRINIDAD BLOQUE 1	0.000			
TUL-B1	TULLULA BLOQUE 1	10.971			
STS-H	SANTA TERESA	16.202			
PGO-B	PALO GORDO	25.498			
HLP-H	HIDROELECTRICA LA PERLA	3.505			
HEL-H	HIDROELECTRICA EL LIBERTADOR	1.982			
SDH-B1	SAN DIEGO	0.000			
MAG-B4	MAGDALENA BLOQUE 4	17.476			
SAL-H	EL SALTO	2.062			
EPH-B3	EL PILAR BLOQUE 3	12.558			
MAG-B5	MAGDALENA BLOQUE 5	44.300			
EPH-B1	EL PILAR BLOQUE 1	0.000			
EPH-B2	EL PILAR BLOQUE 2	0.000			
PNT-B2	PANTALEON BLOQUE 2	0.000			
TUL-B4	TULLULA BLOQUE 4	0.000			
LUN-B2	LA UNION BLOQUE 2	2.399			
GAT-B	GENERADORA DEL ATLANTICO BIOGAS	1.238			
GCS-C	GENERADORA COSTA SUR	0.000			
LPA-C	LAS PALMAS II	74.123			
ESC-V	ESCUNTLA VAPOR 2	0.000			
SJO-C	SAN JOSE	133.264			
MEX-I	ECOE	116.505			
LLI-C	LA LIBERTAD	14.133			
GEN-B1	GENOR 0-10	10.062			
JUR-H	JURUN MARINALA	59.864			
CHK-H	CHIXOY	270.874			
GEC-B2	GECSA 2 B3,B4	0.000			
GEN-B2	GENOR 10-20	10.062			
GEC-B	GECSA B1,B2	0.000			
TDL-B3	TDL U10,U11, U13	25.625			
ELG-B	ELECTRO GENERACION	7.875			
GEN-B3	GENOR 20-30	10.062			
TDL-B2	TDL U3, U4, U9	16.599			
PWT-B	POLIWATT	119.166			
TDL-B1	TDL U6, U7, U8, U12	17.071			
ARI-O	ARIZONA	156.328			
POP-B	PUERTO QUETZAL POWER	111.387			
GEN-B4	GENOR 30-40	0.000			
LPA-B1	LAS PALMAS 1	14.805			
LPA-B2	LAS PALMAS 2	14.908			
LPA-B3	LAS PALMAS 3	14.899			
LPA-B4	LAS PALMAS 4	14.647			
LPA-B5	LAS PALMAS 5	5.221			
GGO-B	GENOSA	10.100			
SID-B	SIDEGUA	37.077			
CGP-B	GENERADORA PROGRESO BUNKER	15.395			
INT-B	INTECCSA BUNKER	0.000			
CON-B	CONCEPCION	25.200			
MAG-B3	MAGDALENA BLOQUE 3	15.860			
SAA-B	SANTA ANA	35.322			
PNT-B1	PANTALEON BLOQUE 1	38.983			
MTI-B	MADRE TIERRA	20.693			
COE-D	COENESA	5.783			
LUN-B	LA UNION	30.428			
INT-D	INTECCSA DIESEL	5.243			
TAM-G	TAMPA	37.000			
MAG-B1	MAGDALENA BLOQUE 1	11.802			
DAR-B	DARSA	0.000			
S&S-D	STEWART & STEVENSON	0.000			
ESC-G5	ESCUNTLA GAS 5	19.328			
CGP-D	GENERADORA PROGRESO DIESEL	4.870			
ESC-G3	ESCUNTLA GAS 3	0.000			
LAG-G2	LAGUNA GAS 2	0.000			
LAG-G1	LAGUNA GAS 1	0.000			

Continuación del anexo 77.

DEMANDA MÍNIMA					
Nemo	Planta Generadora	Potencia Disponible	Época Seca		
			2015	2017	2019
CAL-G	CALDERAS	0.000			
ECR-D	ELECTRO CRISTAL DIESEL 1,2	0.000			
ECR-B	ELECTRO CRISTAL BUNKER 1,2	0.000			
ORT-G	ORTITLAN	18.441			
ZUN-G	ORZUNIL	12.357			
POR-H	EL PORVENIR	2.083	0.084	0.084	0.084
RBO-H	RIO BOBOS	10.060	0.643	0.643	0.643
SEC-H	SECACAO	15.584	15.584	15.584	15.584
LVA-H	LAS VACAS	34.805	2.82	34.804	34.804
XAC-H	HIDROXACBAL	94.868		11.17	50.594
ARI-V	ARIZONA VAPOR	4.253			
PAS-H	PASABIEN	11.999			
VDI-H	VISION DE AGUILA	2.019			
REC-H	EL RECREO	25.368			
MAG-B6	MAGDALENA BLOQUE 6	48.186			
AGU-H	AGUACAPA	77.400			
PVE-H	POZA VERDE	6.198			
CAN-H	HIDROCANADA	45.828			
PAL-H	PALIN II	3.810			
REN-H	RENACE	60.491			
PNA-H	PANAN	0.000			
CHO-H	CHOLOMA	9.370			
SMA-H	SANTA MARIA	4.000			
CND-H	CANDELARIA	4.316			
MTZ-H	MATANZAS	11.200			
PVI-H	PALO VIEJO	84.660			
SIS-H	SAN ISIDRO	3.301			
GAT-V	GENERADORA DEL ATLANTICO VAPOR	0.000			
HIS-H	HIDRO POWER	1.852			
MTO-H	MONTECRISTO	12.624			
TUL-B1	TULULA BLOQUE 1	10.971			
TND-B2	TRINIDAD BLOQUE 2	0.000			
TND-B3	TRINIDAD BLOQUE 3	19.789			
TND-B1	TRINIDAD BLOQUE 1	0.000			
LES-H	LOS ESCLAVOS	12.961			
STS-H	SANTA TERESA	16.202			
PGO-B	PALO GORDO	25.498			
HLP-H	HIDROELECTRICA LA PERLA	3.505			
HEL-H	HIDROELECTRICA EL LIBERTADOR	1.982			
SDI-B1	SAN DIEGO	0.000			
MAG-B4	MAGDALENA BLOQUE 4	17.476			
SAL-H	EL SALTO	2.062			
EPI-B3	EL PILAR BLOQUE 3	12.558			
EPI-B1	EL PILAR BLOQUE 1	0.000			
EPI-B2	EL PILAR BLOQUE 2	0.000			
MAG-B5	MAGDALENA BLOQUE 5	44.300			
PNT-B2	PANTALEON BLOQUE 2	0.000			
TUL-B4	TULULA BLOQUE 4	0.000			
LUN-B2	LA UNION BLOQUE 2	2.395			
GAT-B	GENERADORA DEL ATLANTICO BIOGAS	1.238			
MEX-I	ECOE	116.505			
GCS-C	GENERADORA COSTA SUR	0.000			
LPA-C	LAS PALMAS II	74.123			
ESC-V	ESCUINTLA VAPOR 2	0.000			
SJO-C	SAN JOSE	133.264			
LLI-C	LA LIBERTAD	14.133			
CHX-H	CHIXOY	270.874			
JUR-H	JURUN MARINALA	59.864			
GEN-B1	GENOR 0-10	10.062			
GEC-B2	GECSA 2 B3,B4	0.000			
GEC-B	GECSA B1,B2	0.000			
GEN-B2	GENOR 10-20	10.062			
TDL-B3	TDL U10,U11, U13	25.625			
ELG-B	ELECTRO GENERACION	7.875			
TDL-B2	TDL U3, U4, U9	16.599			
PWT-B	POLIWATT	119.166			
GEN-B3	GENOR 20-30	10.062			
TDL-B1	TDL U6, U7, U8, U12	17.071			
ARH-O	ARIZONA	156.328			
POP-B	PUERTO QUETZAL POWER	111.387			
LPA-B1	LAS PALMAS 1	14.805			
LPA-B2	LAS PALMAS 2	14.908			
LPA-B3	LAS PALMAS 3	14.899			
LPA-B4	LAS PALMAS 4	14.647			
LPA-B5	LAS PALMAS 5	5.221			
GGO-B	GENOSA	10.100			
SID-B	SIDEGUA	37.077			
GEN-B4	GENOR 30-40	0.000			
CGP-B	GENERADORA PROGRESO BUNKER	15.395			
INT-B	INTECCSA BUNKER	0.000			
CON-B	CONCEPCION	25.200			
MAG-B3	MAGDALENA BLOQUE 3	15.860			
SAA-B	SANTA ANA	35.322			
PNT-B1	PANTALEON BLOQUE 1	38.983			
MTH-B	MADRE TIERRA	20.693			
LUN-B	LA UNION	30.428			
COE-D	COENESA	5.783			
TAM-G	TAMPA	37.000			
INT-D	INTECCSA DIESEL	5.243			
MAG-B1	MAGDALENA BLOQUE 1	11.802			
DAR-B	DARSA	0.000			
SSS-D	STEWART & STEVENSON	0.000			
ESC-G5	ESCUINTLA GAS 5	19.328			
CGP-D	GENERADORA PROGRESO DIESEL	4.870			
ESC-G3	ESCUINTLA GAS 3	0.000			
LAG-G2	LAGUNA GAS 2	0.000			
LAG-G1	LAGUNA GAS 1	0.000			

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

## Anexo 78. Listado de Mérito época húmeda

DEMANDA MÁXIMA					
Nemo	Planta Generadora	Potencia Disponible	Época Húmeda		
			2015	2017	2019
CAL-G	CALDERAS	0.000			
CGP-B	GENERADORA PROGRESO BUNKER	0.000			
CGP-D	GENERADORA PROGRESO DIESEL	0.000			
DAR-B	DARSA	0.000			
ECR-B	ELECTRO CRISTAL BUNKER 1,2	0.000			
ECR-D	ELECTRO CRISTAL DIESEL 1,2	0.000			
ESC-V	ESCUINTLA VAPOR 2	0.000			
SDH-B1	SAN DIEGO	0.000			
TND-B1	TRINIDAD BLOQUE 1	0.000			
TND-B2	TRINIDAD BLOQUE 2	0.000			
ORT-G	ORTITLAN	20.608			
ZUN-G	ORZUNIL	10.066			
MAG-B4	MAGDALENA BLOQUE 4	0.000			
RBO-H	RIO BOBOS	9.417			
POR-H	EL PORVENIR	1.961			
VDA-H	VISION DE AGUILA	2.019	2.019	2.019	2.019
LVA-H	LAS VACAS	34.805	16.631	16.631	16.631
HAG-H	HIDROAGUNA	1.874	1.874	1.874	1.874
TUL-B4	TULLULA BLOQUE 4	0.000			
XAC-H	HIDROXACBAL	94.868	28.56	50.688	50.688
SEC-H	SECACAO	15.584			
ARI-V	ARIZONA VAPOR	3.189			
PAS-H	PASABIEN	11.999		10.198	10.198
REC-H	EL RECREO	25.368		15.026	15.026
PVI-H	PALO VIEJO	84.660		7.380	7.380
PNT-B2	PANTALEON BLOQUE 2	0.000			
PVE-H	POZA VERDE	9.561		3.187	3.187
ASUH	AGUACAPA	77.432			
CAN-H	HIDROCANADA	45.828		2.38	2.38
PAL-H	PALIN II	3.810			
PNA-H	PANAN	6.572		2.878	2.878
REN-H	RENACE	42.136		5.508	5.508
GAT-V	GENERADORA DEL ATLANTICO VAPOR	2.450			
HLP-H	HIDROELECTRICA LA PERLA	3.505		3.191	3.191
SMA-H	SANTA MARIA	4.000			
MTZ-H	MATANZAS	11.200		3.976	3.976
SIS-H	SAN ISIDRO	3.301		1.839	1.839
CND-H	CANDELARIA	4.316			
MTO-H	MONTECRISTO	12.624		1.14	1.14
HHS-H	HIDRO POWER	0.000			
LES-H	LOS ESCLAVOS	12.961		7.168	7.168
STS-H	SANTA TERESA	16.202		4.902	4.902
PGO-B	PALO GORDO	0.000			
CHO-H	CHOLOMA	9.370			
HEL-H	HIDROELECTRICA EL LIBERTADOR	1.982			
SAL-H	EL SALTO	0.000			
EPI-B3	EL PILAR BLOQUE 3	0.000			
EPI-B1	EL PILAR BLOQUE 1	0.000			
EPI-B2	EL PILAR BLOQUE 2	0.000			
LUN-B2	LA UNION BLOQUE 2	0.000			
GAT-B	GENERADORA DEL ATLANTICO BIOGAS	1.238			
SJO-C	SAN JOSE	133.264			
GCS-C	GENERADORA COSTA SUR	29.150			
MAG-B6	MAGDALENA BLOQUE 6	0.000			
LPA-C	LAS PALMAS II	48.121			
MEX-I	ECOE	116.505			
LLIC	LA LIBERTAD	14.900		1.308	1.308
GEN-B1	GENOR 0-10	9.601		0.301	0.301
GEN-B2	GENOR 10-20	9.601		0.301	0.301
GEN-B3	GENOR 20-30	9.601		9.601	9.601
GEC-B2	GECSA 2 B3,B4	0.000			
GEC-B	GECSA B1,B2	0.000			
CHX-H	CHIXOY	266.019			
GEN-B4	GENOR 30-40	9.601		9.601	9.601
INT-B	INTECCSA BUNKER	0.000			
JUR-H	JURUN MARINALA	59.864			
PWT-B	POLIWATT	121.792		8.561	8.561
PQP-B	PUERTO QUETZAL POWER	94.180			
ARI-O	ARIZONA	156.073		15.583	15.583
LPA-B1	LAS PALMAS 1	15.080			
LPA-B2	LAS PALMAS 2	14.927			
LPA-B3	LAS PALMAS 3	14.899			
LPA-B4	LAS PALMAS 4	14.922			
LPA-B5	LAS PALMAS 5	5.221			
ELG-B	ELECTRO GENERACION	15.750		12.625	15.75
TDL-B1	TDL U6, U7, U8, U12	26.176			26.176
TDL-B2	TDL U3, U4, U9	16.842			16.842
TDL-B3	TDL U10,U11, U13	15.416			15.417
SID-B	SIDEGUA	36.740			26.14
GGO-B	GENOSA	16.543			
COE-D	COENESA	5.221			
TND-B3	TRINIDAD BLOQUE 3	19.331			
INT-D	INTECCSA DIESEL	3.360			
MTR-B	MADRE TIERRA	16.380			
PNT-B1	PANTALEON BLOQUE 1	27.052			
CON-B	CONCEPCION	13.257			
SAA-B	SANTA ANA	27.532			
TAM-G	TAMPA	37.201			
LUN-B	LA UNION	0.000			
MAG-B5	MAGDALENA BLOQUE 5	40.521			
MAG-B3	MAGDALENA BLOQUE 3	15.718			
MAG-B1	MAGDALENA BLOQUE 1	9.291			
TUL-B1	TULLULA BLOQUE 1	0.000			
ESC-G5	ESCUINTLA GAS 5	0.000			
S&S-D	STEWART & STEVENSON	20.300			
ESC-G3	ESCUINTLA GAS 3	0.000			
LAG-G2	LAGUNA GAS 2	0.000			
LAG-G1	LAGUNA GAS 1	0.000			

Continuación del anexo 78.

DEMANDA MEDIA					
Nemo	Planta Generadora	Potencia Disponible	Época Húmeda		
			2015	2017	2019
CAL-G	CALDERAS	0.000			
CGP-B	GENERADORA PROGRESO BUNKER	0.000			
CGP-D	GENERADORA PROGRESO DIESEL	0.000			
DAR-B	DARSA	0.000			
ECR-B	ELECTRO CRISTAL BUNKER 1,2	0.000			
ECR-D	ELECTRO CRISTAL DIESEL 1,2	0.000			
ESC-V	ESCUINTLA VAPOR 2	0.000			
SDI-B1	SAN DIEGO	0.000			
TND-B1	TRINIDAD BLOQUE 1	0.000			
TND-B2	TRINIDAD BLOQUE 2	0.000			
ORT-G	ORTITLAN	20.608			
ZUN-G	ORZUNIL	10.066			
MAG-B4	MAGDALENA BLOQUE 4	0.000			
RBO-H	RIO BOBOS	9.417	4.832	4.832	4.832
POR-H	EL PORVENIR	1.961			
VDH-H	VISION DE AGUILA	2.019	1.492	1.492	1.492
LVA-H	LAS VACAS	34.805	10.013	10.013	10.013
HAG-H	HIROAGUNA	1.874	1.874	1.874	1.874
TUL-B4	TULULA BLOQUE 4	0.000			
SEC-H	SECACAO	15.584			
XAC-H	HIROXACBAL	94.868	23.816	47.434	47.434
ARI-V	ARIZONA VAPOR	3.189		0.189	0.189
PAS-H	PASABIEN	11.999		10.198	10.198
REC-H	EL RECREO	25.368		9.82	9.82
PVI-H	PALO VIEJO	84.660		42.315	42.315
PVE-H	POZA VERDE	9.561		2.593	2.593
PNT-B2	PANTALEON BLOQUE 2	0.000			
CAN-H	HIROCANADA	45.828		13.918	13.918
AGU-H	AGUACAPA	77.432		29.753	30.693
PAL-H	PALIN II	3.810			
PNA-H	PANAN	6.572			2.884
REN-H	RENACE	42.136			9.656
GAT-V	GENERADORA DEL ATLANTICO VAPOR	2.450			
HLP-H	HIROELECTRICA LA PERLA	3.505			0.253
SMA-H	SANTA MARIA	4.000			
MTZ-H	MATANZAS	11.200			
SIS-H	SAN ISIDRO	3.301			1.839
CND-H	CANDELARIA	4.316			
MTO-H	MONTECRISTO	12.624			4.19
HHS-H	HIRO POWER	0.000			
STS-H	SANTA TERESA	16.202			
LES-H	LOS ESCLAVOS	12.961			
PGO-B	PALO GORDO	0.000			
CHO-H	CHOLOMA	9.370			
HEL-H	HIROELECTRICA EL LIBERTADOR	1.982			
SAL-H	EL SALTO	0.000			
EPI-B3	EL PILAR BLOQUE 3	0.000			
EPI-B1	EL PILAR BLOQUE 1	0.000			
EPI-B2	EL PILAR BLOQUE 2	0.000			
LUN-B2	LA UNION BLOQUE 2	0.000			
GAT-B	GENERADORA DEL ATLANTICO BIOGAS	1.238			
SJO-C	SAN JOSE	133.264			
GCS-C	GENERADORA COSTA SUR	29.150			
MAG-B6	MAGDALENA BLOQUE 6	0.000			
LPA-C	LAS PALMAS II	46.121			
MEX-I	ECHOE	116.505			
LL-C	LA LIBERTAD	14.900			1.308
GEN-B1	GENOR 0-10	9.601			0.601
GEN-B2	GENOR 10-20	9.601			9.601
GEC-B2	GECSA 2 B3,B4	0.000			
GEC-B	GECSA B1,B2	0.000			
CHX-H	CHIXOY	266.019			
JUR-H	JURUN MARINALA	59.864			
GEN-B3	GENOR 20-30	9.601			9.601
GEN-B4	GENOR 30-40	9.601			9.601
PWT-B	POLIWATT	121.792			20.189
INT-B	INTECCSA BUNKER	0.000			
ARI-O	ARIZONA	156.073			5.11
PQP-B	PUERTO QUETZAL POWER	94.180			
LPA-B1	LAS PALMAS 1	15.080			
LPA-B2	LAS PALMAS 2	14.927			
LPA-B3	LAS PALMAS 3	14.899			
LPA-B4	LAS PALMAS 4	14.922			
LPA-B5	LAS PALMAS 5	5.221			
ELG-B	ELECTRO GENERACION	15.750			
TDL-B1	TDL U3, U7, U8, U12	26.176			
TDL-B2	TDL U3, U4, U9	16.842			
TDL-B3	TDL U10,U11, U13	15.416			
SID-B	SIDEGUA	36.740			
GGO-B	GENOSA	16.543			
COE-D	COENESA	5.221			
TND-B3	TRINIDAD BLOQUE 3	19.331			
INT-D	INTECCSA DIESEL	3.360			
MTI-B	MADRE TIERRA	16.380			
PNT-B1	PANTALEON BLOQUE 1	27.052			
CON-B	CONCEPCION	13.257			
SAA-B	SANTA ANA	27.532			
TAM-G	TAMPA	37.201			
LUN-B	LA UNION	0.000			
MAG-B5	MAGDALENA BLOQUE 5	40.521			
MAG-B3	MAGDALENA BLOQUE 3	15.718			
MAG-B1	MAGDALENA BLOQUE 1	9.291			
TUL-B1	TULULA BLOQUE 1	0.000			
ESC-G5	ESCUINTLA GAS 5	0.000			
S&S-D	STEWART & STEVENSON	20.300			
ESC-G3	ESCUINTLA GAS 3	0.000			
LAG-G2	LAGUNA GAS 2	0.000			
LAG-G1	LAGUNA GAS 1	0.000			

Continuación del anexo 78.

DEMANDA MÍNIMA					
Nemo	Planta Generadora	Potencia Disponible	Época Húmeda		
			2015	2017	2019
CAL-G	CALDERAS	0.000			
CGP-B	GENERADORA PROGRESO BUNKER	0.000			
CGP-D	GENERADORA PROGRESO DIESEL	0.000			
DAR-B	DARSA	0.000			
ECR-B	ELECTRO CRISTAL BUNKER 1,2	0.000			
ECR-D	ELECTRO CRISTAL DIESEL 1,2	0.000			
ESC-V	ESCUINTLA VAPOR 2	0.000			
SDI-B1	SAN DIEGO	0.000			
TND-B1	TRINIDAD BLOQUE 1	0.000			
TND-B2	TRINIDAD BLOQUE 2	0.000			
ZUN-G	ORZUNIL	10.066			
ORT-G	ORTITLAN	20.608			
MAG-B4	MAGDALENA BLOQUE 4	0.000			
RBO-H	RIO BOBOS	9.417	9.417	9.417	9.417
POR-H	EL PORVENIR	1.961			
VDA-H	VISION DE AGUILA	2.019	2.019	2.019	2.019
HAG-H	HIDROAGUNA	1.874	1.874	1.874	1.874
LVA-H	LAS VACAS	28.805	11.52	28.805	28.805
TUL-B4	TULLULA BLOQUE 4	0.000			
XAC-H	HIDROXACBAL	94.868		61.774	94.868
SEC-H	SECACAO	15.584			
ARL-V	ARIZONA VAPOR	3.189			1.189
PAS-H	PASABIEN	11.999			10.198
REC-H	EL RECREO	25.368			1.92
PVI-H	PALO VIEJO	84.600			
PNT-B2	PANTALEON BLOQUE 2	0.000			
PVE-H	POZA VERDE	9.561			
CAN-H	HIDROCANADA	45.828			
AGU-H	AGUACAPA	77.432			
PNA-H	PANAN	6.572			
PAL-H	PALIN II	3.810			
REN-H	RENAJCE	42.196			
GAT-V	GENERADORA DEL ATLANTICO VAPOR	2.450			
HLP-H	HIDROELECTRICA LA PERLA	3.505			
SMA-H	SANTA MARIA	4.000			
MTZ-H	MATANZAS	11.200			
SIS-H	SAN ISIDRO	3.301			
CND-H	CANDELARIA	4.316			
MTO-H	MONTECRISTO	12.624			
HIS-H	HIDRO POWER	0.000			
STS-H	SANTA TERESA	16.202			
LES-H	LOS ESCLAVOS	12.961			
PGO-B	PALO GORDO	0.000			
CHO-H	CHOLOMA	9.370			
HEL-H	HIDROELECTRICA EL LIBERTADOR	1.982			
SAL-H	EL SALTO	0.000			
EPI-B3	EL PILAR BLOQUE 3	0.000			
EPI-B1	EL PILAR BLOQUE 1	0.000			
EPI-B2	EL PILAR BLOQUE 2	0.000			
LUN-B2	LA UNION BLOQUE 2	0.000			
GAT-B	GENERADORA DEL ATLANTICO BIOGAS	1.238			
SJO-C	SAN JOSE	133.264			
MEX-I	ECOE	116.505			
GCS-C	GENERADORA COSTA SUR	25.190			
MAG-B6	MAGDALENA BLOQUE 6	0.000			
LPA-C	LAS PALMAS II	48.121			
LLC	LA LIBERTAD	14.900			
GEN-B1	GENOR 0-10	9.601			
GEC-B2	GECSA 2 B3,B4	0.000			
GEN-B2	GENOR 10-20	9.601			
CHK-H	CHKOY	266.019			
GEC-B	GECSA B1,B2	0.000			
JUR-H	JURUN MARINALA	59.864			
GEN-B3	GENOR 20-30	9.601			
PWT-B	POLIWATT	121.792			
INT-B	INTECCSA BUNKER	0.000			
GEN-B4	GENOR 30-40	9.601			
POP-B	PUERTO QUIETAL POWER	94.180			
ARI-O	ARIZONA	156.073			
LPA-B1	LAS PALMAS 1	15.080			
LPA-B2	LAS PALMAS 2	14.927			
LPA-B3	LAS PALMAS 3	14.899			
LPA-B4	LAS PALMAS 4	14.922			
LPA-B5	LAS PALMAS 5	5.221			
SID-B	SIDEJUA	36.740			
GGO-B	GENOJA	16.543			
ELG-B	ELECTRO GENERACION	15.750			
TDL-B1	TDL U6, U7, U8, U12	26.176			
TDL-B2	TDL U3, U4, U9	16.842			
TDL-B3	TDL U10,U11, U13	15.416			
TND-B3	TRINIDAD BLOQUE 3	19.331			
COE-D	COENESA	5.221			
INT-D	INTECCSA DIESEL	3.360			
MTH-B	MADRE TIERRA	16.390			
PNT-B1	PANTALEON BLOQUE 1	27.052			
CON-B	CONCEPCION	13.257			
SAA-B	SANTA ANA	27.532			
TAM-G	TAMPA	37.201			
LUN-B	LA UNION	0.000			
MAG-B5	MAGDALENA BLOQUE 5	40.521			
MAG-B3	MAGDALENA BLOQUE 3	15.718			
MAG-B1	MAGDALENA BLOQUE 1	9.291			
TUL-B1	TULLULA BLOQUE 1	0.000			
ESC-G5	ESCUINTLA GAS 5	0.000			
S&S-D	STEWART & STEVENSON	20.300			
ESC-G3	ESCUINTLA GAS 3	0.000			
LAG-G2	LAGUNA GAS 2	0.000			
LAG-G1	LAGUNA GAS 1	0.000			

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