



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

**EVALUACIÓN TÉCNICO – ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA SUBESTACIÓN  
DE MANIOBRAS INCINATE 69 kV EN CONFIGURACIÓN DOBLE BARRA, EN EL ÁREA  
NOROESTE DEL MUNICIPIO DE GUATEMALA**

**Selvyn Manolo Argueta Blas**

Asesorado por el Ing. José Alfredo Marroquín de León

Guatemala, noviembre de 2022

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**EVALUACIÓN TÉCNICO – ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA SUBESTACIÓN  
DE MANIOBRAS INCINATE 69 kV EN CONFIGURACIÓN DOBLE BARRA, EN EL ÁREA  
NOROESTE DEL MUNICIPIO DE GUATEMALA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
POR

**SELVYN MANOLO ARGUETA BLAS**

ASESORADO POR EL ING. JOSÉ ALFREDO MARROQUÍN DE LEÓN

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

**INGENIERO ELECTRICISTA**

GUATEMALA, NOVIEMBRE DE 2022

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA  
FACULTAD DE INGENIERÍA



**NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA**

DECANA	Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
VOCAL I	Ing. José Francisco Gómez Rivera
VOCAL II	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Kevin Vladimir Armando Cruz Lorente
VOCAL V	Br. Fernando José Paz González
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

**TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO**

DECANO	Ing. Murphy Olimpo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
EXAMINADOR	Ing. Jorge Gilberto González Padilla
EXAMINADOR	Ing. Armando Alonzo Rivera Carrillo
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:

**EVALUACIÓN TÉCNICO – ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE MANIOBRAS INCINATE 69 kV EN CONFIGURACIÓN DOBLE BARRA, EN EL ÁREA NOROESTE DEL MUNICIPIO DE GUATEMALA**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha noviembre 2019.



**Selvyn Manolo Argueta Blas**

Guatemala, 27 de septiembre de 2021

Ingeniero  
Fernando Alfredo Moscoso Lira  
Coordinador del Área de Potencia  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica  
Universidad de San Carlos de Guatemala

Estimado Ingeniero Moscoso:

Tras haber asesorado al estudiante universitario SELVYN MANOLO ARGUETA BLAS, con carné 1999 – 19421, en el desarrollo del trabajo de graduación titulado: **“EVALUACIÓN TÉCNICO – ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE MANIOBRAS INCINATE 69 KV EN CONFIGURACIÓN DOBLE BARRA, EN EL ÁREA NOROESTE DEL MUNICIPIO DE GUATEMALA”** y tras haber revisado y corregido su contenido, sin encontrar alguna objeción al respecto, doy mi aprobación al mencionado trabajo de graduación.

El autor de este trabajo de graduación y su asesor son responsables por el contenido y conclusiones del mismo.

Sin otro particular, me suscribo de usted.

Atentamente,

  
Ing. José Alfredo Marroquin de León  
Ingeniero Electricista  
Colegiado 14515  
Asesor

José Alfredo Marroquin de León  
Ingeniero Electricista  
Colegiado No. 14,515



Guatemala, 3 de marzo de 2022

Ingeniero  
Armando Alonso Rivera Carrillo  
Director  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería  
Universidad de San Carlos de Guatemala

Ingeniero Rivera:

Por este medio, con base a lo indicado en el REGLAMENTO DE TRABAJOS DE GRADUACION vigente, tengo a bien proponer la aprobación del trabajo de graduación titulado:

**EVALUACIÓN TÉCNICO – ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA SUBESTACIÓN  
DE MANIOBRAS INCINATE 69 KV EN CONFIGURACIÓN DOBLE BARRA, EN EL ÁREA  
NOROESTE DEL MUNICIPIO DE GUATEMALA**

del estudiante SELVYN MANOLO ARGUETA BLAS, habiendo cumplido con los requisitos establecidos en el referido reglamento y conforme la aprobación del asesor.

Sin otro particular

Atentamente,  
ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ingeniero Fernando Alfredo Moscoso Lira  
Coordinador Área de Potencia  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería

REF. EIME 57.2022.

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 Selvyn Manolo Argueta Blas: **EVALUACIÓN TÉCNICO – ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE MANIOBRAS INCINATE 69 KV EN CONFIGURACIÓN DOBLE BARRA, EN EL ÁREA NOROESTE DEL MUNICIPIO DE GUATEMALA,** procede a la autorización del mismo.



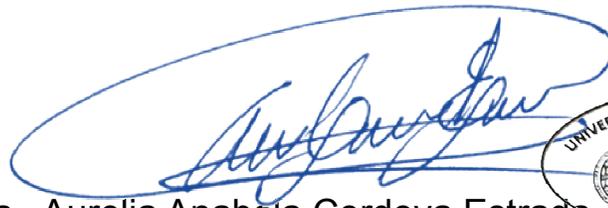
Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo

Guatemala, 30 de agosto de 2022.

LNG.DECANATO.OI.753.2022

La Decana 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: **EVALUACIÓN TÉCNICO – ECONÓMICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE MANIOBRAS INCINATE 69 KV EN CONFIGURACIÓN DOBLE BARRA, EN EL ÁREA NOROESTE DEL MUNICIPIO DE GUATEMALA**, presentado por: **Selvyn Manolo Argueta Blas**, después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:



Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada  
Decana



Guatemala, noviembre de 2022

AACE/gaoc

## **ACTO QUE DEDICO A:**

- Dios** Por ser mi fuente inagotable de sabiduría y fortaleza, por darme las fuerzas y ayudarme a no claudicar por concluir este ciclo en mi vida.
- Mis padres** Hugo Armando Argueta Sandoval y María Luisa Blas Yanes (q. e. p. d.), que esto sea para su honra y gratificación; este logro es de ustedes como muestra de gratitud por el amor y el apoyo incondicional que siempre me brindaron.
- Mis hermanos** Mariela Nineth, Hugo Leonel, Oscar Armando y Ana Gabriela Argueta Blas, por ser parte importante de mi vida, brindándome siempre su apoyo y cariño.
- Mis abuelos** Jorge Argueta (q. e. p. d.), Zoila Sandoval (q. e. p. d.), Ángel Blas (q. e. p. d.) y Olivia Yanes (q. e. p. d.), este logro también es para ustedes.
- Mi amada** Emely Sánchez, por ser la inspiración con la que inicie este camino y tenerte conmigo ahora que lo he culminado.

## AGRADECIMIENTOS A:

**Universidad de San  
Carlos de Guatemala**

Por la oportunidad de acceder a la educación superior, las experiencias vividas y el gran orgullo de pertenecer a esta casa de estudios.

**Facultad de Ingeniería**

Por todo el conocimiento adquirido y las personas que tuve la oportunidad de conocer.

**Instituto Nacional  
de Electrificación**

Por brindarme mi primera oportunidad laboral, por el conocimiento y las amistades.

**Empresa Eléctrica  
de Guatemala**

Por brindarme la oportunidad de servir a la institución durante la culminación de este ciclo académico.

**Mi madre**

María Luisa Blas las Yanes (q. e. p. d.), que este triunfo la llene de satisfacción por todo el amor que siempre me brindó y por toda la fe que siempre tuvo en mí.

**Ing. José Alfredo  
Marroquín de León**

Por su disposición y buen deseo al asesorar este trabajo de graduación, pero sobre todo por siempre brindarme su apoyo en los momentos que lo he requerido.

**Mis amigos de la  
Subestación  
Guatemala – Sur**

Ing. Norman Gámez, Ing. Rodolfo Rodríguez, Edmundo Duarte, Luis Herrera, Miguel Lima, Víctor Samayoa, Anderson Santos, Álvaro Rodríguez, Maribel López, Claudia Garrido y – Alejandra Estrada, por su valiosa amistad, estimación, todo lo que aprendí de ustedes y por ser mi primera familia laboral.

**Ingenieros de la Unidad  
de Planificación EEGSA**

José Marroquín, Allan Camajá, Carlos Pérez, Gerson Arredondo, Sidney Gómez, Alex Ardón, Heber Rodríguez, Esvin Gómez, Edgar Xulú, Williams Morales, por ser mi segunda familia laboral, por su apoyo y amistad desde el primer día, solo puedo decirles muchas gracias muchachos.

## ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	VII
LISTA DE SÍMBOLOS .....	XI
GLOSARIO .....	XIII
RESUMEN.....	XIX
OBJETIVOS.....	XXIII
INTRODUCCIÓN.....	XXV
1. INFORMACIÓN GENERAL DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO .....	1
1.1. Marco legal.....	1
1.2. Sistema eléctrico nacional.....	5
1.2.1. Sistema Nacional Interconectado (SNI).....	6
1.3. Mercado Mayorista, MM .....	6
1.3.1. Integrantes del mercado mayorista.....	6
1.3.1.1. Generador.....	6
1.3.1.2. Transportista.....	8
1.3.1.3. Distribuidor.....	9
1.3.1.4. Comercializador.....	10
1.3.1.5. Gran usuario.....	11
1.3.2. Administrador del mercado mayorista .....	11
1.3.3. Funciones del administrador del mercado mayorista .....	11
1.4. Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) .....	12
1.4.1. Funciones de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.....	12
1.5. Sistema de transporte.....	13

1.5.1.	Servicio de transporte de energía eléctrica (STEE).....	13
1.5.2.	Acceso a la capacidad de transporte .....	14
1.5.3.	Ampliación a la capacidad de transporte.....	14
1.5.3.1.	Ampliación por acuerdo entre partes y por iniciativa propia.....	14
1.5.3.2.	Ampliación por consulta y licitación publica .....	15
1.5.4.	Propiedad de las instalaciones de ampliación.....	15
1.5.5.	Sistema de peaje para el STEE .....	15
1.5.6.	Régimen de calidad del servicio de transporte.....	16
2.	CONCEPTOS FUNDAMENTALES.....	17
2.1.	Subestación eléctrica .....	17
2.1.1.	Subestación de transformación .....	17
2.1.1.1.	Subestación de transformación elevadora.....	17
2.1.1.2.	Subestación de transformación reductora .....	18
2.1.2.	Subestación de maniobra.....	18
2.1.3.	Características de operación.....	19
2.1.3.1.	Confiabilidad.....	19
2.1.3.2.	Seguridad .....	19
2.1.3.3.	Flexibilidad .....	19
2.1.3.4.	Modularidad.....	19
2.1.4.	Configuraciones de arreglos de barras .....	20
2.1.4.1.	Barra simple o sencilla .....	21
2.1.4.2.	Doble barra.....	22

	2.1.4.3.	Barra principal y barra de transferencia.....	23
	2.1.4.4.	Anillo.....	25
	2.1.4.5.	Interruptor y medio.....	26
2.2.		Equipos principales de una subestación eléctrica .....	28
	2.2.1.	Transformador de potencia.....	28
	2.2.2.	Transformador de instrumentos.....	29
	2.2.3.	Interruptor de potencia.....	30
	2.2.4.	Seccionador.....	31
2.3.		Líneas de transmisión.....	31
	2.3.1.	Representación de las líneas de transmisión .....	32
	2.3.2.	Línea de transmisión corta.....	34
	2.3.3.	Línea de transmisión media.....	36
	2.3.4.	Línea de transmisión larga.....	37
2.4.		Análisis de sistemas eléctricos de potencia.....	39
	2.4.1.	Flujo de potencia o flujo de carga .....	40
	2.4.2.	Programa computarizado digital .....	41
	2.4.3.	Información obtenida de un estudio de flujo de carga.....	43
	2.4.4.	Resultados numéricos que se adquieren.....	44
3.		ESTUDIO TÉCNICO DEL PROYECTO .....	45
	3.1.	Área de influencia del proyecto .....	45
	3.2.	Situación de la red de transmisión.....	46
	3.3.	Análisis histórico de la demanda a nivel de distribución .....	49
	3.3.1.	Pronóstico de la demanda .....	49
	3.3.2.	Circuitos involucrados.....	53
	3.3.3.	Subestaciones de transformación involucradas.....	55
	3.4.	Planteamiento del problema .....	57

3.5.	Descripción del proyecto propuesto .....	59
3.6.	Solución propuesta.....	61
3.7.	Configuración de operación .....	63
3.8.	Recomendaciones y normas aplicables .....	64
4.	ANÁLISIS DE RESULTADOS DE FLUJO DE CARGA.....	67
4.1.	Metodología .....	67
4.1.1.	Base de datos .....	68
4.1.2.	Elementos a monitorear .....	70
4.1.2.1.	Evaluación a monitorear.....	70
4.1.3.	Elementos a monitorear .....	74
4.1.4.	Casos a analizar.....	81
4.1.5.	Programa de cálculo .....	82
4.2.	Resultados de flujo de carga.....	82
4.2.1.	Resultados de época seca .....	83
4.2.2.	Resultados de época húmeda.....	93
4.3.	Resultados de cortocircuito .....	103
4.3.1.	Resultados de época seca .....	103
4.3.2.	Resultados de época húmeda.....	106
4.4.	Resultados de contingencias .....	108
4.4.1.	Resultados contingencia 1 .....	108
4.4.1.1.	Resultados contingencia 1 época seca.....	109
4.4.1.2.	Resultados contingencia 1 época húmeda .....	110
4.4.2.	Resultados contingencia 2 .....	111
4.4.2.1.	Resultados contingencia 2 época seca.....	111

4.4.2.2.	Resultados contingencia 2 época húmeda.....	113
4.4.3.	Resultados contingencia 3.....	114
4.4.3.1.	Resultados contingencia 3 época seca .....	114
4.4.3.2.	Resultados contingencia 3 época húmeda.....	115
4.5.	Evaluación del efecto en la calidad del servicio.....	117
5.	ESTUDIO ECOMÓNICO FINANCIERO .....	119
5.1.	Evaluación económica.....	119
5.1.1.	Valor actual neto (VAN) .....	120
5.1.2.	Tasa interna de retorno (TIR) .....	120
5.1.3.	Relación beneficio – costo (B/C).....	121
5.2.	Costos de inversión .....	122
5.2.1.	Nueva subestación de maniobras incinate 69 kV .....	122
5.3.	Costos de operación y mantenimiento .....	123
5.3.1.	Costos de operación.....	123
5.3.2.	Costos de mantenimiento .....	123
5.4.	Valoración de los beneficios .....	124
5.5.	Evaluación económica para la implementación de la nueva subestación de maniobras incinate 69 kV .....	125
5.6.	Factibilidad económica de la implementación de la nueva subestación de maniobras incinate 69 kV .....	127
	CONCLUSIONES .....	129
	RECOMENDACIONES.....	133
	BIBLIOGRAFÍA.....	135

APÉNDICES..... 137

## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

### FIGURAS

1.	Organización del subsector eléctrico de Guatemala .....	5
2.	Barra simple .....	22
3.	Doble barra .....	23
4.	Barra principal y barra de transferencia .....	24
5.	Anillo .....	26
6.	Interruptor y medio .....	27
7.	Circuito equivalente monofásico de una línea de longitud media.....	33
8.	Circuito equivalente de una línea de transmisión corta .....	35
9.	Circuito equivalente de una línea de transmisión media .....	36
10.	Diagrama esquemático de una línea de transmisión que muestra una fase y el retorno del neutro.....	38
11.	Circuito equivalente $Pi (\pi)$ de una línea de transmisión .....	39
12.	Diagrama cartográfico de la red de transporte asociada al proyecto ...	46
13.	Diagrama esquemático de la red de transmisión asociada al proyecto .....	48
14.	Regresión lineal simple .....	51
15.	Curva de pronóstico de la demanda de los circuitos del área .....	53
16.	Curva de pronóstico de la demanda de las subestaciones del área ....	56
17.	Esquemático de la configuración de la red de transmisión sin la inclusión del proyecto.....	58
18.	Esquemático de la configuración de la red de transmisión con la inclusión del proyecto.....	64
19.	Diagrama unifilar de la red de 69 kV caso base .....	73

20.	Diagrama unifilar de la red de 69 kV caso proyecto.....	74
21.	Modelo de la línea LN-GNG-695-ICT-692-1 .....	75
22.	Modelo de la línea LN-ICT-692-GNG-6951-1 .....	76
23.	Modelo de la línea LN-GNG-6951-CEM-69-1 .....	77
24.	Modelo de la línea LN-APA-691-ICT-692-1 .....	78
25.	Modelo de la línea LN-ICT-692-GG3-691-1 .....	79
26.	Modelo de la línea LN-APA-692-ICT-691-1 .....	80
27.	Modelo de la línea LN- ICT-691-GG2-692-1 .....	81

## TABLAS

I.	Generadores de electricidad en Guatemala .....	7
II.	Transportistas de electricidad en Guatemala.....	8
III.	Distribuidoras de electricidad en Guatemala .....	9
IV.	Comercializadoras de electricidad en Guatemala.....	10
V.	Registro histórico y pronóstico de la demanda máxima y factor de utilización de los circuitos del área.....	52
VI.	Registro histórico de demandas máximas en los circuitos del área.....	54
VII.	Registro histórico y pronóstico de la demanda máxima y factor de utilización de las subestaciones del área .....	55
VIII.	Barras a monitorear .....	71
IX.	Líneas a monitorear .....	72
X.	Transformadores a monitorear .....	73
XI.	Casos a analizar .....	82
XII.	Flujos de potencia [MW], pérdidas de potencia [MW] y factor de utilización [%], en las líneas monitoreadas 69 kV, época seca.....	84
XIII.	Flujos de potencia [MVAR] y pérdidas [MVAR] en las líneas monitoreadas 69 kV, época seca.....	87

XIV.	Flujos de potencia [MW] y factor de utilización [%] en los transformadores 69/13,8 kV monitoreados en época seca .....	90
XV.	Voltajes en barras [pu] y ángulo [°] en las barras monitoreadas, época seca.....	91
XVI.	Ahorro de pérdidas de potencia [MW] en el S.N.I. época seca .....	93
XVII.	Flujos de potencia [MW], pérdidas de potencia [MW] y factor de utilización [%], en las líneas monitoreadas 69 kV, época húmeda.....	94
XVIII.	Flujos de potencia [MVAR] y pérdidas [MVAR] en las líneas monitoreadas 69 kV, época húmeda.....	97
XIX.	Flujos de potencia [MW] y factor de utilización [%] en los transformadores 69/13,8 kV monitoreados en época húmeda.....	99
XX.	Voltajes en barras [pu] y ángulo [°] en las barras monitoreadas, época húmeda .....	100
XXI.	Ahorro de pérdidas de potencia [MW] en el S.N.I. época húmeda.....	103
XXII.	Niveles de corriente de cortocircuito, época seca .....	104
XXIII.	Niveles de corriente de cortocircuito, época húmeda.....	106
XXIV.	Conteo de salidas de operación de las líneas de transmisión en el área de influencia.....	117
XXV.	Costos de inversión para la implementación de la nueva subestación de maniobras incinate 69 kV .....	122
XXVI.	Evaluación económica para la implementación de la nueva subestación de maniobras incinate 69 kV .....	126



## LISTA DE SÍMBOLOS

<b>Símbolo</b>	<b>Significado</b>
<b>A</b>	Amperio
<b>A.C.</b>	Corriente alterna
<b>C.C.</b>	Corriente continua
<b>I</b>	Corriente eléctrica
$\Delta$	Diferencia, variación
<b>F.U.</b>	Factor de utilización
<b>SF<sub>6</sub></b>	Hexafluoruro de azufre
<b>Z</b>	Impedancia
<b>kA</b>	Kiloamperio
<b>km</b>	Kilómetro
<b>kW</b>	Kilovatio
<b>kWh</b>	Kilovatio hora
<b>kV</b>	Kilovoltio
<b>kVA</b>	Kilovoltio amperio
<b>MWh</b>	Megavatio hora
<b>MVA</b>	Megavoltio amperio
<b>MVAR</b>	Megavoltio amperio reactivo
<b>p.u.</b>	Por unidad
<b>%</b>	Porcentaje
<b>P</b>	Potencia activa
<b>S</b>	Potencia aparente
<b>Q</b>	Potencia reactiva
<b>SSEE</b>	Subestación eléctrica

<b>°C</b>	Temperatura en grados Celsius
<b>°F</b>	Temperatura en grados Fahrenheit
<b>W</b>	Vatio
<b>V</b>	Voltio
<b>VA</b>	Voltioamperio

## GLOSARIO

<b>AAAC</b>	Conductor de aluminio con aleación.
<b>ACSR</b>	Conductor de aluminio con refuerzo de acero.
<b>Alta tensión</b>	Nivel de tensión superior a sesenta mil (60,000) voltios.
<b>AMM</b>	Administrador del Mercado Mayorista.
<b>Amperio</b>	Amperio o ampere, es la unidad de intensidad de corriente eléctrica.
<b>B/C</b>	Relación beneficio - costo.
<b>Caso base</b>	Situación actual de la red de transmisión sin la inclusión de proyectos.
<b>Caso proyecto</b>	Situación de la red de transmisión con la implementación de los proyectos.
<b>CAT</b>	Costo anual de transporte, es el pago que devenga el propietario de las instalaciones de transmisión, transformación o distribución por permitir el uso de dichas instalaciones para la transportación de

potencia y energía eléctrica por parte de terceros, denominado también como peaje.

<b>Circuito eléctrico</b>	Elemento compuesto por diversos conductores y componentes, por el cual pasa la corriente eléctrica para energizar cargas.
<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 eléctrica</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 una parte.
<b>EEGSA</b>	Empresa Eléctrica de Guatemala, Sociedad Anónima.
<b>ENS</b>	Energía no suministrada.
<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>Fase</b>	Hace referencia al conductor activo, es decir, el conductor que transporta la corriente eléctrica.
<b>Flujo de carga</b>	Es el recorrido que hacen las partículas cargadas, como electrones o iones, que se mueven a través de un conductor eléctrico.
<b>Generador</b>	Es todo dispositivo capaz de mantener una diferencia de potencial eléctrica entre dos de los puntos (llamados polos, terminales o bornes) transformando la energía mecánica en eléctrica.
<b>Implementar</b>	Poner en funcionamiento el proyecto descrito, aplicando los métodos y medidas necesarias para llevarlo a cabo.
<b>INDE</b>	Instituto Nacional de Electrificación.
<b>Interruptor</b>	Dispositivo que permite desviar o interrumpir el curso de una corriente eléctrica.
<b>Línea</b>	Medio físico por el que se transporta la energía eléctrica entre dos puntos.
<b>MEM</b>	Ministerio de Energía y Minas.
<b>MCM</b>	Mil circular mils, el circular mil es una unidad equivalente al área de un círculo con un diámetro de una milésima de pulgada.

<b>Modelar</b>	Representar cada uno de los elementos necesarios del proyecto en el software de simulación; gráficamente por medio de diagramas unifilares, así como eléctricamente por los parámetros de cada uno de dichos elementos.
<b>NEPLAN</b>	Herramienta para la simulación y cálculo de sistemas eléctricos de potencia.
<b>Neutro</b>	Conductor con potencial 0 o diferencia de potencial 0.
<b>Normas técnicas</b>	Son las disposiciones emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica de conformidad con la Ley y Reglamento de Electricidad, en congruencia con prácticas internacionales aceptadas y que servirán para complementar el conjunto de regulaciones sobre las actividades del sector eléctrico.
<b>NTAUCT</b>	Normas Técnicas de Acceso y Uso de la Capacidad de Transporte.
<b>Nodo</b>	Es un punto en donde dos o más componentes tienen una conexión común.
<b>SEP</b>	Sistema Eléctrico de Potencia.

<b>SIGRE</b>	Sistema de información georreferenciado de la red eléctrica.
<b>SIN</b>	Sistema Nacional Interconectado.
<b>Software</b>	Conjunto de programas y rutinas que permiten a la computadora realizar determinadas tareas.
<b>STEE</b>	Servicio de transporte de energía eléctrica.
<b>Sistema de Transmisión</b>	Es el conjunto de subestaciones de transformación y líneas de transmisión, entre el punto de entrega del generador y el punto de recepción del distribuidor de los grandes usuarios y comprende un sistema principal y sistemas secundarios.
<b>Sistema monofásico</b>	Sistema de energía eléctrica formado por una única corriente alterna o fase.
<b>Sistema trifásico</b>	Sistema de energía eléctrica formado por tres corrientes alternas o fases, que se producen a 120 grados cada una.
<b>Subestación eléctrica</b>	Conjunto de equipos, conductores y sistemas que forman parte de un nodo en un sistema eléctrico de potencia.
<b>TIR</b>	Tasa interna de retorno.

<b>Transmisión</b>	Es la actividad que tiene por objeto transportar energía eléctrica a través del sistema de transmisión.
<b>Transformador</b>	Es un dispositivo que transforma la potencia eléctrica de un nivel a otro nivel, esto mediante la acción de un campo electromagnético.
<b>TRELEC</b>	Transportista Eléctrica Centroamericana.
<b>Valor P.U.</b>	Significa valor por unidad de cualquier cantidad, es la relación entre esa cantidad y su cantidad base, se expresa como un decimal.
<b>VAN</b>	Valor actual neto o valor presente neto.
<b>Voltaje</b>	Es la diferencia de potencial eléctrico o energía que experimenta una carga entre dos puntos.

## RESUMEN

En el presente trabajo de graduación se describe la evaluación técnico – económica que se realizó para implementar una subestación eléctrica de maniobras de 69 kV, en configuración doble barra, la cual se pretende ubicar en el área noroeste del municipio de Guatemala. Esto con el fin de brindar un incremento en la capacidad de transmisión en el área de influencia, así como una mejor condición operativa en el área mencionada, tanto para situaciones de contingencia como para realizar trabajos de mantenimiento.

Debido a que en ambos casos es necesario realizar traslados de carga, debido a que en las condiciones actuales no es posible por la configuración existente de la red de transmisión, también se pretende mejorar la calidad del proceso operativo de la red en el suministro de energía eléctrica para satisfacer la demanda en el área mencionada y para la red de de la empresa Transportista Eléctrica Centroamericana, S. A. (TRELEC).

En el primer capítulo se hace una descripción del marco legal en el subsector eléctrico guatemalteco; cómo está compuesto el sistema eléctrico nacional y lo que representa el sistema nacional interconectado (SNI), se describe lo que es el mercado mayorista (MM) y el administrador del mismo (AMM), las funciones que este desempeña, quienes son los participantes, también se hace mención de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), sus funciones y lo que es el servicio de transporte de energía eléctrica (STEE).

El segundo capítulo presenta conceptos que son fundamentales en el sistema eléctrico de potencia (SEP), el cual está conformado por subestaciones eléctricas, la clasificación de las mismas, los tipos de subestaciones eléctricas, como también se describen los equipos principales que las conforman; también se describen las diferentes configuraciones y arreglos de las barras para las mismas.

Se definen también los principales elementos que forman o componen una línea de transmisión y sus distintas clasificaciones, y se concluye con el análisis de los sistemas de potencia, los flujos de carga y los datos que se obtienen al utilizar programas computarizados que son de gran importancia para realizar dichos análisis sobre el comportamiento de los sistemas de potencia.

En el tercer capítulo se describen el estudio técnico del proyecto, las áreas de influencia del mismo, la situación actual de la red de transmisión, se realiza un análisis de la demanda a nivel de distribución, que involucra tanto los circuitos como a las subestaciones eléctricas del área, se hace el planteamiento del problema que motivo el desarrollo del presente trabajo de graduación, se hace una descripción del proyecto que se propone y en base a esta descripción se hace la propuesta de la solución al problema planteado, por último se hace la descripción de la configuración de operación del proyecto, se brindan recomendaciones y las normas que son aplicables para este tipo de proyecto.

En el cuarto capítulo se hace un análisis de los resultados obtenidos al realizar los flujos de carga correspondientes, se describe la base de datos utilizada, como el programa con el cual se realizaron los flujos de carga, se listan los elementos a monitorear, se describen los casos que se analizan, tanto para la situación sin el proyecto (CB) como para situación en la que se incluye el proyecto (CP), se definen los escenarios de demanda a analizar.

Para este caso demanda máxima, demanda media y demanda mínima, así como las épocas estacionales en las que se realizarán los flujos de carga, siendo estas la época seca y húmeda, se presentan y analizan los resultados obtenidos en el monitoreo de las líneas de transmisión, los transformadores, las barras y las pérdidas; se analizan también los resultados para el análisis de corto circuito, de igual manera se analizan los resultados obtenidos para las contingencias que se plantean, siendo estas las siguientes:

- Contingencia 1 (CONTG1): disparo de la línea Guatemala Norte – Guatemala 2.
- Contingencia 2 (CONTG2): disparo de la línea Guatemala Norte – Guatemala 3.
- Contingencia 3 (CONTG3): disparo de la línea Guatemala Norte – Guatemala 6.

Finalmente se hace una descripción acerca del efecto que tiene la inclusión del proyecto en la calidad del servicio en el área de influencia del mismo.

Por último en el quinto capítulo, se describe el análisis económico, el cual permite comprobar que la implementación del proyecto propuesto es factible. Se describen los costos del proyecto, como también los costos de la potencia y la energía, se finaliza este capítulo con el análisis del valor actual neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR) y la relación beneficio – costo (B/C) para el proyecto propuesto en este trabajo de graduación.



## **OBJETIVOS**

### **General**

Evaluar técnica y económicamente la implementación de una subestación de maniobras de 69 kV, en el área noroeste del Municipio de Guatemala, a través de estudios técnicos y económicos.

### **Específicos**

1. Analizar el comportamiento de la demanda de energía eléctrica en el área de influencia donde se pretende construir la subestación eléctrica de maniobras.
2. Analizar la red de transporte de 69 kV del sistema nacional interconectado, asociada al área de influencia donde se pretende realizar el proyecto.
3. Realizar y analizar los flujos de carga para los escenarios de época húmeda y seca, para las horas de demanda máxima, media y mínima, tanto en condiciones actuales como en condiciones de entrada de operación del proyecto.
4. Analizar el comportamiento del flujo de carga por medio del uso del software NEPLAN en su versión 5,57, ante la ocurrencia de las contingencias propuestas, tanto para la situación de operación actual como para la inclusión del proyecto.

5. Evaluar la factibilidad técnica y económica de la construcción de la nueva subestación eléctrica de maniobras en el área de influencia del proyecto y los beneficios que esta aportará a la red de transmisión.
6. Evaluar el efecto en la calidad del servicio.

## INTRODUCCIÓN

Actualmente en Guatemala, al conjunto de elementos que constituyen el sistema eléctrico de potencia, cuya función es generar, transmitir, transformar y distribuir energía eléctrica hasta los usuarios, se le denomina Sistema Nacional Interconectado (SIN), el cual está compuesto por todas las plantas generadoras, líneas de transmisión y subestaciones eléctricas de todos los participantes del mercado eléctrico.

Desde el año 2016, se ha registrado un aumento en la demanda de energía eléctrica en el departamento de Guatemala, del orden del 4,98 % por año, específicamente en el área noreste del municipio de Guatemala, derivado de dicho incremento con el paso del tiempo, se tiene la necesidad de mejorar la seguridad y la confiabilidad operativa de la red de transporte de 69 kV.

Esto derivado a que en condiciones normales y de contingencia es necesario realizar maniobras para la distribución de la carga según la necesidad operativa de la red, tomando en cuenta que las líneas principales de la red de TRELEC en 69 kV, Guatemala Norte – Guatemala 2, Guatemala Norte – Guatemala 3 y Guatemala Norte - Guatemala 6, parten de la subestación eléctrica de potencia Guatemala Norte, ubicada en la colonia Las Ilusiones zona 18, Ciudad de Guatemala, cuyas coordenadas son 14° 40' 10,60"N y 90° 27' 13,96"O.

Dichas líneas son de suma importancia para el óptimo funcionamiento y monitoreo de la red para la implementación de una subestación eléctrica de maniobras en 69 Kv en el área noroeste del municipio de Guatemala.

Por lo anteriormente expuesto y derivado de la importancia de las líneas Guatemala Norte – Guatemala 2, Guatemala Norte – Guatemala 3 y Guatemala Norte – Guatemala 6, debido a que en la actualidad dichas líneas no cuentan con el equipamiento de protección adecuado, en el presente trabajo de graduación se propone y analiza un proyecto que permita mejorar las condiciones operativas en el área mencionada.

# **1. INFORMACIÓN GENERAL DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO**

## **1.1. Marco legal**

El sector eléctrico guatemalteco inicia su reforma con la emisión de su marco legal establecido en la Ley General de Electricidad, Decreto 93 – 96 del Congreso de la República de Guatemala, promulgada el 15 de noviembre de 1996 y dando lugar a la creación de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, (CNEE).

Dicha ley tiene como principal propósito la liberación del sector eléctrico, dando fin al monopolio de la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, que hasta ese entonces estaba a cargo del Instituto Nacional de Electrificación (INDE) y la Empresa Eléctrica de Guatemala (EEGSA).

Posteriormente, se emiten normativas con el fin de consolidar el marco legal que regula al sector eléctrico: el reglamento de la Ley General de Electricidad, contenido en el acuerdo 256–97 del 2 de abril de 1997 y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista (AMM) en el Acuerdo 299–98 del 1 de junio de 1998.

A partir de esas fechas se han emitido: normas técnicas de transmisión y distribución, normas de coordinación comercial y operativa, ley de tarifa social para el suministro de energía eléctrica (Decreto 96 – 2000 del Congreso de la República de Guatemala), ley de incentivos para el desarrollo de proyectos de energía renovable (Decreto 52–2003 del Congreso de la República de

Guatemala), además de procedimientos técnicos que complementan dicho marco regulatorio.

Según sus principios generales, la Ley General de Electricidad establece en su artículo 1, la normalización del desarrollo del conjunto de actividades de generación, transporte, distribución y comercialización de la electricidad.

En los artículos 1 y 8 de dicha ley se establece la libre instalación de centrales generadoras, las cuales no requieren de autorizaciones o condiciones previas por parte del Estado, salvo las establecidas en la Constitución Política de la República de Guatemala y las leyes del país, incluyendo las referidas a medio ambiente, protección a las personas, a sus derechos y sus bienes. Asimismo, el uso de bienes del Estado requerirá la respectiva autorización del Ministerio de Energía y Minas (MEM), cuando la potencia de la hidroeléctrica sea mayor de 5 MW.

También, en el artículo 1, incisos b y c, se declara que el transporte y la distribución de electricidad es libre cuando para ello no sea necesario utilizar bienes de dominio público; es decir, cuando los servicios de transporte y distribución son privados; en caso contrario, son regulados y sujetos a autorización. Además, en el inciso d, del mismo artículo se declara que los precios por la prestación del servicio de electricidad son libres, a excepción de las tarifas de peaje por los servicios de transporte y distribución, las cuales son reguladas y sujetas a autorización cuando no existe un acuerdo entre las partes; dichas tarifas son calculadas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE).

El artículo 3 de la Ley General de Electricidad (LGE), establece al Ministerio de Energía y Minas (MEM), como el órgano responsable de atender lo relativo al régimen jurídico respecto al subsector eléctrico; es decir, este es el que se encarga de formular y coordinar las políticas, los planes del Estado, los programas indicativos relativos al subsector eléctrico y aplicar esta ley y su reglamento.

En el artículo 4 de dicha ley, se nombra a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), la cual es un órgano técnico del Ministerio de Energía y Minas (MEM), con independencia funcional para el ejercicio de sus atribuciones, es la responsable de las funciones regulatorias y normativas. Además, dicha entidad también determina las tarifas y la calidad de la prestación de los servicios de transmisión y distribución sujetos a regulación y autorización, así como asegurar las condiciones de competencia en el mercado mayorista de electricidad.

El artículo 44 de la Ley General de Electricidad, establece al Administrador del Mercado Mayorista (AMM), el cual es una entidad de carácter privado y que tiene a su cargo la administración y operación del sistema nacional interconectado y sus funciones son la coordinación de la operación y despacho del sistema eléctrico interconectado, el establecimiento de precios de mercado de corto plazo, llevar a cabo las transacciones de compra y venta en el mercado mayorista y garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica.

Según el reglamento del Administrador del Mercado Mayorista (AMM), los productos y servicios que se compran y se venden en el mercado mayorista son: potencia eléctrica, energía eléctrica, servicios de transporte de energía eléctrica y servicios complementarios para el buen funcionamiento y calidad del sistema eléctrico.

Por el lado de la oferta (producción) la apertura es total; mientras que por el lado de la demanda (consumidores) la apertura está limitada a los grandes usuarios. Con la reforma del subsector eléctrico se estableció una nueva estructura a partir de la segmentación de la industria eléctrica en cuatro actividades principales, las cuales son: generación, transmisión, comercialización y distribución de energía eléctrica. Con esta se privatizó la mayoría de la distribución y en forma parcial la generación.

El diseño y concepción del mercado rige su intercambio mediante el mercado de contratos a término o de futuros y el marco de oportunidad o spot.

Los agentes tienen libertad de adquirir sus requerimientos de potencia y energía (o la colocación de su producción) con todos los otros agentes.

Las distribuidoras deben garantizar en el mercado a término el suministro a sus usuarios regulados.

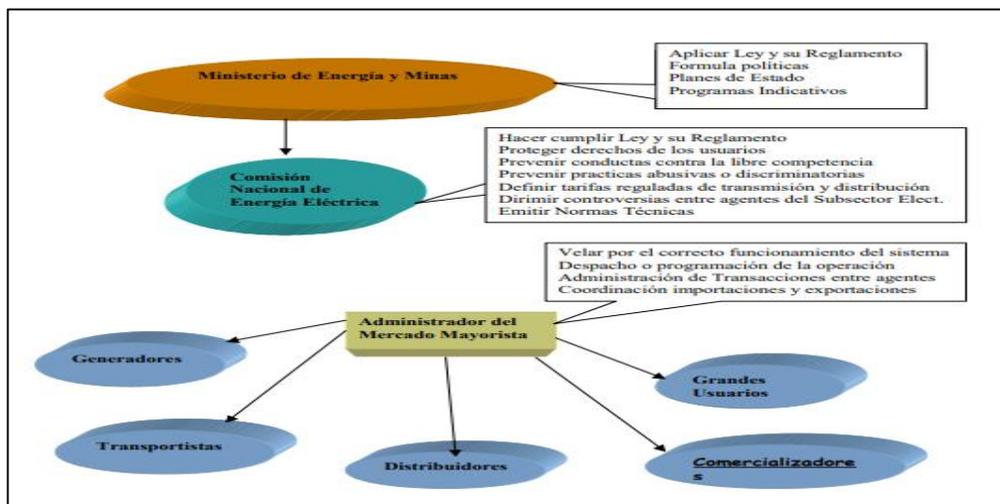
La reforma y reestructuración implementada en el subsector eléctrico tienen por objetivo promover la participación privada, fomentar la competencia y los mecanismos de mercado, estimular el incremento del sector eléctrico para de esta manera aumentar la oferta, demanda y cobertura del servicio de energía eléctrica, al mismo tiempo que se reduce la participación del Estado.

En otras palabras: el mercado eléctrico ha evolucionado desde un sistema centralizado dominado por un monopolio estatal hacia un sistema de mercado mayorista abierto que favorece la expansión de empresas privadas nacionales e internacionales; que tiene como objetivo mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica, así como la reducción de tarifas del mismo y extender la cobertura a la mayor parte de la población guatemalteca.

“Según datos del Ministerio de Energía y Minas, el índice de cobertura eléctrica a nivel nacional al 31 de diciembre del 2018 es del 91,23 %, haciendo un total de 2 988 493 usuarios”<sup>1</sup>.

En resumen, El Marco Institucional del subsector eléctrico está constituido por las entidades consignadas en la Ley General de Electricidad: el Ministerio de Energía y Minas, MEM (ente rector), la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, CNEE (ente regulador) y el Administrador del Mercado Mayorista, AMM, (ente operador del sistema eléctrico y mercado eléctrico), encargado de coordinar las transacciones entre los agentes y participantes del mercado mayorista de electricidad<sup>2</sup>.

Figura 1. Organización del subsector eléctrico de Guatemala



Fuente: CNEE. *Informe de gestión 1997-2002*. p. 11.

## 1.2. Sistema eléctrico nacional

Se le denomina así al conjunto de instalaciones, centrales generadores, líneas de transmisión, subestaciones eléctricas, redes de distribución, equipo

<sup>1</sup> Ministerio de Energía y Minas, MEM. *Plan de expansión del sistema de generación y transporte 2018*. p. 40.

<sup>2</sup> Ministerio de Energía y Minas. *Subsector eléctrico en Guatemala*. p. 8.

eléctrico, centro de carga y en general toda la infraestructura eléctrica destinada a la prestación del servicio de electricidad, en el cual se efectúan las diferentes transferencias de energía eléctrica entre las diversas regiones del país.

### **1.2.1. Sistema nacional interconectado (SNI)**

Está compuesto por todas las plantas generadoras, líneas de transmisión y subestaciones de todos los participantes del mercado eléctrico. Todo el proceso de generación, transformación y distribución de la energía eléctrica en Guatemala se resume en el denominado Sistema Nacional Interconectado.

### **1.3. Mercado mayorista, MM**

Es el conjunto de operaciones de compra y venta de bloques de potencia y energía que se efectúan a corto y largo plazo entre agentes del mercado, dichas operaciones se realizan en un marco libre de competencia.

#### **1.3.1. Integrantes del mercado mayorista**

Son los generadores, comercializadores, distribuidores, importadores, exportadores y transportistas, cuyo tamaño supere el límite establecido en el reglamento de la Ley General de Electricidad.

##### **1.3.1.1. Generador**

Es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de una central de generación de energía eléctrica, la cual comercializa total o parcialmente su producción; esta debe contar con una potencia máxima de por lo menos 5 MW. En la actualidad se reconoce a las siguientes:

Tabla I. **Generadores de electricidad en Guatemala**

1	Actun Can Generación, S.A.
2	Agen, S.A.
3	Agro Comercializadora del Polochic, S.A.
4	Alternativa de Energía Renovable, S.A.
5	Anacapri, S.A.
6	Biomass Energy, S.A.
7	Central Agroindustrial Guatemalteca, S. A.
8	Cinco M, S.A.
9	Coenesa Generación, S.A.
10	Compañía Eléctrica La Libertad, S.A.
11	Compañía Agrícola Industrial Santa Ana, S.A.
12	Concepción, S.A.
13	El Pilar, S.A.
14	Electrogeneración, S.A.
15	Empresa de Generación de Energía Eléctrica del INDE
16	Energía del Caribe, S.A.
17	Energía Limpia de Guatemala, S.A.
18	Energías del Ocosito, S.A.
19	Energías San José, S.A.
20	Eolico San Antonio El Sitio, S.A.
21	Esi, S.A.
22	Genepal, S.A.
23	Generadora del Atlántico, S.A.
24	Generadora de Occidente Ltda.
25	Generadora del Este, S.A.
26	Generadora Eléctrica del Norte, Limitada
27	Generadora Montecristo, S.A.
28	Grupo Generador de Oriente, S.A.
29	Hidro Jumna, S.A.
30	Hidro Xacbal
31	Hidroeléctrica Candelaria, S.A.
32	Hidroeléctrica Choloma, S.A.
33	Hidroeléctrica El Cobano, S.A.
34	Hidroeléctrica Raaxha, S.A.
35	Hidroeléctrica Río Las Vacas, S.A.
36	Hidroeléctrica Secacao, S.A.
37	Hidronorte, S.A.
38	Ingenio La Unión, S.A.
39	Ingenio Magdalena, Sa.
40	Ingenio Palo Gordo, S.A.
41	Ingenio Tulula, S.A.
42	Inversiones Atenas, S.A.
43	Inversiones Pasabien, S.A.
44	Jaguar Energy Guatemala Llc.
45	Luz Y Fuerza Eléctrica de Guatemala, Ltda.
46	Orazul Energy Guatemala Y Cía, S.A.
47	Ortitlan, Ltda

Continuación de la tabla I.

48	Orzunil I de Electricidad, Limitada
49	Oxec li, S.A.
50	Oxec, S.A.
51	Pantaleón, S.A.
52	Papeles Elaborados, S.A.
53	Puerto Quetzal Power Llc.
54	Renace, S.A.
55	Renovables de Guatemala, S.A.
56	San Diego, S.A.
57	Servicios Cm, S.A.
58	Tecnoguat, S.A.
59	Térmica, S.A.
60	Transmisión de Electricidad, S.A.
61	Viento Blanco, S.A.
62	Visión de Aguila, S.A.

Fuente: Administrador del Mercado Mayorista. *Sector Eléctrico Guatemalteco*.

<https://www.amm.org.gt>. Consulta: 16 de diciembre de 2019.

### 1.3.1.2. Transportista

Es la persona, individual o jurídica, poseedora de instalaciones destinadas a realizar la actividad de transmisión y transformación de energía eléctrica; debe contar con una potencia firme conectada de por lo menos 10 MW. En la actualidad se reconoce a los siguientes:

Tabla II. **Transportistas de electricidad en Guatemala**

1	Eeb Ingeniería y Servicios, S.A.
2	Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE
3	Empresa Propietaria de la Red, S.A. Sucursal Guatemala
4	Orazul Energy Guatemala Transco, Limitada
5	Redes Eléctricas de Centroamérica, S.A.
6	Transfosur, S.A.
7	Transmisora de Energía Renovable, S.A.
8	Transportadora de Energía de Centroamérica, S.A.
9	Transporte de Electricidad de Occidente

Continuación de la tabla II.

10	Transporte de Energía Alternativa, S.A.
11	Transporte de Energía de Eléctrica del Norte
12	Transportes Eléctricos del Sur, S.A.
13	Transportista Eléctrica Centroamericana, S.A.

Fuente: Administrador del Mercado Mayorista. *Sector Eléctrico Guatemalteco*.

<https://www.amm.org.gt>. Consulta: 16 de diciembre de 2019.

### 1.3.1.3. Distribuidor

Es la persona o ente individual o jurídica, titular o poseedora de instalaciones destinadas a distribuir comercialmente energía eléctrica; debe contar por lo menos con 15 000 usuarios. En la actualidad se reconocen los siguientes:

Tabla III. **Distribuidoras de electricidad en Guatemala**

1	Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A.
2	Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A.
3	Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A.
4	Empresa Eléctrica Municipal de Gualán, Zacapa
5	Empresa Eléctrica Municipal de Guastatoya, El Progreso
6	Empresa Eléctrica Rural de Electricidad de Ixcán, Quiché
7	Empresa Eléctrica Municipal de Jalapa
8	Empresa Eléctrica Municipal de Joyabaj, Quiché
9	Empresa Eléctrica de Patulul, Suchitepéquez
10	Empresa Eléctrica Municipal de Puerto Barrios, Izabal
11	Empresa Hidroeléctrica Municipal de Retalhuleu
12	Empresa Eléctrica Municipal de Quezaltenango
13	Empresa Eléctrica Municipal de San Marcos
14	Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Pinúla, Jalapa
15	Empresa Eléctrica Municipal de San Pedro Sacatepéquez, San Marcos
16	Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A.
17	Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A.

Fuente: Administrador del Mercado Mayorista. *Sector Eléctrico Guatemalteco*.

<https://www.amm.org.gt>. Consulta: 16 de diciembre de 2019.

#### 1.3.1.4. Comercializador

Es la persona individual o jurídica, cuya actividad consiste en comprar y vender bloques de energía eléctrica asociada a una potencia firme de al menos 5 MW; actúa con carácter de intermediario y sin participación en generación, transporte, distribución y consumo. Actualmente, se reconocen los siguientes:

Tabla IV. **Comercializadoras de electricidad en Guatemala**

1	Central Comercializadora de Energía Eléctrica, S.A.
2	Comercial Internacional, S.A.
3	Comercializadora Centroamericana de Energía La Ceiba, S.A.
4	Comercializadora Comertitlán, S.A.
5	Comercializadora de Electricidad Centroamericana, S.A.
6	Comercializadora de Energía para el Desarrollo, S.A.
7	Comercializadora de Energía San Diego, S.A.
8	Comercializadora Eléctrica de Guatemala, S.A.
9	Comercializadora Eléctrica del Pacífico, S.A.
10	Comercializadora Eléctrica La Unión, S.A.
11	Comercializadora Electronova, S.A.
12	Comercializadora Guatemalteca Mayorista de Electricidad, S.A.
13	Comercializadora Orazun Energy de Centro América, Ltda.
14	Cuestamoras Comercializadora Eléctrica, S.A.
15	Econoenergía, S.A.
16	Empresa de Comercialización de Energía Eléctrica del INDE
17	Inversiones Nacimiento, S.A.
18	Ion Energy, S.A.
19	Mayoristas de Electricidad, S.A.
20	Merelec de Guatemala, S.A.
21	Recursos Geotérmicos, S.A.
22	Solaris Guatemala, S.A.

Fuente: Administrador del Mercado Mayorista. *Sector Eléctrico Guatemalteco*

<https://www.amm.org.gt>. Consulta: 16 de diciembre de 2019.

#### **1.3.1.5. Gran usuario**

Es la persona o ente individual o jurídica, titular o poseedora del bien inmueble que recibe el suministro de energía eléctrica, cuya demanda de potencia excede los 100 kW o el límite inferior fijado por el Ministerio de Energía y Minas (MEM), en el futuro.

#### **1.3.2. Administrador del mercado mayorista**

Es el ente encargado de la administración y manejo del mercado mayorista, es independiente de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) y su objetivo es asegurar el correcto funcionamiento del sistema nacional interconectado y sus interconexiones con los países vecinos del área. Tiene una figura legal como sociedad privada, constituida bajo la forma de una sociedad sin fines de lucro

#### **1.3.3. Funciones del administrador del mercado mayorista**

Las funciones del administrador del mercado mayorista (AMM), de conformidad con la ley son las siguientes:

- 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.

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

La Ley General de Electricidad define a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), en adelante comisión, como un órgano técnico del Ministerio de Energía y Minas (MEM). La comisión posee independencia funcional para el ejercicio de sus atribuciones y de las siguientes funciones.

##### **1.4.1. Funciones de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica**

Se establecen para la Comisión Nacional de Energía Eléctrica en la Ley General de Electricidad las siguientes funciones:

- Cumplir y hacer cumplir la ley y sus reglamentos, en materia de su competencia, e imponer las sanciones a los infractores.
- Velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre competencia, así como prácticas abusivas o discriminatorias.
- Definir las tarifas de transmisión y distribución sujetas a regulación, de acuerdo con la ley, así como la metodología para el cálculo de las mismas.

- Dirimir las controversias que surjan entre los agentes del subsector eléctrico, actuando como árbitro entre las partes cuando no hayan llegado a un acuerdo.
- Emitir las disposiciones y normativas para garantizar el libre acceso y uso de las líneas de transmisión y redes de distribución, de acuerdo con lo dispuesto en la ley y su reglamento.

## **1.5. Sistema de transporte**

Se le denomina así a la actividad que está sujeta a autorización y cuyo objetivo es conectar eléctricamente a los generadores con los distribuidores o grandes usuarios y puntos de interconexión con sistemas eléctricos de países vecinos, utilizando instalaciones propiedad de transportistas u otros agentes del mercado mayorista.

### **1.5.1. Servicio de transporte de Energía Eléctrica (STEE)**

Los distribuidores, generadores o grandes usuarios que se conectan al Sistema Nacional Interconectado (SNI), usando instalaciones de un distribuidor, no lo consideran como transportista, sino únicamente como un prestador del servicio de transporte, en las condiciones que señala el reglamento de la Ley General de Electricidad.

Las Normas Técnicas de Diseño y Operación (NTDO) del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE), contienen todas las normas técnicas y operativas que garantizan la seguridad de las instalaciones y la calidad del servicio.

### **1.5.2. Acceso a la capacidad de transporte**

Las Normas Técnicas de Acceso y Uso de la Capacidad de Transporte (NTAUCT) contienen los requisitos que debe cumplir y los estudios que debe de realizar y presentar cada agente del mercado mayorista (MM) o gran usuario que decide realizar nuevas instalaciones o ampliar existentes que impliquen una modificación de la potencia intercambiada.

### **1.5.3. Ampliación a la capacidad de transporte**

La construcción de nuevas líneas o subestaciones eléctricas del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE) se puede realizar por las siguientes modalidades:

- Acuerdo entre partes
- Por iniciativa propia
- Consulta y licitación pública

#### **1.5.3.1. Ampliación por acuerdo entre partes y por iniciativa propia**

En estas dos modalidades, los interesados construyen, operan y mantienen las instalaciones de transmisión eléctrica y acuerdan con un transportista la propiedad, el precio y las condiciones de pago; aceptan hacerse cargo de la totalidad de los costos de construcción, operación y mantenimiento de las nuevas instalaciones; renuncia a hacer cualquier cobro adicional a otros usuarios; dichas instalaciones se consideran pertenecientes al sistema secundario.

### **1.5.3.2. Ampliación por consulta y licitación pública**

En esta modalidad, un conjunto de participantes del mercado mayorista (MM), denominados iniciadores, podrán proponer a la comisión la construcción de una ampliación al sistema principal de transporte, cuyo costo será pagado, por el resto de los generadores en proporción a su potencia firme.

### **1.5.4. Propiedad de las instalaciones de ampliación**

Las instalaciones de una ampliación dedicada al Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE), podrán ser propiedad de:

- Un transportista existente por ampliación de sus instalaciones.
- Una empresa que se constituya a los efectos de construir y operar redes de transmisión.
- Generadores, grandes usuarios o distribuidores que prestan el servicio de distribución final y construyen sus propias líneas correspondientes al sistema secundario, para conectarse al Sistema Nacional Interconectado (SIN), estas líneas pueden ser entregadas en operación o en propiedad a transportistas existentes.

### **1.5.5. Sistema de peaje para el STEE**

El propietario de cada instalación dedicada al Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE) recibe anualmente, una remuneración denominada peaje, libremente acordada por las partes. En caso de que no exista acuerdo

entre el transportista y el usuario del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE), la Comisión regula el peaje sobre la base de los siguientes conceptos.

- La anualidad de la inversión de las instalaciones de un Sistema de Transporte (ST) económicamente adaptado, consideran un factor de recuperación de capital obtenido con la tasa de actualización establecida por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), de conformidad con la Ley General de Electricidad (LGE) y una vida útil de 30 años.
- Los costos anuales de operación, mantenimiento y administración, que serán como máximo del 3 % del costo total de la inversión que podrá ser modificado por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), sobre las bases de estudios técnicos. Para instalaciones existentes del sistema principal de transporte, un valor de peaje, en proporción a la potencia firme conectada, que se calcula dividiendo el costo anual del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica (STEE) entre la potencia firme total conectada al sistema eléctrico correspondiente. Para instalaciones existentes del sistema secundario, el valor establecido para el sistema principal, corregido por la distancia entre el generador o usuario y el punto de conexión al sistema principal.

#### **1.5.6. Régimen de calidad del servicio de transporte**

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), aplica las Normas Técnicas de Calidad del Servicio de Transporte y Sanciones (NTCSTS), que establecen también las obligaciones de generadores, distribuidores y grandes usuarios, conectados directamente al sistema de transporte, en lo referente a la regulación de tensión.

## **2. CONCEPTOS FUNDAMENTALES**

### **2.1. Subestación eléctrica**

Se le denomina así al conjunto de elementos o dispositivos que intervienen en el proceso de generación – consumo de energía eléctrica, que permiten modificar las características de los parámetros que maneja la energía eléctrica (tensión, corriente, frecuencia, entre otros) o bien conservarles dentro de ciertas características. Según su funcionalidad, las subestaciones eléctricas se clasifican en:

- Subestaciones eléctricas de transformación
- Subestaciones eléctricas de operación

#### **2.1.1. Subestación eléctrica de transformación**

Este tipo de subestación eléctrica se encarga de transformar la energía eléctrica mediante transformadores, modificando el nivel de tensión con el que se cuenta, ya sea elevándolo o reduciéndolo a otro nivel de tensión deseado.

##### **2.1.1.1. Subestación eléctrica de transformación elevadora**

Por lo general, se encuentra ubicada cerca de las centrales generadoras y permiten elevar la tensión de la potencia generada en media tensión de modo que dicha potencia pueda ser inyectada a la red de alta tensión y así ser

transportada de forma más eficiente a corrientes más bajas y, por ende, reduciendo las pérdidas en transmisión.

La tensión de lado primario del transformador se encuentra entre los 3 y los 36 kV; mientras que la tensión del lado del secundario del transformador está condicionada por la tensión de la línea de transporte o interconexión que puede ser de 69, 138, 230 o 400 kV.

#### **2.1.1.2. Subestación eléctrica de transformación reductora**

Se ubica cerca de las redes de distribución y tiene como objetivo reducir la tensión de la potencia transportada por la red de transmisión a media tensión para entregarla a la red de distribución. Las tensiones de distribución a las que generalmente se reduce la potencia son 34,5 y 13,8 kV.

Este tipo de subestaciones eléctricas por lo general se encuentra ubicada cerca de las poblaciones y de los consumidores (zonas residenciales, fábricas, centros comerciales, hospitales y otros).

#### **2.1.2. Subestación eléctrica de maniobra**

Conocida también como de *switched*, este tipo de subestación eléctrica interconecta a dos o más circuitos o sistemas y su función es realizar maniobras de conexión y desconexión de líneas de transmisión sin modificar los parámetros en la transmisión de energía eléctrica, con el fin de canalizar o distribuir el flujo de potencia a las diferentes áreas o zonas del sistema eléctrico. De esta se distribuye energía eléctrica a otras subestaciones eléctricas o a otros sistemas.

### **2.1.3. Características de operación**

Las características de operación de una subestación eléctrica dependen de la ubicación de esta dentro del sistema eléctrico de potencia, de acuerdo con su función o capacidad; dichas características pueden conjugarse en el momento de decidir la configuración de la subestación eléctrica.

#### **2.1.3.1. Confiabilidad**

Propiedad que posee una subestación eléctrica de mantener la continuidad del suministro de energía eléctrica, condicionada que al menos un componente de la subestación eléctrica pueda repararse durante la operación.

#### **2.1.3.2. Seguridad**

Es la propiedad de una subestación eléctrica de operar adecuadamente bajo condiciones normales y anormales, de manera que se evite dañar los equipos o componentes de esta o poner en riesgo a las personas.

#### **2.1.3.3. Flexibilidad**

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

#### **2.1.3.4. Modularidad**

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

si la subestación eléctrica requiere de un alto grado de seguridad o si requiere de un alto grado de flexibilidad o si su necesidad principal es ser confiable.

#### **2.1.4. Configuraciones de arreglos de barras**

El arreglo de barras en una subestación eléctrica es la configuración ordenada de los elementos que la conforman; dicha configuración depende de las características de cada sistema eléctrico y de la función de dicha subestación eléctrica en el sistema, tomando en cuenta la continuidad del servicio, la flexibilidad de operación, la cantidad y el costo del equipo eléctrico, así como la facilidad de mantenimiento de los equipos.

Básicamente existen dos tendencias de configuraciones de arreglos de barras, de las cuales se encuentran las configuraciones más utilizadas para niveles de alta y extra alta tensión.

- Tendencia Europea
  - Barra simple o sencilla
  - Doble barra
  - Barra principal y barra de transferencia
  - Doble barra más seccionador de *by-pass* o paso directo
  - Doble barra más seccionador de transferencia
  - Doble barra más barra de transferencia
  
- Tendencia Americana
  - Anillo
  - Anillo cruzado

- Interruptor y medio
- Doble barra con doble interruptor

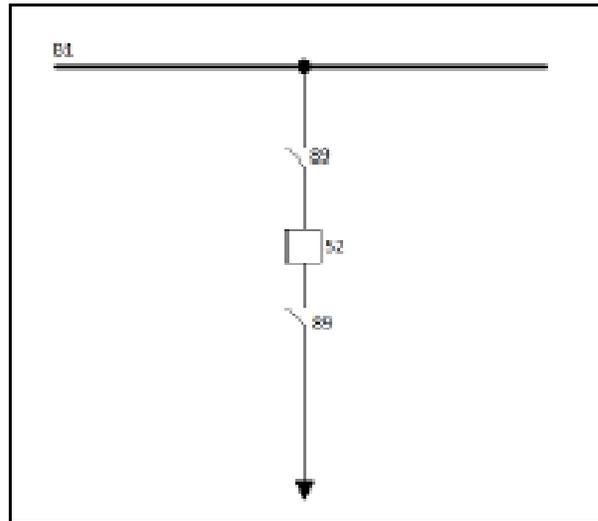
En el subsector eléctrico se tiene aplicación de ambas tendencias; a continuación, se describen las más utilizadas en los sistemas eléctricos.

#### **2.1.4.1. Barra simple o sencilla**

Es el arreglo más simple y es utilizado principalmente en subestaciones eléctricas de pequeña capacidad o de tipo industrial pequeñas. Esta configuración consta de una única barra para cada tensión, por lo que no ofrecen mayor flexibilidad, seguridad y confiabilidad, ya que una falla en alguna de las barras produce la salida total de la subestación eléctrica, teniendo que suspender el servicio en su totalidad cuando se requiera hacer una revisión o reparación en la barra colectora o del circuito cuando la revisión o reparación es en el interruptor.

Es económica, sencilla, fácil de proteger, ocupa poco espacio y no presenta muchas posibilidades de operación incorrecta.

Figura 2. **Barra simple**



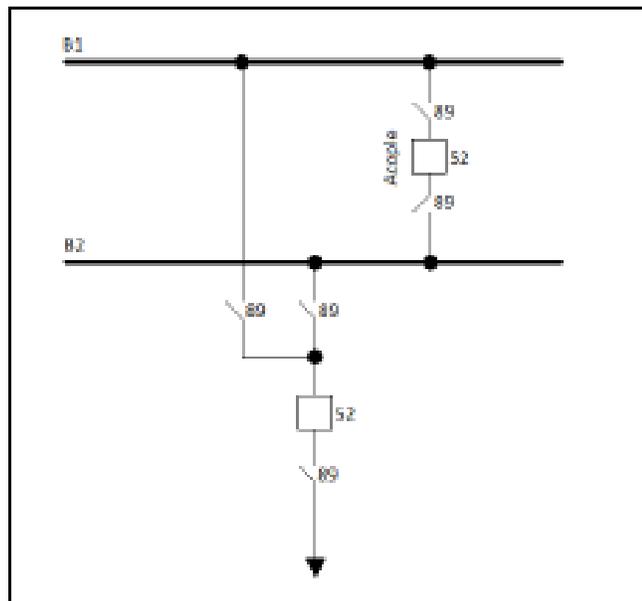
Fuente: MEJÍA VILLEGAS, S.A. *Subestaciones eléctricas de alta y extra alta tensión*.  
[https://www.academia.edu/26552920/Subestaciones\\_de\\_alta\\_y\\_extra\\_alta\\_tension\\_carlos\\_felipe\\_ramirez\\_mejia\\_villegas\\_sa\\_ingenieros\\_consultores](https://www.academia.edu/26552920/Subestaciones_de_alta_y_extra_alta_tension_carlos_felipe_ramirez_mejia_villegas_sa_ingenieros_consultores). Consulta: 22 de diciembre de 2019.

#### **2.1.4.2. Doble barra**

Este arreglo se logra adicionando una segunda barra principal y un interruptor para el acoplamiento entres esas, conformándose así una configuración llamada doble barra.

Esta configuración cuenta con mayor flexibilidad, pues permite operar ambas barras al mismo tiempo o una como respaldo de la otra y hace posible separar circuitos en cada una de las barras; puede de esta manera dividir sistemas; además, presenta confiabilidad, más no seguridad por falla en barras y en interruptores. Es posible también hacer mantenimiento en barras sin suspender el servicio y por ello se usa en áreas de alta contaminación ambiental.

Figura 3. **Doble barra**



Fuente: MEJÍA VILLEGAS, S.A. *Subestaciones eléctricas de alta y extra alta tensión*.  
[https://www.academia.edu/26552920/Subestaciones\\_de\\_alta\\_y\\_extra\\_alta\\_tension\\_carlos\\_felipe\\_ramirez\\_mejia\\_villegas\\_sa\\_ingenieros\\_consultores](https://www.academia.edu/26552920/Subestaciones_de_alta_y_extra_alta_tension_carlos_felipe_ramirez_mejia_villegas_sa_ingenieros_consultores). Consulta: 22 de diciembre de 2019.

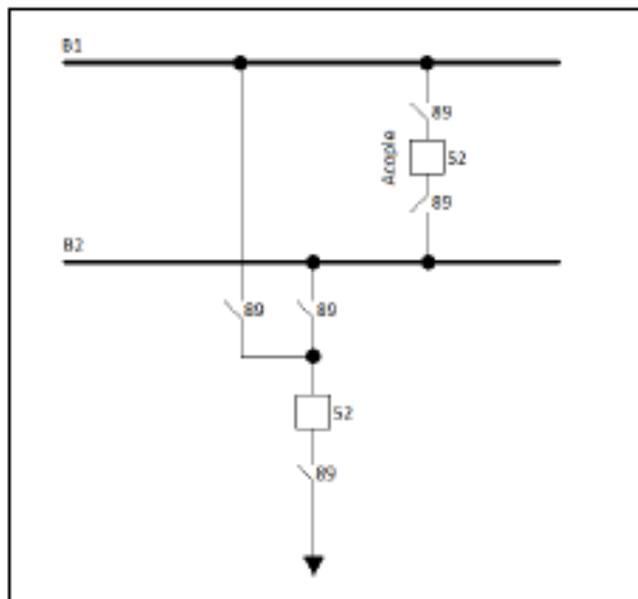
### 2.1.4.3. **Barra principal y barra de transferencia**

Es una variante del arreglo de barra simple, en la que se utiliza una barra auxiliar o de transferencia que ocupa como respaldo en caso de mantenimiento. Es utilizada principalmente en subestaciones eléctricas de centrales de generación de mediana importancia, así como en subestaciones de transformación.

En este arreglo cada circuito está conectado a la barra principal por medio de un interruptor y a la barra de transferencia por medio de un seccionador, por su parte, la barra de transferencia está conectada a la barra principal por medio

de un interruptor de transferencia, el cual sirve como alternativa de suministro para cualquiera de los circuitos conectados.

Figura 4. **Barra principal y barra de transferencia**



Fuente: MEJÍA VILLEGAS, S.A. *Subestaciones eléctricas de alta y extra alta tensión*.  
[https://www.academia.edu/26552920/Subestaciones\\_de\\_alta\\_y\\_extra\\_alta\\_tension\\_carlos\\_felipe\\_ramirez\\_mejia\\_villegas\\_sa\\_ingenieros\\_consultores](https://www.academia.edu/26552920/Subestaciones_de_alta_y_extra_alta_tension_carlos_felipe_ramirez_mejia_villegas_sa_ingenieros_consultores). Consulta: 22 de diciembre de 2019.

Esta configuración mejora la confiabilidad; conserva en esta forma el servicio de los circuitos respectivos durante el mantenimiento del interruptor o fallas del mismo; además, es económica en costo inicial y final a pesar de exigir interruptor de transferencia.

#### **2.1.4.4. Anillo**

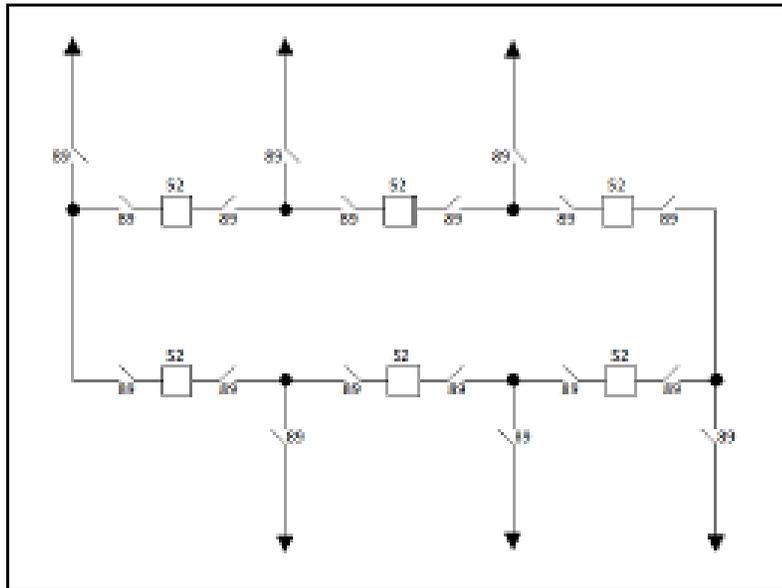
En este arreglo no existe una barra colectora como tal, la conexión de los circuitos se realiza sobre un anillo conformado por interruptores, el cual hace las veces de barra colectora, con los circuitos conectados entre cada dos de ellos. Para aislar un circuito es necesaria la apertura de los dos interruptores correspondientes, abriéndose así el anillo.

Cuando se requiere aislar un circuito por un periodo largo, se debe abrir el seccionador de conexión del mismo para cerrar los interruptores asociados a dicho circuito y así dar continuidad al anillo.

El principal inconveniente que presenta, es que en caso de falla en un circuito mientras se hace un mantenimiento en otro, el anillo puede quedar dividido y presentar falta de servicio para alguna de las partes o perderse la seguridad en el sistema. Para cumplir la función de seguridad y confiabilidad para los cuales esta subestación eléctrica fue ideada, es necesario operarla con todos los interruptores cerrados (tal como en su operación normal); por lo tanto, desde el punto de vista de flexibilidad, la subestación es similar a una barra sencilla.

El sistema en anillo requiere el mismo equipo que el arreglo de barra sencillo, por lo que su costo es similar, es muy utilizado en los Estados Unidos de América para todo tipo de subestaciones eléctricas y a nivel mundial para subestaciones eléctricas encapsuladas en SF<sub>6</sub> en alta y extra alta tensión.

Figura 5. **Anillo**



Fuente: MEJÍA VILLEGAS, S.A. *Subestaciones eléctricas de alta y extra alta tensión*.  
[https://www.academia.edu/26552920/Subestaciones\\_de\\_alta\\_y\\_extra\\_alta\\_tension\\_carlos\\_felipe\\_ramirez\\_mejia\\_villegas\\_sa\\_ingenieros\\_consultores](https://www.academia.edu/26552920/Subestaciones_de_alta_y_extra_alta_tension_carlos_felipe_ramirez_mejia_villegas_sa_ingenieros_consultores). Consulta: 26 de diciembre de 2019.

#### **2.1.4.5. Interruptor y medio**

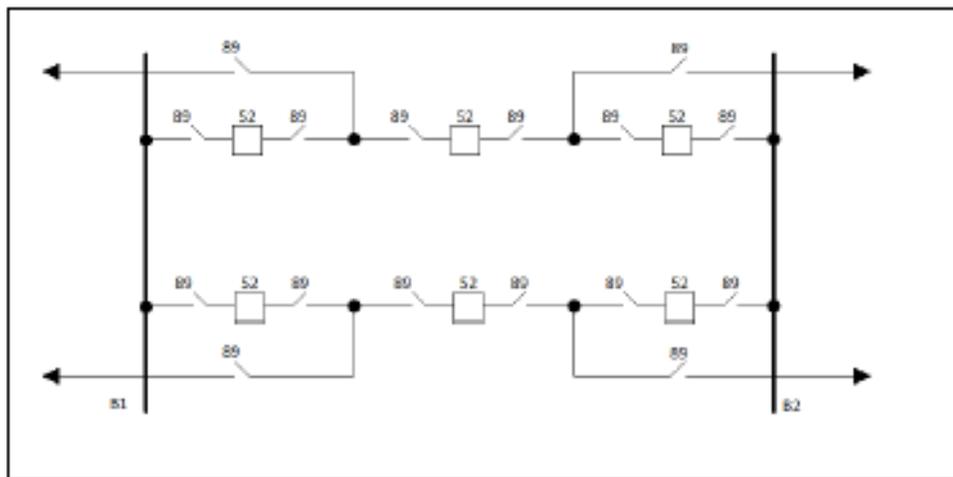
Este arreglo está constituido por dos barras que se conectan entre sí por medio de tres interruptores, entre los cuales se acoplan las líneas respectivas, es decir, existen tres interruptores por dos salidas de línea.

Ofrece un alto índice de seguridad y confiabilidad tanto por falla en los interruptores como en los circuitos y en las barras. Entre sus ventajas, permite hacer mantenimiento a cualquier interruptor o barraje sin suspender el servicio y sin alterar el sistema de protección; además, si existiese una falla en un barraje no interrumpe el servicio a ningún circuito.

Opera normalmente con ambas barras energizadas y todos los interruptores cerrados y, por tal motivo, al igual que en el caso de la configuración en anillo carece de flexibilidad; además, tener dos barras no significa que los circuitos puedan ser conectados independientemente a cualquiera de ellas manteniendo la configuración, como es el caso de la doble barra.

La disposición del interruptor y medio es bastante utilizada en países no europeos, particularmente en los Estados Unidos de América, para todo tipo de subestación eléctrica y a nivel mundial para subestaciones eléctricas encapsuladas en SF<sub>6</sub> en alta y extra alta tensión, sobre todo en aquellas de interconexión que forman parte de un sistema en anillo.

Figura 6. **Interruptor y medio**



Fuente: MEJÍA VILLEGAS, S.A. *Subestaciones eléctricas de alta y extra alta tensión.*

[https://www.academia.edu/26552920/Subestaciones\\_de\\_alta\\_y\\_extra\\_alta\\_tension\\_carlos\\_felipe\\_ramirez\\_mejia\\_villegas\\_sa\\_ingenieros\\_consultores](https://www.academia.edu/26552920/Subestaciones_de_alta_y_extra_alta_tension_carlos_felipe_ramirez_mejia_villegas_sa_ingenieros_consultores). Consulta: 26 de diciembre de 2019.

## **2.2. Equipos principales de una subestación eléctrica**

Es el equipo indispensable por medio del cual se puede controlar y visualizar un sistema eléctrico, en caso de alguna eventualidad se cuente con la facilidad de restablecerlo en un corto tiempo, por lo que la subestación eléctrica debe ser considerada de suma importancia.

De estos depende la calidad y el servicio de la energía eléctrica que será entregada al cliente; cada uno cumple un papel muy importante en el sistema eléctrico nacional, desde los transformadores capaces de transformar diferentes valores de voltaje-corriente hasta los interruptores que son muy utilizados para proteger y realizar maniobras para mantener los demás equipos en buen estado.

### **2.2.1. Transformador de potencia**

Un transformador es una máquina electromagnética que permite elevar o reducir la tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo la misma frecuencia. Se le llama transformador de potencia a los dispositivos que tienen capacidades superiores a 500 kVA y voltajes de hasta 400 kV.

Está constituido por dos o más bobinas alrededor de un núcleo ferromagnético común, devanados denominados como primario y secundario, dependiendo a la tensión que correspondan: alta o baja, respectivamente; y un terciario cuando es de tres devanados, el cual es de menor tensión que el secundario; además de un conmutador o cambiador de *taps*, las boquillas, el tanque y los dispositivos de enfriamiento la única conexión entre las bobinas es el flujo magnético común que circula dentro del núcleo.

El funcionamiento de un transformador requiere únicamente de la existencia de un flujo mutuo entre ambos devanados, el cual es variable en el tiempo. Este hecho puede ocurrir en dos devanados acoplados en aire, pero dicho acoplamiento entre los mismos se realiza de manera más efectiva al usarse un núcleo de hierro u otro material ferromagnético, debido a que el flujo se mantiene dentro de un patrón definido de alta permeabilidad que une ambos devanados.

### **2.2.2. Transformador de instrumentos**

Son dispositivos electromagnéticos que reducen las magnitudes de tensión y corriente a una escala que soporten los dispositivos que realizan la medición y protección de los circuitos de una subestación eléctrica, ya que dichos dispositivos no están diseñados para soportar grandes tensiones y corrientes.

Básicamente, existen dos tipos de transformadores de instrumentos: transformadores de corriente (CT's) y transformadores de potencial (PT's).

- Transformadores de corriente (CT's): se utilizan para reducir la corriente existente en una línea de transmisión a un nivel seguro para los dispositivos de medición. En un transformador de corriente, en condiciones normales de operación, la corriente del secundario es directamente proporcional a la del primario y está en fase con esta. Los transformadores de corriente pueden ser de medición, de protección o mixtos.
- Transformadores de potencial (PT's): su función principal es reducir los valores de tensión del sistema a valores suficientemente bajos para

energizar equipos de protección, control y medición, ya que las mediciones de tensión no son hechas directamente de la red primaria sino a través de estos, los que aíslan el circuito de baja tensión del circuito de alta tensión y reproducen los efectos transitorios y de régimen permanente del circuito de alta tensión en el circuito de baja tensión: por ende, el transformador debe ser muy exacto para que no distorsiones los verdaderos valores de tensión.

### **2.2.3. Interruptor de potencia**

Dispositivo destinado al cierre y apertura (ya sea de forma manual o automática) de los circuitos bajo condiciones de operación normal (máxima carga o en vacío) o en condiciones de falla, con el fin de desconectar una carga o una parte del sistema eléctrico; además, permite insertar o retirar equipos y máquinas, líneas aéreas o cables de cualquier circuito energizado.

El interruptor debe ser capaz de interrumpir corrientes de cortocircuito bajo condiciones de falla, del orden de kiloamperios y soportar los esfuerzos térmicos y dinámicos a que es sometido para librar la contingencia. La interrupción del arco puede llevarse a cabo por medio de: vacío, aceite, hexafluoruro de azufre ( $SF_6$ ) soplo de aire y soplo de aire-magnético.

Asimismo, tienen un mecanismo de almacenamiento de energía que le permite cerrar hasta cinco veces antes de que la energía sea interrumpida completamente; este mecanismo puede ser: neumático, hidráulico, neumático-hidráulico o de mecanismo de resorte. Debido a la función tan importante que desempeña, es uno de los dispositivos del esquema de protección más importante en los sistemas eléctricos.

#### **2.2.4. Seccionador**

Es un dispositivo mecánico que permite efectuar diversas formas de conexión entre las líneas y los barrajes y cuya función es mantener aislada una instalación eléctrica de su red de suministro de energía eléctrica, así como efectuar corte visible entre los diferentes elementos que componen la subestación eléctrica.

Debido a las diversas formas de conexión que permite, otorga al esquema de la subestación eléctrica una característica muy importante como es la flexibilidad. Algunos de los principales tipos de seccionadores son:

- De cuchilla
- De dos columnas giratorias o de apertura central
- Pantógrafo
- De puesta a tierra

Los equipos eléctricos deben ser manipulados sin carga o en vacío con el fin de evitar riesgos innecesarios, si es para un mantenimiento o su reparación.

#### **2.3. Líneas de transmisión**

Son los elementos conductores que forman parte de los sistemas eléctricos de potencia y son básicamente el medio físico por el cual se realiza la transmisión de grandes bloques de energía eléctrica a largas distancias, desde los puntos donde se genera hasta los puntos cercanos donde se consume.

Las líneas de transmisión pueden ser aéreas o subterráneas, dependiendo de las características del lugar por donde se pretenda extenderlas (topología,

densidad de población y otros); aunque por el costo que representa la construcción de líneas de transmisión subterráneas, el cual asciende a ser varias veces superior al de las líneas aéreas, se opta mayormente por la utilización de estas últimas.

Estas pueden estar formadas por uno o varios conductores por fase y están constituidas tanto por elementos conductores, por lo regular cables de cobre o aluminio, reforzadas con alma de acero, así como por elementos de soporte que pueden ser las torres de transmisión o postes de alta tensión y además todos los elementos aislantes y herrajes necesarios para su buen funcionamiento.

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

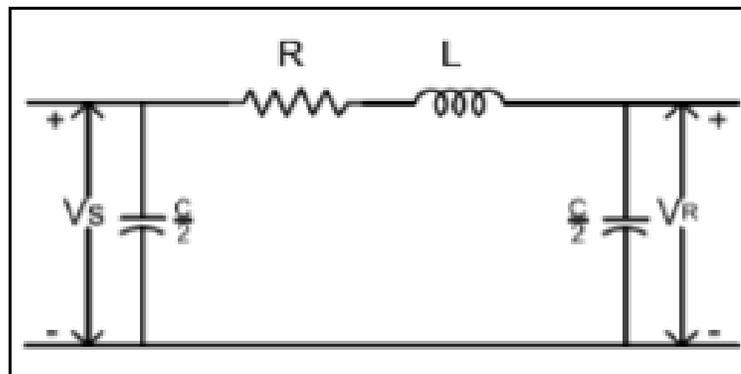
Las ecuaciones generales que relacionan el voltaje y la corriente en una línea de transmisión establecen que los parámetros que esta presenta se encuentran distribuidos uniformemente a lo largo de la misma; parámetros típicos que se definen en función del tipo de conductor y la disposición geométrica de los conductores, tales como: resistencia, inductancia capacitancia, susceptancia y conductancia.

Según la longitud de la línea, esta se puede clasificar de la siguiente manera:

- Línea de transmisión corta: menor a 80 kilómetros
- Línea de transmisión media: entre 81 y 240 kilómetros
- Línea de transmisión larga: mayor a 240 kilómetros

Una línea de transmisión se puede representar con bastante exactitud con R y L como parámetros concentrados, con la mitad de la capacitancia al neutro de la línea, concentrada en cada terminal del circuito equivalente, la conductancia en derivación (G) se desprecia generalmente cuando se calcula el voltaje y la corriente, para líneas cortas y para líneas medias, más no para líneas largas. La figura 7 muestra el circuito equivalente monofásico de una línea de transmisión media.

Figura 7. **Circuito equivalente monofásico de una línea de longitud media**



Fuente: GRAINGER, John; SETEVENSON, William D. *Análisis de sistemas de potencia*. p. 183.

Aunque las líneas de transmisión no estén espaciadas equiláteramente y no estén transpuestas, se operan con cargas trifásicas balanceadas; la asimetría resultante es ligera y considera que las fases están balanceadas. La siguiente nomenclatura se adopta para distinguir entre la impedancia serie total de una línea y por unidad de longitud:

- $Z$  = impedancia serie por unidad de longitud por fase.

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

### 2.3.2. Línea de transmisión corta

Es aquella que se puede representar únicamente con una impedancia en serie ( $Z$ ) en toda la línea, ya que al clasificarse como corta, la capacitancia en derivación es tan pequeña que puede despreciarse; por lo que dicha impedancia está compuesta únicamente de una parte resistiva y de una parte inductiva ( $L$ ). Los parámetros de este tipo de línea se consideran de forma concentrada.

El circuito equivalente para este tipo de línea de transmisión se muestra en la figura 8, en donde  $I_S$  e  $I_R$  son las corrientes en los extremos generador y receptor, respectivamente, y  $V_S$  e  $V_R$  son los voltajes línea a neutro en esos mismos extremos; el circuito equivalente se resuelve como uno de cada serie simple de la siguiente manera:

$$I_S = I_R$$

$$V_S = V_R + I_R Z$$

Donde:

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

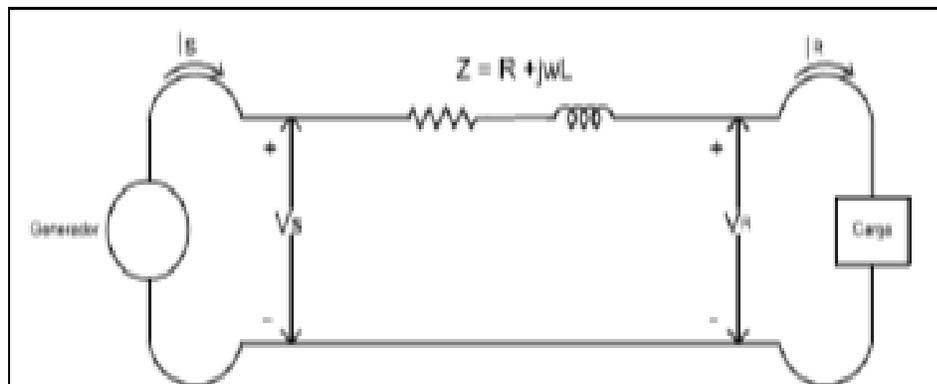
Para lograr entender de una manera más sencilla lo descrito anteriormente, se considera variar el factor de potencia de la carga sobre la regulación de voltaje de la línea corta; por lo que la regulación de voltaje de una línea de transmisión es la elevación en el voltaje en el extremo receptor, expresada en por ciento del voltaje a plena carga cuando se quita la plena carga a un factor de potencia específico, mientras el voltaje en el tremo permanece constante.

$$\% \text{ de regulación} = \frac{|V_{R,NL}| - |V_{R,FL}|}{|V_{R,FL}|}$$

Donde:

- $|V_{R,NL}|$  = magnitud del voltaje en el extremo receptor sin carga
- $|V_{R,FL}|$  = magnitud del voltaje en el extremo receptor a plena carga

Figura 8. **Circuito equivalente de una línea de transmisión corta**



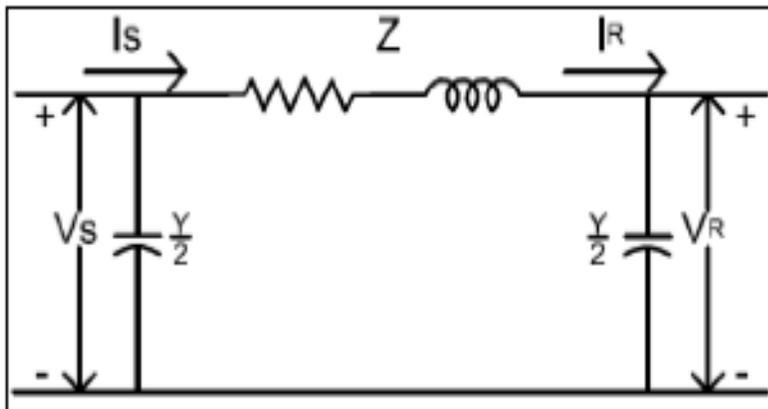
Fuente: GRAINGER, John; SETEVENSON, William D. *Análisis de sistemas de potencia*. p. 184.

### 2.3.3. Línea de transmisión media

Para realizar los cálculos de una línea de longitud media debe incluirse la admitancia en paralelo (por lo general, la capacitancia pura), por lo que debe dividirse en dos partes iguales y cada mitad se coloca en los extremos tanto generador como receptor; de esta manera se obtiene el llamado circuito nominal pi ( $\pi$ ). Esta de igual manera que la línea de transmisión corta, considera los parámetros de forma concentrada.

El voltaje en el extremo emisor  $V_S$ , la corriente en la capacitancia en el extremo receptor que es  $V_R Y / 2$  y la corriente en la rama serie es  $I_R + V_R Y / 2$ , pueden observarse en la figura 9.

Figura 9. Circuito equivalente de una línea de transmisión media



Fuente: GRAINGER, John; SEVEENSON, William D. *Análisis de sistemas de potencia*. p.189.

Resolviendo el circuito de igual manera para la línea de longitud corta, se obtienen las ecuaciones para  $V_S$  e  $I_S$ :

$$V_S = V_R \left( \frac{ZY}{2} + 1 \right) + ZI_R$$

$$I_S = V_R Y \left( 1 + \frac{ZY}{4} \right) + \left( 1 + \frac{ZY}{2} \right) I_R$$

Las ecuaciones anteriormente descritas, pueden representarse en su forma de constantes ABCD, donde:

$$A = D = 1 + \frac{ZY}{2}$$

$$B = Z$$

$$C = Y \left( 1 + \frac{ZY}{4} \right)$$

Por lo tanto:

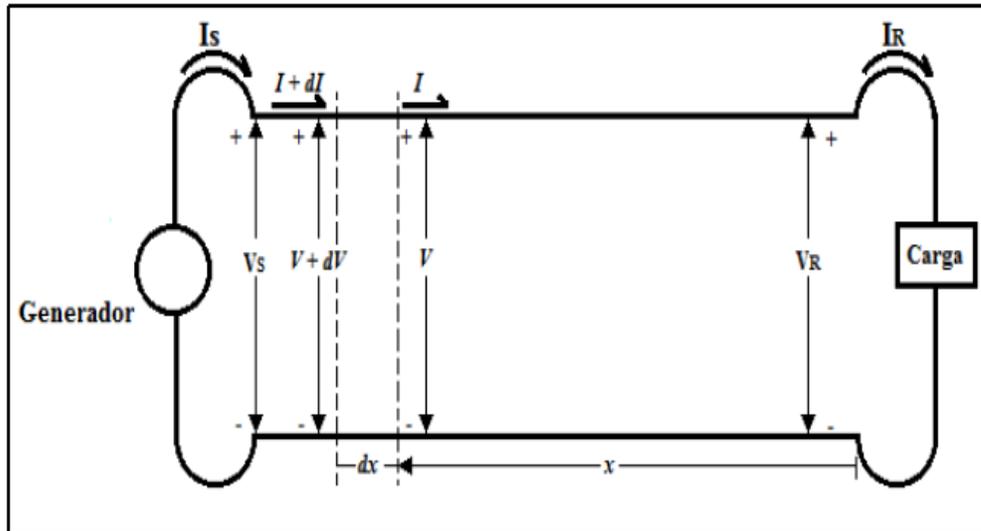
$$V_S = AV_R + BI_R$$

$$I_S = CV_R + DI_R$$

#### 2.3.4. Línea de transmisión larga

Esta se representa de una manera similar que la línea media, con la diferencia de que sus parámetros deben considerarse en forma distribuida uniformemente a lo largo de toda la línea, método por el cual se asegura la solución de cualquier línea de transmisión y de la que se requiera un alto grado de exactitud.

Figura 10. Diagrama esquemático de una línea de transmisión que muestra una fase y el retorno del neutro



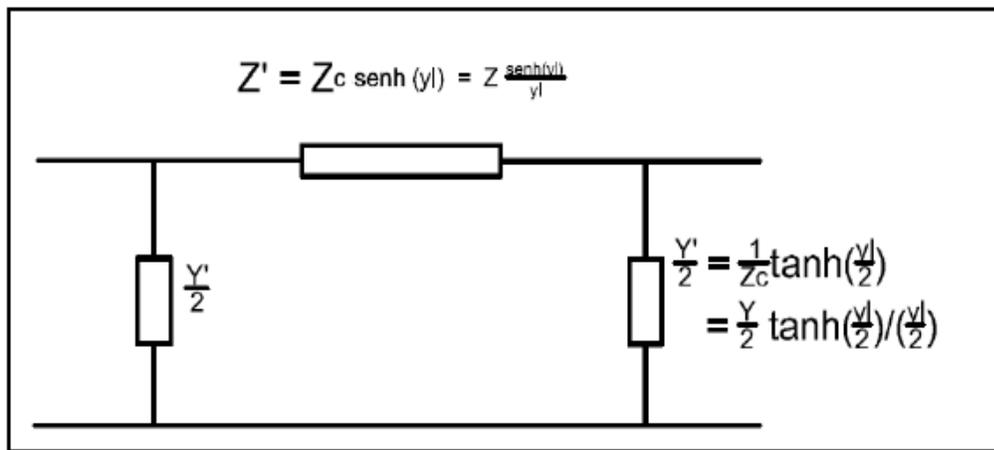
Fuente: GRAINGER, John; SETEVENSON, William D. *Análisis de sistemas de potencia*. p. 190.

Se muestra en la figura 10 la conexión de una fase al neutro en una línea trifásica con los parámetros (impedancia y admitancia) uniformemente distribuidos y no concentrados; además, se considera un elemento diferencial de longitud  $dx$  en la línea a una distancia  $x$  desde el extremo receptor de la línea, por lo que  $zdx$  y  $dx$  son la impedancia en serie y la admitancia en paralelo de la sección elemental, respectivamente; por último,  $V$  e  $I$  son fasores que varían con  $x$ .

El circuito equivalente de una línea de transmisión larga (circuito nominal  $Pi$  ( $\pi$ )) no representa de manera correcta a una línea de transmisión, pues este no considera los parámetros de la línea como distribuidos uniformemente, por lo que conforme la longitud de la línea se incrementa, la desigualdad entre el circuito nominal  $Pi$  ( $\pi$ ) y la línea real se hace mayor.

No obstante, es posible encontrar dicho circuito equivalente para una línea de transmisión larga y representarla con precisión, mediante una red de parámetros concentrados, suponiendo un circuito *Pi* ( $\pi$ ) similar al de la figura 11.

Figura 11. **Circuito equivalente *Pi* ( $\pi$ ) de una línea de transmisión**



Fuente: GRAINGER, John; SEVENSON, William D. *Análisis de sistemas de potencia*. p. 201.

En la figura 11 se observa el equivalente de una línea de transmisión larga, con  $Z'$  como la rama serie y  $Y'/2$ , como la rama paralela; esto con el fin de diferenciarlas de las ramas del circuito normal *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 a los coeficientes de  $V_S$  e  $I_S$ .

#### 2.4. Análisis de sistemas eléctricos de potencia

El análisis de los sistemas eléctricos de potencia tiene como objetivo estudiar de forma integral el comportamiento de dichos sistemas en corriente

alterna de circuitos trifásicos, tanto en condiciones normales de operación como anormales, en estado estable, así como en estado dinámico.

Se fundamenta en la representación nodal de redes que se logra a través de las matrices de admitancia e impedancia de barra, para obtener resultados de: flujo de carga, corto circuito, estabilidad de voltaje (curvas PV & QV), estabilidad transitoria, arranque de motores, estudios de armónicos y otros.

#### **2.4.1. Flujo de potencia o 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, también en la determinación de las mejores condiciones de operación de los sistemas existentes. La información principalmente que se obtiene de un estudio de flujos de carga es la magnitud y el ángulo de fase de cada barra, al igual que la potencia activa y reactiva en cada línea.

Sin embargo, se puede obtener información adicional valiosa, a través de la salida impresa de programas de computadora que son utilizados por las compañías eléctricas.

Esta información adicional comprende datos tales como: pérdidas de potencia activa y reactiva totales en el sistema y por zonas, factores de utilización en las líneas y en los transformadores, así como sus pérdidas de potencia activa y reactiva, además, de muchos otros datos de interés. Todo lo anterior en condiciones de régimen de estado estable.

Como se mencionó anteriormente, los resultados de flujo de potencia determinan el estado del sistema eléctrico de potencia en condiciones normales

y anormales de operación y de esta manera evaluar cuán necesaria es la adición de un equipo nuevo; simulaciones para determinar la seguridad del sistema, posibles problemas de sobrecarga, niveles de tensión bajos, así como observar la efectividad de nuevas alternativas para resolver deficiencias actuales en la red y examinar requerimientos del sistema.

Los estudios de flujo de carga se basan en modelos matemáticos, en los cuales sus variables son tratadas con métodos numéricos iterativos. Entre los métodos más utilizados están: el método Gauss-Seidel, el método Newton-Raphson, el método Newton-Raphson extendido y otros; los cuales son complejos y debido a la expansión de los sistemas de potencia y los miles de datos que estos manejan, se puede caer en errores muy fácilmente, además de la enorme cantidad de tiempo en el que dichos métodos proporcionan los resultados, por lo que no se entrará a detalle de estos.

Los métodos de cálculo anteriormente mencionados son la base de los distintos programas computacionales para la resolución de flujos de carga y que constituyen una valiosa herramienta en la solución del típico problema de flujo de carga para el análisis de los sistemas de potencia.

#### **2.4.2. Programa computarizado digital**

Las empresas de energía utilizan programas muy elaborados para realizar estudios de flujos de potencia. Un programa típico de flujos de potencia es capaz de manejar sistemas de 2 000 barras, 3 000 líneas y 500 transformadores; naturalmente, los programas pueden expandirse a tamaños aún mayores, dependiendo de las capacidades de la computadora.

Los datos suministrados al programa deben incluir los valores numéricos de los datos: líneas, barras, transformadores y demás elementos que componen el sistema eléctrico de potencia, así como las propiedades de los mismos.

Para la evaluación del estudio del presente trabajo de graduación, se utilizará el programa para análisis de sistemas de potencia NEPLAN, en su versión 5,57 (español); actualmente, utilizado por Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A., para la realización de estudios eléctricos.

NEPLAN® es una herramienta de alta gama para análisis de sistemas de potencia para aplicaciones en sistemas de transmisión, distribución, generación, industriales, energías renovables, cuenta con una interfaz gráfica que permite la creación de diagramas unifilares, posee un administrador para la base de datos y permite estimar los parámetros de los equipos eléctricos, es usado en más de 110 países, en donde se aplica directamente a sistemas eléctricos de potencia de servicios públicos y trifásicos industriales.

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

### 2.4.3. Información obtenida de un estudio de flujo de carga

Los resultados impresos dados por los programas son una serie de tablas que muestran los valores de cada elemento, generalmente, descrito por el número y nombre de cada barra.

Estos incluyen la magnitud y la tensión de cada barra en valores p.u. (por unidad) y el ángulo de fase; la generación y la carga en cada barra en megavatios y megavares; la cargabilidad de las líneas y transformadores y los megavatios y megavares que transporta. Además, de la información sobre las barras, también se puede observar el flujo de megavatios y megavares de las barras sobre cada línea de transmisión conectada a estas.

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

Además, también se imprimen las pérdidas totales del sistema en megavatios, ( $|I|^2R$ ) y megavares ( $|I|^2X$ ) y los desajustes de P y Q en cada barra, el desajuste es una indicación de la precisión de la solución y es la diferencia entre  $P$  (y usualmente también  $Q$ ) que entra y sale en cada barra.

#### **2.4.4. Resultados numéricos que se adquieren**

Para la evaluación de la implementación de la subestación eléctrica de maniobras incinate en el área noroeste del municipio de Guatemala, se ha optado por utilizar NEPLAN, en su versión 5,57, como se mencionó anteriormente.

Los valores numéricos que se consiguen en la simulación y que se encontrarán en las tablas de resultados son, para los elementos: la potencia activa y reactiva de las líneas, así como sus pérdidas en potencia activa y reactiva, además de su factor de utilización; la potencia activa y el factor de utilización de los transformadores.

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

En cuanto al análisis de cortocircuito se calculan las corrientes de falla: 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), por último, las pérdidas totales, lo cual es en el sistema nacional interconectado (SNI) y pérdidas en las zonas 1 y 2, red troncal y en el área de TRELEC, respectivamente.

### **3. ESTUDIO TÉCNICO DEL PROYECTO**

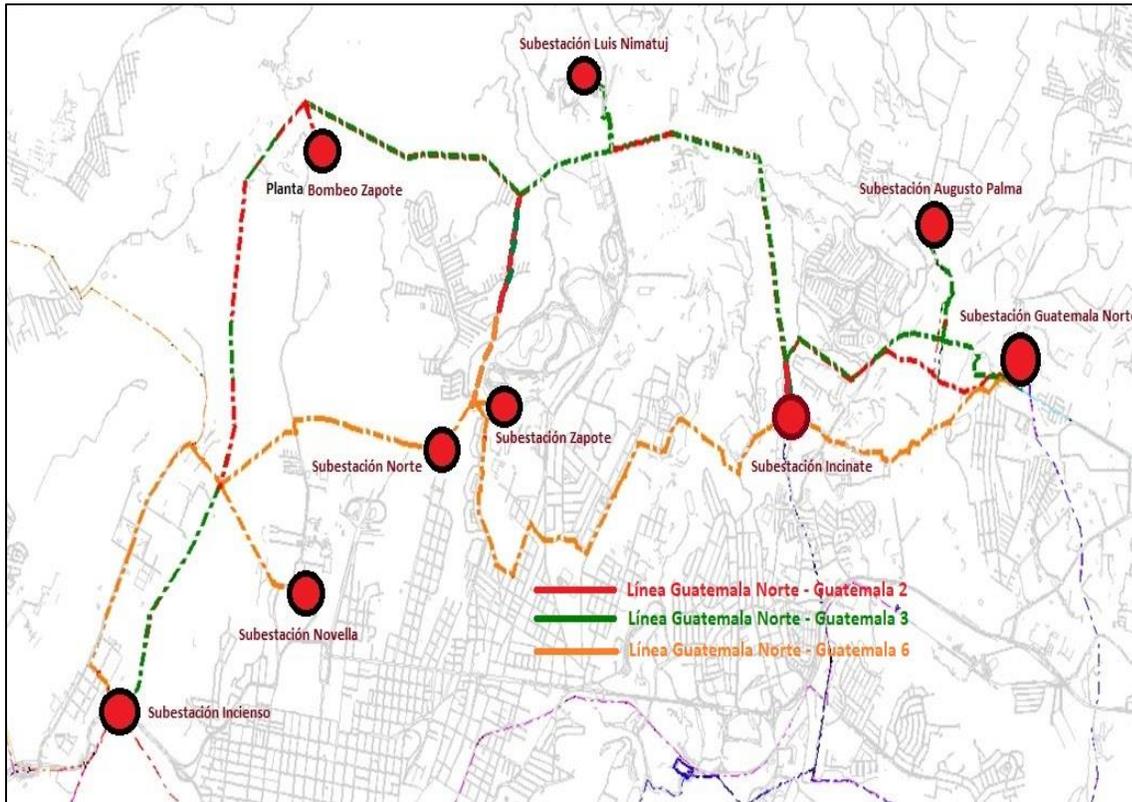
#### **3.1. Área de influencia del proyecto**

El área de influencia, desde el punto de vista geográfico, está constituida por el área central del departamento de Guatemala, específicamente por el área noroccidente del municipio de Guatemala, la parte noreste del municipio de Mixco y la parte sur del municipio de Chinautla, todos municipios del departamento de Guatemala y específicamente el proyecto estará ubicado en la 28 avenida 24-68 Residenciales Panoramas del Norte, zona 18 de la ciudad de Guatemala, aproximadamente en las coordenadas  $14^{\circ}40'11,36''$  N y  $90^{\circ}28'18,14''$  O.

Igualmente, el proyecto incide geográficamente de manera directa en el área de extensión de las líneas de 69 kV Guatemala Norte – Guatemala 2, Guatemala Norte – Guatemala 3 y Guatemala Norte – Guatemala 6; líneas que parten desde la subestación eléctrica de potencia Guatemala Norte, ubicada en la 4ta. Avenida final colonia Kennedy zona 18 de la ciudad de Guatemala, aproximadamente en las coordenadas  $14^{\circ}40'2,61''$  N y  $90^{\circ}28'22,47''$  O.

En este contexto de área, las líneas Guatemala Norte – Guatemala 2, Guatemala Norte – Guatemala 3 y Guatemala Norte – Guatemala 6 parten de la subestación eléctrica de potencia Guatemala Norte y se dirigen hacia el oeste y suroeste de la ciudad capital, extendiéndose por las zonas 25, 18, 6, 2, 1, 3, 7, 8 y 11, así como por el sector del municipio de Chinautla y el sector noreste del municipio de Mixco, tal como se muestra en la figura 12 a continuación.

Figura 12. **Diagrama cartográfico de la red de transporte asociada al proyecto**



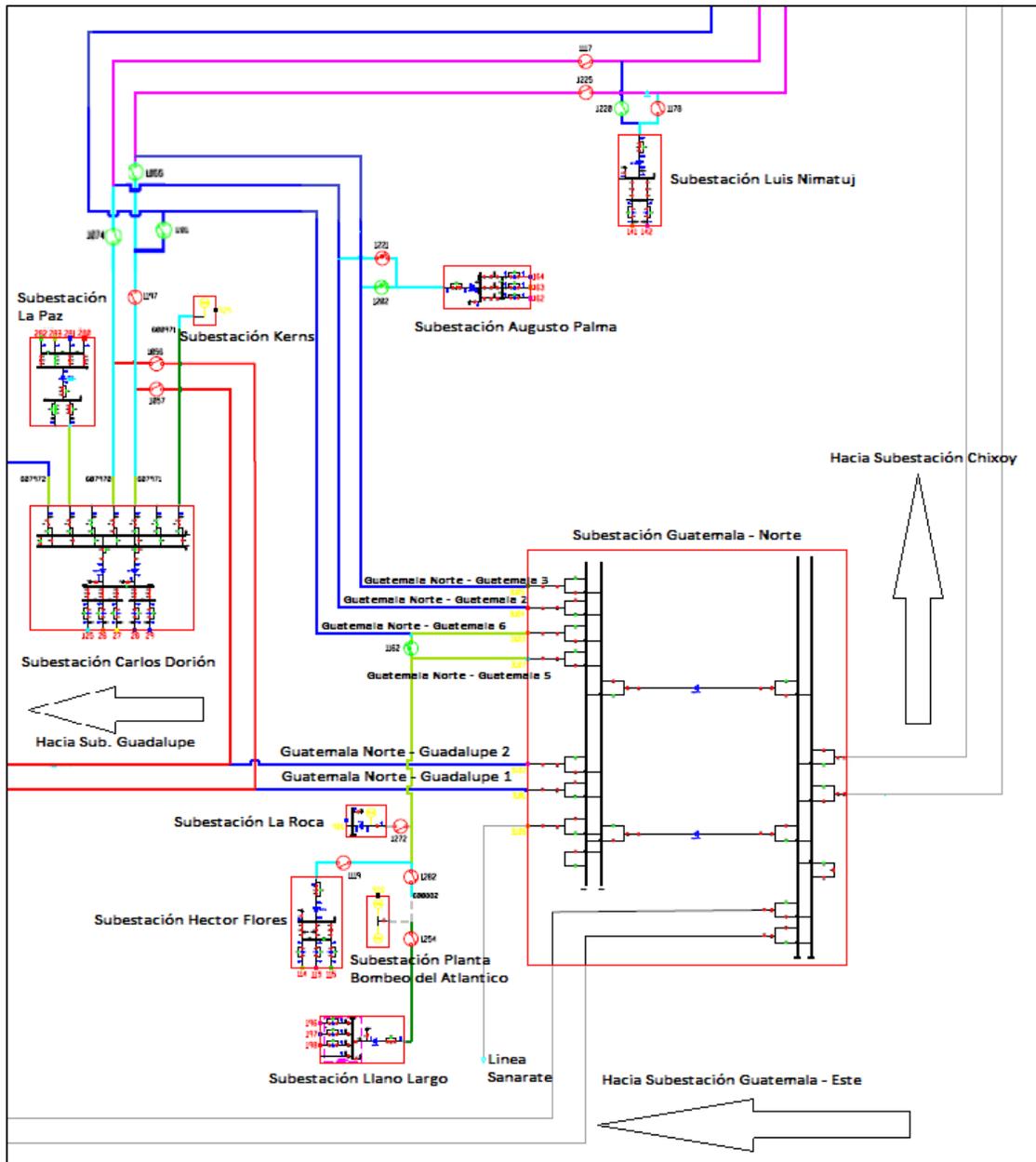
Fuente: elaboración propia, empleando sistemas gráficos eléctricos (SIGRE).

### 3.2. **Situación de la red de transmisión**

Actualmente las líneas Guatemala Norte – Guatemala 2, Guatemala Norte – Guatemala 3 y Guatemala Norte – Guatemala 6, las cuales tienen relación directa con el proyecto objeto del presente trabajo de graduación, cuentan con las siguientes características:

- Línea 69 kV Guatemala Norte – Guatemala 2: de conductor Hawk, parte de la subestación eléctrica de potencia Guatemala Norte y si dirige en dirección noreste, alimentando en su recorrido a la subestación eléctrica de transformación Augusto Palma (14 MVA) y en derivación con conductor Raven (105,7 MCM, ACSR, 28,92 MVA), al gran usuario Planta de Bombeo Zapote, luego la línea se dirige hacia el suroeste para llegar a conectarse con la subestación eléctrica de operación incienso 69 kV con conductor Cairo (465,4 MCM, AAAC, 80 MVA).
- Línea 69 kV Guatemala Norte – Guatemala 3: de conductor Hawk, parte de la subestación eléctrica de potencia Guatemala Norte y se dirige hacia el noroeste, alimentando en su recorrido a la subestación eléctrica de transformación Luis Nimatuj (14 MVA), con el mismo tipo de conductor, luego la línea se dirige hacia el suroeste para llegar a conectarse con la subestación eléctrica de operación incienso 69 kV con conductor Cairo.
- Línea 69 kV Guatemala Norte - Guatemala 6: de conductor Hawk, parte de la subestación eléctrica de potencia Guatemala Norte en dirección suroeste, la línea se extiende hacia el suroeste, alimentando en derivación con conductor Partridge al gran usuario Novella, luego la línea continua su recorrido para llegar a conectase en Pi ( $\pi$ ) con la subestación eléctrica de transformación Norte (14 MVA) con conductor Hawk, luego la línea sigue su recorrido alimentando en derivación con conductor Raven (105,7 MCM, ACSR, 28,92 MVA) al gran usuario Zapote, luego la línea se dirige hacia el suroeste para llegar a conectarse con la subestación eléctrica de operación incienso 69 kV con Flint (740,8 MCM, AAAC 80 MVA).

Figura 13. Diagrama esquemático de la red de transmisión asociada al proyecto



Fuente: elaboración propia, empleando sistemas gráficos eléctricos (SIGRE).

### **3.3. Análisis histórico de la demanda a nivel de distribución**

Se analiza primeramente los circuitos de distribución y seguidamente las subestaciones eléctricas a las que pertenecen dichos circuitos.

#### **3.3.1. Pronóstico de la demanda**

Una buena planificación de la red de distribución garantiza que el crecimiento de la demanda de la energía eléctrica sea atendida de forma óptima, con las respectivas mejoras realizadas al sistema de distribución. Los principales factores que afectan la planificación del sistema de distribución son:

- Proyecciones de la carga: estas deben de estar sujetas a los planes de desarrollo, siendo este comunitario, industrial y municipal, área geográfica, registros históricos de la demanda, crecimiento de la población y la densidad de la carga.
- Ampliación de subestaciones eléctricas: influencia de factores económicos, limitación de capacidad, de tamaño, tipo de configuración y los voltajes de transmisión.
- Selección del terreno para la subestación eléctrica: influencia de las subestaciones eléctricas existentes, disponibilidad del terreno, líneas de transmisión y subtransmisión con proximidad a los centros de carga.
- Costo total de la ampliación: influencia de las pérdidas en potencia y energía, costos de operación, mantenimiento y costos de capital.

- Por último, factores tales como selección de los voltajes primarios, las rutas de líneas suministradoras de energía, la selección de los conductores, capacidad de los equipos, así como posibles cargas adicionales que puedan conectarse.

Los factores descritos, tales como planes de desarrollo anteriormente mencionados y registros históricos de la demanda, permiten aplicar tasas de crecimiento de los circuitos del área descritos en el apartado anterior.

Existen varios métodos para el pronóstico de la demanda de energía eléctrica que son usados en sistemas de distribución; algunos de los más utilizados son los modelos de regresión, que utilizan funciones matemáticas con las cuales se pretende modelar probabilísticamente el comportamiento de una variable de estudio en relación a uno o varios predictores que son de interés. En el método de la regresión simple, solo se tiene una variable independiente y otra dependiente, en donde se puede emplear el conocimiento de la variable independiente para pronosticar la variable dependiente.

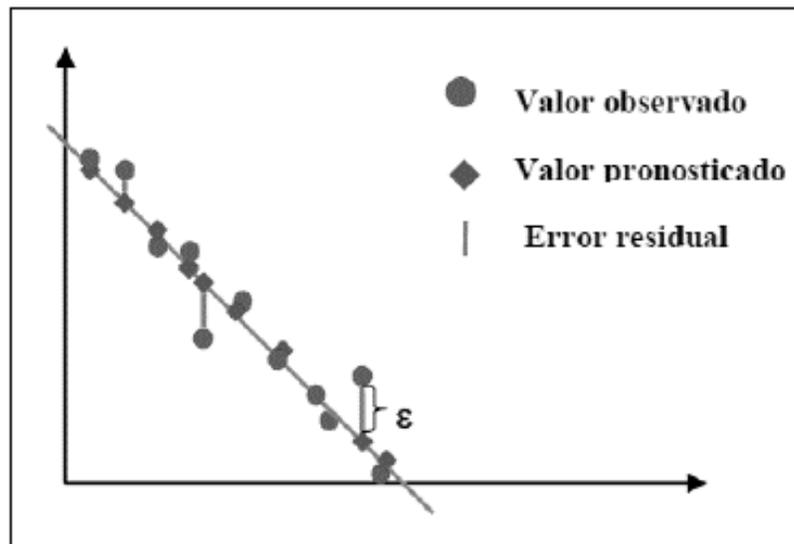
En el método de la regresión líneas, se utiliza una línea recta como modelo gráfico, para que sea más sencillo relacionar la variable dependiente con la variable independiente. Con este método se pretende encontrar la ecuación de la recta que mejor se ajuste al conjunto de datos  $x$ ,  $y$ . La ecuación que describe la línea recta en mención es la siguiente:

$$Y = b_0 + bX + \varepsilon$$

Donde:

- $b_o$  = intersección en eje Y cuando  $X = 0$ .
- $b$  = pendiente de la recta, representa la cantidad de cambio en Y al incrementar X en una unidad.
- $\varepsilon$  = diferencia entre el valor real y el valor estimado o pronosticado.

Figura 14. **Regresión lineal simple**



Fuente: ARIZA RAMIREZ, Adriana Marcela. *Métodos utilizados para el pronóstico de demanda de energía en sistemas de distribución*. p. 88.

El método de la regresión lineal simple es un método muy efectivo, puesto que hace una relación entre el crecimiento de la demanda a través del tiempo, en periodos anuales, en donde se obtiene como resultado una pendiente, la cual representa la tasa de crecimiento de dicha demanda; esta tasa es aplicada a la demanda actual de cada uno de los circuitos de distribución para así hacer un pronóstico de la demanda para los años futuros.

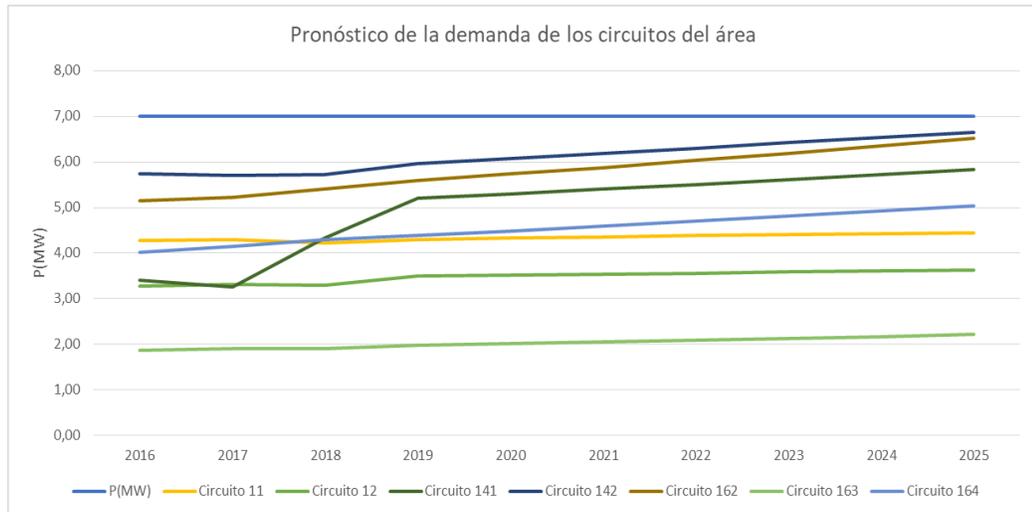
Utilizando este método de regresión lineal simple y los datos de registro histórico de la demanda, los cuales fueron proporcionados por el Centro de Operación (COI) e información de Empresa Eléctrica de Guatemala (EEGSA), se procede a la estimación de la demanda de los circuitos involucrados. En la tabla VI, se presenta cuantitativamente el registro histórico de las demandas y el factor de utilización asociado a las mismas, en los puntos de media tensión, se muestra un comportamiento futuro al año 2025.

**Tabla V. Registro histórico y pronóstico de la demanda máxima y factor de utilización de los circuitos del área**

Diagnóstico y pronóstico de las demandas máximas (MW)										
Circuitos	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Circuito 11	4,28	4,30	4,22	4,30	4,33	4,35	4,38	4,40	4,42	4,45
Circuito 12	3,28	3,31	3,30	3,50	3,52	3,54	3,56	3,59	3,61	3,63
Circuito 141	3,40	3,25	4,34	5,20	5,30	5,41	5,51	5,62	5,73	5,84
Circuito 142	5,74	5,70	5,73	5,96	6,07	6,19	6,30	6,42	6,54	6,66
Circuito 162	5,15	5,23	5,41	5,59	5,74	5,88	6,04	6,19	6,36	6,52
Circuito 163	1,86	1,90	1,90	1,97	2,01	2,05	2,09	2,13	2,17	2,22
Circuito 164	4,01	4,15	4,29	4,38	4,49	4,59	4,70	4,81	4,93	5,04
Diagnóstico y pronóstico del factor de utilización (%)										
Circuitos	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Circuito 11	61,14 %	61,43 %	60,29 %	61,43 %	61,86 %	62,14 %	62,57 %	62,86 %	63,14 %	63,57 %
Circuito 12	46,86 %	47,29 %	47,14 %	50,00 %	50,29 %	50,57 %	50,86 %	51,29 %	51,57 %	51,86 %
Circuito 141	48,57 %	46,43 %	62,00 %	74,29 %	75,71 %	77,29 %	78,71 %	80,29 %	81,86 %	83,43 %
Circuito 142	82,00 %	81,43 %	81,86 %	85,14 %	86,71 %	88,43 %	90,00 %	91,71 %	93,43 %	95,14 %
Circuito 162	73,57 %	74,71 %	77,29 %	79,86 %	82,00 %	84,00 %	86,29 %	88,43 %	90,86 %	93,14 %
Circuito 163	26,57 %	27,14 %	27,14 %	28,14 %	28,71 %	29,29 %	29,86 %	30,43 %	31,00 %	31,71 %
Circuito 164	57,29 %	59,29 %	61,29 %	62,57 %	64,14 %	65,57 %	67,14 %	68,71 %	70,43 %	72,00 %

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Figura 15. **Curva de pronóstico de la demanda de los circuitos del área**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

### 3.3.2. Circuitos involucrados

En la actualidad, la demanda total del área en distribución, la cual es soportada por las subestaciones eléctricas de transformación: Norte, Luis Nimatuj y Augusto Palma a través de sus circuitos de distribución: 11, 12, 141, 142, 162, 163 y 164, respectivamente, es del orden de 33,94 MW; adicionalmente y debido al crecimiento habitacional y la incidencia comercial en el sector durante los últimos años, la demanda del área de influencia del proyecto representa un 69,26 % de la capacidad máxima disponible promedio en los circuitos de distribución.

En la tabla VII se muestra el registro histórico de la demanda de potencia eléctrica en cada uno de los circuitos del área de influencia del proyecto; un análisis del comportamiento histórico de la demanda que cubren los circuitos de las subestaciones eléctricas relacionadas al proyecto que es objeto del presente

trabajo de graduación y que refleja como en los últimos años se ha presentado un crecimiento del orden del 4,98 % anual, debido al crecimiento poblacional y la actividad comercial del sector.

Se puede observar que los circuitos no han sobrepasado el límite de su capacidad nominal de operación, el cual es de 7MW; también se puede observar que los circuitos: 162 y 164, han estado operando desde el 2016 arriba del 70 % de su capacidad nominal de operación.

El circuito 163 desde el 2016 ha estado operando alrededor del 30 % de su capacidad nominal, lo cual ha permitido que opere bajo condiciones estables actualmente.

Tabla VI. **Registro histórico de demandas máximas en los circuitos del área**

Circuitos	2016	2017	2018	2019	2020
	P(MW)	P(MW)	P(MW)	P(MW)	P(MW)
Circuito 11	4,28	4,30	4,22	4,30	4,33
Circuito 12	3,28	3,31	3,30	3,50	3,52
Circuito 141	3,34	3,25	4,34	5,20	5,30
Circuito 142	5,74	5,70	5,73	5,96	6,07
Circuito 162	5,15	5,23	5,41	5,59	5,74
Circuito 163	1,86	1,90	1,90	1,97	2,01
Circuito 164	4,01	4,15	4,29	4,38	4,49

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Los circuitos: 141, 142, 162, presentan un incremento anual de aproximadamente 1,96 %, 1,88 % y 2,59 %, respectivamente; los circuitos 141 y 142 pertenecen a la subestación eléctrica de transformación Luis Nimatuj y el circuito 162 pertenece a la subestación eléctrica de transformación Augusto Palma.

### 3.3.3. Subestaciones eléctricas de transformación involucradas

De igual forma se analiza y se pronostica la demanda de las subestaciones eléctricas a las cuales pertenecen los circuitos de distribución que fueron anteriormente analizados; la tabla VIII muestra el registro histórico así como el pronóstico de la demanda de potencia eléctrica, las subestaciones eléctricas involucradas son: Norte, Luis Nimatuj y Augusto Palma; todas se encuentran relacionadas con el proyecto que es objeto del presente trabajo de graduación, por las razones expuestas en el análisis y pronóstico de la demanda de los circuitos que pertenecen a las subestaciones eléctricas mencionadas.

Tabla VII. **Registro histórico y pronóstico de la demanda máxima y factor de utilización de las subestaciones eléctricas del área**

Registro histórico y pronóstico de las demandas máximas (MVA)										
Subestaciones	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Norte	7,56	7,61	7,52	7,81	7,85	7,90	7,94	7,99	8,03	8,08
Luis Nimatuj	9,08	8,95	10,07	11,16	11,37	11,59	11,82	12,04	12,27	12,51
Augusto Palma	11,03	11,28	11,61	11,94	12,53	12,53	12,83	13,14	13,46	13,78
Registro histórico y pronóstico del factor de utilización (%)										
Subestaciones	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Norte	54,00 %	54,36 %	53,71 %	55,79 %	56,07 %	56,43 %	56,71 %	57,07 %	57,36 %	57,71 %
Luis Nimatuj	64,86 %	63,93 %	71,93 %	79,71 %	81,21 %	82,79 %	84,43 %	86,00 %	87,64 %	89,36 %
Augusto Palma	84,85 %	86,77 %	89,31 %	91,85 %	96,38 %	96,38 %	98,69 %	101,08 %	103,54 %	106,00 %

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

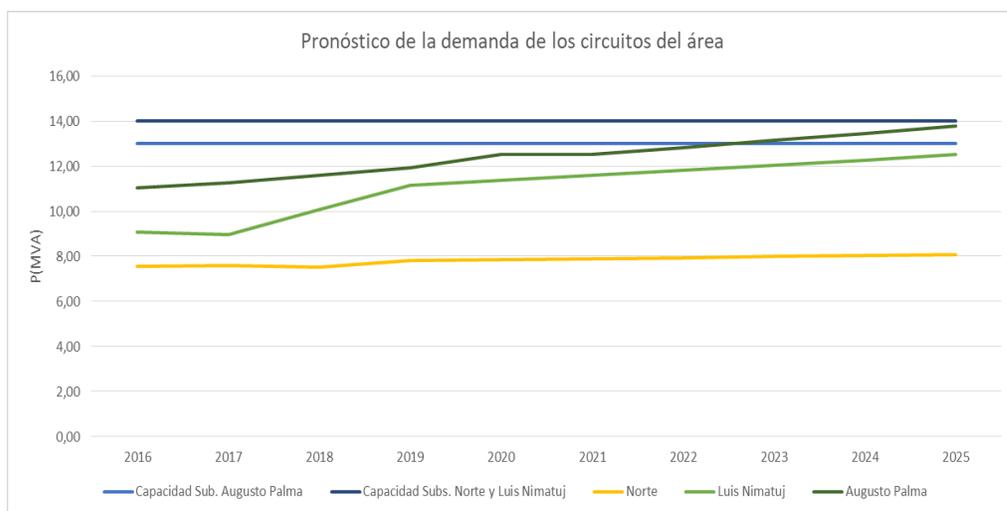
En relación con la capacidad de transformación 69/13,8 kV de las subestaciones eléctricas del área, se puede observar las subestaciones eléctricas Norte y Luis Nimatuj con potencia instalada de 14 MVA, en cada una

de las subestaciones eléctricas antes mencionadas y Augusto Palma con potencia instalada de 13 MVA.

Como puede observarse en la tabla VIII, para el caso de la subestación eléctrica Norte, opera arriba del 50 % de su capacidad desde el 2016 y mantiene esa tendencia sin sobrepasar su capacidad, por otro lado la subestación eléctrica Luis Nimatuj opera por arriba del 60 % de su capacidad desde el 2016, con una tendencia de llegar al 90 % de su capacidad en el año 2025 y por último la subestación eléctrica Augusto Palma, opera arriba del 80 % de su capacidad desde el 2016, con una tendencia de llegar a su máxima capacidad en el año 2023.

Lo descrito anteriormente, así como lo que se muestra en la tabla VIII, puede observarse gráficamente en la figura 16.

**Figura 16. Curva de pronóstico de la demanda de las subestaciones eléctricas del área**



Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

### **3.4. Planteamiento del problema**

El problema que se observa en la actualidad en el área de influencia en donde se pretende construir la nueva subestación eléctrica de maniobras incinate, radica en que al momento de sufrir la red de transmisión una perturbación en su servicio, no se cuenta con una forma rápida de restablecer el servicio, es decir, emplear las acciones necesarias para que el servicio no pierda su continuidad.

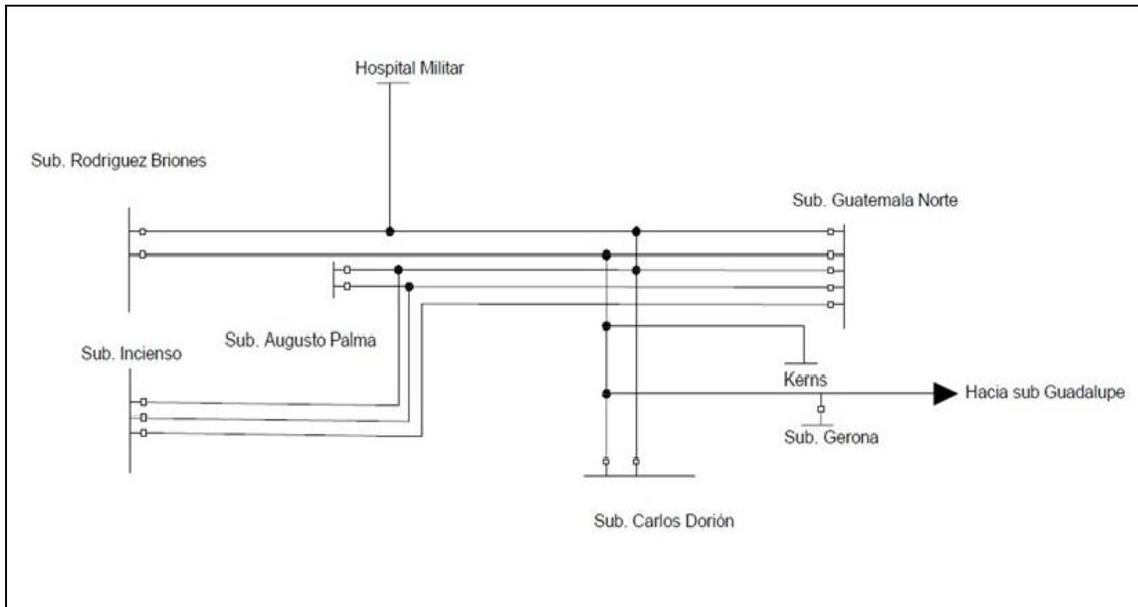
La propuesta de los siguientes casos está basada en los registros de la base de datos, con los cuales se pudo constatar que estas líneas han salido de operación.

Los casos que pueden presentarse son los siguientes:

- Disparo de la línea Guatemala Norte – Guatemala 2, en estas condiciones se pierde la carga de las subestaciones eléctricas conectadas a esta línea en mención, para las horas de demanda máxima, media y mínima.
- Disparo de la línea Guatemala Norte – Guatemala 3, en estas condiciones se pierde la carga de las subestaciones eléctricas conectadas a esta línea en mención, para las horas de demanda máxima, media y mínima.
- Disparo de la línea Guatemala Norte – Guatemala 6, en estas condiciones se pierde la carga de las subestaciones eléctricas conectadas a esta línea en mención, para las horas de demanda máxima, media y mínima.

Vale la pena mencionar que de presentarse estas contingencias en las condiciones actuales de operación (CB), no es posible realizar las maniobras necesarias para rescatar dicha carga, por lo que en este tipo de eventos es donde se justifica la realización del proyecto.

Figura 17. **Esquemático de la configuración de la red de transmisión sin la inclusión del proyecto**



Fuente: elaboración propia, empleando los sistemas gráficos eléctricos (SIGRE).

Otro factor que ha representado diversos problemas es el traslado de carga cuando es necesario realizar algún mantenimiento a la red de transmisión del área antes mencionada, debido a que las principales líneas de la red tienen su paso por esta zona, se necesita realizar el traslado de carga a nivel de distribución para no afectar la operación de la red en mención.

Con base en el problema anteriormente planteado y teniendo en cuenta que el lugar donde se pretende construir la nueva subestación eléctrica de maniobras incinate, es un punto en el cual coinciden las líneas de la red de TRELEC, por lo cual se propone evaluar la implementación de una subestación eléctrica de maniobras en el área mencionada.

### **3.5. Descripción del proyecto propuesto**

Para aumentar la capacidad y confiabilidad del sistema de la red de transporte de TRELEC de 69 kV, para el área Noroeste en el departamento de Guatemala, se proponen realizar los siguientes trabajos para dicho proyecto:

- Construcción de una subestación eléctrica de maniobras en 69 kV denominada incinate, en configuración doble barra:
  - Primer campo equipado en 69 kV de acoplamiento de barras.
  - Segundo campo equipado en 69 kV, para conectar la línea de transmisión existente Guatemala Norte – Guatemala 2, proveniente de la subestación eléctrica de potencia Guatemala Norte.
  - Tercer campo equipado en 69 kV, para conectar la línea de transmisión existente Guatemala Norte – Guatemala 6, proveniente de la subestación eléctrica de operación incienso.
  - Cuarto campo equipado en 69 kV, para conectar la línea de transmisión existente Guatemala Norte – Guatemala 3 proveniente de la subestación eléctrica de potencia Guatemala Norte.
  - Quinto campo equipado en 69 kV, para conectar la línea de transmisión proveniente de la subestación eléctrica Carlos Dorión, circuito 1.

- Sexto campo equipado en 69 kV, para conectar la línea de transmisión proveniente de la subestación eléctrica Carlos Dorión, circuito 2.
  - Séptimo campo equipado en 69 kV, para conectar la línea de transmisión existente Guatemala Norte – Guatemala 6, proveniente de la subestación eléctrica de operación inciense.
  - Octavo campo equipado en 69 kV, para conectar la línea de transmisión existente Guatemala Norte – Guatemala 2, proveniente de la subestación eléctrica de operación inciense.
  - Noveno campo equipado en 69 kV, para conectar la línea de transmisión existente Guatemala Norte – Guatemala 3, proveniente de la subestación eléctrica de operación inciense.
- Conformación de líneas de transmisión en 69 kV relacionadas con la subestación eléctrica de maniobras incinate:
    - Seccionamiento de la línea de transmisión existente en 69 kV Guatemala Norte – Guatemala 3, para formar las líneas de transmisión incinate – Guatemala Norte 3 e incinate – inciense 3.
    - Seccionamiento de la línea de transmisión existente en 69 kV Guatemala Norte – Guatemala 2, para formar las líneas de transmisión incinate – Guatemala Norte 2 e incinate – inciense 2.
    - Seccionamiento y readecuación de la línea existente en 69 kV Guatemala Norte – Guatemala 6 de la siguiente manera:
    - Se construirá una línea nueva de doble circuito hacia la futura subestación eléctrica de maniobras incinate, el primer circuito recibirá la línea existente (Guatemala Norte – Guatemala 6) que proviene de la subestación eléctrica de potencia Guatemala Norte, el segundo circuito recibirá la línea de transmisión existente

proveniente de la subestación eléctrica de operación incienso (Guatemala Norte – Guatemala 6) con una longitud de 0,5 kilómetros por cada circuito con conductor Flint (740,8 MCM, AAAC).

- Línea de transmisión nueva en 69 kV incinate – Carlos Dorión: Construcción de una línea nueva de transmisión en 69 kV en doble circuito hacia la subestación eléctrica Carlos Dorión, con longitud aproximada de 2,5 kilómetros para cada circuito con conductor Flint (740,8 MCM, AAAC) para formar con el tramo de línea doble circuito existente hacia la subestación eléctrica de maniobras incinate, la línea incinate – Carlos Dorión.
- Reconductorado de tramo de línea de transmisión incinate – Carlos Dorión: Ampliación a la capacidad de transporte de la línea de transmisión en 69 kV en doble circuito que va desde la subestación eléctrica de maniobras incinate con longitud aproximada de 3 kilómetros por cada circuito con conductor Flint (740,8 MCM, AAAC) para formar la línea doble circuito incinate – Carlos Dorión.

### **3.6. Solución propuesta**

A continuación, se presenta la solución para cada uno de los casos planteados anteriormente, siempre tomando como base los registros de las ocasiones en las que estas líneas han salido de operación:

- Solución al caso 1, se plantea la siguiente posibilidad de solución: derivado de la configuración de operación del proyecto las líneas Guatemala Norte – Guatemala 2 y Guatemala Norte – Guatemala 3,

estarán conectadas a la barra 1 de la subestación eléctrica de maniobras incinate, por lo tanto, la línea Guatemala Norte – Guatemala 3 estará transportando toda la carga y en esta configuración estará operando por debajo de su límite, la línea Guatemala Norte – Guatemala 2 alimentará a todas las subestaciones eléctricas en su recorrido, a partir de la subestación eléctrica de maniobras incinate, esto para los horarios de demanda máxima, media y mínima.

- Solución al caso 2, se plantea la siguiente posibilidad de solución: derivado de la configuración de operación del proyecto las líneas Guatemala Norte – Guatemala 2 y Guatemala Norte- Guatemala 3, estarán conectadas a la barra 1 de la subestación eléctrica de maniobras incinate, por lo tanto, la línea Guatemala Norte – Guatemala 2 estará transportando toda la carga y en esta configuración estará operando por debajo de su límite, la línea Guatemala Norte – Guatemala 3 alimentará a todas las subestaciones eléctricas a partir de la subestación eléctrica de maniobras incinate para los horarios de demanda máxima, media y mínima.
- La solución al caso 3, se plantea la siguiente posibilidad de solución: cerrar el enlace entre barras en la subestación eléctrica de maniobras incinate y derivado de la configuración de operación propuesta, las líneas Guatemala Norte – Guatemala 2 y Guatemala Norte – Guatemala 3, al estar conectadas a la misma barra, se estarán repartiendo la carga de la línea Guatemala Norte – Guatemala 6, además, las líneas Guatemala Norte – Guatemala 2 y Guatemala Norte – Guatemala 3 estarán operando por debajo de su operación y las subestaciones eléctricas que se alimentan a través de la línea Guatemala Norte – Guatemala 6, serán

alimentadas desde la subestación eléctrica de maniobras incinate, para los horarios de demanda máxima, media y mínima.

### **3.7. Configuración de operación**

En la subestación eléctrica de maniobras incinate, a la barra 1 se conectarán las líneas de la siguiente manera: incinate – Carlos Dorión 2, Guatemala Norte – incinate 2, Guatemala Norte – incinate 3, incinate – incienso 2 e incinate – incienso 3. A la barra 2 se conectarán las líneas de la siguiente manera: Guatemala Norte – incinate 6, incinate – incienso 6 e incinate – Carlos Dorión 1.

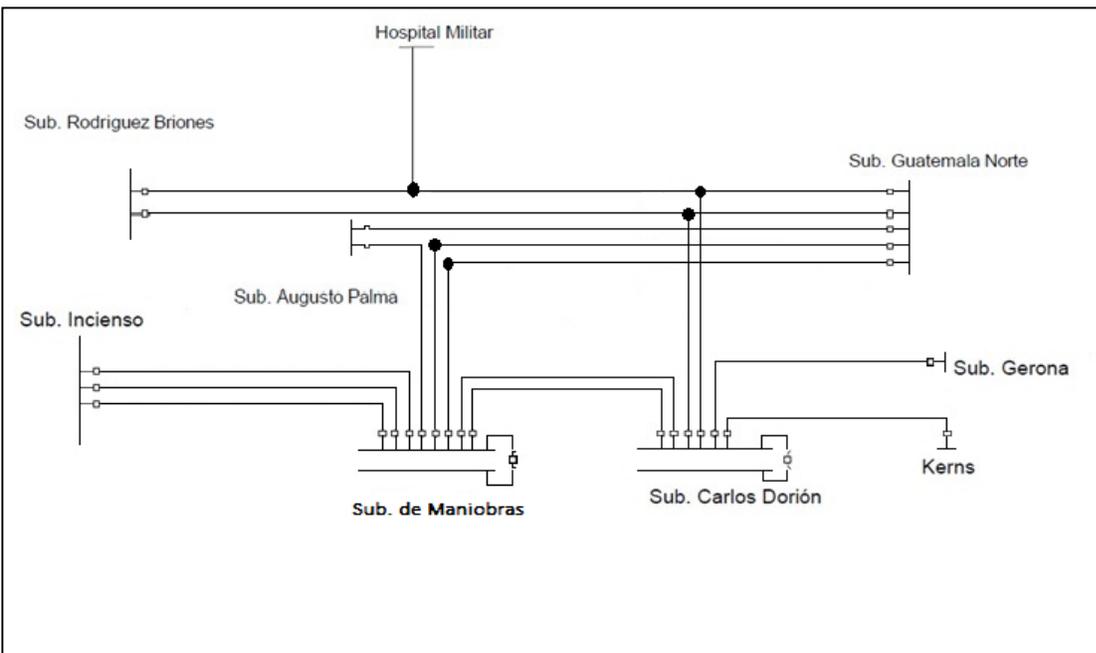
Se debe de mencionar que las líneas salientes de la subestación eléctrica de maniobras, incinate – Carlos Dorión circuitos 1 y 2, operarán con el interruptor de potencia en estado normalmente abierto del lado de la subestación eléctrica de maniobras incinate, los cuales serán cerrados cuando se requiera en caso de contingencia.

Además, también se debe de mencionar que los encales de barras de la subestación eléctrica Carlos Dorión y la nueva subestación eléctrica de maniobras incinate, operarán en estado normalmente abierto, evitando así la puesta en paralelo de los transformadores de potencia de la subestación eléctrica de potencia Guatemala Norte.

Los beneficios que contempla la inclusión del proyecto consisten en el incremento en la capacidad de transmisión en el área de influencia eléctrica del proyecto, mejorando la calidad del servicio de energía eléctrica, garantizando la atención del incremento de la demanda en la región; se incrementará la

confiabilidad del sistema, así como una mayor versatilidad y seguridad operativa de la red en el área de influencia del proyecto.

Figura 18. **Esquemático de la configuración de la red de transmisión con la inclusión del proyecto**



Fuente: elaboración propia, empleando el sistemas gráficos eléctricos SIGRE.

### 3.8. Recomendaciones y normas aplicables

Para la elaboración de diseños y metodología de selección de equipos se considera la utilización de las normas establecidas por la compañía dueña de la instalación; dentro de las recomendaciones de la IEC, las siguientes son las más importantes en el área de subestaciones eléctricas.

- IEC 60038 tensiones asignadas.

- IEC 60044 transformadores de instrumentos.
- IEC 60071 coordinación de aislamiento.
- IEC 60099 pararrayos.
- IEC 60114 barrajes de aluminio.
- IEC 60120 aisladores de suspensión (también IEC 60305, 60372, 60383, 60672).
- IEC 60137 bujes para tensiones mayores de 1 000 V.
- IEC 60143 condensadores en serie.
- IEC 60168 aisladores de poste (también IEC 60273).
- IEC 60227 cables de control (también IEC 60228).
- IEC 60255 relés de protección.
- IEC 60289 reactores.
- IEC 60296 aceite mineral.
- IEC 60297 dimensiones de tableros y bastidores (19”).
- IEC 60353 bobinas de bloqueo.
- IEC 60376 especificación y aceptación del hexafluoruro de azufre.
- IEC 60481 equipos de comunicaciones PLC.
- IEC 60502 cables de potencia XLPE (también IEC 60480).
- IEC 60517 equipo encapsulado para tensiones superiores a 72,5 kV.
- IEC 60694 cláusulas comunes para el equipo de alta tensión.
- IEC 60815 selección de aisladores con respecto a condiciones contaminadas.
- IEC 60865 cálculo de corrientes de cortocircuito.
- IEC 60870 equipos y sistemas de telecontrol.
- IEC 60871 condensadores en derivación.
- IEC 60896 baterías de plomo – ácido.
- IEC 60947 equipo de maniobra de baja tensión.
- IEC 61000 compatibilidad electromagnética.

- IEC 61089 conductores.
- IEC 61109 aisladores compuestos.
- IEC 62271 – 100 interruptores.
- IEC 62271 – 102 seccionadores.

Para el diseño de la malla de tierra, la norma más utilizada es la IEEE Std 80; para el diseño de baterías la IEEE Std 450 y la IEEE Std 485; para el diseño sísmo-resistente la IEEE Std 693 y para el diseño de sistemas contra incendio IEEE Std 979. Por otro lado, para el diseño de los conectores se emplea la NEMA CC 1. Es importante mencionar que las normas están conformadas por una o más partes y que están en continua actualización y estas pueden ser reemplazadas por otras.

## **4. ANÁLISIS DE RESULTADOS DE FLUJO DE CARGA**

### **4.1. Metodología**

La elaboración de proyectos en NEPLAN versión 5,57, involucra el análisis de parámetros, análisis de la red, los beneficios, los ahorros o incrementos de pérdidas de potencia, el diseño de la red de tal manera que sea lo más apegado posible a la realidad, también y no menos importante un análisis cuantitativo y cualitativo para cada uno de los escenarios de demanda de los elementos que forman parte del área de influencia del proyecto que se analiza.

Para analizar el efecto de la inclusión del proyecto al sistema eléctrico nacional, se realizó la simulación de condiciones críticas del sistema para los estados de demandas, máxima, media y mínima, considerados para las épocas: seca (marzo) y húmeda (septiembre). Debido a que el objetivo principal del presente trabajo de graduación es evaluar la implementación de la subestación eléctrica de maniobras tanto técnica como económicamente, se realizan flujos de carga para el año de entrada en operación.

Con la implementación del proyecto, se verán reflejados ahorros o incrementos de pérdidas de potencia, debido a la construcción de nuevos tramos de líneas de transmisión, pues estas estarán generando un incremento de pérdidas por la inductancia y resistencia del nuevo conductor.

Se toma como punto de partida para el análisis de flujo de carga y corrientes de corto circuito, las condiciones del sistema sin la inclusión del proyecto, llamando a esto como caso base (CB); luego se hace la inclusión del

proyecto, llamando a esto caso con proyecto (CP), se comparan los datos obtenidos y se hace un análisis de los cambios producidos en los flujos de carga y las corrientes de corto circuito, para obtener las respectivas conclusiones.

#### **4.1.1. Base de datos**

La base de datos que contiene toda la información de los elementos del Sistema Nacional Interconectado (SIN), fue proporcionada por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE). En el presente trabajo de graduación se hacen simulaciones para el primer año, por tal motivo se simulan los escenarios para la demanda máxima, demanda media y demanda mínima, tanto para la época seca como para la época húmeda.

Los elementos nuevos, y los que se reconectan para simular el proyecto, se modelan mediante sus parámetros de circuito equivalente en valores por unidad (P.U.), para ser incluidos en la base de datos. Estos valores se representan en la sección: modelo de los nuevos elementos de la red.

Los criterios básicos para la realización de las simulaciones se detallan a continuación:

- Los casos base se determinaron a partir de las proyecciones del crecimiento de la demanda, dato que proporciona el administrador del mercado mayorista (AMM) y la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE).
- Se fijaron como límites de variación del nivel de voltaje en un rango de +/- 5 % del voltaje normal de operación.

- La operación del Sistema Nacional Interconectado (SIN), fue revisada tanto por el autor de este trabajo de graduación, como por el asesor de dicho trabajo, con la finalidad de que la misma se apague a la operación real de la red.
- Se observaron los resultados de los flujos de potencia reactiva tanto para la generación, cargas y pérdidas en el sistema, de manera que se mantuvieran en los rangos normados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) de acuerdo con las condiciones típicas del sistema.
- Se realizaron cálculos para los niveles de corto circuito sin la inclusión y con la inclusión del proyecto y se obtuvieron las respectivas conclusiones con base en los resultados obtenidos.
- Como barra oscilante, se tomó una de las máquinas de la Central Hidroeléctrica Chixoy.
- Se aplicaron límites de generación de potencia activa y reactiva a todos los generadores.
- El programa NEPLAN en su versión 5,57, toma como rango de iteraciones de 0 a 999, el número de las iteraciones a utilizar en cálculo del flujo de carga, dependerá de la calidad de la base de datos proporcionada y de la complejidad del proyecto a realizar.

#### **4.1.2. Elementos a monitorear**

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

Primeramente, se analizan las barras o nodos del área del proyecto, los cuales simulan los cambios entre conductores, derivaciones de línea, entradas a subestaciones eléctricas y puramente la barra de energización de una subestación eléctrica.

Las barras o nodos en la red de transmisión, poseen valores tanto de voltaje como de ángulo. Los voltajes en las barras están condicionados a permanecer en los límites 0,95 y 1,05 p.u., valores por unidad (P.U.), con respecto a los valores de voltaje de operación nominal.

Continuando con el análisis, es el turno de las líneas de transmisión, las cuales se ubican entre los nodos o barras, en las cuales se observarán los cambios obtenidos al construir y repotenciar elementos del proyecto.

Finalizando el análisis están los transformadores monitoreados, para este caso se monitorean los transformadores de las subestaciones eléctricas que se encuentran en la zona de influencia del proyecto que es motivo de este trabajo de graduación.

##### **4.1.2.1. Evaluación a monitorear**

En la tabla IX se presentan los nodos que serán monitoreados, se muestran resaltados en color anaranjado los nuevos nodos que serán agregados al sistema debido a la inclusión del proyecto.

Tabla VIII. Barras a monitorear

No. de elemento	Código de barra en estudio	No. de barra con base en datos NEPLAN	Nombre de la barra
1	GNO - 691	1 152	GUATEMALA NORTE (1) 69 kV
2	GNO - 692	1 153	GUATEMALA NORTE (2) 69 kV
3	APA - 691	12 010	AUGUSTO PALMA 69 (1) kV
4	GG3 - 692	12 074	GUATEMALA GUATEMALA 3 (2) kV
5	GG3 - 691	12 073	GUATEMALA GUATEMALA 3 (1) 69 kV
6	MIN - 691	12 120	MINERVA (1) 69 kV
7	INC - 691	12 091	INCIENSO (1) 69 kV
8	INC - 692	12 092	INCIENSO (2) 69 kV
9	GG6 - 693	12 078	GUATEMALA GUATEMALA 6 (3) 69 kV
10	GNG - 695	12 085	GUATEMALA NORTE GUATEMALA (5) 69 kV
11	CEM - 691	12 327	CEMENTOS PROGRESO (1) 69 kV
12	CEM - 69	12 025	CEMENTOS PROGRESO 69 kV
13	GNG - 6951	428	GUATEMALA NORTE GUATEMALA (51) 69 kV
14	ICT - 691	426	INCINATE (1) 69 kV
15	ICT - 692	427	INCINATE (2) 69 kV
16	NOR - 69	12 133	NORTE 69 kV
17	NOR - 691	12 134	NORTE (1) 69 kV
18	NOR - 13	12 532	NORTE 13 kV
19	ZAP - 692	12 200	ZAPOTE (2) 69 kV
20	ZAP - 69	12 198	ZAPOTE 69 kV
21	APA - 692	12 011	AUGUSTO PALMA (2) 69 kV
22	APA - 69	12 009	AUGUSTO PALMA 69 kV
23	APA - 13	12 504	AUGUSTO PALMA 13 kV
24	GG2 - 693	12 071	GUATEMALA GUATEMALA 2 (3) 69 kV
25	GG2 - 692	12 070	GUATEMALA GUATEMALA 2 (2) 69 kV
26	LNI - 69	12 132	LUIS NIMATUJ 69 kV
27	LNI - 13	12 524	LUIS NIMATUJ 13 kV
28	GG2 - 691	12 069	GUATEMALA GUATEMALA 2 (1) 69 kV
29	BZA - 69D	12 021	BOMBEO ZAPOTE DERIV. 69 kV
30	BZA - 69	12 020	BOMBEO ZAPOTE 69 kV

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

De igual forma, en la tabla X, se observan las líneas a monitorear, se muestran resaltadas las nuevas líneas que serán agregadas al sistema debido a la inclusión del proyecto. En esta se resaltan en color anaranjado, los nuevos tramos de línea a construir con la inclusión del proyecto.

Tabla IX. Líneas a monitorear

No. de elemento	Código de barra de Procedencia	Código de barra de destino	No. de barra de procedencia en base de datos	No. de barra de destino en base de datos	Nombre de la línea
<b>LÍNEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 2</b>					
1	GNO - 692	APA - 692	1153	1 2011	LN-GNO-692-APA-692-1
2	APA - 69	APA - 692	12009	1 2011	LN-APA-69-APA-692-1
3	APA - 692	GG2 - 693	12011	1 2071	LN-APA-692-GG2-693-1
4	GG2 - 692	GG2 - 693	12070	1 2071	LN-GG2-692-GG2-693-1
5	APA - 692	ICT - 691	12011	426	LN-APA-692-ICT-691-1
6	ICT - 691	GG2 - 692	426	1 2070	LN-ICT-691-GG2-692-1
7	GG2 - 692	LNI - 69	12070	12 132	LN-GG2-692-LNI-69-1
8	GG2 - 691	GG2 - 692	12069	12 070	LN-GG2-691-GG2-692-1
9	GG2 - 691	NOR - 691	12069	12 134	LN-GG2-691-NOR-691-1
10	BZA - 69D	GG2 - 691	12021	12 069	LN-BZA-69D-GG2-691-1
11	BZA - 69	BZA - 69D	12020	12 021	LN-BZA-69-BZA-69D-1
12	INC - 692	BZA - 69D	12021	12 091	LN-BZA-69D-INC-692-1
<b>LÍNEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 3</b>					
13	GNO - 692	APA - 691	1153	12 010	LN-GNO-692-APA-691-1
14	APA - 691	APA - 69	12010	12 009	LN-APA-69-APA-691-1
15	APA - 691	GG3 - 692	12010	12 074	LN-APA-691-GG3-692-1
16	GG3 - 691	GG3 - 692	12073	12 074	LN-GG3-691-GG3-692-1
17	APA - 691	ICT - 692	12010	426	LN-APA-691-ICT-692-1
18	ICT - 692	GG3 - 692	426	12 073	LN-ICT-692-GG3-691-1
19	GG3 - 692	LNI - 69	12073	12 132	LN-GG3-691-LNI-69-1
20	GG3 - 692	MIN - 691	12073	12 120	LN-GG3-691-MIN-691-1
21	MIN - 691	INC - 691	12120	12 091	LN-MIN-691-MIN-691-1
<b>LÍNEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 6</b>					
22	GNO - 691	GG6 - 693	1152	12 078	LN-GNO-691-GG6-693-1
23	GG6 - 693	GNG - 695	12078	12 085	LN-GG6-693-GNG-695-1
24	GNG - 695	CEM - 691	12085	12 327	LN-GNG-695-CEM-691-1
25	GNG - 695	ICT - 692	12085	427	LN-GNG-695-ICT-692-1
26	ICT - 692	GNG - 6951	427	428	LN-ICT-692-GNG-6951-1
27	GNG - 6951	CEM - 69	428	12 025	LN-GNG-6951-CEM-69-1
28	CEM - 69	CEM - 691	12025	12 327	LN-CEM-69-CEM-691-1
29	NOR - 69	CEM - 691	12133	12 327	LN-NOR-69-CEM-691-1
30	NOR - 69	NOR - 691	12133	12 134	LN-NOR-69-NOR-691-1
31	NOR - 69	ZAP - 692	12133	12 200	LN-NOR-69-ZAP-692-1
32	ZAP - 69	ZAP - 692	12198	12 200	LN-ZAP-69-ZAP-692-1
33	INC - 692	ZAP - 692	12092	12 200	LN-INC-692-ZAP-692-1

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

Por último, en la tabla XI, se observan los transformadores de las subestaciones eléctricas que se encuentran en el área de influencia del proyecto, estos se monitorean con el objeto de conocer cómo se comporta la carga con la inclusión del proyecto.

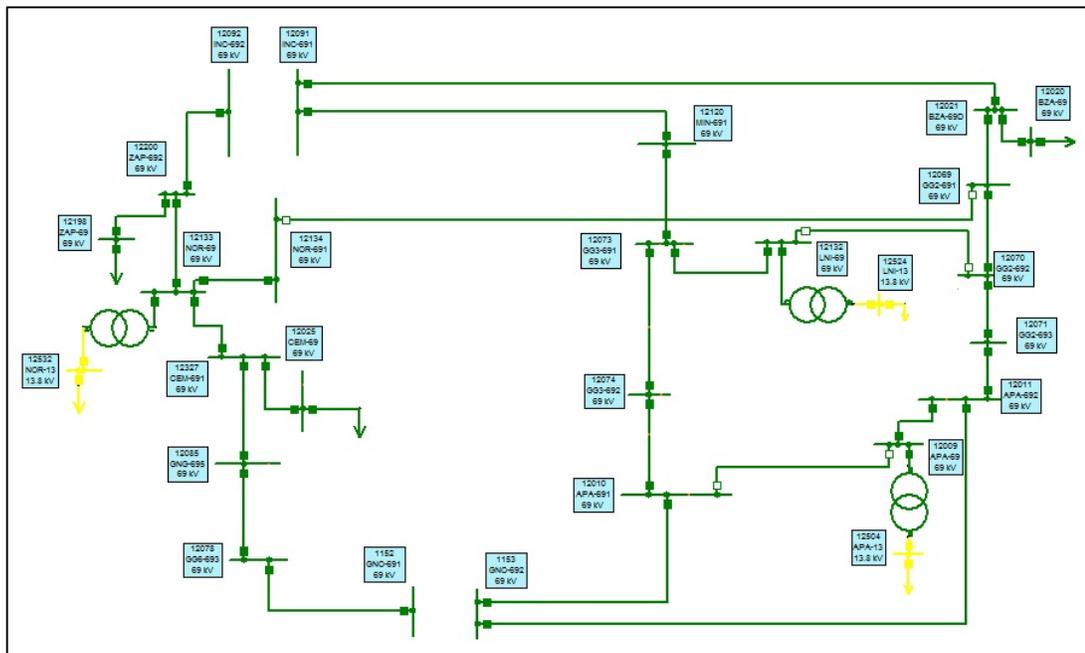
Tabla X. Transformadores a monitorear

No. de elemento	Código de transformador	Nombre del transformador
1	APA 69 /13	AUGUSTO PALMA 69/13.8 kV, 14 MVA
2	LNI 69/13	LUIS NIMATUJ 69/13.8 kV 14 MVA
3	NOR 69/13	NORTE 69/13.8 kV, 14 MVA

Fuente: elaboración propia.

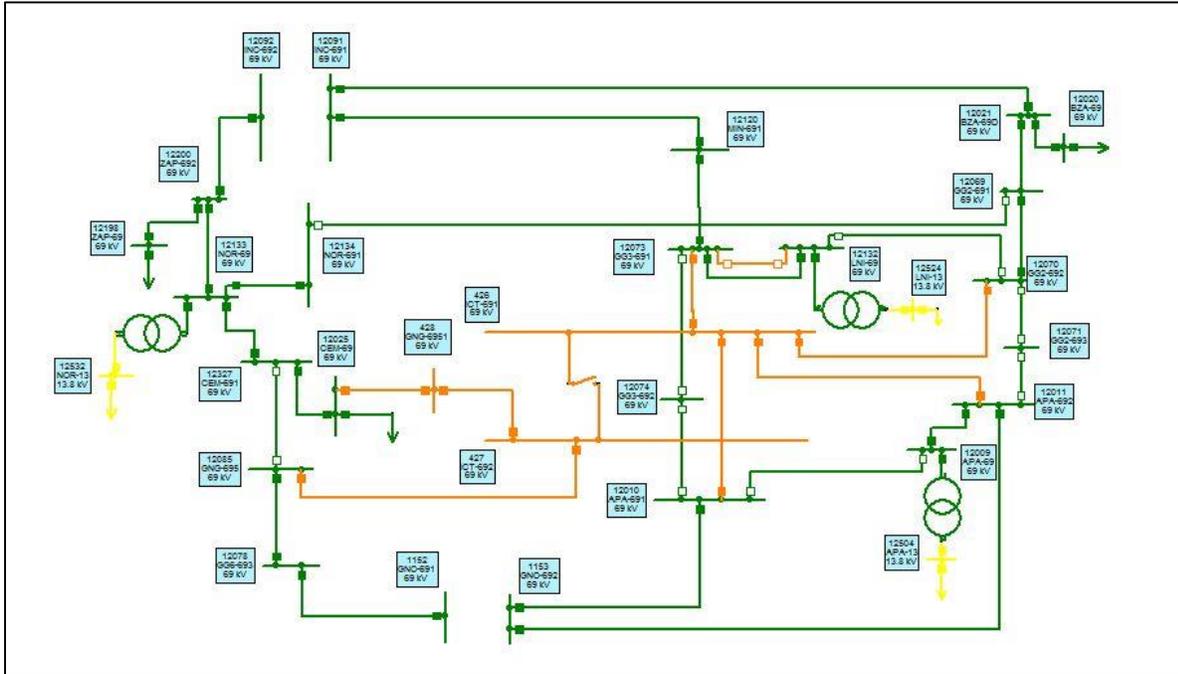
Los elementos que fueron descritos en las tablas IX y X, se muestran gráficamente, primero en la figura 19 situación actual de la red en el área de influencia; y en la figura 20 se muestra la situación de la red con la implementación de la subestación eléctrica de maniobras en 69 kV.

Figura 19. Diagrama unifilar de la red de 69 kV caso base



Fuente: elaboración propia, empleando NEPLAN, Versión 5.57.

Figura 20. Diagrama unifilar de la red de 69 kV caso proyecto



Fuente: elaboración propia, empleando NEPLAN, Versión 5.57.

#### 4.1.3. Elementos a monitorear

A continuación, se muestran los parámetros de las nuevas líneas que se van a conectar: longitudes, voltaje, corriente, resistencia, impedancia, capacidad (valor de secuencia directa y homopolar).

Todos estos datos son útiles para simular de manera correcta el proyecto y contar con los resultados precisos de los estudios de flujo de carga y corto circuito para evaluar de una manera más asertiva el proyecto que se está proponiendo y que es motivo de este trabajo de graduación.

Los nuevos elementos a modelar para esa opción son:

- Un tramo de línea de 69 kV de 0,5 km de longitud, con conductor Flint (740,8 MCM), denominado LN-GNG-695-ICT-692-1.

Figura 21. **Modelo de la línea LN-GNG-695-ICT-692-1**

The image shows a software interface window titled "Parámetros" (Parameters). It contains various input fields and checkboxes for configuring a line element. The fields are organized into two columns. The left column includes fields for "Nombre:" (LN-GNG-695-ICT-692-1), "Tipo:" (Flint), "Longit. .. km:" (0.5), "Número de líneas:" (1), "R(1) .. Ohm/km:" (0.10296), "X(1) .. Ohm/km:" (0.4244), "C(1) .. uF/km:" (0.010466), "B(1) .. uS/km:" (3.946), "G(1) .. uS/km:" (0), "Ir máx (Baja) .. A:" (0), "Ir máx (med) .. A:" (790), "Ir máx (Alta) .. A:" (790), "Factor de Reducción:" (1), and "IEr máx .. A:" (0). The right column includes "Unidades" (Ohm/km), "Modelo EMT:" (PI), "R(0) .. Ohm/km:" (0.36798), "X(0) .. Ohm/km:" (1.67509), "C(0) .. uF/km:" (0.005191), "B(0) .. uS/km:" (1.957), and checkboxes for "Pi asimétrica con secciones" (unchecked) and "Suicheable" (checked). There are also minus signs next to the "Tipo:" and "Factor de Reducción:" fields.

Parameter	Value
Nombre:	LN-GNG-695-ICT-692-1
Tipo:	Flint
Longit. .. km:	0.5
Número de líneas:	1
Unidades:	Ohm/km
Modelo EMT:	PI
R(1) .. Ohm/km:	0.10296
X(1) .. Ohm/km:	0.4244
C(1) .. uF/km:	0.010466
B(1) .. uS/km:	3.946
G(1) .. uS/km:	0
R(0) .. Ohm/km:	0.36798
X(0) .. Ohm/km:	1.67509
C(0) .. uF/km:	0.005191
B(0) .. uS/km:	1.957
Ir máx (Baja) .. A:	0
Ir máx (med) .. A:	790
Ir máx (Alta) .. A:	790
Factor de Reducción:	1
IEr máx .. A:	0
Pi asimétrica con secciones:	<input type="checkbox"/>
Suicheable:	<input checked="" type="checkbox"/>

Fuente: elaboración propia, empleando NEPLAN, Versión 5.57.

- Un tramo de línea de 69 kV de 0,5 km de longitud, con conductor Flint (740,8 MCM), denominado LN-ICT-692-GNG-6951-1.

Figura 22. **Modelo de la línea LN-ICT-692-GNG-6951-1**

Parámetros			
Nombre:	LN-ICT-692-GNG-6951-1		
Tipo:	Flint	-	
Longit. ... km:	0.5	Unidades	Ohm/km
Número de líneas:	1	Modelo EMT:	PI
R(1) .. Ohm/km:	0.10296	R(0) .. Ohm/km:	0.36798
X(1) .. Ohm/km:	0.4244	X(0) .. Ohm/km:	1.67509
C(1) .. uF/km:	0.010466	C(0) .. uF/km:	0.005191
B(1) .. uS/km:	3.946	B(0) .. uS/km:	1.957
G(1) .. uS/km:	0		
I <sub>r</sub> máx (Baja) .. A:	0		
I <sub>r</sub> máx (med) .. A:	790		
I <sub>r</sub> máx (Alta) .. A:	790		
Factor de Reducción:	1	<input type="checkbox"/> Pi asimétrica con secciones	
I <sub>E</sub> r máx .. A:	0	<input checked="" type="checkbox"/> Suicheable	

Fuente: elaboración propia, empleando NEPLAN, Versión 5.57.

- Un tramo de línea de 69 kV de 4,37 km de longitud, con conductor Flint (740,8 MCM), denominado LN-GNG-6951-CEM-69-1.

Figura 23. **Modelo de la línea LN-GNG-6951-CEM-69-1**

Parámetros			
Nombre:	LN-GNG-6951-CEM-69-1		
Tipo:	Flint		
Longit. .. km:	4.97	Unidades	Ohm/km
Número de líneas:	1	Modelo EMT:	PI
R(1) .. Ohm/km:	0.10296	R(0) .. Ohm/km:	0.36798
X(1) .. Ohm/km:	0.4244	X(0) .. Ohm/km:	1.67509
C(1) .. uF/km:	0.010466	C(0) .. uF/km:	0.005191
B(1) .. uS/km:	3.946	B(0) .. uS/km:	1.957
G(1) .. uS/km:	0		
Ir máx (Baja) .. A:	0		
Ir máx (med) .. A:	790		
Ir máx (Alta) .. A:	790		
Factor de Reducción:	1	<input type="checkbox"/> Pi asimétrica con secciones	
IEr máx .. A:	0	<input checked="" type="checkbox"/> Suicheable	

Fuente: elaboración propia, empleando NEPLAN, Versión 5.57.

- Un tramo de línea de 69 kV de 1,67 km de longitud, con conductor Flint (740,8 MCM), denominado LN-APA-691-ICT-692-1.

Figura 24. **Modelo de la línea LN-APA-691-ICT-692-1**

**Parámetros**

Nombre: LN-APA-691-ICT-692-1

Tipo: Flint

Longit. ... km: 1.67      Unidades: Ohm/km

Número de líneas: 1      Modelo EMT: PI

R(1) .. Ohm/km: 0.10296      R(0) .. Ohm/km: 0.36798

X(1) .. Ohm/km: 0.4244      X(0) .. Ohm/km: 1.67509

C(1) .. uF/km: 0.010466      C(0) .. uF/km: 0.005191

B(1) .. uS/km: 3.946      B(0) .. uS/km: 1.957

G(1) .. uS/km: 0

Ir máx (Baja) .. A: 0

Ir máx (med) .. A: 790

Ir máx (Alta) .. A: 790

Factor de Reducción: 1

IEr máx .. A: 0

Pi asimétrica con secciones

Suicheable

Fuente: elaboración propia, empleando NEPLAN, Versión 5.57.

- Un tramo de línea de 69 kV de 2,72 km de longitud, con conductor Flint (740,8 MCM), denominado LN-ICT-692-GG3-691-1.

Figura 25. **Modelo de la línea LN-ICT-692-GG3-691-1**

Parámetros			
Nombre:	LN-ICT-692-GG3-691-1		
Tipo:	Flint		
Longit. .. km:	2.72	Unidades	Ohm/km
Número de líneas:	1	Modelo EMT:	PI
R(1) .. Ohm/km:	0.10296	R(0) .. Ohm/km:	0.36798
X(1) .. Ohm/km:	0.4244	X(0) .. Ohm/km:	1.67509
C(1) .. uF/km:	0.010466	C(0) .. uF/km:	0.005191
B(1) .. uS/km:	3.946	B(0) .. uS/km:	1.957
G(1) .. uS/km:	0		
Ir máx (Baja) .. A:	0		
Ir máx (med) .. A:	790		
Ir máx (Alta) .. A:	790		
Factor de Reducción:	1	<input type="checkbox"/> Pi asimétrica con secciones	
IEr máx .. A:	0	<input checked="" type="checkbox"/> Suicheable	

Fuente: elaboración propia, empleando NEPLAN, Versión 5.57.

- Un tramo de línea de 69 kV de 1,57 km de longitud, con conductor Flint (740,8 MCM), denominado LN-APA-692-ICT-691-1.

Figura 26. **Modelo de la línea LN-APA-692-ICT-691-1**

Parámetros			
Nombre:	LN-APA-692-ICT-691-1		
Tipo:	Flint		
Longit. .. km:	1.57	Unidades	Ohm/km
Número de líneas:	1	Modelo EMT:	PI
R(1) .. Ohm/km:	0.10296	R(0) .. Ohm/km:	0.36798
X(1) .. Ohm/km:	0.4244	X(0) .. Ohm/km:	1.67509
C(1) .. uF/km:	0.010466	C(0) .. uF/km:	0.005191
B(1) .. uS/km:	3.946	B(0) .. uS/km:	1.957
G(1) .. uS/km:	0		
Ir máx (Baja) .. A:	0		
Ir máx (med) .. A:	790		
Ir máx (Alta) .. A:	790		
Factor de Reducción:	1	<input type="checkbox"/> Pi asimétrica con secciones	
I <sub>E</sub> r máx .. A:	0	<input checked="" type="checkbox"/> Suicheable	

Fuente: elaboración propia, empleando NEPLAN, Versión 5.57.

- Un tramo de línea de 69 kV de 2,74 km de longitud, con conductor Flint (740,8 MCM), denominado LN- ICT-691-GG2-692-1.

Figura 27. Modelo de la línea LN- ICT-691-GG2-692-1

Parámetros			
Nombre:	LN-ICT-691-GG2-692-1		
Tipo:	Flint		
Longit. ... km:	2.74	Unidades	Ohm/km
Número de líneas:	1	Modelo EMT:	PI
R(1) .. Ohm/km:	0.10296	R(0) .. Ohm/km:	0.36798
X(1) .. Ohm/km:	0.4244	X(0) .. Ohm/km:	1.67509
C(1) .. uF/km:	0.010466	C(0) .. uF/km:	0.005191
B(1) .. uS/km:	3.946	B(0) .. uS/km:	1.957
G(1) .. uS/km:	0		
I <sub>r</sub> máx (Baja) .. A:	0		
I <sub>r</sub> máx (med) .. A:	790		
I <sub>r</sub> máx (Alta) .. A:	790		
Factor de Reducción:	1	<input type="checkbox"/> Pi asimétrica con secciones	
I <sub>Er</sub> máx .. A:	0	<input checked="" type="checkbox"/> Suicheable	

Fuente: elaboración propia, empleando NEPLAN, Versión 5.57.

#### 4.1.4. Casos a analizar

Se analizaron un total de 12 casos, de los cuales 6 llamados casos base (CB), corresponden a la condición actual de la red, es decir, sin la inclusión del proyecto, estos fueron estructurados con base en la información proporcionada por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) y el administrador del mercado mayorista (AMM), para determinar de una forma comparativa el efecto del proyecto en la red en estado estable. Estos casos, también son estudiados

en la condición de la red con la inclusión del proyecto (CP), los cuales son los 6 restantes, esto con el propósito de conocer el impacto del proyecto en la red. En la tabla XII, se muestra lo descrito anteriormente.

Tabla XI. **Casos a analizar**

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, empleando Microsoft Word.

#### 4.1.5. Programa de cálculo

Los estudios de flujo de carga de estado permanente, así como los cálculos de corto circuito se realizaron con el programa NEPLAN versión 5.57. Dichos estudios fueron realizados por cuenta del autor de este trabajo de graduación.

#### 4.2. Resultados de flujo de carga

Se presenta y describe a continuación un resumen de los resultados que se obtuvieron en los cálculos de flujo de carga en estado permanente, para los casos base (CB) y para los casos en los cuales se incluye el proyecto (CP).

Se presentan los resultados para una misma época y para una misma hora de demanda, tanto para la condición sin el proyecto (CB) como para la condición con la inclusión del proyecto (CP), con el fin de mostrar los efectos que tiene la inclusión del proyecto en la red, en cuanto a: flujos de potencia en las líneas y en las barras a monitorear.

Es importante hacer la mención que una magnitud negativa en el flujo de potencia de elementos monitoreados, significa que dicho elemento tiene sentido contrario con relación a lo que se indica en la tabla. También, se muestran los voltajes en los nodos, como también las pérdidas de potencia en la red. Se incluye el cálculo en los cambios ( $\Delta$ ) que son causados por la inclusión del proyecto, en donde un porcentaje con signo negativo, indica que la variable analizada del elemento en cuestión, disminuye en ese porcentaje en el caso proyecto con relación al caso base y viceversa. La variación es calculada de la siguiente manera:  $\Delta = [1 - V_{CB}/V_{CP}]$ , en donde V es la variable en análisis del elemento en cuestión.

#### **4.2.1. Resultados de época seca**

La tabla XII, muestra los resultados de los flujos de potencia activa en las líneas monitoreadas, así como las pérdidas en potencia activa y el factor de utilización, para los escenarios de demanda máxima, demanda media y demanda mínima de la época seca.

En esta se puede observar el comportamiento de las líneas 69 kV: Guatemala Norte – Guatemala 2, Guatemala Norte – Guatemala 3 y Guatemala Norte – Guatemala 6, para las condiciones de la red de transporte antes de la entrada de operación de la subestación eléctrica de maniobras Incinate en 69 kV, como con la puesta en operación de la misma.

La línea Guatemala Norte – Guatemala 2, presenta un pequeño incremento para los tres escenarios de demanda, mientras que la línea Guatemala Norte – Guatemala 3, presenta una leve disminución en los tres escenarios de demanda, esto debido a que estas líneas operarán en paralelo, puesto que estarán conectadas a la misma barra en la nueva Subestación Eléctrica de Maniobras Incinate, mientras tanto la línea Guatemala Norte – Guatemala 6, mantiene un valor constante en cada uno de los escenarios de demanda.

En general, las líneas monitoreadas no presentan ninguna anomalía y todas operando por debajo de su límite de operación.

Tabla XII. **Flujos de potencia [MW], pérdidas de potencia [MW] y factor de utilización [%], en las líneas monitoreadas 69 kV, época seca**

Demanda máxima										
Barra		Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 2</b>										
GNO - 692	APA - 692	45,54	47,93	4,99	0,06	0,07	9,84	57,62	60,68	5,04
APA - 69	APA - 692	-12,41	-12,41	0,00	0,01	0,01	0,00	15,56	15,56	0,00
APA - 692	GG2 - 693	33,06	-	N/A	0,05	-	N/A	49,75	-	N/A
GG2 - 692	GG2 - 693	-33,01	-	N/A	0,10	-	N/A	55,59	-	N/A
APA - 692	ICT - 691	-	35,45	N/A	-	0,04	N/A	-	37,70	N/A
ICT - 691	GG2 - 692	-	32,28	N/A	-	0,06	N/A	-	34,32	N/A
GG2 - 692	LNI - 69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
GG2 - 691	GG2 - 692	-32,91	-32,22	-2,14	0,03	0,03	-4,89	55,60	54,29	-2,41
GG2 - 691	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
BZA - 69D	GG2 - 691	-32,88	-32,19	-2,14	0,08	0,08	-4,77	55,61	54,30	-2,41
BZA - 69	BZA - 69D	-0,52	-0,52	0,00	0,00	0,00	0,00	1,80	1,80	0,00
INC - 692	BZA - 69D	32,27	31,59	-2,17	0,20	0,19	-4,92	46,36	45,25	-2,45
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 3</b>										
GNO - 692	APA - 691	41,79	39,26	-6,45	0,05	0,04	-13,46	62,86	59,00	-6,54
APA - 691	APA - 69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	GG3 - 692	41,74	-	N/A	0,08	-	N/A	62,87	-	N/A
GG3 - 691	GG3 - 692	-41,65	-	N/A	0,16	-	N/A	70,25	-	N/A
APA - 691	ICT - 692	-	39,21	N/A	-	0,06	N/A	-	41,68	N/A
ICT - 692	GG3 - 692	-	-42,28	N/A	-	0,11	N/A	-	45,07	N/A
GG3 - 692	LNI - 69	12,59	12,59	-0,01	0,00	0,00	0,00	18,98	18,93	-0,26
GG3 - 692	MIN - 691	28,90	29,59	2,31	0,17	0,18	4,35	49,08	50,17	2,17
MIN - 691	INC - 691	28,73	29,41	2,30	0,06	0,06	4,40	49,11	50,20	2,17

Continuación de la tabla XII.

LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 6										
GNO - 691	GG6 - 693	27,51	27,49	-0,08	0,01	0,01	0,00	43,30	43,28	-0,05
GG6 - 693	GNG - 695	27,51	27,48	-0,08	0,05	0,05	0,00	43,31	43,28	-0,07
GNG - 695	CEM - 691	27,45	-	N/A	0,12	-	N/A	43,32	-	N/A
GNG - 695	ICT - 692	-	27,43	N/A	-	0,01	N/A	-	28,89	N/A
ICT - 692	GNG - 6951	-	27,42	N/A	-	0,01	N/A	-	28,89	N/A
GNG - 6951	CEM - 69	-	27,41	N/A	-	0,08	N/A	-	28,89	N/A
CEM - 69	CEM - 691	-0,59	26,74	102,22	0,00	0,01	100,00	1,04	47,04	97,79
NOR - 69	CEM - 691	-26,73	-26,73	0,00	0,02	0,02	0,00	47,07	47,04	-0,06
NOR - 69	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
NOR - 69	ZAP - 692	18,44	18,44	0,00	0,02	0,02	-0,49	23,37	23,35	-0,09
ZAP - 69	ZAP - 692	-4,90	-4,90	0,00	0,00	0,00	0,00	16,87	16,86	-0,06
INC - 692	ZAP - 692	-13,52	-13,52	0,00	0,01	0,01	-0,86	17,18	17,17	-0,06
Demanda media										
Barra		Potencia activa			Pérdidas (activa)			Factor de utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 2										
GNO - 692	APA - 692	46,39	48,25	3,85	0,07	0,07	7,50	60,03	62,42	3,83
APA - 69	APA - 692	-8,66	-8,66	0,00	0,00	0,00	0,00	10,96	10,96	0,00
APA - 692	GG2 - 693	37,66	-	N/A	0,07	-	N/A	58,09	-	N/A
GG2 - 692	GG2 - 693	-37,59	-	N/A	0,14	-	N/A	64,92	-	N/A
APA - 692	ICT - 691	-	39,51	N/A	-	0,06	N/A	-	43,03	N/A
ICT - 691	GG2 - 692	-	37,01	N/A	-	0,09	N/A	-	40,35	N/A
GG2 - 692	LNI - 69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
GG2 - 691	GG2 - 692	-37,45	-36,92	-1,45	0,05	0,05	-3,54	64,94	63,84	-1,72
GG2 - 691	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
BZA - 69D	GG2 - 691	-37,41	-36,87	-1,44	0,11	0,10	-3,45	64,95	63,85	-1,72
BZA - 69	BZA - 69D	-0,78	-0,78	0,00	0,00	0,00	0,00	2,73	2,72	-0,37
INC - 692	BZA - 69D	36,52	35,99	-1,47	0,27	0,26	-3,56	53,90	52,97	-1,76
LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 3										
GNO - 692	APA - 691	43,77	41,74	-4,86	0,06	0,05	-10,00	67,35	64,21	-4,89
APA - 691	APA - 69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	GG3 - 692	43,71	-	N/A	0,10	-	N/A	67,35	-	N/A
GG3 - 691	GG3 - 692	-43,61	-	N/A	0,19	-	N/A	75,27	-	N/A
APA - 691	ICT - 692	-	41,69	N/A	-	0,07	N/A	-	45,37	N/A
ICT - 692	GG3 - 692	-	-44,07	N/A	-	0,12	N/A	-	48,06	N/A
GG3 - 692	LNI - 69	8,80	8,80	-0,01	0,00	0,00	0,00	13,33	13,30	-0,23
GG3 - 692	MIN - 691	34,63	35,15	1,50	0,26	0,27	2,58	60,52	61,31	1,29
MIN - 691	INC - 691	34,37	34,89	1,49	0,09	0,09	2,62	60,57	61,36	1,29
LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 6										
GNO - 691	GG6 - 693	29,96	29,93	-0,10	0,01	0,01	0,00	49,75	49,71	-0,08
GG6 - 693	GNG - 695	29,95	29,92	-0,10	0,07	0,07	-0,28	49,75	49,71	-0,08
GNG - 695	CEM - 691	29,88	-	N/A	0,16	-	N/A	49,76	-	N/A
GNG - 695	ICT - 692	-	29,85	N/A	-	0,01	N/A	-	33,18	N/A
ICT - 692	GNG - 6951	-	29,84	N/A	-	0,01	N/A	-	33,18	N/A
GNG - 6951	CEM - 69	-	29,83	N/A	-	0,11	N/A	-	33,18	N/A
CEM - 69	CEM - 691	-1,36	28,37	104,79	0,00	0,01	100,00	2,52	52,70	95,22
NOR - 69	CEM - 691	-28,36	-28,36	0,00	0,02	0,02	0,00	52,74	52,70	-0,08
NOR - 69	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
NOR - 69	ZAP - 692	21,20	21,20	0,00	0,03	0,03	-0,33	28,43	28,41	-0,07
ZAP - 69	ZAP - 692	-5,35	-5,35	0,00	0,01	0,01	0,00	19,51	19,50	-0,05
INC - 692	ZAP - 692	-15,82	-15,82	0,00	0,02	0,02	-0,56	21,28	21,26	-0,09

Continuación de la tabla XII.

Demanda mínima										
Barra		Potencia activa			Pérdidas (Activa)			Factor de utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 2										
GNO - 692	APA - 692	20,87	21,79	4,19	0,01	0,01	7,80	26,50	27,66	4,19
APA - 69	APA - 692	-4,74	-4,74	0,00	0,00	0,00	0,00	6,00	6,00	0,00
APA - 692	GG2 - 693	16,12	-	N/A	0,01	-	N/A	24,23	-	N/A
GG2 - 692	GG2 - 693	-16,11	-	N/A	0,02	-	N/A	27,08	-	N/A
APA - 692	ICT - 691	-	17,03	N/A	-	0,01	N/A	-	18,08	N/A
ICT - 691	GG2 - 692	-	15,84	N/A	-	0,02	N/A	-	16,82	N/A
GG2 - 692	LNI - 69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
GG2 - 691	GG2 - 692	-16,08	-15,82	-1,63	0,01	0,01	-2,53	27,09	26,62	-1,77
GG2 - 691	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
BZA - 69D	GG2 - 691	-16,07	-15,82	-1,63	0,02	0,02	-3,87	27,09	26,62	-1,77
BZA - 69	BZA - 69D	-0,74	-0,74	0,00	0,00	0,00	0,00	2,55	2,55	0,00
INC - 692	BZA - 69D	15,32	15,06	-1,71	0,04	0,04	-3,70	21,90	21,51	-1,81
LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 3										
GNO - 692	APA - 691	19,32	18,38	-5,13	0,01	0,01	-10,64	29,06	27,63	-5,18
APA - 691	APA - 69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	GG3 - 692	19,31	-	N/A	0,02	-	N/A	29,06	-	N/A
GG3 - 691	GG3 - 692	-19,30	-	N/A	0,03	-	N/A	32,48	-	N/A
APA - 691	ICT - 692	-	18,37	N/A	-	0,01	N/A	-	19,53	N/A
ICT - 692	GG3 - 692	-	-19,54	N/A	-	0,02	N/A	-	20,80	N/A
GG3 - 692	LNI - 69	4,89	4,89	0,00	0,00	0,00	0,00	7,33	7,33	0,00
GG3 - 692	MIN - 691	14,37	14,63	1,76	0,04	0,04	3,44	24,31	24,73	1,70
MIN - 691	INC - 691	14,33	14,59	1,75	0,01	0,01	3,36	24,33	24,76	1,74
LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 6										
GNO - 691	GG6 - 693	16,14	16,13	-0,05	0,00	0,00	0,00	25,58	25,56	-0,08
GG6 - 693	GNG - 695	16,14	16,13	-0,05	0,02	0,02	0,00	25,58	25,57	-0,04
GNG - 695	CEM - 691	16,12	-	N/A	0,04	-	N/A	25,59	-	N/A
GNG - 695	ICT - 692	-	16,11	N/A	-	0,00	N/A	-	17,07	N/A
ICT - 692	GNG - 6951	-	16,11	N/A	-	0,00	N/A	-	17,07	N/A
GNG - 6951	CEM - 69	-	16,11	N/A	-	0,03	N/A	-	17,07	N/A
CEM - 69	CEM - 691	-0,92	15,16	106,04	0,00	0,00	100,00	1,61	26,80	93,99
NOR - 69	CEM - 691	-15,16	-15,16	0,00	0,01	0,01	0,00	26,81	26,80	-0,04
NOR - 69	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
NOR - 69	ZAP - 692	11,73	11,73	0,00	0,01	0,01	0,00	14,94	14,93	-0,07
ZAP - 69	ZAP - 692	-4,06	-4,06	0,00	0,00	0,00	-3,57	14,03	14,03	0,00
INC - 692	ZAP - 692	-7,66	-7,66	0,00	0,00	0,00	0,00	9,80	9,79	-0,10

Fuente: elaboración propia, empleando NEPLAN, Versión 5.57.

La tabla XIII, muestra los resultados de los flujos de potencia reactiva en las líneas monitoreadas, así como las pérdidas en potencia reactiva, para los escenarios de demanda máxima, demanda media y demanda mínima de la época seca.

En esta se puede observar un comportamiento similar al observado en la potencia activa, se puede decir que la inclusión del proyecto no tiene ninguna repercusión en la red monitoreada.

Tabla XIII. **Flujos de potencia [MVAR] y pérdidas [MVAR] en las líneas monitoreadas 69 kV, época seca**

Demanda máxima							
Barra		Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 2</b>							
GNO - 692	APA - 692	8,12	8,70	6,71	0,16	0,18	11,25
APA - 69	APA - 692	1,18	1,18	0,00	-0,01	-0,01	0,00
APA - 692	GG2 - 693	6,78	-	N/A	0,13	-	N/A
GG2 - 692	GG2 - 693	6,65	-	N/A	0,24	-	N/A
APA - 692	ICT - 691	-	7,34	N/A	-	0,15	N/A
ICT - 691	GG2 - 692	-	6,29	N/A	-	0,20	N/A
GG2 - 692	LNI - 69	-	-	N/A	-	-	N/A
GG2 - 691	GG2 - 692	6,41	6,09	-5,34	0,08	0,07	-5,97
GG2 - 691	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A
BZA - 69D	GG2 - 691	6,33	6,01	-5,34	0,18	0,17	-5,99
BZA - 69	BZA - 69D	0,04	0,04	0,00	-0,01	-0,01	1,64
INC - 692	BZA - 69D	6,11	5,80	-5,36	0,31	0,29	-8,56
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 3</b>							
GNO - 692	APA - 691	8,94	8,25	-8,39	0,14	0,12	-15,58
APA - 691	APA - 69	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	GG3 - 692	8,80	-	N/A	0,24	-	N/A
GG3 - 691	GG3 - 692	8,56	-	N/A	0,40	-	N/A
APA - 691	ICT - 692	-	8,13	N/A	-	0,20	N/A
ICT - 692	GG3 - 692	-	8,83	N/A	-	0,39	N/A
GG3 - 692	LNI - 69	2,08	2,07	-0,29	0,00	0,00	0,00
GG3 - 692	MIN - 691	6,08	6,37	4,55	0,37	0,39	5,33
MIN - 691	INC - 691	5,72	5,98	4,50	0,13	0,13	5,29
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 6</b>							
GNO - 691	GG6 - 693	4,30	4,33	0,65	0,01	0,01	-0,83
GG6 - 693	GNG - 695	4,29	4,31	0,65	0,11	0,11	-0,18
GNG - 695	CEM - 691	4,18	-	N/A	0,26	-	N/A
GNG - 695	ICT - 692	-	4,20	N/A	-	0,02	N/A
ICT - 692	GNG - 6951	-	4,18	N/A	-	0,02	N/A
GNG - 6951	CEM - 69	-	4,16	N/A	-	0,23	N/A
CEM - 69	CEM - 691	0,06	3,87	98,58	0,00	0,01	127,78
NOR - 69	CEM - 691	3,86	3,86	-0,05	0,03	0,03	0,00
NOR - 69	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A
NOR - 69	ZAP - 692	2,33	2,33	-0,04	0,02	0,02	-0,44
ZAP - 69	ZAP - 692	0,46	0,46	-0,22	-0,02	-0,02	0,00
INC - 692	ZAP - 692	1,84	1,84	-0,11	-0,06	-0,06	0,16

Continuación de la tabla XIII.

<b>Demanda media</b>							
Barra		Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 2</b>							
GNO - 692	APA - 692	11,76	12,21	3,69	0,18	0,19	8,55
APA - 69	APA - 692	0,97	0,97	0,00	-0,02	-0,02	0,00
APA - 692	GG2 - 693	10,62	-	N/A	0,19	-	N/A
GG2 - 692	GG2 - 693	10,43	-	N/A	0,34	-	N/A
APA - 692	ICT - 691	-	11,06	N/A	-	0,20	N/A
ICT - 691	GG2 - 692	-	10,13	N/A	-	0,30	N/A
GG2 - 692	LNI - 69	-	-	N/A	-	-	N/A
GG2 - 691	GG2 - 692	10,09	9,83	-2,68	0,11	0,11	-4,06
GG2 - 691	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A
BZA - 69D	GG2 - 691	9,98	9,72	-2,65	0,26	0,25	-4,07
BZA - 69	BZA - 69D	0,06	0,06	0,00	-0,01	-0,01	0,00
INC - 692	BZA - 69D	9,66	9,41	-2,62	0,50	0,47	-5,15
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 3</b>							
GNO - 692	APA - 691	12,33	11,75	-5,01	0,16	0,15	-11,19
APA - 691	APA - 69	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	GG3 - 692	12,17	-	N/A	0,28	-	N/A
GG3 - 691	GG3 - 692	11,89	-	N/A	0,47	-	N/A
APA - 691	ICT - 692	-	11,60	N/A	-	0,24	N/A
ICT - 692	GG3 - 692	-	12,08	N/A	-	0,45	N/A
GG3 - 692	LNI - 69	1,23	1,23	-0,16	0,00	0,00	0,00
GG3 - 692	MIN - 691	10,19	10,40	2,02	0,62	0,64	2,88
MIN - 691	INC - 691	9,57	9,77	1,96	0,21	0,22	2,88
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 6</b>							
GNO - 691	GG6 - 693	4,14	4,18	0,96	0,02	0,02	0,00
GG6 - 693	GNG - 695	4,12	4,16	0,94	0,17	0,17	-0,24
GNG - 695	CEM - 691	3,95	-	N/A	0,39	-	N/A
GNG - 695	ICT - 692	-	3,99	N/A	-	0,04	N/A
ICT - 692	GNG - 6951	-	3,96	N/A	-	0,04	N/A
GNG - 6951	CEM - 69	-	3,92	N/A	-	0,35	N/A
CEM - 69	CEM - 691	0,12	3,46	96,67	0,00	0,01	118,37
NOR - 69	CEM - 691	3,45	3,45	-0,09	0,04	0,04	-0,27
NOR - 69	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A
NOR - 69	ZAP - 692	2,48	2,48	-0,12	0,06	0,06	-0,35
ZAP - 69	ZAP - 692	0,43	0,43	0,00	-0,01	-0,01	0,00
INC - 692	ZAP - 692	2,00	1,99	-0,10	-0,03	-0,03	0,72
<b>Demanda mínima</b>							
Barra		Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 2</b>							
GNO - 692	APA - 692	2,81	2,94	4,55	0,01	0,02	21,56
APA - 69	APA - 692	0,42	0,42	0,00	-0,02	-0,02	0,00
APA - 692	GG2 - 693	2,38	-	N/A	0,01	-	N/A
GG2 - 692	GG2 - 693	2,37	-	N/A	0,02	-	N/A
APA - 692	ICT - 691	-	2,51	N/A	-	0,01	N/A
ICT - 691	GG2 - 692	-	2,26	N/A	-	0,01	N/A
GG2 - 692	LNI - 69	-	-	N/A	-	-	N/A
GG2 - 691	GG2 - 692	2,35	2,25	-4,17	0,01	0,01	-14,55
GG2 - 691	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A
BZA - 69D	GG2 - 691	2,34	2,25	-4,09	0,01	0,01	-15,08

Continuación de la tabla XIII.

BZA - 69	BZA - 69D	0,04	0,04	0,00	-0,01	-0,01	0,00
INC - 692	BZA - 69D	2,29	2,19	-4,15	-0,08	-0,08	5,09
LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 3							
GNO - 692	APA - 691	2,99	2,83	-5,69	0,02	0,01	-24,81
APA - 691	APA - 69	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	GG3 - 692	2,98	-	N/A	0,03	-	N/A
GG3 - 691	GG3 - 692	2,95	-	N/A	0,05	-	N/A
APA - 691	ICT - 692	-	2,82	N/A	-	0,02	N/A
ICT - 692	GG3 - 692	-	3,03	N/A	-	0,04	N/A
GG3 - 692	LNI - 69	0,50	0,50	-0,20	0,00	0,00	0,00
GG3 - 692	MIN - 691	2,40	2,49	3,57	0,01	0,02	23,03
MIN - 691	INC - 691	2,39	2,48	3,39	0,00	0,01	21,31
LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 6							
GNO - 691	GG6 - 693	1,98	1,98	0,15	0,00	0,00	0,00
GG6 - 693	GNG - 695	1,98	1,98	0,15	0,01	0,01	-0,99
GNG - 695	CEM - 691	1,97	-	N/A	0,02	-	N/A
GNG - 695	ICT - 692	-	1,97	N/A	-	0,00	N/A
ICT - 692	GNG - 6951	-	1,97	N/A	-	0,00	N/A
GNG - 6951	CEM - 69	-	1,97	N/A	-	0,02	N/A
CEM - 69	CEM - 691	0,06	1,89	96,87	0,00	0,00	300,00
NOR - 69	CEM - 691	1,88	1,88	0,00	0,00	0,00	0,00
NOR - 69	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A
NOR - 69	ZAP - 692	1,26	1,26	-0,08	-0,01	-0,01	0,00
ZAP - 69	ZAP - 692	0,24	0,24	0,00	-0,02	-0,02	0,00
INC - 692	ZAP - 692	1,03	1,03	-0,10	-0,09	-0,09	0,11

Fuente: elaboración propia, empleando NEPLAN, Versión 5.57.

La tabla XIV, muestra los valores de flujo de potencia a través de los transformadores 69/13,8 kV, con sus respectivos factores de utilización, en la época seca para los escenarios de demanda máxima, demanda media y demanda mínima.

En esta puede observarse que los transformadores monitoreados no presentan ningún cambio en su operación, tanto para las condiciones actuales como para las condiciones en las que opera el proyecto, esto para los tres escenarios de demanda.

Tabla XIV. **Flujos de potencia [MW] y factor de utilización [%] en los transformadores 69/13,8 kV monitoreados en época seca**

<b>Demanda máxima</b>						
Nombre Txfo	Potencia Activa			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	$\Delta$ [%]	CB [%]	CP [%]	$\Delta$ [%]
APA 69 /13	12,41	12,41	0,00	89,03	89,03	0,00
LNI 69/13	12,59	12,59	-0,01	91,13	91,12	-0,01
NOR 69/13	8,27	8,27	-0,01	60,08	60,08	0,00

<b>Demanda media</b>						
Nombre Txfo	Potencia Activa			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	$\Delta$ [%]	CB [%]	CP [%]	$\Delta$ [%]
APA 69 /13	8,66	8,66	0,00	62,26	62,26	0,00
LNI 69/13	8,80	8,80	0,00	63,45	63,45	0,00
NOR 69/13	7,14	7,14	-0,01	51,41	51,40	-0,02

<b>Demanda mínima</b>						
Nombre Txfo	Potencia Activa			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	$\Delta$ [%]	CB [%]	CP [%]	$\Delta$ [%]
APA 69 /13	4,74	4,74	0,00	34,01	34,01	0,00
LNI 69/13	4,89	4,89	0,00	35,10	35,10	0,00
NOR 69/13	3,42	3,42	0,00	24,85	24,85	0,00

Fuente: elaboración propia, empleando NEPLAN, Versión 5.57.

La tabla XV, muestra los niveles de voltaje [p.u.] y el ángulo asociado a este, en las barras monitoreadas para el área de influencia, en horas de demanda máxima, demanda media y demanda mínima, para la época seca. Puede observarse que en la demanda máxima como en la demanda mínima no existen anomalías, caso contrario para la demanda media, en donde se encuentran bajos voltajes en la situación sin el proyecto, situación que mejora con la inclusión del proyecto.

Tabla XV. Voltajes en barras [pu] y ángulo [°] en las barras monitoreadas, época seca

Demanda máxima							
Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
1152	GNO - 691	1,021	-12,4	1,021	-12,4	0,0	0,0
1153	GNO - 692	1,019	-14,7	1,019	-14,6	0,0	-0,7
12010	APA - 691	1,017	-14,9	1,018	-14,8	0,0	-0,7
12074	GG3 - 692	1,014	-15,2	-	-	N/A	N/A
12073	GG3 - 691	1,008	-15,7	1,011	-15,7	0,2	0,0
12120	MIN - 691	0,999	-16,6	1,001	-16,5	0,2	-0,6
12091	INC - 691	0,996	-16,9	0,998	-16,8	0,2	-0,6
12092	INC - 692	1,007	-13,9	1,008	-14	0,1	0,7
12078	GG6 - 693	1,020	-12,4	1,020	-12,4	0,0	0,0
12085	GNG - 695	1,017	-12,8	1,017	-12,7	0,0	-0,8
12327	CEM - 691	1,011	-13,5	1,012	-13,5	0,1	0,0
12025	CEM - 69	1,011	-13,5	1,012	-13,5	0,1	0,0
428	GNG - 6951	-	-	1,016	-12,9	N/A	N/A
426	ICT - 691	-	-	1,015	-15,1	N/A	N/A
427	ICT - 692	-	-	1,017	-12,8	N/A	N/A
12133	NOR - 69	1,010	-13,5	1,011	-13,6	0,1	0,7
12134	NOR - 691	1,010	-13,5	1,011	-13,6	0,1	0,7
12532	NOR - 13	0,995	-15,9	0,996	-16	0,1	0,6
12200	ZAP - 692	1,009	-13,7	1,009	-13,8	0,0	0,7
12198	ZAP - 69	1,008	-13,7	1,008	-13,8	0,0	0,7
12011	APA - 692	1,017	-14,9	1,017	-14,9	0,0	0,0
12009	APA - 69	1,017	-15	1,017	-14,9	0,0	-0,7
12504	APA - 13	1,026	-19,4	1,026	-19,3	0,0	-0,5
12071	GG2 - 693	1,015	-15,1	-	-	N/A	N/A
12070	GG2 - 692	1,010	-15,6	1,012	-15,5	0,2	-0,6
12132	LNI - 69	1,008	-15,8	1,010	-15,7	0,2	-0,6
12524	LNI - 13	1,010	-20,3	1,013	-20,2	0,2	-0,5
12069	GG2 - 691	1,009	-15,7	1,010	-15,7	0,2	0,0
12021	BAZ - 69D	1,005	-16,1	1,007	-16	0,2	-0,6
12020	BZA - 69	1,005	-16,1	1,007	-16	0,2	-0,6
Demanda Media							
Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
1152	GNO - 691	0,965	-12,1	0,965	-12,1	0,0	0,0
1153	GNO - 692	1,012	-14,1	1,012	-14,1	0,0	0,0
12010	APA - 691	1,010	-14,3	1,010	-14,3	0,0	0,0
12074	GG3 - 692	1,006	-14,6	-	-	N/A	N/A
12073	GG3 - 691	0,999	-15,2	1,002	-15,2	0,3	0,0
12120	MIN - 691	0,987	-16,2	0,989	-16,2	0,2	0,0
12091	INC - 691	0,982	-16,6	0,985	-16,5	0,2	-0,6
12092	INC - 692	0,950	-14	0,951	-14	0,1	0,0
12078	GG6 - 693	0,965	-12,2	0,965	-12,1	0,0	-0,8
12085	GNG - 695	0,961	-12,5	0,961	-12,5	0,0	0,0
12327	CEM - 691	0,954	-13,4	0,955	-13,5	0,1	0,7
12025	CEM - 69	0,954	-13,4	0,955	-13,5	0,1	0,7
428	GNG - 6951	-	-	0,960	-12,7	N/A	N/A
426	ICT - 691	-	-	1,007	-14,6	N/A	N/A
427	ICT - 692	-	-	0,961	-12,6	N/A	N/A
12133	NOR - 69	0,953	-13,5	0,954	-13,6	0,1	0,7
12134	NOR - 691	0,953	-13,5	0,954	-13,6	0,1	0,7

Continuación de la tabla XV.

12532	NOR - 13	0,944	-16	0,953	-16	1,0	0,0
12200	ZAP - 692	0,952	-13,7	0,952	-13,8	0,1	0,7
12198	ZAP - 69	0,950	-13,8	0,951	-13,9	0,1	0,7
12011	APA - 692	1,010	-14,3	1,010	-14,3	0,0	0,0
12009	APA - 69	1,009	-14,4	1,010	-14,3	0,0	-0,7
12504	APA - 13	1,021	-17,5	1,021	-17,5	0,0	0,0
12071	GG2 - 693	1,007	-14,6	-	-	N/A	N/A
12070	GG2 - 692	1,001	-15,1	1,002	-15,1	0,2	0,0
12132	LNI - 69	0,999	-15,2	1,002	-15,2	0,2	0,0
12524	LNI - 13	1,007	-18,5	1,010	-18,4	0,3	-0,5
12069	GG2 - 691	0,999	-15,3	1,001	-15,2	0,2	-0,7
12021	BAZ - 69D	0,994	-15,6	0,996	-15,6	0,2	0,0
12020	BZA - 69	0,994	-15,6	0,996	-15,6	0,2	0,0
<b>Demanda Mínima</b>							
Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
1152	GNO - 691	1,009	-5,8	1,009	-5,8	0,0	0,0
1153	GNO - 692	1,009	-6,5	1,009	-6,5	0,0	0,0
12010	APA - 691	1,008	-6,6	1,008	-6,6	0,0	0,0
12074	GG3 - 692	1,007	-6,7	-	-	N/A	N/A
12073	GG3 - 691	1,004	-7	1,005	-7	0,1	0,0
12120	MIN - 691	1,000	-7,4	1,001	-7,4	0,1	0,0
12091	INC - 691	0,999	-7,6	1,000	-7,5	0,1	-1,3
12092	INC - 692	1,002	-6,6	1,002	-6,7	0,0	1,5
12078	GG6 - 693	1,009	-5,8	1,009	-5,8	0,0	0,0
12085	GNG - 695	1,007	-6	1,007	-6	0,0	0,0
12327	CEM - 691	1,004	-6,4	1,004	-6,4	0,0	0,0
12025	CEM - 69	1,004	-6,4	1,004	-6,4	0,0	0,0
428	GNG - 6951	-	-	1,007	-6	N/A	N/A
426	ICT - 691	-	-	1,007	-6,7	N/A	N/A
427	ICT - 692	-	-	1,007	-6	N/A	N/A
12133	NOR - 69	1,003	-6,4	1,004	-6,5	0,0	1,5
12134	NOR - 691	1,003	-6,4	1,004	-6,5	0,0	1,5
12532	NOR - 13	1,021	-7,4	1,021	-7,5	0,0	1,3
12200	ZAP - 692	1,002	-6,6	1,003	-6,6	0,0	0,0
12198	ZAP - 69	1,002	-6,6	1,002	-6,6	0,0	0,0
12011	APA - 692	1,008	-6,6	1,008	-6,6	0,0	0,0
12009	APA - 69	1,008	-6,6	1,008	-6,6	0,0	0,0
12504	APA - 13	1,023	-8,3	1,023	-8,3	0,0	0,0
12071	GG2 - 693	1,007	-6,7	-	-	N/A	N/A
12070	GG2 - 692	1,005	-6,9	1,006	-6,9	0,1	0,0
12132	LNI - 69	1,004	-7	1,005	-7	0,1	0,0
12524	LNI - 13	1,019	-8,8	1,020	-8,7	0,1	-1,1
12069	GG2 - 691	1,004	-7	1,005	-7	0,1	0,0
12021	BAZ - 69D	1,003	-7,2	1,003	-7,2	0,1	0,0
12020	BZA - 69	1,003	-7,2	1,003	-7,2	0,1	0,0

Fuente: elaboración propia, empleando NEPLAN, Versión 5.57.

La tabla XVI, muestra las pérdidas totales del Sistema Nacional Interconectado (SIN). Sin la inclusión del proyecto y con la inclusión del proyecto, así como el ahorro o incremento de pérdidas, para los escenarios de

demanda máxima, demanda media y demanda mínima, para la época seca. Se observa que para los tres escenarios de demanda se obtiene un ahorro en las pérdidas, lo que significa que el proyecto tiene un gran aporte a la red de transmisión.

Tabla XVI. **Ahorro de pérdidas de potencia [MW] en el S.N.I. época seca**

Época Seca	Pérdidas MW		
	CB	CP	Ahorro
Máxima	69,425	69,258	0,167
Media	62,660	62,452	0,208
Mínima	25,149	25,111	0,038

Fuente: elaboración propia, empleando NEPLAN, versión 5.57.

#### 4.2.2. Resultados de época húmeda

La tabla XVII, muestra los resultados de los flujos de potencia activa en las líneas monitoreadas, así como las pérdidas en potencia activa y el factor de utilización, para los escenarios de demanda máxima, demanda media y demanda mínima de la época húmeda.

En esta se puede observar el comportamiento de las líneas 69 kV: Guatemala Norte – Guatemala 2, Guatemala Norte – Guatemala 3 y Guatemala Norte – Guatemala 6, para las condiciones de la red de transporte antes de la entrada de operación de la subestación eléctrica de maniobras Incinate en 69 kV, como con la puesta en operación de la misma.

La línea Guatemala Norte – Guatemala 2, presenta un pequeño incremento para los tres escenarios de demanda, mientras que la línea Guatemala Norte – Guatemala 3, presenta una leve disminución en los tres escenarios de demanda, esto debido a que estas líneas estarán operando en

paralelo y estarán conectadas a la misma barra en la nueva subestación eléctrica de maniobras Incinate, mientras tanto la línea Guatemala Norte – Guatemala 6, mantiene un valor constante en cada uno de los escenarios de demanda.

En general, las líneas monitoreadas no presentan ninguna anomalía y todas operando por debajo de su límite de operación.

Tabla XVII. **Flujos de potencia [MW], pérdidas de potencia [MW] y factor de utilización [%], en las líneas monitoreadas 69 kV, época húmeda**

Demanda máxima										
Barra		Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 2</b>										
GNO - 692	APA - 692	44,22	46,55	5,00	0,06	0,06	9,84	55,43	58,38	5,05
APA - 69	APA - 692	-12,06	-12,06	0,00	0,01	0,01	0,00	14,99	14,99	0,00
APA - 692	GG2 - 693	32,11	-	N/A	0,05	-	N/A	47,82	-	N/A
GG2 - 692	GG2 - 693	-32,06	-	N/A	0,10	-	N/A	53,44	-	N/A
APA - 692	ICT - 691	-	34,43	N/A	-	0,04	N/A	-	36,24	N/A
ICT - 691	GG2 - 692	-	31,36	N/A	-	0,06	N/A	-	33,00	N/A
GG2 - 692	LNI - 69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
GG2 - 691	GG2 - 692	-31,97	-31,30	-2,14	0,03	0,03	-4,97	53,45	52,20	-2,39
GG2 - 691	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
BZA - 69D	GG2 - 691	-31,94	-31,27	-2,14	0,07	0,07	-4,73	53,46	52,21	-2,39
BZA - 69	BZA - 69D	-0,51	-0,51	0,00	0,00	0,00	0,00	1,74	1,73	-0,58
INC - 692	BZA - 69D	31,36	30,69	-2,16	0,19	0,18	-4,93	44,56	43,50	-2,44
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 3</b>										
GNO - 692	APA - 691	40,58	38,13	-6,44	0,05	0,04	-13,57	60,45	56,74	-6,54
APA - 691	APA - 69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	GG3 - 692	40,54	-	N/A	0,08	-	N/A	60,46	-	N/A
GG3 - 691	GG3 - 692	-40,46	-	N/A	0,15	-	N/A	67,55	-	N/A
APA - 691	ICT - 692	-	38,09	N/A	-	0,05	N/A	-	40,09	N/A
ICT - 692	GG3 - 692	-	-41,07	N/A	-	0,10	N/A	-	43,35	N/A
GG3 - 692	LNI - 69	12,23	12,23	-0,01	0,00	0,00	0,00	18,27	18,23	-0,22
GG3 - 692	MIN - 691	28,08	28,75	2,31	0,16	0,17	4,35	47,16	48,22	2,20
MIN - 691	INC - 691	27,92	28,58	2,30	0,05	0,06	4,41	47,20	48,25	218
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 6</b>										
GNO - 691	GG6 - 693	26,70	26,68	-0,07	0,01	0,01	0,00	41,80	41,77	-0,07
GG6 - 693	GNG - 695	26,70	26,68	-0,08	0,05	0,05	0,00	41,80	41,78	-0,05
GNG - 695	CEM - 691	26,65	-	N/A	0,11	-	N/A	41,81	-	N/A
GNG - 695	ICT - 692	-	26,63	N/A	-	0,01	N/A	-	27,89	N/A
ICT - 692	GNG - 6951	-	26,62	N/A	-	0,01	N/A	-	27,89	N/A
GNG - 6951	CEM - 69	-	26,61	N/A	-	0,07	N/A	-	27,89	N/A
CEM - 69	CEM - 691	-0,58	25,96	102,22	0,00	0,01	100,00	1,00	45,41	97,80
NOR - 69	CEM - 691	-25,95	-25,95	0,00	0,02	0,02	0,00	45,43	45,41	-0,04
NOR - 69	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
NOR - 69	ZAP - 692	17,91	17,91	0,00	0,02	0,02	0,00	22,57	22,55	-0,09
ZAP - 69	ZAP - 692	-4,76	-4,76	0,00	0,00	0,00	0,00	16,30	16,29	-0,06
INC - 692	ZAP - 692	-13,14	-13,14	0,00	0,01	0,01	0,00	16,59	16,58	-0,06

Continuación de la tabla XVII.

Demanda Media										
Barra		Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 2</b>										
GNO - 692	APA - 692	46,55	48,42	3,85	0,06	0,07	7,56	59,21	61,57	3,83
APA - 69	APA - 692	-8,70	-8,70	0,00	0,00	0,00	0,00	10,83	10,83	0,00
APA - 692	GG2 - 693	37,79	-	N/A	0,07	-	N/A	57,28	-	N/A
GG2 - 692	GG2 - 693	-3,72	-	N/A	0,14	-	N/A	64,01	-	N/A
APA - 692	ICT - 691	-	39,65	N/A	-	0,05	N/A	-	42,43	N/A
ICT - 691	GG2 - 692	-	37,13	N/A	-	0,08	N/A	-	39,79	N/A
GG2 - 692	LNI - 69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
GG2 - 691	GG2 - 692	-37,59	-37,05	-1,45	0,05	0,04	-3,42	64,03	62,95	-1,72
GG2 - 691	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
BZA - 69D	GG2 - 691	-37,54	-37,01	-1,45	0,10	0,10	-3,46	64,04	62,96	-1,72
BZA - 69	BZA - 69D	-0,79	-0,79	0,00	0,00	0,00	0,00	2,69	2,69	0,00
INC - 692	BZA - 69D	36,65	36,12	-1,47	0,26	0,25	-3,54	53,15	52,23	-1,76
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 3</b>										
GNO - 692	APA - 691	43,92	41,88	-4,85	0,05	0,05	-10,08	66,42	63,33	-4,88
APA - 691	APA - 69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	GG3 - 692	43,86	-	N/A	0,09	-	N/A	66,42	-	N/A
GG3 - 691	GG3 - 692	-43,77	-	N/A	0,18	-	N/A	74,23	-	N/A
APA - 691	ICT - 692	-	41,83	N/A	-	0,06	N/A	-	44,74	N/A
ICT - 692	GG3 - 692	-	-44,23	N/A	-	0,12	N/A	-	47,40	N/A
GG3 - 692	LNI - 69	8,83	8,83	0,00	0,00	0,00	0,00	13,16	13,13	-0,23
GG3 - 692	MIN - 691	34,75	35,28	1,50	0,25	0,26	2,57	59,67	60,45	1,29
MIN - 691	INC - 691	34,50	35,02	1,49	0,09	0,09	2,58	59,71	60,50	1,31
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 6</b>										
GNO - 691	GG6 - 693	30,09	30,06	-0,10	0,01	0,01	0,00	50,02	49,98	-0,08
GG6 - 693	GNG - 695	30,08	30,05	-0,10	0,07	0,07	-0,14	50,02	49,98	-0,08
GNG - 695	CEM - 691	30,01	-	N/A	0,16	-	N/A	50,03	-	N/A
GNG - 695	ICT - 692	-	29,98	N/A	-	0,01	N/A	-	33,36	N/A
ICT - 692	GNG - 6951	-	29,97	N/A	-	0,01	N/A	-	33,36	N/A
GNG - 6951	CEM - 69	-	29,96	N/A	-	0,11	N/A	-	33,36	N/A
CEM - 69	CEM - 691	-1,36	28,49	104,79	0,00	0,01	100,00	2,53	52,98	95,22
NOR - 69	CEM - 691	-28,48	-28,48	0,00	0,02	0,02	-0,41	53,02	52,98	-0,08
NOR - 69	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
NOR - 69	ZAP - 692	21,29	21,29	0,00	0,03	0,03	0,00	28,58	28,56	-0,07
ZAP - 69	ZAP - 692	-5,37	-5,37	0,00	0,01	0,01	0,00	19,61	19,60	-0,05
INC - 692	ZAP - 692	-15,89	-15,89	0,00	0,02	0,02	-0,56	21,39	21,37	-0,09
<b>Demanda Mínima</b>										
Barra		Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 2</b>										
GNO - 692	APA - 692	20,65	21,55	4,19	0,01	0,01	7,97	26,21	27,36	4,20
APA - 69	APA - 692	-4,69	-4,69	0,00	0,00	0,00	0,00	5,93	5,93	0,00
APA - 692	GG2 - 693	15,94	-	N/A	0,01	-	N/A	23,96	-	N/A
GG2 - 692	GG2 - 693	-15,93	-	N/A	0,02	-	N/A	26,78	-	N/A
APA - 692	ICT - 691	-	16,84	N/A	-	0,01	N/A	-	17,89	N/A
ICT - 691	GG2 - 692	-	15,67	N/A	-	0,01	N/A	-	16,64	N/A
GG2 - 692	LNI - 69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
GG2 - 691	GG2 - 692	-15,91	-15,65	-1,63	0,01	0,01	-3,90	26,79	26,33	-1,75
GG2 - 691	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
BZA - 69D	GG2 - 691	-15,90	-15,64	-1,63	0,02	0,02	-3,95	26,80	26,33	-1,79
BZA - 69	BZA - 69D	-0,73	-0,73	0,00	0,00	0,00	0,00	2,52	2,52	0,00
INC - 692	BZA - 69D	15,15	14,90	-1,71	0,04	0,04	-3,79	21,67	21,27	-1,88

Continuación de la tabla XVII.

LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 3										
GNO - 692	APA - 691	19,11	18,18	-5,13	0,01	0,01	-10,87	28,74	27,33	-5,16
APA - 691	APA - 69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	GG3 - 692	19,10	-	N/A	0,02	-	N/A	28,74	-	N/A
GG3 - 691	GG3 - 692	-19,09	-	N/A	0,03	-	N/A	32,12	-	N/A
APA - 691	ICT - 692	-	18,17	N/A	-	0,01	N/A	-	19,31	N/A
ICT - 692	GG3 - 692	-	-19,33	N/A	-	0,02	N/A	-	20,57	N/A
GG3 - 692	LNI - 69	4,84	4,84	0,00	0,00	0,00	0,00	7,25	7,25	0,00
GG3 - 692	MIN - 691	14,22	14,47	1,76	0,04	0,04	3,51	24,04	24,46	1,72
MIN - 691	INC - 691	14,18	14,43	1,75	0,01	0,01	3,42	24,07	24,49	1,71
LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 6										
GNO - 691	GG6 - 693	15,96	15,96	-0,04	0,00	0,00	0,00	25,29	25,28	-0,04
GG6 - 693	GNG - 695	15,96	15,96	-0,04	0,02	0,02	0,00	25,29	25,28	-0,04
GNG - 695	CEM - 691	15,94	-	N/A	0,04	-	N/A	25,30	-	N/A
GNG - 695	ICT - 692	-	15,94	N/A	-	0,00	N/A	-	16,88	N/A
ICT - 692	GNG - 6951	-	15,93	N/A	-	0,00	N/A	-	16,88	N/A
GNG - 6951	CEM - 69	-	15,93	N/A	-	0,03	N/A	-	16,88	N/A
CEM - 69	CEM - 691	-0,91	15,00	106,04	0,00	0,00	100,00	1,59	26,50	94,00
NOR - 69	CEM - 691	-15,00	-15,00	0,00	0,01	0,01	0,00	26,51	26,50	-0,04
NOR - 69	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
NOR - 69	ZAP - 692	11,61	11,61	0,00	0,01	0,01	-1,22	14,77	14,76	-0,07
ZAP - 69	ZAP - 692	-4,02	-4,02	0,00	0,00	0,00	0,00	13,88	13,87	-0,07
INC - 692	ZAP - 692	-7,58	-7,58	0,00	0,00	0,00	0,00	9,69	9,68	-0,10

Fuente: elaboración propia, empleando NEPLAN, versión 5.57.

La tabla XVIII, muestra los resultados de los flujos de potencia reactiva en las líneas monitoreadas, así como las pérdidas en potencia, para los escenarios de demanda máxima, media y mínima de la época húmeda.

En esta se puede observar un comportamiento similar al observado en la potencia activa, se puede decir, que la inclusión del proyecto no tiene ninguna repercusión en la red monitoreada.

Tabla XVIII. **Flujos de potencia [MVAR] y pérdidas [MVAR] en las líneas monitoreadas 69 kV, época húmeda**

Demanda Máxima							
Barra		Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 2</b>							
GNO - 692	APA - 692	7,47	8,03	7,01	0,15	0,16	11,48
APA - 69	APA - 692	1,11	1,11	0,00	-0,01	-0,01	0,00
APA - 692	GG2 - 693	6,21	-	N/A	0,12	-	N/A
GG2 - 692	GG2 - 693	6,09	-	N/A	0,21	-	N/A
APA - 692	ICT - 691	-	6,75	N/A	-	0,13	N/A
ICT - 691	GG2 - 692	-	5,75	N/A	-	0,18	N/A
GG2 - 692	LNI - 69	-	-	N/A	-	-	N/A
GG2 - 691	GG2 - 692	5,88	5,57	-5,62	0,07	0,07	-6,16
GG2 - 691	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A
BZA - 69D	GG2 - 691	5,81	5,50	-5,60	0,16	0,15	-6,11
BZA - 69	BZA - 69D	0,04	0,04	0,00	-0,01	-0,01	1,61
INC - 692	BZA - 69D	5,60	5,30	-5,62	0,27	0,25	-9,13
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 3</b>							
GNO - 692	APA - 691	8,29	7,63	-8,67	0,13	0,11	-15,72
APA - 691	APA - 69	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	GG3 - 692	8,16	-	N/A	0,22	-	N/A
GG3 - 691	GG3 - 692	7,94	-	N/A	0,37	-	N/A
APA - 691	ICT - 692	-	7,52	N/A	-	0,18	N/A
ICT - 692	GG3 - 692	-	8,21	N/A	-	0,35	N/A
GG3 - 692	LNI - 69	2,01	2,01	-0,25	0,00	0,00	0,00
GG3 - 692	MIN - 691	5,57	5,85	4,79	0,33	0,35	5,50
MIN - 691	INC - 691	5,23	5,50	4,77	0,11	0,12	5,47
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 6</b>							
GNO - 691	GG6 - 693	4,18	4,20	0,60	0,01	0,01	0,00
GG6 - 693	GNG - 695	4,17	4,19	0,60	0,10	0,10	-0,10
GNG - 695	CEM - 691	4,07	-	N/A	0,23	-	N/A
GNG - 695	ICT - 692	-	4,09	N/A	-	0,02	N/A
ICT - 692	GNG - 6951	-	4,07	N/A	-	0,02	N/A
GNG - 6951	CEM - 69	-	4,05	N/A	-	0,21	N/A
CEM - 69	CEM - 691	0,06	3,78	98,55	0,00	0,01	131,82
NOR - 69	CEM - 691	3,78	3,77	-0,05	0,02	0,02	0,00
NOR - 69	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A
NOR - 69	ZAP - 692	2,27	2,27	-0,04	0,02	0,02	-0,55
ZAP - 69	ZAP - 692	0,47	0,47	0,00	-0,02	-0,02	0,00
INC - 692	ZAP - 692	1,78	1,78	-0,06	-0,06	-0,06	0,15
<b>Demanda Media</b>							
Barra		Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 2</b>							
GNO - 692	APA - 692	11,60	12,05	3,73	0,17	0,19	8,60
APA - 69	APA - 692	0,96	0,96	0,00	-0,02	-0,02	0,00
APA - 692	GG2 - 693	10,48	-	N/A	0,18	-	N/A
GG2 - 692	GG2 - 693	10,30	-	N/A	0,33	-	N/A
APA - 692	ICT - 691	-	10,91	N/A	-	0,19	N/A
ICT - 691	GG2 - 692	-	10,00	N/A	-	0,29	N/A
GG2 - 692	LNI - 69	-	-	N/A	-	-	N/A
GG2 - 691	GG2 - 692	9,97	9,71	-2,68	0,11	0,10	-4,02
GG2 - 691	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A
BZA - 69D	GG2 - 691	9,86	9,60	-2,66	0,25	0,24	-4,10
BZA - 69	BZA - 69D	0,06	0,06	0,00	-0,01	-0,01	0,00
INC - 692	BZA - 69D	9,55	9,30	-2,64	0,47	0,45	-5,25

Continuación de la tabla XVIII.

LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 3							
GNO - 692	APA - 691	12,18	11,60	-5,00	0,16	0,14	-11,23
APA - 691	APA - 69	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	GG3 - 692	12,02	-	N/A	0,27	-	N/A
GG3 - 691	GG3 - 692	11,75	-	N/A	0,45	-	N/A
APA - 691	ICT - 692	-	11,45	N/A	-	0,23	N/A
ICT - 692	GG3 - 692	-	11,94	N/A	-	0,43	N/A
GG3 - 692	LNI - 69	1,22	1,22	-0,16	0,00	0,00	0,00
GG3 - 692	MIN - 691	10,07	10,29	2,05	0,59	0,61	2,94
MIN - 691	INC - 691	9,48	9,67	1,99	0,20	0,21	2,95
LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 6							
GNO - 691	GG6 - 693	4,18	4,22	0,95	0,02	0,02	0,00
GG6 - 693	GNG - 695	4,16	4,20	0,95	0,17	0,17	-0,17
GNG - 695	CEM - 691	3,99	-	N/A	0,39	-	N/A
GNG - 695	ICT - 692	-	4,03	N/A	-	0,04	N/A
ICT - 692	GNG - 6951	-	3,99	N/A	-	0,04	N/A
GNG - 6951	CEM - 69	-	3,96	N/A	-	0,35	N/A
CEM - 69	CEM - 691	0,12	3,48	96,67	0,00	0,01	118,18
NOR - 69	CEM - 691	3,48	3,47	-0,09	0,04	0,04	-0,27
NOR - 69	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A
NOR - 69	ZAP - 692	2,50	2,50	-0,08	0,06	0,06	-0,35
ZAP - 69	ZAP - 692	0,43	0,43	0,00	-0,01	-0,01	0,75
INC - 692	ZAP - 692	2,02	2,01	-0,10	-0,03	-0,03	1,12
Demanda Mínima							
Barra		Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 2							
GNO - 692	APA - 692	2,82	2,95	4,54	0,01	0,02	22,29
APA - 69	APA - 692	0,42	0,42	0,00	-0,02	-0,02	0,00
APA - 692	GG2 - 693	2,39	-	N/A	0,01	-	N/A
GG2 - 692	GG2 - 693	2,38	-	N/A	0,02	-	N/A
APA - 692	ICT - 691	-	2,52	N/A	-	0,01	N/A
ICT - 691	GG2 - 692	-	2,28	N/A	-	0,01	N/A
GG2 - 692	LNI - 69	-	-	N/A	-	-	N/A
GG2 - 691	GG2 - 692	2,36	2,27	-4,06	0,01	0,01	-16,00
GG2 - 691	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A
BZA - 69D	GG2 - 691	2,35	2,26	-4,02	0,01	0,01	-15,65
BZA - 69	BZA - 69D	0,04	0,04	0,00	-0,01	-0,01	0,00
INC - 692	BZA - 69D	2,30	2,21	-4,08	-0,08	-0,09	4,94
LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 3							
GNO - 692	APA - 691	3,00	2,84	-5,68	0,02	0,01	-26,23
APA - 691	APA - 69	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	GG3 - 692	2,98	-	N/A	0,03	-	N/A
GG3 - 691	GG3 - 692	2,96	-	N/A	0,05	-	N/A
APA - 691	ICT - 692	-	2,82	N/A	-	0,02	N/A
ICT - 692	GG3 - 692	-	3,04	N/A	-	0,04	N/A
GG3 - 692	LNI - 69	0,50	0,50	0,00	0,00	0,00	0,00
GG3 - 692	MIN - 691	2,42	2,50	3,48	0,01	0,01	26,81
MIN - 691	INC - 691	2,41	2,49	3,37	0,00	0,01	25,00

Continuación de la tabla XVIII.

LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 6							
GNO - 691	GG6 - 693	1,97	1,98	0,10	0,00	0,00	0,00
GG6 - 693	GNG - 695	1,97	1,98	0,15	0,01	0,01	-1,14
GNG - 695	CEM - 691	1,97	-	N/A	0,02	-	N/A
GNG - 695	ICT - 692	-	1,97	N/A	-	0,00	N/A
ICT - 692	GNG - 6951	-	1,97	N/A	-	0,00	N/A
GNG - 6951	CEM - 69	-	1,97	N/A	-	0,02	N/A
CEM - 69	CEM - 691	0,06	1,89	96,87	0,00	0,00	322,22
NOR - 69	CEM - 691	1,89	1,89	0,00	0,00	0,00	0,00
NOR - 69	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A
NOR - 69	ZAP - 692	1,26	1,26	0,00	-0,01	-0,01	0,00
ZAP - 69	ZAP - 692	0,24	0,24	0,00	-0,02	-0,02	0,00
INC - 692	ZAP - 692	1,03	1,02	-0,10	-0,09	-0,09	0,11

Fuente: elaboración propia, empleando NEPLAN, versión 5.57.

La tabla XIX, muestra los valores de flujo de potencia a través de los transformadores 69/13,8 kV, con sus respectivos factores de utilización, en la época húmeda para los escenarios de demanda máxima, demanda media y demanda mínima.

En esta puede observarse que los transformadores monitoreados no presentan ningún cambio en su operación tanto para las condiciones actuales como para las condiciones en las que opera el proyecto, esto para los tres escenarios de demanda.

**Tabla XIX. Flujos de potencia [MW] y factor de utilización [%] en los transformadores 69/13,8 kV monitoreados en época húmeda**

Nombre Txfo	Demanda Máxima					
	Potencia Activa			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	$\Delta$ [%]	CB [%]	CP [%]	$\Delta$ [%]
APA 69 /13	12,05	12,05	0,00	86,46	86,46	0,00
LNI 69/13	12,23	12,23	-0,01	88,50	88,49	-0,01
NOR 69/13	8,02	8,02	0,00	58,29	58,28	-0,02

Continuación de la tabla XIX.

<b>Demanda media</b>						
Nombre Txfo	Potencia Activa			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
APA 69/13	8,70	8,70	0,00	62,50	62,50	0,00
LNI 69/13	8,83	8,83	0,00	63,69	63,69	0,00
NOR 69/13	7,17	7,17	0,00	51,63	51,63	0,00

<b>Demanda mínima</b>						
Nombre Txfo	Potencia Activa			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
APA 69/13	4,69	4,69	0,00	33,65	33,65	0,00
LNI 69/13	4,84	4,84	0,00	34,72	34,72	0,00
NOR 69/13	3,38	3,38	0,00	24,59	24,59	0,00

Fuente: elaboración propia, empleando NEPLAN, versión 5.57.

La tabla XX, muestra los niveles de voltaje por unidad (P.U.) y el ángulo asociado a este, en las barras monitoreadas para el área de influencia, en horas de demanda máxima, demanda media y demanda mínima, para la época húmeda. Puede observarse que en la demanda máxima como en la demanda mínima no existen anomalías, caso contrario para la demanda media, en donde se encuentran bajos voltajes en la situación sin el proyecto, situación que mejora con la inclusión del proyecto.

Tabla XX. **Voltajes en barras [pu] y ángulo [°] en las barras monitoreadas, época húmeda**

<b>Demanda máxima</b>							
Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
1 152	GNO - 691	1,026	-14,7	1,026	-14,7	0,0	0,0
11 53	GNO - 692	1,027	-16,9	1,027	-16,9	0,0	0,0
12 010	APA - 691	1,025	-17,1	1,026	-17,1	0,0	0,0
12 074	GG3 - 692	1,022	-17,4	-	-	N/A	N/A
12 073	GG3 - 691	1,017	-17,9	1,019	-17,9	0,2	0,0
12 120	MIN - 691	1,008	-18,7	1,010	-18,7	0,2	0,0
12 091	INC - 691	1,005	-19	1,007	-19	0,2	0,0
12 092	INC - 692	1,013	-16,1	1,014	-16,2	0,0	0,6
12 078	GG6 - 693	1,026	-14,7	1,026	-14,7	0,0	0,0
12 085	GNG - 695	1,023	-15	1,023	-15	0,0	0,0
12 327	CEM - 691	1,017	-15,7	1,017	-15,8	0,0	0,6
12 025	CEM - 69	1,017	-15,7	1,018	-15,7	0,1	0,0
428	GNG - 6951	-	-	1,022	-15,1	N/A	N/A

Continuación de la tabla XX.

426	ICT - 691	-	-	1,023	-17,4	N/A	N/A
427	ICT - 692	-	-	1,023	-15,1	N/A	N/A
12 133	NOR - 69	1,016	-15,8	1,017	-15,8	0,0	0,0
12 134	NOR - 691	1,016	-15,8	1,017	-15,8	0,0	0,0
12 532	NOR - 13	1,004	-18,1	1,004	-18,1	0,1	0,0
12 200	ZAP - 692	1,015	-15,9	1,015	-16	0,0	0,6
12 198	ZAP - 69	1,014	-16	1,014	-16	0,1	0,0
12 011	APA - 692	1,025	-17,1	1,025	-17,1	0,0	0,0
12 009	APA - 69	1,025	-17,2	1,025	-17,2	0,0	0,0
12 504	APA - 13	1,035	-21,4	1,035	-21,4	0,0	0,0
12 071	GG2 - 693	1,023	-17,4	-	-	N/A	N/A
12 070	GG2 - 692	1,019	-17,8	1,020	-17,8	0,1	0,0
12 132	LNI - 69	1,017	-18	1,019	-17,9	0,2	-0,6
12 524	LNI - 13	1,020	-22,3	1,022	-22,2	0,2	-0,5
12 069	GG2 - 691	1,017	-17,9	1,019	-17,9	0,2	0,0
12 021	BAZ - 69D	1,014	-18,2	1,015	-18,2	0,2	0,0
12 020	BZA - 69	1,014	-18,2	1,015	-18,2	0,2	0,0
<b>Demanda Media</b>							
Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
1 152	GNO - 691	0,964	-14,9	0,964	-14,9	0,0	0,0
1 153	GNO - 692	1,029	-16,9	1,029	-16,9	0,0	0,0
12 010	APA - 691	1,027	-17,1	1,027	-17,1	0,0	0,0
12 074	GG3 - 692	1,023	-17,4	-	-	N/A	N/A
12 073	GG3 - 691	1,016	-18	1,018	-17,9	0,2	-0,6
12 120	MIN - 691	1,004	-19	1,006	-18,9	0,2	-0,5
12 091	INC - 691	1,000	-19,3	1,002	-19,2	0,2	-0,5
12 092	INC - 692	0,949	-16,7	0,970	-16,8	2,1	0,6
12 078	GG6 - 693	0,964	-14,9	0,964	-14,9	0,0	0,0
12 085	GNG - 695	0,960	-15,3	0,960	-15,3	0,0	0,0
12 327	CEM - 691	0,953	-16,2	0,954	-16,3	0,1	0,6
12 025	CEM - 69	0,953	-16,2	0,954	-16,3	0,1	0,6
428	GNG - 6951	-	-	0,959	-15,5	N/A	N/A
426	ICT - 691	-	-	1,024	-17,4	N/A	N/A
427	ICT - 692	-	-	0,960	-15,4	N/A	N/A
12 133	NOR - 69	0,952	-16,3	0,953	-16,4	0,1	0,6
12 134	NOR - 691	0,952	-16,3	0,953	-16,4	0,1	0,6
12 532	NOR - 13	0,942	-18,8	0,953	-18,8	1,1	0,0
12 200	ZAP - 692	0,950	-16,5	0,951	-16,6	0,1	0,6
12 198	ZAP - 69	0,949	-16,6	0,950	-16,6	0,1	0,0
12 011	APA - 692	1,026	-17,1	1,026	-17,1	0,0	0,0
12 009	APA - 69	1,026	-17,2	1,026	-17,1	0,0	-0,6
12 504	APA - 13	1,038	-20,2	1,038	-20,2	0,0	0,0
12 071	GG2 - 693	1,023	-17,4	-	-	N/A	N/A
12 070	GG2 - 692	1,017	-17,9	1,019	-17,8	0,2	-0,6
12 132	LNI - 69	1,016	-18	1,018	-17,9	0,2	-0,6
12 524	LNI - 13	1,024	-21,1	1,027	-21,1	0,3	0,0
12 069	GG2 - 691	1,015	-18	1,017	-18	0,2	0,0
12 021	BAZ - 69D	1,011	-18,4	1,013	-18,4	0,2	0,0
12 020	BZA - 69	1,011	-18,4	1,013	-18,4	0,2	0,0

Continuación de la tabla XX.

Demanda mínima							
Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
1 152	GNO - 691	1,010	-10,4	1,010	-10,4	0,0	0,0
1 153	GNO - 692	1,009	-11,3	1,009	-11,3	0,0	0,0
12 010	APA - 691	1,009	-11,4	1,009	-11,4	0,0	0,0
12 074	GG3 - 692	1,007	-11,5	-	-	N/A	N/A
12 073	GG3 - 691	1,005	-11,8	1,006	-11,8	0,1	0,0
12 120	MIN - 691	1,001	-12,2	1,002	-12,2	0,1	0,0
12 091	INC - 691	0,999	-12,4	1,000	-12,3	0,1	-0,8
12 092	INC - 692	1,002	-11,3	1,003	-11,4	0,0	0,9
12 078	GG6 - 693	1,009	-10,5	1,009	-10,5	0,0	0,0
12 085	GNG - 695	1,008	-10,6	1,008	-10,6	0,0	0,0
12 327	CEM - 691	1,004	-11,1	1,005	-11,1	0,0	0,0
12 025	CEM - 69	1,004	-11,1	1,005	-11,1	0,0	0,0
428	GNG - 6951	-	-	1,007	-10,7	N/A	N/A
426	ICT - 691	-	-	1,008	-11,5	N/A	N/A
427	ICT - 692	-	-	1,008	-10,7	N/A	N/A
12 133	NOR - 69	1,004	-11,1	1,004	-11,2	0,0	0,9
12 134	NOR - 691	1,004	-11,1	1,004	-11,2	0,0	0,9
12 532	NOR - 13	1,022	-12,1	1,022	-12,1	0,0	0,0
12 200	ZAP - 692	1,003	-11,2	1,003	-11,3	0,0	0,9
12 198	ZAP - 69	1,002	-11,3	1,003	-11,3	0,0	0,0
12 011	APA - 692	1,009	-11,4	1,009	-11,4	0,0	0,0
12 009	APA - 69	1,008	-11,4	1,008	-11,4	0,0	0,0
12 504	APA - 13	1,024	-13,1	1,024	-13,1	0,0	0,0
12 071	GG2 - 693	1,008	-11,5	-	-	N/A	N/A
12 070	GG2 - 692	1,005	-11,7	1,006	-11,7	0,1	0,0
12 132	LNI - 69	1,005	-11,8	1,006	-11,8	0,1	0,0
12 524	LNI - 13	1,019	-13,5	1,020	-13,5	0,1	0,0
12 069	GG2 - 691	1,005	-11,8	1,005	-11,8	0,1	0,0
12 021	BAZ - 69D	1,003	-12	1,004	-12	0,1	0,0
12 020	BZA - 69	1,003	-12	1,004	-12	0,1	0,0

Fuente: elaboración propia, empleando NEPLAN, versión 5.57.

La tabla XXI, muestra las pérdidas totales del Sistema Nacional Interconectado (SIN), sin la inclusión del proyecto y con la inclusión del proyecto, así como el ahorro o incremento de pérdidas, para los escenarios de demanda máxima, demanda media y demanda mínima, para la época húmeda. Se observa que para los tres escenarios de demanda se obtiene un ahorro en las pérdidas, lo que significa que el proyecto tiene un gran aporte a la red de transmisión.

Tabla XXI. **Ahorro de pérdidas de potencia [MW] en el S.N.I. época húmeda**

Época Húmeda	Pérdidas MW		
	CB	CP	Ahorro
Máxima	61,308	61,152	0,156
Media	55,834	55,627	0,207
Mínima	23,056	23,019	0,037

Fuente: elaboración propia, empleando NEPLAN, versión 5.57.

### 4.3. Resultados de cortocircuito

A continuación, se presentan los niveles de cortocircuito en los nodos del área de influencia del proyecto, monitoreados en la simulación, considerando la base de datos de la red, la cual es proporcionada por el administrador del mercado mayorista (AMM) y la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), como se mencionó anteriormente, para los escenarios con y sin la inclusión del proyecto para las épocas seca y húmeda, tal como lo establecen las Normas Técnicas para la Elaboración de los Estudios de Acceso y Uso de la Capacidad de Transporte (NTAUCT).

#### 4.3.1. Resultados de época seca

La tabla XXII, muestra los resultados de los niveles de cortocircuito en las barras del área de influencia, en donde se puede observar que la inclusión del proyecto no tiene ninguna repercusión negativa en los niveles máximos de cortocircuito en las barras monitoreadas. Estos niveles de cortocircuito en la red de 69 kV son menores a los niveles que se tienen en los interruptores de las subestaciones eléctricas del área, 31,5 kA.

En resumen, la inclusión del proyecto no presenta niveles de cortocircuito por encima de la capacidad de la red durante la época seca.

Tabla XXII. Niveles de corriente de cortocircuito, época seca

Caso Proyecto									
Número Nodo	Nombre Nodo	LLL la [p.u.]	LLL Ángulo [°]	LLL la [A]	LLL S [MVA]	LT la [p.u.]	LT Ángulo [°]	LT la [A]	LT S [MVA]
1152	GNO - 691	17,66	-86,76	14 779	1 766,3	7,79	-86,99	19 559,0	779,2
1153	GNO - 692	10,45	-88,47	8 746	1 045,3	4,55	-88,59	11 427,0	455,2
12010	APA - 691	9,78	-87,45	8 180	977,6	3,87	-86,7	9 711,0	386,9
12074	GG3 - 692	-	-	-	-	-	-	-	-
12073	GG3 - 691	7,93	-85,26	6 636	793,1	2,50	-83,42	6 270,0	249,8
12120	MIN - 691	6,63	-82,38	5 546	662,8	1,84	-81,13	4 624,0	184,2
12091	INC - 691	6,55	-82,17	5 477	654,6	1,80	-81,15	4 530,0	180,5
12092	INC - 692	5,78	-77,77	4 834	577,7	1,22	-79,96	3 060,0	121,9
12078	GG6 - 693	17,02	-86,18	14 239	1 701,7	7,08	-86,33	17 779,0	708,3
12085	GNG - 695	12,68	-82,36	10 606	1 267,6	3,83	-83,31	9 625,0	383,4
12327	CEM - 691	7,70	-79,83	6 447	770,5	1,78	-80	4 464,0	177,8
12025	CEM - 69	7,78	-80,04	6 511	778,2	1,80	-80,06	4 522,0	180,1
428	GNG - 6951	11,47	-81,78	9 597	1 146,9	3,23	-82,34	8 098,0	322,6
426	ICT - 691	9,40	-87,06	7 862	939,7	3,53	-86,06	8 856,0	352,8
427	ICT - 692	12,04	-82,06	10 077	1 204,3	3,50	-82,78	8 796,0	350,4
12133	NOR - 69	7,43	-79,15	6 213	742,6	1,70	-79,8	4 266,0	169,9
12134	NOR - 691	7,22	-78,96	6 040	721,9	1,64	-79,63	4 108,0	163,7
12532	NOR - 13	1,08	-51,48	4 527	108,2	0,37	-49,93	4 630,0	36,9
12200	ZAP - 692	6,58	-78,27	5 505	657,9	1,45	-79,79	3 639,0	145,0
12198	ZAP - 69	6,02	-73,71	5 034	601,6	1,32	-77,95	3 325,0	132,5
12011	APA - 692	9,77	-87,4	8 171	976,6	3,85	-87,15	9 672,0	385,3
12009	APA - 69	8,87	-85,89	7 421	886,9	3,11	-85,71	7 803,0	310,8
12504	APA - 13	1,40	-85,77	5 851	139,8	0,49	-85,76	6 116,0	48,7
12071	GG2 - 693	-	-	-	-	-	-	-	-
12070	GG2 - 692	7,92	-85,25	6 630	792,3	2,49	-83,41	6 259,0	249,3
12132	LNI - 69	7,81	-85,06	6 538	781,4	2,43	-83,19	6 096,0	242,9
12524	LNI - 13	1,36	-84,83	5 699	136,2	0,48	-84,81	5 996,0	47,8
12069	GG2 - 691	7,58	-84,5	6 343	758,1	2,31	-82,69	5 787,0	230,5
12021	BAZ - 69D	7,02	-83,27	5 873	701,9	2,02	-81,67	5 077,0	202,3
12020	BZA - 69	6,81	-81,38	5 698	680,9	1,94	-80,68	4 863,0	193,7
Caso Base									
Número Nodo	Nombre Nodo	LLL la [p.u.]	LLL Ángulo [°]	LLL la [A]	LLL S [MVA]	LT la [p.u.]	LT Ángulo [°]	LT la [A]	LT S [MVA]
1152	GNO - 691	17,66	-86,76	14 779	1 766,3	7,79	-86,99	19 559,0	779,2
1153	GNO - 692	10,45	-88,47	8 746	1 045,3	4,55	-88,59	11 427,0	455,2
12010	APA - 691	9,66	-87,23	8 080	965,7	3,76	-86,34	9 446,0	376,3
12074	GG3 - 692	8,63	-85,61	7 223	863,3	2,96	-84,07	7 436,0	296,2
12073	GG3 - 691	7,54	-83,51	6 305	753,6	2,30	-81,91	5 775,0	230,1
12120	MIN - 691	6,56	-81,6	5 490	656,1	1,82	-80,6	4 578,0	182,4
12091	INC - 691	6,50	-81,44	5 438	649,9	1,80	-80,66	4 506,0	179,5
12092	INC - 692	5,92	-76,55	4 958	592,5	1,26	-80,97	3 170,0	126,3
12078	GG6 - 693	17,02	-86,18	14 239	1 701,7	7,08	-86,33	17 779,0	708,3
12085	GNG - 695	12,68	-82,36	10 606	1 267,6	3,83	-83,31	9 625,0	383,4
12327	CEM - 691	7,98	-78,27	6 675	797,7	1,87	-81,49	4 701,0	187,3
12025	CEM - 69	7,90	-78,08	6 607	789,6	1,85	-81,41	4 639,0	184,8

Continuación de la tabla XXII.

428	GNG - 6951	-	-	-	-	-	-	-	-
426	ICT - 691	-	-	-	-	-	-	-	-
427	ICT - 692	-	-	-	-	-	-	-	-
12133	NOR - 69	7,68	-77,62	6 423	767,6	1,79	-81,21	4482,0	178,5
12134	NOR - 691	7,45	-77,47	6 238	745,5	1,72	-80,99	4309,0	171,6
12532	NOR - 13	1,09	-51,14	4 540	108,5	0,37	-49,69	4638,0	37,0
12200	ZAP - 692	6,77	-76,9	5 667	677,2	1,51	-80,99	3795,0	151,2
12198	ZAP - 69	6,17	-72,34	5 159	616,6	1,38	-78,97	3457,0	137,7
12011	APA - 692	9,64	-87,14	8 067	964,1	3,74	-86,99	9393,0	374,2
12009	APA - 69	8,77	-85,67	7 334	876,5	3,04	-85,62	7620,0	303,6
12504	APA - 13	1,40	-85,73	5 839	139,6	0,49	-85,73	6108,0	48,7
12071	GG2 - 693	8,67	-85,63	7 257	867,3	2,99	-84,64	7499,0	298,7
12070	GG2 - 692	7,55	-83,5	6 319	755,3	2,31	-82,21	5797,0	230,9
12132	LNI - 69	7,43	-83,34	6 216	742,9	2,24	-81,74	5626,0	224,1
12524	LNI - 13	1,35	-84,51	5 647	135,0	0,47	-84,59	5957,0	47,5
12069	GG2 - 691	7,30	-83,02	6 107	729,9	2,18	-81,75	5463,0	217,6
12021	BAZ - 69D	6,87	-82,2	5 750	687,2	1,97	-81,06	4937,0	196,7
12020	BZA - 69	6,67	-80,38	5 579	666,7	1,89	-80,12	4733,0	188,6
<b>Incremento</b>									
Número Nodo	Nombre Nodo	LLL la [p.u.]	LLL Ángulo [°]	LLL la [A]	LLL S [MVA]	LT la [p.u.]	LT Ángulo [°]	LT la [A]	LT S [MVA]
1152	GNO - 691	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1153	GNO - 692	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12010	APA - 691	0,1	-0,2	100,0	11,9	0,1	-0,4	265,0	10,6
12074	GG3 - 692	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
12073	GG3 - 691	0,4	-1,8	331,0	39,6	0,2	-1,5	495,0	19,7
12120	MIN - 691	0,1	-0,8	56,0	6,6	0,0	-0,5	46,0	1,8
12091	INC - 691	0,0	-0,7	39,0	4,7	0,0	-0,5	24,0	1,0
12092	INC - 692	-0,1	-1,2	-124,0	-14,8	0,0	1,0	-110,0	-4,4
12078	GG6 - 693	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12085	GNG - 695	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12327	CEM - 691	-0,3	-1,6	-228,0	-27,3	-0,1	1,5	-237,0	-9,4
12025	CEM - 69	-0,1	-2,0	-96,0	-11,4	0,0	1,3	-117,0	-4,7
428	GNG - 6951	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
426	ICT - 691	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
427	ICT - 692	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
12133	NOR - 69	-0,3	-1,5	-210,0	-25,1	-0,1	1,4	-216,0	-8,6
12134	NOR - 691	-0,2	-1,5	-198,0	-23,6	-0,1	1,4	-201,0	-8,0
12532	NOR - 13	0,0	-0,3	-13,0	-0,3	0,0	-0,2	-8,0	-0,1
12200	ZAP - 692	-0,2	-1,4	-162,0	-19,4	-0,1	1,2	-156,0	-6,2
12198	ZAP - 69	-0,2	-1,4	-125,0	-15,0	-0,1	1,0	-132,0	-5,3
12011	APA - 692	0,1	-0,3	104,0	12,4	0,1	-0,2	279,0	11,1
12009	APA - 69	0,1	-0,2	87,0	10,3	0,1	-0,1	183,0	7,3
12504	APA - 13	0,0	0,0	12,0	0,3	0,0	0,0	8,0	0,1
12071	GG2 - 693	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
12070	GG2 - 692	0,4	-1,8	311,0	37,1	0,2	-1,2	462,0	18,4
12132	LNI - 69	0,4	-1,7	322,0	38,5	0,2	-1,5	470,0	18,7
12524	LNI - 13	0,0	-0,3	52,0	1,3	0,0	-0,2	39,0	0,3
12069	GG2 - 691	0,3	-1,5	236,0	28,2	0,1	-0,9	324,0	12,9
12021	BAZ - 69D	0,1	-1,1	123,0	14,7	0,1	-0,6	140,0	5,6
12020	BZA - 69	0,1	-1,0	119,0	14,2	0,1	-0,6	130,0	5,1

Fuente: elaboración propia, empleando NEPLAN, versión 5.57.

### 4.3.2. Resultados de época húmeda

La tabla XXIII, muestra los resultados de los niveles de cortocircuito en las barras del área de influencia, en donde se puede observar que la inclusión del proyecto no tiene ninguna repercusión negativa en los niveles máximos de cortocircuito en las barras monitoreadas. Estos niveles de cortocircuito en la red de 69 kV son menores a los niveles que se tienen en los interruptores de las subestaciones eléctricas del área, 31,5 kA.

En resumen, la inclusión del proyecto no presenta niveles de cortocircuito por encima de la capacidad de la red durante la época húmeda.

Tabla XXIII. Niveles de corriente de cortocircuito, época húmeda

Caso Proyecto									
Número Nodo	Nombre Nodo	LLL la [p.u.]	LLL Ángulo [°]	LLL la [A]	LLL S [MVA]	LT la [p.u.]	LT Ángulo [°]	LT la [A]	LT S [MVA]
1152	GNO - 691	17,62	-86,8	147,40	1 761,7	7,77	-87,03	19 516,0	777,5
1153	GNO - 692	10,43	-88,5	87,25	1 042,8	4,54	-88,62	11 404,0	454,3
12010	APA - 691	9,75	-87,49	81,62	975,5	3,86	-86,73	96 95,0	386,2
12074	GG3 - 692	-	-	-	-	-	-	-	-
12073	GG3 - 691	7,92	-85,3	66,25	791,7	2,50	-83,44	6 264,0	249,5
12120	MIN - 691	6,62	-82,41	55,38	661,8	1,84	-81,15	4 621,0	184,1
12091	INC - 691	6,54	-82,2	54,69	653,6	1,80	-81,17	4 527,0	180,3
12092	INC - 692	5,77	-77,79	48,30	577,2	1,22	-79,97	3 059,0	121,9
12078	GG6 - 693	16,97	-86,23	142,03	1 697,4	7,07	-86,37	17 744,0	706,9
12085	GNG - 695	12,65	-82,4	105,87	1 265,3	3,83	-83,33	9 615,0	383,0
12327	CEM - 691	7,70	-79,86	64,40	769,6	1,78	-80,01	4 462,0	177,8
12025	CEM - 69	7,77	-80,07	65,04	777,3	1,80	-80,07	4 519,0	180,0
428	GNG - 6951	11,45	-81,82	95,81	1 145,1	3,22	-82,36	8 091,0	322,3
426	ICT - 691	9,38	-87,09	78,46	937,7	3,52	-86,09	8 843,0	352,3
427	ICT - 692	12,02	-82,1	100,59	1 202,2	3,50	-82,8	8 788,0	350,1
12133	NOR - 69	7,42	-79,18	62,07	741,8	1,70	-79,81	4 264,0	169,9
12134	NOR - 691	7,21	-78,99	60,34	721,1	1,64	-79,64	4 107,0	163,6
12532	NOR - 13	1,08	-51,49	45,27	108,2	0,37	-49,93	4 630,0	36,9
12200	ZAP - 692	6,57	-78,3	55,00	657,3	1,45	-79,8	3 637,0	144,9
12198	ZAP - 69	6,01	-73,74	50,30	601,1	1,32	-77,96	3 324,0	132,4
12011	APA - 692	9,74	-87,43	81,53	974,4	3,85	-87,18	9 656,0	384,7
12009	APA - 69	8,85	-85,92	74,06	885,1	3,10	-85,74	7 792,0	310,4
12504	APA - 13	1,40	-85,77	58,49	139,8	0,49	-85,76	6 115,0	48,7
12071	GG2 - 693	-	-	-	-	-	-	-	-
12070	GG2 - 692	7,91	-85,28	66,18	790,9	2,49	-83,43	6 252,0	249,1
12132	LNI - 69	7,80	-85,1	65,27	780,1	2,43	-83,22	6 090,0	242,6
12524	LNI - 13	1,36	-84,83	56,98	136,2	0,48	-84,82	5 995,0	47,8

Continuación de la tabla XXIII.

12069	GG2 - 691	7,57	-84,53	63,32	756,8	2,30	-82,71	5 781,0	230,3
12021	BAZ - 69D	7,01	-83,3	58,64	700,8	2,02	-81,69	5 073,0	202,1
12020	BZA - 69	6,80	-81,41	56,89	679,9	1,94	-80,7	4 859,0	193,6
<b>Caso Base</b>									
Número Nodo	Nombre Nodo	LLL la [p.u.]	LLL Ángulo [°]	LLL la [A]	LLL S [MVA]	LT la [p.u.]	LT Ángulo [°]	LT la [A]	LT S [MVA]
1152	GNO - 691	17,62	-86,8	14 740	1 761,7	7,77	-87,03	19 516,0	777,5
1153	GNO - 692	10,43	-88,5	8 725	1 042,8	4,54	-88,62	11 404,0	454,3
12010	APA - 691	9,64	-87,26	8 063	963,6	3,76	-86,37	9 430,0	375,7
12074	GG3 - 692	8,62	-85,65	7 209	861,6	2,96	-84,09	7 426,0	295,8
12073	GG3 - 691	7,52	-83,54	6 295	752,3	2,30	-81,93	5 769,0	229,8
12120	MIN - 691	6,55	-81,63	5 482	655,2	1,82	-80,62	4 574,0	182,2
12091	INC - 691	6,49	-81,47	5 430	649,0	1,79	-80,68	4 502,0	179,4
12092	INC - 692	5,92	-76,58	4 954	592,0	1,26	-80,98	3 169,0	126,2
12078	GG6 - 693	16,97	-86,23	14 203	1 697,4	7,07	-86,37	17 744,0	706,9
12085	GNG - 695	12,65	-82,4	10 587	1 265,3	3,83	-83,33	9 615,0	383,0
12327	CEM - 691	7,97	-78,3	6 668	796,9	1,87	-81,5	4 698,0	187,2
12025	CEM - 69	7,89	-78,11	6 599	788,7	1,85	-81,42	4 637,0	184,7
428	GNG - 6951	-	-	-	-	-	-	-	-
426	ICT - 691	-	-	-	-	-	-	-	-
427	ICT - 692	-	-	-	-	-	-	-	-
12133	NOR - 69	7,67	-77,65	6 416	766,8	1,78	-81,22	4 480,0	178,5
12134	NOR - 691	7,45	-77,5	6 231	744,7	1,72	-81	4 307,0	171,6
12532	NOR - 13	1,08	-51,14	4 539	108,5	0,37	-49,69	4 638,0	37,0
12200	ZAP - 692	6,77	-76,93	5 661	676,6	1,51	-81	3 793,0	151,1
12198	ZAP - 69	6,16	-72,37	5 155	616,1	1,38	-78,98	3 456,0	137,7
12011	APA - 692	9,62	-87,17	8 050	962,0	3,74	-87,02	9 378,0	373,6
12009	APA - 69	8,75	-85,7	7 320	874,8	3,03	-85,64	7 610,0	303,2
12504	APA - 13	1,40	-85,74	5 837	139,5	0,49	-85,74	6 107,0	48,7
12071	GG2 - 693	8,66	-85,66	7 243	865,6	2,98	-84,66	7 489,0	298,3
12070	GG2 - 692	7,54	-83,53	6 309	754,0	2,31	-82,23	5 791,0	230,7
12132	LNI - 69	7,42	-83,38	6 206	741,7	2,24	-81,76	5 621,0	223,9
12524	LNI - 13	1,35	-84,51	5 645	134,9	0,47	-84,59	5 956,0	47,5
12069	GG2 - 691	7,29	-83,05	6 097	728,7	2,17	-81,77	5 458,0	217,4
12021	BAZ - 69D	6,86	-82,23	5 741	686,2	1,97	-81,08	4 933,0	196,5
12020	BZA - 69	6,66	-80,41	5 571	665,8	1,88	-80,14	4 730,0	188,4
<b>Incremento</b>									
Número Nodo	Nombre Nodo	LLL la [p.u.]	LLL Ángulo [°]	LLL la [A]	LLL S [MVA]	LT la [p.u.]	LT Ángulo [°]	LT la [A]	LT S [MVA]
1152	GNO - 691	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
1153	GNO - 692	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12010	APA - 691	0,1	-0,2	99,0	11,9	0,1	-0,4	265,0	10,5
12074	GG3 - 692	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
12073	GG3 - 691	0,4	-1,8	330,0	39,4	0,2	-1,5	495,0	19,7
12120	MIN - 691	0,1	-0,8	56,0	6,6	0,0	-0,5	47,0	1,8
12091	INC - 691	0,0	-0,7	39,0	4,7	0,0	-0,5	25,0	1,0
12092	INC - 692	-0,1	-1,2	-124,0	-14,8	0,0	1,0	-110,0	-4,4
12078	GG6 - 693	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12085	GNG - 695	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
12327	CEM - 691	-0,3	-1,6	-228,0	-27,2	-0,1	1,5	-236,0	-9,4
12025	CEM - 69	-0,1	-2,0	-95,0	-11,4	0,0	1,4	-118,0	-4,7
428	GNG - 6951	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
426	ICT - 691	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

Continuación de la tabla XXIII.

427	ICT - 692	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
12133	NOR - 69	-0,3	-1,5	-209,0	-25,0	-0,1	1,4	-216,0	-8,6
12134	NOR - 691	-0,2	-1,5	-197,0	-23,6	-0,1	1,4	-200,0	-8,0
12532	NOR - 13	0,0	-0,4	-12,0	-0,3	0,0	-0,2	-8,0	-0,1
12200	ZAP - 692	-0,2	-1,4	-161,0	-19,3	-0,1	1,2	-156,0	-6,2
12198	ZAP - 69	-0,1	-1,4	-125,0	-15,0	-0,1	1,0	-132,0	-5,3
12011	APA - 692	0,1	-0,3	103,0	12,3	0,1	-0,2	278,0	11,1
12009	APA - 69	0,1	-0,2	86,0	10,3	0,1	-0,1	182,0	7,3
12504	APA - 13	0,0	0,0	12,0	0,3	0,0	0,0	8,0	0,1
12071	GG2 - 693	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
12070	GG2 - 692	0,4	-1,8	309,0	37,0	0,2	-1,2	461,0	18,4
12132	LNI - 69	0,4	-1,7	321,0	38,4	0,2	-1,5	469,0	18,7
12524	LNI - 13	0,0	-0,3	53,0	1,3	0,0	-0,2	39,0	0,3
12069	GG2 - 691	0,3	-1,5	235,0	28,1	0,1	-0,9	323,0	12,9
12021	BAZ - 69D	0,1	-1,1	123,0	14,6	0,1	-0,6	140,0	5,6
12020	BZA - 69	0,1	-1,0	118,0	14,1	0,1	-0,6	129,0	5,1

Fuente: elaboración propia, empleando NEPLAN, versión 5.57.

#### 4.4. Resultados de contingencias

A continuación, se presentan los resultados de las contingencias definidas para el presente trabajo de graduación.

- Contingencia 1 (CONTG1): disparo de la línea Guatemala Norte – Guatemala 2.
- Contingencia 2 (CONTG2): disparo de la línea Guatemala Norte – Guatemala 3.
- Contingencia 3 (CONTG3): disparo de la línea Guatemala Norte – Guatemala 6.

##### 4.4.1. Resultados contingencia 1

Los cuadros que muestran los resultados de flujo de carga de la contingencia 1, se presentan en los anexos de este informe.

#### **4.4.1.1. Resultados contingencia 1 época seca**

En las condiciones actuales, caso sin proyecto (CB), la contingencia no es superada, la salida de la línea Guatemala Norte – Guatemala 2, provoca que la carga transportada por esta línea en mención, sea trasladada a través de la línea Guatemala Norte – Guatemala 3, como resultado esta línea estaría operando por arriba de su límite, para las horas de demanda máxima, demanda media y demanda mínima.

En las condiciones en las que entra en operación el proyecto propuesto en este trabajo de graduación, la contingencia es superada, debido a que ambas líneas se conectan a la barra 1 de la subestación eléctrica de maniobras Incinate, derivado de esto la línea Guatemala Norte – Guatemala 3 estará transportando toda la carga y estará operando por debajo de su límite, la línea Guatemala Norte – Guatemala 2 estará alimentando a las subestaciones eléctricas en su recorrido, partiendo desde la subestación eléctrica de maniobras Incinate, esto para los horarios de demanda máxima, demanda media y demanda mínima.

Los resultados que se muestran en el apéndice en la tabla líneas MW es CONTG1, en lo que respecta a la potencia activa, pérdidas de potencia activa y factor de utilización, de las líneas monitoreadas en el área de influencia.

Los resultados que se muestran en el apéndice en la tabla líneas MVAR es CONTG1, en lo que respecta a la potencia reactiva y pérdidas de potencia activa de las líneas monitoreadas en el área de influencia.

Los resultados que se muestran en el apéndice en la tabla barras eS CONTG1, en lo que respecta a los niveles de voltaje (pu) de las barras monitoreadas en el área de influencia.

Los resultados que se muestran en el apéndice en la tabla transformadores es CONTG1, en lo que respecta a la potencia activa, potencia reactiva y factor de utilización, de los transformadores monitoreados en el área de influencia

#### **4.4.1.2. Resultados contingencia 1 época húmeda**

En las condiciones actuales, caso sin proyecto (CB), la contingencia no es superada, la salida de la línea Guatemala Norte – Guatemala 2, provoca que la carga transportada por esta línea en mención, sea trasladada a través de la línea Guatemala Norte – Guatemala 3, como resultado esta línea estaría operando por arriba de su límite, para las horas de demanda máxima, demanda media y demanda mínima.

En las condiciones en las que entra en operación el proyecto propuesto en este trabajo de graduación, la contingencia es superada, debido a que ambas líneas se conectan a la barra 1 de la subestación eléctrica de maniobras Incinate, derivado de esto la línea Guatemala Norte – Guatemala 3 estará transportando toda la carga y estará operando por debajo de su límite, la línea Guatemala Norte – Guatemala 2 estará alimentando a las subestaciones eléctricas en su recorrido, partiendo desde la subestación eléctrica de maniobras Incinate, esto para los horarios de demanda máxima, demanda media y demanda mínima.

Los resultados que se muestran en el apéndice en la tabla líneas MW EH CONTG1, en lo que respecta a la potencia activa, pérdidas de potencia activa y factor de utilización de las líneas monitoreadas en el área de influencia.

Los resultados que se muestran en el apéndice en la tabla líneas MVAR EH CONTG1, en lo que respecta a la potencia reactiva y pérdidas de potencia activa de las líneas monitoreadas en el área de influencia.

Los resultados que se muestran en el apéndice en la tabla barras EH CONTG1, en lo que respecta a los niveles de voltaje (pu) de las barras monitoreadas en el área de influencia.

Los resultados que se muestran en el apéndice en la tabla transformadores EH CONTG1, en lo que respecta a la potencia activa, potencia reactiva y factor de utilización, de los transformadores monitoreados en el área de influencia.

#### **4.4.2. Resultados contingencia 2**

Los cuadros que muestran los resultados de flujo de carga de la contingencia 2, se presentan en los anexos de este informe.

##### **4.4.2.1. Resultados contingencia 2 época seca**

En las condiciones actuales, caso sin proyecto (CB), la contingencia no es superada, la salida de la línea Guatemala Norte – Guatemala 3, provoca que la carga transportada por esta línea en mención, sea trasladada a través de la línea Guatemala Norte – Guatemala 2, como resultado esta línea estaría

operando por arriba de su límite, para las horas de demanda máxima, demanda media y demanda mínima.

En las condiciones en las que entra en operación el proyecto propuesto en este trabajo de graduación, la contingencia es superada, debido a que ambas líneas se conectan a la barra 1 de la subestación eléctrica de maniobras Incinate, derivado de esto la línea Guatemala Norte – Guatemala 2 estará transportando toda la carga y estará operando por debajo de su límite, la línea Guatemala Norte – Guatemala 3 estará alimentando a las subestaciones eléctricas en su recorrido, partiendo desde la subestación eléctrica de maniobras Incinate, esto para los horarios de demanda máxima, media y mínima.

Los resultados que se muestran en el apéndice en la tabla líneas MW es CONTG2, en lo que respecta a la potencia activa, pérdidas de potencia activa y factor de utilización de las líneas monitoreadas en el área de influencia.

Los resultados que se muestran en el apéndice en la tabla líneas MVAR es CONTG2, en lo que respecta a la potencia reactiva y pérdidas de potencia activa de las líneas monitoreadas en el área de influencia.

Los resultados que se muestran en el apéndice en la tabla barras es CONTG2, en lo que respecta a los niveles de voltaje (pu) de las barras monitoreadas en el área de influencia.

Los resultados que se muestran en el apéndice en la tabla transformadores es CONTG2, en lo que respecta a la potencia activa, potencia reactiva y factor de utilización, de los transformadores monitoreados en el área de influencia.

#### **4.4.2.2. Resultados contingencia 2 época húmeda**

En las condiciones actuales, caso sin proyecto (CB), la contingencia no es superada, la salida de la línea Guatemala Norte – Guatemala 3, provoca que la carga transportada por esta línea en mención, sea trasladada a través de la línea Guatemala Norte – Guatemala 2, como resultado esta línea estaría operando por arriba de su límite, para las horas de demanda máxima, demanda media y demanda mínima.

En las condiciones en las que entra en operación el proyecto propuesto en este trabajo de graduación, la contingencia es superada, debido a que ambas líneas se conectan a la barra 1 de la subestación eléctrica de maniobras Incinate, derivado de esto la línea Guatemala Norte – Guatemala 2 estará transportando toda la carga y estará operando por debajo de su límite, la línea Guatemala Norte – Guatemala 3 estará alimentando a las subestaciones eléctricas en su recorrido, partiendo desde la subestación eléctrica de maniobras Incinate, esto para los horarios de demanda máxima, media y mínima.

Los resultados que se muestran en el apéndice en la tabla líneas MW EH CONTG2, en lo que respecta a la potencia activa, pérdidas de potencia activa y factor de utilización, de las líneas monitoreadas en el área de influencia.

Los resultados que se muestran en el apéndice en la tabla líneas MVAR EH CONTG2, en lo que respecta a la potencia reactiva y pérdidas de potencia activa de las líneas monitoreadas en el área de influencia.

Los resultados que se muestran en el apéndice en la tabla barras EH CONTG2, en lo que respecta a los niveles de voltaje (pu) de las barras monitoreadas en el área de influencia.

Los resultados que se muestran en el apéndice en la tabla transformadores EH CONTG2, en lo que respecta a la potencia activa, potencia reactiva y factor de utilización, de los transformadores monitoreados en el área de influencia.

#### **4.4.3. Resultados contingencia 3**

Los cuadros que muestran los resultados de flujo de carga de la contingencia 1, se presentan en los anexos de este informe.

##### **4.4.3.1. Resultados contingencia 3 época seca**

En las condiciones actuales, caso sin proyecto (CB), la contingencia no es superada, la salida de la línea Guatemala Norte – Guatemala 6, provoca se pierda toda la carga transportada por la línea en mención, para las horas de demanda máxima, media y mínima.

En las condiciones en las que entra en operación el proyecto propuesto en este trabajo de graduación, la contingencia es superada, debido a que en la subestación eléctrica de maniobras Incinate, se cierra el enlace entre las barras y las líneas Guatemala Norte – Guatemala 2 y Guatemala Norte – Guatemala 3, se reparten la carga de la línea Guatemala Norte - Guatemala 6, cabe mencionar que estas líneas en estas condiciones operan por debajo de su límite y la línea Guatemala Norte – Guatemala 6 estará alimentando a las

subestaciones eléctricas en su recorrido, partiendo desde la subestación eléctrica de maniobras incinate.

Los resultados que se muestran en el apéndice en la tabla líneas MW ES CONTG3, en lo que respecta a la potencia activa, pérdidas de potencia activa y factor de utilización de las líneas monitoreadas en el área de influencia.

Los resultados que se muestran en el apéndice en la tabla líneas MVAR ES CONTG3, en lo que respecta a la potencia reactiva y pérdidas de potencia activa de las líneas monitoreadas en el área de influencia.

Los resultados que se muestran en el apéndice en la tabla barras ES CONTG3, en lo que respecta a los niveles de voltaje (pu) de las barras monitoreadas en el área de influencia.

Los resultados que se muestran en el apéndice en la tabla transformadores ES CONTG3, en lo que respecta a la potencia activa, potencia reactiva y factor de utilización de los transformadores monitoreados en el área de influencia.

#### **4.4.3.2. Resultados contingencia 3 época húmeda**

En las condiciones actuales, caso sin proyecto (CB), la contingencia no es superada, la salida de la línea Guatemala Norte – Guatemala 6, provoca se pierda toda la carga transportada por la línea en mención, para las horas de demanda máxima, media y mínima.

En las condiciones en las que entra en operación el proyecto propuesto en este trabajo de graduación, la contingencia es superada, debido a que en la

subestación eléctrica de maniobras Incinate, se cierra el enlace entre las barras y las líneas Guatemala Norte – Guatemala 2 y Guatemala Norte – Guatemala 3, se reparten la carga de la línea Guatemala Norte - Guatemala 6, cabe mencionar que estas líneas en estas condiciones operan por debajo de su límite y la línea Guatemala Norte – Guatemala 6 estará alimentando a las subestaciones eléctricas en su recorrido, partiendo desde la subestación eléctrica de maniobras Incinate.

Los resultados que se muestran en el apéndice en la tabla líneas MW EH CONTG3 en lo que respecta a la potencia activa, pérdidas de potencia activa y factor de utilización de las líneas monitoreadas en el área de influencia.

Los resultados que se muestran en el apéndice en la tabla líneas MVAR EH CONTG3, en lo que respecta a la potencia reactiva y pérdidas de potencia activa de las líneas monitoreadas en el área de influencia.

Los resultados que se muestran en el apéndice en la tabla barras EH CONTG3, en lo que respecta a los niveles de voltaje (pu) de las barras monitoreadas en el área de influencia.

Los resultados que se muestran en el apéndice en la tabla transformadores EH CONTG3, en lo que respecta a la potencia activa, potencia reactiva y factor de utilización de los transformadores monitoreados en el área de influencia

#### 4.5. Evaluación del efecto en la calidad del servicio

Con la inclusión de la subestación eléctrica de maniobras Incinate en 69 kV, pudo observarse en los resultados mostrados que se mejora la regulación de voltaje en el área de influencia del proyecto.

Además, se garantiza la continuidad del servicio, debido a que aún en condiciones de contingencia (salida de una línea), no se pierde la carga transportada por las líneas de transmisión del área de influencia, esto debido a la configuración de operación que se propone en dicho proyecto, también es aplicable para trabajos de mantenimiento, en donde deben de realizarse traslados de carga, pues como ya se indicó la configuración utilizada para el proyecto y la de las líneas en su trayecto permiten que las condiciones del suministro de servicio eléctrico no sufran interrupciones, como ha sido en años anteriores, tal como se describe en la tabla XXIV, en donde puede verse las interrupciones de estas líneas durante los últimos cinco años, motivo por el cual se propone la inclusión del proyecto en el presente trabajo de graduación.

Tabla XXIV. **Conteo de salidas de operación de las líneas de transmisión en el área de influencia**

<b>Línea de transmisión</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
Guatemala Norte - Guatemala 2	10	5	4	11	2
Guatemala Norte - Guatemala 3	12	4	8	8	3
Guatemala Norte - Guatemala 6	3	3	7	16	2

Fuente: Unidad de Calidad del Servicio EEGSA

Con la inclusión del proyecto se pretende que cuando surja una contingencia o un mantenimiento, ya sea mantenimiento emergente o

mantenimiento programado, el servicio no sufra ninguna interrupción, por la tanto la calidad del servicio no será afectada.

## **5. ESTUDIO ECONÓMICO FINANCIERO**

En el capítulo anterior se simularon los escenarios para la nueva subestación eléctrica de maniobras Incinate en 69 kV, en el área Noroeste del Municipio de Guatemala, con lo cual se realizó la evaluación técnica de la implementación de la subestación eléctrica de maniobras.

Uno de los objetivos del presente trabajo de graduación es determinar la factibilidad de la implementación de dicha subestación eléctrica de maniobras, por lo que en este capítulo se describen los factores principales que son considerados en un análisis económico para este tipo de proyectos

### **5.1. Evaluación económica**

La evaluación económica de un proyecto consiste en determinar si este es o no realizable. Esto se determina mediante el análisis de las diferentes variables que intervienen en su implementación. La evaluación se realiza mediante métodos de valoración de inversiones, dentro los cuales se pueden mencionar los siguientes:

- Valor actual neto (VAN)
- Tasa interna de retorno (TIR)
- Relación beneficio – costo (B/C)

Estos métodos mencionados anteriormente, proporcionan datos concretos, con los cuales analistas e inversionistas conocen los riesgos que representa realizar el proyecto en cuestión y tomar la decisión correcta.

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

Con este método se hace una evaluación de los ingresos y egresos de un proyecto en igualdad de condiciones; quiere decir, que tanto unos como otros se trasladan del futuro hacia el año cero, se actualizan por medio de tasas y luego se procede a realizar una suma algebraica, teniendo signo positivo los ingresos y signo negativo los egresos.

Al momento de realizar la evaluación, si esta arroja un resultado negativo, significa que el proyecto no es factible; caso contrario, si el resultado es positivo, significa que el proyecto es factible. Es poco probable que el resultado sea cero, en este caso el proyecto se toma como bueno.

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

La tasa interna de retorno de una inversión, es la media geométrica de los rendimientos futuros que se esperan obtener con dicha inversión. Esta se utiliza como indicador de la rentabilidad al realizar la evaluación del proyecto, es decir, a mayor TIR, se tiene una mayor rentabilidad debido a que el valor que se obtiene, este se indica en porcentaje y corresponde al punto donde el valor actual neto (VAN) es igual a cero.

El resultado que se obtiene es comparado con las tasas de interés del mercado para obtener un punto de referencia que permita determinar si el proyecto es bueno o malo, desde el punto de vista de los inversionistas.

El cálculo de la tasa interna de retorno (TIR) se realiza mediante una interpolación, tomando en cuenta los valores del valor actual neto (VAN) en donde se produce un cambio de signo.

### 5.1.3. Relación beneficio – costo (B/C)

Es la relación entre el valor presente de todos los ingresos del proyecto sobre el valor presente de todos los egresos del mismo, cuyo objetivo es determinar cuáles son los beneficios por cada quetzal que se invierte en el proyecto.

$$\frac{B}{C} = \frac{\text{valor presente de ingresos}}{\text{valor presente de egresos}}$$

El análisis de la relación beneficio – costo (B/C), es importante dentro del ámbito de la teoría de la decisión. Con este se pretende determinar la conveniencia del proyecto mediante la enumeración y valoración posterior en términos monetarios de todos los costos y beneficios derivados de dicho proyecto, ya sea directa como indirectamente. Este método es aplicado a obras sociales, proyectos colectivos o individuales, empresas privadas, planes de negocios, entre otros, presta atención a la importancia y cuantificación de sus consecuencias sociales o económicas.

Este criterio de evaluación beneficio/costo (B/C), es el índice de utilización frecuente en estudios de grandes proyectos públicos de inversión; para lo cual se hace la siguiente interpretación de los resultados que pueden obtenerse:

- B/C > 1: indica que los beneficios son mayores que los costos, por lo que el proyecto es económicamente factible.
- B/C = 1: indica que los beneficios son iguales a los costos, por lo que existen ganancias.

- B/C < 1: indica que los costos son mayores a los beneficios, por lo que el proyecto no es económicamente factible.

## 5.2. Costos de inversión

Los costos comprenden el costo de la obra civil, los interruptores de potencia, materiales y los accesorios para su instalación, así como la mano de obra.

### 5.2.1. Nueva subestación eléctrica de maniobras Incinate 69 kV

En la tabla XXV, se presenta un resumen de los trabajos que se deben de realizar (detallados en el capítulo 3) y los costos asociados a los mismos, así como el costo total para poder implementar la nueva subestación eléctrica de maniobras Incinate 69 kV en configuración doble barra.

Tabla XXV. **Costos de inversión para la implementación de la nueva subestación eléctrica de maniobras Incinate 69 kV**

Equipo	Cantidad	Costo Dolares	Costo Total
Entrada de Línea 69 kV	5	\$ 246 525,42	\$ 986 101,68
Salída de Línea 69 kV	3	\$ 246 525,42	\$ 986 101,68
Infraestructura Básica 69 kV	1	\$ 411 383,55	\$ 411 383,55
Campo de Acoplamiento 69 kV	1	\$ 457 577,03	\$ 457 577,03
Costruccion de Línea Flint por km.	14,07	\$ 97 268,12	\$ 1 368 570,78
<b>Total sin IVA</b>			<b>\$ 4 209 734,72</b>

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

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

El costo total de la inversión sin impuesto al valor agregado (IVA), para la nueva subestación eléctrica de maniobras Incinate 69 kV, es \$ 4 209 734,72; tomando como valor para el tipo de cambio del dólar el valor Q 7,77 por \$1 y agregando el impuesto al valor agregado (IVA), el costo total de la inversión es de Q 36 616 454,44.

#### **5.3.1. Costos de operación**

Estos costos involucran la parte operativa (conexión y desconexión de los elementos de maniobra) en el centro de control, esto se aplica para las líneas de transmisión, como también para las subestaciones de transformación, y de maniobras que operan en la red de transmisión, esto significa que se considera como costo de operación los costos asociados de personal, materiales y transporte, que son necesarios para que la red opere de manera confiable.

#### **5.3.2. Costos de mantenimiento**

Como costos de mantenimiento, se consideran los costos que, al realizar mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo en las instalaciones y equipos de la red de transporte, incluyendo los equipos del centro de control, pago de mano de obra calificada, personal supervisor, los materiales, repuestos, equipos, las herramientas y vehículos, que son necesarios para realizar los mantenimientos.

La supervisión del mantenimiento de subestaciones eléctricas, líneas de transmisión y centro de control es ejecutada por personal propio de la empresa y los trabajos son ejecutados por terceros, es decir, trabajos contratados. Por lo

tanto, para el cálculo de costos de mantenimiento, se considera lo establecido en el título V, capítulo IV, artículo 55 del Reglamento de la Ley General de Electricidad (LGE), sistema de peaje para el servicio de transporte de energía eléctrica (STEE), el cual indica que los costos anuales de operación, mantenimiento y administración, serán como máximo el 3,00 % del costo total de la inversión de un sistema de transmisión económicamente adaptado, considerando el factor de recuperación de capital obtenido con la tasa de actualización establecida por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), de conformidad con la Ley General de Electricidad (LGE) y una vida útil de treinta años.

Los costos de operación y mantenimiento que se describieron, son considerados para la implementación de la nueva subestación eléctrica de maniobras Incinate 69 kV.

#### **5.4. Valoración de los beneficios**

Para valorar los beneficios, se ha considerado el ahorro de pérdidas de potencia y las pérdidas de energía en alta tensión, además, se considera también, evitar los altos costos de la energía no suministrada (ENS) por interrupciones, así como sanciones por faltas al suministro de energía eléctrica que puede producirse en las tres líneas de transmisión monitoreadas en este trabajo de graduación.

Para el cálculo de la energía no suministrada, esta se cuantifica anualmente, por las fallas en las líneas de transporte, en este trabajo de graduación se refiere a las líneas Guatemala Norte – 2, Guatemala Norte – Guatemala 3 y Guatemala Norte – Guatemala 6, se asume un valor constante durante 30 años, para el cálculo realizado en este trabajo de graduación se

utilizó el valor Q 118 678,98, dato proporcionado por la unidad de calidad del servicio.

Estas pérdidas de potencia y energía son valoradas con el precio promedio de compra de la potencia (Q 56,889653 /kW-mes) y el precio medio de la energía en el mercado de oportunidad (Q 0,921581 /kWh), según corresponde.

#### **5.5. Evaluación económica para la implementación de la nueva subestación eléctrica de maniobras Incinate 69 kV**

Con los métodos de evaluación económica que ya fueron descritos, se procede a evaluar económicamente la implementación de la nueva subestación eléctrica de maniobras Incinate 69 kV.

La tabla XXVI muestra la evaluación económica para la implementación de la nueva subestación eléctrica de maniobras Incinate 69 kV.

Tabla XXVI. Evaluación económica para la implementación de la nueva subestación eléctrica de maniobras Incinate 69 kV

EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO SUBESTACIÓN INCINATE										
INFORMACIÓN										
Tasa de crecimiento anual	1.47%									
Tasa de actualización anual de capital	7.00%									
Costo de la potencia	0.92 Q/kW.mes									
Costo de la energía	56.89 Q/kWh									
Ahorro de Pérdidas en AT durante el pico	208 kW									
Ahorro anual de pérdidas de energía	911 MWh									
Costo anual de sanciones por subestación	30 kQ									
Costo anual de mantenimiento	89 kQ									
Costo del proyecto	36,616 kQ									
CALCULOS										
Año	DEMANDA MW	Ahorro de pérdidas de		Ahorro Pérdidas Q.	Energía No Servida MWh	Costo Promedio ENS/Interrupciones Q.	Costo Energía No Servida Miles de Q.	Ahorro Total Costos Q.	Costos en Q de operación y Mantenimiento *	Flujo neto año Q
		Potencia kW	Energía MWh							
2021	45.18	208	911	51,831,188	0	0	0	51,831,188	-36,616	-36,616
2022	45.85	214	938	53,370,246	78	118,679	4,420	53,493,346	-118,524	53,374,822
2023	46.52	221	966	54,955,152	1,085	118,679	61,727	55,135,558	-118,524	55,017,034
2024	47.21	227	995	56,587,123	6,094	118,679	346,684	57,052,487	-118,524	56,933,963
2025	47.90	234	1,024	58,267,558	15,687	118,679	892,420	59,278,658	-118,524	59,160,134
2026	48.61	241	1,055	59,997,896	26,697	118,679	1,518,810	61,635,385	-118,524	61,516,862
2027	49.33	248	1,086	61,779,619	39,200	118,679	2,230,056	64,128,354	-118,524	64,009,831
2028	50.05	255	1,118	63,614,253	52,914	118,679	3,010,250	66,743,182	-118,524	66,624,658
2029	50.79	263	1,151	65,503,369	68,172	118,679	3,878,307	69,500,355	-118,524	69,381,831
2030	51.54	271	1,186	67,448,585	85,663	118,679	4,873,348	72,440,612	-118,524	72,322,088
2031	52.30	279	1,221	69,451,566	105,726	118,679	6,014,721	75,584,966	-118,524	75,466,443
2032	53.07	287	1,257	71,514,029	128,059	118,679	7,285,231	78,917,940	-118,524	78,799,416
2033	53.85	296	1,294	73,637,740	152,052	118,679	8,650,213	82,406,632	-118,524	82,288,109
2034	54.65	304	1,333	75,824,518	178,617	118,679	10,161,472	86,104,668	-118,524	85,986,145
2035	55.45	313	1,372	78,076,234	208,846	118,679	11,881,149	90,076,062	-118,524	89,957,538
2036	56.27	323	1,413	80,394,819	244,971	118,679	13,936,340	94,449,839	-118,524	94,331,315
2037	57.10	332	1,455	82,782,258	285,038	118,679	16,215,717	99,116,654	-118,524	98,998,130
2038	57.94	342	1,498	85,240,595	327,778	118,679	18,647,154	104,006,427	-118,524	103,887,904
2039	58.79	352	1,543	87,771,935	373,520	118,679	21,249,440	109,140,054	-118,524	109,021,530
2040	59.66	363	1,589	90,378,448	422,536	118,679	24,037,924	114,535,051	-118,524	114,416,527
2041	60.54	373	1,636	93,062,365	474,286	118,679	26,981,973	120,163,016	-118,524	120,044,493
2042	61.43	385	1,684	95,825,984	528,964	118,679	30,092,590	126,037,253	-118,524	125,918,729
2043	62.34	396	1,734	98,671,673	587,190	118,679	33,405,034	132,195,386	-118,524	132,076,863
2044	63.26	408	1,786	101,601,869	648,675	118,679	36,902,920	138,623,467	-118,524	138,504,944
2045	64.19	420	1,839	104,619,081	713,393	118,679	40,584,663	145,322,422	-118,524	145,203,899
2046	65.13	432	1,894	107,725,893	781,715	118,679	44,471,487	152,316,059	-118,524	152,197,535
2047	66.09	445	1,950	110,924,967	855,510	118,679	48,669,672	159,713,318	-118,524	159,594,794
2048	67.07	458	2,008	114,219,041	936,596	118,679	53,282,627	167,620,347	-118,524	167,501,824
2049	68.06	472	2,067	117,610,938	1,023,396	118,679	58,220,664	175,950,281	-118,524	175,831,758
2050	69.06	486	2,129	121,103,562	1,115,097	118,679	63,437,501	184,659,743	-118,524	184,541,219
RESULTADOS PARA 30 AÑOS										
VNA (EN MILES DE Q.)	306,450									
RBC	6.35									
TIR	45%									

Fuente: elaboración propia, empleando Microsoft Excel.

## **5.6. Factibilidad económica de la implementación de la nueva subestación eléctrica de maniobras Incinate 69 kV**

Para la realización de la factibilidad económica, se hace una comprobación de los resultados obtenidos con el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR); se compara con el costo de hacer el proyecto con el valor presente del ahorro de pérdidas y se agrega el costo de la energía no suministrada, se debe de considerar que el valor anual del ahorro de pérdidas tiene un crecimiento del 1,47 % anual, esto debido a que su crecimiento es proporcional al cuadrado del crecimiento que tiene la demanda.

Los valores anuales del ahorro de pérdidas son actualizados con una tasa de 7,00 %, durante un periodo de 30 años.

Los cálculos que se presentaron en la tabla XXVI, muestran que al implementar la subestación eléctrica de maniobras Incinate en 69 kV, representa un beneficio neto en valores presentes de Q 306 450 435.21; lo cual indica un valor en la relación beneficio – costo de 6,35 y con una tasa interna de retorno de 45 %, lo que indica que es factible la realización de dicho proyecto.



## CONCLUSIONES

1. Tomando en cuenta los resultados obtenidos al realizar los flujos de carga, las líneas de transmisión conectadas desde la subestación eléctrica de potencia Guatemala Norte hasta la nueva subestación eléctrica de maniobras Incinate, se tiene que la línea Guatemala Norte Guatemala 2, transporta un flujo de potencia de 45,45 MW, la línea Guatemala Norte – Guatemala 3, transporta un flujo de potencia de 41,79 MW, por último la línea Guatemala Norte – Guatemala 6, transporta un flujo de potencia de 27,51 MW, por lo tanto, derivado de la cantidad importante que se transporta por las líneas mencionadas, es de suma importancia contar con la nueva subestación eléctrica de maniobras Incinate; para incrementar la selectividad de fallas, contando con los elementos de protección como los que se incluyen en la nueva Subestación Eléctrica de Maniobras Incinate y que en las condiciones actuales no se cuentan en la red de transmisión en el área de influencia del proyecto.
2. Al analizar la actualidad de la red de transmisión para el área de influencia del proyecto, se concluye que la inclusión de la nueva subestación eléctrica de maniobras Incinate, será de beneficio para la red de transmisión que está constituida por las líneas de transmisión Guatemala Norte – Guatemala 2, Guatemala Norte – Guatemala 3 y Guatemala Norte – Guatemala 6, las cuales parten de la Subestación Eléctrica de Potencia Guatemala Norte hasta llegar a la Subestación Eléctrica de Operación Incienso, las cuales a su paso alimentan a las Subestaciones Eléctricas de Transformación Augusto Palma, Luis

Fernando Nimatuj y Norte, respectivamente, mismas que suministran energía eléctrica en las zonas 25, 18, 6, 2, 1, 3, 7, 8 y 11, así como parte del sector sureste del municipio de Chinautla y parte del sector noreste del municipio de Mixco, con lo cual se incrementará la continuidad del servicio, se mejorará la versatilidad y seguridad operativa de la red en el suministro de energía eléctrica en el área de influencia del proyecto.

3. Al realizar los flujos de carga por medio del software NEPLAN en su versión 5,57, se monitorearon las barras, las líneas de transmisión, los transformadores de las subestaciones eléctricas del área de influencia, el ahorro o incremento de pérdidas, tanto para la época seca, como la época húmeda, para los escenarios de demanda máxima, demanda media y demanda mínima, sin el proyecto y con la inclusión del proyecto. Se pudo constatar con base en los resultados obtenidos en los distintos escenarios, que no se obtuvieron anomalías en las líneas de transmisión y transformadores, en las barras pudo observarse una mejora en el caso de la inclusión del proyecto y finalmente con respecto a las pérdidas pudo apreciarse un ahorro para los tres escenarios demanda, todo esto derivado de la configuración propuesta para el proyecto.
4. Al realizar el análisis de las contingencias, puede observarse que en la contingencia 1, disparo de la línea Guatemala Norte – Guatemala 2 y en la contingencia 2, disparo de la línea Guatemala Norte – Guatemala 3, que en las condiciones actuales no se pierde la carga, sin embargo, las líneas sobrepasan el factor de utilización permitido, caso contrario con la inclusión del proyecto, debido a la configuración propuesta, las líneas operan por debajo de su límite de potencia y factor de utilización permitido.

Para la contingencia 3, disparo de la línea Guatemala Norte – Guatemala 6, en las condiciones actuales, se pierde por completo la carga que transporta la línea Guatemala Norte – Guatemala 6; con la inclusión del proyecto, las líneas Guatemala Norte – Guatemala 2 y Guatemala Norte – Guatemala 3, transportan el flujo de potencia de la línea que se encuentra en falla, esto debido a la configuración propuesta; pudo observarse que estas líneas operan por debajo de su factor de utilización. Por lo tanto, se concluye que la inclusión del proyecto es de gran importancia por los beneficios que aporta a la operación de la red de transmisión en el área de influencia del proyecto.

5. Al realizar la evaluación de la factibilidad técnica y económica del proyecto se concluye que la inclusión del proyecto es factible, debido a que representa un beneficio en valores presentes de Q 306 450 435,21; lo que indica una relación beneficio – costo de 6,35, el flujo neto anual del proyecto presenta una tasa interna de retorno del 45 % y un ahorro de pérdidas de potencia del 16 %. Además, de los beneficios económicos ya descritos, se tiene una mejora en la calidad del servicio, atención al crecimiento de la demanda y seguridad operativa en la red en el área de influencia del proyecto.
6. Con respecto a la calidad del servicio se puede concluir con base en los resultados obtenidos en las corridas de flujo de carga por medio del software Neplan en su versión 5,57, que la inclusión del proyecto mejora la regulación del voltaje en un 2,1 % en el área de influencia del mismo. Se garantiza la continuidad del servicio debido a que el índice de continuidad aumenta un 67 %, lo que quiere decir que las líneas saldrán de operación en situaciones de mantenimiento, lo cual brindara mayor

versatilidad y seguridad operativa, esto derivado de la configuración propuesta para el proyecto.

## RECOMENDACIONES

1. Presentar el informe a la Transportista Eléctrica Centroamérica (TRELEC), con la finalidad de hacer de su conocimiento, los resultados obtenidos en los elementos monitoreados y los beneficios del análisis económico.
2. Implementar el proyecto con la configuración propuesta, debido a que brinda beneficios en la parte técnica, como en la económica, para la red de transmisión y distribución en el área de influencia, así como también permite atender el esperado crecimiento de la demanda.
3. Considerar a futuro la repotenciación de los tramos de las líneas que provienen de la subestación eléctrica de potencia Guatemala Norte, siendo estos Guatemala Norte – Guatemala 2, Guatemala Norte – Guatemala 3 y Guatemala Norte – Guatemala 6; debido a que en la actualidad cuentan con conductor Hawk (477 MCM, ACSR, 66.7 MVA), por conductor Flint (740,8 MCM, AAAC, 80 MVA), esto debido al crecimiento de la demanda a futuro y poder seguir brindando las condiciones operativas propuestas.



## BIBLIOGRAFÍA

1. Administrador del Mercado Mayorista (AMM). *Información acerca de los Generadores, Transportistas, Comercializadores y Distribuidores de Energía Eléctrica*. [en línea]. <<http://www.amm.gob.gt>>. [Consulta: julio de 2020].
2. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Consulta de la tarifa de energía y las Normas Técnicas de Diseño y Operación*. [en línea]. <<http://www.cnee.gob.gt>>. [Consulta: julio de 2020].
3. \_\_\_\_\_. *Compendio de Normas Técnicas emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica*, Guatemala: CNEE, 2007. 126 p.
4. Empresa Eléctrica de Guatemala. *Sistema de información geográfica de la red eléctrica (SIGRE)*. Guatemala: Programa diseñado para información de la red de Transporte y Distribución propiedad de EEGSA. 2016. 45 p.
5. ENRIQUEZ HARPER, Gilberto. *Fundamentos de instalaciones eléctricas de mediana y alta tensión*. 4a ed. México: Limusa, 2007. 533 p.
6. GRAINGER, John; STEVENSON Jr.; William D. *Análisis de sistemas de potencia*. México: McGraw–Hill / Interamericana 1996. 730 p.

7. MARTIN, José Raúl. *Diseño de subestaciones eléctricas*. 2a ed. México: McGraw-Hill, 2000. 570 p.
8. MEJILLA VILLEGAS S.A. *subestaciones de alta y extra alta tensión*. 2a. ed. Colombia: 2003. 1 254 p.
9. Empresa Eléctrica de Guatemala. NEPLAN versión 5.57. *Programa diseñado para analizar flujos de potencia*. Guatemala: EEGSA, 2018. 158 p.
10. RAUL, José M. *Diseño de subestaciones eléctricas*. 2a ed. México: UNAM, Facultad de Ingeniería, 2000. 558 p.
11. STEVENSON, William D. *Sistemas eléctricos de potencia*. Bogotá Colombia: McGraw-Hill, 1975. 125 p.

## APÉNDICES

**Apéndice 1. Resultados de contingencia 1 época seca. Flujos de potencia [MW] y factor de utilización [%] en las líneas**

<b>Demanda Máxima</b>										
Barra		Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 2</b>										
GNO - 692	APA - 692	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 69	APA - 692	-12,43	-12,41	-0,09	0,01	0,01	-13,79	16,78	15,71	-6,81
APA - 692	GG2 - 693	-12,43	-	N/A	0,01	-	N/A	15,76	-	N/A
GG2 - 692	GG2 - 693	12,45	-	N/A	0,02	-	N/A	17,63	-	N/A
APA - 692	ICT - 691	-	-12,42	N/A	-	0,01	N/A	-	13,11	N/A
ICT - 691	GG2 - 692	-	32,29	N/A	-	0,06	N/A	-	34,57	N/A
GG2 - 692	LNI - 69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
GG2 - 691	GG2 - 692	12,46	-32,23	138,65	0,01	0,03	83,73	17,63	43,59	59,55
GG2 - 691	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
BZA - 69D	GG2 - 691	12,47	-32,20	138,72	0,01	0,08	83,66	17,62	43,59	59,58
BZA - 69	BZA - 69D	-0,52	-0,52	0,00	0,00	0,00	0,00	1,91	1,81	-5,52
INC - 692	BZA - 69D	-13,03	31,60	141,22	0,04	0,19	81,71	19,48	45,58	57,26
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 3</b>										
GNO - 692	APA - 691	89,48	87,49	-2,27	0,23	0,21	-8,77	109,26	94,77	-4,29
APA - 691	APA - 69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	GG3 - 692	89,24	-	N/A	0,40	-	N/A	109,26	-	N/A
GG3 - 691	GG3 - 692	-88,84	-	N/A	0,78	-	N/A	122,26	-	N/A
APA - 691	ICT - 692	-	87,28	N/A	-	0,28	N/A	-	93,00	N/A
ICT - 692	GG3 - 692	-	-42,29	N/A	-	0,11	N/A	-	45,40	N/A
GG3 - 692	LNI - 69	12,59	12,59	-0,02	0,00	0,00	0,00	15,46	15,17	-1,91
GG3 - 692	MIN - 691	75,47	29,59	-155,04	1,24	0,18	-579,18	105,00	40,28	-160,68
MIN - 691	INC - 691	74,23	29,41	-152,42	0,42	0,06	-578,49	105,03	40,31	-160,56
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 6</b>										
GNO - 691	GG6 - 693	27,51	27,49	-0,09	0,01	0,01	0,00	34,70	34,63	-0,20
GG6 - 693	GNG - 695	27,51	27,48	-0,09	0,05	0,05	-0,37	34,70	34,63	-0,20
GNG - 695	CEM - 691	27,45	-	N/A	0,12	-	N/A	34,71	-	N/A
GNG - 695	ICT - 692	-	27,43	N/A	-	0,01	N/A	-	28,90	N/A
ICT - 692	GNG - 6951	-	27,42	N/A	-	0,01	N/A	-	28,90	N/A
GNG - 6951	CEM - 69	-	27,41	N/A	-	0,08	N/A	-	28,90	N/A
CEM - 69	CEM - 691	-0,59	26,74	102,22	0,00	0,01	100,00	1,04	47,05	97,79
NOR - 69	CEM - 691	-26,74	-26,73	-0,01	0,02	0,02	-0,52	47,15	47,05	-0,21
NOR - 69	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
NOR - 69	ZAP - 692	18,44	18,44	0,00	0,02	0,02	0,00	23,40	23,36	-0,17
ZAP - 69	ZAP - 692	-4,90	-4,90	0,00	0,00	0,00	0,00	16,90	16,86	-0,24
INC - 692	ZAP - 692	-13,52	-13,52	0,00	0,01	0,01	0,00	17,21	17,18	-0,17

Continuación del apéndice 1.

<b>Demanda Media</b>										
Barra		Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 2</b>										
GNO - 692	APA - 692	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 69	APA - 692	-8,67	-8,67	-0,08	0,00	0,00	-17,24	11,97	11,08	-8,03
APA - 692	GG2 - 693	-8,68	-	N/A	0,00	-	N/A	11,25	-	N/A
GG2 - 692	GG2 - 693	8,68	-	N/A	0,01	-	N/A	12,58	-	N/A
APA - 692	ICT - 691	-	-8,67	N/A	-	0,00	N/A	-	9,24	N/A
ICT - 691	GG2 - 692	-	37,02	N/A	-	0,09	N/A	-	40,70	N/A
GG2 - 692	LNI - 69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
GG2 - 691	GG2 - 692	8,69	-36,93	123,52	0,00	0,05	93,91	12,58	51,33	75,49
GG2 - 691	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
BZA - 69D	GG2 - 691	8,69	-36,89	123,57	0,01	0,11	93,96	12,57	51,33	75,51
BZA - 69	BZA - 69D	-0,78	-0,78	0,00	0,00	0,00	0,00	2,91	2,74	-6,20
INC - 692	BZA - 69D	-9,49	36,00	126,37	0,02	0,27	92,60	14,52	53,44	72,83
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 3</b>										
GNO - 692	APA - 691	92,61	90,32	-2,53	0,27	0,24	-10,69	<b>116,53</b>	94,76	-5,21
APA - 691	APA - 69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	GG3 - 692	92,34	-	N/A	0,46	-	N/A	<b>116,54</b>	-	N/A
GG3 - 691	GG3 - 692	-91,89	-	N/A	0,89	-	N/A	<b>130,40</b>	-	N/A
APA - 691	ICT - 692	-	90,09	N/A	-	0,31	N/A	-	93,31	N/A
ICT - 692	GG3 - 692	-	-44,09	N/A	-	0,12	N/A	-	48,48	N/A
GG3 - 692	LNI - 69	8,80	8,80	-0,02	0,00	0,00	-20,00	10,91	10,67	-2,25
GG3 - 692	MIN - 691	82,20	35,17	-133,76	1,57	0,27	-476,30	<b>118,37</b>	49,30	-140,10
MIN - 691	INC - 691	80,63	34,89	-131,08	0,54	0,09	-475,78	<b>118,41</b>	49,33	-140,04
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 6</b>										
GNO - 691	GG6 - 693	29,96	29,93	-0,10	0,01	0,01	0,00	39,88	39,78	-0,25
GG6 - 693	GNG - 695	29,96	29,92	-0,11	0,07	0,07	-0,42	39,88	39,78	-0,25
GNG - 695	CEM - 691	29,88	-	N/A	0,16	-	N/A	39,88	-	N/A
GNG - 695	ICT - 692	-	29,85	N/A	-	0,01	N/A	-	33,19	N/A
ICT - 692	GNG - 6951	-	29,84	N/A	-	0,01	N/A	-	33,19	N/A
GNG - 6951	CEM - 69	-	29,83	N/A	-	0,11	N/A	-	33,20	N/A
CEM - 69	CEM - 691	-1,36	28,37	104,79	0,00	0,01	100,00	2,52	52,71	95,22
NOR - 69	CEM - 691	-28,36	-28,36	-0,01	0,02	0,02	-0,42	52,84	52,71	-0,25
NOR - 69	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
NOR - 69	ZAP - 692	21,20	21,20	0,00	0,03	0,03	-0,33	28,48	28,42	-0,21
ZAP - 69	ZAP - 692	-5,35	-5,35	0,00	0,01	0,01	0,00	19,55	19,50	-0,26
INC - 692	ZAP - 692	-15,82	-15,82	0,00	0,02	0,02	0,00	21,32	21,27	-0,24

Continuación del apéndice 1.

Demanda Mínima										
Barra		Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 2</b>										
GNO - 692	APA - 692	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 69	APA - 692	-4,74	-4,74	0,00	0,00	0,00	-12,50	6,16	6,02	-2,33
APA - 692	GG2 - 693	-4,74	-	N/A	0,00	-	N/A	5,79	-	N/A
GG2 - 692	GG2 - 693	4,75	-	N/A	0,00	-	N/A	6,47	-	N/A
APA - 692	ICT - 691	-	-4,74	N/A	-	0,00	N/A	-	5,02	N/A
ICT - 691	GG2 - 692	-	15,84	N/A	-	0,02	N/A	-	16,87	N/A
GG2 - 692	LNI - 69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
GG2 - 691	GG2 - 692	4,75	-15,82	130,00	0,00	0,01	91,14	6,47	21,27	69,58
GG2 - 691	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
BZA - 69D	GG2 - 691	4,75	-15,82	130,03	0,00	0,02	90,66	6,47	21,27	69,58
BZA - 69	BZA - 69D	-0,74	-0,74	0,00	0,00	0,00	0,00	2,60	2,55	-1,96
INC - 692	BZA - 69D	-5,49	15,06	136,48	0,01	0,04	86,41	7,92	21,56	63,27
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 3</b>										
GNO - 692	APA - 691	40,60	40,23	-0,93	0,05	0,05	-2,88	48,80	48,12	-1,41
APA - 691	APA - 69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	GG3 - 692	40,55	-	N/A	0,08	-	N/A	48,81	-	N/A
GG3 - 691	GG3 - 692	-40,47	-	N/A	0,16	-	N/A	54,61	-	N/A
APA - 691	ICT - 692	-	40,18	N/A	-	0,06	N/A	-	42,72	N/A
ICT - 692	GG3 - 692	-	-19,54	N/A	-	0,02	N/A	-	20,85	N/A
GG3 - 692	LNI - 69	4,89	4,89	0,00	0,00	0,00	0,00	5,88	5,85	-0,51
GG3 - 692	MIN - 691	35,43	14,63	-142,16	0,26	0,04	-491,32	48,06	19,76	-143,22
MIN - 691	INC - 691	35,17	14,59	-141,11	0,09	0,02	-490,67	48,08	19,78	-143,07
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 6</b>										
GNO - 691	GG6 - 693	16,14	16,13	-0,05	0,00	0,00	0,00	20,47	20,45	-0,10
GG6 - 693	GNG - 695	16,14	16,13	-0,05	0,02	0,02	0,00	20,47	20,45	-0,10
GNG - 695	CEM - 691	16,12	-	N/A	0,04	-	N/A	20,48	-	N/A
GNG - 695	ICT - 692	-	16,11	N/A	-	0,00	N/A	-	17,07	N/A
ICT - 692	GNG - 6951	-	16,11	N/A	-	0,00	N/A	-	17,07	N/A
GNG - 6951	CEM - 69	-	16,11	N/A	-	0,03	N/A	-	17,07	N/A
CEM - 69	CEM - 691	-0,92	15,16	106,04	0,00	0,00	100,00	1,61	26,80	93,99
NOR - 69	CEM - 691	-15,16	-15,16	0,00	0,01	0,01	0,00	26,82	26,80	-0,07
NOR - 69	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
NOR - 69	ZAP - 692	11,73	11,73	0,00	0,01	0,01	0,00	14,94	14,93	-0,07
ZAP - 69	ZAP - 692	-4,06	-4,06	0,00	0,00	0,00	-3,57	14,04	14,03	-0,07
INC - 692	ZAP - 692	-7,66	-7,66	0,00	0,00	0,00	0,00	9,80	9,79	-0,10

Fuente: elaboración propia, empleando NEPLAN, versión 5.57.

Apéndice 2. **Flujos de potencia [MVAR] y pérdidas [MVAR] en las líneas**

Demanda Máxima							
Barra		Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 2</b>							
GNO - 692	APA - 692	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 69	APA - 692	1,34	1,20	-11,81	0,00	-0,01	83,87
APA - 692	GG2 - 693	1,34	-	N/A	0,00	-	N/A
GG2 - 692	GG2 - 693	1,35	-	N/A	0,00	-	N/A
APA - 692	ICT - 691	-	1,19	N/A	-	-0,01	N/A
ICT - 691	GG2 - 692	-	6,35	N/A	-	0,21	N/A
GG2 - 692	LNI - 69	-	-	N/A	-	-	N/A
GG2 - 691	GG2 - 692	1,35	6,14	78,07	0,00	0,08	99,20
GG2 - 691	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A
BZA - 69D	GG2 - 691	1,35	6,07	77,78	0,00	0,17	99,37
BZA - 69	BZA - 69D	0,05	0,04	-2,27	-0,01	-0,01	10,00
INC - 692	BZA - 69D	1,31	5,85	77,65	-0,09	0,30	128,60
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 3</b>							
GNO - 692	APA - 691	23,90	18,24	-31,04	0,73	0,67	-9,01
APA - 691	APA - 69	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	GG3 - 692	23,17	-	N/A	1,25	-	N/A
GG3 - 691	GG3 - 692	21,92	-	N/A	2,10	-	N/A
APA - 691	ICT - 692	-	17,57	N/A	-	1,12	N/A
ICT - 692	GG3 - 692	-	8,91	N/A	-	0,39	N/A
GG3 - 692	LNI - 69	2,13	2,09	-1,92	0,00	0,00	28,57
GG3 - 692	MIN - 691	17,69	6,43	-175,23	3,31	0,40	-730,04
MIN - 691	INC - 691	14,38	6,03	-138,49	1,13	0,14	-726,62
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 6</b>							
GNO - 691	GG6 - 693	4,31	4,33	0,49	0,01	0,01	0,00
GG6 - 693	GNG - 695	4,29	4,32	0,49	0,11	0,11	-0,71
GNG - 695	CEM - 691	4,18	-	N/A	0,26	-	N/A
GNG - 695	ICT - 692	-	4,20	N/A	-	0,02	N/A
ICT - 692	GNG - 6951	-	4,18	N/A	-	0,02	N/A
GNG - 6951	CEM - 69	-	4,16	N/A	-	0,23	N/A
CEM - 69	CEM - 691	0,06	3,87	98,58	0,00	0,01	127,78
NOR - 69	CEM - 691	3,87	3,86	-0,16	0,03	0,03	-0,74
NOR - 69	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A
NOR - 69	ZAP - 692	2,33	2,33	-0,22	0,02	0,02	-1,74
ZAP - 69	ZAP - 692	0,46	0,46	-0,22	-0,02	-0,02	0,61
INC - 692	ZAP - 692	1,84	1,84	-0,22	-0,06	-0,06	0,83

Continuación del apéndice 2.

Demanda Media							
Barra		Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 2							
GNO - 692	APA - 692	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 69	APA - 692	1,06	0,98	-8,80	-0,01	-0,01	31,94
APA - 692	GG2 - 693	1,05	-	N/A	-0,01	-	N/A
GG2 - 692	GG2 - 693	1,03	-	N/A	-0,02	-	N/A
APA - 692	ICT - 691	-	0,96	N/A	-	-0,02	N/A
ICT - 691	GG2 - 692	-	10,23	N/A	-	0,31	N/A
GG2 - 692	LNI - 69	-	-	N/A	-	-	N/A
GG2 - 691	GG2 - 692	1,03	9,92	89,65	-0,01	0,11	105,59
GG2 - 691	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A
BZA - 69D	GG2 - 691	1,01	9,81	89,67	-0,01	0,26	105,63
BZA - 69	BZA - 69D	0,06	0,06	-1,64	-0,01	-0,01	12,07
INC - 692	BZA - 69D	0,96	9,49	89,92	-0,12	0,49	124,11
LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 3							
GNO - 692	APA - 691	32,00	25,37	-26,12	0,83	0,75	-10,98
APA - 691	APA - 69	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	GG3 - 692	31,17	-	N/A	1,43	-	N/A
GG3 - 691	GG3 - 692	29,74	-	N/A	2,40	-	N/A
APA - 691	ICT - 692	-	24,62	N/A	-	1,25	N/A
ICT - 692	GG3 - 692	-	12,18	N/A	-	0,46	N/A
GG3 - 692	LNI - 69	1,26	1,24	-1,86	0,00	0,00	8,70
GG3 - 692	MIN - 691	26,08	10,49	-148,63	4,24	0,65	-550,67
MIN - 691	INC - 691	21,84	9,84	-122,02	1,45	0,22	-548,66
LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 6							
GNO - 691	GG6 - 693	4,15	4,18	0,74	0,02	0,02	-0,55
GG6 - 693	GNG - 695	4,13	4,16	0,72	0,17	0,17	-0,65
GNG - 695	CEM - 691	3,96	-	N/A	0,39	-	N/A
GNG - 695	ICT - 692	-	3,99	N/A	-	0,04	N/A
ICT - 692	GNG - 6951	-	3,96	N/A	-	0,04	N/A
GNG - 6951	CEM - 69	-	3,92	N/A	-	0,35	N/A
CEM - 69	CEM - 691	0,12	3,46	96,67	0,00	0,01	118,37
NOR - 69	CEM - 691	3,46	3,45	-0,9	0,04	0,04	-0,81
NOR - 69	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A
NOR - 69	ZAP - 692	2,49	2,48	-0,32	0,06	0,06	-1,06
ZAP - 69	ZAP - 692	0,43	0,43	0,00	-0,01	-0,01	0,75
INC - 692	ZAP - 692	2,00	2,00	-0,35	-0,03	-0,03	2,17

Continuación del apéndice 2.

Demanda Mínima							
Barra		Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 2							
GNO - 692	APA - 692	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 69	APA - 692	0,43	0,42	-2,14	-0,02	-0,02	5,80
APA - 692	GG2 - 693	0,41	-	N/A	-0,02	-	N/A
GG2 - 692	GG2 - 693	0,37	-	N/A	-0,04	-	N/A
APA - 692	ICT - 691	-	0,39	N/A	-	-0,03	N/A
ICT - 691	GG2 - 692	-	2,27	N/A	-	0,01	N/A
GG2 - 692	LNI - 69	-	-	N/A	-	-	N/A
GG2 - 691	GG2 - 692	0,35	2,26	84,47	-0,01	0,01	335,09
GG2 - 691	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A
BZA - 69D	GG2 - 691	0,32	2,26	85,81	-0,03	0,01	337,40
BZA - 69	BZA - 69D	0,04	0,04	0,00	-0,01	-0,01	3,33
INC - 692	BZA - 69D	0,19	2,20	91,31	-0,17	-0,08	-106,99
LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 3							
GNO - 692	APA - 691	7,05	6,04	-16,74	0,13	0,13	-3,30
APA - 691	APA - 69	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	GG3 - 692	6,92	-	N/A	0,23	-	N/A
GG3 - 691	GG3 - 692	6,69	-	N/A	0,38	-	N/A
APA - 691	ICT - 692	-	5,91	N/A	-	0,21	N/A
ICT - 692	GG3 - 692	-	3,04	N/A	-	0,04	N/A
GG3 - 692	LNI - 69	0,50	0,50	-0,40	0,00	0,00	0,00
GG3 - 692	MIN - 691	5,81	2,50	-132,75	0,61	0,02	-3 380,11
MIN - 691	INC - 691	5,20	2,48	-109,63	0,21	0,01	-3 133,85
LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 6							
GNO - 691	GG6 - 693	1,98	1,98	0,15	0,00	0,00	0,00
GG6 - 693	GNG - 695	1,98	1,98	0,15	0,01	0,01	-0,99
GNG - 695	CEM - 691	1,97	-	N/A	0,02	-	N/A
GNG - 695	ICT - 692	-	1,97	N/A	-	0,00	N/A
ICT - 692	GNG - 6951	-	1,97	N/A	-	0,00	N/A
GNG - 6951	CEM - 69	-	1,97	N/A	-	0,02	N/A
CEM - 69	CEM - 691	0,06	1,89	96,87	0,00	0,00	300,00
NOR - 69	CEM - 691	1,89	1,88	-0,05	0,00	0,00	0,00
NOR - 69	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A
NOR - 69	ZAP - 692	1,26	1,26	-0,08	-0,01	-0,01	0,77
ZAP - 69	ZAP - 692	0,24	0,24	0,00	-0,02	-0,02	0,00
INC - 692	ZAP - 692	1,03	1,03	0,00	-0,09	-0,09	0,11

Fuente: elaboración propia, empleando NEPLAN, versión 5.57.

Apéndice 3. Voltajes en barras [p.u.] y ángulo [°] en barras

Demanda Máxima							
Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
1152	GNO - 691	1,019	-12,7	1,020	-12,4	0,1	-2,4
1153	GNO - 692	1,012	-15,1	1,018	-14,7	0,6	-2,7
12010	APA - 691	1,007	-15,5	1,014	-15,1	0,7	-2,6
12074	GG3 - 692	0,999	-16,2	-	-	N/A	N/A
12073	GG3 - 691	0,986	-17,4	1,004	-16,3	1,8	-6,7
12120	MIN - 691	0,961	-19,7	0,994	-17,2	3,3	-14,5
12091	INC - 691	0,953	-20,5	0,991	-17,5	3,8	-17,1
12092	INC - 692	1,006	-14,2	1,008	-14	0,2	-1,4
12078	GG6 - 693	1,019	-12,7	1,020	-12,5	0,1	-1,6
12085	GNG - 695	1,016	-13	1,017	-12,8	0,1	-1,6
12327	CEM - 691	1,009	-13,8	1,011	-13,6	0,2	-1,5
12025	CEM - 69	1,009	-13,8	1,011	-13,6	0,2	-1,5
428	GNG - 6951	-	-	1,016	-12,9	N/A	N/A
426	ICT - 691	-	-	1,008	-15,8	N/A	N/A
427	ICT - 692	-	-	1,017	-12,8	N/A	N/A
12133	NOR - 69	1,008	-13,8	1,010	-13,6	0,2	-1,5
12134	NOR - 691	1,008	-13,8	1,010	-13,6	0,2	-1,5
12532	NOR - 13	0,994	-16,2	0,996	-16,1	0,2	-0,6
12200	ZAP - 692	1,007	-14	1,009	-13,8	0,2	-1,4
12198	ZAP - 69	1,006	-14	1,008	-13,9	0,2	-0,7
12011	APA - 692	0,946	-21,4	1,008	-15,9	6,2	-34,6
12009	APA - 69	0,945	-21,5	1,007	-16	6,2	-34,4
12504	APA - 13	0,952	-26,6	1,017	-20,4	6,3	-30,4
12071	GG2 - 693	0,947	-21,3	-	-	N/A	N/A
12070	GG2 - 692	0,948	-21,1	1,005	-16,2	5,6	-30,2
12132	LNI - 69	0,986	-17,4	1,004	-16,4	1,8	-6,1
12524	LNI - 13	0,987	-22,2	1,006	-21	1,9	-5,7
12069	GG2 - 691	0,949	-21,1	1,003	-16,4	5,5	-28,7
12021	BAZ - 69D	0,950	-20,9	1,000	-16,7	5,0	-25,1
12020	BZA - 69	0,950	-20,9	1,000	-16,7	5,0	-25,1

Continuación del apéndice 3.

Demanda Media							
Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
1152	GNO - 691	0,963	-12,4	0,965	-12,1	0,1	-2,5
1153	GNO - 692	1,003	-14,6	1,011	-14,1	0,7	-3,5
12010	APA - 691	0,998	-15	1,006	-14,6	0,8	-2,7
12074	GG3 - 692	0,989	-15,7	-	-	N/A	N/A
12073	GG3 - 691	0,973	-17	0,994	-15,8	2,1	-7,6
12120	MIN - 691	0,942	-19,5	0,981	-16,9	4,0	-15,4
12091	INC - 691	0,932	-20,4	0,977	-17,2	4,6	-18,6
12092	INC - 692	0,948	-14,3	0,950	-14,1	0,2	-1,4
12078	GG6 - 693	0,963	-12,5	0,964	-12,2	0,1	-2,5
12085	GNG - 695	0,960	-12,9	0,961	-12,6	0,1	-2,4
12327	CEM - 691	0,953	-13,7	0,955	-13,5	0,2	-1,5
12025	CEM - 69	0,953	-13,7	0,955	-13,5	0,2	-1,5
428	GNG - 6951	-	-	0,960	-12,7	N/A	N/A
426	ICT - 691	-	-	0,999	-15,3	N/A	N/A
427	ICT - 692	-	-	0,961	-12,6	N/A	N/A
12133	NOR - 69	0,952	-13,8	0,954	-13,6	0,2	-1,5
12134	NOR - 691	0,952	-13,8	0,954	-13,6	0,2	-1,5
12532	NOR - 13	0,942	-16,3	0,944	-16,1	0,2	-1,2
12200	ZAP - 692	0,950	-14,1	0,952	-13,9	0,2	-1,4
12198	ZAP - 69	0,949	-14,1	0,951	-13,9	0,2	-1,4
12011	APA - 692	0,926	-21	0,999	-15,3	7,3	-37,3
12009	APA - 69	0,926	-21,1	0,999	-15,4	7,3	-37,0
12504	APA - 13	0,934	-24,8	1,009	-18,6	7,4	-33,3
12071	GG2 - 693	0,927	-21	-	-	N/A	N/A
12070	GG2 - 692	0,928	-20,8	0,995	-15,8	6,7	-31,6
12132	LNI - 69	0,973	-17	0,994	-15,9	2,1	-6,9
12524	LNI - 13	0,980	-20,4	1,002	-19,1	2,2	-6,8
12069	GG2 - 691	0,929	-20,8	0,993	-15,9	6,5	-30,8
12021	BAZ - 69D	0,929	-20,7	0,988	-16,3	5,9	-27,0
12020	BZA - 69	0,929	-20,7	0,988	-16,3	5,9	-27,0

Continuación del apéndice 3.

Demanda Mínima							
Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
1152	GNO - 691	1,009	-5,8	1,009	-5,8	0,0	0,0
1153	GNO - 692	1,008	-6,6	1,009	-6,5	0,1	-1,5
12010	APA - 691	1,006	-6,7	1,007	-6,7	0,1	0,0
12074	GG3 - 692	1,003	-7,1	-	-	N/A	N/A
12073	GG3 - 691	0,998	-7,6	1,003	-7,3	0,5	-4,1
12120	MIN - 691	0,987	-8,7	0,999	-7,7	1,1	-13,0
12091	INC - 691	0,984	-9,1	0,997	-7,8	1,3	-16,7
12092	INC - 692	1,001	-6,7	1,002	-6,7	0,0	0,0
12078	GG6 - 693	1,009	-5,8	1,009	-5,8	0,0	0,0
12085	GNG - 695	1,007	-6	1,007	-6	0,0	0,0
12327	CEM - 691	1,003	-6,4	1,004	-6,4	0,1	0,0
12025	CEM - 69	1,003	-6,4	1,004	-6,4	0,1	0,0
428	GNG - 6951	-	-	1,007	-6	N/A	N/A
426	ICT - 691	-	-	1,005	-7	N/A	N/A
427	ICT - 692	-	-	1,007	-6	N/A	N/A
12133	NOR - 69	1,003	-6,5	1,004	-6,5	0,1	0,0
12134	NOR - 691	1,003	-6,5	1,004	-6,5	0,1	0,0
12532	NOR - 13	1,021	-7,5	1,021	-7,5	0,1	0,0
12200	ZAP - 692	1,002	-6,6	1,003	-6,6	0,1	0,0
12198	ZAP - 69	1,001	-6,6	1,002	-6,6	0,0	0,0
12011	APA - 692	0,981	-9,4	1,005	-7	2,3	-34,3
12009	APA - 69	0,981	-9,4	1,004	-7,1	2,3	-32,4
12504	APA - 13	0,996	-11,2	1,020	-8,8	2,3	-27,3
12071	GG2 - 693	0,982	-9,4	-	-	N/A	N/A
12070	GG2 - 692	0,982	-9,3	1,003	-7,2	2,1	-29,2
12132	LNI - 69	0,998	-7,6	1,003	-7,3	0,5	-4,1
12524	LNI - 13	1,012	-9,4	1,017	-9	0,5	-4,4
12069	GG2 - 691	0,982	-9,3	1,003	-7,3	2,0	-27,4
12021	BAZ - 69D	0,983	-9,2	1,001	-7,5	1,8	-22,7
12020	BZA - 69	0,983	-9,2	1,001	-7,5	1,8	-22,7

Fuente: elaboración propia, empleando NEPLAN, versión 5.57.

Apéndice 4. **Flujos de potencia [MW], potencia reactiva [MVAR] y factor de utilización [%] en los transformadores**

<b>Demanda Máxima</b>									
Nombre Txfo	Potencia Activa			Potencia Reactiva			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	$\Delta$ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	$\Delta$ [%]	CB [%]	CP [%]	$\Delta$ [%]
APA 69/13	12,42	12,41	-0,08	1,35	1,21	-11,25	89,22	89,05	-0,19
LNI 69/13	12,59	12,59	-0,03	2,13	2,09	-1,91	91,22	91,15	-0,08
NOR 69/13	8,28	8,27	-0,01	1,52	1,51	-0,13	60,09	60,08	-0,02

<b>Demanda Media</b>									
Nombre Txfo	Potencia Activa			Potencia Reactiva			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	$\Delta$ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	$\Delta$ [%]	CB [%]	CP [%]	$\Delta$ [%]
APA 69/13	8,67	8,66	-0,07	1,07	0,99	-8,27	62,39	62,28	-0,18
LNI 69/13	8,80	8,80	-0,02	1,26	1,24	-1,85	63,50	63,46	-0,06
NOR 69/13	7,14	7,14	-0,03	0,94	0,94	-0,11	51,42	51,40	-0,04

<b>Demanda Mínima</b>									
Nombre Txfo	Potencia Activa			Potencia Reactiva			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	$\Delta$ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	$\Delta$ [%]	CB [%]	CP [%]	$\Delta$ [%]
APA 69/13	4,74	4,74	0,00	0,45	0,44	-1,59	34,02	34,02	0,00
LNI 69/13	4,89	4,89	0,00	0,50	0,50	-0,40	35,10	35,10	0,00
NOR 69/13	3,42	3,42	-0,03	0,63	0,63	0,00	24,85	24,85	0,00

Fuente: elaboración propia, empleando NEPLAN, versión 5.57.

Apéndice 5. **Resultados de contingencia 1 Epoca hÚmeda. Flujos de potencia [MW] y factor de utilización [%] en las líneas**

Demanda Máxima										
Barra		Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 2</b>										
GNO - 692	APA - 692	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 69	APA - 692	-12,07	-12,06	-0,08	0,01	0,01	-12,96	16,07	15,13	-6,21
APA - 692	GG2 - 693	-12,08	-	N/A	0,01	-	N/A	15,10	-	N/A
GG2 - 692	GG2 - 693	12,09	-	N/A	0,02	-	N/A	16,89	-	N/A
APA - 692	ICT - 691	-	-12,06	N/A	-	0,00	N/A	-	12,62	N/A
ICT - 691	GG2 - 692	-	31,36	N/A	-	0,06	N/A	-	33,22	N/A
GG2 - 692	LNI - 69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
GG2 - 691	GG2 - 692	12,10	-31,31	138,63	0,01	0,03	83,66	16,89	41,88	59,67
GG2 - 691	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
BZA - 69D	GG2 - 691	12,11	-31,28	138,71	0,01	0,07	83,71	16,88	41,89	59,70
BZA - 69	BZA - 69D	-0,51	-0,51	0,00	0,00	0,00	0,00	1,83	1,74	-5,17
INC - 692	BZA - 69D	-12,65	30,70	141,20	0,03	0,18	81,82	18,66	43,79	57,39
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 3</b>										
GNO - 692	APA - 691	86,77	84,96	-2,13	0,21	0,20	-7,98	<b>104,68</b>	93,73	-3,92
APA - 691	APA - 69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	GG3 - 692	86,56	-	N/A	0,37	-	N/A	<b>104,68</b>	-	N/A
GG3 - 691	GG3 - 692	-86,19	-	N/A	0,72	-	N/A	<b>117,13</b>	-	N/A
APA - 691	ICT - 692	-	84,76	N/A	-	0,26	N/A	-	89,41	N/A
ICT - 692	GG3 - 692	-	-41,08	N/A	-	0,10	N/A	-	43,64	N/A
GG3 - 692	LNI - 69	12,23	12,23	-0,02	0,00	0,00	0,00	14,86	14,60	-1,78
GG3 - 692	MIN - 691	73,24	28,75	-154,74	1,13	0,17	-574,99	<b>100,54</b>	38,69	-159,86
MIN - 691	INC - 691	72,11	28,58	-152,28	0,39	0,06	-575,09	<b>100,56</b>	38,72	-159,71
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 6</b>										
GNO - 691	GG6 - 693	26,70	26,68	-0,08	0,01	0,01	0,00	33,49	33,43	-0,18
GG6 - 693	GNG - 695	26,70	26,68	-0,09	0,05	0,05	-0,40	33,49	33,43	-0,18
GNG - 695	CEM - 691	26,65	-	N/A	0,11	-	N/A	33,50	-	N/A
GNG - 695	ICT - 692	-	26,63	N/A	-	0,01	N/A	-	27,90	N/A
ICT - 692	GNG - 6951	-	26,62	N/A	-	0,01	N/A	-	27,90	N/A
GNG - 6951	CEM - 69	-	26,61	N/A	-	0,07	N/A	-	27,90	N/A
CEM - 69	CEM - 691	-0,58	25,96	102,22	0,00	0,01	100,00	1,01	45,42	97,78
NOR - 69	CEM - 691	-25,96	-25,95	-0,01	0,02	0,02	-0,56	45,50	45,42	-0,18
NOR - 69	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
NOR - 69	ZAP - 692	17,91	17,91	-0,01	0,02	0,02	0,00	22,60	22,56	-0,18
ZAP - 69	ZAP - 692	-4,76	-4,76	0,00	0,00	0,00	-2,63	16,32	16,29	-0,18
INC - 692	ZAP - 692	-13,14	-13,14	0,00	0,01	0,01	0,00	16,61	16,59	-0,12

Continuación del apéndice 5.

Demanda Media										
Barra		Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 2										
GNO - 692	APA - 692	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 69	APA - 692	-8,71	-8,70	-0,08	0,00	0,00	-17,86	11,78	10,94	-7,68
APA - 692	GG2 - 693	-8,71	-	N/A	0,00	-	N/A	11,07	-	N/A
GG2 - 692	GG2 - 693	8,72	-	N/A	0,01	-	N/A	12,38	-	N/A
APA - 692	ICT - 691	-	-8,70	N/A	-	0,00	N/A	-	9,12	N/A
ICT - 691	GG2 - 692	-	37,15	N/A	-	0,09	N/A	-	40,12	N/A
GG2 - 692	LNI - 69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
GG2 - 691	GG2 - 692	8,72	-37,06	123,53	0,00	0,04	93,96	12,37	50,59	75,55
GG2 - 691	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
BZA - 69D	GG2 - 691	8,73	-37,02	123,57	0,01	0,10	93,98	12,37	50,60	75,55
BZA - 69	BZA - 69D	-0,79	-0,79	0,00	0,00	0,00	0,00	2,87	2,71	-5,90
INC - 692	BZA - 69D	-9,53	36,13	126,38	0,02	0,26	92,66	14,29	52,67	72,87
LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 3										
GNO - 692	APA - 691	92,82	90,63	-2,42	0,26	0,23	-10,18	114,61	94,20	-4,95
APA - 691	APA - 69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	GG3 - 692	92,57	-	N/A	0,44	-	N/A	114,62	-	N/A
GG3 - 691	GG3 - 692	-92,13	-	N/A	0,86	-	N/A	128,25	-	N/A
APA - 691	ICT - 692	-	90,39	N/A	-	0,30	N/A	-	93,93	N/A
ICT - 692	GG3 - 692	-	-44,24	N/A	-	0,12	N/A	-	47,79	N/A
GG3 - 692	LNI - 69	8,84	8,83	-0,02	0,00	0,00	0,00	10,75	10,53	-2,09
GG3 - 692	MIN - 691	82,43	35,29	-133,59	1,52	0,26	-473,49	116,38	48,59	-139,51
MIN - 691	INC - 691	80,92	35,03	-131,02	0,52	0,09	-473,18	116,42	48,62	-139,45
LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 6										
GNO - 691	GG6 - 693	30,09	30,06	-0,11	0,01	0,01	-1,30	40,09	40,00	-0,23
GG6 - 693	GNG - 695	30,08	30,05	-0,11	0,07	0,07	-0,42	40,09	40,00	-0,23
GNG - 695	CEM - 691	30,01	-	N/A	0,16	-	N/A	40,10	-	N/A
GNG - 695	ICT - 692	-	29,98	N/A	-	0,01	N/A	-	33,37	N/A
ICT - 692	GNG - 6951	-	29,97	N/A	-	0,01	N/A	-	33,37	N/A
GNG - 6951	CEM - 69	-	29,96	N/A	-	0,11	N/A	-	33,37	N/A
CEM - 69	CEM - 691	-1,36	28,49	104,79	0,00	0,01	100,00	2,53	53,00	95,23
NOR - 69	CEM - 691	-28,48	-28,48	-0,01	0,02	0,02	-0,41	53,12	53,00	-0,23
NOR - 69	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
NOR - 69	ZAP - 692	21,29	21,29	0,00	0,03	0,03	-0,32	28,64	28,57	-0,25
ZAP - 69	ZAP - 692	-5,37	-5,37	0,00	0,01	0,01	0,00	19,65	19,61	-0,20
INC - 692	ZAP - 692	-15,89	-15,89	0,00	0,02	0,02	-0,56	21,43	21,38	-0,23

Continuación del apéndice 5.

Demanda Mínima										
Barra		Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 2</b>										
GNO - 692	APA - 692	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 69	APA - 692	-4,69	-4,69	0,00	0,00	0,00	-12,50	6,09	5,95	-2,35
APA - 692	GG2 - 693	-4,69	-	N/A	0,00	-	N/A	5,72	-	N/A
GG2 - 692	GG2 - 693	4,70	-	N/A	0,00	-	N/A	6,40	-	N/A
APA - 692	ICT - 691	-	-4,69	N/A	-	0,00	N/A	-	4,96	N/A
ICT - 691	GG2 - 692	-	15,67	N/A	-	0,01	N/A	-	16,68	N/A
GG2 - 692	LNI - 69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
GG2 - 691	GG2 - 692	4,70	-15,65	130,00	0,00	0,01	90,91	6,40	21,04	69,58
GG2 - 691	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
BZA - 69D	GG2 - 691	4,70	-15,64	130,03	0,00	0,02	91,01	6,39	21,04	69,63
BZA - 69	BZA - 69D	-0,73	-0,73	0,00	0,00	0,00	0,00	2,57	2,52	-1,98
INC - 692	BZA - 69D	-5,43	14,90	136,47	0,01	0,04	86,56	7,83	21,33	63,29
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 3</b>										
GNO - 692	APA - 691	40,16	39,79	-0,92	0,05	0,04	-2,94	48,26	47,59	-1,41
APA - 691	APA - 69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	GG3 - 692	40,11	-	N/A	0,08	-	N/A	48,26	-	N/A
GG3 - 691	GG3 - 692	-40,03	-	N/A	0,15	-	N/A	54,00	-	N/A
APA - 691	ICT - 692	-	39,75	N/A	-	0,06	N/A	-	42,25	N/A
ICT - 692	GG3 - 692	-	-19,33	N/A	-	0,02	N/A	-	20,62	N/A
GG3 - 692	LNI - 69	4,84	4,84	0,00	0,00	0,00	0,00	5,81	5,78	-0,52
GG3 - 692	MIN - 691	35,04	14,47	-142,16	0,25	0,04	-490,21	47,52	19,54	-143,19
MIN - 691	INC - 691	34,79	14,43	-141,13	0,09	0,01	-489,12	47,54	19,57	-142,92
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 6</b>										
GNO - 691	GG6 - 693	15,96	15,96	-0,04	0,00	0,00	0,00	20,24	20,22	-0,10
GG6 - 693	GNG - 695	15,96	15,96	-0,04	0,02	0,02	0,00	20,24	20,22	-0,10
GNG - 695	CEM - 691	15,94	-	N/A	0,04	-	N/A	20,24	-	N/A
GNG - 695	ICT - 692	-	15,94	N/A	-	0,00	N/A	-	16,88	N/A
ICT - 692	GNG - 6951	-	15,93	N/A	-	0,00	N/A	-	16,88	N/A
GNG - 6951	CEM - 69	-	15,93	N/A	-	0,03	N/A	-	16,88	N/A
CEM - 69	CEM - 691	-0,91	15,00	106,04	0,00	0,00	100,00	1,59	26,50	94,00
NOR - 69	CEM - 691	-15,00	-15,00	0,00	0,01	0,01	0,00	26,52	26,50	-0,08
NOR - 69	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
NOR - 69	ZAP - 692	11,61	11,61	0,00	0,01	0,01	-1,22	14,77	14,76	-0,07
ZAP - 69	ZAP - 692	-4,02	-4,02	0,00	0,00	0,00	0,00	13,88	13,87	-0,07
INC - 692	ZAP - 692	-7,58	-7,58	0,00	0,00	0,00	0,00	9,69	9,68	-0,10

Fuente: elaboración propia, empleando NEPLAN, Versión 5.57.

Apéndice 6. **Flujos de potencia [MVAR] y pérdidas [MVAR] en las líneas**

Demanda Máxima							
Barra		Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 2</b>							
GNO - 692	APA - 692	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 69	APA - 692	1,25	1,13	-10,61	0,00	-0,01	59,49
APA - 692	GG2 - 693	1,25	-	N/A	0,00	-	N/A
GG2 - 692	GG2 - 693	1,25	-	N/A	0,00	-	N/A
APA - 692	ICT - 691	-	1,12	N/A	-	-0,01	N/A
ICT - 691	GG2 - 692	-	5,80	N/A	-	0,19	N/A
GG2 - 692	LNI - 69	-	-	N/A	-	-	N/A
GG2 - 691	GG2 - 692	1,25	5,62	77,84	0,00	0,07	101,62
GG2 - 691	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A
BZA - 69D	GG2 - 691	1,24	5,55	77,62	0,00	0,16	101,66
BZA - 69	BZA - 69D	0,05	0,04	-2,27	-0,01	-0,01	9,84
INC - 692	BZA - 69D	1,19	5,35	77,75	-0,10	0,26	137,85
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 3</b>							
GNO - 692	APA - 691	21,96	16,84	-30,43	0,67	0,62	-8,25
APA - 691	APA - 69	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	GG3 - 692	21,29	-	N/A	1,15	-	N/A
GG3 - 691	GG3 - 692	20,15	-	N/A	1,92	-	N/A
APA - 691	ICT - 692	-	16,22	N/A	-	1,03	N/A
ICT - 692	GG3 - 692	-	8,27	N/A	-	0,36	N/A
GG3 - 692	LNI - 69	2,05	2,02	-1,68	0,00	0,00	27,27
GG3 - 692	MIN - 691	16,17	5,89	-174,44	3,02	0,36	-744,57
MIN - 691	INC - 691	13,15	5,53	-137,59	1,04	0,12	-740,50
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 6</b>							
GNO - 691	GG6 - 693	4,18	4,20	0,45	0,01	0,01	-0,93
GG6 - 693	GNG - 695	4,17	4,19	0,48	0,10	0,10	-0,59
GNG - 695	CEM - 691	4,07	-	N/A	0,24	-	N/A
GNG - 695	ICT - 692	-	4,09	N/A	-	0,02	N/A
ICT - 692	GNG - 6951	-	4,07	N/A	-	0,02	N/A
GNG - 6951	CEM - 69	-	4,05	N/A	-	0,21	N/A
CEM - 69	CEM - 691	0,06	3,78	98,55	0,00	0,01	130,30
NOR - 69	CEM - 691	3,78	3,78	-0,16	0,02	0,02	-0,81
NOR - 69	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A
NOR - 69	ZAP - 692	2,27	2,27	-0,18	0,02	0,02	-1,63
ZAP - 69	ZAP - 692	0,47	0,47	0,00	-0,02	-0,02	0,59
INC - 692	ZAP - 692	1,79	1,78	-0,22	-0,06	-0,06	0,77

Continuación del apéndice 6.

Demanda Media							
Barra		Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 2</b>							
GNO - 692	APA - 692	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 69	APA - 692	1,05	0,97	-8,18	-0,01	-0,02	29,22
APA - 692	GG2 - 693	1,03	-	N/A	-0,01	-	N/A
GG2 - 692	GG2 - 693	1,01	-	N/A	-0,02	-	N/A
APA - 692	ICT - 691	-	0,95	N/A	-	-0,02	N/A
ICT - 691	GG2 - 692	-	10,09	N/A	-	0,30	N/A
GG2 - 692	LNI - 69	-	-	N/A	-	-	N/A
GG2 - 691	GG2 - 692	1,01	9,79	89,73	-0,01	0,11	106,56
GG2 - 691	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A
BZA - 69D	GG2 - 691	0,99	9,68	89,79	-0,02	0,25	106,57
BZA - 69	BZA - 69D	0,06	0,06	-1,67	-0,01	-0,01	10,00
INC - 692	BZA - 69D	0,92	9,38	90,15	-0,13	0,46	127,25
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 3</b>							
GNO - 692	APA - 691	31,35	25,01	-25,37	0,80	0,73	-10,45
APA - 691	APA - 69	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	GG3 - 692	30,55	-	N/A	1,38	-	N/A
GG3 - 691	GG3 - 692	29,17	-	N/A	2,32	-	N/A
APA - 691	ICT - 692	-	24,28	N/A	-	1,21	N/A
ICT - 692	GG3 - 692	-	12,03	N/A	-	0,44	N/A
GG3 - 692	LNI - 69	1,25	1,23	-1,71	0,00	0,00	8,00
GG3 - 692	MIN - 691	25,60	10,37	-147,02	4,09	0,63	-553,01
MIN - 691	INC - 691	21,52	9,74	-120,93	1,40	0,22	-550,77
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 6</b>							
GNO - 691	GG6 - 693	4,19	4,22	0,71	0,02	0,02	-0,54
GG6 - 693	GNG - 695	4,17	4,20	0,74	0,17	0,17	-0,64
GNG - 695	CEM - 691	4,00	-	N/A	0,40	-	N/A
GNG - 695	ICT - 692	-	4,03	N/A	-	0,04	N/A
ICT - 692	GNG - 6951	-	3,99	N/A	-	0,04	N/A
GNG - 6951	CEM - 69	-	3,96	N/A	-	0,35	N/A
CEM - 69	CEM - 691	0,12	3,49	96,67	0,00	0,01	118,18
NOR - 69	CEM - 691	3,49	3,48	-0,29	0,04	0,04	-0,80
NOR - 69	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A
NOR - 69	ZAP - 692	2,51	2,50	-0,32	0,06	0,06	-1,04
ZAP - 69	ZAP - 692	0,43	0,43	0,00	-0,01	-0,01	0,75
INC - 692	ZAP - 692	2,02	2,01	-0,35	-0,03	-0,03	2,61

Continuación del apéndice 6.

Demanda Mínima							
Barra		Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 2							
GNO - 692	APA - 692	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 69	APA - 692	0,43	0,42	-1,91	-0,02	-0,02	5,77
APA - 692	GG2 - 693	0,40	-	N/A	-0,02	-	N/A
GG2 - 692	GG2 - 693	0,36	-	N/A	-0,04	-	N/A
APA - 692	ICT - 691	-	0,39	N/A	-	-0,03	N/A
ICT - 691	GG2 - 692	-	2,28	N/A	-	0,01	N/A
GG2 - 692	LNI - 69	-	-	N/A	-	-	N/A
GG2 - 691	GG2 - 692	0,35	2,27	84,64	-0,01	0,01	359,62
GG2 - 691	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A
BZA - 69D	GG2 - 691	0,32	2,27	85,97	-0,03	0,01	362,18
BZA - 69	BZA - 69D	0,04	0,04	-2,38	-0,01	-0,01	3,33
INC - 692	BZA - 69D	0,19	2,21	91,50	-0,17	-0,09	-101,64
LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 3							
GNO - 692	APA - 691	7,04	6,05	-16,34	0,13	0,12	-3,30
APA - 691	APA - 69	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	GG3 - 692	6,91	-	N/A	0,22	-	N/A
GG3 - 691	GG3 - 692	6,69	-	N/A	0,37	-	N/A
APA - 691	ICT - 692	-	5,92	N/A	-	0,21	N/A
ICT - 692	GG3 - 692	-	3,04	N/A	-	0,04	N/A
GG3 - 692	LNI - 69	0,50	0,50	-0,20	0,00	0,00	0,00
GG3 - 692	MIN - 691	5,82	2,51	-132,02	0,60	0,01	-3 904,03
MIN - 691	INC - 691	5,22	2,49	-109,47	0,20	0,01	-3 557,14
LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 6							
GNO - 691	GG6 - 693	1,97	1,98	0,15	0,00	0,00	0,00
GG6 - 693	GNG - 695	1,97	1,98	0,10	0,01	0,01	-1,14
GNG - 695	CEM - 691	1,97	-	N/A	0,02	-	N/A
GNG - 695	ICT - 692	-	1,97	N/A	-	0,00	N/A
ICT - 692	GNG - 6951	-	1,97	N/A	-	0,00	N/A
GNG - 6951	CEM - 69	-	1,97	N/A	-	0,02	N/A
CEM - 69	CEM - 691	0,06	1,89	96,87	0,00	0,00	322,22
NOR - 69	CEM - 691	1,89	1,89	-0,05	0,00	0,00	0,00
NOR - 69	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A
NOR - 69	ZAP - 692	1,26	1,26	-0,08	-0,01	-0,01	0,74
ZAP - 69	ZAP - 692	0,24	0,24	0,00	-0,02	-0,02	0,00
INC - 692	ZAP - 692	1,03	1,02	-0,10	-0,09	-0,09	0,11

Fuente: elaboración propia, empleando NEPLAN, Versión 5.57.

Apéndice 7. Voltajes en barras [p.u.] y ángulo [°] en barras

Demanda Máxima							
Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
1152	GNO - 691	1,025	-14,9	1,026	-14,7	0,1	-1,4
1153	GNO - 692	1,020	-17,3	1,026	-16,9	0,6	-2,4
12010	APA - 691	1,016	-17,7	1,022	-17,3	0,6	-2,3
12074	GG3 - 692	1,009	-18,4	-	-	N/A	N/A
12073	GG3 - 691	0,996	-19,5	1,013	-18,5	1,7	-5,4
12120	MIN - 691	0,973	-21,7	1,004	-19,3	3,1	-12,4
12091	INC - 691	0,966	-22,5	1,001	-19,6	3,5	-14,8
12092	INC - 692	1,012	-16,3	1,014	-16,2	0,2	-0,6
12078	GG6 - 693	1,024	-15	1,026	-14,7	0,1	-2,0
12085	GNG - 695	1,022	-15,3	1,023	-15	0,1	-2,0
12327	CEM - 691	1,015	-16	1,017	-15,8	0,2	-1,3
12025	CEM - 69	1,015	-16	1,017	-15,8	0,2	-1,3
428	GNG - 6951	-	-	1,022	-15,2	N/A	N/A
426	ICT - 691	-	-	1,017	-18	N/A	N/A
427	ICT - 692	-	-	1,022	-15,1	N/A	N/A
12133	NOR - 69	1,015	-16	1,016	-15,9	0,2	-0,6
12134	NOR - 691	1,015	-16	1,016	-15,9	0,2	-0,6
12532	NOR - 13	1,002	-18,3	1,004	-18,2	0,2	-0,5
12200	ZAP - 692	1,013	-16,2	1,015	-16	0,2	-1,3
12198	ZAP - 69	1,012	-16,2	1,014	-16,1	0,2	-0,6
12011	APA - 692	0,959	-23,3	1,017	-18,1	5,7	-28,7
12009	APA - 69	0,958	-23,4	1,016	-18,2	5,7	-28,6
12504	APA - 13	0,966	-28,2	1,026	-22,4	5,9	-25,9
12071	GG2 - 693	0,959	-23,2	-	-	N/A	N/A
12070	GG2 - 692	0,961	-23	1,014	-18,4	5,2	-25,0
12132	LNI - 69	0,996	-19,5	1,013	-18,5	1,6	-5,4
12524	LNI - 13	0,998	-24,1	1,016	-22,9	1,7	-5,2
12069	GG2 - 691	0,961	-23	1,012	-18,5	5,0	-24,3
12021	BAZ - 69D	0,963	-22,8	1,009	-18,9	4,6	-20,6
12020	BZA - 69	0,963	-22,8	1,009	-18,9	4,6	-20,6

Continuación del apéndice 7.

Demanda Media							
Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
1152	GNO - 691	0,962	-15,2	0,964	-14,9	0,1	-2,0
1153	GNO - 692	1,020	-17,4	1,027	-16,9	0,7	-3,0
12010	APA - 691	1,015	-17,8	1,023	-17,3	0,8	-2,9
12074	GG3 - 692	1,006	-18,5	-	-	N/A	N/A
12073	GG3 - 691	0,990	-19,7	1,011	-18,6	2,0	-5,9
12120	MIN - 691	0,960	-22,1	0,998	-19,6	3,8	-12,8
12091	INC - 691	0,950	-23	0,994	-19,9	4,4	-15,6
12092	INC - 692	0,947	-17,1	0,949	-16,9	0,2	-1,2
12078	GG6 - 693	0,962	-15,3	0,963	-15	0,2	-2,0
12085	GNG - 695	0,959	-15,6	0,960	-15,3	0,2	-2,0
12327	CEM - 691	0,952	-16,5	0,954	-16,3	0,2	-1,2
12025	CEM - 69	0,952	-16,5	0,954	-16,3	0,3	-1,2
428	GNG - 6951	-	-	0,959	-15,5	N/A	N/A
426	ICT - 691	-	-	1,016	-18	N/A	N/A
427	ICT - 692	-	-	0,960	-15,4	N/A	N/A
12133	NOR - 69	0,951	-16,6	0,953	-16,4	0,2	-1,2
12134	NOR - 691	0,951	-16,6	0,953	-16,4	0,2	-1,2
12532	NOR - 13	0,940	-19,1	0,943	-18,9	0,3	-1,1
12200	ZAP - 692	0,949	-16,8	0,951	-16,7	0,2	-0,6
12198	ZAP - 69	0,948	-16,9	0,950	-16,7	0,2	-1,2
12011	APA - 692	0,945	-23,6	1,016	-18,1	7,0	-30,4
12009	APA - 69	0,945	-23,7	1,015	-18,2	7,0	-30,2
12504	APA - 13	0,954	-27,3	1,027	-21,2	7,1	-28,8
12071	GG2 - 693	0,946	-23,6	-	-	N/A	N/A
12070	GG2 - 692	0,947	-23,4	1,012	-18,5	6,4	-26,5
12132	LNI - 69	0,990	-19,7	1,011	-18,6	2,0	-5,9
12524	LNI - 13	0,998	-23	1,019	-21,8	2,1	-5,5
12069	GG2 - 691	0,947	-23,4	1,010	-18,7	6,2	-25,1
12021	BAZ - 69D	0,948	-23,3	1,005	-19	5,7	-22,6
12020	BZA - 69	0,948	-23,3	1,005	-19	5,7	-22,6

Continuación del apéndice 7.

Demanda Mínima							
Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
1152	GNO - 691	1,009	-10,5	1,010	-10,4	0,0	-1,0
1153	GNO - 692	1,008	-11,4	1,009	-11,3	0,1	-0,9
12010	APA - 691	1,006	-11,5	1,008	-11,5	0,1	0,0
12074	GG3 - 692	1,003	-11,9	-	-	N/A	N/A
12073	GG3 - 691	0,998	-12,4	1,003	-12,1	0,5	-2,5
12120	MIN - 691	0,988	-13,5	0,999	-12,5	1,1	-8,0
12091	INC - 691	0,985	-13,8	0,998	-12,6	1,3	-9,5
12092	INC - 692	1,002	-11,4	1,002	-11,4	0,0	0,0
12078	GG6 - 693	1,009	-10,5	1,009	-10,5	0,0	0,0
12085	GNG - 695	1,008	-10,7	1,008	-10,7	0,0	0,0
12327	CEM - 691	1,004	-11,1	1,005	-11,1	0,1	0,0
12025	CEM - 69	1,004	-11,1	1,005	-11,1	0,1	0,0
428	GNG - 6951	-	-	1,007	-10,7	N/A	N/A
426	ICT - 691	-	-	1,005	-11,8	N/A	N/A
427	ICT - 692	-	-	1,008	-10,7	N/A	N/A
12133	NOR - 69	1,004	-11,2	1,004	-11,2	0,1	0,0
12134	NOR - 691	1,004	-11,2	1,004	-11,2	0,1	0,0
12532	NOR - 13	1,022	-12,1	1,022	-12,1	0,0	0,0
12200	ZAP - 692	1,003	-11,3	1,003	-11,3	0,1	0,0
12198	ZAP - 69	1,002	-11,3	1,002	-11,3	0,0	0,0
12011	APA - 692	0,982	-14,2	1,005	-11,8	2,3	-20,3
12009	APA - 69	0,982	-14,2	1,005	-11,9	2,3	-19,3
12504	APA - 13	0,997	-16	1,020	-13,6	2,3	-17,6
12071	GG2 - 693	0,982	-14,1	-	-	N/A	N/A
12070	GG2 - 692	0,983	-14,1	1,004	-12	2,1	-17,5
12132	LNI - 69	0,998	-12,4	1,003	-12,1	0,5	-2,5
12524	LNI - 13	1,012	-14,2	1,018	-13,8	0,5	-2,9
12069	GG2 - 691	0,983	-14	1,003	-12,1	2,0	-15,7
12021	BAZ - 69D	0,983	-14	1,002	-12,3	1,8	-13,8
12020	BZA - 69	0,983	-14	1,001	-12,3	1,8	-13,8

Fuente: elaboración propia, empleando NEPLAN, Versión 5.57.

Apéndice 8. **Flujos de potencia [MW], potencia reactiva [MVAR] y factor de utilización [%] en los transformadores**

<b>Demanda Máxima</b>									
Nombre Txfo	Potencia Activa			Potencia Reactiva			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	$\Delta$ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	$\Delta$ [%]	CB [%]	CP [%]	$\Delta$ [%]
APA 69 /13	12,06	12,05	-0,07	1,26	1,14	-10,18	86,62	86,48	-0,16
LNI 69/13	12,23	12,23	-0,02	2,05	2,02	-1,63	88,57	88,51	-0,07
NOR 69/13	8,02	8,02	-0,02	1,49	1,49	-0,07	58,30	58,28	-0,03

<b>Demanda Media</b>									
Nombre Txfo	Potencia Activa			Potencia Reactiva			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	$\Delta$ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	$\Delta$ [%]	CB [%]	CP [%]	$\Delta$ [%]
APA 69 /13	8,70	8,70	-0,06	1,06	0,98	-7,65	62,62	62,51	-0,18
LNI 69/13	8,84	8,83	-0,02	1,25	1,23	-1,71	63,73	63,70	-0,05
NOR 69/13	7,17	7,17	-0,01	0,95	0,94	-0,21	51,65	51,63	-0,04

<b>Demanda Mínima</b>									
Nombre Txfo	Potencia Activa			Potencia Reactiva			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	$\Delta$ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	$\Delta$ [%]	CB [%]	CP [%]	$\Delta$ [%]
APA 69 /13	4,69	4,69	0,00	0,45	0,44	-1,36	33,66	33,65	-0,03
LNI 69/13	4,84	4,84	0,00	0,50	0,50	-0,40	34,73	34,73	0,00
NOR 69/13	3,38	3,38	0,00	0,64	0,64	0,00	24,59	24,59	0,00

Fuente: elaboración propia, empleando NEPLAN, versión 5.57.

Apéndice 9. **Resultados de contingencia 2 Epoca seca. Flujos de potencia [MW] y factor de utilización [%] en las líneas**

Demanda Máxima										
Barra		Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 2</b>										
GNO - 692	APA - 692	89,27	87,41	-2,12	0,25	0,23	-7,91	115,55	94,23	-3,88
APA - 69	APA - 692	-12,41	-12,41	-0,01	0,01	0,01	-1,75	15,71	15,61	-0,64
APA - 692	GG2 - 693	76,61	-	N/A	0,28	-	N/A	94,03	-	N/A
GG2 - 692	GG2 - 693	-76,33	-	N/A	0,58	-	N/A	105,21	-	N/A
APA - 692	ICT - 691	-	74,77	N/A	-	0,19	N/A	-	79,84	N/A
ICT - 691	GG2 - 692	-	32,29	N/A	-	0,06	N/A	-	34,52	N/A
GG2 - 692	LNI - 69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
GG2 - 691	GG2 - 692	-75,75	-32,23	-135,04	0,19	0,03	-483,69	105,23	43,53	-141,74
GG2 - 691	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
BZA - 69D	GG2 - 691	-75,55	-32,19	-134,67	0,45	0,08	-484,65	105,23	43,53	-141,74
BZA - 69	BZA - 69D	-0,52	-0,52	0,00	0,00	0,00	0,00	1,86	1,81	-2,76
INC - 692	BZA - 69D	74,58	31,60	-136,06	1,15	0,19	-494,92	111,04	45,51	-143,99
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 3</b>										
GNO - 692	APA - 691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	APA - 69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	GG3 - 692	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
GG3 - 691	GG3 - 692	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	ICT - 692	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
ICT - 692	GG3 - 692	-	-42,29	N/A	-	0,11	N/A	-	45,33	N/A
GG3 - 692	LNI - 69	12,60	12,59	-0,10	0,00	0,00	-9,09	16,08	15,15	-6,14
GG3 - 692	MIN - 691	-12,64	29,59	142,71	0,04	0,18	80,06	17,96	40,22	55,35
MIN - 691	INC - 691	-12,65	29,41	143,01	0,01	0,06	80,19	17,95	40,25	55,40
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 6</b>										
GNO - 691	GG6 - 693	27,51	27,49	-0,09	0,01	0,01	0,00	34,69	34,63	-0,17
GG6 - 693	GNG - 695	27,51	27,48	-0,09	0,05	0,05	-0,37	34,70	34,63	-0,20
GNG - 695	CEM - 691	27,45	-	N/A	0,12	-	N/A	34,70	-	N/A
GNG - 695	ICT - 692	-	27,43	N/A	-	0,01	N/A	-	28,90	N/A
ICT - 692	GNG - 6951	-	27,42	N/A	-	0,01	N/A	-	28,90	N/A
GNG - 6951	CEM - 69	-	27,41	N/A	-	0,08	N/A	-	28,90	N/A
CEM - 69	CEM - 691	-0,59	26,74	102,22	0,00	0,01	100,00	1,04	47,05	97,79
NOR - 69	CEM - 691	-26,74	-26,73	0,00	0,02	0,02	-0,52	47,13	47,05	-0,17
NOR - 69	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
NOR - 69	ZAP - 692	18,44	18,44	0,00	0,02	0,02	-0,49	23,40	23,36	-0,17
ZAP - 69	ZAP - 692	-4,90	-4,90	0,00	0,00	0,00	0,00	16,89	16,86	-0,18
INC - 692	ZAP - 692	-13,52	-13,52	0,00	0,01	0,01	-0,86	17,21	17,18	-0,17

Continuación del apéndice 9.

Demanda Media										
Barra		Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 2</b>										
GNO - 692	APA - 692	92,51	90,26	-2,48	0,28	0,26	-10,21	123,46	94,61	-4,97
APA - 69	APA - 692	-8,67	-8,66	-0,01	0,00	0,00	-3,57	11,09	11,00	-0,82
APA - 692	GG2 - 693	83,56	-	N/A	0,35	-	N/A	105,87	-	N/A
GG2 - 692	GG2 - 693	-83,21	-	N/A	0,74	-	N/A	118,46	-	N/A
APA - 692	ICT - 691	-	81,34	N/A	-	0,24	N/A	-	92,06	N/A
ICT - 691	GG2 - 692	-	37,02	N/A	-	0,09	N/A	-	40,66	N/A
GG2 - 692	LNI - 69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
GG2 - 691	GG2 - 692	-82,47	-36,93	-123,31	0,24	0,05	-433,55	118,48	51,27	-131,09
GG2 - 691	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
BZA - 69D	GG2 - 691	-82,22	-36,88	-122,92	0,56	0,11	-433,84	118,49	51,27	-131,11
BZA - 69	BZA - 69D	-0,78	-0,78	0,00	0,00	0,00	0,00	2,82	2,74	-2,92
INC - 692	BZA - 69D	80,88	36,00	-124,68	1,45	0,27	-445,93	124,75	53,37	-133,75
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 3</b>										
GNO - 692	APA - 691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	APA - 69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	GG3 - 692	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
GG3 - 691	GG3 - 692	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	ICT - 692	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
ICT - 692	GG3 - 692	-	-44,09	N/A	-	0,12	N/A	-	48,42	N/A
GG3 - 692	LNI - 69	8,81	8,80	-0,08	0,00	0,00	-20,00	11,44	10,66	-7,32
GG3 - 692	MIN - 691	-8,82	35,16	125,09	0,02	0,27	93,27	12,76	49,24	74,09
MIN - 691	INC - 691	-8,83	34,89	125,31	0,01	0,09	93,34	12,76	49,28	74,11
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 6</b>										
GNO - 691	GG6 - 693	29,96	29,93	-0,10	0,01	0,01	0,00	39,87	39,78	-0,23
GG6 - 693	GNG - 695	29,96	29,92	-0,11	0,07	0,07	-0,42	39,87	39,78	-0,23
GNG - 695	CEM - 691	29,88	-	N/A	0,16	-	N/A	39,88	-	N/A
GNG - 695	ICT - 692	-	29,85	N/A	-	0,01	N/A	-	33,19	N/A
ICT - 692	GNG - 6951	-	29,84	N/A	-	0,01	N/A	-	33,19	N/A
GNG - 6951	CEM - 69	-	29,83	N/A	-	0,11	N/A	-	33,19	N/A
CEM - 69	CEM - 691	-1,36	28,37	104,79	0,00	0,01	100,00	2,52	52,71	95,22
NOR - 69	CEM - 691	-28,36	-28,36	-0,01	0,02	0,02	-0,42	52,83	52,71	-0,23
NOR - 69	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
NOR - 69	ZAP - 692	21,20	21,20	0,00	0,03	0,03	-0,33	28,48	28,42	-0,21
ZAP - 69	ZAP - 692	-5,35	-5,35	0,00	0,01	0,01	0,00	19,54	19,50	-0,21
INC - 692	ZAP - 692	-15,82	-15,82	0,00	0,02	0,02	0,00	21,31	21,27	-0,19

Continuación del apéndice 9.

Demanda Mínima										
Barra		Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 2</b>										
GNO - 692	APA - 692	40,57	40,21	-0,87	0,05	0,05	-2,69	51,83	51,17	-1,29
APA - 69	APA - 692	-4,74	-4,74	0,00	0,00	0,00	0,00	6,01	6,00	-0,17
APA - 692	GG2 - 693	35,77	-	N/A	0,06	-	N/A	43,09	-	N/A
GG2 - 692	GG2 - 693	-35,72	-	N/A	0,12	-	N/A	48,22	-	N/A
APA - 692	ICT - 691	-	35,42	N/A	-	0,04	N/A	-	37,69	N/A
ICT - 691	GG2 - 692	-	15,84	N/A	-	0,02	N/A	-	16,86	N/A
GG2 - 692	LNI - 69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
GG2 - 691	GG2 - 692	-35,59	-15,82	-124,94	0,04	0,01	-413,92	48,23	21,26	-126,86
GG2 - 691	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
BZA - 69D	GG2 - 691	-35,55	-15,82	-124,80	0,09	0,02	-414,29	48,23	21,27	-126,75
BZA - 69	BZA - 69D	-0,74	-0,74	0,00	0,00	0,00	0,00	2,57	2,55	-0,78
INC - 692	BZA - 69D	34,72	15,06	-130,56	0,23	0,04	-442,26	50,19	21,55	-132,90
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 3</b>										
GNO - 692	APA - 691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	APA - 69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	GG3 - 692	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
GG3 - 691	GG3 - 692	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	ICT - 692	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
ICT - 692	GG3 - 692	-	-19,54	N/A	-	0,02	N/A	-	20,84	N/A
GG3 - 692	LNI - 69	4,89	4,89	-0,02	0,00	0,00	0,00	5,97	5,84	-2,23
GG3 - 692	MIN - 691	-4,89	14,63	133,45	0,01	0,04	88,58	6,66	19,75	66,28
MIN - 691	INC - 691	-4,90	14,59	133,56	0,00	0,02	88,67	6,65	19,77	66,36
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 6</b>										
GNO - 691	GG6 - 693	16,14	16,13	-0,05	0,00	0,00	0,00	20,47	20,45	-0,10
GG6 - 693	GNG - 695	16,14	16,13	-0,05	0,02	0,02	0,00	20,47	20,45	-0,10
GNG - 695	CEM - 691	16,12	-	N/A	0,04	-	N/A	20,47	-	N/A
GNG - 695	ICT - 692	-	16,11	N/A	-	0,00	N/A	-	17,07	N/A
ICT - 692	GNG - 6951	-	16,11	N/A	-	0,00	N/A	-	17,07	N/A
GNG - 6951	CEM - 69	-	16,11	N/A	-	0,03	N/A	-	17,07	N/A
CEM - 69	CEM - 691	-0,92	15,16	106,04	0,00	0,00	100,00	1,61	26,80	93,99
NOR - 69	CEM - 691	-15,16	-15,16	0,00	0,01	0,01	0,00	26,82	26,80	-0,07
NOR - 69	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
NOR - 69	ZAP - 692	11,73	11,73	0,00	0,01	0,01	0,00	14,94	14,93	-0,07
ZAP - 69	ZAP - 692	-4,06	-4,06	0,00	0,00	0,00	-3,57	14,04	14,03	-0,07
INC - 692	ZAP - 692	-7,66	-7,66	0,00	0,00	0,00	0,00	9,80	9,79	-0,10

Fuente: elaboración propia, empleando NEPLAN, Versión 5.57.

Apéndice 10. Flujos de potencia [MVAR] y pérdidas [MVAR] en las líneas

Demanda Máxima							
Barra		Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CP [MVAR]	$\Delta$ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	$\Delta$ [%]
LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 2							
GNO - 692	APA - 692	22,90	17,83	-28,47	0,73	0,67	-8,30
APA - 69	APA - 692	1,20	1,19	-1,09	-0,01	-0,01	7,46
APA - 692	GG2 - 693	20,97	-	N/A	0,87	-	N/A
GG2 - 692	GG2 - 693	20,11	-	N/A	1,55	-	N/A
APA - 692	ICT - 691	-	15,97	N/A	-	0,77	N/A
ICT - 691	GG2 - 692	-	6,34	N/A	-	0,21	N/A
GG2 - 692	LNI - 69	-	-	N/A	-	-	N/A
GG2 - 691	GG2 - 692	18,55	6,13	-202,58	0,52	0,07	-589,99
GG2 - 691	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A
BZA - 69D	GG2 - 691	18,03	6,06	-197,79	1,19	0,17	-589,42
BZA - 69	BZA - 69D	0,04	0,04	0,00	-0,01	-0,01	5,00
INC - 692	BZA - 69D	16,80	5,84	-187,67	2,72	0,30	-818,99
LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 3							
GNO - 692	APA - 691	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	APA - 69	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	GG3 - 692	-	-	N/A	-	-	N/A
GG3 - 691	GG3 - 692	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	ICT - 692	-	-	N/A	-	-	N/A
ICT - 692	GG3 - 692	-	8,89	N/A	-	0,39	N/A
GG3 - 692	LNI - 69	2,22	2,09	-6,33	0,00	0,00	112,50
GG3 - 692	MIN - 691	2,15	6,42	66,45	0,01	0,40	98,36
MIN - 691	INC - 691	2,16	6,02	64,20	0,00	0,14	98,39
LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 6							
GNO - 691	GG6 - 693	4,31	4,33	0,51	0,01	0,01	0,00
GG6 - 693	GNG - 695	4,29	4,32	0,51	0,11	0,11	-0,62
GNG - 695	CEM - 691	4,18	-	N/A	0,26	-	N/A
GNG - 695	ICT - 692	-	4,20	N/A	-	0,02	N/A
ICT - 692	GNG - 6951	-	4,18	N/A	-	0,02	N/A
GNG - 6951	CEM - 69	-	4,16	N/A	-	0,23	N/A
CEM - 69	CEM - 691	0,06	3,87	98,58	0,00	0,01	127,78
NOR - 69	CEM - 691	3,86	3,86	-0,16	0,03	0,03	-0,74
NOR - 69	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A
NOR - 69	ZAP - 692	2,33	2,33	-0,22	0,02	0,02	-1,30
ZAP - 69	ZAP - 692	0,46	0,46	-0,22	-0,02	-0,02	0,61
INC - 692	ZAP - 692	1,84	1,84	-0,22	-0,06	-0,06	0,82

Continuación del apéndice 10.

Demanda Media							
Barra		Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 2							
GNO - 692	APA - 692	31,26	25,04	-24,85	0,83	0,75	-10,62
APA - 69	APA - 692	0,98	0,97	-0,83	-0,01	-0,01	3,36
APA - 692	GG2 - 693	29,45	-	N/A	1,11	-	N/A
GG2 - 692	GG2 - 693	28,34	-	N/A	1,99	-	N/A
APA - 692	ICT - 691	-	23,31	N/A	-	0,96	N/A
ICT - 691	GG2 - 692	-	10,22	N/A	-	0,31	N/A
GG2 - 692	LNI - 69	-	-	N/A	-	-	N/A
GG2 - 691	GG2 - 692	26,36	9,91	-166,05	0,66	0,11	-497,10
GG2 - 691	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A
BZA - 69D	GG2 - 691	25,70	9,80	-162,30	1,52	0,26	-496,51
BZA - 69	BZA - 69D	0,06	0,06	-1,64	-0,01	-0,01	5,17
INC - 692	BZA - 69D	24,11	9,48	-154,35	3,49	0,48	-620,50
LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 3							
GNO - 692	APA - 691	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	APA - 69	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	GG3 - 692	-	-	N/A	-	-	N/A
GG3 - 691	GG3 - 692	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	ICT - 692	-	-	N/A	-	-	N/A
ICT - 692	GG3 - 692	-	12,17	N/A	-	0,46	N/A
GG3 - 692	LNI - 69	1,32	1,24	-6,31	0,00	0,00	30,43
GG3 - 692	MIN - 691	1,21	10,48	88,46	-0,04	0,65	105,96
MIN - 691	INC - 691	1,20	9,83	87,83	-0,01	0,22	105,92
LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 6							
GNO - 691	GG6 - 693	4,15	4,18	0,74	0,02	0,02	-0,55
GG6 - 693	GNG - 695	4,13	4,16	0,75	0,17	0,17	-0,59
GNG - 695	CEM - 691	3,96	-	N/A	0,39	-	N/A
GNG - 695	ICT - 692	-	3,99	N/A	-	0,04	N/A
ICT - 692	GNG - 6951	-	3,96	N/A	-	0,04	N/A
GNG - 6951	CEM - 69	-	3,92	N/A	-	0,35	N/A
CEM - 69	CEM - 691	0,12	3,46	96,67	0,00	0,01	118,37
NOR - 69	CEM - 691	3,46	3,45	-0,26	0,04	0,04	-0,81
NOR - 69	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A
NOR - 69	ZAP - 692	2,49	2,48	-0,32	0,06	0,06	-1,06
ZAP - 69	ZAP - 692	0,43	0,43	0,00	-0,01	-0,01	0,75
INC - 692	ZAP - 692	2,00	2,00	-035	-0,03	-0,03	2,53

Continuación del apéndice 10.

Demanda Mínima							
Barra		Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 2							
GNO - 692	APA - 692	6,87	5,96	-15,23	0,13	0,12	-3,22
APA - 69	APA - 692	0,42	0,42	0,00	-0,02	-0,02	0,00
APA - 692	GG2 - 693	6,33	-	N/A	0,16	-	N/A
GG2 - 692	GG2 - 693	6,17	-	N/A	0,29	-	N/A
APA - 692	ICT - 691	-	5,42	N/A	-	0,15	N/A
ICT - 691	GG2 - 692	-	2,27	N/A	-	0,01	N/A
GG2 - 692	LNI - 69	-	-	N/A	-	-	N/A
GG2 - 691	GG2 - 692	5,88	2,26	-160,16	0,10	0,01	-1612,50
GG2 - 691	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A
BZA - 69D	GG2 - 691	5,78	2,25	-156,48	0,22	0,01	-1603,08
BZA - 69	BZA - 69D	0,04	0,04	0,00	-0,01	-0,01	1,67
INC - 692	BZA - 69D	5,52	2,20	-150,89	0,41	-0,08	586,78
LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 3							
GNO - 692	APA - 691	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	APA - 69	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	GG3 - 692	-	-	N/A	-	-	N/A
GG3 - 691	GG3 - 692	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	ICT - 692	-	-	N/A	-	-	N/A
ICT - 692	GG3 - 692	-	3,04	N/A	-	0,04	N/A
GG3 - 692	LNI - 69	0,50	0,50	-1,41	0,00	0,00	5,71
GG3 - 692	MIN - 691	0,34	2,50	86,30	-0,09	0,02	590,29
MIN - 691	INC - 691	0,31	2,48	87,38	-0,03	0,01	556,25
LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 6							
GNO - 691	GG6 - 693	1,98	1,98	0,15	0,00	0,00	0,00
GG6 - 693	GNG - 695	1,98	1,98	0,15	0,01	0,01	-0,99
GNG - 695	CEM - 691	1,97	-	N/A	0,02	-	N/A
GNG - 695	ICT - 692	-	1,97	N/A	-	0,00	N/A
ICT - 692	GNG - 6951	-	1,97	N/A	-	0,00	N/A
GNG - 6951	CEM - 69	-	1,97	N/A	-	0,02	N/A
CEM - 69	CEM - 691	0,06	1,89	96,87	0,00	0,00	300,00
NOR - 69	CEM - 691	1,89	1,88	-0,05	0,00	0,00	0,00
NOR - 69	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A
NOR - 69	ZAP - 692	1,26	1,26	-0,08	-0,01	-0,01	0,77
ZAP - 69	ZAP - 692	0,24	0,24	0,00	-0,02	-0,02	0,00
INC - 692	ZAP - 692	1,03	1,03	-0,10	-0,09	-0,09	0,11

Fuente: elaboración propia, empleando NEPLAN, Versión 5.57.

Apéndice 11. Voltajes en barras [p.u.] y ángulo [°] en barras

Demanda Máxima							
Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
1152	GNO - 691	1,019	-12.7	1,020	-12,4	0,1	-2,4
1153	GNO - 692	1,013	-15	1,018	-14,7	0,6	-2,0
12010	APA - 691	0,949	-20.7	1,010	-15,6	6,0	-32,7
12074	GG3 - 692	0,949	-20.7	-	-	N/A	N/A
12073	GG3 - 691	0,949	-20.7	1,005	-16,2	5,5	-27,8
12120	MIN - 691	0,953	-20.3	0,996	-17,1	4,3	-18,7
12091	INC - 691	0,955	-20.2	0,993	-17,4	3,8	-16,1
12092	INC - 692	1,006	-14.1	1,008	-14	0,2	-0,7
12078	GG6 - 693	1,019	-12.7	1,020	-12,5	0,1	-1,6
12085	GNG - 695	1,016	-13	1,017	-12,8	0,1	-1,6
12327	CEM - 691	1,010	-13.7	1,011	-13,6	0,2	-0,7
12025	CEM - 69	1,010	-13.7	1,012	-13,6	0,2	-0,7
428	GNG - 6951	-	-	1,016	-12,9	N/A	N/A
426	ICT - 691	-	-	1,010	-15,6	N/A	N/A
427	ICT - 692	-	-	1,017	-12,8	N/A	N/A
12133	NOR - 69	1,009	-13.8	1,010	-13,6	0,2	-1,5
12134	NOR - 691	1,009	-13.8	1,010	-13,6	0,2	-1,5
12532	NOR - 13	0,994	-16.2	0,996	-16	0,2	-1,3
12200	ZAP - 692	1,007	-14	1,009	-13,8	0,2	-1,4
12198	ZAP - 69	1,006	-14	1,008	-13,8	0,2	-1,4
12011	APA - 692	1,008	-15.5	1,014	-15,1	0,6	-2,6
12009	APA - 69	1,007	-15.5	1,014	-15,2	0,6	-2,0
12504	APA - 13	1,017	-20	1,023	-19,6	0,6	-2,0
12071	GG2 - 693	1,002	-16	-	-	N/A	N/A
12070	GG2 - 692	0,989	-17.1	1,006	-16,1	1,7	-6,2
12132	LNI - 69	0,949	-20.8	1,005	-16,2	5,5	-28,4
12524	LNI - 13	0,949	-25.9	1,007	-20,8	5,8	-24,5
12069	GG2 - 691	0,986	-17.4	1,005	-16,2	1,9	-7,4
12021	BAZ - 69D	0,977	-18.2	1,001	-16,6	2,5	-9,6
12020	BZA - 69	0,976	-18.2	1,001	-16,6	2,5	-9,6

Continuación del apéndice 11.

Demanda Media							
Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
1152	GNO - 691	0,963	-12,4	0,965	-12,1	0,1	-2,5
1153	GNO - 692	1,004	-14,6	1,011	-14,1	0,7	-3,5
12010	APA - 691	0,929	-20,6	1,000	-15,1	7,1	-36,4
12074	GG3 - 692	0,929	-20,6	-	-	N/A	N/A
12073	GG3 - 691	0,929	-20,6	0,995	-15,7	6,6	-31,2
12120	MIN - 691	0,932	-20,3	0,982	-16,7	5,2	-21,6
12091	INC - 691	0,932	-20,2	0,978	-17,1	4,7	-18,1
12092	INC - 692	0,948	-14,3	0,950	-14,1	0,2	-1,4
12078	GG6 - 693	0,963	-12,5	0,964	-12,2	0,1	-2,5
12085	GNG - 695	0,960	-12,9	0,961	-12,6	0,1	-2,4
12327	CEM - 691	0,953	-13,7	0,955	-13,5	0,2	-1,5
12025	CEM - 69	0,953	-13,7	0,955	-13,5	0,2	-1,5
428	GNG - 6951	-	-	0,960	-12,7	N/A	N/A
426	ICT - 691	-	-	1,000	-15,1	N/A	N/A
427	ICT - 692	-	-	0,961	-12,6	N/A	N/A
12133	NOR - 69	0,952	-13,8	0,954	-13,6	0,2	-1,5
12134	NOR - 691	0,952	-13,8	0,954	-13,6	0,2	-1,5
12532	NOR - 13	0,942	-16,3	0,944	-16,1	0,2	-1,2
12200	ZAP - 692	0,950	-14	0,952	-13,9	0,2	-0,7
12198	ZAP - 69	0,949	-14,1	0,951	-13,9	0,2	-1,4
12011	APA - 692	0,999	-15	1,006	-14,5	0,8	-3,4
12009	APA - 69	0,998	-15	1,006	-14,6	0,8	-2,7
12504	APA - 13	1,009	-18,2	1,017	-17,7	0,8	-2,8
12071	GG2 - 693	0,991	-15,6	-	-	N/A	N/A
12070	GG2 - 692	0,976	-16,7	0,996	-15,6	2,0	-7,1
12132	LNI - 69	0,929	-20,6	0,995	-15,7	6,6	-31,2
12524	LNI - 13	0,934	-24,3	1,003	-19	6,8	-27,9
12069	GG2 - 691	0,971	-17,1	0,994	-15,8	2,3	-8,2
12021	BAZ - 69D	0,960	-18	0,989	-16,2	3,0	-11,1
12020	BZA - 69	0,959	-18	0,989	-16,2	3,0	-11,1

Continuación del apéndice 11.

Demanda Mínima							
Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
1152	GNO - 691	1,009	-5,8	1,009	-5,8	0,0	0,0
1153	GNO - 692	1,008	-6,5	1,009	-6,5	0,1	0,0
12010	APA - 691	0,983	-9,2	1,005	-7	2,2	-31,4
12074	GG3 - 692	0,983	-9,2	-	-	N/A	N/A
12073	GG3 - 691	0,983	-9,2	1,003	-7,2	2,1	-27,8
12120	MIN - 691	0,984	-9	0,999	-7,6	1,5	-18,4
12091	INC - 691	0,984	-9	0,998	-7,8	1,3	-15,4
12092	INC - 692	1,001	-6,7	1,002	-6,7	0,1	0,0
12078	GG6 - 693	1,009	-5,8	1,009	-5,8	0,0	0,0
12085	GNG - 695	1,007	-6	1,007	-6	0,0	0,0
12327	CEM - 691	1,004	-6,4	1,004	-6,4	0,0	0,0
12025	CEM - 69	1,004	-6,4	1,004	-6,4	0,1	0,0
428	GNG - 6951	-	-	1,007	-6	N/A	N/A
426	ICT - 691	-	-	1,005	-7	N/A	N/A
427	ICT - 692	-	-	1,007	-6	N/A	N/A
12133	NOR - 69	1,003	-6,5	1,004	-6,5	0,0	0,0
12134	NOR - 691	1,003	-6,5	1,004	-6,5	0,0	0,0
12532	NOR - 13	1,021	-7,5	1,021	-7,5	0,0	0,0
12200	ZAP - 692	1,002	-6,6	1,003	-6,6	0,1	0,0
12198	ZAP - 69	1,001	-6,6	1,002	-6,6	0,1	0,0
12011	APA - 692	1,006	-6,7	1,007	-6,7	0,1	0,0
12009	APA - 69	1,006	-6,8	1,007	-6,7	0,1	-1,5
12504	APA - 13	1,021	-8,5	1,022	-8,4	0,1	-1,2
12071	GG2 - 693	1,004	-7	-	-	N/A	N/A
12070	GG2 - 692	0,999	-7,5	1,004	-7,2	0,5	-4,2
12132	LNI - 69	0,983	-9,2	1,003	-7,2	2,1	-27,8
12524	LNI - 13	0,996	-11	1,018	-9	2,1	-22,2
12069	GG2 - 691	0,997	-7,7	1,003	-7,2	0,6	-6,9
12021	BAZ - 69D	0,993	-8,1	1,001	-7,4	0,8	-9,5
12020	BZA - 69	0,993	-8,1	1,001	-7,4	0,8	-9,5

Fuente: elaboración propia, empleando NEPLAN, Versión 5.57.

Apéndice 12. **Flujos de potencia [MW], potencia reactiva [MVAR] y factor de utilización [%] en los transformadores**

<b>Demanda Máxima</b>									
Nombre Txfo	Potencia Activa			Potencia Reactiva			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	$\Delta$ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	$\Delta$ [%]	CB [%]	CP [%]	$\Delta$ [%]
APA 69 /13	12,41	12,41	-0,01	1,21	1,20	-1,00	89,05	89,04	-0,01
LNI 69/13	12,60	12,59	-0,10	2,22	2,09	-6,28	91,38	91,14	-0,26
NOR 69/13	8,28	8,27	-0,01	1,52	1,51	-0,13	60,09	60,08	-0,02

<b>Demanda Media</b>									
Nombre Txfo	Potencia Activa			Potencia Reactiva			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	$\Delta$ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	$\Delta$ [%]	CB [%]	CP [%]	$\Delta$ [%]
APA 69 /13	8,66	8,66	0,00	0,99	0,98	-0,81	62,28	62,27	-0,02
LNI 69/13	8,81	8,80	-0,08	1,32	1,24	-6,21	63,59	63,46	-0,20
NOR 69/13	7,14	7,14	-0,03	0,94	0,94	-0,11	51,42	51,40	-0,04

<b>Demanda Mínima</b>									
Nombre Txfo	Potencia Activa			Potencia Reactiva			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	$\Delta$ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	$\Delta$ [%]	CB [%]	CP [%]	$\Delta$ [%]
APA 69 /13	4,74	4,74	0,00	0,44	0,44	-0,23	34,01	34,01	0,00
LNI 69/13	4,89	4,89	-0,02	0,51	0,50	-1,40	35,11	35,10	-0,03
NOR 69/13	3,42	3,42	0,00	0,63	0,63	0,00	24,85	24,85	0,00

Fuente: elaboración propia, empleando NEPLAN, Versión 5.57.

Apéndice 13. **Resultados de contingencia 2 época húmeda. Flujos de potencia [MW] y factor de utilización [%] en las líneas**

Demanda Máxima										
Barra		Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 2										
GNO - 692	APA - 692	86,58	84,89	-1,99	0,23	0,21	-7,23	110,76	94,65	-3,56
APA - 69	APA - 692	-12,06	-12,06	0,00	0,01	0,01	-1,89	15,12	15,04	-0,53
APA - 692	GG2 - 693	74,29	-	N/A	0,26	-	N/A	90,05	-	N/A
GG2 - 692	GG2 - 693	-74,04	-	N/A	0,53	-	N/A	100,76	-	N/A
APA - 692	ICT - 691	-	72,62	N/A	-	0,18	N/A	-	76,74	N/A
ICT - 691	GG2 - 692	-	31,36	N/A	-	0,06	N/A	-	33,18	N/A
GG2 - 692	LNI - 69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
GG2 - 691	GG2 - 692	-73,50	-31,30	-134,80	0,18	0,03	-480,98	100,78	41,83	-140,93
GG2 - 691	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
BZA - 69D	GG2 - 691	-73,33	-31,27	-134,46	0,41	0,07	-480,40	100,78	41,84	-140,87
BZA - 69	BZA - 69D	-0,51	-0,51	0,00	0,00	0,00	0,00	1,78	1,74	-2,30
INC - 692	BZA - 69D	72,41	30,70	-135,89	1,05	0,18	-490,91	106,34	43,74	-143,12
LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 3										
GNO - 692	APA - 691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	APA - 69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	GG3 - 692	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
GG3 - 691	GG3 - 692	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	ICT - 692	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
ICT - 692	GG3 - 692	-	-41,08	N/A	-	0,10	N/A	-	43,58	N/A
GG3 - 692	LNI - 69	12,24	12,23	-0,08	0,00	0,00	-10,00	15,41	14,58	-5,69
GG3 - 692	MIN - 691	-12,27	28,75	142,68	0,03	0,17	80,18	17,20	38,64	55,49
MIN - 691	INC - 691	-12,28	28,58	142,97	0,01	0,06	80,28	17,20	38,67	55,52
LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 6										
GNO - 691	GG6 - 693	26,70	26,68	-0,08	0,01	0,01	0,00	33,48	33,43	-0,15
GG6 - 693	GNG - 695	26,70	26,68	-0,08	0,05	0,05	-0,40	33,49	33,43	-0,18
GNG - 695	CEM - 691	26,65	-	N/A	0,11	-	N/A	33,49	-	N/A
GNG - 695	ICT - 692	-	26,63	N/A	-	0,01	N/A	-	27,89	N/A
ICT - 692	GNG - 6951	-	26,62	N/A	-	0,01	N/A	-	27,89	N/A
GNG - 6951	CEM - 69	-	26,61	N/A	-	0,07	N/A	-	27,90	N/A
CEM - 69	CEM - 691	-0,58	25,96	102,22	0,00	0,01	100,00	1,01	45,42	97,78
NOR - 69	CEM - 691	-25,96	-25,95	-0,01	0,02	0,02	-0,56	45,49	45,42	-0,15
NOR - 69	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
NOR - 69	ZAP - 692	17,91	17,91	-0,01	0,02	0,02	0,00	22,59	22,56	-0,13
ZAP - 69	ZAP - 692	-4,76	-4,76	0,00	0,00	0,00	-2,63	16,32	16,29	-0,18
INC - 692	ZAP - 692	-13,14	-13,14	0,00	0,01	0,01	0,00	16,61	16,58	-0,18

Continuación del apéndice 13.

Demanda Media										
Barra		Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 2</b>										
GNO - 692	APA - 692	86,48	90,57	4,51	0,22	0,25	11,38	109,16	94,41	5,87
APA - 69	APA - 692	-12,06	-8,70	-38,60	0,01	0,00	-85,71	14,93	10,86	-37,48
APA - 692	GG2 - 693	74,20	-	N/A	0,25	-	N/A	88,72	-	N/A
GG2 - 692	GG2 - 693	-73,96	-	N/A	0,52	-	N/A	99,28	-	N/A
APA - 692	ICT - 691	-	81,62	N/A	-	0,23	N/A	-	87,80	N/A
ICT - 691	GG2 - 692	-	37,14	N/A	-	0,08	N/A	-	40,08	N/A
GG2 - 692	LNI - 69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
GG2 - 691	GG2 - 692	-73,44	-37,06	-98,16	0,17	0,04	-285,65	99,29	50,54	-96,46
GG2 - 691	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
BZA - 69D	GG2 - 691	-73,27	-37,02	-97,93	0,40	0,10	-285,80	99,29	50,54	-96,46
BZA - 69	BZA - 69D	-0,51	-0,79	35,41	0,00	0,00	0,00	1,76	2,70	34,81
INC - 692	BZA - 69D	72,36	36,13	-100,29	1,02	0,26	-296,24	104,77	52,61	-99,14
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 3</b>										
GNO - 692	APA - 691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	APA - 69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	GG3 - 692	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
GG3 - 691	GG3 - 692	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	ICT - 692	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
ICT - 692	GG3 - 692	-	-44,24	N/A	-	0,12	N/A	-	47,74	N/A
GG3 - 692	LNI - 69	12,23	8,83	-38,50	0,00	0,00	-120,00	15,18	10,52	-44,30
GG3 - 692	MIN - 691	-12,27	35,29	134,76	0,03	0,26	87,81	16,95	48,53	65,07
MIN - 691	INC - 691	-12,28	35,02	135,06	0,01	0,09	87,83	16,94	48,57	65,12
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 6</b>										
GNO - 691	GG6 - 693	26,79	30,06	10,87	0,01	0,01	19,48	35,74	39,99	10,63
GG6 - 693	GNG - 695	26,79	30,05	10,86	0,06	0,07	20,06	35,74	39,99	10,63
GNG - 695	CEM - 691	26,73	-	N/A	0,13	-	N/A	35,75	-	N/A
GNG - 695	ICT - 692	-	29,98	N/A	-	0,01	N/A	-	33,37	N/A
ICT - 692	GNG - 6951	-	29,97	N/A	-	0,01	N/A	-	33,37	N/A
GNG - 6951	CEM - 69	-	29,96	N/A	-	0,11	N/A	-	33,37	N/A
CEM - 69	CEM - 691	-0,58	28,49	102,03	0,00	0,01	100,00	1,07	52,99	97,98
NOR - 69	CEM - 691	-26,02	-28,48	8,63	0,02	0,02	16,05	48,56	52,99	8,36
NOR - 69	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
NOR - 69	ZAP - 692	17,92	21,29	15,81	0,02	0,03	29,13	24,07	28,57	15,75
ZAP - 69	ZAP - 692	-4,76	-5,37	11,44	0,00	0,01	21,43	17,36	19,60	11,43
INC - 692	ZAP - 692	-13,14	-15,89	17,26	0,01	0,02	31,11	17,71	21,38	17,17

Continuación del apéndice 13.

Demanda Mínima										
Barra		Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 2</b>										
GNO - 692	APA - 692	40,12	39,78	-0,86	0,05	0,05	-2,75	51,26	50,60	-1,30
APA - 69	APA - 692	-4,69	-4,69	0,00	0,00	0,00	0,00	5,94	5,94	0,00
APA - 692	GG2 - 693	35,38	-	N/A	0,06	-	N/A	42,61	-	N/A
GG2 - 692	GG2 - 693	-35,32	-	N/A	0,12	-	N/A	47,68	-	N/A
APA - 692	ICT - 691	-	35,04	N/A	-	0,04	N/A	-	37,28	N/A
ICT - 691	GG2 - 692	-	15,67	N/A	-	0,01	N/A	-	16,68	N/A
GG2 - 692	LNI - 69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
GG2 - 691	GG2 - 692	-35,20	-15,65	-124,93	0,04	0,01	-415,58	47,69	21,03	-126,77
GG2 - 691	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
BZA - 69D	GG2 - 691	-35,16	-15,64	-124,78	0,09	0,02	-414,04	47,70	21,03	-126,82
BZA - 69	BZA - 69D	-0,73	-0,73	0,00	0,00	0,00	0,00	2,54	2,52	-0,79
INC - 692	BZA - 69D	34,34	14,90	-130,54	0,23	0,04	-441,51	49,64	21,32	-132,83
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 3</b>										
GNO - 692	APA - 691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	APA - 69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	GG3 - 692	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
GG3 - 691	GG3 - 692	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	ICT - 692	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
ICT - 692	GG3 - 692	-	-19,33	N/A	-	0,02	N/A	-	20,61	N/A
GG3 - 692	LNI - 69	4,84	4,84	-0,02	0,00	0,00	0,00	5,90	5,78	-2,08
GG3 - 692	MIN - 691	-4,84	14,47	133,45	0,00	0,04	88,55	6,58	19,54	66,33
MIN - 691	INC - 691	-4,84	14,43	133,57	0,00	0,01	88,44	6,58	19,56	66,36
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 6</b>										
GNO - 691	GG6 - 693	15,96	15,96	-0,04	0,00	0,00	0,00	20,23	20,22	-0,05
GG6 - 693	GNG - 695	15,96	15,96	-0,04	0,02	0,02	0,00	20,24	20,22	-0,10
GNG - 695	CEM - 691	15,94	-	N/A	0,04	-	N/A	20,24	-	N/A
GNG - 695	ICT - 692	-	15,94	N/A	-	0,00	N/A	-	16,88	N/A
ICT - 692	GNG - 6951	-	15,93	N/A	-	0,00	N/A	-	16,88	N/A
GNG - 6951	CEM - 69	-	15,93	N/A	-	0,03	N/A	-	16,88	N/A
CEM - 69	CEM - 691	-0,91	15,00	106,04	0,00	0,00	100,00	1,59	26,50	94,00
NOR - 69	CEM - 691	-15,00	-15,00	0,00	0,01	0,01	0,00	26,52	26,50	-0,08
NOR - 69	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
NOR - 69	ZAP - 692	11,61	11,61	0,00	0,01	0,01	-1,22	14,77	14,76	-0,07
ZAP - 69	ZAP - 692	-4,02	-4,02	0,00	0,00	0,00	0,00	13,88	13,87	-0,07
INC - 692	ZAP - 692	-7,58	-7,58	0,00	0,00	0,00	0,00	9,69	9,68	-0,10

Fuente: elaboración propia, empleando NEPLAN, Versión 5.57.

Apéndice 14. **Flujos de potencia [MVAR] y pérdidas [MVAR] en las líneas**

Demanda Máxima							
Barra		Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 2</b>							
GNO - 692	APA - 692	21,05	16,46	-27,90	0,66	0,62	-7,62
APA - 69	APA - 692	1,13	1,12	-0,98	-0,01	-0,01	4,82
APA - 692	GG2 - 693	19,26	-	N/A	0,79	-	N/A
GG2 - 692	GG2 - 693	18,46	-	N/A	1,42	-	N/A
APA - 692	ICT - 691	-	14,72	N/A	-	0,70	N/A
ICT - 691	GG2 - 692	-	5,79	N/A	-	0,19	N/A
GG2 - 692	LNI - 69	-	-	N/A	-	-	N/A
GG2 - 691	GG2 - 692	17,04	5,61	-203,91	0,47	0,07	-597,78
GG2 - 691	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A
BZA - 69D	GG2 - 691	16,57	5,54	-199,12	1,09	0,16	-597,50
BZA - 69	BZA - 69D	0,04	0,04	0,00	-0,01	-0,01	4,92
INC - 692	BZA - 69D	15,44	5,34	-189,12	2,48	0,26	-870,57
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 3</b>							
GNO - 692	APA - 691	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	APA - 69	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	GG3 - 692	-	-	N/A	-	-	N/A
GG3 - 691	GG3 - 692	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	ICT - 692	-	-	N/A	-	-	N/A
ICT - 692	GG3 - 692	-	8,26	N/A	-	0,36	N/A
GG3 - 692	LNI - 69	2,13	2,02	-5,56	0,00	0,00	72,73
GG3 - 692	MIN - 691	2,05	5,88	65,14	0,00	0,36	101,15
MIN - 691	INC - 691	2,05	5,53	62,90	0,00	0,12	101,14
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 6</b>							
GNO - 691	GG6 - 693	4,18	4,20	0,48	0,01	0,01	-0,93
GG6 - 693	GNG - 695	4,17	4,19	0,48	0,10	0,10	-0,59
GNG - 695	CEM - 691	4,07	-	N/A	0,24	-	N/A
GNG - 695	ICT - 692	-	4,09	N/A	-	0,02	N/A
ICT - 692	GNG - 6951	-	4,07	N/A	-	0,02	N/A
GNG - 6951	CEM - 69	-	4,05	N/A	-	0,21	N/A
CEM - 69	CEM - 691	0,06	3,78	98,55	0,00	0,01	130,30
NOR - 69	CEM - 691	3,78	3,78	-0,13	0,02	0,02	-0,40
NOR - 69	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A
NOR - 69	ZAP - 692	2,27	2,27	-0,13	0,02	0,02	-1,63
ZAP - 69	ZAP - 692	0,47	0,47	0,00	-0,02	-0,02	0,00
INC - 692	ZAP - 692	1,79	1,78	-0,22	-0,06	-0,06	0,77

Continuación del apéndice 14.

Demanda Media							
Barra		Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 2</b>							
GNO - 692	APA - 692	20,59	24,68	16,60	0,64	0,73	11,87
APA - 69	APA - 692	1,11	0,96	-15,45	-0,01	-0,02	44,03
APA - 692	GG2 - 693	18,84	-	N/A	0,77	-	N/A
GG2 - 692	GG2 - 693	18,07	-	N/A	1,38	-	N/A
APA - 692	ICT - 691	-	23,00	N/A	-	0,93	N/A
ICT - 691	GG2 - 692	-	10,08	N/A	-	0,30	N/A
GG2 - 692	LNI - 69	-	-	N/A	-	-	N/A
GG2 - 691	GG2 - 692	16,69	9,78	-70,70	0,46	0,11	-330,08
GG2 - 691	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A
BZA - 69D	GG2 - 691	16,24	9,67	-67,85	1,06	0,25	-329,74
BZA - 69	BZA - 69D	0,04	0,06	26,67	-0,01	-0,01	0,00
INC - 692	BZA - 69D	15,14	9,37	-61,58	2,40	0,46	-421,79
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 3</b>							
GNO - 692	APA - 691	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	APA - 69	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	GG3 - 692	-	-	N/A	-	-	N/A
GG3 - 691	GG3 - 692	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	ICT - 692	-	-	N/A	-	-	N/A
ICT - 692	GG3 - 692	-	12,02	N/A	-	0,44	N/A
GG3 - 692	LNI - 69	2,10	1,23	-70,82	0,00	0,00	80,00
GG3 - 692	MIN - 691	2,01	10,35	80,57	-0,01	0,62	101,52
MIN - 691	INC - 691	2,01	9,73	79,35	0,00	0,21	101,54
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 6</b>							
GNO - 691	GG6 - 693	4,49	4,22	-6,45	0,01	0,02	25,54
GG6 - 693	GNG - 695	4,48	4,20	-660	0,13	0,17	25,09
GNG - 695	CEM - 691	4,35	-	N/A	0,30	-	N/A
GNG - 695	ICT - 692	-	4,03	N/A	-	0,04	N/A
ICT - 692	GNG - 6951	-	3,99	N/A	-	0,04	N/A
GNG - 6951	CEM - 69	-	3,96	N/A	-	0,35	N/A
CEM - 69	CEM - 691	0,06	3,49	98,39	0,00	0,01	118,18
NOR - 69	CEM - 691	4,00	3,48	-15,05	0,03	0,04	19,15
NOR - 69	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A
NOR - 69	ZAP - 692	2,43	2,50	3,08	0,03	0,06	46,46
ZAP - 69	ZAP - 692	0,47	0,43	-8,84	-0,01	-0,01	-5,97
INC - 692	ZAP - 692	1,93	2,01	4,37	-0,05	-0,03	-75,37

Continuación del apéndice 14.

Demanda Mínima							
Barra		Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 2							
GNO - 692	APA - 692	6,86	5,97	-14,87	0,12	0,12	-3,23
APA - 69	APA - 692	0,42	0,42	0,00	-0,02	-0,02	0,48
APA - 692	GG2 - 693	6,32	-	N/A	0,16	-	N/A
GG2 - 692	GG2 - 693	6,16	-	N/A	0,28	-	N/A
APA - 692	ICT - 691	-	5,44	N/A	-	0,14	N/A
ICT - 691	GG2 - 692	-	2,28	N/A	-	0,01	N/A
GG2 - 692	LNI - 69	-	-	N/A	-	-	N/A
GG2 - 691	GG2 - 692	5,88	2,27	-158,93	0,09	0,01	-1731,37
GG2 - 691	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A
BZA - 69D	GG2 - 691	5,79	2,27	-155,47	0,22	0,01	-1712,61
BZA - 69	BZA - 69D	0,04	0,04	0,00	-0,01	-0,01	1,67
INC - 692	BZA - 69D	5,53	2,21	-150,05	0,39	-0,09	557,18
LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 3							
GNO - 692	APA - 691	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	APA - 69	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	GG3 - 692	-	-	N/A	-	-	N/A
GG3 - 691	GG3 - 692	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	ICT - 692	-	-	N/A	-	-	N/A
ICT - 692	GG3 - 692	-	3,04	N/A	-	0,04	N/A
GG3 - 692	LNI - 69	0,50	0,50	-1,41	0,00	0,00	2,86
GG3 - 692	MIN - 691	0,34	2,51	86,44	-0,09	0,01	687,07
MIN - 691	INC - 691	0,31	2,49	87,52	-0,03	0,01	632,73
LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 6							
GNO - 691	GG6 - 693	1,97	1,98	0,15	0,00	0,00	0,00
GG6 - 693	GNG - 695	1,97	1,98	0,15	0,01	0,01	-1,14
GNG - 695	CEM - 691	1,97	-	N/A	0,02	-	N/A
GNG - 695	ICT - 692	-	1,97	N/A	-	0,00	N/A
ICT - 692	GNG - 6951	-	1,97	N/A	-	0,00	N/A
GNG - 6951	CEM - 69	-	1,97	N/A	-	0,02	N/A
CEM - 69	CEM - 691	0,06	1,89	96,87	0,00	0,00	322,22
NOR - 69	CEM - 691	1,89	1,89	-0,05	0,00	0,00	0,00
NOR - 69	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A
NOR - 69	ZAP - 692	1,26	1,26	-0,08	-0,01	-0,01	0,74
ZAP - 69	ZAP - 692	0,24	0,24	0,00	-0,02	-0,02	0,00
INC - 692	ZAP - 692	1,03	1,02	-0,10	-0,09	-0,09	0,11

Fuente: elaboración propia, empleando NEPLAN, Versión 5.57.

Apéndice 15. Voltajes en barras [p.u.] y ángulo [°] en barras

Demanda Máxima							
Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
1152	GNO - 691	1,025	-14,9	1,026	-14,7	0,1	-1,4
1153	GNO - 692	1,021	-17,3	1,027	-16,9	0,5	-2,4
12010	APA - 691	0,962	-22,7	1,018	-17,9	5,5	-26,8
12074	GG3 - 692	0,962	-22,7	-	-	N/A	N/A
12073	GG3 - 691	0,962	-22,7	1,014	-18,4	5,1	-23,4
12120	MIN - 691	0,966	-22,3	1,005	-19,2	3,9	-16,1
12091	INC - 691	0,967	-22,2	1,002	-19,5	3,5	-13,8
12092	INC - 692	1,012	-16,3	1,014	-16,2	0,2	-0,6
12078	GG6 - 693	1,025	-14,9	1,026	-14,7	0,1	-1,4
12085	GNG - 695	1,022	-15,2	1,023	-15	0,1	-1,3
12327	CEM - 691	1,016	-15,9	1,017	-15,8	0,2	-0,6
12025	CEM - 69	1,016	-15,9	1,018	-15,8	0,2	-0,6
428	GNG - 6951	-	-	1,022	-15,1	N/A	N/A
426	ICT - 691	-	-	1,018	-17,9	N/A	N/A
427	ICT - 692	-	-	1,022	-15,1	N/A	N/A
12133	NOR - 69	1,015	-16	1,016	-15,8	0,1	-1,3
12134	NOR - 691	1,015	-16	1,016	-15,8	0,1	-1,3
12532	NOR - 13	1,002	-18,3	1,004	-18,1	0,2	-1,1
12200	ZAP - 692	1,013	-16,2	1,015	-16	0,2	-1,3
12198	ZAP - 69	1,012	-16,2	1,014	-16	0,2	-1,3
12011	APA - 692	1,017	-17,7	1,023	-17,3	0,5	-2,3
12009	APA - 69	1,016	-17,7	1,022	-17,4	0,5	-1,7
12504	APA - 13	1,027	-22	1,032	-21,6	0,6	-1,9
12071	GG2 - 693	1,011	-18,2	-	-	N/A	N/A
12070	GG2 - 692	1,000	-19,2	1,015	-18,3	1,5	-4,9
12132	LNI - 69	0,962	-22,7	1,014	-18,4	5,1	-23,4
12524	LNI - 13	0,962	-27,6	1,017	-22,8	5,4	-21,1
12069	GG2 - 691	0,996	-19,5	1,014	-18,4	1,7	-6,0
12021	BAZ - 69D	0,987	-20,3	1,010	-18,7	2,3	-8,6
12020	BZA - 69	0,987	-20,3	1,010	-18,7	2,3	-8,6

Continuación del apéndice 15.

Demanda Media							
Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
1152	GNO - 691	0,965	-22,9	0,964	-14,9	-0,1	-53,7
1153	GNO - 692	1,034	-24,9	1,028	-16,9	-0,6	-47,3
12010	APA - 691	0,976	-30,2	1,017	-17,9	4,1	-68,7
12074	GG3 - 692	0,976	-30,2	-	-	N/A	N/A
12073	GG3 - 691	0,976	-30,2	1,012	-18,5	3,6	-63,2
12120	MIN - 691	0,979	-29,8	0,999	-19,5	2,0	-52,8
12091	INC - 691	0,981	-29,7	0,995	-19,8	1,5	-50,0
12092	INC - 692	0,951	-24,5	0,949	-16,9	-0,2	-45,0
12078	GG6 - 693	0,965	-22,9	0,963	-15	-0,2	-52,7
12085	GNG - 695	0,962	-23,3	0,960	-15,3	-0,2	-52,3
12327	CEM - 691	0,955	-24	0,954	-16,3	-0,1	-47,2
12025	CEM - 69	0,955	-24	0,954	-16,3	-0,1	-47,2
428	GNG - 6951	-	-	0,959	-15,5	N/A	N/A
426	ICT - 691	-	-	1,017	-17,9	N/A	N/A
427	ICT - 692	-	-	0,960	-15,4	N/A	N/A
12133	NOR - 69	0,954	-24,1	0,953	-16,4	-0,1	-47,0
12134	NOR - 691	0,954	-24,1	0,953	-16,4	-0,1	-47,0
12532	NOR - 13	0,935	-26,7	0,943	-18,9	0,8	-41,3
12200	ZAP - 692	0,953	-24,3	0,951	-16,6	-0,2	-46,4
12198	ZAP - 69	0,952	-24,3	0,950	-16,7	-0,2	-45,5
12011	APA - 692	1,030	-25,2	1,023	-17,3	-0,7	-45,7
12009	APA - 69	1,029	-25,3	1,023	-17,4	-0,6	-45,4
12504	APA - 13	1,040	-29,5	1,034	-20,4	-0,5	-44,6
12071	GG2 - 693	1,024	-25,8	-	-	N/A	N/A
12070	GG2 - 692	1,013	-26,7	1,013	-18,4	0,0	-45,1
12132	LNI - 69	0,976	-30,2	1,012	-18,5	3,6	-63,2
12524	LNI - 13	0,977	-34,9	1,020	-21,6	4,3	-61,6
12069	GG2 - 691	1,009	-27,1	1,011	-18,6	0,2	-45,7
12021	BAZ - 69D	1,001	-27,8	1,006	-18,9	0,5	-47,1
12020	BZA - 69	1,001	-27,8	1,006	-18,9	0,5	-47,1

Continuación del apéndice 15.

Demanda Mínima							
Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
1152	GNO - 691	1,009	-10,5	1,010	-10,4	0,0	-1,0
1153	GNO - 692	1,008	-11,4	1,009	-11,3	0,1	-0,9
12010	APA - 691	0,983	-13,9	1,006	-11,7	2,2	-18,8
12074	GG3 - 692	0,983	-13,9	-	-	N/A	N/A
12073	GG3 - 691	0,983	-13,9	1,004	-12	2,0	-15,8
12120	MIN - 691	0,984	-13,8	0,999	-12,4	1,5	-11,3
12091	INC - 691	0,985	-13,7	0,998	-12,6	1,3	-8,7
12092	INC - 692	1,002	-11,4	1,002	-11,4	0,0	0,0
12078	GG6 - 693	1,009	-10,5	1,009	-10,5	0,0	0,0
12085	GNG - 695	1,008	-10,7	1,008	-10,6	0,0	-0,9
12327	CEM - 691	1,004	-11,1	1,005	-11,1	0,0	0,0
12025	CEM - 69	1,004	-11,1	1,005	-11,1	0,1	0,0
428	GNG - 6951	-	-	1,007	-10,7	N/A	N/A
426	ICT - 691	-	-	1,006	-11,7	N/A	N/A
427	ICT - 692	-	-	1,008	-10,7	N/A	N/A
12133	NOR - 69	1,004	-11,2	1,004	-11,2	0,0	0,0
12134	NOR - 691	1,004	-11,2	1,004	-11,2	0,0	0,0
12532	NOR - 13	1,022	-12,1	1,022	-12,1	0,1	0,0
12200	ZAP - 692	1,003	-11,3	1,003	-11,3	0,1	0,0
12198	ZAP - 69	1,002	-11,3	1,002	-11,3	0,0	0,0
12011	APA - 692	1,006	-11,5	1,008	-11,5	0,1	0,0
12009	APA - 69	1,006	-11,6	1,007	-11,5	0,1	-0,9
12504	APA - 13	1,022	-13,3	1,023	-13,2	0,1	-0,8
12071	GG2 - 693	1,004	-11,8	-	-	N/A	N/A
12070	GG2 - 692	0,999	-12,3	1,004	-12	0,5	-2,5
12132	LNI - 69	0,983	-13,9	1,004	-12	2,0	-15,8
12524	LNI - 13	0,997	-15,8	1,018	-13,8	2,1	-14,5
12069	GG2 - 691	0,998	-12,5	1,003	-12	0,6	-4,2
12021	BAZ - 69D	0,994	-12,8	1,002	-12,2	0,8	-4,9
12020	BZA - 69	0,994	-12,8	1,002	-12,2	0,8	-4,9

Fuente: elaboración propia, empleando NEPLAN, Versión 5.57.

Apéndice 16. **Flujos de potencia [MW], potencia reactiva [MVAR] y factor de utilización [%] en los transformadores**

<b>Demanda Máxima</b>									
Nombre Txfo	Potencia Activa			Potencia Reactiva			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
APA 69 /13	12,05	12,05	-0,01	1,14	1,13	-0,89	86,48	86,46	-0,02
LNI 69/13	12,24	12,23	-0,08	2,13	2,02	-5,56	88,71	88,51	-0,23
NOR 69/13	8,02	8,02	-0,01	1,49	1,49	-0,07	58,29	58,28	-0,02

<b>Demanda Media</b>									
Nombre Txfo	Potencia Activa			Potencia Reactiva			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
APA 69 /13	12,05	8,70	-38,58	1,12	0,97	-14,48	86,45	62,50	-38,32
LNI 69/13	12,23	8,83	-38,49	2,10	1,23	-70,55	88,65	63,70	-39,17
NOR 69/13	8,08	7,17	-12,70	1,55	0,94	-64,37	58,75	51,63	-13,79

<b>Demanda Mínima</b>									
Nombre Txfo	Potencia Activa			Potencia Reactiva			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
APA 69 /13	4,69	4,69	0,00	0,44	0,44	0,00	33,65	33,65	0,00
LNI 69/13	4,84	4,84	0,00	0,51	0,50	-1,20	34,73	34,72	-0,03
NOR 69/13	3,38	3,38	0,00	0,64	0,64	0,00	24,59	24,59	0,00

Fuente: elaboración propia, empleando NEPLAN, Versión 5.57.

Apéndice 17. **Resultados de contingencia 3 época seca. Flujos de potencia [MW] y factor de utilización [%] en las líneas**

Demanda Máxima										
Barra		Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 2</b>										
GNO - 692	APA - 692	45,53	61,95	26,50	0,06	0,12	47,14	57,46	79,01	27,28
APA - 69	APA - 692	-12,41	-12,41	0,02	0,01	0,01	3,45	15,52	15,70	1,15
APA - 692	GG2 - 693	33,06	-	N/A	0,05	-	N/A	39,48	-	N/A
GG2 - 692	GG2 - 693	-33,01	-	N/A	0,10	-	N/A	44,18	-	N/A
APA - 692	ICT - 691	-	49,42	N/A	-	0,08	N/A	-	52,87	N/A
ICT - 691	GG2 - 692	-	32,29	N/A	-	0,06	N/A	-	34,66	N/A
GG2 - 692	LNI - 69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
GG2 - 691	GG2 - 692	-32,91	-32,23	-2,10	0,03	0,03	-2,40	44,19	43,70	-1,12
GG2 - 691	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
BZA - 69D	GG2 - 691	-32,87	-32,20	-2,10	0,08	0,08	-2,21	44,19	43,71	-1,10
BZA - 69	BZA - 69D	-0,52	-0,52	0,00	0,00	0,00	0,00	1,80	1,82	1,10
INC - 692	BZA - 69D	32,27	31,60	-2,13	0,20	0,19	-2,31	46,22	45,70	-1,14
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 3</b>										
GNO - 692	APA - 691	41,78	52,87	20,97	0,05	0,08	38,56	49,89	63,63	21,59
APA - 691	APA - 69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	GG3 - 692	41,73	-	N/A	0,08	-	N/A	49,89	-	N/A
GG3 - 691	GG3 - 692	-41,65	-	N/A	0,16	-	N/A	55,83	-	N/A
APA - 691	ICT - 692	-	52,79	N/A	-	0,10	N/A	-	56,48	N/A
ICT - 692	GG3 - 692	-	-42,29	N/A	-	0,11	N/A	-	45,51	N/A
GG3 - 692	LNI - 69	12,59	12,59	0,02	0,00	0,00	0,00	15,06	15,21	0,99
GG3 - 692	MIN - 691	28,90	29,59	2,35	0,17	0,18	6,72	39,00	40,38	3,42
MIN - 691	INC - 691	28,73	29,41	2,32	0,06	0,06	6,71	39,03	40,41	3,41
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 6</b>										
GNO - 691	GG6 - 693	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
GG6 - 693	GNG - 695	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
GNG - 695	CEM - 691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
GNG - 695	ICT - 692	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
ICT - 692	GNG - 6951	-	27,44	N/A	-	0,01	N/A	-	29,23	N/A
GNG - 6951	CEM - 69	-	27,43	N/A	-	0,08	N/A	-	29,23	N/A
CEM - 69	CEM - 691	-	26,75	N/A	-	0,01	N/A	-	47,59	N/A
NOR - 69	CEM - 691	-	-26,75	N/A	-	0,02	N/A	-	47,59	N/A
NOR - 69	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
NOR - 69	ZAP - 692	-	18,44	N/A	-	0,02	N/A	-	23,62	N/A
ZAP - 69	ZAP - 692	-	-4,90	N/A	-	0,00	N/A	-	17,05	N/A
INC - 692	ZAP - 692	-	-13,52	N/A	-	0,01	N/A	-	17,37	N/A

Continuación del apéndice 17.

Demanda Media										
Barra		Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 2										
GNO - 692	APA - 692	46,39	63,48	26,93	0,07	0,13	47,12	59,85	82,30	27,28
APA - 69	APA - 692	-8,66	-8,67	0,01	0,00	0,00	3,45	10,93	11,05	1,09
APA - 692	GG2 - 693	37,66	-	N/A	0,07	-	N/A	46,10	-	N/A
GG2 - 692	GG2 - 693	-37,59	-	N/A	0,14	-	N/A	51,58	-	N/A
APA - 692	ICT - 691	-	54,69	N/A	-	0,11	N/A	-	59,50	N/A
ICT - 691	GG2 - 692	-	37,02	N/A	-	0,09	N/A	-	40,77	N/A
GG2 - 692	LNI - 69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
GG2 - 691	GG2 - 692	-37,45	-36,93	-1,39	0,05	0,05	-0,87	51,60	51,41	-0,37
GG2 - 691	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
BZA - 69D	GG2 - 691	-37,40	-36,89	-1,39	0,11	0,11	-0,75	51,61	51,42	-0,37
BZA - 69	BZA - 69D	-0,78	-0,78	0,00	0,00	0,00	0,00	2,72	2,75	1,09
INC - 692	BZA - 69D	36,51	36,00	-1,43	0,27	0,27	-0,79	53,74	53,52	-0,41
LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 3										
GNO - 692	APA - 691	43,76	56,53	22,60	0,06	0,09	40,32	53,44	69,20	22,77
APA - 691	APA - 69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	GG3 - 692	43,70	-	N/A	0,10	-	N/A	53,45	-	N/A
GG3 - 691	GG3 - 692	-43,61	-	N/A	0,19	-	N/A	59,81	-	N/A
APA - 691	ICT - 692	-	56,44	N/A	-	0,12	N/A	-	61,42	N/A
ICT - 692	GG3 - 692	-	-44,09	N/A	-	0,12	N/A	-	48,55	N/A
GG3 - 692	LNI - 69	8,80	8,80	0,01	0,00	0,00	0,00	10,58	10,68	0,94
GG3 - 692	MIN - 691	34,62	35,17	1,54	0,26	0,27	5,16	48,09	49,38	2,61
MIN - 691	INC - 691	34,36	34,89	1,52	0,09	0,09	5,13	48,13	49,41	2,59
LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 6										
GNO - 691	GG6 - 693	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
GG6 - 693	GNG - 695	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
GNG - 695	CEM - 691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
GNG - 695	ICT - 692	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
ICT - 692	GNG - 6951	-	29,79	N/A	-	0,01	N/A	-	31,87	N/A
GNG - 6951	CEM - 69	-	29,78	N/A	-	0,10	N/A	-	31,87	N/A
CEM - 69	CEM - 691	-	28,33	N/A	-	0,01	N/A	-	50,61	N/A
NOR - 69	CEM - 691	-	-28,32	N/A	-	0,02	N/A	-	50,61	N/A
NOR - 69	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
NOR - 69	ZAP - 692	-	21,19	N/A	-	0,03	N/A	-	27,30	N/A
ZAP - 69	ZAP - 692	-	-5,35	N/A	-	0,01	N/A	-	18,76	N/A
INC - 692	ZAP - 692	-	-15,81	N/A	-	0,02	N/A	-	20,43	N/A

Continuación del apéndice 17.

Demanda Mínima										
Barra		Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 2</b>										
GNO - 692	APA - 692	20,87	29,98	30,39	0,01	0,03	51,67	26,48	38,16	30,61
APA - 69	APA - 692	-4,74	-4,74	0,00	0,00	0,00	0,00	5,99	6,01	0,33
APA - 692	GG2 - 693	16,12	-	N/A	0,01	-	N/A	19,27	-	N/A
GG2 - 692	GG2 - 693	-16,11	-	N/A	0,02	-	N/A	21,56	-	N/A
APA - 692	ICT - 691	-	25,21	N/A	-	0,02	N/A	-	26,83	N/A
ICT - 691	GG2 - 692	-	15,84	N/A	-	0,02	N/A	-	16,88	N/A
GG2 - 692	LNI - 69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
GG2 - 691	GG2 - 692	-16,08	-15,82	-1,62	0,01	0,01	-2,53	21,57	21,29	-1,32
GG2 - 691	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
BZA - 69D	GG2 - 691	-16,07	-15,82	-1,62	0,02	0,02	-2,75	21,57	21,30	-1,27
BZA - 69	BZA - 69D	-0,74	-0,74	0,00	0,00	0,00	0,00	2,55	2,56	0,39
INC - 692	BZA - 69D	15,32	15,06	-1,70	0,04	0,04	-2,76	21,88	21,59	-1,34
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 3</b>										
GNO - 692	APA - 691	19,32	26,34	26,65	0,01	0,02	46,67	23,10	31,58	26,85
APA - 691	APA - 69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	GG3 - 692	19,31	-	N/A	0,02	-	N/A	23,11	-	N/A
GG3 - 691	GG3 - 692	-19,30	-	N/A	0,03	-	N/A	25,86	-	N/A
APA - 691	ICT - 692	-	26,33	N/A	-	0,03	N/A	-	28,03	N/A
ICT - 692	GG3 - 692	-	-19,54	N/A	-	0,02	N/A	-	20,87	N/A
GG3 - 692	LNI - 69	4,89	4,89	0,00	0,00	0,00	0,00	5,83	5,85	0,34
GG3 - 692	MIN - 691	14,37	14,63	1,77	0,04	0,04	4,33	19,35	19,78	2,17
MIN - 691	INC - 691	14,33	14,59	1,76	0,01	0,02	4,00	19,38	19,80	2,12
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 6</b>										
GNO - 691	GG6 - 693	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
GG6 - 693	GNG - 695	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
GNG - 695	CEM - 691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
GNG - 695	ICT - 692	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
ICT - 692	GNG - 6951	-	16,11	N/A	-	0,00	N/A	-	17,13	N/A
GNG - 6951	CEM - 69	-	16,11	N/A	-	0,03	N/A	-	17,13	N/A
CEM - 69	CEM - 691	-	15,16	N/A	-	0,00	N/A	-	26,89	N/A
NOR - 69	CEM - 691	-	-15,16	N/A	-	0,01	N/A	-	26,89	N/A
NOR - 69	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
NOR - 69	ZAP - 692	-	11,73	N/A	-	0,01	N/A	-	14,98	N/A
ZAP - 69	ZAP - 692	-	-4,06	N/A	-	0,00	N/A	-	14,08	N/A
INC - 692	ZAP - 692	-	-7,66	N/A	-	0,00	N/A	-	9,83	N/A

Fuente: elaboración propia, empleando NEPLAN, Versión 5.57.

Apéndice 18. **Flujos de potencia [MVAR] y pérdidas [MVAR] en las líneas**

Demanda Máxima							
Barra		Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 2							
GNO - 692	APA - 692	8,09	11,20	27,80	0,16	0,33	51,12
APA - 69	APA - 692	1,18	1,20	1,83	-0,01	-0,01	-14,29
APA - 692	GG2 - 693	6,75	-	N/A	0,13	-	N/A
GG2 - 692	GG2 - 693	6,62	-	N/A	0,23	-	N/A
APA - 692	ICT - 691	-	9,68	N/A	-	0,32	N/A
ICT - 691	GG2 - 692	-	6,37	N/A	-	0,21	N/A
GG2 - 692	LNI - 69	-	-	N/A	-	-	N/A
GG2 - 691	GG2 - 692	6,39	6,16	-3,65	0,08	0,08	-2,24
GG2 - 691	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A
BZA - 69D	GG2 - 691	6,31	6,09	-3,66	0,18	0,18	-2,29
BZA - 69	BZA - 69D	0,04	0,04	0,00	-0,01	-0,01	-3,39
INC - 692	BZA - 69D	6,09	5,87	-3,73	0,31	0,30	-2,45
LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 3							
GNO - 692	APA - 691	8,91	10,75	17,14	0,14	0,24	41,50
APA - 691	APA - 69	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	GG3 - 692	8,77	-	N/A	0,24	-	N/A
GG3 - 691	GG3 - 692	8,53	-	N/A	0,40	-	N/A
APA - 691	ICT - 692	-	10,52	N/A	-	0,39	N/A
ICT - 692	GG3 - 692	-	8,94	N/A	-	0,40	N/A
GG3 - 692	LNI - 69	2,07	2,09	0,96	0,00	0,00	-14,29
GG3 - 692	MIN - 691	6,06	6,45	5,94	0,37	0,40	8,93
MIN - 691	INC - 691	5,70	6,04	5,74	0,13	0,14	8,90
LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 6							
GNO - 691	GG6 - 693	-	-	N/A	-	-	N/A
GG6 - 693	GNG - 695	-	-	N/A	-	-	N/A
GNG - 695	CEM - 691	-	-	N/A	-	-	N/A
GNG - 695	ICT - 692	-	-	N/A	-	-	N/A
ICT - 692	GNG - 6951	-	4,23	N/A	-	0,02	N/A
GNG - 6951	CEM - 69	-	4,21	N/A	-	0,24	N/A
CEM - 69	CEM - 691	-	3,91	N/A	-	0,01	N/A
NOR - 69	CEM - 691	-	3,90	N/A	-	0,03	N/A
NOR - 69	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A
NOR - 69	ZAP - 692	-	2,35	N/A	-	0,03	N/A
ZAP - 69	ZAP - 692	-	0,46	N/A	-	-0,02	N/A
INC - 692	ZAP - 692	-	1,87	N/A	-	-0,06	N/A

Continuación del apéndice 18.

Demanda Media							
Barra		Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 2							
GNO - 692	APA - 692	11,72	14,54	19,36	0,18	0,36	50,72
APA - 69	APA - 692	0,96	0,97	1,13	-0,02	-0,01	-4,79
APA - 692	GG2 - 693	10,58	-	N/A	0,19	-	N/A
GG2 - 692	GG2 - 693	10,40	-	N/A	0,34	-	N/A
APA - 692	ICT - 691	-	13,21	N/A	-	0,41	N/A
ICT - 691	GG2 - 692	-	10,25	N/A	-	0,31	N/A
GG2 - 692	LNI - 69	-	-	N/A	-	-	N/A
GG2 - 691	GG2 - 692	10,06	9,94	-1,27	0,11	0,11	-0,63
GG2 - 691	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A
BZA - 69D	GG2 - 691	9,95	9,82	-1,28	0,26	0,26	-0,54
BZA - 69	BZA - 69D	0,06	0,06	0,00	-0,01	-0,01	-1,72
INC - 692	BZA - 69D	9,63	9,51	-1,30	0,49	0,49	-0,35
LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 3							
GNO - 692	APA - 691	12,29	14,10	12,78	0,16	0,28	42,94
APA - 691	APA - 69	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	GG3 - 692	12,13	-	N/A	0,28	-	N/A
GG3 - 691	GG3 - 692	11,86	-	N/A	0,47	-	N/A
APA - 691	ICT - 692	-	13,81	N/A	-	0,47	N/A
ICT - 692	GG3 - 692	-	12,20	N/A	-	0,46	N/A
GG3 - 692	LNI - 69	1,23	1,24	0,81	0,00	0,00	-4,35
GG3 - 692	MIN - 691	10,16	10,51	3,27	0,61	0,65	6,24
MIN - 691	INC - 691	9,55	9,85	3,07	0,21	0,22	6,23
LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 6							
GNO - 691	GG6 - 693	-	-	N/A	-	-	N/A
GG6 - 693	GNG - 695	-	-	N/A	-	-	N/A
GNG - 695	CEM - 691	-	-	N/A	-	-	N/A
GNG - 695	ICT - 692	-	-	N/A	-	-	N/A
ICT - 692	GNG - 6951	-	3,75	N/A	-	0,03	N/A
GNG - 6951	CEM - 69	-	3,72	N/A	-	0,31	N/A
CEM - 69	CEM - 691	-	3,29	N/A	-	0,01	N/A
NOR - 69	CEM - 691	-	3,28	N/A	-	0,03	N/A
NOR - 69	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A
NOR - 69	ZAP - 692	-	2,35	N/A	-	0,05	N/A
ZAP - 69	ZAP - 692	-	0,43	N/A	-	-0,02	N/A
INC - 692	ZAP - 692	-	1,87	N/A	-	-0,04	N/A

Continuación del apéndice 18.

<b>Demanda Mínima</b>							
Barra		Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 2</b>							
GNO - 692	APA - 692	2,81	3,99	29,63	0,01	0,06	76,66
APA - 69	APA - 692	0,42	0,42	0,24	-0,02	-0,02	-0,97
APA - 692	GG2 - 693	2,37	-	N/A	0,01	-	N/A
GG2 - 692	GG2 - 693	2,36	-	N/A	0,02	-	N/A
APA - 692	ICT - 691	-	3,51	N/A	-	0,06	N/A
ICT - 691	GG2 - 692	-	2,27	N/A	-	0,01	N/A
GG2 - 692	LNI - 69	-	-	N/A	-	-	N/A
GG2 - 691	GG2 - 692	2,35	2,26	-3,62	0,01	0,01	-8,77
GG2 - 691	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A
BZA - 69D	GG2 - 691	2,34	2,26	-3,63	0,01	0,01	-7,52
BZA - 69	BZA - 69D	0,04	0,04	0,00	-0,01	-0,01	0,00
INC - 692	BZA - 69D	2,28	2,20	-3,68	-0,08	-0,08	2,07
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 3</b>							
GNO - 692	APA - 691	2,99	3,90	23,34	0,02	0,05	64,52
APA - 691	APA - 69	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	GG3 - 692	2,97	-	N/A	0,03	-	N/A
GG3 - 691	GG3 - 692	2,95	-	N/A	0,05	-	N/A
APA - 691	ICT - 692	-	3,85	N/A	-	0,07	N/A
ICT - 692	GG3 - 692	-	3,04	N/A	-	0,04	N/A
GG3 - 692	LNI - 69	0,50	0,50	0,20	0,00	0,00	0,00
GG3 - 692	MIN - 691	2,40	2,50	3,96	0,01	0,02	32,60
MIN - 691	INC - 691	2,39	2,48	3,75	0,00	0,01	29,85
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 6</b>							
GNO - 691	GG6 - 693	-	-	N/A	-	-	N/A
GG6 - 693	GNG - 695	-	-	N/A	-	-	N/A
GNG - 695	CEM - 691	-	-	N/A	-	-	N/A
GNG - 695	ICT - 692	-	-	N/A	-	-	N/A
ICT - 692	GNG - 6951	-	1,98	N/A	-	0,00	N/A
GNG - 6951	CEM - 69	-	1,97	N/A	-	0,02	N/A
CEM - 69	CEM - 691	-	1,89	N/A	-	0,00	N/A
NOR - 69	CEM - 691	-	1,89	N/A	-	0,00	N/A
NOR - 69	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A
NOR - 69	ZAP - 692	-	1,26	N/A	-	-0,01	N/A
ZAP - 69	ZAP - 692	-	0,24	N/A	-	-0,02	N/A
INC - 692	ZAP - 692	-	1,03	N/A	-	-0,09	N/A

Fuente: elaboración propia, empleando NEPLAN, Versión 5.57.

Apéndice 19. Voltajes en barras [p.u.] y ángulo [°] en barras

Demanda Máxima							
Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
1152	GNO - 691	1,025	-8,5	1,022	-11,8	-0,3	28,0
1153	GNO - 692	1,022	-11,3	1,012	-16	-1,0	29,4
12010	APA - 691	1,020	-11,5	1,009	-16,2	-1,1	29,0
12074	GG3 - 692	1,017	-11,8	-	-	N/A	N/A
12073	GG3 - 691	1,011	-12,4	1,001	-17,2	-0,9	27,9
12120	MIN - 691	1,002	-13,2	0,992	-18,1	-1,0	27,1
12091	INC - 691	0,999	-13,5	0,989	-18,4	-1,0	26,6
12092	INC - 692	-	-	0,997	-17,8	N/A	N/A
12078	GG6 - 693	-	-	1,006	-16,7	N/A	N/A
12085	GNG - 695	-	-	1,006	-16,7	N/A	N/A
12327	CEM - 691	-	-	1,000	-17,4	N/A	N/A
12025	CEM - 69	-	-	1,001	-17,4	N/A	N/A
428	GNG - 6951	-	-	1,005	-16,7	N/A	N/A
426	ICT - 691	-	-	1,006	-16,7	N/A	N/A
427	ICT - 692	-	-	1,006	-16,7	N/A	N/A
12133	NOR - 69	-	-	1,000	-17,5	N/A	N/A
12134	NOR - 691	-	-	1,000	-17,5	N/A	N/A
12532	NOR - 13	-	-	0,984	-19,9	N/A	N/A
12200	ZAP - 692	-	-	0,998	-17,7	N/A	N/A
12198	ZAP - 69	-	-	0,997	-17,7	N/A	N/A
12011	APA - 692	1,020	-11,5	1,009	-16,3	-1,1	29,4
12009	APA - 69	1,019	-11,6	1,008	-16,4	-1,1	29,3
12504	APA - 13	1,029	-16	1,018	-20,8	-1,1	23,1
12071	GG2 - 693	1,018	-11,8	-	-	N/A	N/A
12070	GG2 - 692	1,013	-12,2	1,003	-17,1	-1,0	28,7
12132	LNI - 69	1,011	-12,4	1,001	-17,2	-0,9	27,9
12524	LNI - 13	1,013	-16,9	1,003	-21,8	-1,0	22,5
12069	GG2 - 691	1,011	-12,4	1,001	-17,2	-1,0	27,9
12021	BAZ - 69D	1,008	-12,7	0,998	-17,6	-1,0	27,8
12020	BZA - 69	1,008	-12,7	0,997	-17,6	-1,0	27,8

Continuación del apéndice 19.

Demanda Media							
Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
1152	GNO - 691	0,970	-7,8	0,967	-11,4	-0,3	31,6
1153	GNO - 692	1,015	-10,5	1,005	-15,5	-1,0	32,3
12010	APA - 691	1,013	-10,7	1,002	-15,8	-1,1	32,3
12074	GG3 - 692	1,009	-11	-	-	N/A	N/A
12073	GG3 - 691	1,002	-11,6	0,992	-16,8	-0,9	31,0
12120	MIN - 691	0,990	-12,6	0,980	-17,9	-1,0	29,6
12091	INC - 691	0,985	-12,9	0,975	-18,2	-1,0	29,1
12092	INC - 692	-	-	0,988	-17,6	N/A	N/A
12078	GG6 - 693	-	-	0,998	-16,3	N/A	N/A
12085	GNG - 695	-	-	0,998	-16,3	N/A	N/A
12327	CEM - 691	-	-	0,992	-17,1	N/A	N/A
12025	CEM - 69	-	-	0,993	-17,1	N/A	N/A
428	GNG - 6951	-	-	0,997	-16,3	N/A	N/A
426	ICT - 691	-	-	0,998	-16,3	N/A	N/A
427	ICT - 692	-	-	0,998	-16,3	N/A	N/A
12133	NOR - 69	-	-	0,991	-17,2	N/A	N/A
12134	NOR - 691	-	-	0,991	-17,2	N/A	N/A
12532	NOR - 13	-	-	0,986	-19,4	N/A	N/A
12200	ZAP - 692	-	-	0,990	-17,4	N/A	N/A
12198	ZAP - 69	-	-	0,989	-17,4	N/A	N/A
12011	APA - 692	1,013	-10,7	1,002	-15,8	-1,1	32,3
12009	APA - 69	1,012	-10,7	1,001	-15,9	-1,1	32,7
12504	APA - 13	1,023	-13,8	1,012	-19,1	-1,1	27,7
12071	GG2 - 693	1,009	-10,9	-	-	N/A	N/A
12070	GG2 - 692	1,003	-11,4	0,993	-16,7	-1,0	31,7
12132	LNI - 69	1,002	-11,6	0,992	-16,8	-0,9	31,0
12524	LNI - 13	1,010	-14,8	1,000	-20,1	-1,0	26,4
12069	GG2 - 691	1,001	-11,6	0,991	-16,9	-1,0	31,4
12021	BAZ - 69D	0,997	-12	0,987	-17,3	-1,0	30,6
12020	BZA - 69	0,997	-12	0,987	-17,3	-1,0	30,6

Continuación del apéndice 19.

Demanda Mínima							
Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
1152	GNO - 691	1,011	-3,5	1,010	-5,4	-0,1	35,2
1153	GNO - 692	1,010	-4,5	1,006	-7,3	-0,4	38,4
12010	APA - 691	1,009	-4,6	1,005	-7,4	-0,4	37,8
12074	GG3 - 692	1,008	-4,8	-	-	N/A	N/A
12073	GG3 - 691	1,005	-5	1,002	-7,9	-0,3	36,7
12120	MIN - 691	1,001	-5,5	0,998	-8,3	-0,3	33,7
12091	INC - 691	1,000	-5,6	0,996	-8,4	-0,4	33,3
12092	INC - 692	-	-	0,999	-8,3	N/A	N/A
12078	GG6 - 693	-	-	1,004	-7,6	N/A	N/A
12085	GNG - 695	-	-	1,004	-7,6	N/A	N/A
12327	CEM - 691	-	-	1,001	-8	N/A	N/A
12025	CEM - 69	-	-	1,001	-8	N/A	N/A
428	GNG - 6951	-	-	1,004	-7,6	N/A	N/A
426	ICT - 691	-	-	1,004	-7,6	N/A	N/A
427	ICT - 692	-	-	1,004	-7,6	N/A	N/A
12133	NOR - 69	-	-	1,000	-8,1	N/A	N/A
12134	NOR - 691	-	-	1,000	-8,1	N/A	N/A
12532	NOR - 13	-	-	1,018	-9,1	N/A	N/A
12200	ZAP - 692	-	-	0,999	-8,2	N/A	N/A
12198	ZAP - 69	-	-	0,999	-8,2	N/A	N/A
12011	APA - 692	1,009	-4,6	1,005	-7,4	-0,4	37,8
12009	APA - 69	1,009	-4,7	1,005	-7,4	-0,4	36,5
12504	APA - 13	1,024	-6,4	1,020	-9,1	-0,4	29,7
12071	GG2 - 693	1,008	-4,8	-	-	N/A	N/A
12070	GG2 - 692	1,006	-5	1,002	-7,8	-0,4	35,9
12132	LNI - 69	1,005	-5,1	1,002	-7,9	-0,3	35,4
12524	LNI - 13	1,020	-6,8	1,016	-9,6	-0,3	29,2
12069	GG2 - 691	1,005	-5,1	1,002	-7,9	-0,4	35,4
12021	BAZ - 69D	1,004	-5,2	1,000	-8,1	-0,4	35,8
12020	BZA - 69	1,004	-5,2	1,000	-8,1	-0,4	35,8

Fuente: elaboración propia, empleando NEPLAN, Versión 5.57.

Apéndice 20. **Flujos de potencia [MW], potencia reactiva [MVAR] y factor de utilización [%] en los transformadores**

<b>Demanda Máxima</b>									
Nombre Txfo	Potencia Activa			Potencia Reactiva			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
APA 69 /13	12,41	12,41	0,01	1,19	1,21	1,74	89,02	89,05	0,03
LNI 69/13	12,59	12,59	0,02	2,07	2,09	0,96	91,12	91,16	0,04
NOR 69/13	0,00	8,28	100,00	0,00	1,52	100,00	0,00	60,16	100,00

<b>Demanda Media</b>									
Nombre Txfo	Potencia Activa			Potencia Reactiva			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
APA 69 /13	8,66	8,66	0,01	0,98	0,99	1,11	62,26	62,27	0,02
LNI 69/13	8,80	8,80	0,01	1,23	1,24	0,81	63,45	63,46	0,02
NOR 69/13	0,00	7,11	100,00	0,00	0,91	100,00	0,00	51,19	100,00

<b>Demanda Mínima</b>									
Nombre Txfo	Potencia Activa			Potencia Reactiva			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
APA 69 /13	4,74	4,74	0,00	0,44	0,44	0,23	34,01	34,02	0,03
LNI 69/13	4,89	4,89	0,00	0,50	0,50	0,20	35,10	35,10	0,00
NOR 69/13	0,00	3,42	100,00	0,00	0,63	100,00	0,00	24,86	100,00

Fuente: elaboración propia, empleando NEPLAN, Versión 5.57.

Apéndice 21. **Resultados de contingencia 3 época húmeda. flujos de potencia [MW] y factor de utilización [%] en las líneas**

Demanda Máxima										
Barra		Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 2</b>										
GNO - 692	APA - 692	44,22	60,15	26,49	0,06	0,11	47,05	55,27	75,97	27,25
APA - 69	APA - 692	-12,06	-12,06	0,01	0,01	0,01	3,70	14,95	15,11	1,06
APA - 692	GG2 - 693	32,11	-	N/A	0,05	-	N/A	37,95	-	N/A
GG2 - 692	GG2 - 693	-32,06	-	N/A	0,09	-	N/A	42,46	-	N/A
APA - 692	ICT - 691	-	47,99	N/A	-	0,08	N/A	-	50,82	N/A
ICT - 691	GG2 - 692	-	31,37	N/A	-	0,06	N/A	-	33,30	N/A
GG2 - 692	LNI - 69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
GG2 - 691	GG2 - 692	-31,97	-31,31	-2,10	0,03	0,03	-2,27	42,48	41,99	-1,17
GG2 - 691	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
BZA - 69D	GG2 - 691	-31,93	-31,28	-2,10	0,07	0,07	-2,40	42,48	41,99	-1,17
BZA - 69	BZA - 69D	-0,51	-0,51	0,00	0,00	0,00	0,00	1,73	1,75	1,14
INC - 692	BZA - 69D	31,35	30,70	-2,13	0,18	0,18	-2,39	44,43	43,90	-1,21
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 3</b>										
GNO - 692	APA - 691	40,58	51,33	20,95	0,04	0,07	38,58	47,97	61,18	21,59
APA - 691	APA - 69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	GG3 - 692	40,53	-	N/A	0,08	-	N/A	47,98	-	N/A
GG3 - 691	GG3 - 692	-40,46	-	N/A	0,15	-	N/A	53,68	-	N/A
APA - 691	ICT - 692	-	51,26	N/A	-	0,09	N/A	-	54,30	N/A
ICT - 692	GG3 - 692	-	-41,08	N/A	-	0,10	N/A	-	43,74	N/A
GG3 - 692	LNI - 69	12,23	12,23	0,02	0,00	0,00	0,00	14,50	14,64	0,96
GG3 - 692	MIN - 691	28,08	28,75	2,34	0,16	0,17	6,58	37,48	38,79	3,38
MIN - 691	INC - 691	27,92	28,58	2,32	0,05	0,06	6,59	37,51	38,81	3,35
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 6</b>										
GNO - 691	GG6 - 693	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
GG6 - 693	GNG - 695	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
GNG - 695	CEM - 691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
GNG - 695	ICT - 692	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
ICT - 692	GNG - 6951	-	26,63	N/A	-	0,01	N/A	-	28,12	N/A
GNG - 6951	CEM - 69	-	26,62	N/A	-	0,08	N/A	-	28,12	N/A
CEM - 69	CEM - 691	-	25,97	N/A	-	0,01	N/A	-	45,78	N/A
NOR - 69	CEM - 691	-	-25,96	N/A	-	0,02	N/A	-	45,78	N/A
NOR - 69	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
NOR - 69	ZAP - 692	-	17,92	N/A	-	0,02	N/A	-	22,73	N/A
ZAP - 69	ZAP - 692	-	-4,76	N/A	-	0,00	N/A	-	16,42	N/A
INC - 692	ZAP - 692	-	-13,14	N/A	-	0,01	N/A	-	16,72	N/A

Continuación del apéndice 21.

Demanda Media										
Barra		Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 2</b>										
GNO - 692	APA - 692	46,54	63,70	26,93	0,06	0,12	47,13	59,00	81,15	27,30
APA - 69	APA - 692	-8,70	-8,70	0,01	0,00	0,00	3,57	10,79	10,91	1,10
APA - 692	GG2 - 693	37,78	-	N/A	0,07	-	N/A	45,43	-	N/A
GG2 - 692	GG2 - 693	-37,72	-	N/A	0,14	-	N/A	50,83	-	N/A
APA - 692	ICT - 691	-	54,88	N/A	-	0,10	N/A	-	58,66	N/A
ICT - 691	GG2 - 692	-	37,15	N/A	-	0,09	N/A	-	40,18	N/A
GG2 - 692	LNI - 69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
GG2 - 691	GG2 - 692	-37,58	-37,06	-1,39	0,05	0,04	-0,67	50,85	50,67	-0,36
GG2 - 691	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
BZA - 69D	GG2 - 691	-37,54	-37,02	-1,40	0,10	0,10	-0,77	50,86	50,67	-0,37
BZA - 69	BZA - 69D	-0,79	-0,79	0,00	0,00	0,00	0,00	2,68	2,71	1,11
INC - 692	BZA - 69D	36,65	36,13	-1,43	0,26	0,26	-0,81	52,95	52,75	-0,38
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 3</b>										
GNO - 692	APA - 691	43,91	56,73	22,60	0,05	0,09	40,37	52,67	68,23	22,81
APA - 691	APA - 69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	GG3 - 692	43,85	-	N/A	0,09	-	N/A	52,68	-	N/A
GG3 - 691	GG3 - 692	-43,76	-	N/A	0,18	-	N/A	58,95	-	N/A
APA - 691	ICT - 692	-	56,64	N/A	-	0,12	N/A	-	60,56	N/A
ICT - 692	GG3 - 692	-	-44,25	N/A	-	0,12	N/A	-	47,86	N/A
GG3 - 692	LNI - 69	8,83	8,83	0,01	0,00	0,00	0,00	10,44	10,54	0,95
GG3 - 692	MIN - 691	34,75	35,29	1,54	0,25	0,27	5,16	47,38	48,66	2,63
MIN - 691	INC - 691	34,50	35,03	1,52	0,09	0,09	5,17	47,42	48,70	2,63
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 6</b>										
GNO - 691	GG6 - 693	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
GG6 - 693	GNG - 695	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
GNG - 695	CEM - 691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
GNG - 695	ICT - 692	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
ICT - 692	GNG - 6951	-	29,90	N/A	-	0,01	N/A	-	31,44	N/A
GNG - 6951	CEM - 69	-	29,89	N/A	-	0,09	N/A	-	31,45	N/A
CEM - 69	CEM - 691	-	28,43	N/A	-	0,01	N/A	-	49,93	N/A
NOR - 69	CEM - 691	-	-28,43	N/A	-	0,02	N/A	-	49,93	N/A
NOR - 69	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
NOR - 69	ZAP - 692	-	21,28	N/A	-	0,03	N/A	-	26,95	N/A
ZAP - 69	ZAP - 692	-	-5,37	N/A	-	0,01	N/A	-	18,51	N/A
INC - 692	ZAP - 692	-	-15,88	N/A	-	0,02	N/A	-	20,16	N/A

Continuación del apéndice 21.

Demanda Mínima										
Barra		Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 2										
GNO - 692	APA - 692	20,65	29,66	30,39	0,01	0,03	51,71	26,18	37,74	30,63
APA - 69	APA - 692	-4,69	-4,69	0,02	0,00	0,00	0,00	5,92	5,95	0,50
APA - 692	GG2 - 693	15,94	-	N/A	0,01	-	N/A	19,05	-	N/A
GG2 - 692	GG2 - 693	-15,93	-	N/A	0,02	-	N/A	21,32	-	N/A
APA - 692	ICT - 691	-	24,94	N/A	-	0,02	N/A	-	26,53	N/A
ICT - 691	GG2 - 692	-	15,67	N/A	-	0,01	N/A	-	16,70	N/A
GG2 - 692	LNI - 69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
GG2 - 691	GG2 - 692	-15,91	-15,65	-1,62	0,01	0,01	-2,60	21,33	21,06	-1,28
GG2 - 691	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
BZA - 69D	GG2 - 691	-15,90	-15,64	-1,62	0,02	0,02	-2,23	21,33	21,06	-1,28
BZA - 69	BZA - 69D	-0,73	-0,73	0,00	0,00	0,00	0,00	2,52	2,52	0,00
INC - 692	BZA - 69D	15,15	14,90	-1,70	0,04	0,04	-2,82	21,64	21,35	-1,36
LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 3										
GNO - 692	APA - 691	19,11	26,06	26,65	0,01	0,02	46,32	22,85	31,23	26,83
APA - 691	APA - 69	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	GG3 - 692	19,10	-	N/A	0,02	-	N/A	22,85	-	N/A
GG3 - 691	GG3 - 692	-19,09	-	N/A	0,03	-	N/A	25,57	-	N/A
APA - 691	ICT - 692	-	26,04	N/A	-	0,02	N/A	-	27,72	N/A
ICT - 692	GG3 - 692	-	-19,33	N/A	-	0,02	N/A	-	20,64	N/A
GG3 - 692	LNI - 69	4,84	4,84	0,00	0,00	0,00	0,00	5,77	5,79	0,35
GG3 - 692	MIN - 691	14,22	14,47	1,76	0,04	0,04	4,42	19,14	19,56	2,15
MIN - 691	INC - 691	14,18	14,43	1,75	0,01	0,01	4,08	19,16	19,59	2,19
LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 6										
GNO - 691	GG6 - 693	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
GG6 - 693	GNG - 695	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
GNG - 695	CEM - 691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
GNG - 695	ICT - 692	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
ICT - 692	GNG - 6951	-	15,94	N/A	-	0,00	N/A	-	16,94	N/A
GNG - 6951	CEM - 69	-	15,93	N/A	-	0,03	N/A	-	16,94	N/A
CEM - 69	CEM - 691	-	15,00	N/A	-	0,00	N/A	-	26,59	N/A
NOR - 69	CEM - 691	-	-15,00	N/A	-	0,01	N/A	-	26,59	N/A
NOR - 69	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A	-	-	N/A
NOR - 69	ZAP - 692	-	11,61	N/A	-	0,01	N/A	-	14,81	N/A
ZAP - 69	ZAP - 692	-	-4,02	N/A	-	0,00	N/A	-	13,92	N/A
INC - 692	ZAP - 692	-	-7,58	N/A	-	0,00	N/A	-	9,72	N/A

Fuente: elaboración propia, empleando NEPLAN, Versión 5.57.

Apéndice 22. **Flujos de potencia [MVAR] y perdidas [MVAR] en las líneas**

<b>Demanda Máxima</b>							
Barra		Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 2</b>							
GNO - 692	APA - 692	7,44	10,43	28,67	0,14	0,30	51,53
APA - 69	APA - 692	1,11	1,13	1,77	-0,01	-0,01	-11,39
APA - 692	GG2 - 693	6,19	-	N/A	0,12	-	N/A
GG2 - 692	GG2 - 693	6,07	-	N/A	0,21	-	N/A
APA - 692	ICT - 691	-	9,00	N/A	-	0,29	N/A
ICT - 691	GG2 - 692	-	5,82	N/A	-	0,19	N/A
GG2 - 692	LNI - 69	-	-	N/A	-	-	N/A
GG2 - 691	GG2 - 692	5,86	5,64	-3,96	0,07	0,07	-2,49
GG2 - 691	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A
BZA - 69D	GG2 - 691	5,79	5,57	-3,99	0,16	0,16	-2,41
BZA - 69	BZA - 69D	0,04	0,04	0,00	-0,01	-0,01	-1,64
INC - 692	BZA - 69D	5,58	5,36	-4,06	0,27	0,26	-2,77
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 3</b>							
GNO - 692	APA - 691	8,26	10,03	17,67	0,13	0,22	41,81
APA - 691	APA - 69	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	GG3 - 692	8,13	-	N/A	0,22	-	N/A
GG3 - 691	GG3 - 692	7,91	-	N/A	0,36	-	N/A
APA - 691	ICT - 692	-	9,81	N/A	-	0,36	N/A
ICT - 692	GG3 - 692	-	8,29	N/A	-	0,36	N/A
GG3 - 692	LNI - 69	2,00	2,02	0,89	0,00	0,00	-20,00
GG3 - 692	MIN - 691	5,55	5,91	6,14	0,33	0,36	9,06
MIN - 691	INC - 691	5,22	5,55	5,95	0,11	0,12	9,10
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 6</b>							
GNO - 691	GG6 - 693	-	-	N/A	-	-	N/A
GG6 - 693	GNG - 695	-	-	N/A	-	-	N/A
GNG - 695	CEM - 691	-	-	N/A	-	-	N/A
GNG - 695	ICT - 692	-	-	N/A	-	-	N/A
ICT - 692	GNG - 6951	-	4,10	N/A	-	0,02	N/A
GNG - 6951	CEM - 69	-	4,08	N/A	-	0,22	N/A
CEM - 69	CEM - 691	-	3,81	N/A	-	0,01	N/A
NOR - 69	CEM - 691	-	3,80	N/A	-	0,03	N/A
NOR - 69	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A
NOR - 69	ZAP - 692	-	2,29	N/A	-	0,02	N/A
ZAP - 69	ZAP - 692	-	0,47	N/A	-	-0,02	N/A
INC - 692	ZAP - 692	-	1,80	N/A	-	-0,06	N/A

Continuación del apéndice 22.

Demanda Media							
Barra		Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 2</b>							
GNO - 692	APA - 692	11,56	14,32	19,31	0,17	0,34	51,00
APA - 69	APA - 692	0,95	0,96	1,14	-0,02	-0,02	-4,49
APA - 692	GG2 - 693	10,43	-	N/A	0,18	-	N/A
GG2 - 692	GG2 - 693	10,26	-	N/A	0,32	-	N/A
APA - 692	ICT - 691	-	13,01	N/A	-	0,40	N/A
ICT - 691	GG2 - 692	-	10,10	N/A	-	0,30	N/A
GG2 - 692	LNI - 69	-	-	N/A	-	-	N/A
GG2 - 691	GG2 - 692	9,93	9,81	-1,30	0,11	0,11	-0,56
GG2 - 691	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A
BZA - 69D	GG2 - 691	9,82	9,70	-1,30	0,25	0,25	-0,53
BZA - 69	BZA - 69D	0,06	0,06	0,00	-0,01	-0,01	-1,67
INC - 692	BZA - 69D	9,52	9,39	-1,33	0,46	0,46	-0,24
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 3</b>							
GNO - 692	APA - 691	12,13	13,89	12,70	0,16	0,27	43,13
APA - 691	APA - 69	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	GG3 - 692	11,98	-	N/A	0,27	-	N/A
GG3 - 691	GG3 - 692	11,71	-	N/A	0,45	-	N/A
APA - 691	ICT - 692	-	13,62	N/A	-	0,45	N/A
ICT - 692	GG3 - 692	-	12,05	N/A	-	0,44	N/A
GG3 - 692	LNI - 69	1,22	1,23	0,81	0,00	0,00	-4,00
GG3 - 692	MIN - 691	10,04	10,38	3,29	0,59	0,63	6,35
MIN - 691	INC - 691	9,45	9,75	3,08	0,20	0,22	6,30
<b>LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 6</b>							
GNO - 691	GG6 - 693	-	-	N/A	-	-	N/A
GG6 - 693	GNG - 695	-	-	N/A	-	-	N/A
GNG - 695	CEM - 691	-	-	N/A	-	-	N/A
GNG - 695	ICT - 692	-	-	N/A	-	-	N/A
ICT - 692	GNG - 6951	-	3,68	N/A	-	0,03	N/A
GNG - 6951	CEM - 69	-	3,66	N/A	-	0,30	N/A
CEM - 69	CEM - 691	-	3,24	N/A	-	0,01	N/A
NOR - 69	CEM - 691	-	3,23	N/A	-	0,03	N/A
NOR - 69	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A
NOR - 69	ZAP - 692	-	2,31	N/A	-	0,04	N/A
ZAP - 69	ZAP - 692	-	0,43	N/A	-	-0,02	N/A
INC - 692	ZAP - 692	-	1,84	N/A	-	-0,04	N/A

Continuación del apéndice 22.

Demanda Mínima							
Barra		Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 2							
GNO - 692	APA - 692	2,81	3,99	29,57	0,01	0,05	77,55
APA - 69	APA - 692	0,42	0,42	0,48	-0,02	-0,02	-0,96
APA - 692	GG2 - 693	2,38	-	N/A	0,01	-	N/A
GG2 - 692	GG2 - 693	2,37	-	N/A	0,02	-	N/A
APA - 692	ICT - 691	-	3,52	N/A	-	0,06	N/A
ICT - 691	GG2 - 692	-	2,28	N/A	-	0,01	N/A
GG2 - 692	LNI - 69	-	-	N/A	-	-	N/A
GG2 - 691	GG2 - 692	2,36	2,28	-3,56	0,01	0,01	-7,55
GG2 - 691	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A
BZA - 69D	GG2 - 691	2,35	2,27	-3,57	0,01	0,01	-8,26
BZA - 69	BZA - 69D	0,04	0,04	0,00	-0,01	-0,01	0,00
INC - 692	BZA - 69D	2,30	2,22	-3,61	-0,08	-0,08	1,77
LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 3							
GNO - 692	APA - 691	2,99	3,90	23,28	0,02	0,04	65,22
APA - 691	APA - 69	-	-	N/A	-	-	N/A
APA - 691	GG3 - 692	2,98	-	N/A	0,03	-	N/A
GG3 - 691	GG3 - 692	2,95	-	N/A	0,05	-	N/A
APA - 691	ICT - 692	-	3,86	N/A	-	0,07	N/A
ICT - 692	GG3 - 692	-	3,05	N/A	-	0,04	N/A
GG3 - 692	LNI - 69	0,50	0,50	0,20	0,00	0,00	-2,86
GG3 - 692	MIN - 691	2,41	2,51	3,90	0,01	0,02	38,31
MIN - 691	INC - 691	2,40	2,50	3,73	0,00	0,01	35,09
LINEA GUATEMALA NORTE - GUATEMALA 6							
GNO - 691	GG6 - 693	-	-	N/A	-	-	N/A
GG6 - 693	GNG - 695	-	-	N/A	-	-	N/A
GNG - 695	CEM - 691	-	-	N/A	-	-	N/A
GNG - 695	ICT - 692	-	-	N/A	-	-	N/A
ICT - 692	GNG - 6951	-	1,97	N/A	-	0,00	N/A
GNG - 6951	CEM - 69	-	1,97	N/A	-	0,02	N/A
CEM - 69	CEM - 691	-	1,89	N/A	-	0,00	N/A
NOR - 69	CEM - 691	-	1,89	N/A	-	0,00	N/A
NOR - 69	NOR - 691	-	-	N/A	-	-	N/A
NOR - 69	ZAP - 692	-	1,26	N/A	-	-0,01	N/A
ZAP - 69	ZAP - 692	-	0,24	N/A	-	-0,02	N/A
INC - 692	ZAP - 692	-	1,03	N/A	-	-0,09	N/A

Fuente: elaboración propia, empleando NEPLAN, Versión 5.57.

Apéndice 23. Voltajes en barras [p.u.] y ángulo [°] en barras

Demanda Máxima							
Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
1152	GNO - 691	1,031	-10,8	1,028	-14,1	-0,3	23,4
1153	GNO - 692	1,030	-13,6	1,020	-18,2	-1,0	25,3
12010	APA - 691	1,028	-13,8	1,018	-18,4	-1,0	25,0
12074	GG3 - 692	1,025	-14,1	-	-	N/A	N/A
12073	GG3 - 691	1,020	-14,7	1,010	-19,3	-0,9	23,8
12120	MIN - 691	1,011	-15,4	1,002	-20,2	-0,9	23,8
12091	INC - 691	1,008	-15,7	0,999	-20,5	-1,0	23,4
12092	INC - 692	-	-	1,006	-19,9	N/A	N/A
12078	GG6 - 693	-	-	1,015	-18,8	N/A	N/A
12085	GNG - 695	-	-	1,015	-18,8	N/A	N/A
12327	CEM - 691	-	-	1,010	-19,5	N/A	N/A
12025	CEM - 69	-	-	1,010	-19,5	N/A	N/A
428	GNG - 6951	-	-	1,014	-18,9	N/A	N/A
426	ICT - 691	-	-	1,015	-18,8	N/A	N/A
427	ICT - 692	-	-	1,015	-18,8	N/A	N/A
12133	NOR - 69	-	-	1,009	-19,6	N/A	N/A
12134	NOR - 691	-	-	1,009	-19,6	N/A	N/A
12532	NOR - 13	-	-	0,995	-21,9	N/A	N/A
12200	ZAP - 692	-	-	1,007	-19,8	N/A	N/A
12198	ZAP - 69	-	-	1,006	-19,8	N/A	N/A
12011	APA - 692	1,028	-13,8	1,018	-18,5	-1,0	25,4
12009	APA - 69	1,028	-13,9	1,017	-18,5	-1,0	24,9
12504	APA - 13	1,038	-18,1	1,027	-22,8	-1,1	20,6
12071	GG2 - 693	1,026	-14,1	-	-	N/A	N/A
12070	GG2 - 692	1,021	-14,5	1,012	-19,2	-1,0	24,5
12132	LNI - 69	1,020	-14,7	1,010	-19,4	-0,9	24,2
12524	LNI - 13	1,023	-19	1,013	-23,8	-0,9	20,2
12069	GG2 - 691	1,020	-14,6	1,010	-19,4	-1,0	24,7
12021	BAZ - 69D	1,017	-15	1,007	-19,7	-1,0	23,9
12020	BZA - 69	1,017	-15	1,007	-19,7	-1,0	23,9

Continuación del apéndice 23.

Demanda Media							
Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
1152	GNO - 691	0,969	-10,5	0,966	-14,2	-0,4	26,1
1153	GNO - 692	1,032	-13,2	1,022	-18,3	-1,0	27,9
12010	APA - 691	1,030	-13,4	1,019	-18,6	-1,1	28,0
12074	GG3 - 692	1,026	-13,7	-	-	N/A	N/A
12073	GG3 - 691	1,019	-14,3	1,009	-19,6	-1,0	27,0
12120	MIN - 691	1,007	-15,2	0,997	-20,5	-1,0	25,9
12091	INC - 691	1,003	-15,5	0,993	-20,9	-1,0	25,8
12092	INC - 692	-	-	1,005	-20,3	N/A	N/A
12078	GG6 - 693	-	-	1,015	-19	N/A	N/A
12085	GNG - 695	-	-	1,015	-19	N/A	N/A
12327	CEM - 691	-	-	1,009	-19,8	N/A	N/A
12025	CEM - 69	-	-	1,010	-19,8	N/A	N/A
428	GNG - 6951	-	-	1,014	-19,1	N/A	N/A
426	ICT - 691	-	-	1,015	-19	N/A	N/A
427	ICT - 692	-	-	1,015	-19	N/A	N/A
12133	NOR - 69	-	-	1,008	-19,9	N/A	N/A
12134	NOR - 691	-	-	1,008	-19,9	N/A	N/A
12532	NOR - 13	-	-	1,004	-22,1	N/A	N/A
12200	ZAP - 692	-	-	1,007	-20,1	N/A	N/A
12198	ZAP - 69	-	-	1,006	-20,1	N/A	N/A
12011	APA - 692	1,030	-13,4	1,018	-18,6	-1,1	28,0
12009	APA - 69	1,029	-13,4	1,018	-18,6	-1,1	28,0
12504	APA - 13	1,041	-16,4	1,029	-21,7	-1,1	24,4
12071	GG2 - 693	1,027	-13,6	-	-	N/A	N/A
12070	GG2 - 692	1,021	-14,1	1,010	-19,5	-1,0	27,7
12132	LNI - 69	1,019	-14,3	1,009	-19,6	-1,0	27,0
12524	LNI - 13	1,028	-17,4	1,018	-22,7	-1,0	23,3
12069	GG2 - 691	1,019	-14,3	1,008	-19,6	-1,0	27,0
12021	BAZ - 69D	1,014	-14,7	1,004	-20	-1,0	26,5
12020	BZA - 69	1,014	-14,7	1,004	-20	-1,0	26,5

Continuación del apéndice 23.

Demanda Mínima							
Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
1152	GNO - 691	1,012	-8,1	1,010	-10,1	-0,1	19,8
1153	GNO - 692	1,011	-9,3	1,007	-12,1	-0,4	23,1
12010	APA - 691	1,010	-9,4	1,006	-12,2	-0,4	23,0
12074	GG3 - 692	1,008	-9,6	-	-	N/A	N/A
12073	GG3 - 691	1,006	-9,8	1,002	-12,6	-0,4	22,2
12120	MIN - 691	1,002	-10,2	0,998	-13,1	-0,4	22,1
12091	INC - 691	1,000	-10,4	0,997	-13,2	-0,4	21,2
12092	INC - 692	-	-	0,999	-13,1	N/A	N/A
12078	GG6 - 693	-	-	1,004	-12,4	N/A	N/A
12085	GNG - 695	-	-	1,004	-12,4	N/A	N/A
12327	CEM - 691	-	-	1,001	-12,8	N/A	N/A
12025	CEM - 69	-	-	1,001	-12,8	N/A	N/A
428	GNG - 6951	-	-	1,004	-12,4	N/A	N/A
426	ICT - 691	-	-	1,004	-12,4	N/A	N/A
427	ICT - 692	-	-	1,004	-12,4	N/A	N/A
12133	NOR - 69	-	-	1,001	-12,9	N/A	N/A
12134	NOR - 691	-	-	1,001	-12,9	N/A	N/A
12532	NOR - 13	-	-	1,018	-13,8	N/A	N/A
12200	ZAP - 692	-	-	1,000	-13	N/A	N/A
12198	ZAP - 69	-	-	0,999	-13	N/A	N/A
12011	APA - 692	1,010	-9,4	1,006	-12,2	-0,4	23,0
12009	APA - 69	1,010	-9,4	1,005	-12,2	-0,4	23,0
12504	APA - 13	1,025	-11,1	1,021	-13,9	-0,4	20,1
12071	GG2 - 693	1,009	-9,5	-	-	N/A	N/A
12070	GG2 - 692	1,007	-9,8	1,003	-12,6	-0,4	22,2
12132	LNI - 69	1,006	-9,8	1,002	-12,7	-0,4	22,8
12524	LNI - 13	1,020	-11,6	1,017	-14,4	-0,4	19,4
12069	GG2 - 691	1,006	-9,8	1,002	-12,7	-0,4	22,8
12021	BAZ - 69D	1,004	-10	1,001	-12,8	-0,4	21,9
12020	BZA - 69	1,004	-10	1,000	-12,8	-0,4	21,9

Fuente: elaboración propia, empleando NEPLAN, Versión 5.57.

Apéndice 24. **Flujos de potencia [MW], potencia reactiva [MVAR] y factor de utilización [%] en los transformadores**

<b>Demanda Máxima</b>									
Nombre Txfo	Potencia Activa			Potencia Reactiva			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
APA 69 /13	12,05	12,05	0,01	1,12	1,14	1,67	86,45	86,47	0,02
LNI 69/13	12,23	12,23	0,02	2,01	2,02	0,89	88,49	88,52	0,03
NOR 69/13	0,00	8,03	100,00	0,00	1,50	100,00	0,00	58,34	100,00

<b>Demanda Media</b>									
Nombre Txfo	Potencia Activa			Potencia Reactiva			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
APA 69 /13	8,70	8,70	0,00	0,97	0,98	1,12	62,50	62,51	0,02
LNI 69/13	8,83	8,83	0,01	1,22	1,23	0,73	63,69	63,70	0,02
NOR 69/13	0,00	7,13	100,00	0,00	0,90	100,00	0,00	51,33	100,00

<b>Demanda Mínima</b>									
Nombre Txfo	Potencia Activa			Potencia Reactiva			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
APA 69 /13	4,69	4,69	0,00	0,44	0,44	0,45	33,65	33,65	0,00
LNI 69/13	4,84	4,84	0,00	0,50	0,50	0,20	34,72	34,73	0,03
NOR 69/13	0,00	3,38	100,00	0,00	0,64	100,00	0,00	24,59	100,00

Fuente: elaboración propia, empleando NEPLAN, versión 5.57.