



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

ANÁLISIS DEL TRANSFORMADOR DESFASADOR Y SU APLICACIÓN EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

Heber Osiel Rodríguez Medrano

Asesorado por el Ing. Luis Eduardo Hernández González

Guatemala, julio de 2016

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS DEL TRANSFORMADOR DESFASADOR Y SU
APLICACIÓN EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

HEBER OSIEL RODRÍGUEZ MEDRANO

ASESORADO POR EL ING. LUIS EDUARDO HERNÁNDEZ GONZÁLEZ

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, JULIO DE 2016

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

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

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Fernando Alfredo Moscoso Lira
EXAMINADOR	Ing. Julio Rolando Barrios Archila
EXAMINADOR	Ing. Bayron Armando Cuyán Culajay
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

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

ANÁLISIS DEL TRANSFORMADOR DESFASADOR Y SU APLICACIÓN EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 19 de marzo de 2015.

Heber Osiel Rodríguez Medrano

Guatemala, 26 de febrero de 2016

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

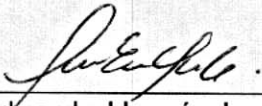
Estimado Ingeniero Orozco:

Tras haber asesorado al estudiante universitario HEBER OSIEL RODRÍGUEZ MEDRANO, con carné 2008 – 15476, en el desarrollo del trabajo de graduación titulado: **"ANÁLISIS DEL TRANSFORMADOR DESFASADOR Y SU APLICACIÓN EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO"** y 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. Luis Eduardo Hernández González
Ingeniero Electricista
Colegiado 10397
Asesor



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

REF. EIME 29. 2016.
Guatemala, 22 de ABRIL 2016.

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

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
ANÁLISIS DEL TRANSFORMADOR DESFASADOR Y SU
APLICACIÓN EN EL SISTEMA NACIONAL
INTERCONECTADO, del estudiante Heber Osiel Rodríguez
Medrano, que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
Coordinador Área Potencia





REF. EIME 29. 2016.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; **HEBER OSIEL RODRÍGUEZ MEDRANO** Titulado: **ANÁLISIS DEL TRANSFORMADOR DESFASADOR Y SU APLICACIÓN EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO,** procede a la autorización del mismo.

Ing. Francisco Javier González López



GUATEMALA, 16 DE MAYO 2016.

Universidad de San Carlos
De Guatemala



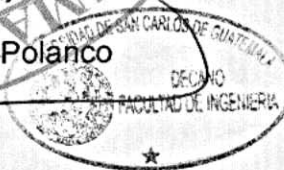
Facultad de Ingeniería
Decanato

Ref. DTG.D.300-2016

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica al trabajo de graduación titulado: **ANÁLISIS DEL TRANSFORMADOR DESFASADOR Y SU APLICACIÓN EN EL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO**, presentado por el estudiante universitario: **Heber Osiel Rodríguez Medrano**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, se autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
Decano



Guatemala, julio de 2016

/cc

ACTO QUE DEDICO A:

Dios	Por mostrarme siempre el camino que debo seguir, por ser quien me presta la vida y me da la oportunidad de ver realizada una meta más en mi vida.
Mi papá	Juan Antonio Rodríguez del Cid, por su apoyo incondicional, por el sacrificio y compromiso de tantos años hechos por nuestra familia.
Mi mamá	María Elena Medrano de Rodríguez , por sus muestras de dedicación, paciencia y comprensión, esto es el fruto de su esfuerzo y amor.
Mis hermanos	Noé, Abner, Gerson y Arely Rodríguez, por su apoyo y cariño mostrado en todo momento.
Mis familiares	Tíos, tías, primos, primas, sobrinos, a mis abuelos y demás familia, por su apoyo.

AGRADECIMIENTOS A:

Jesús

Por ser la fuente inagotable de sabiduría, por ser el ejemplo que debo seguir, por ser la roca firme de mi vida.

Centros de Estudio

Colegio Centro Estudiantil Cristiano José Gilberto Velásquez, INEB Enrique Gómez Carrillo e Instituto Técnico Vocacional Dr. Imrich Fischmann, por ser los centros de mi formación académica.

Universidad de San Carlos de Guatemala y a la Facultad de Ingeniería

Por ser mi alma máter, por darme la oportunidad de acceder a una educación superior.

Empresa Eléctrica de Guatemala S. A. y Departamento de Planificación y Calidad del Servicio

Por la oportunidad que me dio de finalizar esta meta e iniciarme como profesional. A todos los ingenieros que integran el departamento, gracias por su apoyo y solidaridad mostrada.

Amigos y compañeros

Gracias por su amistad y compañerismo, por los buenos momentos compartidos y por salir adelante en los no tan buenos.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	V
LISTA DE SÍMBOLOS	XI
GLOSARIO	XIII
RESUMEN	XVII
OBJETIVOS.....	XIX
INTRODUCCIÓN	XXI
1. SISTEMA DE TRANSMISIÓN EN GUATEMALA.....	1
1.1. Subsector Eléctrico Nacional.....	1
1.1.1. Integrantes del subsector eléctrico	1
1.1.2. Marco de política eléctrica	1
1.1.2.1. Política Energética 2013-2027	2
1.1.3. Marco institucional	2
1.1.3.1. Ministerio de Energía y Minas (MEM)	3
1.1.3.2. Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE).....	3
1.1.3.3. Administrador del Mercado Mayorista (AMM)	3
1.1.4. Marco regulatorio	5
1.1.5. Mercado eléctrico	6
1.1.6. Sistema eléctrico	8
1.2. El Sistema Nacional Interconectado	9
1.2.1. Generación	13
1.2.2. Transmisión	16

1.2.3.	Carga.....	17
1.3.	Plan de expansión 2008–2018.....	19
1.4.	Plan de expansión 2014–2023.....	21
1.5.	Plan de Expansión del Transporte Nacional 2014–PETNAC ...	25
2.	EL TRANSFORMADOR DESFASADOR	29
2.1.	Generalidades	29
2.2.	Principales aplicaciones	32
2.3.	Diagrama fasorial del transformador desfasador	35
2.4.	Transferencia total de potencia	38
2.5.	Tipos de transformadores desfasadores	43
2.5.1.	Aspectos generales	43
2.5.1.1.	Transformador desfasador de un solo núcleo	46
2.5.1.2.	Transformador desfasador de doble núcleo.....	50
2.5.1.3.	Transformadores elevadores de cuadratura	51
2.5.2.	Aspectos de diseño	53
2.5.3.	Detalles de los cambiadores de tomas bajo carga	55
2.5.4.	Otras consideraciones.....	58
2.5.4.1.	Conexión	58
2.5.4.1.1.	Conexión en paralelo	59
2.5.4.1.2.	Conexión en serie	59
2.5.4.1.3.	Pruebas.....	60
2.5.4.2.	Pruebas dieléctricas especiales	60
2.5.4.3.	Desplazamiento del ángulo de fase en vacío.....	60

3.	SIMULACIÓN DEL SNI PARA POSIBLES APLICACIONES DEL TRANSFORMADOR DESFASADOR.....	63
3.1.	Demanda.....	63
3.1.1.	Curva de carga y duración de la demanda	65
3.2.	Condiciones de operación del SNI	67
3.2.1.	Resumen de obras del PET 1–2009.....	67
3.2.2.	Proyección de la demanda 2018	71
3.3.	Metodología de la simulación	72
3.3.1.	Base de datos.....	73
3.3.2.	Criterios y premisas para la simulación	73
3.3.3.	Elementos a monitorear.....	75
3.3.4.	Programa de cálculo.....	81
3.4.	Comportamiento de SNI bajo condiciones normales y proyectadas incluyendo las obras del PET 1–2009.....	81
3.4.1.	Resultados de la época seca demanda máxima	82
3.4.2.	Resultados de la época húmeda demanda máxima	90
3.4.3.	Resultados de corto circuito.....	98
3.5.	Delimitación del punto en el SNI para la aplicación del transformador desfasador.....	107
3.5.1.	Lote A–Anillo Metropacífico	107
4.	ANÁLISIS Y COMPARACIÓN DE RESULTADOS CON EL TRANSFORMADOR DESFAZADOR.....	109
4.1.	Simulación del transformador desfasador en el Anillo Metropacífico	109
4.2.	Consideraciones para la simulación	111
4.2.1.	Datos técnicos del transformador desfasador.....	111
4.2.2.	Modelado del transformador desfasador	112

4.2.3.	Cálculo de parámetros del transformador para la simulación	114
4.2.4.	Configuración de NEPLAN® y descripción de las ventanas de diálogo	117
4.3.	Monitoreo de variables	123
4.3.1.	Elementos monitoreados.....	123
4.3.2.	Resultados época seca	126
4.3.3.	Resultados época húmeda.....	131
CONCLUSIONES		137
RECOMENDACIONES		139
BIBLIOGRAFÍA.....		141
APÉNDICES		143

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Estructura institucional del subsector eléctrico.....	4
2.	Marco legal.....	6
3.	Estructura del mercado eléctrico	8
4.	Diagrama unifilar de un sistema eléctrico de potencia	8
5.	Diagrama unifilar del Sistema Nacional Interconectado, representación esquemática	11
6.	Diagrama unifilar del Sistema Nacional Interconectado, representación cartográfica.....	12
7.	Transferencia de potencia a través de una línea de transmisión	31
8.	Sistema sencillo de transmisión en paralelo	32
9.	Diagrama fasorial del sistema en paralelo de la figura 8, tensiones sin carga.....	34
10.	Conexión de dos sistemas de potencia a través de una línea de transmisión larga.....	35
11.	Diagrama fasorial del transformador desfasador	36
12.	Flujo de potencia adicional.....	40
13.	Flujo de potencia activa (a) y flujo de potencia reactiva (b).....	42
14.	Transformador desfasador simétrico de un núcleo	44
15.	Transformador de un solo núcleo, a) simétrico, b) asimétrico	48
16.	Regulación del transformador con PST.....	49
17.	Transformador desfasador delta-hexagonal.....	49
18.	Transformados desfasador de doble núcleo	50
19.	Diagrama de conexión simplificada del elevador de cuadratura	52

20.	Arreglo de los arrollamientos	53
21.	Transformador desfasador de dos tanques (sin sistema de enfriamiento instalado) (650 MVA, 60 Hz, 525/525±20*1.2° kV)	55
22.	Control de taps de los devanados durante la selección de posición.....	58
23.	Comportamiento histórico de la demanda	64
24.	Relación entre la variación del PIB y la variación de consumo de energía eléctrica	65
25.	Curva de carga del SIN.....	66
26.	Curva de duración de carga.....	67
27.	Sistema Nacional Interconectado, con el PET 1 – 2009 apagado	70
28.	Sistema Nacional Interconectado, con el PET 1 – 2009 encendido.....	71
29.	Anillo Metropacífico.....	108
30.	Diagrama unifilar del Anillo Metropacífico.....	110
31.	Representación del transformador desfasador simplificado	112
32.	Ventana de diálogo para la entrada de parámetros del transformador desfasador	118
33.	Ventana de dialogo para la configuración de la regulación del transformador desfasador	120
34.	Ventana de dialogo para el ingreso de la variación de la impedancia en función del tap.....	122
35.	Transformador desfasador entre las subestaciones Guatemala sur 230 kV y Alborada 230 kV	125
36.	Flujos de potencia en las líneas monitoreadas para diferentes taps del transformador desfasador	129
37.	Flujos de potencia en las líneas monitoreadas para diferentes taps del transformador desfasador	134

TABLAS

I.	Capacidad instalada del SNI	13
II.	Distribución de las líneas de transmisión de acuerdo a su nivel de tensión en el SNI	17
III.	Demanda firme de distribuidores y grandes usuarios	18
IV.	Resumen de las obras de la Licitación Abierta PET 1–2009.....	20
V.	Resumen de obras correspondientes al PET 2014-2023.....	23
VI.	Diseño de un transformador desfasador en función de la potencia nominal y el desplazamiento en el ángulo de fase, MVA	57
VII.	Voltaje de paso como función de la tensión del sistema y el desplazamiento en el ángulo de fase, 16 pasos, V	57
VIII.	Corriente como función de la tensión del sistema y potencia nominal, A	57
IX.	Cambio de nombre de varios proyectos del PET 1–2009	68
X.	Actualización de obras correspondientes al PET 1–2009	69
XI.	Proyección de la demanda y determinación de las tasas de crecimiento para la época seca y húmeda del 2018	72
XII.	Barras monitoreadas	76
XIII.	Líneas monitoreadas.....	78
XIV.	Transformadores monitoreados	80
XV.	Flujos de potencia [megavatio], pérdidas de potencia [megavatio] y factor de utilización [porcentaje] en líneas monitoreadas época seca.....	82
XVI.	Flujos de potencia [megavoltio amperio reactivo] y pérdidas [megavoltio amperio reactivo] en líneas monitoreadas época seca	84
XVII.	Voltajes en barras [p.u.] y ángulo [grados] en barras monitoreadas época seca.....	86

XVIII.	Flujos de potencia [megavatio] y factor de utilización [porcentaje] en transformadores monitoreados época seca.....	88
XIX.	Ahorro de pérdidas de potencia [megavatio] en el SNI al incluir el PET 1–2009 época seca.....	88
XX.	Flujos de potencia [megavatio], pérdidas de potencia [megavatio] y factor de utilización [porcentaje]d en líneas monitoreadas época húmeda.....	91
XXI.	Flujos de potencia [megavoltio amperio reactivo] y pérdidas [megavoltio amperio reactivo] en líneas monitoreadas época húmeda.....	92
XXII.	Voltajes en barras [p.u.] y ángulo [grados] en barras monitoreadas época húmeda	94
XXIII.	Flujos de potencia [megavatio] y factor de utilización [porcentaje] en transformadores monitoreados época húmeda	96
XXIV.	Ahorro de pérdidas de potencia [megavatio] en el SNI al incluir el PET 1–2009 época húmeda	96
XXV.	Niveles de corriente de corto circuito época seca caso base	99
XXVI.	Niveles de corriente de corto circuito época seca caso proyecto	100
XXVII.	Incremento de niveles de corriente de corto circuito en época seca...	101
XXVIII.	Niveles de corriente de corto circuito época húmeda caso base	103
XXIX.	Niveles de corriente de corto circuito época húmeda caso proyecto ..	104
XXX.	Incremento de niveles de corriente de corto circuito época húmeda ..	105
XXXI.	Datos técnicos del transformador utilizado en el Anillo Metropacífico	111
XXXII.	Multiplicador de la impedancia para un transformador en función del ángulo	115
XXXIII.	Variación de la reactancia en función del ángulo de desfase	116
XXXIV.	Listado y descripción de los parámetros en NEPLAN®	119
XXXV.	Listado y descripción de la regulación en NEPLAN®	121
XXXVI.	Barras monitoreados del Anillo Metropacífico.....	123

XXXVII.	Líneas monitoreadas del Anillo Metropacífico.....	124
XXXVIII.	Transformadores monitoreados del Anillo Metropacífico	125
XXXIX.	Flujos de potencia para diferentes valores de taps del transformador desfasador (0 a 10).....	127
XL.	Flujos de potencia para la diferentes valores de taps del transformador desfasador (0 a -10).....	128
XLI.	Comparación de pérdidas en el SNI y en la red troncal para los diferentes valores de ángulo	130
XLII.	Flujos de potencia para diferentes valores de taps del transformador desfasador (0 a -10).....	132
XLIII.	Flujos de potencia para diferentes valores de taps del transformador desfasador (0 a -10).....	133
XLIV.	Comparación de pérdidas en el SNI y en la red troncal para los diferentes valores de ángulo.	135

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
A	Amperio
α	Ángulo de fase
γ	Ángulo de desfase
I	Corriente
A.C	Corriente alterna
C.C	Corriente continúa
Δ	Diferencia, variación
F.U.	Factor de utilización
Z	Impedancia
kA	Kilo amperio
km	Kilómetro
kW	Kilovatio
kWh	Kilovatio hora
kV	Kilovoltio
kVA	Kilovoltio amperio
MVA	Megavoltio amperio
MVAR	Megavoltio amperio reactivo
p.u.	Por unidad
%	Porcentaje
P	Potencia activa
S	Potencia aparente
Q	Potencia reactiva
X	Reactancia

R	Resistencia
W	Vatio
V	Voltio
VA	Voltio amperio

GLOSARIO

Alta tensión	Nivel de tensión superior a sesenta mil voltios (60 000).
AMM	Administrador del Mercado Mayorista.
Ampacidad	Capacidad de conducción de corriente eléctrica.
Amperio	Unidad de medida de intensidad de corriente eléctrica.
<i>Bushings</i>	Boquillas de conexión.
Caso base	Situación en condiciones normales de la red de transmisión sin la inclusión de proyectos.
Caso proyecto	Situación de la red de transmisión con la inclusión de proyectos a la red o modificaciones.
Circuito eléctrico	Sistema compuesto de elementos pasivos y activos con el fin de hacer circular la corriente eléctrica.
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica.
Conductor	Material que ofrece baja resistencia al movimiento de carga eléctrica.

Corriente	Movimiento de carga eléctrica por unidad de tiempo.
Curva de demanda	Es la representación en forma gráfica del comportamiento que tiene la demanda de energía del consumidor respecto del tiempo.
Diagrama unifilar	Representación gráfica de una instalación eléctrica o parte de ella, por lo regular se representa solamente una de las fases.
Eegsa	Empresa Eléctrica de Guatemala S. A.
Factor de carga	Es la relación entre la carga promedio y la carga máxima durante un intervalo de tiempo.
Falla	Defecto de cualquier componente o mecanismo que integran un circuito eléctrico que provoca la interrupción de la corriente.
Flujo de potencia	Es la herramienta matemática que permite solucionar el problema de flujo de carga en un sistema eléctrico de potencia.
Generador	Es todo dispositivo capaz de originar una diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos, el cual transforma la energía mecánica en energía eléctrica.
Gran usuario	Es aquel participante en el mercado mayorista que excede los 100 kW de demanda. No está regulado y

por lo tanto puede pactar el suministro de energía con el distribuidor o con cualquier otro suministrador.

Línea	Medio físico que permite conducir la energía eléctrica entre dos puntos.
LGE	Ley General de Electricidad.
MEM	Ministerio de Energía y Minas.
MM	Mercado Mayorista.
NEPLAM[®]	Herramienta de cálculo para la planificación de sistemas eléctricos de potencia.
NTAUCT	Normas Técnicas de Acceso y uso de la Capacidad de Transporte.
PET 1 – 2009	Plan de Expansión al Sistema de Transporte 2009.
<i>Phase shift transformer</i>	Transformador desfasador.
Sistema de transmisión	Es el conjunto de subestaciones de potencia maniobra, transformación y líneas de transmisión, entre el punto de generación y el punto de consumo.
SNI	Sistema Nacional Interconectado.

Subestación eléctrica	Conjunto de equipos, conductores y sistemas que forman parte de un nodo en un sistema eléctrico de potencia.
Transformador	Es una máquina eléctrica estática que permite transformar niveles de tensión y corriente manteniendo la misma potencia por medio de la acción de un campo electromagnético.
Transmisión	Es la actividad que tiene por objetivo el transporte de energía eléctrica a través del sistema de transmisión.
Trelec	Transportista Eléctrica Centroamérica.
Voltaje	Diferencia de potencial eléctrica es una comparación de la energía que experimenta una carga entre dos puntos.

RESUMEN

El presente documento describe el comportamiento y análisis de la aplicación del transformados desfasador en el Sistema Nacional Interconectado, específicamente en la red troncal del sistema, red que opera a un nivel de 230 kV. Tomando como base la situación actual de la red (caso base), y la operación y demanda para el año de finalización (2018) del PET 1 – 2009 (caso proyecto). Una de las características del PET 1, es la conformación de varios anillos en 230 kV que se formarán con la construcción de líneas y subestaciones nuevas.

El primer capítulo presenta como está estructurado el subsector eléctrico en Guatemala, se definen jerárquicamente los organismos encargados de velar por el cumplimiento de la LGE, así como las funciones específicas de cada entidad. En el segundo capítulo se presentan los conceptos, características, consideraciones técnicas y funcionamiento del transformador desfasador así como sus aplicaciones en sistemas de transmisión.

En el tercer capítulo se presenta la comparación de la situación del SNI para los casos base y proyecto, en condiciones de época seca y húmeda en horas de demanda máxima, también se describe la metodología utilizada para la realización de la simulación y análisis de flujo de carga. El cuarto capítulo muestra los resultados obtenidos en la aplicación del transformador desfasador, específicamente en el Anillo Metropacífico, analizando los diferentes casos en los que se configuró el transformador desfasador. Se presenta el comportamiento de flujo de potencia a través de las líneas así como las pérdidas para cada caso analizado.

OBJETIVOS

General

Introducir una nueva tecnología para solucionar problemas de congestionamiento en líneas de transmisión en sistemas interconectados y redes anilladas, y mejorar los perfiles de voltaje por medio del control de un transformador desfasador en los sistemas eléctricos de potencia.

Específicos

1. Dar a conocer el transformador desfasador como un elemento de control de potencia activa en los sistemas eléctricos de potencia, definir su funcionamiento, características y principales aplicaciones en los sistemas de transmisión.
2. Determinar el comportamiento del Sistema Nacional Interconectado para época seca y época húmeda en horas de demanda máxima, para los casos sin la inclusión de los proyectos del PET 1–2009, como para los casos de operación de la red con todas las obras culminadas.
3. Analizar específicamente la red de transporte de 230 kV asociada al Anillo Metropacífico, a fin de identificar un punto para la simulación.
4. Mostrar los resultados obtenidos con la implementación del transformador desfasador en la red de 230 kV por medio de flujos de carga.

INTRODUCCIÓN

En la actualidad los sistemas de transmisión son los encargados de llevar la energía eléctrica, desde los centros de generación hasta las subestaciones donde se distribuye para su consumo final. Una falla en algún elemento del sistema de transmisión puede provocar la interrupción del suministro de energía, llegando a afectar un gran número de usuarios, incluso ciudades enteras. Por tal motivo el Plan de Expansión del Sistema de Transporte plantea una serie de propuestas para solucionar debilidades en la red de transmisión. Con el PET 1–2009 se conformarán una serie de anillos a nivel de 230 kV para fortalecer y garantizar el suministro de energía reduciendo el tiempo y frecuencia de interrupciones.

Debido a los planes de expansión de la red de transporte el cual busca elevar el nivel de seguridad, calidad y desempeño en el suministro de energía eléctrica, permitiendo así reducir los efectos de fallas severas en el sistema de transporte, y como medida de mitigación se tiene planificado la expansión de dicha red mediante la construcción de nuevas líneas de transmisión y subestaciones, con lo cual se prevé fortalecer el sistema de transporte de Guatemala. Sin embargo, uno de los inconvenientes que surge al tener un sistema anillado, es lo difícil que se vuelve controlar el camino que siguen los flujos de potencia, pudiendo suceder que mientras unas líneas están cerca de su límite térmico, otras apenas operan con un bajo factor de cargabilidad.

La finalidad del presente trabajo de graduación es dar a conocer las principales características del transformador desfasador y su aplicación en el SNI en condiciones futuras de operación y demanda.

1. SISTEMA DE TRANSMISIÓN EN GUATEMALA

1.1. Subsector Eléctrico Nacional

Las actividades que se llevan a cabo dentro del mercado eléctrico nacional guatemalteco se desarrollan en dos sectores muy importantes en que son: el subsector eléctrico y el subsector de hidrocarburos que en conjunto forman el sector energético del país. La rectoría de estos subsectores le corresponde al Ministerio de Energía y Minas, respaldándose de un marco político, un marco institucional, un marco regulatorio y una infraestructura para el efecto.

1.1.1. Integrantes del subsector eléctrico

El subsector eléctrico es el encargado de administrar las actividades referentes a energía eléctrica, tales como el suministro de energía en condiciones óptimas de seguridad, calidad y precio, estando conformada por los siguientes componentes.

1.1.2. Marco de política eléctrica

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

1.1.2.1. Política Energética 2013-2027

La Política Energética 2013-2027, vigente en Guatemala, tiene como único propósito fortalecer las condiciones que el país necesita para ser competitivo, eficiente y sostenible en el uso y aprovechamiento de los recursos. Esto en un marco de una sociedad globalizada que prioriza la visión del Estado guatemalteco, como un Estado orientado hacia la conservación de las reservas estratégicas nacionales, la satisfacción de necesidades y el desarrollo tecnológico.

La actualización de la política energética para el período 2013-2027, considera nuevos desafíos en función de la dinámica nacional e internacional en materia energética, tales como la respuesta a demandas sociales, la necesidad de mejorar las condiciones económicas del país, y procurar un manejo responsable del medio ambiente. Asimismo, toma en cuenta el fortalecimiento de un Estado que garantice el bienestar de su población.

1.1.3. Marco institucional

El marco institucional está constituido por las entidades consignadas en la Ley General de Electricidad, es decir: el Ministerio de Energía y Minas (MEM) (ente rector), la Comisión de Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) (ente regulador) y el Administrador del Mercado Mayorista (AMM) (ente operador del sistema eléctrico y mercado eléctrico), encargado de realizar las transacciones entre los agentes del Mercado Mayorista de Electricidad, como se puede observar en la figura 1.

1.1.3.1. Ministerio de Energía y Minas (MEM)

Es el órgano del estado responsable de elaborar y coordinar políticas energéticas, planes de estado y programas indicativos relativos al sector eléctrico. Encargado de velar que el proceso de autorización de centrales y prestación del servicio de transporte y distribución se realice conforme a la Ley. Asimismo, le concierne atender lo que se refiere al régimen jurídico de la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía; los hidrocarburos y la explotación minera.

1.1.3.2. Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE)

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

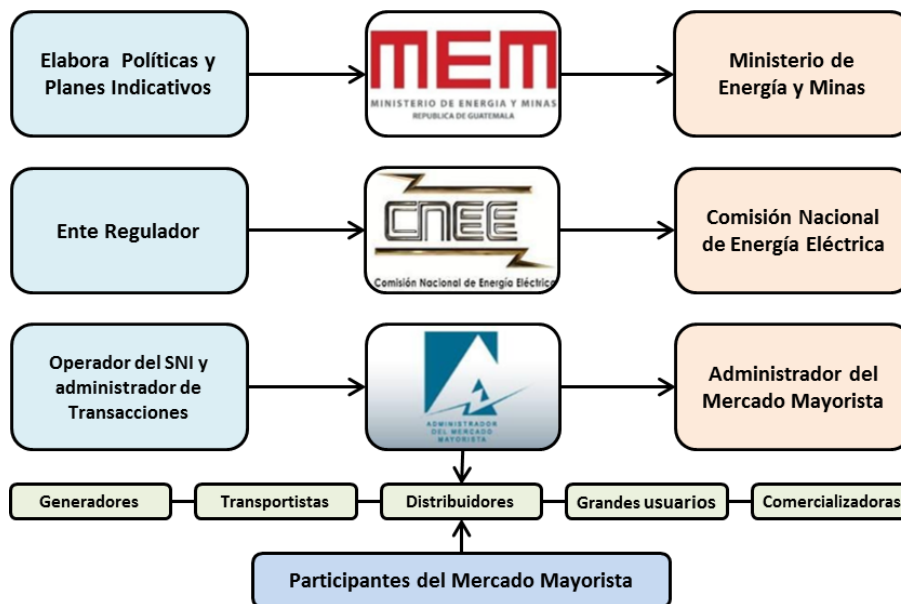
1.1.3.3. Administrador del Mercado Mayorista (AMM)

El Administrador del Mercado Mayorista es una entidad privada sin fines de lucro, que coordina las transacciones entre los participantes del Mercado Mayorista de Electricidad, y vela por el mantenimiento de la calidad y la

seguridad del suministro de energía eléctrica en Guatemala, su objetivo principal es asegurar el correcto funcionamiento del SNI y de las interconexiones.

El marco regulatorio del sector eléctrico guatemalteco se basa en un modelo de mercado competitivo a nivel de generación y comercialización, en el cual algunos de los pilares fundamentales es el libre acceso a las redes, la existencia de un sistema de costos, la competencia en el mercado (transacciones del día a día) y la competencia por el mercado (licitaciones para el suministro de los usuarios finales). En aquellos segmentos en que la presencia de economías de escala da lugar a la existencia de monopolios naturales, los precios son fijados por el ente regulador sobre la base de costos económicos eficientes.

Figura 1. Estructura institucional del subsector eléctrico



Fuente: elaboración propia, tomado de Planes de Expansión 2012.

1.1.4. Marco regulatorio

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

La Ley General de Electricidad, es la ley fundamental en materia de electricidad en Guatemala, la cual establece los siguientes principios:

- Es libre la generación de electricidad y no se requiere para ello autorización o condición previa por parte del Estado, más que las reconocidas por la Constitución Política de la República de Guatemala y las leyes del país. No obstante, para utilizar con estos fines los que sean bienes del Estado, se requerirá de la respectiva autorización del Ministerio, cuando la potencia sea mayor a 5 MW.
- Es libre el transporte de electricidad, cuando para ello no sea necesario utilizar bienes de dominio público.
- El transporte de electricidad que implique la utilización de bienes de dominio público y el servicio de distribución final de electricidad, estarán sujetos a autorización.
- Son libres los precios por la prestación del servicio de electricidad, con la excepción de los servicios de transporte y distribución, sujetos a autorización. Las transferencias de energía entre generadores,

comercializadores, importadores y exportadores que resulten de la operación del Mercado Mayorista, estarán sujetas a regulación en los términos de la Ley.

Figura 2. **Marco legal**



Fuente: elaboración propia, tomado de Planes de Expansión 2012.

1.1.5. **Mercado eléctrico**

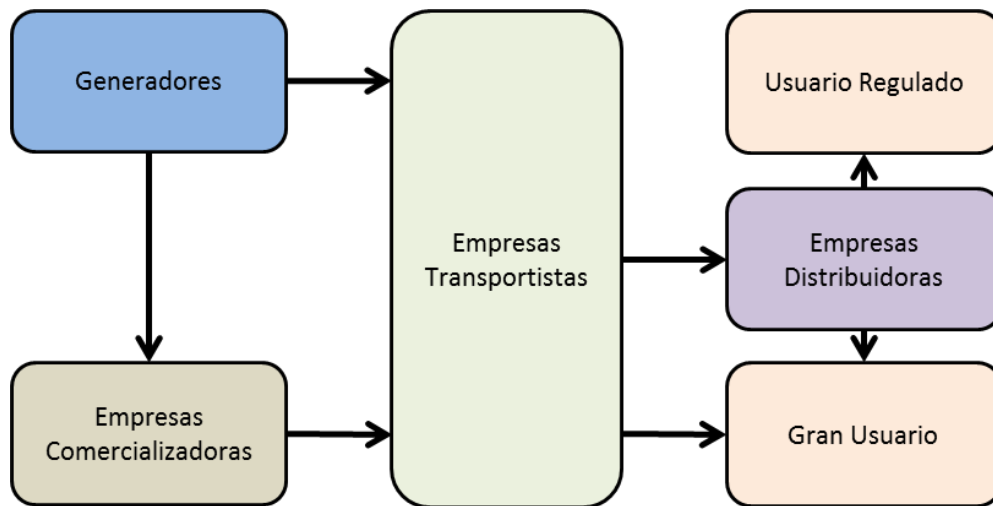
Es el instrumento en el cual se realizan las transacciones comerciales en el subsector eléctrico de Guatemala (compra y venta de potencia y energía eléctrica). Está basado en un modelo de mercado competitivo de costos, que permite el acceso al Sistema Nacional Interconectado a cualquier persona individual o jurídica que así lo desee cumpliendo con los requisitos legales establecidos en la Ley General de Electricidad y sus reglamentos, estableciendo un sistema equilibrado de precios de oferta y demanda para crear así las condiciones necesarias para la competencia. Las tarifas son fijadas por

el ente regulador cuando se da la existencia de monopolios naturales, distribuidor o transportista.

La importancia de este componente radica en que determina cuantitativamente la dimensión del sistema eléctrico. En el subsector eléctrico guatemalteco se distinguen cinco participantes: generadores, transportistas, distribuidores, comercializadores y grandes usuarios; el artículo 6 de la Ley General de Electricidad establece las definiciones para cada uno de ellos, siendo estas:

- Un generador es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de una central de generación de energía eléctrica, que comercializa total o parcialmente su producción de electricidad.
- Un transportista es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de instalaciones destinadas a realizar la actividad de transmisión y transformación de electricidad.
- El distribuidor es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de instalaciones destinadas a distribuir comercialmente energía eléctrica.
- Un comercializador es la persona, individual o jurídica, cuya actividad consiste en comprar y vender bloques de energía eléctrica con carácter de intermediación y sin participación en la generación, transporte, distribución y consumo.
- Un gran usuario es aquel cuya demanda de potencia excede al límite estipulado en el reglamento de la Ley General de Electricidad (100 kW de demanda máxima).

Figura 3. **Estructura del mercado eléctrico**

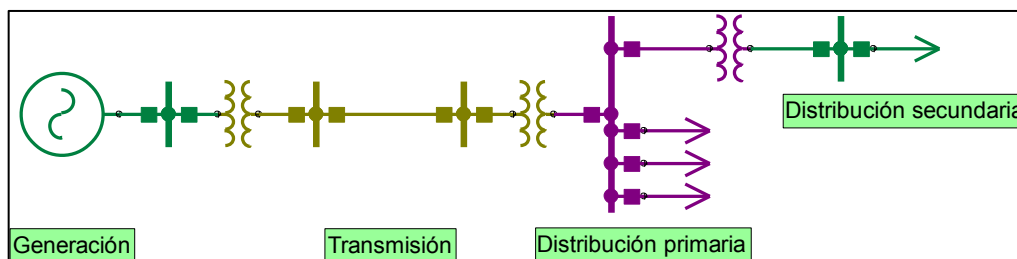


Fuente: elaboración propia, tomado de www.mem.gob.gt.

1.1.6. Sistema eléctrico

Está integrado por toda la infraestructura física que permite cumplir con el suministro de energía eléctrica, es decir: el sistema de generación, el sistema de transmisión y el sistema de distribución.

Figura 4. **Diagrama unifilar de un sistema eléctrico de potencia**



Fuente: elaboración propia., empleando Adobe Photoshop.

1.2. El Sistema Nacional Interconectado

Sistema Nacional Interconectado se define como el “conjunto de sistemas individuales de potencia, conectados a través de alguna línea de transmisión, con la característica que dichos sistemas operan generalmente en sincronismo”. En el caso del Sistema Nacional Interconectado guatemalteco, este opera a las tensiones nominales de fase a fase de 400, 230, 138 y 69 kV; manteniendo una tolerancia de regulación de la tensión respecto al valor nominal de $\pm 5\%$; y una frecuencia nominal del sistema de 60 Hertz. La Ley General de Electricidad, en su artículo 6, define al SNI (Sistema Nacional Interconectado, por sus siglas) como la porción interconectada del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

En el mismo artículo define a este SEN como el conjunto de instalaciones, centrales generadoras, líneas de transmisión, subestaciones eléctricas, redes de distribución, equipo eléctrico (equipo de maniobra, equipo de medida, equipo de protección y equipo de comunicación), centros de carga y en general toda la infraestructura eléctrica destinada a la prestación del servicio, interconectados o no, dentro del cual se efectúan las diferentes transferencias de energía eléctrica entre diversas regiones del país.

El propósito del SNI es transportar la energía eléctrica producida en los centros de generación hasta los puntos de consumo final a través de las líneas de transmisión.

El SNI y cualquier otro sistema eléctrico de potencia es en realidad un gran circuito eléctrico operando en sincronismo (mismo nivel de tensión, misma frecuencia, misma secuencia de fases). Cualquier problema que ocurra en una parte del sistema, la cual incide rápidamente en las instalaciones del sistema, afectándolas directamente y si no actúan las protecciones en los tiempos

establecidos se puede producir un efecto en cascada que cause un apagón inminente.

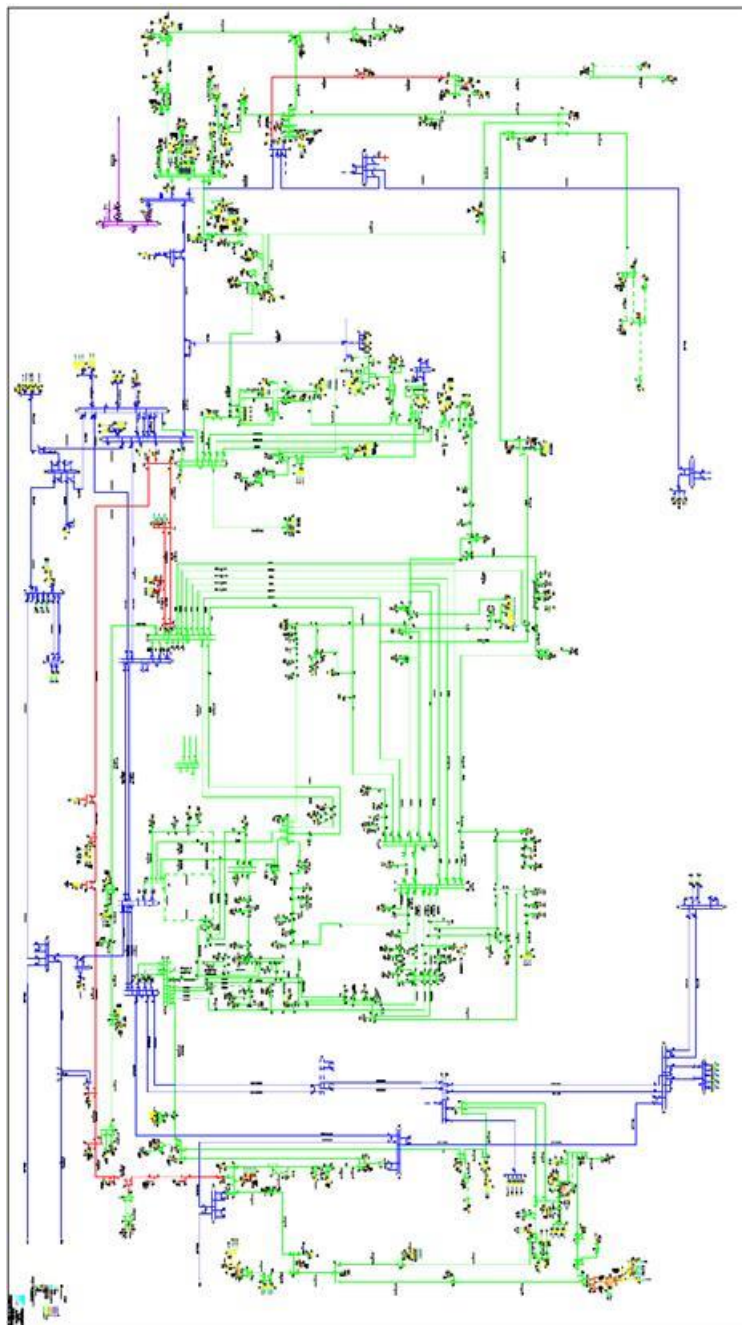
El SNI representado en las figuras 5 y 6, en su diagrama unifilar esquemático y diagrama cartográfico respectivamente, trae beneficios inminentes a todos los que estén conectados al mismo, el principal beneficio del sin es proporcionar electricidad a un voltaje y frecuencia estables y el hecho que exista una gran cantidad de generadores y consumidores, provee las condiciones idóneas y necesarias para crear un mercado de electricidad, el cual opere conforme a lo establecido en la Ley General de Electricidad.

En el diagrama unifilar se aprecia que cada nivel de tensión es representado por un color, es decir que cada línea y barra están en distintos colores, como se describe a continuación:

- Morado: las líneas de 400 kV
- Azul: las líneas de 230 kV
- Rojo: las líneas de 138 kV
- Verde: las líneas de 69 kV
- Naranja: las líneas de 34,5 kV
- Amarillo: las líneas de 13,8 kV y menos

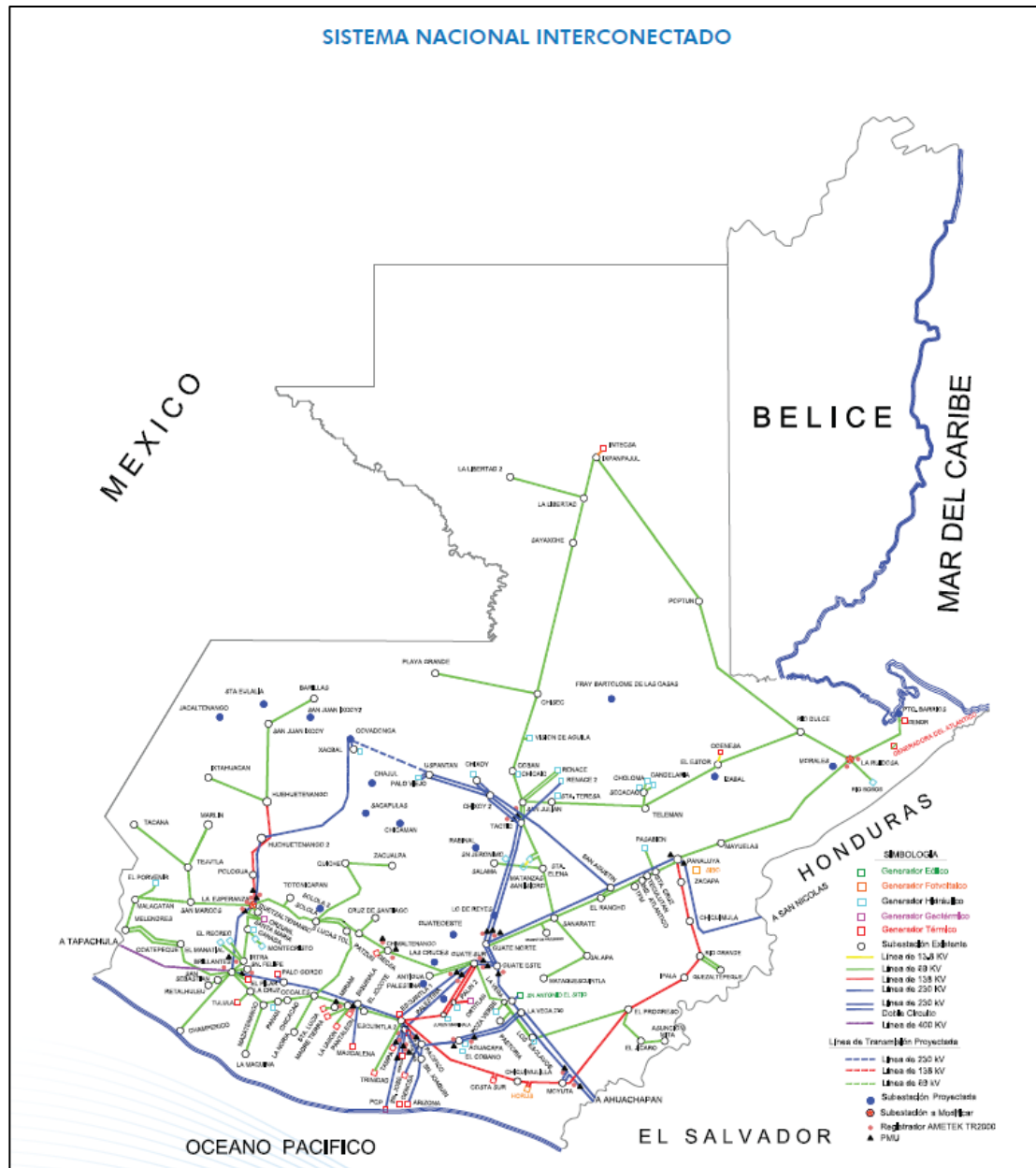
El SNI se compone de los agentes de generación, transmisión y carga del mercado mayorista de electricidad representada en la figura 4, el cual es monitoreado por el AMM, regido por las normas de coordinación operativa aprobadas por la CNEE para garantizar una segura y confiable operación del sistema a través de la operación de un sistema SCADA.

Figura 5. **Diagrama unifilar del Sistema Nacional Interconectado, representación esquemática**



Fuente: Administrador del Mercado Mayorista, actualización 2015.

Figura 6. Diagrama unifilar del Sistema Nacional Interconectado, representación cartográfica



Fuente: AMM. Informe estadístico 2014.

1.2.1. Generación

El sistema de generación está compuesto por todas aquellas centrales de generación destinadas a satisfacer la demanda de energía eléctrica del país, clasificadas de acuerdo a la energía primaria utilizada para generar electricidad: hidroeléctricas, turbinas de vapor, turbinas de gas, motores de combustión interna y centrales geotérmicas. La entrada en operación de una central generadora al sistema es coordinada por el AMM para suplir la demanda diaria y la calidad energética. La capacidad instalada del Sistema Nacional Interconectado es de 3 050,20 MW de potencia de placa y de 2 570,90 MW de potencia efectiva; desglosada en la tabla I.

Tabla I. **Capacidad instalada del SNI**

HIDROELÉCTRICAS	POTENCIA		UBICACIÓN
	DE PLACA	EFFECTIVA	
	MW	MW	
CHIXOY	300,00	284,23	San Cristóbal, Alta Verapaz
HIDRO XACBAL	94,00	97,71	Chajul, Quiché
PALO VIEJO	85,00	87,23	San Juan Cotzal, Quiché
AGUACAPA	90,00	79,76	Pueblo Nuevo Viñas, Santa Rosa
JURÚN MARINALÁ	60,00	51,90	Palín, Escuintla
RENACE	68,10	65,10	San Pedro Carchá, Alta Verapaz
EL CANADÁ	48,10	47,20	Zunil, Quetzaltenango
LAS VACAS	39,00	35,85	Chinautla, Guatemala
EL RECREO	26,00	26,13	El Palmar, Quetzaltenango
SECACAO	16,50	16,05	Senahú, Alta Verapaz
LOS ESCLAVOS	15,00	13,23	Cuilapa, Santa Rosa
MONTECRISTO	13,50	13,04	Zunil, Quetzaltenango
PASABIEN	12,75	12,36	Río Hondo, Zacapa
MATANZAS	12,00	11,78	San Jerónimo, Baja Verapaz
POZA VERDE	12,51	9,56	Pueblo Nuevo Viñas, Santa Rosa
RIO BOBOS	10,00	10,36	Quebradas, Morales, Izabal
CHOLOMA	9,70	9,65	Senahú, Alta Verapaz
SANTA TERESA	17,00	16,69	Tucurú, Baja Verapaz
PANAN	7,32	6,06	San Miguel Panán, Suchitepéquez
SANTA MARÍA	6,00	4,14	Zunil, Quetzaltenango
PALÍN 2	5,80	3,92	Palín, Escuintla
CANDELARIA	4,60	4,34	Senahú, Alta Verapaz
SAN ISIDRO	3,93	3,40	San Jerónimo, Baja Verapaz
EL CAPULÍN	3,50	0,00	Siquinalá, Escuintla
EL PORVENIR	2,28	2,15	San Pablo, San Marcos
EL SALTO	2,00	2,37	Escuintla, Escuintla
CHICHAÍC	0,60	0,46	Cobán, Alta Verapaz

Continuación de la tabla I.

SAN JERÓNIMO	0,25	0.20	San Jerónimo, Baja Verapaz
VISION DE AGUILA	2,07	2.08	Cobán, Alta Verapaz
GENERADOR DISTRIBUIDO RENOVABLE	POTENCIA		UBICACIÓN
	DE PLACA	EFFECTIVA	
	MW	MW	
HIDROELÉCTRICA SANTA ELENA	0,56	0,56	Escuintla, Escuintla
KAPLAN CHAPINA	2,00	2,00	Pueblo Nuevo Viñas, Santa Rosa
HIDROELÉCTRICA CUEVA MARIA 1 Y 2	4,95	4,95	Cantel, Quetzaltenango
HIDROELÉCTRICA LOS CERROS	1,25	1,25	San José El Rodeo, San Marcos
HIDROELÉCTRICA COVADONGA	1,60	1,50	Nuevo San Carlos, Retalhuleu
HIDROELÉCTRICA JESBON MARAVILLAS	0,75	0,75	Malacatán, San Marcos
CENTRAL GENERADORA EL PRADO	0,50	0,50	Colomba, Quetzaltenango
HIDROELÉCTRICA FINCA LAS MARGARITAS	0,44	0,44	San Francisco Zapotitlán, Suchitepéquez
HIDROPOWER SDMM	2,16	1,91	Escuintla, Escuintla
HIDROELÉCTRICA LA PERLA	3,70	3,61	San Miguel Tucurú, Alta Verapaz
HIDROELÉCTRICA SAC-JA	2,00	2,00	Purulhá, Baja Verapaz
HIDROELÉCTRICA SAN JOAQUIN	0,95	0,80	San Cristóbal Verapaz, Alta Verapaz
HIDROELÉCTRICA LUARCA	0,51	0,51	Mazatenango, Suchitepéquez
HIDROELÉCTRICA CERRO VIVO	3,00	0,00	Chinautla, Guatemala
PALO GORDO	5,00	0,00	San Antonio Suchitepéquez, Suchitepéquez
HIDROELÉCTRICA EL LIBERTADOR	2,00	2,04	Chiquimulilla, Santa Rosa
HIDROELÉCTRICA LAS VICTORIAS	1,20	1,00	Masagua, Escuintla
PEQUEÑA HIDROELÉCTRICA IXTALITO	1,75	1,64	Nuevo Progreso, San Marcos
EL CORALITO	2,10	2,10	Santa Bárbara, Suchitepéquez
EL ZAMBO	0,98	0,98	San Francisco Zapotitlán, Suchitepéquez
GENERADORA DEL ATLANTICO	2,60	2,60	Morales, Izabal
GENERADORA DEL ATLANTICO	1,30	1,28	Morales, Izabal
HIDROELÉCTRICA MONTE MARIA	0,69	0,69	Sactepequez, San Juan Alotenango
HIDROELÉCTRICA HIDROAGUNA	2,00	2,00	Santa Lucía Cotzumalguapa, Escuintla
CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA SIBO	5,00	5,00	Estanzuela, Zacapa
HIDROAGUNA	2,10	2,02	Santa Lucía Cotzumalguapa, Escuintla
HIDROELÉCTRICA EL IXTALITO	1,63	1,53	Nuevo Progreso, San Marcos
TÉRMICAS	POTENCIA		UBICACIÓN
	DE PLACA	EFFECTIVA	
	MW	MW	
TURBINAS DE VAPOR			
SAN JOSÉ	139,00	137,26	Masagua, Escuintla
LA LIBERTAD	20,00	15,88	Villa Nueva, Guatemala
ARIZONA VAPOR	12,50	3,29	Puerto San José, Escuintla
LAS PALMAS II	83,00	76,35	Escuintla, Escuintla
GENERADORA COSTA SUR	30,20	30,03	Escuintla, Guanagazapa
TURBINAS DE GAS			
TAMPA	80,00	78,40	Escuintla, Escuintla
STEWART & STEVENSON	51,00	21,34	Escuintla, Escuintla
ESCUINTLA GAS 3	35,00	22,83	Escuintla, Escuintla
ESCUINTLA GAS 5	41,85	38,46	Escuintla, Escuintla
LAGUNA GAS 1	17,00	0,00	Amatitlán, Guatemala
LAGUNA GAS 2	26,00	17,19	Amatitlán, Guatemala

Continuación de la tabla I.

MOTORES DE COMBUSTIÓN INTERNA			
ARIZONA	160,00	160,76	Puerto San José, Escuintla
POLIWATT	129,36	125,45	Puerto Quetzal, Escuintla
DARSA	5,00	0,00	Santa Lucía Cotzumalguapa/Tululá
PUERTO QUETZAL POWER	118,00	114,73	Puerto Quetzal, Escuintla
LAS PALMAS	66,80	67,05	Escuintla, Escuintla
GENOR	46,24	41,40	Puerto Barrios, Izabal
SIDEGUA	44,00	38,19	Escuintla, Escuintla
INDUSTRIA TEXTILES DEL LAGO	70,00	70,77	Amatitlán, Guatemala
GENERADORA PROGRESO	21,97	0,00	Sanarate, El Progreso
ELECTRO GENERACIÓN	15,75	16,22	Amatitlán, Guatemala
GECSA	15,74	0,00	Chimaltenango, Chimaltenango
GECSA 2	37,80	0,00	Chimaltenango, Chimaltenango
COENESA	10,00	5,96	El Estor , Izabal
ELECTRO GENERACIÓN CRISTAL BUNKER	10,00	0,00	Santa Elena , Petén
INTECCSA BUNKER	3,00	3,05	Santa Elena , Petén
INTECCSA DIÉSEL	6,40	5,40	Santa Elena , Petén
GENOSA	18,60	17,04	Puerto San José, Escuintla
INGENIOS AZUCAREROS			
MAGDALENA	110,00	70,84	La Democracia, Escuintla
MAGDALENA EXCEDENTES	35,00	23,26	La Democracia, Escuintla
BIOMASS	119,00	109,82	La Democracia, Escuintla
PANTALEÓN	46,50	40,15	Siquinalá, Escuintla
PANTALEÓN EXCEDENTES	22,00	21,53	Siquinalá, Escuintla
LA UNIÓN	68,50	33,92	Santa Lucía Cotzumalguapa, Escuintla
LA UNION EXCEDENTES	10,00	5,64	Santa Lucía Cotzumalguapa, Escuintla
SANTA ANA	40,00	36,38	Escuintla, Escuintla
MADRE TIERRA	28,00	16,87	Santa Lucía Cotzumalguapa, Escuintla
CONCEPCIÓN	27,50	25,96	Escuintla, Escuintla
TULULÁ	31,00	7,89	Cuyotenango, Suchitepéquez
TULULÁ 4	19,00	9,47	Cuyotenango, Suchitepéquez
TRINIDAD	21,00	4,52	Masagua, Escuintla
TRINIDAD 3	19,80	20,38	Masagua, Escuintla
SAN DIEGO	5,00	0,00	Escuintla, Escuintla
EL PILAR	10,50	3,51	San Andrés Villa Seca, Retalhuleu
EL PILAR 3	22,85	12,94	San Andrés Villa Seca, Retalhuleu
PALO GORDO	30,90	26,26	San Antonio Suchitepequez, Suchitepéquez
GEOTÉRMICA			
ZUNIL	24,00	12,73	Zunil, Quezaltenango
ORTITLAN	25,20	21,23	San Vicente Pacaya, Escuintla

Fuente: AMM. *Capacidad instalada 2014.*

La generación hidráulica efectiva corresponde al 95 % de potencia instalada y a un 36 % del total de la generación, con un valor de 916,95 MW, además la generación por generadores distribuidos renovables corresponde a

un 83 % de la potencia instalada y un 2 % del total de generación, con un valor de 43,64 MW, por otro lado la generación térmica corresponde a un 79,0 % de la potencia instalada y un aporte del 63 % de generación con un valor de 1 610,31 MW al total de generación en el Sistema Nacional Interconectado.

1.2.2. Transmisión

Una de las características de la energía eléctrica es la falta de tecnología o capacidad para ser almacenada, esto quiere decir que la energía necesita ser generada en el momento en que esta es demandada, de nada serviría la producción de la energía, si esta no puede llegar al destino final, que es el consumidor, es por ello que el transporte cumple la función de autopistas tanto principales como secundarias, calles y avenidas, por lo que este es el medio de transmisión del flujo de potencia. A partir de la promulgación de la Ley General de Electricidad, la operación, mantenimiento y expansión del sistema de transporte dejó de ser una actividad propia del Estado, ya que esto no reflejaba la realidad de los costos, e imposibilitaba económicamente el cumplimiento de una de las funciones principales en la cadena del suministro como la expansión del sistema de transporte para la conducción de energía eléctrica.

Esta actividad era desarrollada únicamente por el Estado, porque la legislación al igual que en la generación carecía de las herramientas que permitían la inversión privada con libre competencia y retorno de las mismas.

Actualmente, la red eléctrica de transporte en Guatemala cuenta con líneas de transmisión con topología radial o anillada que operan en alta tensión, 69, 138 y 230 kV, además, de la interconexión en 400 kV, dispuestas para interconectar las subestaciones del SNI. Dicho sistema de transmisión comprende un sistema principal que agrupa a los agentes generadores de la

red y las interconexiones internacionales; y un sistema secundario como enlace entre la conexión de un agente generador a la red de transmisión.

Tabla II. **Distribución de las líneas de transmisión de acuerdo a su nivel de tensión en el SNI**

Voltaje	Núm. de líneas	Total de km	Núm. de subestaciones
13,8 kV	10	54,42	8
34,5 kV	12	13,6	9
69 kV	477	3 600,8	299
138 kV	19	431,5	14
230 kV	56	1 039,5	25
400 kV	1	71,15	1

Fuente: base de datos CNEE, 2015.

1.2.3. Carga

La carga del Sistema Nacional Interconectado está integrada por todas aquellas subestaciones de distribución final, como todos los grande usuarios conectados al sistema de transporte. Dicha carga es representada en el mercado mayorista por medio de distribuidoras, empresas eléctricas municipales, participantes y grandes usuarios con representación.

La demanda en el SNI ha mantenido en los últimos años un crecimiento del orden del 7 %, la cual es cubierta por los agentes generadores del Sistema Eléctrico Nacional coordinados por el AMM. El sistema de distribución final se clasifica en la infraestructura que opera con tensiones de 34,5 kV o menores y abastece a los consumidores con una demanda máxima menor a los 100 kW en el mercado regulado guatemalteco.

En la tabla II se puede observar la composición de la demanda firme declarada por cada ente consumidor en el SNI, atribuyéndole a las tres distribuidores Eegsa, Deocsa y Deorsa la mayor demanda; con un valor total de 1 193 MW; empresas eléctricas municipales con un total de 125,38 MW; los participantes con un total de 5,91 MW y los grandes usuarios con representación legal de 292,86 MW.

Tabla III. Demanda firme de distribuidores y grandes usuarios

NOMBRE DE LA ENTIDAD	DEMANDA FIRME (kW)
Distribuidores	
DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DE OCCIDENTE, S. A.	355 269
DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD DE ORIENTE, S. A.	257 142
EMPRESA ELÉCTRICA DE GUATEMALA, S.A.	580 589
Total	1 193 000
Puntos INDE / EEM	
EEM GUALAN	2 461
EEM GUASTATOYA	4 969
EEM HUEHUETENANGO	20 849
EEM JALAPA	6 571
EEM JOYABAJ	3 083
EEM PUERTO BARRIOS	13 887
EEM QUETZALTENANGO	41 689
EEM RETALHULEU	7 719
EEM SAN MARCOS	3 871
EEM SAN PEDRO PINULA	474
EEM SAN PEDRO SACATEPEQUEZ	6 379
EEM SANTA EULALIA	822
EEM ZACAPA	11 291
EMPRESA MUNICIPAL RURAL ELECTRICIDAD PLAYA GRANDE	1 318
Total	125 383
Participantes	
ACUAMAYA, S. A.	9
AGENCIAS J. I. COHEN	66
DUKE ENERGY GUATEMALA Y CIA. S. C. A	16
EMPRESA PORTUARIA NACIONAL SANTO TOMAS DE CASTILLA	3 817
GAMA TEXTIL, S. A.	657
GUATEMALA DE MOLDEADOS, S. A.	475
INMOBILIARIA LA ROCA, S. A.	221
INSTITUTO DE RECREACIÓN DE LOS TRABAJADORES DE LA EMPRESA P	1 473
INSTITUTO NACIONAL DE ELECTRIFICACIÓN	178

Continuación de la tabla III.

PASTEURIZADORA FOREMOST DAIRIES DE GUATEMALA, S. A.	344
PUMA ENERGY GUATEMALA, S. A.	41
RAFIAS Y EMPAQUES DEL ISTMO, S. A.	1 993
TELEFÓNICA INTERNATIONAL WHOLESALE SERVICES GUATEMALA, S. A	87
Total	5 911
Grandes Usuarios con Representación	
En total la participación de los grandes usuarios está compuesta por un total de 901 usuarios.	
Total	292 864
Total de Demanda Firme	1 617 158

Fuente: AMM. *Demanda firme año estacional 2014-2015.*

1.3. Plan de expansión 2008–2018

Los planes de expansión de la red de transporte tanto en el sistema principal como el sistema secundario del SNI pretenden aumentar el nivel de seguridad operativa, calidad en el suministro (reducción de interrupciones) y optimización en el servicio energético. Todo esto aunado a los planes de generación producto del aumento de la demanda, aumentar el índice de electrificación en el país, robustecer el sistema de tal modo que Guatemala sea un referente a nivel regional como plataforma energética.

El Plan de Expansión del Sistema de Transporte (PET) tiene como objetivo general satisfacer las necesidades del SIN, en cuanto al transporte de energía eléctrica. Se identifican los puntos críticos en el sistema y se plantearon proyectos nuevos de líneas de transmisión, subestaciones y sus respectivos equipos. El PET 1–2009 constituye un paso más para aumentar la cobertura de electricidad en Guatemala.

Las obras que fueron definidas en el PET 1–2009 se encuentran conformadas en cinco anillos: Metropacífico, Hidráulico, Atlántico, Oriental y Occidental. Dichas obras están distribuidas en seis lotes, en la tabla IV se muestra un resumen de las obras. Los seis lotes fueron sujetos al proceso de licitación abierta PET 1–2009, conforme a lo establecido en el Artículo 54Bis del reglamento de la Ley General de Electricidad y la Norma Técnica para la Expansión del Sistema de Transmisión.

El Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2008-2018 también identificó la necesidad de expansión, readecuación y reforzamiento de las redes del Sistema de Transporte Principal y secundario, que son adicionales a las consideradas en la licitación abierta PET 1–2009, denominados y aprobados por la CNEE como proyectos integrales, los cuales buscan la ampliación y el desarrollo de los sistemas de subtransmisión en la Región Central de Guatemala. Estos esfuerzos están directamente relacionados con los criterios de calidad, seguridad y desempeño del mercado mayorista, establecidos por las normas NTAUCT y NEAST. Los análisis que han llevado a esta conclusión se plantearon en demanda máxima, media y mínima, tanto para época húmeda y época seca.

Tabla IV. **Resumen de las obras de la licitación abierta PET 1–2009**

LOTE	SUBESTACIÓN		LÍNEAS DE TRANSMISIÓN (230 kV)	
	NUEVAS	AMPLIACIONES	NOMBRE	LONGITUD kms
A	Lo de Reyes 230 kV	Palín 69 kV	Lo de Reyes - Guate Oeste	19
	Guate Oeste 230/69 kV, 195 MVA		Guate Oeste - Las Cruces	13
	Las Cruces 230 kV		Las Cruces - Palín	37
	Palín 230/69 kV, 195 MVA		Palín - Pacífico	22
	Pacífico 230 kV			
	La Vega II 230 kV		LOTE A	91

Continuación de la tabla IV.

B	San Juan Ixcoy 230 kV	Covadonga 230 kV	Covadonga - Uspantán	43
	Santa Eulalia 230 kV	Huehuetenango II	San Juan de Ixcoy - Covadonga	23
		230/138 kV, 150 MVA	Santa Eulalia - San Juan de Ixcoy	27
		Uspantán 230 kV	Santa Eulalia - Huehuetenango II	84
		La Esperanza 230 kV	Huehuetenango II - Esperanza	34
	LOTE B			211
C	La Ruidosa 230/69 kV, 150 MVA	Panaluya 230 KV	La Ruidosa - Panaluya	102
		La Ruidosa 69 kV	LOTE C	102
D	El Estor 230/69 kV, 150 MVA	El Estor 69 kV	Tactic - El Estor	116
		Tactic 230/69 kV	El Estor - La Ruidosa	70
	LOTE D			186
E	El Rancho 230/ 69 kV, 150 MVA	El Rancho 69 kV	Chixoy II - El Rancho	115
		Chixoy II 230 kV	LOTE E	115
F	Sololá 230/69 kV, 150 MVA	Guate Sur 230 kV	Guate Sur - Las Cruces	27
			Las Cruces - Sololá	62
			Sololá - La Esperanza	51
	LOTE F			140

Fuente: CNEE. *Planes de expansión 2012.*

1.4. Plan de expansión 2014–2023

El Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2014-2023 plantea una serie de necesidades y objetivos a cumplir en función de los requerimientos energéticos del país con base en una serie de factores económicos, sociales, técnicos y ambientales, tomando como antecedentes los planes de expansión previos y la actualización de la Política Energética que el Ministerio de Energía y Minas ha determinado.

Para la elaboración del Plan de Expansión del Sistema de Transporte se tomaron las siguientes premisas:

- Las metas de largo plazo establecidas en la Política Energética 2013-2027.
- Situación actual de la electrificación.
- Demanda de potencia y energía no satisfecha y no suministrada.
- Índice de calidad del suministro de energía eléctrica.
- Resultados de la encuesta de calidad.
- Que el proyecto PET 1–2009 y varias obras de transmisión contenidos en el PET-2012-2021 se encuentren en ejecución.
- El plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2014-2028.

Teniendo en cuenta las premisas descritas anteriormente se establecieron los siguientes objetivos:

- Que se cumplan los objetivos de la Política Energética 2013-2027.
- Aumento del índice de electrificación rural del SNI del 82,7 % al 90,0 % en el 2015 y del 90,0 al 95,0 % en el 2021, por medio de la ampliación de la cobertura de las redes de transmisión del SNI.
- Aumento del índice de electrificación entre 80,0 y 85,0 % en el 2015, de los departamentos que actualmente tienen la menor cobertura de electricidad, como lo son Alta Verapaz, Petén, Quiché, Baja Verapaz e Izabal.
- Aumento de la confiabilidad, calidad y seguridad del suministro de energía eléctrica por medio de refuerzos en las redes de transmisión existentes, que resulten en una mejora de los índices de calidad en la red de distribución y que se encuentren dentro de los estándares establecidos dentro de la normativa vigente.

- Aumento de la demanda de energía eléctrica de proyectos industriales durante el período 2014-2023.

El PET 2014-2023 identifica ocho áreas geográficas que abarcan todo el territorio nacional, producto del resultado arrojado por una serie de estudios eléctricos que han considerado para el análisis el 2015 y el 2021, este plan considera las premisas y análisis realizados en el PET 2012-2021, en los cuales se consideró un alto crecimiento en las proyecciones de la demanda de potencia y energía del SNI. Estas ocho áreas se enumeran a continuación identificadas además en la tabla V, donde se muestra un resumen de las obras correspondientes.

- a) Área Zona Reina
- b) Área Noroccidente
- c) Área Suroccidente
- d) Área Sur
- e) Área Metropolitana
- f) Área Suroriente
- g) Área Nororiente
- h) Área Petén

Tabla V. Resumen de obras correspondientes al PET 2014-2023

Zona	Nuevas Subestaciones	Demanda (MW) proyectada	Ampliación de Subestaciones	Voltaje	Líneas de Transmisión		Voltaje
					Desde	Hasta	
Reina	Chicamán	2.23	Sacapulas	69 kV	Uspantán	Sacapulas	69 kV
	Sacapulas	5.58	Chicamán	69 kV	Uspantán	Chicamán	69 kV

Continuación de la tabla V.

Noroccidente	Cuilco	3,19	Camojá	69 kV	San Marcos	Huehuetenango II	230 kV
	Cabrican	5,24	Jacaltenango	69 kV	San Marcos	San Marcos	69 kV
	Jacaltenango	6,19	San Sebastián Coatán	69 kV	San Marcos	Cabrican	69 kV
	Camoja	5,57	Cuilco	69 kV	Cuilco	Tacanán	69 kV
	San Sebastián Coatán	4,10	Cabrican	69 kV	Jacaltenango	Camojá	69 kV
	San Juan Ixcay II	3,00	San Marcos	230/69 kV	Jacaltenango	San Sebastián Coatán	69 kV
			San Juan Ixcay	230 kV	San Sebastián Coatán	Barilas	69 kV
					Barillas	San Juan Ixcay	69 kV

Suroccidente	Santa Fé	3,58	Santa Fé	69 kV	Coatepeque	Coatepeque	69 kV
	Coatepeque	8,33	Coatepeque	69 kV	Santa Fé	Coatepeque	69 kV
	San Rafael Pié de la Cuesta	3,84	San Rafael Pié de la Cuesta	69 kV	Mazatenango	Mazatenango	69 kV
	Santo Tomás la Unión	2,23	Santo Tomás la Unión	69 kV	Santo Tomás la Unión	Mazatenango	69 kV
	Mazatenango	10,05	Mazatenango	69 kV	Santa Lucia la Reforma	Quiché	69 kV
	Alaska	2,10	Alaska	69 kV	San Marcos	Malacatán	69 kV
	Salcajá	3,60	Salcajá	69 kV	Xela	Alaska	69 kV
	Los Encuentros	4,54	Los Encuentros	69 kV	Sololá	Quiché	69 kV
	Santa Lucia la Reforma	3,07	Santa Lucia la Reforma	69 kV			
			Chimaltenango	230/69 kV			
			Santa María	230/69 kV			

Sur			Madre Tierra	230 kV	Pantaleón	Siquinalá	230 kV
			Pantaleón	230 kV	Madre Tierra	Pantaleón	230 kV
			La Unión	230 kV	La Unión	Madre Tierra	230 kV
			Santa Ana	230 kV	Magdalena	La Unión	230 kV
					Magdalena	Pacífico	230 kV
					Magdalena	Santa Ana	230 kV
					Santa Ana	Pacífico	230 kV
Suroriente	Barberena	3,53	Barberena	69 kV	Taxisco		69 kV
	Santa Rosa de Lima	3,08	Santa Rosa de Lima	69 kV	Asunción Mita		69 kV
	Cabañas	4,10	Cabañas	69 kV	Esquipulas		69 kV
	Camotán	3,00	Camotán	69 kV	Santa Rosa de Lima		69 kV
	Esquipulas	3,68	Esquipulas	69 kV	Barberena		69 kV
	Taxisco	1,12	Taxisco	69 kV	Cabañas		69 kV
	Asunción Mita	4,35	Asunción Mita	69 kV	Camotán		69 kV
	Guanagazapa	1,73	Guanagazapa	138 kV	Barberena		69 kV
	Pasaco	1,70	Pasaco	138 kV	Jalapa		69 kV
			La Vega II	230 kV	Escuintla	Chiquimulilla	138 kV
					Chiquimulilla	Moyuta	138 kV
					La Vega	Los Esclavos	69 kV

Continuación de la tabla V.

Nororiente	Rabinal	4,59	Rabinal	69 kV	Rabinal		69 kV
	Fray Bartolomé de las Casas	4,10	Fray Bartolomé de las Casas	69 kV	Fray Bartolomé de las Casas		69 kV
	San Pedro Carchá	2,85	San Pedro Carchá	69 kV	San Pedro Carchá		69 kV
	Los Amates	2,54	Los Amates	69 kV	Morales		230 kV
	Puerto Santo Tomás de Castilla	1,80	Puerto Santo Tomás de Castilla	69 kV	Puerto Santo Tomás de Castilla		69 kV
			Nueva S/E Puerto Barrios	230/69 kV	Mayuelas	La Ruidosa	69 kV
			Panzós	230/69 kV	Telemán	El Estor	69 kV
					Tactic	Izabal	230 kV
Petén			La Libertad	69 kV	La Libertad	Sayaxché	69 kV
			Melchor de Mencos	69 kV	Melchor de Mencos	Santa Elena Ixpanajul	69 kV
Metropolitana	Ampliación de la Subestación de maniobras existente Incienso, instalando transformación 230/69 kV.						
	Infraestructura de 69 kV relacionada para la conexión de las líneas de transmisión de 69 kV para reconfigurar la topología de la red existente.						

Fuente: CNEE. *Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2014-2023, MEM 19-02-2014.*

1.5. Plan de Expansión del Transporte Nacional 2014–PETNAC

El Plan de Expansión del Transporte Nacional (PETNAC 2014) plantea una serie de necesidades a nivel nacional y objetivos a cumplir en función de los requerimientos energéticos de la población según criterios económicos, sociales, técnicos, ambientales, eficiencia y de aprovechamiento de los recursos. Este plan considera los planes de expansión previos además de la actualización de la Política Energética que el Ministerio de Energía y Minas ha establecido.

El Plan de Expansión del Transporte Nacional contará con una red de 29 subestaciones nuevas: 4 de 230 kV, 2 de 138 kV y 23 subestaciones de 69 kV, además, contará con la ampliación de 22 subestaciones existentes: una de 230 kV y 21 subestaciones de 69 kV. El plan considera también la construcción

de 25 líneas nuevas sumando 604 km de nuevas líneas de transmisión eléctrica: una línea de 230 kV con una longitud de 44 km, y 24 líneas de 69 kV con 560 km de largo.

La ampliación de la red de transmisión eléctrica nacional planifica la readecuación de 12 líneas con un total de 51 km: tres de 230 kV que alcanzarán 21 km; dos de 138 kV que sumarán 2 km y 7 de 69 kV para completar 28 km.

La planificación de la expansión del sistema de transporte de energía en diferentes voltajes se realizará por medio de lotes (A, B, C, D, E, F). El Lote A beneficiará a las comunidades más necesitadas del Quiché, interconectándola con San Marcos, a través de 8 nuevas subestaciones y la ampliación de 7 más. En la parte del noroccidente del país también se considera la construcción del Lote B con 6 nuevas subestaciones y 6 nuevas líneas de transmisión, que interconectarán a Quiché con Quetzaltenango, San Marcos y Suchitepéquez.

El Lote C ampliará la cobertura eléctrica domiciliar en la región suroccidente con 7 subestaciones y 7 líneas de transmisión, transportando energía entre Chimaltenango, Quetzaltenango, Quiché y Suchitepéquez. Mientras tanto, el Lote D llevará electricidad a la región suroriente del país con 9 nuevas subestaciones y 12 líneas de transmisión que unirán a Chiquimula, Escuintla, Santa Rosa y Zacapa.

El nororiente del país contará con 5 nuevas subestaciones y estrenará 8 líneas de transmisión que articularán electricidad entre Alta Verapaz, Baja Verapaz e Izabal, formando el Lote E.

El PETNAC 2014, se suma a una serie de acciones desarrolladas por la cartera para garantizar el servicio de electricidad a un bajo costo y de calidad, el cual permitirá aumentar el índice de electrificación rural del 90 al 95 % para el 2021, por medio de la ampliación de la cobertura de las redes de transmisión del Sistema Nacional Interconectado, haciendo posible dar continuidad a los planes de electrificación rural (PER).

2. EL TRANSFORMADOR DESFASADOR

2.1. Generalidades

Debido al crecimiento acelerado de los sistemas de transmisión, la necesidad de controlar el flujo de potencia es una actividad importante y necesaria, tan importante que surgió temprano en la historia del desarrollo de los sistemas eléctricos de potencia a gran escala, por ejemplo cuando las redes de alta tensión son interconectadas con otros sistemas locales; cuando los sistemas son conectados en paralelo o existen líneas de transmisión que operan a diferentes niveles de tensión. Hoy en día la expansión de los sistemas de transmisión a través de los Planes de Expansión al Sistema de Transporte guatemalteco, pretenden conectar redes eléctricas de alta tensión para aumentar la fiabilidad de los centros de generación y para permitir el intercambio de energía eléctrica entre diferentes áreas dentro del Sistema Eléctrico Nacional.

Debido a esto surgen varias complicaciones atribuidas a muchos factores como la variación en la potencia generada y la potencia demandada, esto puede arriesgar la estabilidad del sistema y tener consecuencias severas en él. Pero existen herramientas que permiten controlar el flujo de potencia para estabilizar el sistema, esto se justifica para mantener los requerimientos de calidad en el suministro de energía. Una de estas herramientas es el transformador desfasador (PST, Phase-shifting transformer, de sus siglas en inglés).

Este tipo de transformador opera bajo el principio de transferencia de potencia entre dos puntos de un sistema, en el cual es necesario que exista una diferencia de tensión entre esos dos puntos, el punto de generación o fuente (V_S) y el punto de carga o consumo (V_L) o que exista también una diferencia en el ángulo de fase entre esos dos puntos o también una variación en la impedancia de la línea, Se desarrolla como sigue según se muestra en la figura 7.

$$Z = R + jX = Ze^{j\gamma_Z} \quad (2.1)$$

$$Z = \sqrt{R^2 + X^2} \quad (2.2)$$

$$\gamma_Z = \arctan\left(\frac{X}{R}\right) \quad (2.3)$$

$$V_S = V_S(\cos\gamma_S + j\sin\gamma_S), \quad V_L = V_L(\cos\gamma_L + j\sin\gamma_L) \quad (2.4)$$

$$\Delta V = V_S - V_L \quad (2.5)$$

$$\Delta V = (V_S \cos\gamma_S - V_L \sin\gamma_L) + j(V_S \sin\gamma_S - V_L \sin\gamma_L) = \Delta V e^{-j\gamma_\Delta} \quad (2.6)$$

$$\Delta V = \sqrt{V_S^2 - 2V_S V_L \cos(\gamma_S - \gamma_L) + V_L^2} \quad (2.7)$$

$$\gamma_\Delta = \arctan\left(\frac{V_S \sin\gamma_S - V_L \sin\gamma_L}{V_S \cos\gamma_S - V_L \cos\gamma_L}\right) \quad (2.8)$$

$$I = \frac{\Delta V}{Z} e^{j(\gamma_\Delta - \gamma_Z)} \quad (2.9)$$

Para condiciones simétricas $V_S = V_L = V$, y $\gamma_S = \frac{\gamma}{2}$, y $\gamma_L = -\frac{\gamma}{2}$, $R \ll$

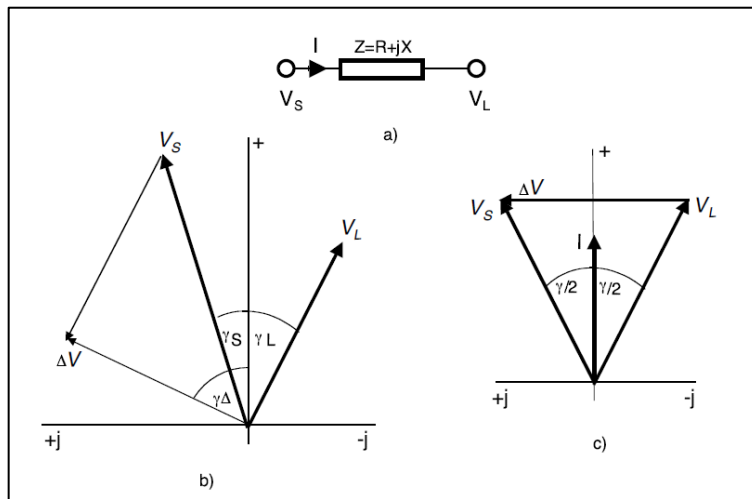
Xentonces:

$$\Delta V = 2V \text{sen}\left(\frac{\gamma}{2}\right) \quad (2.10)$$

$$\gamma_\Delta = \frac{\pi}{2} \quad (2.11)$$

$$I = \frac{2V \text{sen}\left(\frac{\gamma}{2}\right)}{X} \quad (2.12)$$

Figura 7. **Transferencia de potencia a través de una línea de transmisión**



Fuente: HARLOW, James H. *Electric power transformer engineering*. p. 86.

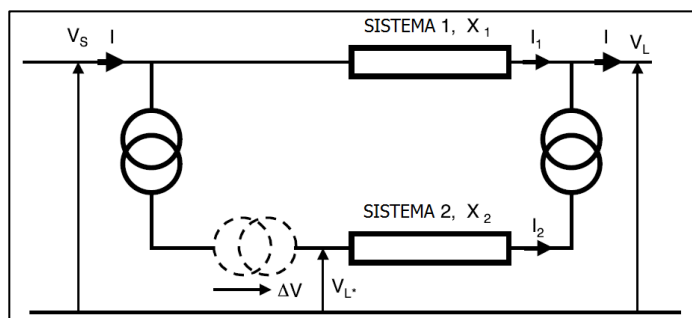
En conclusión, la corriente que produce un flujo de potencia en la ecuación (2.12), depende de la tensión entre los dos nodos, el cual por estabilidad del sistema debe ser el mismo para condiciones normales de operación y del ángulo de fase, además de la reactancia de la línea.

2.2. Principales aplicaciones

Debido a que en un sistema de potencia la carga inductiva predomina sobre la carga resistiva, un flujo de potencia activa entre la fuente y la carga debe llevarse con un retardo en el ángulo de fase entre las terminales. El transformador desfasador es la herramienta preferida para lograr este objetivo. Dos configuraciones son utilizadas en la implementación de este tipo de transformador y que son de especial interés: 1) “Controlando el flujo de potencia entre dos sistemas operando en paralelo donde un sistema incluye un PST y 2) Donde una única línea de transmisión incluye un PST el cual conecta dos sistemas de potencia independientes”¹.

El segundo caso es un hecho especial del primero, pero este se ha convertido en los últimos años como un caso importante de análisis para la interconexión de sistemas grandes. Para las siguientes consideraciones, se supone que la resistencia óhmica R es mucho menor que la reactancia X y por lo tanto ha sido despreciada.

Figura 8. Sistema sencillo de transmisión en paralelo



Fuente: HARLOW, James H. *Electric power transformer engineering*. p. 86.

¹ HARLOW, James H. *Electric power transformer engineering*. p. 86.

Una aplicación en la que se suele utilizar el transformador desfasador es se necesita, cuando dos sistemas de transmisión son interconectados a través de dos líneas pero las cuales operan a distintos niveles de tensión (ver figura 8). Debido a esto la corriente es distribuida sin ningún tipo de restricción de manera proporcional a las impedancias de los sistemas.

$$I_1 = \frac{I * X_2}{X_1 + X_2} \quad (2.13)$$

$$I_2 = \frac{I * X_1}{X_1 + X_2} \quad (2.14)$$

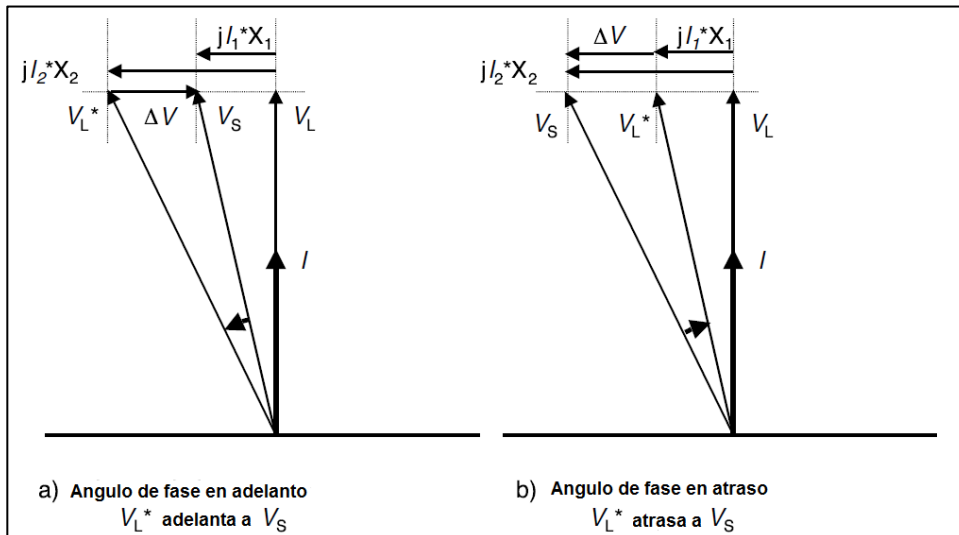
Es evidente que el ramal 2, por donde fluye la corriente 2, tomará una pequeña cantidad de carga debido a la impedancia de los transformadores, si por alguna cuestión es necesario aumentar el flujo de potencia en el ramal 2, una tensión ΔV debe introducirse en el sistema 2 para compensar el aumento en la caída de tensión en el sistema 2. Suponiendo que la potencia activa debe ser suministrada al lado de la carga y teniendo en cuenta el carácter inductivo de los sistemas, esta tensión debe tener un retraso de 90° en fase a las tensiones de línea a tierra del sistema (V_L).

En inicio, la fuente del ΔV podría estar instalada en cada uno de los sistemas, la figura 9 muestra el diagrama fasorial de ambos ramales. En el caso de la figura 9.a corresponde a la figura 8 con el transformador instalado en el ramal 2, en el cual se encuentra la impedancia más alta. La tensión adicional reduce la caída de tensión en el ramal 2 a la del ramal 1, el voltaje de salida o voltaje del lado de la carga del transformador desfasador V_L^* adelanta al voltaje de entrada o voltaje fuente V_S , por definición esto es llamado un adelanto en el ángulo de fase.

Por otro lado, si el transformador desfasador es instalado del lado del ramal 1, ver figura 9.b, el voltaje adicional debería incrementar la caída de tensión a la del ramal 2. En este caso, en el lado de la carga atrasa al voltaje fuente, y esto se define como retardo en el ángulo de fase, como se observa en los diagramas fasoriales. Un adelanto en el ángulo de fase minimiza el ángulo total entre el lado de la fuente y el lado de la carga.

La segunda aplicación más importante para el transformador desfasador es la utilizada para controlar el flujo de potencia a través de una línea larga que interconecta dos sistemas de potencia independientes². Un adelanto en el ángulo de fase es necesario para lograr establecer un flujo de potencia activa entre el sistema 1 y sistema 2, tal y como se puede observar en la figura 10.

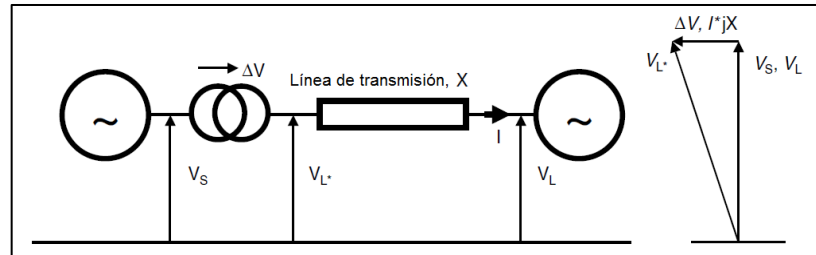
Figura 9. **Diagrama fasorial del sistema en paralelo de la figura 8, tensiones sin carga**



Fuente: HARLOW, James H. *Electric power transformer engineering*. p. 87.

² HARLOW, James H. *Electric power transformer engineering*. p. 87.

Figura 10. **Conexión de dos sistemas de potencia a través de una línea de transmisión larga**



Fuente: HARLOW, James H. *Electric power transformer engineering*. p. 88.

$$V_S + \Delta V - I * jX - V_L = 0 \quad (2.15)$$

Para

$$V_S = V_L = V \quad (2.16)$$

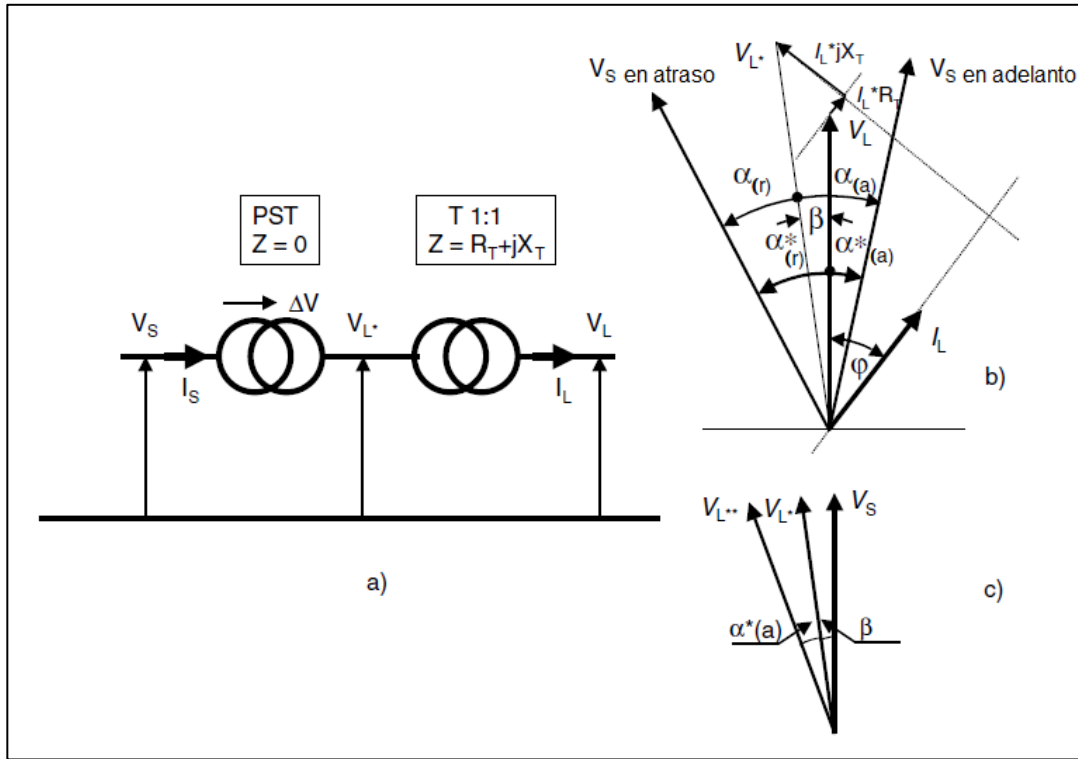
Se tiene

$$\Delta V - I * jX = 0 \quad (2.17)$$

2.3. Diagrama fasorial del transformador desfasador

El transformador desfasador ha sido descrito solamente como una caja negra en condiciones sin carga, y solo ha sido discutido su efecto de desplazamiento de fase, y para su aplicación en el SNI es necesario describir su funcionamiento. El transformador desfasador puede operar entre dos sistemas teniendo la misma frecuencia y la misma secuencia de fases, las tensiones pueden diferir en magnitud y ángulo de fase, el diagrama fasorial se puede desarrollar de dos maneras, la primera considerándolo como un transformador ideal, esto quiere decir, sin pérdidas, y la segunda forma de análisis del transformador desfasador es considerarlo como un transformador con una relación de vueltas 1:1 y una impedancia equivalente. Para ambos casos se analiza su operación de desplazamiento de fase (ver figura 11.a.).

Figura 11. Diagrama fasorial del transformador desfasador



Fuente: HARLOW, James H. *Electric power transformer engineering*. p. 88.

El diagrama empieza desarrollándose del lado de carga, donde el voltaje V_L y la corriente I_L son conocidas, adicionando la caída de tensión, $I * R_T + I * jX_T$ al voltaje V_L , resultando el voltaje V_L^* , el cual es interno en el transformador desfasador, no “medido”, llamado voltaje del transformador desfasador. Este voltaje es cambiado en sentido horario o anti horario, y como resultado el voltaje del lado de la fuente V_S , *en atraso* o V_S , *en adelanto*, son obtenidos, los cuales son necesarios para producir el voltaje V_L y la corriente I_L del lado de la carga. El ángulo α determina el desplazamiento de fase en condiciones sin carga, ya sea como ángulo de atraso (α_r) o como ángulo de adelanto (α_a).

En condiciones en las cuales no existe carga, los voltajes V_L y V_L^* son idénticos, pero en condiciones de carga, V_L^* es cambiado por el ángulo de carga β . Como resultado los ángulos no son idénticos, en condiciones bajo carga que en condiciones sin carga. Un adelanto en el ángulo de fase es reducido a un ángulo $\alpha_{(a)}^*$, mientras que un retraso en el ángulo de fase incrementa a un ángulo $\alpha_{(r)}^*$.

Un ángulo de fase en adelanto bajo condiciones de carga está dado por:

$$\alpha_{(a)}^* = \alpha_a - \beta \quad (2.18)$$

Y un ángulo de fase en atraso bajo condiciones de carga está dado por:

$$\alpha_{(r)}^* = \alpha_r + \beta \quad (2.19)$$

Esto es muy importante para el funcionamiento del transformador desfasador, porque el ángulo de fase determina el voltaje a través del transformador desfasador, un incremento en el ángulo de fase de la carga en una posición de retardo, significa que el transformador se encuentra sobreexcitado, para evitar esta situación de operación el ángulo de fase en atraso del lado de la carga debe limitarse con el ángulo de fase en condiciones sin carga. El ángulo β puede ser determinado a partir de la siguiente ecuación:

$$\beta = \arctan \left(\frac{Z_T * \cos \gamma_Z}{100 + Z_T * \sin \gamma_Z} \right) \quad (2.20)$$

Donde todas las cantidades están dadas en por unidad (p.u.) y Z_T representa la impedancia total del transformador desfasador.

En realidad el transformador desfasador no influye en las tensiones tanto del lado de la fuente como del lado de la carga, ya que se supone que los sistemas son estables y no serán influenciados por el flujo de potencia. Esto significa V_S y V_L coinciden y V_{L^*} se desplaza por un ángulo $\alpha_{(a)}^*$ hacia el voltaje $V_{L^{**}}$ como se muestra en la figura 11.c. Para el desarrollo del diagrama del transformador desfasador, ha sido asumida una cierta cantidad de carga, un adelanto en el cambio de fase del ángulo es una medida del exceso restante de potencia disponible.

2.4. Transferencia total de potencia

Los voltajes del lado de la fuente (V_S) y del lado de la carga (V_L) son considerados constantes, y por lo tanto no son influenciados por la transferencia de potencia. Para calcular el flujo de potencia se ha asumido que los voltajes fuente y voltaje de carga y la impedancia Z son conocidos³.

$$V_S = V_S(\cos\gamma_S + j\sin\gamma_S) \quad (2.21)$$

$$V_L = V_L(\cos\gamma_L + j\sin\gamma_L) \quad (2.22)$$

$$Z = jX \quad (2.23)$$

Entonces la corriente está dada por:

$$I_L = \frac{1}{Z}(V_S - V_L) = \frac{1}{X}[(V_S\sin\gamma_S - V_L\sin\gamma_L) - j(V_S\cos\gamma_S - V_L\cos\gamma_L)] \quad (2.24)$$

³ HARLOW, James H. *Electric power transformer engineering*. p. 89.

Y la potencia en la fuente (S_S) y la potencia en la carga (S_L) pueden ser calculadas multiplicando los respectivos voltajes por el conjugado de la corriente:

$$S_S = \frac{V_S * V_L}{X} \text{sen}(\gamma_S - \gamma_L) + j \frac{V_S}{X} [V_S - V_L \cos(\gamma_S - \gamma_L)] \quad (2.25)$$

$$S_L = \frac{V_S * V_L}{X} \text{sen}(\gamma_S - \gamma_L) + j \frac{V_S}{X} [V_S \cos(\gamma_S - \gamma_L) - V_L] \quad (2.26)$$

Debido a que ha sido considerado una impedancia inductiva, solo la potencia reactiva cambia. Para condiciones simétricas ($V_S = V_L = V$, $\gamma_S = 0$, y $\gamma_L = \gamma$) estas expresiones son muy comunes:

$$S_S = \frac{V^2}{X} (\text{sen}\gamma + j(1 - \cos\gamma)) = \frac{2V^2 \text{sen}\left(\frac{\gamma}{2}\right)}{X} \left[\cos\left(\frac{\gamma}{2}\right) + j \text{sen}\left(\frac{\gamma}{2}\right) \right] \quad (2.27)$$

$$S_L = \frac{V^2}{X} (\text{sen}\gamma + j(1 - \cos\gamma)) = \frac{2V^2 \text{sen}\left(\frac{\gamma}{2}\right)}{X} \left[\cos\left(\frac{\gamma}{2}\right) + j \text{sen}\left(\frac{\gamma}{2}\right) \right] \quad (2.28)$$

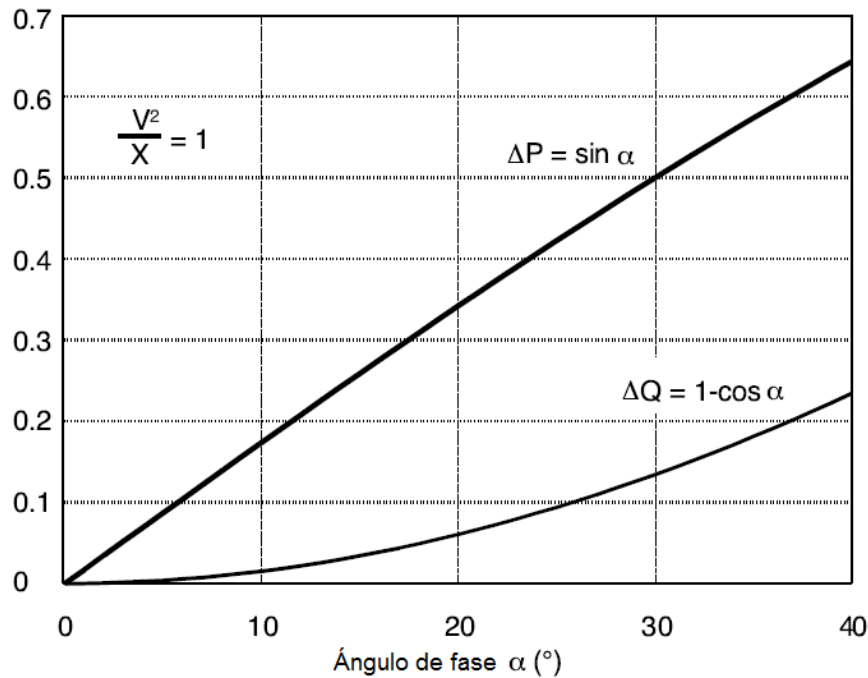
Esta solución puede ser considerada como la representación de una carga básica ($S_{L0} = P_0 + jQ_0$) que existe solamente cuando el ángulo de fase de la fuente y el ángulo de fase de la carga son diferentes. Si se encuentra instalado en el circuito con un cambio en el ángulo de fase en adelante α , la transferencia de carga puede ser calculada sustituyendo $\alpha + \gamma$ como un ángulo y la adición de la impedancia X_T como X del transformador desfasador. Mediante la introducción de la carga básica en el resultado, el flujo de potencia puede ser calculado como una función de α .

$$P_L(\alpha) = P_{L0}\cos\alpha - Q_{L0}\sin\alpha + \frac{V^2}{X}\sin\alpha \quad (2.29)$$

$$Q_L(\alpha) = P_{L0}\sin\alpha - Q_{L0}\cos\alpha + \frac{V^2}{X}(1 - \cos\alpha) \quad (2.30)$$

La figura 12 muestra la variación del flujo de potencia adicional para las condiciones simétricas, sin carga, con impedancia X constante y una carga adicional máxima de 1 p.u. ($P_0 = Q_0 = 0$, $V^2/X = 1$). Como se puede ver en las ecuaciones 2.29 y 2.30 y la figura 12, un flujo de potencia óhmico no es posible en un caso simétrico.

Figura 12. Flujo de potencia adicional



Fuente: HARLOW, James H. *Electric power transformer engineering*. p. 89.

En las figuras 13.a y 13.b, se muestra la variación total del flujo de potencia con un cambio en el ángulo de fase, graficado para un valor de 1 p.u. de carga adicional y una impedancia constante, para diferentes valores de carga.

La transferencia de potencia activa más eficaz se puede conseguir en el caso de que se encuentre conectada una carga capacitiva. Otro problema es la determinación de la diferencia de voltaje necesario (en magnitud y ángulo) cuando V_S , la carga $S_0 = P_0 + jQ_0$ y la impedancia X son conocidas:

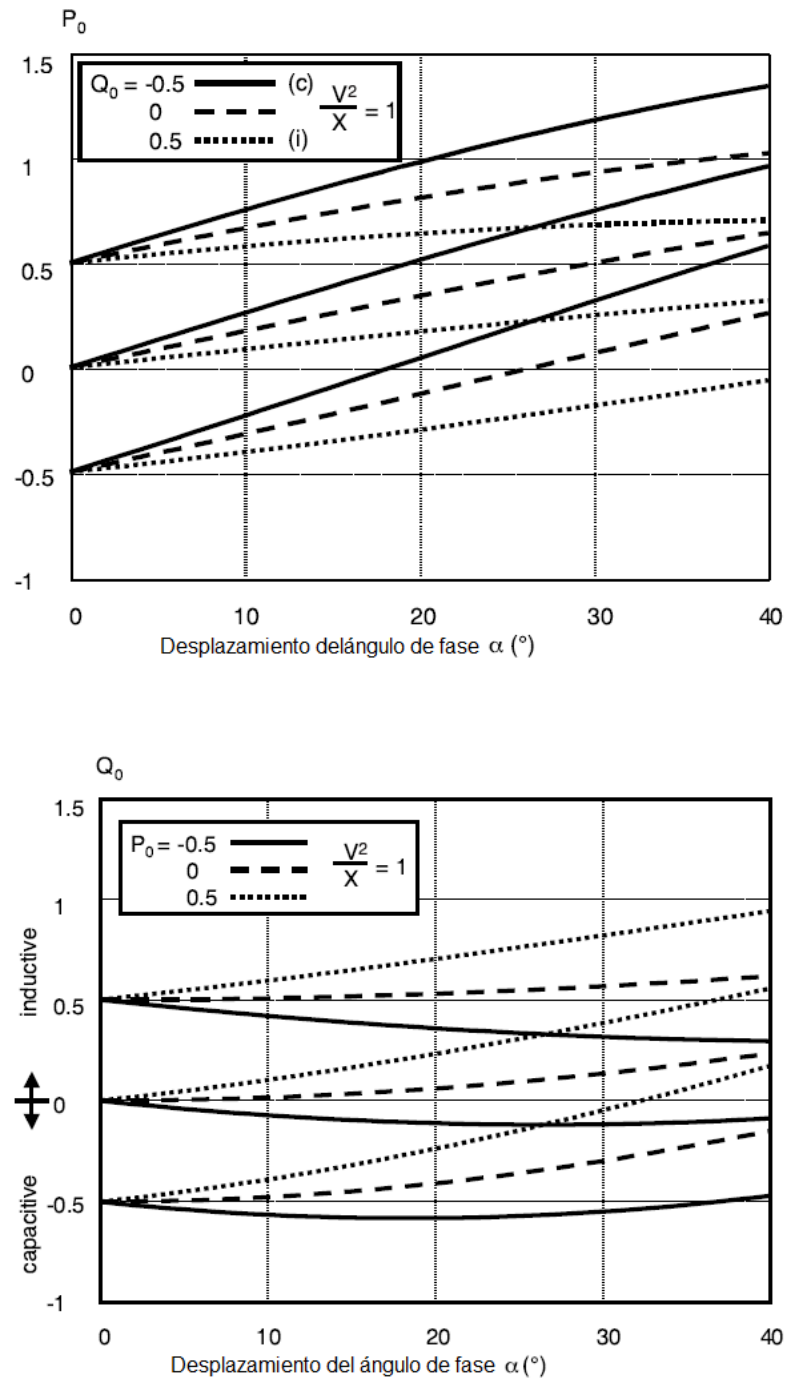
$$V_L = \sqrt{\frac{V_S^2 - 2Q_0X}{2} + \sqrt{\left(\frac{V_S^2 - 2Q_0X}{2}\right)^2 - (P_0^2 + Q_0^2) * X^2}} \quad (2.31)$$

$$V_{La} = V_S V_L^2 \frac{V_L^2 + Q_0X}{(P_0X)^2 + (V_L^2 + Q_0X)^2} \quad (2.32)$$

$$V_{Lr} = -V_S V_L^2 \frac{P_0X}{(P_0X)^2 + (V_L^2 + Q_0X)^2} \quad (2.33)$$

$$\gamma_L = \arctan \frac{-P_0X}{(P_0X)^2 + (V_L^2 + Q_0X)^2} \quad (2.34)$$

Figura 13. Flujo de potencia activa (a) y flujo de potencia reactiva (b)



Fuente: HARLOW, James H. *Electric power transformer engineering*. p. 80.

2.5. Tipos de transformadores desfasadores

El transformador desfasador existe en muchas formas diferentes, el cual puede ser clasificado de acuerdo a las siguientes características.

2.5.1. Aspectos generales

El principio general para obtener un desplazamiento de fase, se basa en la conexión de un segmento de fase de un arrollamiento con otros segmentos de un arrollamiento. Para obtener 90° adicionales al voltaje ΔV , la forma más simple de lograrlo es la conexión delta de los arrollamientos. En la figura 14 se muestra un arreglo posible y se usará para introducir unos conceptos básicos. El devanado secundario de la fase $V_1 - V_2$, se divide en dos mitades y está conectado en serie y está conectado con la fase V_1 . Mediante el diseño de estos arrollamientos como arrollamientos de regulación usados como cambiadores de tap bajo carga, lo que quiere decir que tanto la tensión ΔV y el desplazamiento del ángulo de fase pueden ser cambiados bajo carga.

El diagrama fasorial se ha dibujado en condiciones sin carga o en vacío, es decir sin tener en cuenta la caída de tensión en la unidad, también hay que señalar que las corrientes en las dos mitades en el bobinado no están en fase, esto difiere en los transformadores de potencia normales e incide respecto al campo de dispersión interna⁴.

Para el diagrama de conexiones de la figura 14.a, las ecuaciones pueden ser deducidas como sigue:

⁴HARLOW, James H. *Electric power transformer engineering*. p. 92.

$$V_{S1} = V_{10} + \left(\frac{\Delta V_1}{2} \right) \quad (2.35)$$

$$V_{L1} = V_{10} - \left(\frac{\Delta V_1}{2} \right) \quad (2.36)$$

$$\Delta V_1 = V_{S1} - V_{L1} \quad (2.37)$$

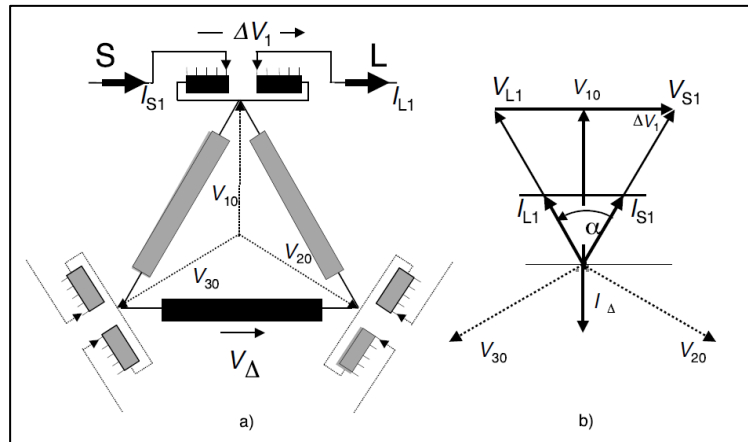
Del diagrama fasorial de la figura 14.b, se obtiene ($V_{S1} = V_{L1} = V$):

$$V_0 = V \cos(\alpha/2) \quad (2.38)$$

$$\Delta V = 2V \sin(\alpha/2) \quad (2.39)$$

$$V_\Delta = \sqrt{3}V \cos(\alpha/2) \quad (2.40)$$

Figura 14. Transformador desfasador simétrico de un núcleo



Fuente: HARLOW, James H. *Electric power transformer engineering*. p. 92.

Y con $I_S = I_L = 1$, la parte de la corriente que se transfiere al devanado de excitación se convierte en:

$$I_{\Delta} = \frac{\Delta V}{V_{\Delta}} * I * \cos(\alpha/2) = I * \frac{2}{\sqrt{3}} * \sen(\alpha/2) \quad (2.41)$$

La potencia total puede calcularse como sigue:

$$P_{TOT} = 3 * \Delta V * I \quad (2.42)$$

Y para determinar la potencia de diseño nominal, que determina el tamaño del transformador destasador, se convierte en:

$$P_T = 3 * \Delta V * I = P_{TOT} * 2 * \sen(\alpha/2) \quad (2.43)$$

Un tercer tipo de potencia (P_{Δ}) aparece, y es la potencia que se transfiere al circuito secundario. Esta potencia es diferente de la potencia total porque una parte de la corriente primaria se compensa entre las dos partes del bobinado en serie. En el diseño de un transformador de dos núcleos (ver ecuación 2.37), esta potencia determina también la capacidad en los cambiadores de tap bajo carga.

$$P_{\Delta} = V_{\Delta} * I_{\Delta} = \frac{1}{3} * P_{TOT} * \sen\alpha \quad (2.44)$$

Además de la potencia transferida, el ángulo de desplazamiento de fase también es importante, un ángulo de desfase de 20° significa que el transformador desfasador tiene que ser diseñado para una potencia de rendimiento del 34,8 %, y para un ángulo de 40° se requiere un 64,4 %. Al respecto se ha de tener en cuenta que el ángulo de desplazamiento de fase efectivo bajo carga, es menor que el ángulo de cambio de fase sin carga, en el

caso óptimo cuando el factor de potencia de carga está cerca de 1, y con una impedancia de 15 % del transformador desfasador, reduciría por $8,5^\circ$, ver ecuaciones 2.18 y 2.20.

En la práctica, varias soluciones son posibles para el diseño del transformador desfasador, los principales factores que influyen en la elección son:

- Potencia de rendimiento y requerimientos del desplazamiento del ángulo de fase.
- Tensión nominal.
- Capacidad de cortocircuito de los sistemas en el punto a instalar.
- Limitaciones de embalaje en el envío.
- Especificaciones del rendimiento de los cambiadores de tap bajo carga.

Además, las preferencias de un fabricante como el tipo de núcleo del transformador o el tipo de bobinados y otras características de diseño, también pueden jugar un papel importante. Pueden ser contruidos y diseñados en un solo núcleo o en dos núcleos, dependiendo de los requerimientos.

2.5.1.1. Transformador desfasador de un solo núcleo

Condiciones simétricas son obtenidas con el diseño descrito en las figuras 2.14 y 15.a, y en la figura 15.b se muestra el diagrama general de conexión con más detalle del circuito de regulación.

La ventaja del diseño de un transformador desfasador con un solo núcleo es su simplicidad y por lo tanto más económico. Pero existen también una serie

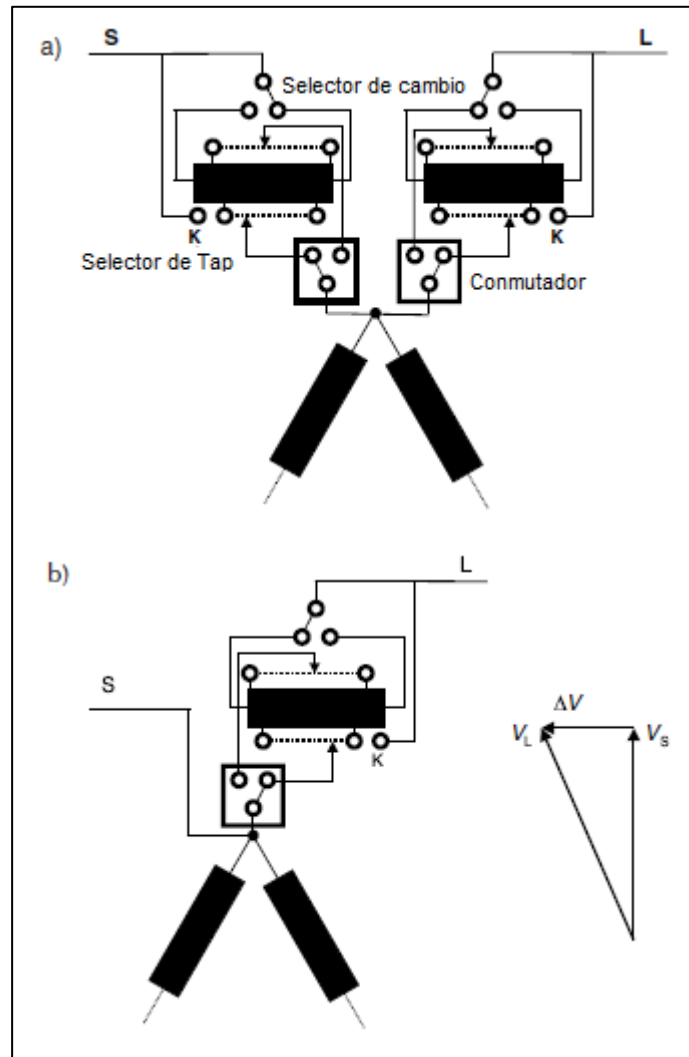
de desventajas. Los cambiadores de taps bajo carga son conectados al sistema y directamente expuestos a todas las sobretensiones y a través de posibles fallas. La tensión de paso por los OLTC⁵ y la corriente, se determinan por especificaciones y no siempre se permite por una opción económica óptima de los cambiadores de tap bajo carga. También, la impedancia de corto circuito del transformador desfasador, varía entre cero y un máximo, por lo tanto, no puede ser previsto que el transformador contribuya a la eliminación de las corrientes de falla en el sistema.

Una de las ventajas del diseño simétrico (ver figura 15.a) es que el ángulo de desplazamiento de fase es la única variable involucrada en el control del flujo de potencia. Este diseño necesita dos OLTC monofásicos por fase o dos trifásicos. La figura 15.b muestra una solución asimétrica, solo la mitad de los devanados de regulación son utilizados. El número necesario de OLTC es reducido, pero la relación entre el voltaje de la fuente y el voltaje de carga cambia con el desplazamiento del ángulo de fase y esto provoca un cambio en el flujo de potencia.

Una solución que se utiliza a menudo para los transformadores utilizados en interconexiones de dos sistemas se muestra en la figura 16, el devanado de un transformador de regulación se puede conectar a una fase diferente, causando un cambio de tensión entre el devanado regulado y los otros devanados de la unidad. El devanado regulado normalmente está conectado al lado de la fuente pero la regulación indirecta del lado de la carga también es posible. El cambio desde el estado normal del transformador de regulación para el estado de cambio de fase es posible en la posición media del OLTC, sin la necesidad de apagar la unidad.

⁵ OLTC – *On Load Tap Changers*. (cambiadores de tap bajo carga). p. 45.

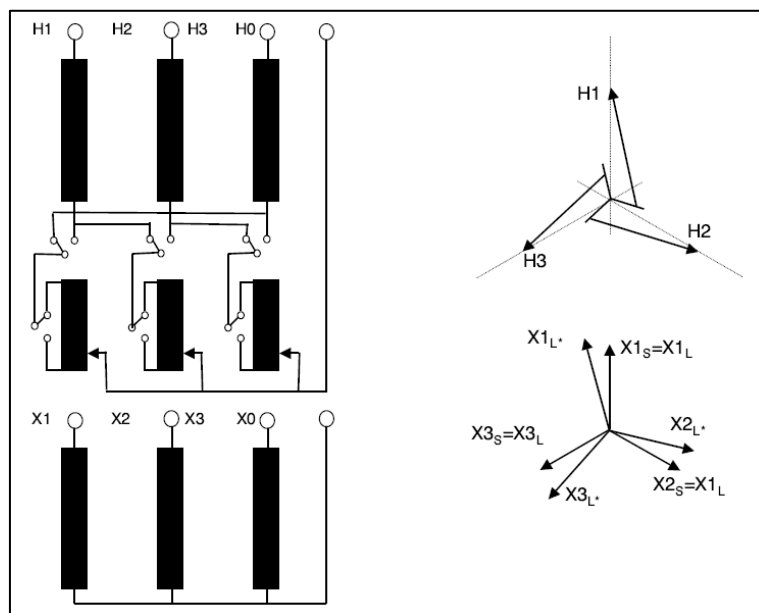
Figura 15. Transformador de un solo núcleo, a) simétrico, b) asimétrico



Fuente: HARLOW, James H. *Electric power transformer engineering*. p. 26.

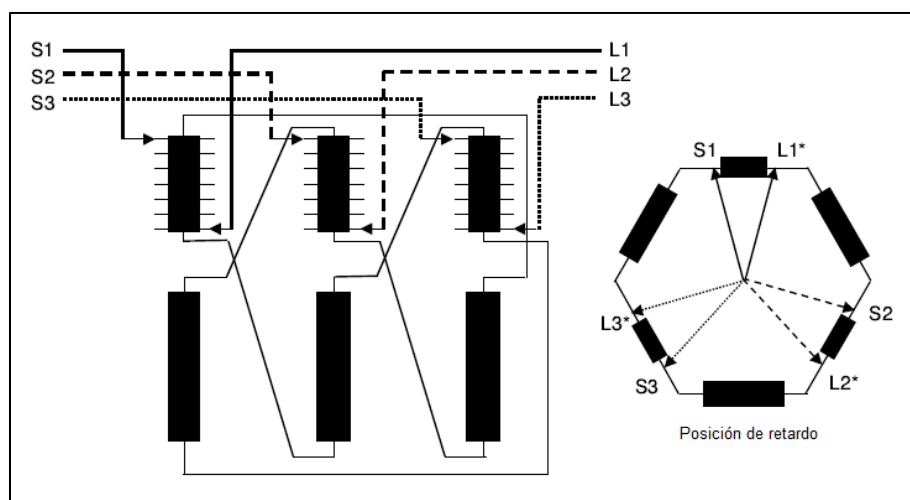
Otra solución de un transformador desfasador simétrico, es el transformador de desplazamiento de fase delta-hexagonal, el cual se muestra en la figura 17.

Figura 16. Regulación del transformador con PST



Fuente: HARLOW, James H. *Electric power transformer engineering*. p. 94.

Figura 17. Transformador desfasador delta-hexagonal



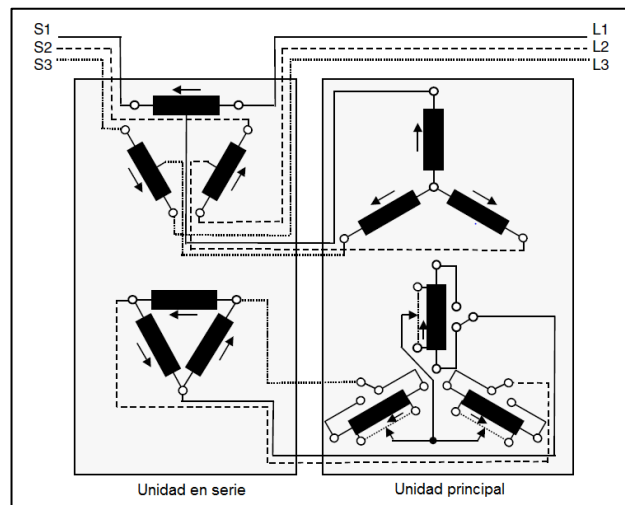
Fuente: HARLOW, James H. *Electric power transformer engineering*. p. 94.

2.5.1.2. Transformador desfasador de doble núcleo

El circuito más usado comúnmente para el diseño de un transformador desfasador es el mostrado en la figura 18, esta configuración consiste en una unidad en serie y una unidad principal, para pequeñas potencias y bajos voltajes, el transformador desfasador de doble núcleo puede construirse en un solo tanque, mientras que para tensiones y potencias de operación más elevadas se requieren dos tanques para su diseño, esto por condiciones físicas, ya que disipan el calor con mayor eficiencia.

Una de las ventajas de este tipo de transformador es la flexibilidad en la selección de las tensiones de paso y la corriente del bobinado de regulación. Esto puede ser optimizado con las líneas de voltajes y valores de corriente del OLTC.

Figura 18. Transformados desfasador de doble núcleo



Fuente: HARLOW, James H. *Electric power transformer engineering*. p. 94.

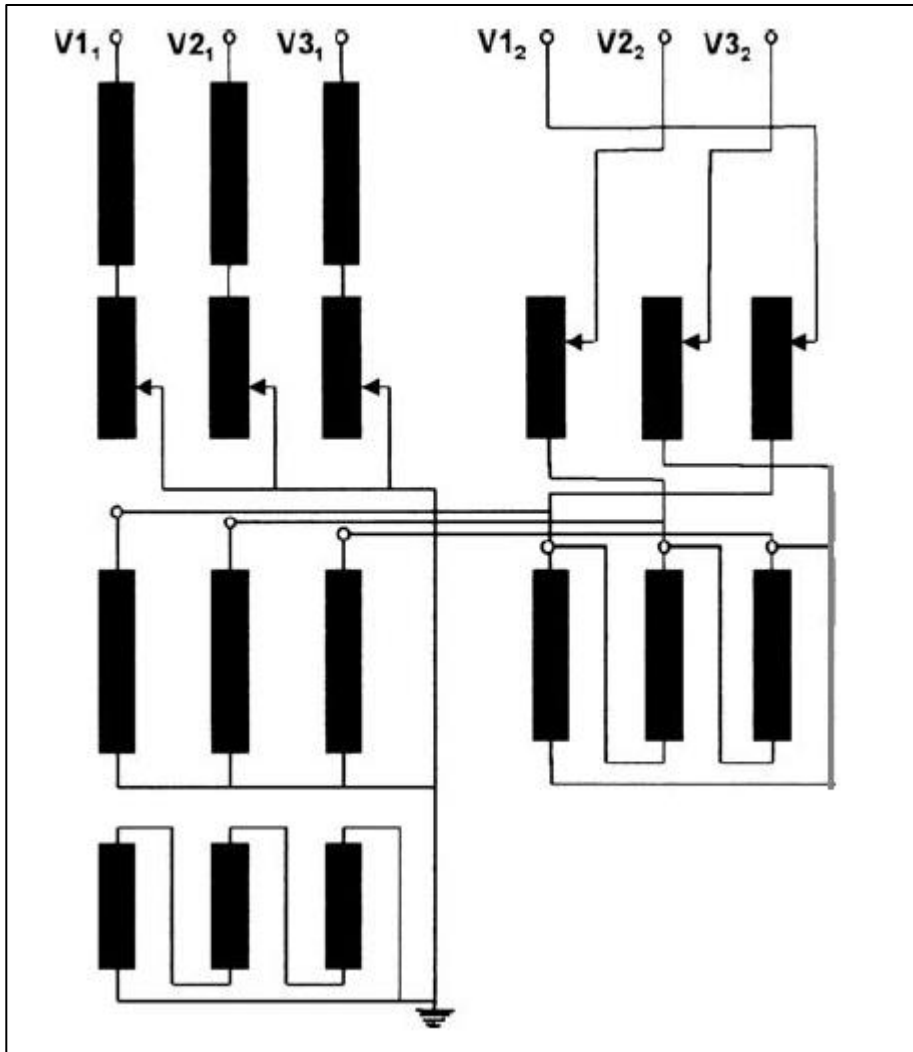
Desde los OLTC se ha limitado las corrientes y tensiones de paso por fase, así como la capacidad de suicheo, estas son las principales limitaciones para el diseño de la máxima capacidad de un transformador desfasador. La impedancia de corto circuito es la suma de las impedancias de la unidad principal y de la unidad en serie, a causa de esto la impedancia en serie es constante e independiente del ángulo de fase, la unidad en serie puede ser designada para proteger la variación de la impedancia con el desplazamiento del ángulo de fase, para pequeños valores de la impedancia de la unidad principal.

2.5.1.3. Transformadores elevadores de cuadratura

Los transformadores elevadores de cuadratura son combinados para la regulación de potencia o auto transformadores con un transformador desfasador, el transformador desfasador, el cual puede ser de un núcleo o dos, es alimentado desde el lado de regulación del transformador de potencia, como se muestra en la figura 19. Este método permite que el voltaje de salida sea ajustado en cuatro cuadrantes tanto en magnitud como en fase⁶.

⁶HARLOW, James H. *Electric power transformer engineering*. p. 95.

Figura 19. Diagrama de conexión simplificada del elevador de cuadratura

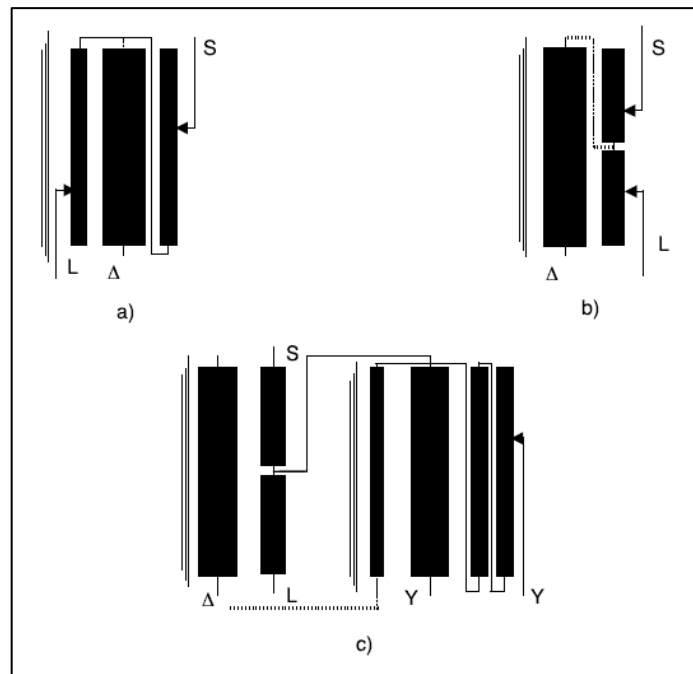


Fuente: HARLOW, James H. *Electric power transformer engineering*. p. 95.

2.5.2. Aspectos de diseño

En general el diseño de las características de un transformador desfasador no difiere de un transformador de potencia ordinario, es un caso similar, sin embargo, la diferencia del ángulo de fase de las corrientes que fluyen a través de las dos partes del devanado en serie tienen que ser conocidas. El campo magnético de excitación adicional por la auto-compensación de los devanados en serie es influenciado por fuerzas mecánicas, pérdidas adicionales y por la impedancia de corto circuito. La figura 20 muestra esquemáticamente la variación física de los arrollamientos en el transformador desfasador.

Figura 20. Arreglo de los arrollamientos



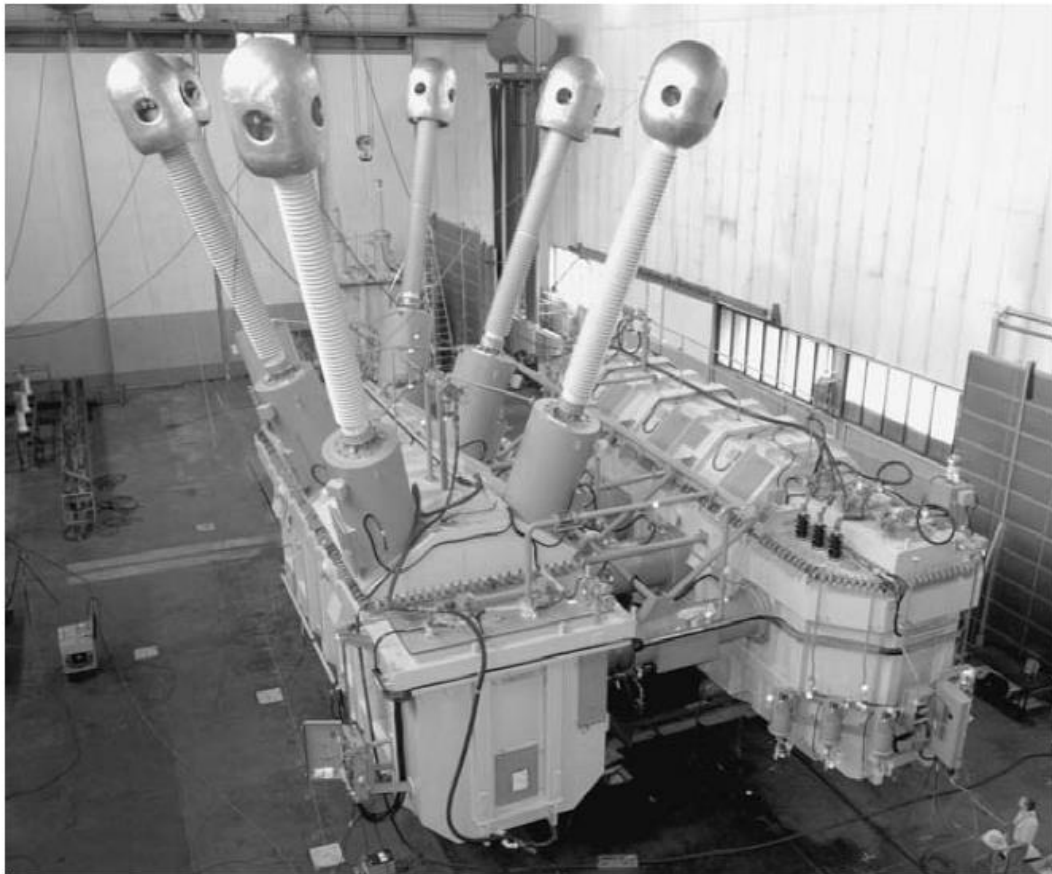
Fuente: HARLOW, James H. *Electric power transformer engineering*. p. 97.

En la figura 20.a se muestra el diseño concéntrico doble de un transformador desfasador de una sola fase, este arreglo no ofrece ningún problema con respecto al retraso en el ángulo de fase y las corrientes y es un arreglo estándar de los arrollamientos. La conexión de los arrollamientos de regulación interna necesita de cierta atención, pero esto no representa un obstáculo en el diseño, en otras palabras la disposición axial de los arrollamientos de regulación en los transformadores acorazados es el que se muestra en la figura 20.b, el cual ofrece la ventaja de tener acceso directo y ahorra espacio. Pero debido al patrón es más complicado el cálculo del campo de dispersión, el cual tiene que ser calculado utilizando programas informáticos adecuados.

En la figura 20.c se muestra el arreglo de un transformador desfasador doble núcleo con dos devanados más grandes y uno más fino, el cual es una variación del circuito que se muestra en la figura 18. Si los requerimientos de diseño requieren utilizar dos tanques, la conexión entre la unidad principal y la serie, requiere un juego adicional de seis *bushings* (boquillas de conexión), lo que significa un total de nueve *bushings* de alto voltaje los cuales tendría que ser instalados en la unidad en serie, esto debido a que un corto circuito en la unidad principal y serie, destruye los arrollamientos de regulación, por lo tanto se prefiere una conexión directa y encapsulada entre los tanques. Esto requiere un alto grado de exactitud en las dimensiones mecánicas, con la ayuda de ingenieros de campo para ensamblar unidades en el lugar.

Si se requiere aislamiento especial en aceite el sistema permite la separación de los dos tanques sin la necesidad de drenar el aceite en una o ambas unidades, pero se necesita un sistema de expansión de aceite extra para conectar la tubería de conexión. La figura 21 muestra un diseño de un transformador desfasador de doble tanque en el lugar de instalación.

Figura 21. **Transformador desfasador de dos tanques (sin sistema de enfriamiento instalado) (650 MVA, 60 Hz, 525/525±20*1.2° kV)**



Fuente: HARLOW, James H. *Electric power transformer engineering*. p. 31.

2.5.3. Detalles de los cambiadores de tomas bajo carga

Los OLTC (On Load Tap Changer, cambiadores de tap bajo carga) están sujetos a numerosas limitaciones, el más importante por supuesto es la capacidad de corriente de interrupción o corriente de ruptura. Además de este límite la tensión de paso y la corriente nominal o corriente de servicio también son factores que limitan el diseño de los OLTC. El resultado de estos dos

factores es generalmente más alto que el límite de capacidad, por lo que el voltaje máximo por paso y la corriente máxima no pueden ser utilizados al mismo tiempo.

Las tablas VI, VII y VII muestran valores de los parámetros de diseño de un transformador desfasador, como la potencia de diseño, la tensión de escalón o salto, la corriente como función del desplazamiento del ángulo de fase, la potencia nominal, voltaje nominal y el número de pasos de tensión.

Otro aspecto que no es especificado en el transformador desfasador, pero es muy importante, es la posibilidad de cambiar la tensión del devanado de regulación cuando se acciona el selector de cambio. En este momento el selector es movido a la posición “K” (ver figura 22), y el devanado de regulación ya no se fija a la tensión del devanado de excitación. La nueva tensión se determina por la relación de las capacitancias entre el devanado de regulación y el devanado de excitación y entre el devanado de regulación y tierra (ubicación 1 en la figura 22).

El diferencial de voltaje resultante hace hincapié en la distancia de conmutación del selector y esto puede causar descargas durante la operación. Esto puede evitarse mediante la conexión de una resistencia entre el devanado de regulación y el devanado de excitación (posición 2) o por una protección estática (posición 3) o también usando un interruptor selector de retardo (posición 4).

Tabla VI. **Diseño de un transformador desfasador en función de la potencia nominal y el desplazamiento en el ángulo de fase, MVA**

Diseño Potencia, MVA		Desplazamiento del ángulo de fase α°				
		10	20	30	40	50
Potencia Nominal, MVA	100	17.4	34.7	51.8	68.4	84.5
	250	43.6	86.8	129.4	171.0	211.3
	500	87.2	173.6	258.8	342.5	422.6
	750	130.7	260.5	388.2	513.0	633.9
	1000	174.3	347.3	517.6	684.0	845.2

Fuente: HARLOW, James H. *Electric power transformer engineering*. p. 31.

Tabla VII. **Voltaje de paso como función de la tensión del sistema y el desplazamiento en el ángulo de fase, 16 pasos, V**

Voltaje por paso, V		Desplazamiento en el ángulo de fase α°				
Pasos: 16		10	20	30	40	50
Voltaje del sistema, kV	69.0	434	865	1,289	1,703	2,104
	115.0	723	1,441	2,148	2,839	3,507
	138.0	868	1,729	2,578	3,406	4,209
	161.0	1,013	2,018	3,007	3,974	4,910
	230.0	1,447	2,882	4,296	5,677	7,015
	345.0	2,170	4,324	6,444	8,516	10,522
	500.0	3,145	6,266	9,339	12,342	15,250
	765.0	4,812	9,587	14,289	18,883	23,332

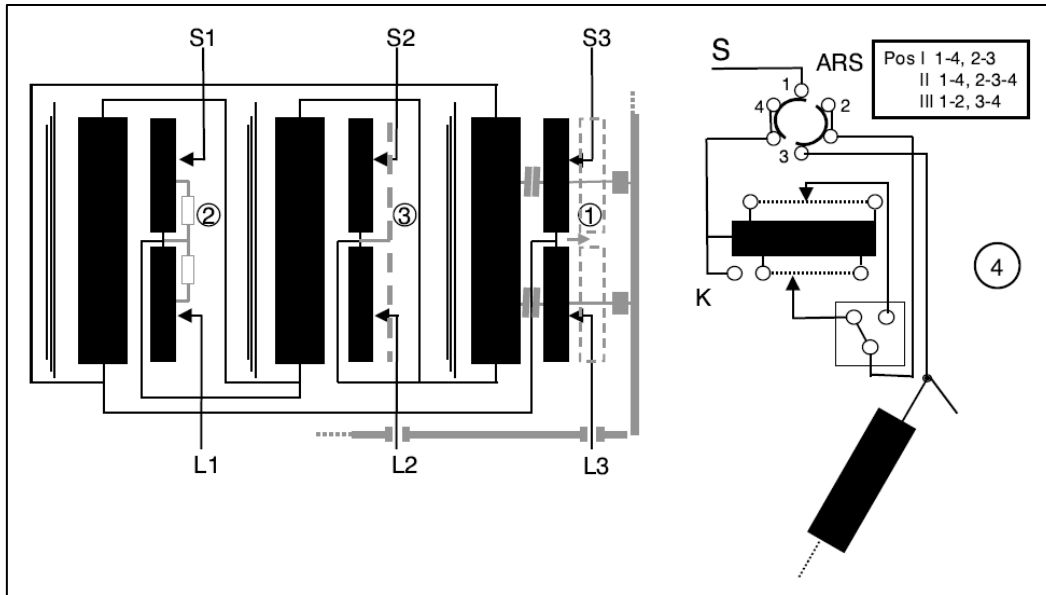
Fuente: Fuente: HARLOW, James H. *Electric power transformer engineering*. p. 32.

Tabla VIII. **Corriente como función de la tensión del sistema y potencia nominal, A**

Corriente, A		Potencia nominal, MVA				
		100	250	500	750	1000
Voltaje del sistema, kV	69.0	837	2092	4184	6276	8367
	115.0	502	1255	2510	3765	5020
	138.0	418	1046	2092	3138	4184
	161.0	359	897	1793	2697	3586
	230.0	251	628	1255	1883	2510
	345.0	167	418	837	1255	1673
	500.0	115	289	577	866	1155
	765.0	75	189	377	566	755

Fuente: HARLOW, James H. *Electric power transformer engineering*. p. 32.

Figura 22. **Control de taps de los devanados durante la selección de posición**



Fuente: Fuente: HARLOW, James H. *Electric power transformer engineering*. p. 32.

2.5.4. Otras consideraciones

Otros aspectos que son necesarios mencionar como la conexión del transformador desfasador, pruebas eléctricas, pruebas dieléctricas especiales y el desplazamiento del ángulo de fase en vacío, son descritos brevemente a continuación.

2.5.4.1. Conexión

El transformador desfasador puede ser operado en conexión serie o paralelo o una combinación. Esto asume que las dos unidades son equivalentes en su diseño.

2.5.4.1.1. Conexión en paralelo

- El total de potencia nominal de una sola unidad es igual a $1/n$ del total de la potencia nominal.
- El ángulo de desplazamiento de fase de todas las unidades es igual al ángulo de desplazamiento requerido.
- La impedancia de una sola unidad en ohmios debe ser n veces la impedancia total requerida en ohmios.
- La impedancia de una sola unidad en porcentaje, se refiere a $1/n$ de la totalidad de la potencia nominal, equivalente al total de la impedancia en porcentaje.
- Cuando una unidad deja de operar, el total de la potencia decrece en $(n - 1)/n$, y la impedancia en ohmios incrementa a $n/(n - 1)$ del valor original.

2.5.4.1.2. Conexión en serie

- La potencia total de una sola unidad es igual a la potencia total.
- El desplazamiento del ángulo de fase de una sola unidad es igual a $1/n$ del ángulo total del desplazamiento del ángulo de fase.
- La impedancia de una sola unidad en ohmios es $1/n$ de la impedancia total.
- La impedancia de una sola unidad en porcentaje, referida a la potencia total, es $1/n$ de la impedancia total en porcentaje.

- Cuando una unidad sale de servicio, la potencia permanece constante y el desplazamiento del ángulo de fase y la impedancia total en ohmios y en porcentaje es reducida por $(n - 1)/n$.

2.5.4.1.3. Pruebas

En el caso de un transformador desfasador de doble tanque, el transformador deber ser ensamblado con dos unidades, como en servicio.

Boquillas auxiliares pueden ser necesarias para acceder a los devanados internos para las mediciones de resistencias, pérdidas y temperatura o para permitir pruebas dieléctricas a los aislamientos.

2.5.4.2. Pruebas dieléctricas especiales

Cuando una unidad es conectada en derivación para la realización de una prueba específica, como una prueba de impulso, ambas terminales del devanado en serie deben ser conectadas.

2.5.4.3. Desplazamiento del ángulo de fase en vacío

De la figura 11, el desplazamiento en el ángulo de fase puede ser calculado con la siguiente ecuación⁷:

$$\alpha = \arccos \frac{V_S^2 + V_L^2 - V_{S-L}^2}{2 * V_S * V_L} \quad (2.45)$$

⁷HARLOW, James H. *Electric power transformer engineering*. p. 102.

Donde V_S , V_L y V_{S-L} están dados como valores absolutos correspondientes al lado de la fuente y del lado de la carga, respecto a tierra y entre ellos respectivamente.

Para diferenciar entre un ángulo en adelanto y uno en retardo, puede utilizarse el siguiente criterio:

- Ángulo de desplazamiento de fase en adelanto:

$$V_{S1} - V_{S2} > V_{S1} - V_{L2}$$

- Ángulo de desplazamiento de fase en atraso:

$$V_{S1} - V_{S2} < V_{S1} - V_{L2}$$

La tolerancia depende de la precisión de las tensiones. Según la Norma ANSI/ IEEE C57.135 recomienda que sea del 1 %, esto considera el peor caso, cuando los voltajes V_S y V_L están al límite de tolerancia superior (1,005) y V_{S-L} se encuentre en el límite inferior (0,995), para mantenerse dentro de los valores tolerables por la norma.

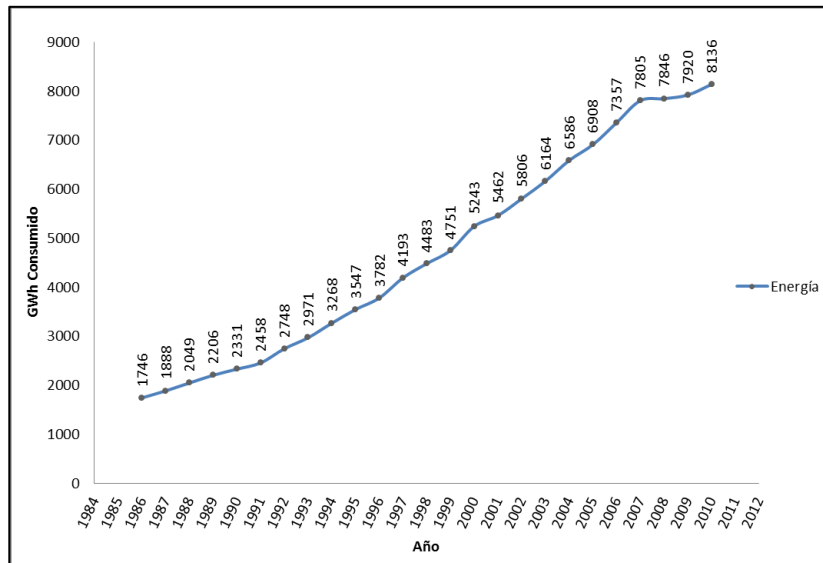
3. SIMULACIÓN DEL SNI PARA POSIBLES APLICACIONES DEL TRANSFORMADOR DESFASADOR

3.1. Demanda

La demanda de un sistema eléctrico de potencia, o de parte del mismo, se expresa en términos de potencia activa, y define la carga solicitada a la fuente de abastecimiento de dicho sistema proporcionado por las centrales generadoras, en los puntos terminales del mismo, promediada durante un período de tiempo adecuado que se especifica. El intervalo de tiempo fluctúa por lo general entre 15 y 30 minutos. Al indicar que se trata de los puntos terminales del sistema, se quiere expresar que deben sumarse las pérdidas de transmisión y distribución, si se quiere determinar la producción requerida para satisfacer dicha demanda.

La demanda de energía eléctrica en el país en los últimos años ha tenido un crecimiento sostenido durante el período de 1986-2007, en promedio en un 7 %, marcándose una disminución de 0,7 % en el crecimiento durante el período 2008 a 2010, debido a la crisis en la economía mundial en 2008 y su lenta recuperación en los años posteriores, además, por problemas climatológicos que afectaron a Guatemala. En la figura 23 se puede observar la variación de consumo de energía eléctrica, en el período 1986-2010.

Figura 23. Comportamiento histórico de la demanda

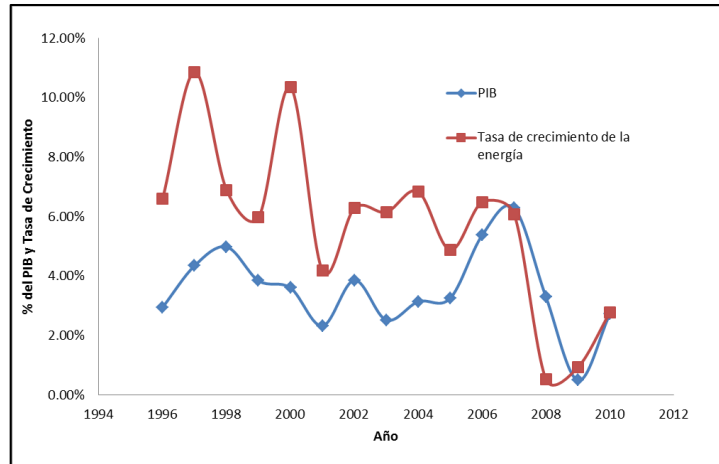


Fuente: CNEE. *Planes de expansión 2012 v2.*

El crecimiento de la demanda se ha asentado en los últimos años debido a los planes de electrificación rural que el Estado de Guatemala ha emprendido, por medio del Instituto Nacional de Electrificación (INDE) antes de la emisión de la Ley General de Electricidad, lo cual se intensificó con los recursos que resultaron de la desincorporación de las distribuidoras Deorsa, Deocsa y Eegsa.

La variación de la demanda en Guatemala es un indicador directo en el comportamiento del PIB tal y como puede observarse en la figura 24. Se puede apreciar que existe correlación entre el PIB y la demanda, donde en la mayor parte del tiempo, que el aumento o disminución de ambos están interrelacionados.

Figura 24. **Relación entre la variación del PIB y la variación de consumo de energía eléctrica**

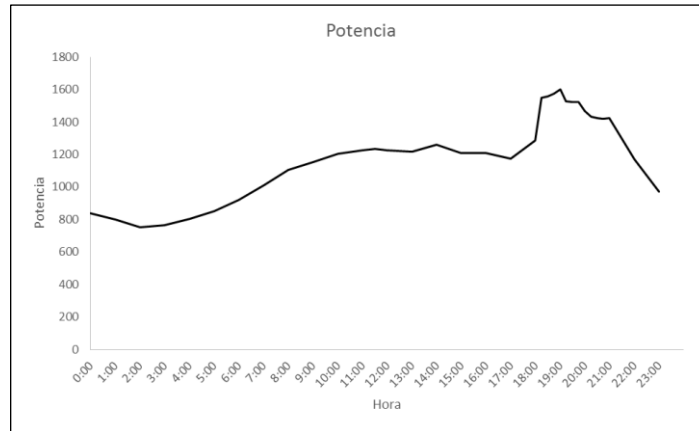


Fuente: CNEE. *Planes de expansión 2012 v2.*

3.1.1. Curva de carga y duración de la demanda

La curva de carga de la demanda de un día típico se encuentra dividida en tres períodos; el primer período y más importante es el que se encuentra entre las 18:00 y 22:00 horas y se le denomina Demanda Máxima, siendo durante las horas mencionadas en la cual se consume la máxima potencia, de ahí la gran importancia que tiene este período para el análisis del comportamiento de la generación y la demanda en el SNI; el segundo período de estudio está comprendido entre las 06:00 y las 18:00 horas y se le denomina Demanda Media, siendo durante este período que se presenta el máximo consumo de energía; y el tercer período es de las 00:00 a las 06:00 y de las 22:00 a las 24:00 horas y se le denomina Demanda Mínima, siendo durante las horas mencionadas que ocurre el mínimo requerimiento de consumo en el SIN. En la figura 25 se puede observar la curva de carga de un día típico en SNI.

Figura 25. **Curva de carga del SIN**

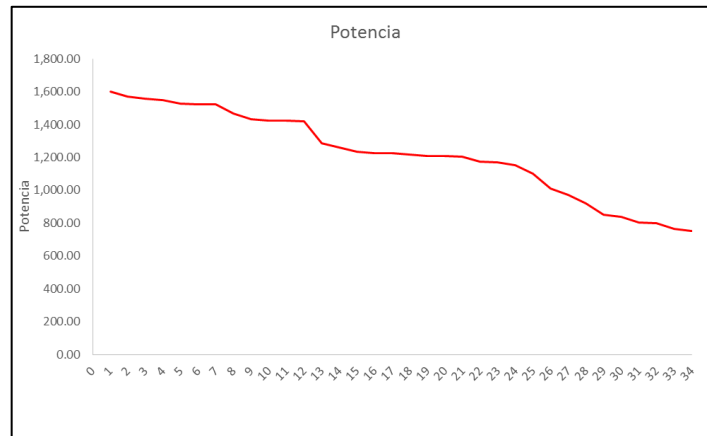


Fuente: elaboración propia, datos AMM.

La curva de duración de la demanda se construye ordenando de mayor a menor las potencias medias registradas en un determinado período T (ver figura 26). El área bajo la curva de duración corresponde a la energía consumida en el periodo (un día, una semana, un mes o un año). Los valores de la abscisa corresponden al número de horas del período durante las cuales la demanda es mayor que un determinado nivel de potencia. Al normalizar el eje de las abscisas y permutar ambos ejes, la curva de duración pasa su uso en estudios, la curva de duración puede representarse analíticamente ajustando una expresión polinomial (mínimos cuadrados, por ejemplo), por escalones.

La utilización de las curvas de duración de carga, en las cuales se pierde el verdadero orden cronológico de la demanda, implica simplificaciones en la optimización del planeamiento de la producción, como son: la no consideración del encendido y apagado de las unidades generadoras, eficiencia de las plantas, sin embargo, estas simplificaciones son aceptables y justificadas cuando se realiza un planeamiento de la operación de muchas etapas.

Figura 26. Curva de duración de carga



Fuente: elaboración propia, datos AMM.

3.2. Condiciones de operación del SNI

Para analizar el comportamiento del transformador desfasador en el Sistema Nacional Interconectado se tomará en cuenta la base de datos 2014-2015, proporcionada por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica para la realización de estudios eléctricos y planificación de nuevos proyectos en el SNI. Para efectos de simulación, el transformador desfasador será analizado con la inclusión de los proyectos del PET 1–2009, Plan de Expansión 2008–2018, además de la demanda proyectada para el 2018, esto para tener un comportamiento representativo del sistema para el año en que se tiene establecido completar las obras del PET 1–2009.

3.2.1. Resumen de obras del PET 1–2009

Las obras contempladas en el PET 1–2009 actualizadas a 2015, se pueden observar en la tabla X y para la simulación del transformador desfasador

y su aplicación en el Sistema Nacional Interconectado se resaltan en color naranja la líneas y nodos nuevos, en la figura 27 se aprecia la apertura de las líneas en ambos extremos, además, en la figura 28 se muestra también las obras del PET 1–2009, montadas en el Sistema Nacional Interconectado con la diferencia que las líneas se encuentran cerradas en ambos extremos con los nodos que conectan.

Para la simulación se tomaran dos casos de análisis el primer caso llamado caso base (CB) corresponde a la situación actual del Sistema Nacional Interconectado sin incluir las obras del PET 1–2009, y el otro caso de estudio llamado caso proyecto (CP) corresponde a la simulación del Sistema Nacional Interconectado con las obras del PET 1–2009, incluidas. Cabe mencionar que varios proyectos cambiaron de nombre según se muestra en la tabla IX.

Tabla IX. **Cambio de nombre de varios proyectos del PET 1–2009**

SUBESTACIONES		
Lote	Nombre resolución CNEE 176 – 2009	Nombre nuevo según resolución CNEE 259 - 2012
A	Palín 230/69 kV, 195 MVA	Palestina 230/69 kV, 195 MVA
B	Ruidosa 230/69 kV, 150 MVA	Morales 230/69 kV, 150 MVA
C	Estor 230/69 kV, 150 MVA	Izabal 230/69 kV, 150 MVA
E	Rancho 230/69 kV, 150 MVA	San Agustín 230/69 kV, 150 MVA

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN		
Lote	Nombre resolución CNEE 176 – 2009	Nombre nuevo según resolución CNEE 259 - 2012
A	Línea de transmisión Las Cruces - Palín 230 kV	Línea de transmisión Las Cruces - Palestina 230 kV
A	Línea de transmisión Palín - Pacífico 230 kV	Línea de transmisión Palestina - Pacífico 230 kV
C	Línea de transmisión La Ruidosa - Panaluya 230 kV	Línea de transmisión Morales - Panaluya 230 kV
D	Línea de transmisión El Estor - La Ruidosa 230 kV	Línea de transmisión Izabal - Morales 230 kV
E	Línea de transmisión Chixoy II - El Rancho 230 kV	Línea de transmisión Chixoy II - San Agustín 230 kV

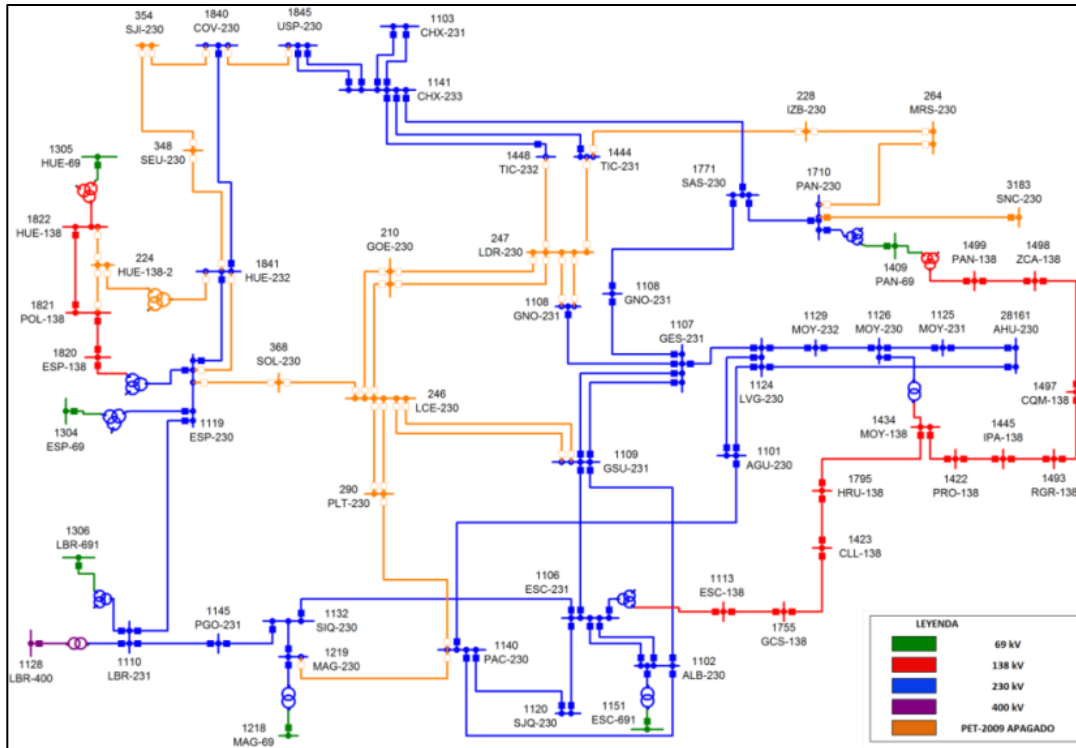
Fuente: elaboración propia, tomado de la resolución CNEE 259 – 2012.

Tabla X. **Actualización de obras correspondientes al PET 1–2009**

ITEM	SUBESTACIONES	LOTE
1	SE La Esperanza (Existente) LOTE B Y F	B y F
2	SE Sololá (Nueva) LOTE F	F
3	SE Huehuetenango II (Existente) LOTE B	B
ITEM	LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	LOTE
4	Sololá-La Esperanza (51Km) LOTE F	F
5	Palín (Ahora Palestina)-Pacífico (22 Km) LOTE A	A
6	Huehuetenango II-La Esperanza (34 Km) LOTE B	B
ITEM	SUBESTACIONES	LOTE
1	SE Chixoy II (ahora San Agustín) (Existente) LOTE E	E
2	SE El Rancho (Nueva) LOTE E	E
3	SE Las Cruces (NUEVA) LOTE A	A y F
4	SE Palín (Nueva) LOTE A	A
5	SE Sta Eulalia (Nueva) LOTE B	B
6	SE Covadonga (Nueva) LOTE B	B
7	SE Uspantán (Existente) LOTE B	B
8	SE Lo de Reyes (Nueva) LOTE A	A
9	SE La Vega II (Nueva) LOTE A	A
ITEM	LÍNEAS DE TRANSMISIÓN y TRABAJOS DE ADECUACIÓN	LOTE
10	Chixoy II-El Rancho (115 Km) LOTE E	E
11	Interconexión SE El Estor 69Kv existente y SE Nueva El Estor 230/69kV	D
12	Guatenorte - Panaluyá y conexión a SE Nueva el Rancho 230kV	E
13	El Rancho 69 kV existente y el El Rancho 230/69kV Nueva	E
14	Las Cruces-Palín (37 Km) LOTE A	A
15	Las Cruces-Sololá (62 Km) LOTE F	F
16	Lo de Reyes-Guate Oeste (19 Km) LOTE A	A
17	San Joaquin - Aguacapa 230kV y Conexión en la subestación Nuevo Pacífico 230 kV	A
18	Escuintla 2 - San José 230 kV y Conexión a la Nuevo Pacífico	A
19	Tactic - Guatenorte doble circuito de 230 kV y conexión en subestación nueva Lo De Reyes	A
20	Guate Este - Jalpatagua de 230 kV y Conexión en Subestación Nueva La Vega 2 230 kV	A
21	Aguacapa - Frontera y conexión en la SE Nueva La Vega 2 de 230kV	A
22	Interconexión Palín 69 kV en proceso de construcción y Palín 230/69kV Nueva	A
23	LT Existente Sololá - El Quiché 69 kV y conexión en la SE Nueva Sololá 230/69kV	F
24	Santa Eulalia-Huehuetenango II (84 Km) LOTE B	B
25	Covadonga-Uspantán (43 Km) LOTE B	B
26	San Juan Ixcoy-Covadonga (23 Km) LOTE B	B
27	Santa Eulalia-San Juan Ixcoy (27 Km) LOTE B	B
28	Huehuetenango II - Pologuá 138kV	B
29	La Ruidosa 69 kV existente y la SE Nueva Ruidosa 230/69kV	C
ITEM	SUBESTACIONES	LOTE
1	SE El Estor (Nueva) LOTE D	D
2	SE Tactic (Nueva) LOTE D -SUBESTACION GIS	D
3	SE San Juan Ixcoy (Nueva) LOTE B	B
4	SE Guatesur (Existente) LOTE F	F
5	SE Guateoeste (Nueva) LOTE A	A
6	SE La Ruidosa (Nueva) LOTE C - D	C y D
7	SE Pacífico (Nueva) LOTE A	A
8	SE Panaluyá (Existente) LOTE C	C
ITEM	LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	LOTE
9	Tactic-El Estor (116 Km) LOTE D	D
10	El Estor-La Ruidosa (70 Km) LOTE D	D
11	La Ruidosa-Panaluyá (102 Km) LOTE C	C
12	Guate Sur-Las Cruces (27 Km) LOTE F	F
13	Las Cruces - Guate Oeste (13 Km) LOTE A	A

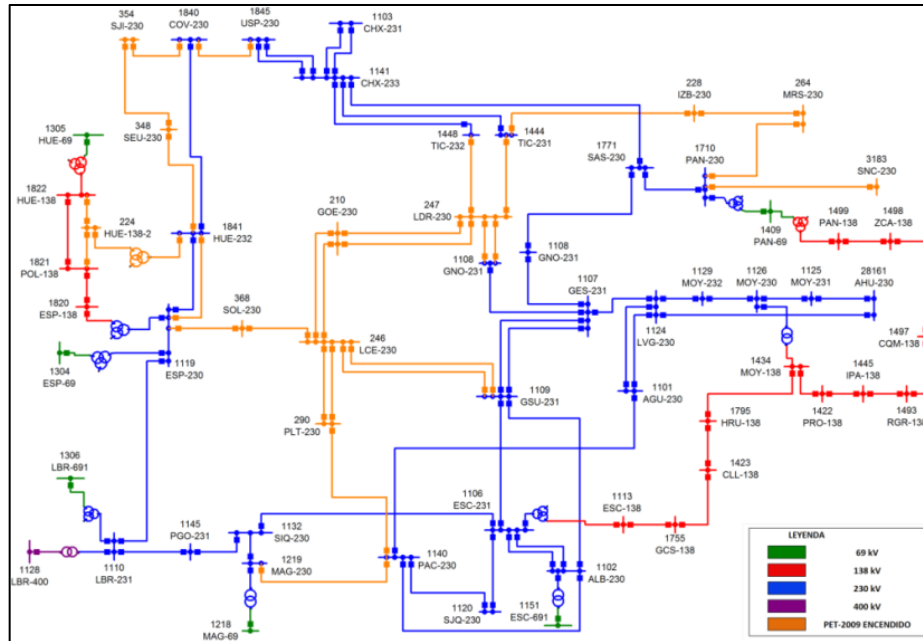
Fuente: Base de datos SNI mayo de 2015 CNEE.

Figura 27. Sistema Nacional Interconectado, con el PET 1-2009 apagado



Fuente: elaboración propia, caso base SNI, PET 1 – 2009 apagado.

Figura 28. **Sistema Nacional Interconectado, con el PET 1-2009 encendido**



Fuente: elaboración propia, caso proyecto SIN, PET 1 – 2009 encendido.

3.2.2. Proyección de la demanda 2018

Para la proyección de la demanda en el 2018, se utilizaron datos proporcionados por la CNEE en la base de datos 2015-2016 del SNI por medio de un registro histórico de demandas máximas mensual de potencia para 2015 y 2016, los cuales son utilizados para pronosticar la demanda en el 2018. La proyección de la demanda se determinó para dos épocas que son de gran importancia en el estudio y planificación del Sistema Nacional Interconectado guatemalteco, estas épocas corresponden a la época seca y época húmeda de cada año, para marzo y septiembre respectivamente, además el análisis de la simulación será en horas de demanda máxima para ambas épocas, ya que a

esta hora se presenta la máxima demanda de energía en el SIN, y representa las condiciones más críticas de operación del Sistema Nacional Interconectado.

Tabla XI. **Proyección de la demanda y determinación de las tasas de crecimiento para la época seca y húmeda del 2018**

Año	Marzo (MW)	Tasa % en Flujos	Año	Septiembre (MW)	Tasa % en Flujos
2012	1 502,50		2012	1 512,73	
2013	1 498,63		2013	1 495,35	
2014	1 578,16		2014	1 538,92	
2015	1 645,50		2015	1 611,20	
2016	1 704,45	10 185	2016	1 668,10	10 353
2017	1 707,52		2017	1 719,15	
2018	1 748,63	10 259	2018	1 762,02	10 936
2019	1 793,23		2019	1 805,44	
2020	1 836,92	10 777	2020	1 849,44	11 479

Fuente: elaboración propia, datos proporcionados por la CNEE, base de datos 2015-2016.

Las tasa de crecimiento utilizada para la época del 2018 es de 2,59 % y para la época húmeda es de 9,36 % como se observa en la tabla XI.

3.3. Metodología de la simulación

Para analizar el efecto de incluir el transformador desfasador en el Sistema Nacional Interconectado se simularon las condiciones críticas para el 2018, año en que se tiene planificado la conclusión de las obras del PET 1–2009, en estado de máxima demanda para las épocas: seca (marzo de cada año) y húmeda (septiembre de cada año).

Se toma como punto de partida para el análisis de flujo de carga y de corrientes de corto, las condiciones del sistema sin incluir el proyecto, como ya se mencionó caso base (CB); luego se incorpora el proyecto del PET 1–2009,

caso proyecto (CP), se comparan los datos obtenidos y se analizan los cambios producidos en los flujos de carga y corrientes de corto circuito y se obtienen las respectivas conclusiones para delimitar los puntos en los cuales se simula el transformador desfasado.

3.3.1. Base de datos

La base de datos utilizada para la presente simulación fue proporcionada por la CNEE. Para el 2018, año de análisis, la época seca se simula con datos proporcionados proyectados a marzo de 2018 y la época húmeda se simula con datos proyectados a septiembre de 2018, tal y como se mencionó en la proyección de la demanda y determinación de las tasas de crecimiento para ambas épocas.

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

3.3.2. Criterios y premisas para la simulación

A continuación se detallan los criterios básicos para la simulación de operación:

- Los casos base y proyecto para el 2018, se determinan a partir de las proyecciones de crecimiento de la demanda proporcionada por el AMM y CNEE, para el año estacional 2014-2015.

- Se establecen como límites de variación de nivel de voltaje en un rango de $\pm 5\%$ del voltaje normal de operación.
- Se revisa la operación del Sistema Nacional Interconectado, para que este se apegue a la operación real de la red.
- Se prestó especial atención a los flujos de potencia reactiva tanto para generación, cargas y pérdida en el sistema. Asegurando que los niveles de reactiva se mantuvieran en los rangos esperados por la CNEE de acuerdo a las condiciones típicas del sistema.
- Se realizan cálculos para los niveles de corto circuito antes y después de incluir el proyecto y se obtuvieron conclusiones sobre el resultado.
- Se toma como barra oscilante, una de las máquinas de la Central Hidroeléctrica Chixoy.
- Se aplican límites de generación de potencia activa y reactiva a todos los generadores.
- El programa NEPLAN[®], versión 5.5.4 toma como rango de iteraciones de 0 a 50, con un error de convergencia de $1e-006$, la cantidad de iteraciones depende de la calidad de la base de datos proporcionada y del proyecto a realizar y del método de cálculo, en este caso el método utilizado es el de Newton Raphson Extendido.

3.3.3. Elementos a monitorear

Todos estos elementos, denominados elementos a monitorear fueron definidos según la importancia e influencia del Proyecto de Expansión del Transporte PET 1–2009. En la simulación se analizarán las barras o nodos, del área del proyecto, los cuales simulan los cambios entre conductores, derivaciones de línea, entradas a subestaciones y puramente la barra de alimentación de una subestación.

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

Seguidamente se analizaron las líneas de transmisión, ubicadas entre los nodos o barras, en las cuales se observarán los cambios obtenidos al construir, ampliar o reconectar en cada uno de los anillos conformados en el PET 1–2009.

Como una introducción al desarrollo de flujos de carga en NEPLAN[®], en la figura 27 y 28 se muestra gráficamente la situación actual de la red de transmisión de 230 kV en el área de influencia eléctrica y posteriormente se muestra la situación con proyecto.

La elaboración de cada uno de los proyectos en NEPLAN[®] lleva consigo el análisis de parámetros, análisis de la red y diseño de la red de proyecto, de tal manera que se apegue lo más posible a la realidad, y por último simulación del proyecto y análisis de resultados: niveles de corto circuito, flujos de potencia,

niveles de tensión, factores de utilización, ahorros o incremento de pérdidas de potencia de los elementos en el área de influencia eléctrica del proyecto.

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

Tabla XII. Barras monitoreadas

Núm. de Elemento	Código de barra en estudio	Núm. de barra en Base de Datos NEPLAN	Nombre de la barra
1	AGU-230	1 101	Aguacapa 230 kV
2	AHU-230	28 161	Ahuachapán 230 kV
3	ALB-230	1 102	Alborada 230 kV (Escuintla 2)
4	CHX-231	1 103	Chixoy 230 kV (1)
5	CHX-233	1 141	Chixoy 230 kV (3)
6	CLL-138	1 423	Chiquimulilla 138 kV
7	COV-230	1 840	Covadonga 230 kV
8	CQM-138	1 497	Chiquimula 138 kV
9	ESC-138	1 113	Escuintla 138 kV
10	ESC-231	1 106	Escuintla 230 kV (1)
11	ESC-691	1 151	Escuintla 69 kV (1)
12	ESP-138	1 820	Esperanza 138 kV
13	ESP-230	1 119	Esperanza 230 kV
14	ESP-69	1 304	Esperanza 69 kV
15	GCS-138	1 755	Generadora Costa Sur 138 kV
16	GES-231	1 107	Guatemala Este 230 kV (1)
17	GNO-231	1 108	Guatemala Norte 230 kV (1)
18	GOE-230	210	Guatemala Oeste 230 kV
19	GSU-231	1 109	Guatemala Sur 230 kV

Continuación de la tabla XII.

20	HRU-138	1 795	Horus 138 kV
21	HUE-138	1 822	Huehuetenango 138 kV
22	HUE-138-2	224	Huehuetenango 138 kV (2)
23	HUE-232	1 841	Huehuetenango 230 kV (2)
24	HUE-69	1 305	Huehuetenango 69 kV
25	IPA-138	1 445	Ipala 138 kV
26	IZB-230	228	Izabal 230 kV
27	LBR-231	1 110	Los Brillantes 230 kV (1)
28	LBR-400	1 128	Los Brillantes 400 kV
29	LBR-691	1 306	Los Brillantes 69 kV (1)
30	LCE-230	246	Las Cruces 230 kV
31	LDR-230	247	Lo de Reyes 230 kV
32	LVG-230	1 124	La Vega 230 kV
33	MAG-230	1 219	Magdalena 230 kV
34	MAG-69	1 218	Magdalena 69 kV
35	MOY-138	1 434	Moyuta 138 kV
36	MOY-230	1 126	Moyuta 230 kV
37	MOY-231	1 125	Moyuta 230 kV (1)
38	MOY-232	1 129	Moyuta 230 kV (2)
39	MRS-230	264	Morales 230 kV
40	PAC-230	1 140	Pacífico 230 kV
41	PAN-138	1 499	Panaluyá 138 kV
42	PAN-230	1 710	Panaluyá 230 kV
43	PAN-69	1 409	Panaluyá 69 kV
44	PGO-231	1 145	Palo Gordo 230 kV (1)
45	PLT-230	290	Palestina 230 kV
46	POL-138	1 821	Pologua 138 kV
47	PRO-138	1 422	Progreso 138 kV
48	RGR-138	1 493	Río Grande 138 kV
49	SAS-230	1 771	San Agustín 230 kV
50	SEU-230	348	Santa Eulalia 230 kV
51	SIQ-230	1 132	Siquinalá 230 kV
52	SJI-230	354	San Ixcoy 230 kV
53	SJQ-230	1 120	San Joaquín 230 kV
54	SNC-230	3 183	Minera 230 kV
55	SOL-230	368	Sololá 230 kV
56	TIC-231	1 444	Tac Tic 230 kV (1)
57	TIC-232	1 448	Tac Tic 230 kV (2)
58	USP-230	1 845	Uspantán 230 kV
59	ZCA-138	1 498	Zacapa 138 kV

Fuente: NEPLAN® versión 5.5.4.

Las 59 barras monitoreadas corresponden a las barras de 69, 138, 230 o 400 kV de las subestaciones dentro del área de influencia del proyecto en estudio, las nuevas barras que se agregaran a la red con la incorporación de la nueva configuración de la red de transporte se resaltan en color gris, como se puede ver en la tabla XII.

Tabla XIII. Líneas monitoreadas

Núm. de Elemento	Código de barra de procedencia	Código de barra de destino	Núm. de barra de procedencia en base de datos	Núm. de barra de destino en base de datos	Nombre de la línea
LÍNEAS MONITOREADAS					
1	AGU-230	LVG-230	1 101	1 124	LN-AGU-230-LVG-230-1
2	AGU-230	LVG-230	1 101	1 124	LN-AGU-230-LVG-230-2
3	AGU-230	PAC-230	1 101	1 140	LN-AGU-230-PAC-230-1
4	ALB-230	ESC-231	1 102	1 106	LN-ALB-230-ESC-231-1
5	ALB-230	ESC-231	1 102	1 106	LN-ALB-230-ESC-231-2
6	ALB-230	GSU-231	1 102	1 109	LN-ALB-230-GSU-231-1
7	ALB-230	PAC-230	1 102	1 140	LN-ALB-230-PAC-230-1
8	CHX-231	CHX-233	1 103	1 141	LN-CHX-231-CHX-233-1
9	CHX-231	CHX-233	1 103	1 141	LN-CHX-231-CHX-233-2
10	CHX-233	SAS-230	1 141	1 771	LN-CHX-233-SAS-230-1
11	CHX-233	TIC-231	1 141	1 444	LN-CHX-233-TIC-231-1
12	CHX-233	TIC-232	1 141	1 448	LN-CHX-233-TIC-232-2
13	CHX-233	USP-230	1 141	1 845	LN-CHX-233-USP-230-1
14	CHX-233	USP-230	1 141	1 845	LN-CHX-233-USP-230-2
15	CLL-138	GCS-138	1 423	1 755	LN-CLL-138-GCS-138-1
16	CLL-138	HRU-138	1 423	1 795	LN-CLL-138-HRU-138-1
17	COV-230	HUE-232	1 840	1 841	LN-COV-230-HUE-232-1
18	CQM-138	ZCA-138	1 497	1 498	LN-CQM-138-ZCA-138-1
19	ESC-138	GCS-138	1113	1 755	LN-ESC-138-GCS-138-1
20	ESC-231	GSU-231	1 106	1 109	LN-ESC-231-GSU-231-1
21	ESC-231	SIQ-230	1 106	1 132	LN-ESC-231-SIQ-230-1
22	ESC-231	SJQ-230	1 106	1 120	LN-ESC-231-SJQ-230-1
23	ESP-138	POL-138	1 820	1 821	LN-ESP-138-POL-138-1
24	ESP-230	HUE-232	1 119	1 841	LN-ESP-230-HUE-232
25	ESP-230	HUE-232	1 119	1 841	LN-ESP-230-HUE-232-1
26	ESP-230	SOL-230	1 119	368	LN-ESP-230-SOL-230
27	GES-231	GNO-231	1107	1 108	LN-GES-231-GNO-231-1
28	GES-231	GNO-231	1 107	1 108	LN-GES-231-GNO-231-2
29	GES-231	GSU-231	1 107	1 109	LN-GES-231-GSU-231-1
30	GES-231	GSU-231	1 107	1 109	LN-GES-231-GSU-231-2
31	GES-231	LVG-230	1 107	1 124	LN-GES-231-LVG-230-1
32	GNO-231	LDR-230	1 108	247	LN-GNO-231-LDR-230-1
33	GNO-231	LDR-230	1 108	247	LN-GNO-231-LDR-230-2
34	GNO-231	SAS-230	1 108	1 771	LN-GNO-231-SAS-230-1

Continuación de la tabla XIII.

35	GOE-230	LDR-230	210	247	LN-GOE-230-LDR-230-1
36	GOE-230	LDR-230	210	247	LN-GOE-230-LDR-230-2
37	GSU-231	LCE-230	1 109	246	LN-GSU-231-LCE-230-1
38	GSU-231	LCE-230	1 109	246	LN-GSU-231-LCE-230-2
39	POL-138	HUE-138-2	1 821	224	LN-HUE-138-2-POL-138
40	HUE-138-2	HUE-138	224	1 822	LN-HUE-138-HUE-138-2
41	HUE-232	SEU-230	1841	348	LN-HUE-232-SEU-230
42	IPA-138	RGR-138	1 445	1 493	LN-IPA-138-RGR-138-1
43	IZB-230	MRS-230	228	264	LN-IZB-230-MRS-230
44	LBR-231	ESP-230	1 110	1 119	LN-LBR-231-ESP-230-1
45	LBR-231	PGO-231	1 110	1 145	LN-LBR-231-PGO-231-1
46	LCE-230	GOE-230	246	210	LN-LCE-230-GOE-230-1
47	LCE-230	GOE-230	246	210	LN-LCE-230-GOE-230-2
48	LCE-230	PLT-230	246	290	LN-LCE-230-PLT-230-1
49	LCE-230	PLT-230	246	290	LN-LCE-230-PLT-230-2
50	LDR-230	TIC-231	247	1 444	LN-LDR-230-TIC-231-1
51	LDR-230	TIC-232	247	1 448	LN-LDR-230-TIC-232-2
52	LVG-230	AHU-230	1 124	28 161	LN-LVG-230-AHU-230-1
53	LVG-230	MOY-232	1 124	1 129	LN-LVG-230-MOY-232-1
54	HRU-138	MOY-138	1 795	1 434	LN-MOY-138-HRU-138-1
55	MOY-230	MOY-232	1 126	1 129	LN-MOY-230-MOY-232-2
56	MOY-231	AHU-230	1 125	28 161	LN-MOY-231-AHU-230-1
57	MOY-231	MOY-230	1 125	1 126	LN-MOY-231-MOY-230-1
58	MRS-230	PAN-230	264	1 710	LN-MRS-230-PAN-230
59	PAC-230	MAG-230	1 140	1 219	LN-PAC-230-MAG-230-1
60	PAN-230	SAS-230	1 710	1 771	LN-PAN-230-SAS-230-1
61	PAN-230	SNC-230	1 710	3 183	LN-PAN-230-SNC-230-1
62	PLT-230	PAC-230	290	1 140	LN-PLT-230-PAC-230
63	POL-138	HUE-138	1 821	1 822	LN-POL-138-HUE-138-1
64	PRO-138	IPA-138	1 422	1 445	LN-PRO-138-IPA-138-1
65	PRO-138	MOY-138	1 422	1 434	LN-PRO-138-MOY-138-1
66	RGR-138	CQM-138	1 493	1 497	LN-RGR-138-CQM-138-1
67	SEU-230	SJI-230	348	354	LN-SEU-230-SJI-230
68	SIQ-230	MAG-230	1 132	1 219	LN-SIQ-230-MAG-230-1
69	SIQ-230	PGO-231	1 132	1 145	LN-SIQ-230-PGO-231-1
70	SJI-230	COV-230	354	1 840	LN-SJI-230-COV-230
71	SJQ-230	PAC-230	1 120	1 140	LN-SJQ-230-PAC-230-1
72	SOL-230	LCE-230	368	246	LN-SOL-230-LCE-230

Continuación de la tabla XIII.

73	TIC-231	IZB-230	1 444	228	LN-TIC-231-IZB-230
74	COV-230	USP-230	1 840	1 845	LN-USP-230-COV-230
75	ZCA-138	PAN-138	1 498	1 499	LN-ZCA-138-PAN-138-1

Fuente: NEPLAN® versión 5.5.4.

En la tabla XII se observan las líneas monitoreadas para la simulación de SIN incluyendo las obras de PET 1–2009, se resaltan con fondo gris los tramos de línea que serán ampliados o construidos, necesarios para la implementación de dicha simulación.

Tabla XIV. Transformadores monitoreados

Núm. de Elemento	Código de transformador	Nombre del transformador
1	ALB 230/69	Alborada 230/69 kV
2	LBR 400/230	Los Brillantes 400/230 kV
3	MOY 230/138	Moyuta 230/138 kV
4	MAG 230/69	Magdalena 230/69 kV
5	ESC 230/138	Escuintla 230/138 kV
6	LBR 230/69	Los Brillantes 230/69 kV
7	ESP 230/69	Esperanza 230/69 kV
8	ESP 230/138	Esperanza 230/138 kV
9	PAN 138/69	Panaluyá 138/69 kV
10	PAN 230/69	Panaluyá 230/69 kV
11	HUE 138/69	Huehuetenango 138/69 kV
12	HUE 230/138	Huehuetenango 230/138 kV

Fuente: NEPLAN® versión 5.5.4.

En la tabla anterior se representa los transformadores a monitorear en las subestaciones que involucran el Plan de Expansión al Transporte, con el

objetivo de dar a conocer los cambios de carga que presentan los mismos con la inclusión del proyecto.

3.3.4. Programa de cálculo

Los estudios de flujo de carga en estado permanente y los cálculos de corto circuito se realizaron con el programa NEPLAN® versión 5.5.4.

3.4. Comportamiento de SNI bajo condiciones normales y proyectadas incluyendo las obras del PET 1–2009

A continuación se presenta y describe un resumen de los resultados obtenidos de los cálculos de flujo de carga en estado permanente, para los casos base (CB) y para los casos con la inclusión del proyecto (CP), en el año en que se finalizará las obras del PET 1–2009 (2018), para las épocas seca y húmeda en horas de demanda máxima.

Se presentan los resultados de una misma época y de una misma hora de demanda, tanto para la condición sin proyecto (CB) como para la condición con proyecto (CP), a fin de mostrar los efectos de la inclusión del proyecto en la red del Sistema Nacional Interconectado en cuanto a los flujos de potencia activa y reactiva, en las líneas de transmisión y las tensiones en las barras monitoreadas.

Cabe mencionar que una magnitud negativa de los valores de las variables del flujo de potencia del elemento en análisis, significa que en la realidad el sentido de dicho flujo tiene sentido contrario con relación a lo indicado en la tabla. También se tomaron como variables importantes a monitorear, los voltajes en los nodos y las pérdidas de potencia en la red. Se

incluye la variación en el cálculo (Δ) originadas por la inclusión del proyecto, en donde un porcentaje con signo negativo significa que la variable del elemento ha disminuido en ese porcentaje, en el caso con las obras del PET 1–2009, con respecto al caso sin proyecto y viceversa. La variación se calcula con la siguiente expresión $\Delta = [1 - V_{CB}/V_{CP}]$ donde V es la variable en análisis.

3.4.1. Resultados de la época seca demanda máxima

En esta sección se muestran los resultados de flujo de potencia activa [megavatio] y potencia reactiva [megavatio amperio reactivo] a través de las líneas de transmisión monitoreadas, también se muestran las tensiones en los nodos, así como la cargabilidad de los transformadores y pérdidas en el sistema para la época seca.

Tabla XV. **Flujos de potencia [megavatio], pérdidas de potencia [megavatio] y factor de utilización [porcentaje]d en líneas monitoreadas época seca**

Barra		Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
LÍNEAS MONITOREADAS EN EL SNI CON EL PET-2009										
1101	1 124	106,56	87,99	-21,10	0,47	0,34	-38,78	28,73	24,52	-17,17
1101	1 124	106,56	87,99	-21,10	0,47	0,34	-38,78	28,73	24,52	-17,17
1101	1 140	-126,46	-89,11	-41,91	0,48	0,26	-85,59	26,53	19,52	-35,91
1102	1 106	-48,26	-21,99	-119,48	0,00	0,00	-300,00	9,79	4,69	-108,74
1102	1 106	-35,05	-15,62	-124,35	0,00	0,00	-333,33	7,39	3,55	-108,17
1102	1 109	177,36	134,06	-32,29	1,78	1,05	-70,06	35,52	27,48	-29,26
1102	1 140	-2,76	1,12	346,51	0,00	0,00	-25,00	3,31	3,40	2,65
1103	1 141	110,38	102,98	-7,18	0,13	0,13	-0,31	19,86	19,87	0,05
1103	1 141	110,38	102,98	-7,18	0,13	0,13	-0,31	19,86	19,87	0,05
1141	1 771	58,33	31,80	-83,46	7,04	3,59	-96,46	19,51	14,95	-30,50
1141	1 444	102,23	107,38	4,80	0,56	0,61	7,80	17,47	18,44	5,26
1141	1 448	102,25	107,36	4,76	0,56	0,60	7,72	17,47	18,43	5,21
1141	1 845	-21,17	-20,43	-3,62	0,02	0,01	-10,34	3,99	3,88	-2,84
1141	1 845	-21,17	-20,43	-3,62	0,02	0,01	-10,34	3,99	3,88	-2,84
1423	1 755	-30,85	-29,81	-3,50	0,30	0,30	-0,47	21,62	21,69	0,32

Continuación de la tabla XV.

1 423	1 795	18,25	17,21	-6,04	0,00	0,00	6,67	13,46	13,94	3,44
1 840	1 841	94,86	46,83	-102,57	0,90	0,20	-340,77	21,14	10,32	-104,84
1 497	1 498	-11,53	-15,89	27,40	0,02	0,03	38,40	8,34	10,51	20,65
1 113	1 755	1,70	0,66	-158,27	0,00	0,00	-150,00	3,01	2,11	-42,65
1 106	1 109	179,97	135,90	-32,43	1,81	1,06	-70,39	36,04	27,85	-29,41
1 106	1 132	-186,24	-75,36	-147,14	0,76	0,12	-522,23	37,73	15,20	-148,22
1 106	1 120	-3,61	2,57	240,63	0,00	0,00	-17,95	5,70	5,50	-3,64
1 820	1 821	92,46	36,18	-155,59	1,20	0,18	-582,81	62,25	23,96	-159,81
1 119	1 841	-	-25,07	N/A	-	0,03	N/A	-	5,90	N/A
1 119	1 841	-93,96	-16,62	-465,31	0,34	0,01	-2258,33	21,07	3,96	-432,07
1 119	368	-	36,67	N/A	-	0,06	N/A	-	8,00	N/A
1 107	1 108	28,53	9,27	-207,98	0,03	0,03	-13,94	6,41	6,18	-3,72
1 107	1 108	28,53	9,27	-207,98	0,03	0,03	-13,94	6,41	6,18	-3,72
1 107	1 109	-47,41	-44,34	-6,94	0,05	0,05	-4,01	9,96	9,80	-1,63
1 107	1 109	-47,41	-44,34	-6,94	0,05	0,05	-4,01	9,96	9,80	-1,63
1 107	1 124	-113,36	-79,93	-41,82	0,45	0,22	-105,42	22,48	15,83	-42,01
1 108	247	-	-72,41	N/A	-	0,09	N/A	-	15,66	N/A
1 108	247	-	-72,41	N/A	-	0,09	N/A	-	15,66	N/A
1 108	1 771	43,07	38,08	-13,12	0,15	0,15	-0,76	11,70	12,19	4,02
210	247	-	27,04	N/A	-	0,02	N/A	-	7,79	N/A
210	247	-	27,04	N/A	-	0,02	N/A	-	7,79	N/A
1 109	246	-	-37,00	N/A	-	0,05	N/A	-	8,28	N/A
1 109	246	-	-37,00	N/A	-	0,05	N/A	-	8,28	N/A
1 821	224	-	-7,14	N/A	-	0,01	N/A	-	2,60	N/A
224	1 822	-	46,98	N/A	-	0,39	N/A	-	16,94	N/A
1 841	348	-	-49,34	N/A	-	0,15	N/A	-	10,61	N/A
1 445	1 493	15,81	11,46	-37,99	0,02	0,01	-82,35	10,67	7,98	-33,71
228	264	-	39,31	N/A	-	0,11	N/A	-	0,00	N/A
1 110	1 119	96,87	109,24	11,33	0,43	0,62	30,84	22,45	27,43	18,16
1 110	1 145	-14,78	-16,22	8,84	0,01	0,01	-53,19	3,66	3,57	-2,52
246	210	-	27,06	N/A	-	0,02	N/A	-	8,32	N/A
246	210	-	27,06	N/A	-	0,02	N/A	-	8,32	N/A
246	290	-	-71,63	N/A	-	0,21	N/A	-	17,36	N/A
246	290	-	-71,63	N/A	-	0,21	N/A	-	17,36	N/A
247	1 444	-	-45,56	N/A	-	0,16	N/A	-	9,79	N/A
247	1 448	-	-45,57	N/A	-	0,16	N/A	-	9,79	N/A
1 124	28 161	35,38	34,48	-2,62	0,16	0,15	-9,19	10,35	10,02	-3,29
1 124	1 129	63,44	60,90	-4,16	0,32	0,28	-11,37	14,01	13,36	-4,87
1 795	1 434	18,24	17,20	-6,05	0,13	0,14	3,83	13,43	13,89	3,31
1 126	1 129	-63,12	-60,62	-4,13	0,01	0,01	-11,76	11,45	10,80	-6,02
1 125	28 161	12,31	13,19	6,74	0,01	0,01	7,06	2,44	2,57	5,06
1 125	1 126	-12,31	-13,19	6,74	0,00	0,00	0,00	2,16	2,27	4,85
264	1 710	-	31,78	N/A	-	0,10	N/A	-	7,79	N/A
1 140	1 219	-	-110,38	N/A	-	0,50	N/A	-	26,38	N/A
1 710	1 771	-67,02	-38,16	-75,62	0,50	0,29	-73,76	21,23	16,75	-26,75
1 710	3 183	37,98	37,96	-0,05	0,25	0,23	-7,77	10,86	10,68	-1,69

Continuación de la tabla XV.

290	1 140	-	-157,27	N/A	-	0,51	N/A	-	36,44	N/A
1 821	1 822	78,13	30,01	-160,35	1,70	0,23	-654,81	53,31	19,59	-172,13
1 422	1 445	22,80	18,40	-23,95	0,16	0,11	-50,97	15,48	12,81	-20,84
1 422	1 434	-59,38	-54,94	-8,09	0,87	0,71	-21,51	39,23	35,64	-10,07
1 493	1 497	1,61	-2,74	158,64	0,00	0,00	-39,13	2,28	2,83	19,43
348	354	-	-49,43	N/A	-	0,10	N/A	-	10,98	N/A
1 132	1 219	-176,65	-66,26	-166,61	1,10	0,17	-543,59	48,17	19,21	-150,75
1 132	1 145	-10,71	-9,28	-15,45	0,01	0,01	-101,75	3,50	2,31	-51,52
354	1 840	-	-49,51	N/A	-	0,08	N/A	-	11,47	N/A
1 120	1 140	-3,77	2,40	256,86	0,00	0,00	-22,22	4,50	4,09	-10,02
368	246	-	-14,72	N/A	-	0,02	N/A	-	5,44	N/A
1 444	228	-	38,36	N/A	-	0,30	N/A	-	12,95	N/A
1 840	1 845	-	-1,48	N/A	-	0,00	N/A	-	0,97	N/A
1 498	1 499	-17,86	-22,22	19,63	0,03	0,04	26,20	12,75	14,80	13,85

Fuente: NEPLAN[®], versión 5.5.4.

Tabla XVI. **Flujos de potencia [megavatio amperio revolucionado] y pérdidas [megavatio amperio revactivo] en líneas monitoreadas época seca**

Barra		Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LÍNEAS MONITOREADAS EN EL SNI CON EL PET-2009							
1 101	1 124	-27,02	-37,95	28,81	-2,53	-3,63	30,30
1 101	1 124	-27,02	-37,95	28,81	-2,53	-3,63	30,30
1 101	1 140	-43,05	-45,90	6,22	-0,99	-1,51	34,27
1 102	1 106	-9,72	-9,82	1,02	-0,09	-0,10	9,01
1 102	1 106	-10,31	-8,68	-18,71	-0,07	-0,08	8,66
1 102	1 109	-21,67	-43,80	50,53	-2,17	-6,55	66,90
1 102	1 140	12,28	-13,10	193,71	-1,68	-1,75	4,06
1 103	1 141	-36,46	-57,45	36,53	-1,54	-1,61	4,17
1 103	1 141	-36,46	-57,45	36,53	-1,54	-1,61	4,17
1 141	1 771	-68,08	-62,06	-9,70	-21,41	-24,79	13,64
1 141	1 444	3,54	-22,06	116,07	-9,07	-9,27	2,21
1 141	1 448	3,53	-22,01	116,02	-9,07	-9,28	2,24
1 141	1 845	-3,98	-5,88	32,30	-8,40	-8,66	3,05
1 141	1 845	-3,98	-5,88	32,30	-8,40	-8,66	3,05
1 423	1 755	-10,90	-14,87	26,68	-1,92	-2,02	5,20
1 423	1 795	-9,11	-12,90	29,40	-0,09	-0,09	3,20
1 840	1 841	-6,76	-11,14	39,26	-10,05	-17,26	41,79
1497	1 498	-4,68	-3,38	-38,29	-1,34	-1,39	3,76

Continuación de la tabla XVI.

1 113	1 755	-4,22	-3,18	-32,79	-1,32	-1,36	3,24
1 106	1 109	-21,87	-44,28	50,61	-1,87	-6,32	70,42
1 106	1 132	-36,49	-20,01	-82,33	-0,06	-3,68	98,33
1 106	1 120	28,46	-28,13	201,15	-1,03	-1,07	4,28
1 820	1 821	4,73	-10,19	146,36	2,85	-0,89	420,07
1 119	1 841	-	11,17	N/A	-	-8,42	,/A
1 119	1 841	3,28	7,94	58,66	-3,68	-6,95	47,09
1 119	368	-	-5,46	N/A	-	-10,98	N/A
1 107	1 108	-22,81	-35,04	34,91	-4,42	-4,72	6,21
1 107	1 108	-22,81	-35,04	34,91	-4,42	-4,72	6,21
1 107	1 109	-31,13	-36,45	14,60	-2,85	-3,04	6,24
1 107	1 109	-31,13	-36,45	14,60	-2,85	-3,04	6,24
1 107	1 124	0,15	-17,21	100,85	-4,66	-6,30	26,08
1 108	247	-	0,13	N/A	-	-3,36	N/A
1 108	247	-	0,13	N/A	-	-3,36	N/A
1 108	1 771	-12,23	-29,32	58,28	-9,96	-10,74	7,24
210	247	-	-23,72	N/A	-	-4,44	N/A
210	247	-	-23,72	N/A	-	-4,44	N/A
1 109	246	-	9,46	N/A	-	-7,11	N/A
1 109	246	-	9,46	N/A	-	-7,11	N/A
1 821	224	-	1,36	N/A	-	-1,41	N/A
224	1 822	-	-6,66	N/A	-	-0,68	N/A
1 841	348	-	-4,53	N/A	-	-14,35	N/A
1 445	1 493	-2,38	-4,55	47,58	-0,88	-0,98	10,25
228	264	-	-21,49	N/A	-	-16,45	N/A
1 110	1 119	-1,69	-53,14	96,82	-5,32	-4,41	-20,44
1 110	1 145	10,90	-8,47	228,67	-6,56	-6,91	5,07
246	210	-	-27,17	N/A	-	-3,45	N/A
246	210	-	-27,17	N/A	-	-3,45	N/A
246	290	-	-34,94	N/A	-	-7,09	N/A
246	290	-	-34,94	N/A	-	-7,09	N/A
247	1 444	-	2,55	N/A	-	-16,88	N/A
247	1 448	-	2,51	N/A	-	-16,88	N/A
1 124	28 161	-18,00	-18,99	5,25	-16,37	-17,32	5,49
1 124	1 129	-31,12	-32,43	4,04	-12,08	-12,93	6,60
1 795	1 434	-9,02	-12,81	29,59	-3,12	-3,26	4,19
1 126	1 129	-19,04	-19,50	2,35	-0,49	-0,53	6,44
1 125	28 161	-1,37	-1,81	24,36	-9,75	-10,23	4,73
1 125	1 126	-1,92	-2,38	19,56	-0,55	-0,58	4,73
264	1 710	-	-18,99	N/A	-	-26,35	N/A
1 140	1 219	-	-47,47	N/A	-	-5,36	N/A
1 710	1 771	-45,96	-54,56	15,76	-8,47	-10,82	21,66
1 710	3 183	-18,47	-20,88	11,54	-23,84	-26,25	9,18
290	1 140	-	-55,74	N/A	-	-1,41	N/A
1 821	1 822	1,07	-6,56	116,29	3,63	-2,08	273,89
1 422	1 445	-4,67	-7,26	35,69	-2,53	-2,90	12,86
1 422	1 434	-5,03	-7,27	30,85	0,47	-0,19	352,34
1 493	1 497	3,01	-3,40	188,33	-1,78	-1,90	6,47

Continuación de la tabla XVI.

348	354	-	-13,64	N/A	-	-9,11	N/A
1 132	1 219	-33,72	-30,62	-10,13	2,26	-4,01	156,31
1 132	1 145	-13,90	-7,39	-88,09	-13,38	-13,99	4,32
354	1 840	-	-20,22	N/A	-	-6,58	N/A
1 120	1 140	22,34	-20,85	207,14	-0,15	-0,16	4,15
368	246	-	-20,30	N/A	-	-16,69	N/A
1 444	228	-	-46,63	N/A	-	-29,44	N/A
1 840	1 845	-	-4,30	N/A	-	-11,60	N/A
1 498	1 499	-6,55	-5,42	-20,74	-0,66	-0,68	3,00

Fuente: NEPLAN[®], versión 5.5.4.

Tabla XVII. Voltajes en barras [p.u.] y ángulo [grados] en barras monitoreadas época seca

Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
1 101	AGU-230	1,023	-6,1	1,045	-3,9	2,1	-56,4
28 161	AHU-230	1,029	-9,4	1,055	-6,7	2,4	-40,3
1 102	ALB-230	1,023	-5,7	1,044	-3,6	2,0	-58,3
1 103	CHX-231	1,048	-4,4	1,063	-2,9	1,4	-51,7
1 141	CHX-233	1,049	-4,7	1,065	-3,2	1,5	-46,9
1 423	CLL-138	1,027	-10,2	1,046	-7,3	1,9	-39,7
1 840	COV-230	1,027	-	1,065	-3	3,6	N/A
1 497	CQM-138	1,012	-16,4	1,047	-12,6	3,3	-30,2
1 113	ESC-138	1,024	-8,2	1,040	-5,4	1,5	-51,9
1 106	ESC-231	1,023	-5,7	1,044	-3,6	2,0	-58,3
1 151	ESC-691	1,008	-4,3	1,025	-1,7	1,7	-152,9
1 820	ESP-138	1,008	-9,6	1,064	-6,5	5,2	-47,7
1 119	ESP-230	1,013	-6,3	1,058	-5,3	4,2	-18,9
1 304	ESP-69	1,005	-13,2	1,045	-10,3	3,9	-28,2
1 755	GCS-138	1,026	-8,3	1,041	-5,5	1,5	-50,9
1 107	GES-231	1,021	-9	1,050	-6,1	2,8	-47,5
1 108	GNO-231	1,023	-9,2	1,054	-6,2	3,0	-48,4
210	GOE-230	-	-	1,054	-5,6	N/A	N/A
1 109	GSU-231	1,019	-8,7	1,048	-5,8	2,8	-50,0
1 795	HRU-138	1,027	-10,2	1,047	-7,4	1,9	-37,8
1 822	HUE-138	0,973	-16,7	1,061	-9	8,3	-85,6
224	HUE-138-2	-	-	1,065	-7,3	N/A	N/A
1 841	HUE-232	1,018	-4,6	1,062	-5,1	4,1	9,8
1 305	HUE-69	0,981	-22,6	1,077	-13,9	8,9	-62,6
1 445	IPA-138	1,016	-16	1,047	-12,5	3,0	-28,0
228	IZB-230	-	-	1,083	-6,6	N/A	N/A
1 110	LBR-231	1,018	-4,3	1,044	-3,1	2,5	-38,7

Continuación de la tabla XVII.

1 128	LBR-400	1,005	2,4	1,010	3,5	0,5	31,4
1 306	LBR-691	1,020	-6,7	1,035	-4,7	1,4	-42,6
246	LCE-230	-	-	1,052	-5,5	N/A	N/A
247	LDR-230	-	-	1,056	-5,8	N/A	N/A
1 124	LVG-230	1,026	-7,7	1,051	-5,2	2,4	-48,1
1 219	MAG-230	1,021	-2,1	1,039	-2,2	1,7	4,5
1 218	MAG-69	1,024	1,4	1,035	1,2	1,1	-16,7
1 434	MOY-138	1,030	-11,6	1,054	-8,7	2,3	-33,3
1 126	MOY-230	1,031	-9,2	1,056	-6,6	2,4	-39,4
1 125	MOY-231	1,031	-9,2	1,056	-6,6	2,4	-39,4
1 129	MOY-232	1,031	-9,1	1,056	-6,5	2,4	-40,0
264	MRS-230	-	-	1,085	-7,5	N/A	N/A
1 140	PAC-230	1,024	-5,7	1,045	-3,6	2,0	-58,3
1 499	PAN-138	1,012	-15,7	1,048	-11,9	3,4	-31,9
1 710	PAN-230	1,040	-12,6	1,085	-8,5	4,2	-48,2
1 409	PAN-69	1,005	-14,6	1,042	-10,5	3,6	-39,0
1 145	PGO-231	1,021	-4,1	1,044	-2,9	2,2	-41,4
290	PLT-230	-	-	1,048	-4,6	N/A	N/A
1 821	POL-138	0,994	-12,2	1,063	-7,5	6,5	-62,7
1 422	PRO-138	1,019	-14,6	1,047	-11,4	2,6	-28,1
1 493	RGR-138	1,015	-16,4	1,048	-12,8	3,1	-28,1
1 771	SAS-230	1,023	-10,4	1,063	-7,3	3,7	-42,5
348	SEU-230	-	-	1,066	-4,1	N/A	N/A
1 132	SIQ-230	1,023	-4,4	1,044	-3,1	2,0	-41,9
354	SJI-230	-	-	1,066	-3,4	N/A	N/A
1 120	SJQ-230	1,024	-5,7	1,045	-3,6	2,0	-58,3
3 183	SNC-230	1,041	-15	1,087	-10,8	4,3	-38,9
368	SOL-230	-	-	1,056	-5,9	N/A	N/A
1 444	TIC-231	1,041	-6,3	1,064	-4,9	2,2	-28,6
1 448	TIC-232	1,041	-6,3	1,064	-4,9	2,2	-28,6
1 845	USP-230	1,050	-4,5	1,065	-2,9	1,5	-55,2
1 498	ZCA-138	1,012	-16	1,048	-12,2	3,4	-31,1

Fuente: NEPLAN®, versión 5.5.4.

Tabla XVIII. **Flujos de potencia [megavatio] y factor de utilización [porcentaje] en transformadores monitoreados época seca**

Nombre Txfo	Potencia			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
ALB 230/69	-14,98	-21,25	29,52	17,94	24,65	27,22
LBR 400/230	119,72	119,75	0,03	53,28	54,66	2,52
MOY 230/138	50,80	47,41	-7,15	76,37	71,76	-6,42
MAG 230/69	-38,59	-38,59	0,00	41,36	41,58	0,53
ESC 230/138	40,45	31,09	-30,12	23,78	20,16	-17,96
LBR 230/69	37,62	26,71	-40,81	20,91	15,61	-33,95
ESP 230/69	97,59	77,42	-26,06	54,22	43,01	-26,06
ESP 230/138	92,46	36,18	-155,59	62,01	24,92	-148,84
PAN 138/69	-17,86	-22,22	19,63	18,11	21,78	16,85
PAN 230/69	28,54	31,59	9,65	20,78	21,32	2,53
HUE 138/69	76,43	76,38	-0,06	84,97	85,66	0,81
HUE 230/138	0,00	54,13	100,00	0,00	34,04	100,00

Fuente: NEPLAN[®], versión 5.5.4.

Tabla XIX. **Ahorro de pérdidas de potencia [megavatio] en el SNI al incluir el PET 1–2009 época seca**

Época Seca	Pérdidas MW		
	CB	CP	Ahorro
Máxima	80,589	65,795	14,794

Fuente: NEPLAN[®], versión 5.5.4.

La tabla XV muestra los flujos de potencia activa [megavatio] a través de las líneas de transmisión así como las pérdidas de potencia y el factor de utilización correspondientes a la época seca del 2018, las celdas con fondo gris muestran las nuevas líneas incluidas en el SNI, con la inclusión de las obras del PET 1–2009.

Tal y como se muestra en la tabla XV las líneas que presentan una reducción notable en su factor de utilización con la inclusión del proyecto son: las líneas que parten de la subestación Alborada 230 kV hacia la subestación Escuintla 230 kV con una reducción del 108,74 %; la línea que parte de la subestación Covadonga 230 kV hacia la subestación Huehuetenango 230 kV con una reducción del 104,84 %; la línea que parte de la subestación Siquinalá 230 kV hacia la subestación Escuintla 230 kV con una reducción del 148,22 %; la línea que parte de la subestación Covadonga 230 kV hacia la subestación Esperanza 230 kV con una reducción del 432,07 %; la línea que parte de la subestación Huehuetenango 138 kV hacia la subestación Pologuá 138 kV con una reducción del 172,13 % y la línea que parte de la subestación Magdalena 230 kV hacia la subestación Siquinalá 230 kV con una reducción del 150,75 %. Dichos valores se muestran en la tabla con color amarillo de fondo.

Esto permite ver una de las ventajas del proyecto favoreciendo así a la reducción de la cargabilidad de las líneas que transportan una gran cantidad de flujo de potencia. Esto permite también que los centros de carga tengan diferentes rutas para satisfacer su demanda.

En la tabla XVI se muestran los flujos de potencia reactiva [MVAR] así como las pérdidas a través de las líneas de transmisión monitoreadas para la época seca. En la tabla XVII se muestran el voltaje y el ángulo en las barras monitoreadas, es importante mencionar que los valores en color rojo, son voltajes que con la inclusión del PET 1–2009, aumentaron de valor por encima del valor límite (1,05 p.u., valor definido en la sección de criterios y premisas de la simulación). Esto debido a la construcción de nuevas líneas de transmisión que permiten abastecer a los centro de consumo por nuevas rutas de transmisión más cortas.

En la tabla XVIII se muestra la cargabilidad de los transformadores monitoreados, mostrando también la variación en la cargabilidad de los mismos entre la simulación del caso base y el caso proyecto. Como se observa el transformador denominado ESP 230/138 es uno de los transformadores que más se ve reducido en su factor de utilización esto debido a la incorporación del transformador denominado HUE 230/138, el cual toma parte de la carga de la subestación Huehuetenango 69 kV, dicho transformador iniciará con una carga estimada de 34,04 MW como se muestra en la tabla, ambos valores son resaltados con color amarillo de fondo en la tabla.

Por último en la tabla XIX se muestran el ahorro de pérdidas que representa la puesta en operación de las obras del PET 1–2009, con un valor de 14,794 MW de potencia, evidenciándose así las ventajas de las obras del proyecto.

3.4.2. Resultados de la época húmeda demanda máxima

En esta sección se muestran los resultados de flujo de potencia activa [megavatio] y potencia reactiva [megavatio amperio reactivo] a través de las líneas de transmisión monitoreadas, también se muestran las tensiones en los nodos, así como la cargabilidad de los transformadores y pérdidas en el sistema, esto para la época húmeda o lluviosa.

Tabla XX. **Flujos de potencia [megavatio], pérdidas de potencia [megavatio] y factor de utilización [porcentaje] en líneas monitoreadas época húmeda**

Barra		Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
Procedencia	Destino	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
LÍNEAS MONITOREADAS EN EL SNI CON EL PET-2009										
1 101	1 124	70,32	65,79	-6,90	0,21	0,20	-3,12	19,25	19,10	-0,79
1 101	1 124	70,32	65,79	-6,90	0,21	0,20	-3,12	19,25	19,10	-0,79
1 101	1 140	-53,32	-44,24	-20,53	0,11	0,10	-12,40	12,67	11,99	-5,67
1 102	1 106	-11,52	-10,02	-15,02	0,00	0,00	N/A	2,30	2,02	-13,86
1 102	1 106	-8,52	-7,25	-17,50	0,00	0,00	0,00	1,74	1,53	-13,73
1 102	1 109	115,05	103,10	-11,59	0,75	0,62	-21,04	23,01	21,20	-8,54
1 102	1 140	-26,48	-7,23	-266,26	0,01	0,00	-740,00	7,27	2,41	-201,66
1 103	1 141	135,44	124,96	-8,38	0,20	0,19	-5,93	24,43	23,76	-2,82
1 103	1 141	135,44	124,96	-8,38	0,20	0,19	-5,93	24,43	23,76	-2,82
1 141	1 771	66,73	32,27	-106,78	9,60	3,92	-145,06	22,42	15,51	-44,55
1 141	1 444	144,14	130,68	-10,30	1,12	0,91	-22,58	24,77	22,58	-9,70
1 141	1 448	144,16	130,67	-10,32	1,12	0,91	-22,64	24,78	22,58	-9,74
1 141	1 845	-42,34	-22,05	-91,99	0,06	0,02	-277,78	7,95	4,16	-91,11
1 141	1 845	-42,34	-22,05	-91,99	0,06	0,02	-277,78	7,95	4,16	-91,11
1 423	1755	-29,00	-29,90	3,02	0,25	0,28	9,13	19,85	20,93	5,16
1 423	1 795	16,36	17,23	5,09	0,00	0,00	20,51	11,52	1,94	10,97
1 840	1 841	94,87	65,73	-44,33	0,94	0,41	-130,07	21,24	14,29	-48,64
1 497	1 498	-17,67	-18,45	4,22	0,05	0,05	-3,76	12,56	12,27	-2,36
1 113	1 755	-0,15	0,75	119,92	0,00	0,00	100,00	0,57	0,51	-11,76
1 106	1 109	116,56	104,45	-11,59	0,76	0,63	-21,04	23,31	21,47	-8,57
1 106	1 132	-36,90	-27,71	-33,16	0,04	0,02	-136,02	8,60	5,55	-54,95
1 106	1 120	-56,20	-16,17	-247,57	0,02	0,00	-757,14	11,51	3,84	-199,74
1 820	1 821	93,41	34,44	-171,22	1,32	0,16	-724,83	65,12	22,81	-185,49
1 119	1 841	-	-46,47	N/A	-	0,08	N/A	-	10,25	N/A
1 119	1 841	-93,93	-31,36	-199,54	0,36	0,04	-827,99	21,73	6,97	-211,76
1 119	368	-	27,53	N/A	-	0,04	N/A	-	6,18	N/A
1 107	1 108	-28,66	-7,48	-283,30	0,02	0,01	-38,13	5,08	3,91	-29,92
1 107	1 108	-28,66	-7,48	-283,30	0,02	0,01	-38,13	5,08	3,91	-29,92
1 107	1 109	-6,81	-29,88	77,22	0,00	0,03	82,59	3,29	7,46	55,90
1 107	1 109	-6,81	-29,88	77,22	0,00	0,03	82,59	3,29	7,46	55,90
1 107	1 124	-79,31	-72,37	-9,59	0,24	0,17	-37,86	16,30	14,06	-15,93
1 108	247	-	-66,72	N/A	-	0,07	N/A	-	14,51	N/A
1 108	247	-	-66,72	N/A	-	0,07	N/A	-	14,51	N/A
1 108	1 771	11,58	17,46	33,69	0,01	0,06	81,05	3,29	8,18	59,78
210	247	-	5,09	N/A	-	0,00	N/A	-	3,90	N/A
210	247	-	5,09	N/A	-	0,00	N/A	-	3,90	N/A
1 109	246	-	-28,36	N/A	-	0,03	N/A	-	6,50	N/A
1 109	246	-	-28,36	N/A	-	0,03	N/A	-	6,50	N/A
1 821	224	-	-8,73	N/A	-	0,01	N/A	-	3,19	N/A
224	1 822	-	47,77	N/A	-	0,41	N/A	-	17,30	N/A
1 841	348	-	-69,30	N/A	-	0,29	N/A	-	14,96	N/A
1 445	1 493	9,88	9,10	-8,62	0,01	0,01	-12,50	6,72	6,44	-4,35
228	264	-	28,01	N/A	-	0,06	N/A	-	0,00	N/A
1 110	1 119	112,12	76,33	-46,88	0,60	0,32	-90,62	26,49	19,73	-34,26

Continuación de la tabla XX.

1 110	1 145	-70,49	-18,99	-271,22	0,19	0,01	-1339,10	14,71	3,76	-291,22
246	210	-	5,10	N/A	-	0,01	N/A	-	4,64	N/A
246	210	-	5,10	N/A	-	0,01	N/A	-	4,64	N/A
246	290	-	-53,23	N/A	-	0,12	N/A	-	13,21	N/A
246	290	-	-53,23	N/A	-	0,12	N/A	-	13,21	N/A
247	1 444	-	-61,92	N/A	-	0,29	N/A	-	13,37	N/A
247	1 448	-	-61,92	N/A	-	0,29	N/A	-	13,37	N/A
1 124	28161	18,92	18,37	-3,01	0,06	0,06	-6,47	7,39	7,31	-1,09
1 124	1 129	42,00	40,43	-3,87	0,17	0,16	-8,27	10,77	10,44	-3,16
1 795	1 434	16,35	17,23	5,10	0,10	0,12	18,26	11,50	12,91	10,92
1 126	1 129	-41,82	-40,27	-3,85	0,01	0,01	-9,43	8,16	7,78	-4,88
1 125	28 161	-5,40	-4,86	-11,29	0,00	0,00	-36,36	1,58	1,49	-6,04
1 125	1 126	5,40	4,86	-11,29	0,00	0,00	0,00	1,16	1,10	-5,45
264	1 710	-	28,12	N/A	-	0,09	N/A	-	7,60	N/A
1 140	1 219	-	-61,35	N/A	-	0,16	N/A	-	14,91	N/A
1 710	1 771	-40,95	-16,69	-145,29	0,31	0,22	-43,55	17,36	15,02	-15,58
1 710	3183	10,06	10,07	0,01	0,04	0,04	2,78	6,68	6,93	3,61
290	1 140	-	-129,54	N/A	-	0,35	N/A	-	29,98	N/A
1 821	1 822	78,87	29,78	-164,82	1,87	0,22	-738,28	55,85	19,46	-187,00
1 422	1 445	16,85	16,06	-4,92	0,09	0,08	-8,70	11,49	11,26	-2,04
1 422	1 434	-53,88	-52,63	-2,38	0,73	0,67	-9,32	36,03	34,51	-4,40
1 493	1 497	-4,41	-5,19	15,00	0,01	0,01	-50,00	5,08	4,06	-25,12
348	354	-	-69,49	N/A	-	0,19	N/A	-	15,21	N/A
1 132	1 219	-108,16	-46,81	-131,07	0,41	0,08	-385,38	29,43	13,58	-116,72
1 132	1 145	70,85	1901	-272,64	0,36	0,03	-1342,63	14,23	4,29	-231,70
354	1 840	-	-69,63	N/A	-	0,14	N/A	-	15,54	N/A
1 120	1 140	-53,18	-13,16	-304,17	0,01	0,00	-320,00	10,85	5,35	-102,80
368	246	-	-39,32	N/A	-	0,12	N/A	-	9,52	N/A
1 444	228	-	26,71	N/A	-	0,20	N/A	-	11,37	N/A
1 840	1 845	-	-40,58	N/A	-	0,08	N/A	-	9,39	N/A
1 498	1 499	-24,05	-24,83	3,13	0,05	0,05	-5,10	17,01	16,58	-2,59

Fuente: NEPLAN[®], versión 5.5.4.

Tabla XXI. **Flujos de potencia [megavatio amperio reactivo] y pérdidas [megavatio amperio reactivo] en líneas monitoreadas época húmeda**

Barra		Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
Procedencia	Destino	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LÍNEAS MONITOREADAS EN EL SNI CON EL PET-2009							
1 101	1 124	-21,40	-34,82	38,54	-4,18	-4,48	6,51
1 101	1 124	-21,40	-34,82	38,54	-4,18	-4,48	6,51
1 101	1 140	-34,58	-42,49	18,62	-1,72	-1,82	5,67
1 102	1 106	-0,10	-2,51	95,97	-0,10	-0,10	4,08

Continuación de la tabla XXI.

1 102	1 106	-0,82	-2,50	67,16	-0,07	-0,08	3,99
1 102	1 109	-8,31	-33,59	75,26	-7,44	-8,68	14,28
1 102	1 140	7,33	5,82	-25,84	-1,63	-1,75	6,70
1 103	1 141	-42,70	-63,37	32,62	-1,16	-1,29	9,54
1 103	1 141	-42,70	-63,37	32,62	-1,16	-1,29	9,54
1 141	1 771	-77,62	-64,22	-20,86	-19,57	-24,29	19,46
1 141	1 444	0,01	-26,74	100,05	-6,03	-7,55	20,14
1 141	1 448	-0,01	-26,69	99,96	-6,03	-7,55	20,16
1 141	1 845	-5,27	-5,28	0,13	-8,00	-8,54	6,30
1 141	1 845	-5,27	-5,28	0,13	-8,00	-8,54	6,30
1423	1 755	-6,85	-11,05	37,97	-2,02	-2,03	0,45
1 423	1 795	-5,51	-9,63	42,77	-0,09	-0,09	1,18
1 840	1 841	7,42	-8,96	182,73	-9,41	-15,34	38,66
1 497	1 498	-5,20	-2,67	-95,16	-1,19	-1,29	8,00
1 113	1 755	-0,84	0,19	537,50	-1,31	-1,35	2,86
1 106	1 109	-8,28	-33,88	75,57	-7,25	-8,49	14,63
1 106	1 132	-22,20	-6,07	-265,57	-3,94	-4,23	7,00
1 106	1 120	13,25	11,15	-18,79	-0,95	-1,08	12,02
1 820	1 821	12,95	-8,45	253,29	3,33	-0,92	461,45
1 119	1 841	-	9,03	N/A	-	-7,98	N/A
1 119	1841	16,83	7,23	-132,62	-3,23	-6,63	51,28
1 119	368	-	-7,01	N/A	-	-10,96	N/A
1 107	1 108	-3,32	21,62	115,35	-4,42	-4,72	6,49
1 107	1 108	-3,32	21,62	115,35	-4,42	-4,72	6,49
1 107	1 109	-17,35	-31,56	45,03	-3,05	-3,11	2,08
1 107	1 109	-17,35	-31,56	45,03	-3,05	-3,11	2,08
1 107	1 124	20,80	-3,26	738,69	-5,74	-6,48	11,48
1 108	247	-	1,41	N/A	-	-3,38	N/A
1 108	247	-	1,41	N/A	-	-3,38	N/A
1 108	1 771	-4,77	-26,92	82,30	-10,68	-11,19	4,61
210	247	-	-17,19	N/A	-	-4,48	N/A
210	247	-	-17,19	N/A	-	-4,48	N/A
1 109	246	-	9,23	N/A	-	-7,14	N/A
1 109	246	-	9,23	N/A	-	-7,14	N/A
1 821	224	-	1,42	N/A	-	-1,37	N/A
224	1 822	-	-4,66	N/A	-	-0,58	N/A
1 841	348	-	-4,30	N/A	-	-13,29	N/A
1 445	1 493	-0,15	-3,58	95,75	-0,90	-0,96	6,65
228	264	-	-21,57	N/A	-	-16,53	N/A
1 110	1 119	8,91	-41,55	121,43	-3,62	-6,72	46,09
1 110	1 145	18,63	3,04	-512,32	-5,41	-6,83	20,74
246	210	-	-20,68	N/A	-	-3,50	N/A
246	210	-	-20,68	N/A	-	-3,50	N/A
246	290	-	-28,49	N/A	-	-7,54	N/A
246	290	-	-28,49	N/A	-	-7,54	N/A
247	1 444	-	-1,89	N/A	-	-16,01	N/A
247	1 448	-	-1,92	N/A	-	-16,01	N/A
1 124	28	-21,01	-21,96	4,29	-17,01	-17,88	4,90

Continuación de la tabla XXI

1 124	1 129	-34,22	-35,48	3,54	-12,81	-13,55	5,47
1 795	1 434	-5,42	-9,54	43,17	-3,15	-3,22	2,23
1 126	1 129	-21,41	-21,93	2,35	-0,52	-0,55	5,39
1 125	28 161	-5,92	-5,99	1,10	-9,80	-10,28	4,69
1 125	1 126	3,88	4,30	9,70	-0,55	-0,58	4,68
264	1 710	-	-22,40	N/A	-	-26,25	N/A
1 140	1 219	-	-28,92	N/A	-	-7,31	N/A
1 710	1 771	-51,63	-57,01	9,44	-9,53	-11,16	14,63
1 710	3 183	-23,87	-26,19	8,85	-25,29	-27,61	8,39
290	1 140	-	-43,80	N/A	-	-2,34	N/A
1 821	1 822	8,11	-5,17	256,85	4,41	-2,03	316,83
1 422	1 445	-2,15	-5,83	63,08	-2,67	-2,87	6,96
1 422	1 434	-1,86	-4,74	60,74	0,09	-0,25	135,30
1 493	1 497	-6,00	-3,32	-80,53	-1,69	-1,82	6,98
348	354	-	-12,76	N/A	-	-8,47	N/A
1 132	1 219	-17,20	-21,55	20,18	-2,22	-4,55	51,29
1 132	1 145	7,22	-10,93	166,05	-11,26	-13,80	18,43
354	1 840	-	-18,89	N/A	-	-6,12	N/A
1 120	1 140	11,61	24,03	51,67	-0,14	-0,15	10,13
368	246	-	-19,00	N/A	-	-15,95	N/A
1 444	228	-	-45,40	N/A	-	-29,64	N/A
1 840	1 845	-	-15,77	N/A	-	-11,01	N/A
1 498	1 499	-6,64	-4,31	-53,94	-0,56	-0,62	9,99

Fuente: NEPLAN®, versión 5.5.4.

Tabla XXII. **Voltajes en barras [p.u.] y ángulo [porcentaje] en barras monitoreadas época húmeda**

Número Nodo	Nombre Nodo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
		CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
1 101	AGU-230	1,021	-10,6	1,042	-5,7	2,0	-86,0
28 161	AHU-230	1,031	-12,6	1,056	-7,6	2,4	-65,8
1 102	ALB-230	1,020	-10,5	1,040	-5,5	2,0	-90,9
1 103	CHX-231	1,041	-5,5	1,056	-3,3	1,4	-66,7
1 141	CHX-233	1,042	-5,9	1,058	-3,7	1,5	-59,5
1 423	CLL-138	1,015	-13,8	1,034	-8,4	1,8	-64,3
1 840	COV-230	1,022	-8,5	1,059	-4,1	3,5	-107,3
1 497	CQM-138	0,994	-18,8	1,028	-13,4	3,3	-40,3
1 113	ESC-138	1,018	-12	1,033	-6,5	1,5	-84,6
1 106	ESC-231	1,020	-10,5	1,040	-5,5	2,0	-90,9
1 151	ESC-691	1,000	-12	1,022	-6,1	2,1	-96,7
1 820	ESP-138	0,982	-18,3	1,054	-8,7	6,9	-110,3
1 119	ESP-230	0,992	-14,8	1,049	-7,6	5,5	-94,7

Continuación de la tabla XXII

1 304	ESP-69	0,985	-22,9	1,042	-13,5	5,5	-69,6
1 755	GCS-138	1,018	-12	1,033	-6,6	1,4	-81,8
1 107	GES-231	1,016	-12,5	1,045	-7,5	2,8	-66,7
1 108	GNO-231	1,016	-12,3	1,048	-7,4	3,1	-66,2
210	GOE-230	-	-	1,048	-7,1	N/A	N/A
1 109	GSU-231	1,014	-12,5	1,043	-7,3	2,8	-71,2
1 795	HRU-138	1,015	-13,8	1,034	-8,4	1,8	-64,3
1 822	HUE-138	0,934	-25,8	1,049	-11,2	11,0	-130,4
224	HUE-138-2	-	-	1,055	-9,4	N/A	N/A
1 841	HUE-232	1,002	-13,1	1,054	-7	4,9	-87,1
1 305	HUE-69	0,935	-32,3	1,062	-16,3	12,0	-98,2
1 445	IPA-138	0,998	-18,9	1,029	-13,4	3,0	-41,0
228	IZB-230	-	-	1,077	-7	N/A	N/A
1 110	LBR-231	1,002	-12,4	1,039	-5,9	3,6	-110,2
1 128	LBR-400	1,002	-5,6	1,009	0,6	0,7	1033,3
1 306	LBR-691	0,996	-17,6	1,027	-9,8	3,0	-79,6
246	LCE-230	-	-	1,047	-7	N/A	N/A
247	LDR-230	-	-	1,050	-7,1	N/A	N/A
1 124	LVG-230	1,023	-11,7	1,048	-6,7	2,3	-74,6
1 219	MAG-230	1,018	-8,8	1,038	-4,7	1,9	-87,2
1 218	MAG-69	1,018	-8,8	1,038	-4,7	1,9	-87,2
1 434	MOY-138	1,014	-15	1,038	-9,7	2,3	-54,6
1 126	MOY-230	1,031	-12,7	1,056	-7,6	2,4	-67,1
1 125	MOY-231	1,031	-12,7	1,056	-7,6	2,4	-67,1
1 129	MOY-232	1,031	-12,7	1,056	-7,6	2,4	-67,1
264	MRS-230	-	-	1,080	-7,7	N/A	N/A
1 140	PAC-230	1,021	-10,4	1,041	-5,5	2,0	-89,1
1 499	PAN-138	0,995	-17,9	1,031	-12,4	3,5	-44,4
1 710	PAN-230	1,037	-14,1	1,083	-8,7	4,2	-62,1
1 409	PAN-69	0,987	-16,3	1,026	-10,9	3,8	-49,5
1 145	PGO-231	1,008	-11,7	1,041	-5,8	3,1	-101,7
290	PLT-230	-	-	1,043	-6,4	N/A	N/A
1 821	POL-138	0,963	-21	1,053	-9,6	8,6	-118,8
1 422	PRO-138	1,002	-17,8	1,029	-12,3	2,6	-44,7
1 493	RGR-138	0,997	-19,1	1,029	-13,6	3,1	-40,4
1771	SAS-230	1,015	-12,7	1,058	-8	4,0	-58,8
348	SEU-230	-	-	1,059	-5,6	N/A	N/A
1 132	SIQ-230	1,018	-10,2	1,041	-5,4	2,2	-88,9
354	SJI-230	-	-	1,060	-4,7	N/A	N/A
1 120	SJQ-230	1,020	-10,4	1,041	-5,5	2,0	-89,1
3183	SNC-230	1,048	-14,8	1,095	-9,4	4,3	-57,4
368	SOL-230	-	-	1,048	-8	N/A	N/A
1 444	TIC-231	1,033	-8,2	1,057	-5,8	2,3	-41,4
1 448	TIC-232	1,033	-8,2	1,057	-5,8	2,3	-41,4
1 845	UJP-230	1,043	-5,4	1,058	-3,4	1,4	-58,8
1 498	ZCA-138	0,994	-18,3	1,030	-12,8	3,5	-43,0

Fuente: NEPLAN®, versión 5.5.4.

Tabla XXIII. **Flujos de potencia [megavatio] y factor de utilización [porcentaje] en transformadores monitoreados época húmeda**

Nombre Txfo	Potencia			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
ALB 230/69	16,52	6,46	-155,59	20,71	13,62	-52,06
LBR 400/230	119,69	119,74	0,05	53,29	54,24	1,75
MOY 230/138	47,22	45,12	-4,65	71,44	68,64	-4,08
MAG 230/69	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ESC 230/138	23,55	16,57	-42,17	15,71	14,92	-5,29
LBR 230/69	77,87	62,39	-24,82	43,49	35,43	-22,75
ESP 230/69	111,67	91,76	-21,70	62,51	51,33	-21,78
ESP 230/138	93,41	34,44	-171,22	63,52	23,53	-169,95
PAN 138/69	-24,05	-24,83	3,13	23,76	24,00	1,00
PAN 230/69	30,57	34,45	11,26	21,57	22,97	6,09
HUE 138/69	77,00	76,92	-0,10	85,65	85,84	0,22
HUE 230/138	0,00	56,50	100,00	0,00	35,75	100,00

Fuente: NEPLAN[®], versión 5.5.4.

Tabla XXIV. **Ahorro de pérdidas de potencia [megavatio] en el SNI al incluir el PET 1–2009 época húmeda**

Época Húmeda	Pérdidas MW		
	CB	CP	Ahorro
Máxima	86,653	65,706	20,947

Fuente: NEPLAN[®], versión 5.5.4.

La tabla XX muestra los flujos de potencia activa [megavatio], a través de las líneas de transmisión así como las pérdidas de potencia y el factor de utilización correspondientes a la época húmeda del 2018, las celdas con fondo gris muestran las nuevas líneas incluidas en el SNI, con la inclusión de las obras del PET 1–2009.

De acuerdo a lo mostrado en la tabla XX las líneas presentan una mayor reducción en su factor de utilización se puede mencionar: la línea que parte de

la subestación Alborada 230 kV hacia la subestación Pacífico 230 kV con un valor del 201,66 %; la línea que parte de la subestación Escuintla 230 kV hacia la subestación San Joaquín 230 kV con un valor del 199,74 %; la línea que parte de la subestación Esperanza 138 kV hacia la subestación Pologua 138 kV con un valor del 185,49 %; la línea que parte de la subestación Esperanza 230 kV hacia la subestación Huehuetenango 230 kV con un valor de 211,16 %; la línea que parte de la subestación Los Brillantes 230 KV hacia la subestación Palo Gordo 230 kV con un valor del 291,22 %; la línea que parte de la subestación Pologuá 138 kV hacia la subestación Huehuetenango 138 kV con un valor de 187 %; la línea que parte de la subestación Siquinalá 230 kV hacia la subestación Magdalena 230 kV con un valor del 116,72 %; la línea que parte de la subestación Siquinalá 230 kV hacia la subestación Palo Gordo 230 kV con un valor de 231,70 % y por último la línea que parte de la subestación San Joaquín 230 kV hacia la subestación Pacífico con un valor de 102,80 %. Esto permite ver que una de las ventajas de la puesta en operación del proyecto da como resultado aumentar la capacidad de transporte de las líneas por medio de la reducción de sus factores de utilización. Estos factores de utilización se resaltan en la tabla XX en color amarillo de fondo.

En la tabla XXI se muestran los flujos de potencia reactiva [megavoltio amperio reactivo] así como las pérdidas a través de las líneas de transmisión monitoreadas para la época húmeda. En la tabla XXII se muestran el voltaje y el ángulo en las barras monitoreadas, es importante mencionar que los valores en color rojo, son voltajes que con la inclusión del PET 1–2009, aumentaron de valor por encima del valor límite (1,05 p.u., valor definido en el la sección de criterios y premisas de la simulación) y los valores en color rosado muestran los valores por debajo del valor límite (0,95 p.u., valor definido en la sección de criterios y premisas de la simulación).

Como se puede observar en la tabla XXII los voltajes en las barras de 138 y 69 kV de la subestación Huehuetenango son mejorados con la implementación del proyecto. Algo a resaltar es el incremento en algunos nodos del sistema con él la implementación del proyecto, esto debido a las líneas nuevas que son construidas, logrando así que los centros de consumo se encuentren más cerca de los centros de generación.

En la tabla XXIII se muestran la cargabilidad de los transformadores monitoreados, mostrando también la variación en la cargabilidad de los mismos entre la simulación del caso base y el caso proyecto, al igual que en la época seca, el transformador de la subestación Esperanza 230 kV, se ve reducido su factor de utilización en un 169,95 % por medio de la instalación del transformador en la subestación Huehuetenango 320/138 kV. Por último en la tabla XXIV se muestran el ahorro de pérdidas que representa la puesta en operación de las obras del PET 1–2009, con un valor de 14,794 MW de potencia, evidenciándose así una ventaja de las obras del proyecto.

3.4.3. Resultados de corto circuito

Para esta simulación también fue importante presentar los niveles de corto circuito en los nodos monitoreados con el proyecto, tanto para el caso base (CB) como para el caso proyecto (CP), de igual forma para el estudio de corto circuito también se tuvieron en cuenta los escenarios de época seca y época húmeda para el 2018 en horas de demanda máxima.

Para la simulación se consideró la base de datos proporcionada por el AMM y la CNEE, las tablas permiten observar que la inclusión de las obras del PET 1 – 2009, incide positivamente en los niveles máximos de corto circuito, para los niveles que se tienen en la red de 230 kV, o menores a los niveles que

se tiene en los interruptores de las subestaciones en análisis, 40 kA. En conclusión la simulación determinó que no se presentan niveles de corto circuito por encima de la capacidad de la red para ambas épocas.

Tabla XXV. **Niveles de corriente de corto circuito época seca 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]
1 101	AGU-230	13,53	-82,02	11 322	1 353,1	14,67	-81,32	12 274,0	1 466,9
28 161	AHU-230	5,20	-81,24	4 351	520,0	4,05	-77,92	3 388,0	404,9
1 102	ALB-230	16,31	-84,79	13 647	1 631,0	19,91	-84,75	16 661,0	1 991,2
1 103	CHX-231	8,55	-82	7 157	855,3	9,58	-83,12	8 012,0	957,5
1 141	CHX-233	8,72	-81,76	7 295	871,8	9,39	-82,27	7 855,0	938,8
1 423	CLL-138	4,48	-78,63	3 750	448,2	4,70	-79,9	3 930,0	469,7
1 840	COV-230	2,66	-84,71	2 222	265,6	2,88	-85,47	2 412,0	288,3
1 497	CQM-138	2,80	-79,21	2 343	280,0	2,61	-77,94	2 180,0	260,5
1 113	ESC-138	8,86	-84,75	7 410	885,6	11,35	-85,12	9 501,0	1 135,5
1 106	ESC-231	16,37	-84,81	13 695	1 636,7	20,03	-84,8	16 764,0	2 003,5
1 151	ESC-691	25,59	-86,37	21 412	2 559,0	30,22	-86,75	25 285,0	3 021,8
1 820	ESP-138	4,46	-86,99	3 730	445,8	4,87	-86,89	4 075,0	487,0
1 119	ESP-230	5,44	-83,88	4 551	543,9	5,94	-84,06	4 968,0	593,7
1 304	ESP-69	9,55	-83,21	7 987	954,5	12,15	-83,56	10 165,0	1 214,8
1 755	GCS-138	6,36	-81,18	5 322	636,0	7,11	-81,79	5 949,0	711,0
1 107	GES-231	12,91	-83,3	10 805	1 291,3	15,30	-83,16	12 798,0	1 529,5
1 108	GNO-231	11,64	-82,87	9 737	1 163,7	13,52	-82,78	11 314,0	1 352,2
210	GOE-230	-	-	-	-	-	-	-	-
1 109	GSU-231	13,09	-83,46	10 956	1 309,4	15,09	-83,04	12 625,0	1 508,8
1 795	HRU-138	4,47	-78,63	3 741	447,1	4,78	-80,18	3 996,0	477,6
1 822	HUE-138	1,99	-79,92	1 669	199,5	2,24	-81,34	1 873,0	223,8
224	HUE-138-2	-	-	-	-	-	-	-	-
1 841	HUE-232	3,96	-83,98	3 312	395,8	3,59	-82,89	3 005,0	359,1
1 305	HUE-69	2,75	-83,06	2 305	275,5	3,56	-83,69	2 976,0	355,7
1 445	IPA-138	2,94	-77,92	2 456	293,5	2,27	-76,23	1 899,0	227,0
228	IZB-230	-	-	-	-	-	-	-	-
1 110	LBR-231	8,87	-84,73	7 424	887,3	9,16	-84,25	7 661,0	915,6
1 128	LBR-400	9,04	-86,21	7 564	904,0	7,04	-85,75	5 893,0	704,3
1 306	LBR-691	13,89	-84,72	11 621	1 388,8	17,06	-84,75	14 271,0	1 705,5
246	LCE-230	-	-	-	-	-	-	-	-
247	LDR-230	-	-	-	-	-	-	-	-
1 124	LVG-230	11,38	-82,54	9 522	1 138,0	11,22	-80,43	9 392,0	1 122,5
1 219	MAG-230	9,48	-84,3	7 931	947,8	9,57	-84,86	8 009,0	957,2
1 218	MAG-69	7,62	-88,52	6 378	762,2	8,11	-88,75	6 783,0	810,6
1 434	MOY-138	5,85	-82,5	4 893	584,8	5,30	-80,91	4 438,0	530,4
1 126	MOY-230	6,19	-81,22	5 180	619,1	5,07	-78,35	4 241,0	506,8
1 125	MOY-231	6,10	-81,21	5 105	610,1	4,97	-78,31	4 155,0	496,6
1 129	MOY-232	6,24	-81,23	5 220	623,9	5,11	-78,34	4 273,0	510,7
264	MRS-230	-	-	-	-	-	-	-	-
1 140	PAC-230	15,49	-84,48	12 959	1 548,7	18,16	-83,91	15 199,0	1 816,5
1 499	PAN-138	3,00	-81,39	2 514	300,5	4,12	-82,06	3 445,0	411,7
1 710	PAN-230	3,39	-78,14	2 833	338,6	3,45	-79,8	2 886,0	344,9
1 409	PAN-69	8,16	-80,6	6 831	816,4	10,57	-81,58	8 846,0	1 057,2
1 145	PGO-231	8,98	-83,56	7 511	897,7	8,47	-82,08	7 090,0	847,3

Continuación de la tabla XXV.

290	PLT-230	-	-	-	-	-	-	-	-
1 821	POL-138	3,16	-83,15	2 645	316,1	3,25	-82,78	2 721,0	325,2
1 422	PRO-138	3,85	-78,07	3 221	384,9	2,91	-76,1	2 437,0	291,2
1 493	RGR-138	2,84	-78,23	2 374	283,7	2,29	-76,67	1 917,0	229,1
1 771	SAS-230	5,65	-74,73	4 724	564,6	5,97	-76,69	4 998,0	597,3
348	SEU-230	-	-	-	-	-	-	-	-
1 132	SIQ-230	13,69	-84,07	11 454	1 368,9	13,26	-81,65	11 095,0	1 326,0
354	SJI-230	-	-	-	-	-	-	-	-
1 120	SJQ-230	15,49	-84,47	12 964	1 549,3	18,21	-83,9	15 241,0	1 821,5
3 183	SNC-230	1,52	-79,83	1 275	152,4	1,19	-77,75	992,0	118,6
368	SOL-230	-	-	-	-	-	-	-	-
1 444	TIC-231	9,12	-82,7	7 632	912,1	8,68	-81,13	7 262,0	867,9
1 448	TIC-232	9,12	-82,7	7 630	911,9	8,68	-81,13	7 260,0	867,7
1 845	USP-230	6,84	-81,66	5 723	684,0	6,04	-79,48	5 056,0	604,3
1 498	ZCA-138	2,90	-80,47	2 425	289,8	3,32	-79,97	2 776,0	331,8

Fuente: NEPLAN[®], versión 5.5.4.

Tabla XXVI. **Niveles de corriente de corto circuito época seca caso proyecto**

Número o 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]
1 101	AGU-230	15,09	-81,9	12 630	1 509,4	16,19	-81	13 546,0	1 618,9
28 161	AHU-230	5,40	-81,27	4 522	540,4	4,14	-77,83	3 466,0	414,2
1 102	ALB-230	18,08	-85,12	15 131	1 808,3	22,03	-84,86	18 432,0	2 202,8
1 103	CHX-231	11,49	-82,87	9 611	1 148,6	12,38	-83,44	10 359,0	1 238,0
1 141	CHX-233	12,02	-82,8	10 059	1 202,2	12,54	-82,59	10 492,0	1 253,9
1 423	CLL-138	4,54	-78,62	3 800	454,1	4,74	-79,91	3 967,0	474,1
1 840	COV-230	7,99	-83,02	6 686	7991	7,23	-82,5	6 053,0	723,4
1 497	CQM-138	2,90	-79,77	2 428	290,2	2,67	-78,24	2 230,0	266,5
1 113	ESC-138	9,04	-84,83	7 568	904,5	11,57	-85,19	9 678,0	1 156,6
1 106	ESC-231	18,14	-85,14	15 181	1 814,3	22,17	-84,91	18 548,0	2 216,7
1 151	ESC-691	27,48	-85,94	22 996	2 748,3	32,06	-86,39	26 826,0	3 206,0
1 820	ESP-138	6,88	-85,94	5 753	687,5	6,84	-85,88	5 726,0	684,3
1 119	ESP-230	9,42	-83,52	7 883	942,1	9,51	-83,24	7 961,0	951,4
1 304	ESP-69	10,98	-83,82	9 184	1 097,6	13,66	-84,18	11 429,0	1 365,9
1 755	GCS-138	6,45	-81,17	5 401	645,5	7,19	-81,79	6 016,0	719,0
1 107	GES-231	15,30	-83,89	12 805	1 530,3	17,89	-83,33	14 968,0	1 788,8
1 108	GNO-231	14,77	-83,66	12 355	1 476,6	17,09	-83,19	14 300,0	1 709,0
210	GOE-230	14,28	-83,75	11 950	1 428,2	15,23	-82,19	12 745,0	1 523,2
1 109	GSU-231	15,79	-84,16	13 208	1 578,5	18,23	-83,32	15 252,0	1 822,8
1 795	HRU-138	4,53	-78,63	3 791	453,1	4,82	-80,19	4 034,0	482,1
1 822	HUE-138	4,43	-81,62	3 704	442,7	4,38	-82,29	3 665,0	438,0
224	HUE-138-2	6,24	-85,22	5 218	623,6	6,16	-84,71	5 155,0	616,1
1 841	HUE-232	8,20	-83,24	6 860	819,8	7,36	-81,89	6 162,0	736,4
1 305	HUE-69	4,43	-85,82	3 705	442,8	5,42	-6,1	4 538,0	542,3
1 445	IPA-138	3,01	-78,21	2 516	300,7	2,30	-76,36	1 924,0	229,9
228	IZB-230	4,69	-81,07	3 923	468,8	3,56	-79,06	2 981,0	356,3

Continuación de la tabla XXVI.

1 110	LBR-231	10,51	-84,73	8 796	1 051,2	10,32	-84,08	8 633,0	1 031,7
1 128	LBR-400	9,15	-86,31	7 657	915,1	7,13	-85,72	5 964,0	7128
1 306	LBR-691	14,49	-84,78	12 126	1 449,2	17,60	-84,85	14 723,0	1 759,6
246	LCE-230	15,24	-84,08	12 748	1 523,5	16,28	-81,89	13 621,0	1 627,9
247	LDR-230	14,47	-83,72	12 106	1 446,8	15,64	-82,39	13 089,0	1 564,3
1 124	LVG-230	12,46	-82,69	10 425	1 245,9	12,02	-80,27	10 061,0	1 202,4
1 219	MAG-230	13,23	-84,42	11 067	1 322,6	13,24	-83,66	11 080,0	1 324,2
1 218	MAG-69	7,96	-88,77	6 659	795,8	8,32	-88,93	6 965,0	832,4
1 434	MOY-138	5,99	-82,64	5 009	598,6	5,39	-80,97	4 507,0	538,6
1 126	MOY-230	6,48	-81,27	5 421	647,9	5,21	-78,26	4 360,0	521,1
1 125	MOY-231	6,38	-81,25	5 339	638,1	5,10	-78,21	4 270,0	510,3
1 129	MOY-232	6,53	-81,28	5 466	653,2	5,25	-78,24	4 395,0	525,3
264	MRS-230	4,30	-80,67	3 600	430,2	3,62	-80,22	3 033,0	362,5
1 140	PAC-230	17,92	-85,04	14 998	1 792,4	21,25	-84,23	17 779,0	2 124,8
1 499	PAN-138	3,16	-82,37	2 645	316,1	4,32	-82,98	3 611,0	431,6
1 710	PAN-230	4,69	-79,42	3 921	468,6	4,56	-80,38	3 814,0	455,8
1 409	PAN-69	9,06	-82,01	7 581	906,0	11,62	-82,85	9 719,0	1 161,5
1 145	PGO-231	9,65	-83,44	8 077	965,3	8,88	-81,88	7 429,0	887,9
290	PLT-230	14,23	-83,88	11 904	1 422,7	14,34	-81,72	12 003,0	1 434,5
1 821	POL-138	5,95	-83,67	4 977	594,8	5,58	-82,8	4 673,0	558,5
1 422	PRO-138	3,93	-78,21	3 285	392,6	2,94	-76,15	2 463,0	294,4
1 493	RGR-138	2,92	-78,59	2 440	291,6	2,33	-76,84	1 946,0	232,6
1 771	SAS-230	6,62	-75,4	5 540	662,1	6,75	-77,09	5 646,0	674,8
348	SEU-230	6,10	-82,22	5 108	610,5	4,55	-78,93	3 806,0	454,9
1 132	SIQ-230	14,26	-84,11	11 928	1 425,5	13,70	-81,54	11 467,0	1 370,4
354	SJI-230	6,57	-82,41	5 498	657,1	5,14	-79,8	4 300,0	513,9
1 120	SJQ-230	17,80	-84,88	14 894	1 780,0	21,09	-84,08	17 643,0	2 108,5
3 183	SNC-230	1,74	-80,55	1 457	174,1	1,30	-77,74	1 084,0	129,6
368	SOL-230	8,41	-82,53	7 038	841,1	7,65	-81,62	6 400,0	764,9
1 444	TIC-231	13,01	-83,58	10 883	1 300,6	12,59	-81,5	10 537,0	1 259,3
1 448	TIC-232	13,00	-83,58	10 878	1 300,0	12,59	-81,5	10 533,0	1 258,8
1 845	USP-230	9,93	-82,79	8 309	993,0	8,66	-80,08	7 249,0	866,3
1 498	ZCA-138	3,03	-81,26	2 536	303,1	3,43	-80,55	2 873,0	343,4

Fuente: NEPLAN®, versión 5.5.4.

Tabla XXVII. **Incremento de niveles de corriente de corto circuito en época seca**

Número Nodo	Nombre Nodo	LLL Ia [p.u.]	LLL Ángulo [°]	LLL Ia [A]	LLL S [MVA]	LT Ia [p.u.]	LT Ángulo [°]	LT Ia [A]	LT S [MVA]
1 101	AGU-230	1,56	0,12	1 308	156,3	1,52	0,32	1 272,0	152,0
28 161	AHU-230	0,20	-0,03	171	20,4	0,09	0,09	78,0	9,3
1 102	ALB-230	1,77	-0,33	1 484	177,4	2,12	-0,11	1 771,0	211,7
1 103	CHX-231	2,93	-0,87	2 454	293,3	2,80	-0,32	2 347,0	280,5
1 141	CHX-233	3,30	-1,04	2 764	330,3	3,15	-0,32	2 637,0	315,2
1 423	CLL-138	0,06	0,01	50	6,0	0,04	-0,01	37,0	4,4
1 840	COV-230	5,33	1,69	4 464	533,5	4,35	2,97	3 641,0	435,1
1 497	CQM-138	0,10	-0,56	85	10,2	0,06	-0,3	50,0	6,0

Continuación de la tabla XXVII.

1 113	ESC-138	0,19	-0,08	158	18,9	0,21	-0,07	177,0	21,2
1 106	ESC-231	1,78	-0,33	1 486	177,6	2,13	-0,11	1 784,0	213,2
1 151	ESC-691	1,89	0,43	1 584	189,3	1,84	0,36	1 541,0	184,2
1 820	ESP-138	2,42	1,05	2 023	241,8	1,97	1,01	1 651,0	197,3
1 119	ESP-230	3,98	0,36	3 332	398,2	3,58	0,82	2 993,0	357,7
1 304	ESP-69	1,43	-0,61	1 197	143,1	1,51	-0,62	1 264,0	151,1
1 755	GCS-138	0,09	0,01	79	9,4	0,08	0	67,0	8,0
1 107	GES-231	2,39	-0,59	2 000	239,0	2,59	-0,17	2 170,0	259,3
1 108	GNO-231	3,13	-0,79	2 618	312,9	3,57	-0,41	2 986,0	356,9
210	GOE-230	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
1 109	GSU-231	2,69	-0,7	2 252	269,1	3,14	-0,28	2 627,0	314,0
1 795	HRU-138	0,06	0	50	6,0	0,05	-0,01	38,0	4,5
1 822	HUE-138	2,43	-1,7	2 035	243,2	2,14	-0,95	1 792,0	214,2
224	HUE-138-2	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
1 841	HUE-232	4,24	0,74	3 548	424,0	3,77	1	3 157,0	377,3
1 305	HUE-69	1,67	-2,76	1 400	167,3	1,87	-2,41	1 562,0	186,7
1 445	IPA-138	0,07	-0,29	60	7,2	0,03	-0,13	25,0	3,0
228	IZB-230	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
1 110	LBR-231	164	0	1 372	164,0	1,16	0,17	972,0	116,2
1 128	LBR-400	0,11	-0,1	93	11,1	0,08	0,03	71,0	8,5
1 306	LBR-691	0,60	-0,06	505	60,4	0,54	-0,1	452,0	54,0
246	LCE-230	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
247	LDR-230	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
1 124	LVG-230	1,08	-0,15	903	107,9	0,80	0,16	669,0	80,0
1 219	MAG-230	3,75	-0,12	3 136	374,8	3,67	1,2	3 071,0	367,0
1 218	MAG-69	0,34	-0,25	281	33,6	0,22	-0,18	182,0	21,8
1 434	MOY-138	0,14	-0,14	116	13,9	0,08	-0,06	69,0	8,2
1 126	MOY-230	0,29	-0,05	241	28,8	0,14	0,09	119,0	14,2
1 125	MOY-231	0,28	-0,04	234	28,0	0,14	0,1	115,0	13,7
1 129	MOY-232	0,29	-0,05	246	29,4	0,15	0,1	122,0	14,6
264	MRS-230	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
1 140	PAC-230	2,44	-0,56	2 039	243,7	3,08	-0,32	2 580,0	308,3
1 499	PAN-138	0,16	-0,98	131	15,7	0,20	-0,92	166,0	19,8
1 710	PAN-230	1,30	-1,28	1 088	130,0	1,11	-0,58	928,0	110,9
1 409	PAN-69	0,90	-1,41	750	89,6	1,04	-1,27	873,0	104,3
1 145	PGO-231	0,68	0,12	566	67,6	0,41	0,2	339,0	40,5
290	PLT-230	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
1 821	POL-138	2,79	-0,52	2 332	278,7	2,33	-0,02	1 952,0	233,3
1 422	PRO-138	0,08	-0,14	64	7,6	0,03	-0,05	26,0	3,1
1 493	RGR-138	0,08	-0,36	66	7,9	0,03	-0,17	29,0	3,5
1 771	SAS-230	0,98	-0,67	816	97,5	0,77	-0,4	648,0	77,4
348	SEU-230	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
1 132	SIQ-230	0,57	-0,04	474	56,6	0,44	0,11	372,0	44,5
354	SJI-230	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
1 120	SJQ-230	2,31	-0,41	1 930	230,7	2,87	-0,18	2 402,0	287,1
3 183	SNC-230	0,22	-0,72	182	21,8	0,11	0,01	92,0	11,0
368	SOL-230	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
1 444	TIC-231	3,89	-0,88	3 251	388,5	3,91	-0,37	3 275,0	391,4
1 448	TIC-232	3,88	-0,88	3 248	388,2	3,91	-0,37	3 273,0	391,2
1 845	USP-230	3,09	-1,13	2 586	309,1	2,62	-0,6	2 193,0	262,1
1 498	ZCA-138	0,13	-0,79	111	13,3	0,12	-0,58	97,0	11,6

Fuente: NEPLAN®, versión 5.5.4.

Tabla XXVIII. Niveles de corriente de corto circuito época húmeda
caso base

Número Nodo	Nombre Nodo	LLL Ia [p.u.]	LLL Ángulo [°]	LLL Ia [A]	LLL S [MVA]	LT Ia [p.u.]	LT Ángulo [°]	LT Ia [A]	LT S [MVA]
1 101	AGU-230	13,54	-82,13	11 328	1 353,8	14,67	-81,4	12 273,0	1 466,8
28 161	AHU-230	5,23	-81,25	4 373	522,6	4,06	-77,92	3 397,0	406,0
1 102	ALB-230	16,13	-84,83	13 500	1 613,4	19,73	-84,78	16 507,0	1 972,8
1 103	CHX-231	9,00	-82,23	7 529	899,8	9,94	-83,33	8 317,0	994,0
1 141	CHX-233	9,21	-82,02	7 706	921,0	9,76	-82,47	8 165,0	975,8
1 423	CLL-138	4,52	-78,52	3 784	452,2	4,73	-79,84	3 954,0	472,5
1 840	COV-230	2,62	-84,73	2 194	262,2	2,86	-85,47	2 392,0	285,9
1 497	CQM-138	2,81	-79,18	2 352	281,1	2,61	-77,91	2 185,0	261,1
1 113	ESC-138	9,19	-84,65	7 686	918,6	11,71	-85,05	9 799,0	1 171,1
1 106	ESC-231	16,19	-84,86	13 545	1 618,8	19,85	-84,83	16 606,0	1 984,6
1 151	ESC-691	22,34	-86,99	18 692	2 233,9	27,12	-87,2	22 695,0	2 712,3
1 820	ESP-138	4,36	-86,94	3 646	435,7	4,79	-86,84	4 012,0	479,5
1 119	ESP-230	5,20	-83,92	4 347	519,5	5,76	-84,04	4 816,0	575,6
1 304	ESP-69	9,24	-83,46	7 730	923,8	11,85	-83,68	9 917,0	1 185,2
1 755	GCS-138	6,49	-81,02	5 427	648,6	7,21	-81,68	6 036,0	721,4
1 107	GES-231	13,26	-83,37	11 096	1 326,1	15,60	-83,21	13 056,0	1 560,3
1 108	GNO-231	11,97	-82,89	10 013	1 196,7	13,81	-82,79	11 552,0	1 380,6
210	GOE-230	-	-	-	-	-	-	-	-
1 109	GSU-231	13,45	-83,57	11 256	1 345,2	15,39	-83,11	12 876,0	1 538,8
1 795	HRU-138	4,51	-78,53	3 773	450,9	4,80	-80,11	4 020,0	480,4
1 822	HUE-138	1,97	-79,97	1 652	197,4	2,22	-81,36	1 859,0	222,2
224	HUE-138-2	-	-	-	-	-	-	-	-
1 841	HUE-232	3,84	-84,02	3 217	384,5	3,53	-82,9	2 956,0	353,3
1 305	HUE-69	2,74	-83,07	2 289	273,6	3,54	-83,69	2 960,0	353,8
1 445	IPA-138	2,94	-77,88	2 464	294,5	2,27	-76,21	1 902,0	227,3
228	IZB-230	-	-	-	-	-	-	-	-
1 110	LBR-231	8,20	-84,62	6 859	819,7	8,69	-84,15	7 271,0	869,0
1 128	LBR-400	8,98	-86,16	7 516	898,2	7,02	-85,72	5 875,0	702,1
1 306	LBR-691	11,83	-84,85	9 900	1 183,2	15,06	-84,66	12 602,0	1 506,1
246	LCE-230	-	-	-	-	-	-	-	-
247	LDR-230	-	-	-	-	-	-	-	-
1 124	LVG-230	11,49	-82,6	9613	1 148,9	11,29	-80,45	9 447,0	1 129,0
1 219	MAG-230	8,22	-83,74	6879	822,1	8,67	-84,41	7 251,0	866,6
1 218	MAG-69	5,62	-88,72	4705	562,3	6,21	-89,05	5 196,0	621,0
1 434	MOY-138	5,88	-82,44	4924	588,5	5,32	-80,88	4 454,0	532,3
1 126	MOY-230	6,23	-81,23	5214	623,1	5,09	-78,35	4 255,0	508,5
1 125	MOY-231	6,14	-81,21	5138	614,1	4,98	-78,3	4 169,0	498,2
1 129	MOY-232	6,28	-81,24	5254	627,9	5,12	-78,33	4 288,0	512,5
264	MRS-230	-	-	-	-	-	-	-	-
1 140	PAC-230	15,41	-84,54	1 2897	1 541,3	18,09	-83,95	15 135,0	1 808,8
1 499	PAN-138	3,02	-81,36	2525	301,8	4,13	-82,03	3 458,0	413,3
1 710	PAN-230	3,42	-78,02	2859	341,7	3,47	-79,73	2 904,0	347,1
1 409	PAN-69	8,22	-80,53	6877	821,9	10,63	-81,53	8 897,0	1 063,3
1 145	PGO-231	8,19	-83,37	6855	819,3	8,00	-82	6 698,0	800,5
290	PLT-230	-	-	-	-	-	-	-	-
1 821	POL-138	3,11	-83,18	2602	311,0	3,22	-82,79	2 693,0	321,8
1 422	PRO-138	3,87	-78,02	3235	386,6	2,92	-76,07	2 442,0	291,8
1 493	RGR-138	2,85	-78,19	2382	284,7	2,29	-76,65	1 920,0	229,5
1 771	SAS-230	5,73	-74,45	4797	573,3	6,04	-76,52	5 052,0	603,8
348	SEU-230	-	-	-	-	-	-	-	-
1 132	SIQ-230	12,80	-83,9	1 0709	1 279,8	12,69	-81,64	10 615,0	1 268,6

Continuación de la tabla XXVIII.

354	SJI-230	-	-	-	-	-	-	-	-
1 120	SJQ-230	15,42	-84,53	12 901	1 541,8	18,14	-83,94	15 175,0	1813,6
3 183	SNC-230	1,53	-79,78	1 281	153,1	1,19	-77,72	994,0	118,8
368	SOL-230	-	-	-	-	-	-	-	-
1 444	TIC-231	9,49	-82,82	7 937	948,6	8,89	-81,17	7 441,0	889,3
1 448	TIC-232	9,48	-82,83	7 935	948,3	8,89	-81,17	7 440,0	889,2
1 845	USP-230	7,34	-82,02	6 142	734,0	6,30	-79,6	5 268,0	629,6
1 498	ZCA-138	2,91	-80,44	2 435	291,0	3,33	-79,94	2 784,0	332,7

Fuente: NEPLAN[®], versión 5.5.4.

Tabla XXIX. **Niveles de corriente de corto circuito 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]
1 101	AGU-230	14,79	-82,06	12 372	1 478,6	15,94	-81,12	13 341,0	1 594,4
28 161	AHU-230	5,39	-81,31	4 508	538,8	4,14	-77,85	3 460,0	413,5
1 102	ALB-230	17,53	-85,14	14 669	1 753,1	21,47	-84,87	17 962,0	2 146,7
1 103	CHX-231	11,72	-83,05	9 809	1 172,3	12,56	-83,57	10 509,0	1 255,9
1 141	CHX-233	12,30	-83,01	10 288	1 229,5	12,73	-82,73	10 655,0	1 273,4
1 423	CLL-138	4,57	-78,54	3 822	456,8	4,76	-79,86	3 983,0	476,0
1 840	COV-230	8,06	-83,14	6 745	806,1	7,27	-82,56	6 086,0	727,3
1 497	CQM-138	2,91	-79,75	2 431	290,5	2,67	-78,24	2 231,0	266,6
1 113	ESC-138	9,34	-84,73	7 811	933,5	11,88	-85,12	9 939,0	1 187,8
1 106	ESC-231	17,59	-85,16	14 715	1 758,6	21,60	-84,92	18 071,0	2 159,7
1 151	ESC-691	23,85	-86,44	19 960	2 385,4	28,68	-86,73	23 998,0	2 868,0
1 820	ESP-138	6,80	-85,94	5 689	679,9	6,80	-85,87	5 686,0	679,5
1 119	ESP-230	9,16	-83,59	7 667	916,3	9,35	-83,27	7 821,0	934,7
1 304	ESP-69	10,80	-84,03	9 034	1 079,7	13,50	-84,29	11 292,0	1 349,5
1 755	GCS-138	6,56	-81,03	5 488	655,9	7,27	-81,69	6 087,0	727,5
1 107	GES-231	15,29	-84	12 796	1 529,3	17,87	-83,41	14 950,0	1 786,7
1 108	GNO-231	14,78	-83,76	12 364	1 477,6	17,09	-83,26	14 300,0	1 709,0
210	GOE-230	14,23	-83,85	11 904	1 422,7	15,18	-82,26	12 705,0	1 518,4
1 109	GSU-231	15,79	-84,29	13 208	1 578,5	18,21	-83,42	15 239,0	1 821,2
1 795	HRU-138	4,56	-78,54	3 812	455,6	4,84	-80,13	4 050,0	484,0
1 822	HUE-138	4,40	-81,66	3 680	439,8	4,36	-82,3	3 650,0	436,2
224	HUE-138-2	6,18	-85,25	5 171	618,0	6,13	-84,72	5 127,0	612,7
1 841	HUE-232	8,06	-83,32	6 746	806,2	7,29	-81,94	6 104,0	729,5
1 305	HUE-69	4,41	-85,83	3 693	441,4	5,41	-86,1	4 527,0	541,0
1 445	IPA-138	3,01	-78,19	2 519	301,0	2,30	-76,35	1 924,0	229,9
228	IZB-230	4,72	-81,07	3 948	471,8	3,57	-79,06	2 990,0	357,3
1110	LBR-231	9,88	-84,62	8 269	988,2	9,92	-84	8 300,0	991,9
1 128	LBR-400	9,11	-86,27	7 624	911,2	7,11	-85,7	5 952,0	711,3
1 306	LBR-691	12,51	-84,88	10 467	1 250,9	15,70	-84,77	13 139,0	1 570,3
246	LCE-230	15,13	-84,19	12 656	1 512,5	16,19	-81,97	13 545,0	1 618,8
247	LDR-230	14,46	-83,82	12 103	1 446,4	15,63	-82,45	13 081,0	1 563,3
1 124	LVG-230	12,34	-82,78	10 323	1 233,7	11,94	-80,34	9 994,0	1 194,4
1 219	MAG-230	12,06	-84,06	10 093	1 206,2	12,43	-83,45	10 398,0	1 242,7

Continuación de la tabla XXIX.

1 218	MAG-69	6,01	-89,11	5 032	601,4	6,52	-89,35	5 457,0	652,2
1 434	MOY-138	5,99	-82,6	5 015	599,4	5,39	-80,94	4 510,0	539,0
1 126	MOY-230	6,46	-81,31	5 403	645,7	5,20	-78,28	4 352,0	520,1
1 125	MOY-231	6,36	-81,29	5 322	636,0	5,09	-78,23	4 262,0	509,4
1 129	MOY-232	6,51	-81,32	5 447	651,0	5,24	-78,27	4 386,0	524,2
264	MRS-230	4,34	-80,67	3 630	433,8	3,64	-80,22	3 047,0	364,2
1 140	PAC-230	17,39	-85,05	14 550	1738,9	20,73	-84,25	17 345,0	2 072,9
1 499	PAN-138	3,17	-82,36	2 649	316,6	4,32	-82,98	3 615,0	432,0
1 710	PAN-230	4,71	-79,4	3 940	470,9	4,57	-80,37	3 825,0	457,1
1 409	PAN-69	9,08	-82	7 600	908,3	11,64	-82,84	9 739,0	1 163,9
1 145	PGO-231	8,96	-83,25	7 495	895,7	8,48	-81,8	7 098,0	848,3
290	PLT-230	14,02	-83,98	11 734	1 402,3	14,20	-81,81	11 883,0	1 420,2
1 821	POL-138	5,90	-83,7	4 933	589,6	5,55	-82,81	4 648,0	555,5
1 422	PRO-138	3,93	-78,18	3 288	393,0	2,94	-76,13	2 464,0	294,5
1 493	RGR-138	2,92	-78,57	2 442	291,8	2,33	-76,83	1 947,0	232,7
1 771	SAS-230	6,65	-75,34	5 561	664,6	6,76	-77,05	5 659,0	676,3
348	SEU-230	6,08	-82,3	5 091	608,4	4,54	-78,97	3 800,0	454,1
1 132	SIQ-230	13,53	-84,02	11 323	1 353,2	13,25	-81,56	11 085,0	1 324,8
354	SJI-230	6,59	-82,5	5513	658,9	5,15	-79,83	4 307,0	514,7
1 120	SJQ-230	17,28	-84,91	14 460	1 728,1	20,58	-84,12	17 224,0	2 058,5
3 183	SNC-230	1,74	-80,54	1 460	174,5	1,30	-77,73	1 085,0	129,7
368	SOL-230	8,24	-82,61	6 895	824,0	7,56	-81,67	6 324,0	755,8
1 444	TIC-231	13,13	-83,7	10 984	1 312,7	12,66	-81,56	10 597,0	1 266,5
1 448	TIC-232	13,12	-83,7	10 979	1 312,1	12,66	-81,56	10 593,0	1 266,0
1 845	USP-230	10,31	-83,08	8 626	1 030,9	8,85	-80,18	7 408,0	885,3
1 498	ZCA-138	3,03	-81,26	2 539	303,4	3,44	-80,54	2 876,0	343,7

Fuente: NEPLAN[®], versión 5.5.4.

Tabla XXX. **Incremento de niveles de corriente de corto circuito
época húmeda**

Número Nodo	Nombre Nodo	LLL Ia [p.u.]	LLL Ángulo [°]	LLL Ia [A]	LLL S [MVA]	LT Ia [p.u.]	LT Ángulo [°]	LT Ia [A]	LT S [MVA]
1 101	AGU-230	1,25	0,07	1 044	124,8	1,28	0,28	1 068,0	127,6
28 161	AHU-230	0,16	-0,06	135	16,1	0,08	0,07	63,0	7,5
1 102	ALB-230	1,40	-0,31	1 169	139,7	1,74	-0,09	1 455,0	173,9
1 103	CHX-231	2,72	-0,82	2 280	272,5	2,62	-0,24	2 192,0	262,0
1 141	CHX-233	3,09	-0,99	2 582	308,6	2,98	-0,26	2 490,0	297,6
1 423	CLL-138	0,05	-0,02	38	4,5	0,03	-0,02	29,0	3,5
1 840	COV-230	5,44	1,59	4 551	543,9	4,41	2,91	3 694,0	441,5
1 497	CQM-138	0,09	-0,57	79	9,4	0,05	-0,33	46,0	5,5
1 113	ESC-138	0,15	-0,08	125	14,9	0,17	-0,07	140,0	16,7
1 106	ESC-231	1,40	-0,3	1 170	139,8	1,75	-0,09	1 465,0	175,1
1 151	ESC-691	1,52	0,55	1 268	151,5	1,56	0,47	1 303,0	155,7
1 820	ESP-138	2,44	1	2 043	244,2	2,00	0,97	1 674,0	200,1
1 119	ESP-230	3,97	0,33	3 320	396,8	3,59	0,77	3 005,0	359,1
1 304	ESP-69	1,56	-0,57	1 304	155,8	1,64	-0,61	1 375,0	164,3
1 755	GCS-138	0,07	-0,01	61	7,3	0,06	-0,01	51,0	6,1

Continuación de la tabla XXX.

1 107	GES-231	2,03	-0,63	1 700	203,2	2,26	-0,2	1 894,0	226,4
1 108	GNO-231	2,81	-0,87	2 351	281,0	3,28	-0,47	2 748,0	328,4
210	GOE-230	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
1 109	GSU-231	2,33	-0,72	1 952	233,3	2,82	-0,31	2 363,0	282,4
1 795	HRU-138	0,05	-0,01	39	4,7	0,04	-0,02	30,0	3,6
1 822	HUE-138	2,42	-1,69	2 028	242,4	2,14	-0,94	1 791,0	214,0
224	HUE-138-2	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
1 841	HUE-232	4,22	0,7	3 529	421,8	3,76	0,96	3 148,0	376,2
1 305	HUE-69	1,68	-2,76	1 404	167,8	1,87	-2,41	1 567,0	187,3
1 445	IPA-138	0,07	-0,31	55	6,6	0,03	-0,14	22,0	2,6
228	IZB-230	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
1 110	LBR-231	1,69	0	1 410	168,5	1,23	0,15	1 029,0	123,0
1 128	LBR-400	0,13	-0,11	108	12,9	0,09	0,02	77,0	9,2
1 306	LBR-691	0,68	-0,03	567	67,8	0,64	-0,11	537,0	64,2
246	LCE-230	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
247	LDR-230	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
1 124	LVG-230	0,85	-0,18	710	84,9	0,65	0,11	547,0	65,4
1 219	MAG-230	3,84	-0,32	3 214	384,1	3,76	0,96	3 147,0	376,1
1 218	MAG-69	0,39	-0,39	327	39,1	0,31	-0,3	261,0	31,2
1 434	MOY-138	0,11	-0,16	91	10,9	0,07	-0,06	56,0	6,7
1 126	MOY-230	0,23	-0,08	189	22,6	0,12	0,07	97,0	11,6
1 125	MOY-231	0,22	-0,08	184	22,0	0,11	0,07	93,0	11,1
1 129	MOY-232	0,23	-0,08	193	23,1	0,12	0,06	98,0	11,7
264	MRS-230	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
1 140	PAC-230	1,98	-0,51	1 653	197,6	2,64	-0,3	2 210,0	264,1
1 499	PAN-138	0,15	-1	124	14,8	0,19	-0,95	157,0	18,8
1 710	PAN-230	1,29	-1,38	1 081	129,2	1,10	-0,64	921,0	110,1
1 409	PAN-69	0,86	-1,47	723	86,4	1,01	-1,31	842,0	100,6
1 145	PGO-231	0,76	0,12	640	76,5	0,48	0,2	400,0	47,8
290	PLT-230	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
1 821	POL-138	2,79	-0,52	2 331	278,6	2,34	-0,02	1 955,0	233,6
1 422	PRO-138	0,06	-0,16	53	6,3	0,03	-0,06	22,0	2,6
1 493	RGR-138	0,07	-0,38	60	7,2	0,03	-0,18	27,0	3,2
1 771	SAS-230	0,91	-0,89	764	91,3	0,73	-0,53	607,0	72,5
348	SEU-230	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
1 132	SIQ-230	0,73	-0,12	614	73,4	0,56	0,08	470,0	56,2
354	SJI-230	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
1 120	SJQ-230	1,86	-0,38	1 559	186,3	2,45	-0,18	2 049,0	244,9
3 183	SNC-230	0,21	-0,76	179	21,4	0,11	-0,01	91,0	10,9
368	SOL-230	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
1 444	TIC-231	3,64	-0,88	3 047	364,2	3,77	-0,39	3 156,0	377,2
1 448	TIC-232	3,64	-0,87	3 044	363,8	3,77	-0,39	3 153,0	376,8
1 845	USP-230	2,97	-1,06	2 484	296,9	2,56	-0,58	2 140,0	255,8
1498	ZCA-138	0,12	-0,82	104	12,4	0,11	-0,6	92,0	11,0

Fuente: NEPLAN®, versión 5.5.4.

3.5. Delimitación del punto en el SNI para la aplicación del transformador desfasador

La simulación de los escenarios tanto para la época seca como para la época húmeda del 2018 en horas de demanda máxima, reflejan un aumento considerable en los niveles de tensión en los nodos monitoreados, como se puede observar en las tablas XVII y XXII, del apartado anterior, esto debido a la construcción de líneas más cercanas a los centros de carga. Los valores por encima de 1,05 p.u. son resaltados en color rojo y los valores por debajo de 0,95 p.u. son resaltados en color fucsia.

La simulación determinó un punto de interés en la aplicación del transformador desfasador, el cual se encuentra en la conformación de un anillo que operará con la conclusión de las obras del PET 1–2009. A continuación se describe brevemente este anillo.

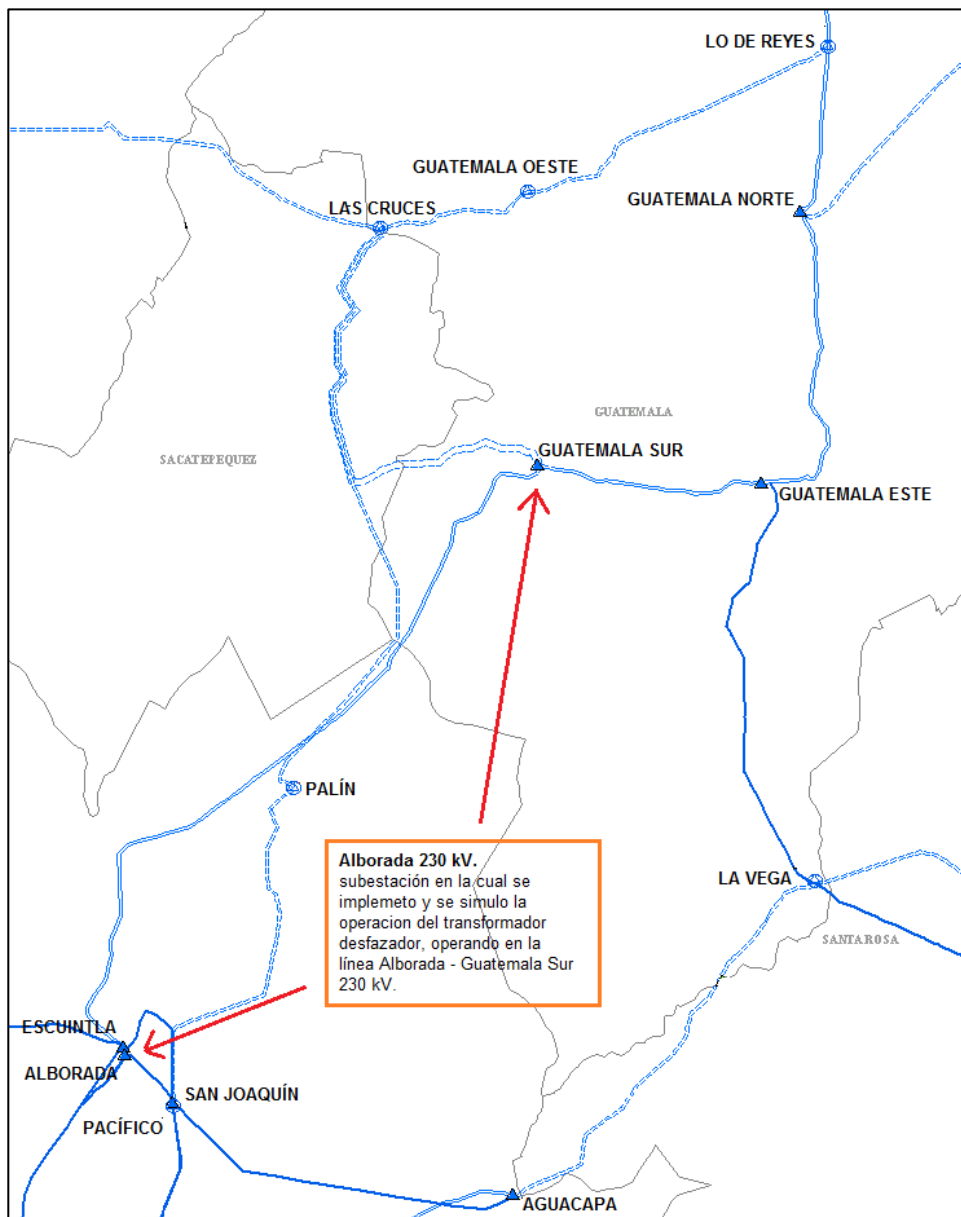
3.5.1. Lote A–Anillo Metropacífico

Las obras que conforman el Anillo Metropacífico se ubicarán en la región central y sur del país, el cual tendrá una longitud de 144 kilómetros de línea de 230 kV, 4 subestaciones y 13 ampliaciones, el objetivo principal de este anillo es garantizar el abastecimiento y suministro de energía eléctrica al centro de carga más grande del país, el departamento de Guatemala.

La importancia de este anillo también radica en la ubicación estratégica que tiene con Puerto Quetzal. El Anillo Metropacífico podrá transportar la energía eléctrica generada en plantas térmicas ubicadas en la costa del Pacífico hacia los centros de carga. La capacidad que tendrá para transferir la

potencia con los otros anillos del PET 1–2009, será de 1 500 MW. En la figura 29 se puede observar su topología.

Figura 29. **Anillo Metropacífico**



Fuente: CNEE. *Atlas del Sistema Nacional Interconectado*, Licencia EEGSA.

4. ANÁLISIS Y COMPARACIÓN DE RESULTADOS CON EL TRANSFORMADOR DESFAZADOR

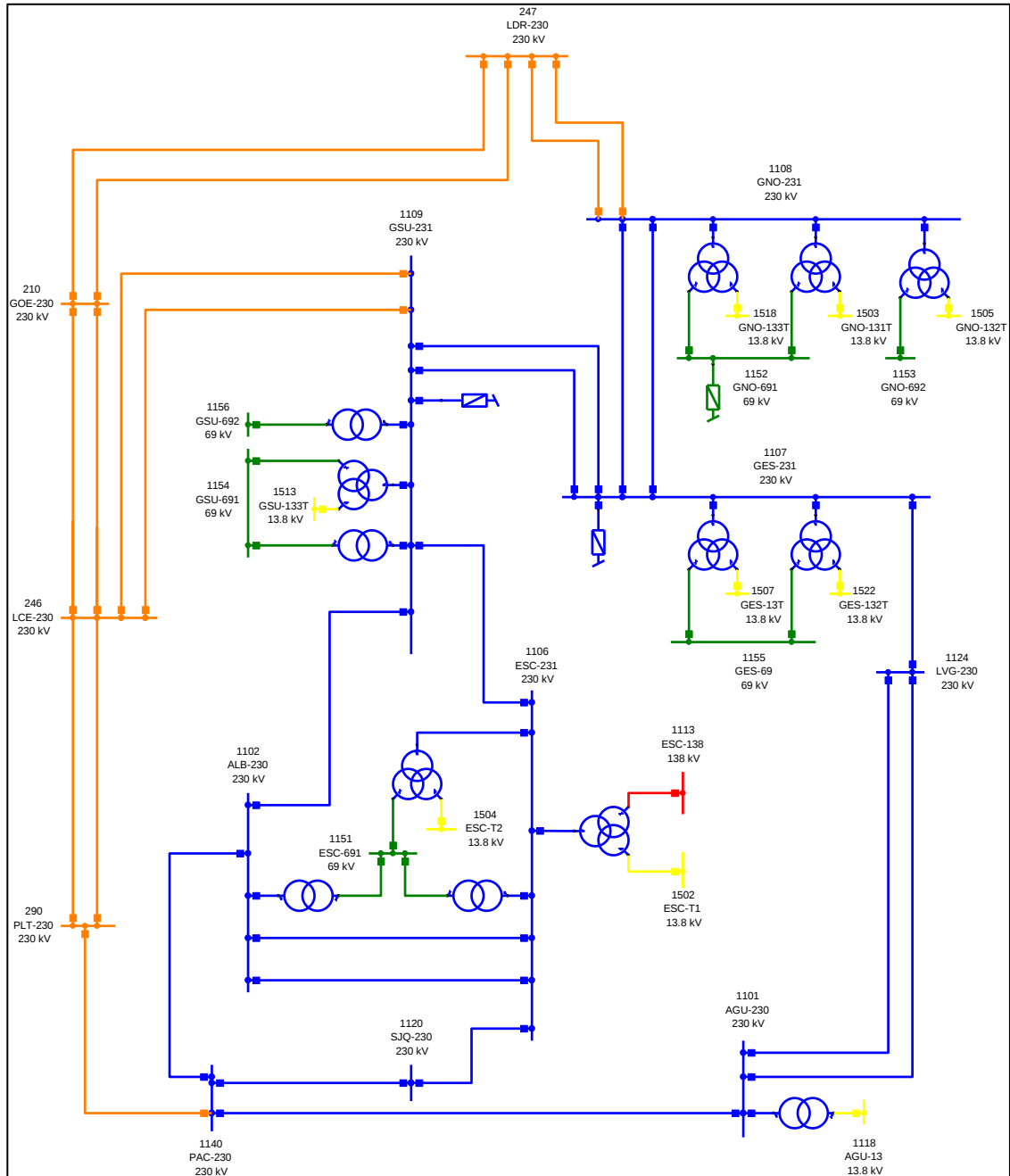
4.1. Simulación del transformador desfasador en el Anillo Metropacífico

Como se describió anteriormente el Anillo Metropacífico corresponde a uno de los anillos más importantes en la operación del Sistema Nacional Interconectado, cumpliendo con el criterio N-1, lo que quiere decir que en caso de pérdida de algún elemento de la red, esta tiene la capacidad de seguir con el suministro normal de energía.

Las subestaciones monitoreadas que conforman el Anillo Metropacífico se muestran como nodos en la figura 30. Es importante mencionar que los nodos mostrados en la figura corresponden únicamente a los nodos de 230 kV, este diagrama también corresponde al diagrama cartográfico de la figura 29. Dentro de las subestaciones más importantes se puede mencionar Guatemala Sur 230 kV, Guatemala Norte 230 kV, Guatemala Este 230 kV, Escuintla 230 kV y Alborada 230 kV. Las líneas que se muestran en color naranja representan las líneas nuevas que conforman el anillo, además de las subestaciones Guatemala Oeste 230 kV, Lo de Reyes 230 kV, Las Cruces 230 kV y Palestina 230 kV (antes Palín).

La línea en la que será monitoreado el flujo de potencia con la inclusión del transformador desfasador, es la línea que conecta las subestaciones Alborada 230 kV con la subestación Guatemala Sur 230 kV, con una longitud aproximada de 45,35 km y una capacidad de 491,6 MVA.

Figura 30. Diagrama unifilar del Anillo Metropacífico



Fuente: elaboración propia, NEPLAN® versión 5.5.4.

4.2. Consideraciones para la simulación

Para la simulación de este caso de análisis se toma en cuenta los datos y parámetros del transformador desfasador, además de la teoría utilizada para el cálculo de los mismos.

4.2.1. Datos técnicos del transformador desfasador

Los datos técnicos transformador desfasador utilizado para el análisis de este caso puede observarse en la tabla XXXI, en la cual se muestran los datos técnicos de un transformador simétrico para las características del Sistema Nacional Interconectado de Guatemala, los datos mostrados son la capacidad nominal del transformador en MVA, los voltajes en lado secundario y primario, que para este tipo de transformador son los mismos, también el rango del ángulo en el cual puede operar dependiendo en que tap se encuentre, en este caso son 36 pasos para operar los $\pm 40^\circ$ de desplazamiento de fase. Estos datos son utilizados para calcular los parámetros necesarios que NEPLAN® necesita para la correcta simulación del mismo.

Tabla XXXI. **Datos técnicos del transformador utilizado en el Anillo Metropacífico**

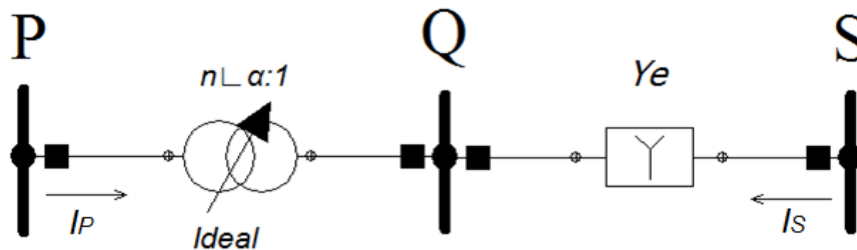
Capacidad	300	MVA
Voltajes base Primario/Secundario	230/230	kV
Resistencia por fase	0	p.u.
Reactancia por fase	0,145	p.u.
Rango del ángulo de fase	± 40	°
Cantidad de pasos	36	pasos
Voltajes base del sistema	210/220	kV
MVA base del sistema	100	MVA

Fuente: elaboración propia, tomado de Power System Stability and Control, de P. Kundur.

4.2.2. Modelado del transformador desfasador

Un transformador desfasador puede ser representado como cualquier elemento de la red, por su circuito equivalente, como se muestra en la figura 31. Consiste en una admitancia en serie con un transformador ideal el cual tiene una relación de vueltas compleja. El ángulo de fase en cada paso puede no ser igual en diferentes posiciones de los taps. Este cambio en el ángulo de fase permite el control de flujo de potencia.

Figura 31. Representación del transformador desfasador simplificado



Fuente: elaboración propia, tomado de Power System Stability and Control, de P. Kundur.

Por definición la relación de vueltas de un transformador se describe como:

$$\frac{V_P}{V_S} = n \angle \alpha = n(\cos \alpha + j \sin \alpha) = a_s + j b_s \quad (4.1)$$

Donde α es el cambio de fase del nodo P al nodo Q; si el ángulo es positivo significa que V_P adelanta a V_S . Y si se considera que el transformador es ideal, esto quiere decir que se desprecian las pérdidas por efecto joule y pérdidas de dispersión de flujo magnético y corrientes parásitas, entonces:

$$V_P I_P = -V_Q I_Q \quad (4.2)$$

Por lo tanto, la corriente al bus P está dada por:

$$I_P = -\frac{1}{a_S - jb_S} I_S = \frac{Y_e}{a_S - jb_S} (V_Q - V_S) \quad (4.3)$$

Sustituyendo V_P en la ecuación 4.2, se obtiene

$$I_P = \frac{Y_e}{a_S - jb_S} \left[\frac{1}{a_S + b_S} V_P - V_S \right] = \frac{Y_e}{a_S^2 - b_S^2} [V_P - (a_S + jb_S)V_S] \quad (4.4)$$

De la ecuación 4.4,

$$I_S = -(a_S - jb_S) I_P \quad (4.5)$$

Y sustituyendo en la ecuación 4.4, se obtiene

$$I_S = \frac{Y_e}{a_S + jb_S} [(a_S + jb_S)V_S - V_P] \quad (4.6)$$

Combinando las ecuaciones 4.5 y 4.6, se puede obtener la ecuación matricial que relaciona las tensiones y corrientes del transformador desfasador

$$\begin{bmatrix} I_P \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{Y_e}{a_S^2 + b_S^2} & \frac{-Y_e}{a_S + jb_S} \\ \frac{-Y_e}{a_S + jb_S} & Y_e \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_P \\ V_S \end{bmatrix} \quad (4.6)$$

Es importante mencionar que la matriz no es simétrica, debido a que la admitancia del nodo P a S no es la misma que la admitancia del nodo S al nodo P, por lo tanto el circuito π equivalente del transformador no puede ser aplicado. Es aplicable cuando la relación de vueltas del transformador tiene un valor real y no complejo es decir que $a_s = n$ y $b_s = 0$.

4.2.3. Cálculo de parámetros del transformador para la simulación

Los datos del transformador desfasador utilizados para el cálculo de los parámetros corresponden a los datos de la tabla XXXI, los cuales serán utilizados por NEPLAN® para determinar el comportamiento del transformador en el Anillo Metropacífico.

Para calcular la reactancia en valores por unidad con el voltaje del sistema y los MVA base, se tiene:

$$X_e = 0,145 * \frac{100}{300} * \left(\frac{230}{220}\right)^2 = 0,05282 \text{ pu} \quad (4.7)$$

Para la relación nominal de vueltas del transformador para $\alpha = 0^\circ$ se tiene:

$$n = \frac{230}{210} * \frac{220}{230} = 1,0476 \quad (4.8)$$

Los límites de variación del desplazamiento del ángulo de fase:

$$\alpha_{max} = 40^\circ, \alpha_{min} = -40^\circ \quad (4.9)$$

La impedancia del transformador cambia con el desplazamiento del ángulo de fase. La siguiente tabla (el fabricante proporciona dicha tabla) muestra los valores del multiplicador de la impedancia nominal en función del ángulo.

Tabla XXXII. **Multiplicador de la impedancia para un transformador en función del ángulo**

Ángulo en grados	±40	±29,5	±25,1	±20,6	±0
Multiplicador	1,660	1,331	1,228	1,144	1,000

Fuente: elaboración propia, tomado de Power System Stability and Control, de P. Kundur.

Para calcular la reactancia del transformador cuando se da el máximo desplazamiento de fase, o sea cuando $\alpha = \pm 40^\circ$, se calcula como sigue:

$$X_{\pm 40^\circ} = 1,660 * 0,05282 = 0,08768 \text{ p.u} \quad (4.10)$$

A partir de la reactancia para los valores de $\alpha = \pm 40^\circ$ y $\alpha = 0^\circ$, se puede calcular la reactancia para las demás valores de ángulo correspondientes para los demás pasos del transformador, por tratarse de un transformador desfasador simétrico, la expresión que determina la reactancia en función del ángulo de desplazamiento, se calcula con la expresión 4.11. (Tomado de esto de versión 1.0.0, Phase shift Transformer Modelling).

$$X_{(\alpha)} = X_{(0)} + (X_{(\alpha_{max})} - X_{(0)}) \left(\frac{\sin\left(\frac{\alpha}{2}\right)}{\sin\left(\frac{\alpha_{max}}{2}\right)} \right)^2 \quad (4.11)$$

Tabla XXXIII.

Variación de la reactancia en función del ángulo de desfase

Tap	+ α (°)	X (ohms)	Tap	- α (°)	X (ohms)
0	0,00	14,50	0	0,00	14,50
1	1,11	14,51	-1	-1,11	14,51
2	2,22	14,53	-2	-2,22	14,53
3	3,33	14,57	-3	-3,33	14,57
4	4,44	14,62	-4	-4,44	14,62
5	5,56	14,69	-5	-5,56	14,69
6	6,67	14,78	-6	-6,67	14,78
7	7,78	14,88	-7	-7,78	14,88
8	8,89	14,99	-8	-8,89	14,99
9	10,00	15,12	-9	-10,00	15,12
10	11,11	15,27	-10	-11,11	15,27
11	12,22	15,43	-11	-12,22	15,43
12	13,33	15,60	-12	-13,33	15,60
13	14,44	15,79	-13	-14,44	15,79
14	15,56	16,00	-14	-15,56	16,00
15	16,67	16,22	-15	-16,67	16,22
16	17,78	16,45	-16	-17,78	16,45
17	18,89	16,70	-17	-18,89	16,70
18	20,00	16,97	-18	-20,00	16,97
19	21,11	17,25	-19	-21,11	17,25
20	22,22	17,54	-20	-22,22	17,54
21	23,33	17,85	-21	-23,33	17,85
22	24,44	18,17	-22	-24,44	18,17
23	25,56	18,50	-23	-25,56	18,50
24	26,67	18,85	-24	-26,67	18,85
25	27,78	19,21	-25	-27,78	19,21
26	28,89	19,59	-26	-28,89	19,59
27	30,00	19,98	-27	-30,00	19,98
28	31,11	20,38	-28	-31,11	20,38
29	32,22	20,80	-29	-32,22	20,80
30	33,33	21,23	-30	-33,33	21,23
31	34,44	21,67	-31	-34,44	21,67
32	35,56	22,13	-32	-35,56	22,13
33	36,67	22,59	-33	-36,67	22,59
34	37,78	23,07	-34	-37,78	23,07
35	38,89	23,57	-35	-38,89	23,57
36	40,00	24,07	-36	-40,00	24,07

Fuente: elaboración propia.

En la tabla anterior se puede observar la variación de la reactancia del transformador desfasador calculada en ohms, en función del tap de operación y el ángulo de desfase.

4.2.4. Configuración de NEPLAN® y descripción de las ventanas de diálogo

NEPLAN® es un programa de cálculo que permite la planeación de redes de distribución y transmisión que incluye módulos para el análisis de flujo de carga, cortocircuito, confiabilidad, entre otros. A continuación se describen las ventanas de dialogo y una descripción de los modelos y de los datos de entrada para que un transformador opere como un transformador desfasador.

En la figura 32 se puede observar la ventana que NEPLAN® despliega para el ingreso de los parámetros del transformados desfasador. Dentro de los parámetros ingresados se pueden observar las tensiones primarias y secundarias del sistema; las tensiones nominales del transformador desfasador; la impedancia del transformador para la posición central del tap; el grupo vectorial y la opción para habilitar el cambiador de tap bajo carga.

La figura 33 muestra la configuración de la regulación utilizada para la simulación. En este caso, se muestra solamente los valores ingresados para la primera regulación, para el devanado 1. También se puede observar el ingreso de los taps mínimos y máximos, así como el tap de operación y el tap nominal. Se puede observar el valor del ángulo de desplazamiento ingresado y se encuentra habilitada la opción para que el transformador tenga un desplazamiento de fase simétrica.

Figura 32. Ventana de diálogo para la entrada de parámetros del transformador desfasador

Parámetros

Nombre: TR2-1233113374

Tipo: ☐ Transformador Trifásico ☐ Transformador 3x 1-Fase

Vn1 .. kV: 230 Vn2 .. kV: 230 Sr .. MVA: 300

Vr1 .. kV: 210 Vr2 .. kV: 220

Rr(1) .. %: 0 kW: 0 Rr(0) .. %: 0 kW: 0

Zcc(1) .. %: 14.5 Zcc(0) .. %: 11.59

X(1)/R(1): 0 ... X(0)/R(0): 0 ...

Io .. %: 0 VO1(0) .. %: 0 LMnoSAT .. pu: 0

P fe .. kW: 0 VO2(0) .. %: 0 LMSAT .. pu: 0

KP .. pu: 0

☒ has on-load tapchanger capabilities (IEC 60909)

☒ Camb. Tap bajo carga

☐ Suicheable

☐ Autotransformador

Grupo vectorial: YNyn0

? resi. A..pu: 0

? resi. B..pu: 0

? resi. C..pu: 0

Fuente: NEPLAN® versión 5.5.4.

Tabla XXXIV. **Listado y descripción de los parámetros en NEPLAN®**

Nombre	Nombre del elemento
Tipo	Aplicable solo a librerías de Transformadores. Al hacer clic con el <i>mouse</i> sobre el botón "...", los datos se pueden transferir desde una librería predefinida.
Vn1	Voltaje nominal del nodo del devanado 1 (solo para información).
Vn2	Voltaje nominal del nodo del devanado 2 (solo para información).
Vr1, Vr2	Voltaje nominal de los devanados 1 y 2, con base en la relación de transformación.
Sk	Potencia a la cual se hace la prueba de cortocircuito, en MVA.
R(1)	Pérdidas nominales en el cobre de secuencia positiva en los devanados 1 y 2 en % con respecto a Sr y Vr1 para tap = tap nom.
Zcc(1)	Voltaje de cortocircuito nominal de secuencia positiva en % con respecto a Sr y Vr1 para tap = tap nom.
R(0)	Pérdidas nominales en el cobre de secuencia cero en los devanados 1 y 2 en % con respecto a Sr y Vr1 para tap = tap nom.
Zcc(0)	Voltaje de cortocircuito nominal de secuencia cero en % con respecto a Sr y Vr1 para tap = tap nom.
V01(0)	Voltaje nominal de circuito abierto de secuencia cero en % con respecto a Sr y Vr1 para tap = tap nom y lado primario (alimentación desde el lado primario).
V02(0)	Voltaje nominal de circuito abierto de secuencia cero en % con respecto a Sr y Vr1 para tap = tap nom y lado secundario (alimentación desde el lado secundario).
I0	Corriente de circuito abierto en % con respecto a Sr y Vr1.
P fe	Pérdidas en el núcleo (hierro) en kW.
Camb. tap bajo carga	Si se selecciona el cambiador de taps bajo carga, el transformador será regulado automáticamente durante los cálculos de Flujo de Carga. Este parámetro también se toma en cuenta para la corrección de la impedancia en el cálculo de Cortocircuito de acuerdo a IEC60909.
Unid. transformadora	Indica si el transformador forma parte o no de una unidad generadora.
Devanado compensador	Indica si el transformador de dos devanados tiene un devanado de compensación. Si lo hay, el transformador Y-Y se modelará de acuerdo a la fig. 4.12.
Auto Transform.	Indica si el transformador es un autotransformador o no. Ver sección autotransformador abajo. Un autotransformador debe estar conectado en su primario al nodo de voltaje más alto. Grupo vectorial es YY.
Suicheable	Indica si el cálculo de Reconfiguración de Redes (Puntos de Separación Óptimos) permite conectar o desconectar este elemento.
Grupo Vectorial	Conexiones de los devanados en los nodos 1 y 2. El valor por defecto es YD.05. Los grupos vectoriales típicos se pueden seleccionar de una lista. El grupo vectorial se puede entrar siguiendo la siguiente regla: Formato NEPLAN: después de la designación de los devanados se digita un punto y seguidamente el desplazamiento del voltaje de fase. Por ejemplo YY.00, YD.05, YZ.5 • Formato DVG: en caso de que el neutro sea llevado a un buje exterior, se debe escribir una 'N' o 'n' después de la designación del devanado correspondiente. Por ejemplo YNYn, YND5, YNZn5
pTap	Desviación en % de la relación de transformación del tap nominal. Sólo se necesita para cálculos de Cortocircuito por medio de IEC60909 (2001) y para transformadores sin cambiador de taps bajo carga que hagan parte de una unidad generadora.

Fuente: NEPLAN® versión 5.5.4.

Figura 33. Ventana de dialogo para la configuración de la regulación del transformador desfasador

Regulación

Nombre...
TR2-1233113374

1ra. Regulación

☒ Camb. Tap bajo carga

☒ Devanado 1
☐ Devanado 2

Tap mín.: -36
Tap nom.: 0
Tap máx.: 36
Tap oper.: -2
Delta V .. %: 0
Beta .. °: 1.11111

☐ Regu. Sim.
☒ Despla. Sim. Fase

2da. Regulación

☐ Camb. Tap bajo carga
☐ Activo

☒ Devanado 1
☐ Devanado 2

Tap mín.: 0
Tap nom.: 0
Tap máx.: 0
Tap oper.: 0
Delta V .. %: 0
Beta .. °: 90

Variación de Relación y Fase

☐ Considerar Variación Relación / Fase
Delta V1..
Delta V2..

Nodo Voltaje Controlado

☐ Devanado 1
☐ Nodo Remoto Controlado:
☒ Devanado 2

...

Ajustes

Vobj..%: 0
P obj .. %: 10

Compuesto

Imín .. %: 0
V mín .. %: 0
Imáx .. %: 0
V máx .. %: 0
☐ Activo

Control HVDC

☐ Activo

Reg. HVDC

Fuente: NEPLAN® versión 5.5.4.

Tabla XXXV. **Listado y descripción de la regulación en NEPLAN®**

Nombre	Nombre del elemento
Cambiador de tap bajo carga	Si se selecciona, los transformadores con cambiador de tap automático serán regulados automáticamente durante el flujo de carga. Este parámetro también se considera para la corrección de impedancia en el cálculo de cortocircuito de acuerdo a IEC60909.
Lado del tap	Indica si el cambiador de taps se encuentra en el lado del devanado 1 o el 2.
Tap mín	Ajuste de tap mínimo del cambiador de tap.
Tap nom	Ajuste nominal del tap.
Tap máx	Ajuste de tap máximo del cambiador de tap.
Tap oper	Posición actual del tap en el cambiador de tap. Este valor se utiliza para calcular la relación de transformación del transformador. Se debe escoger Tap oper = Tap nom, si la relación de transformación es igual a $t = V_{r1}/V_{r2}$.
Delta V	Magnitud del cambio del voltaje por paso de tap en el lado de ubicación del tap (lado del tap). Este valor se debe dar en % con respecto al voltaje nominal del lado de ubicación del tap del transformador. Son válidos valores negativos. En tal caso, los taps se invertirán (ver abajo).
Beta	Ángulo en ° del voltaje adicional en el lado de ubicación del tap.
Regul. Asimétrica	Regulación asimétrica del cambiador 1 (Dispositivo PST asimétrico). El ángulo Beta se ajusta a 90° y el desplazamiento de fase entre el primario y secundario es el doble que el desplazamiento normal.
Vobj	Voltaje de ajuste del nodo controlado en % del voltaje nominal. Este valor también se puede entrar en la ventana del Nodo (ver "Entrada de Nodos). Si la función Compuesto está activa, este valor será función de la corriente de carga. El valor deberá estar entre $V_{mín}$ y $V_{máx}$ (ver abajo). El transformador regulará el voltaje a este valor, si se encuentra seleccionada la opción "Camb. tap bajo carga" (pestaña Parámetros).
Pobj	Flujo de potencia regulado del devanado primario en %, con respecto a S_r . Para un flujo de potencia negativo, se debe insertar un valor negativo. Este valor sólo es válido en transformadores desplazadores de fase (Ángulo Beta > 0.0).
Zcc(1),Zcc(0) Tap mín	Voltaje de cortocircuito (impedancia de cortocircuito) de secuencia positiva y cero en %, con respecto a S_r y V_{r1} , a tap = tap mín.
Zcc(1),Zcc(0) Tap nom	Voltaje de cortocircuito (impedancia de cortocircuito) de secuencia positiva y cero en %, con respecto a S_r y V_{r1} , a tap = tap nom.
Zcc(1),Zcc(0) Tap máx	Voltaje de cortocircuito (impedancia de cortocircuito) de secuencia positiva y cero en %, con respecto a S_r y V_{r1} , a tap = tap máx.
Zcc(1),Zcc(0) Tap act	Voltaje de cortocircuito (impedancia de cortocircuito) calculado de secuencia positiva y cero en %, con respecto a S_r y V_{r1} , a tap = tap act. Estos valores se calculan por medio de una interpolación cuadrática entre las Zcc de tap mín y tap máx. Durante los cálculos de Flujo de Carga, el voltaje de cortocircuito se modificará de acuerdo a la posición del tap del cambiador automático de taps.
Considerar Variación de impedancia	Indica si la variación de impedancia de la tabla será considerada.

Fuente: NEPLAN® versión 5.5.4.

En la opción de regulación también puede ser ingresada la variación de la impedancia del transformador respecto al tap de operación seleccionado. Los valores ingresados en el cuadro de dialogo corresponden a los valores de la tabla XXXIII.

Figura 34. **Ventana de dialogo para el ingreso de la variación de la impedancia en función del tap**

Variación de Impedancia

Nombre: TR2-1233113374

1ra. Regulación

Tap mín:	-36	Zcc(1) .. %:	0	Zcc(0) .. %:	0
Tap nom:	0	Zcc(1) .. %:	14.5	Zcc(0) .. %:	11.59
Tap máx:	36	Zcc(1) .. %:	0	Zcc(0) .. %:	0
Tap oper:	10	Zcc(1) .. %:	14.5	Zcc(0) .. %:	11.59

Variación de Impedancia

☒ Considerar Variación de Impedancia

Zcc(1).. Zcc(0)..

Variación de Relación

	1
1	24.0
2	23.5
3	23.0
4	22.5
5	22.1
6	21.6
7	21.2
8	20.8
9	20.3
10	19.9
11	19.5
12	19.2
13	18.8
14	18.5
15	18.1
16	17.8
17	17.5
18	17.2
19	16.9

Aceptar Cancelar

Fuente: NEPLAN® versión 5.5.4.

4.3. Monitoreo de variables

A continuación se presenta un resumen de los resultados obtenidos en la simulación, el caso base (CB) utilizado para la comparación de los diferentes casos de operación del transformador desfasador, es el caso proyecto (CP) determinado en el capítulo 3, esto quiere decir que los valores obtenidos en la simulación del Sistema Nacional Interconectado con la inclusión de los proyectos del PET 1–2009, tanto para época seca como para época húmeda en horas de demanda máxima, serán el punto de comparación para describir el comportamiento del Anillo Metropacífico con la inclusión del transformador.

4.3.1. Elementos monitoreados

Los elementos monitoreados corresponden a las líneas, subestaciones y transformadores en 230 kV de la figura 30.

Tabla XXXVI. **Barras monitoreados del Anillo Metropacífico**

Núm. de elemento	Código de barra en estudio	Núm. de barra en base de datos NEPLAN	Nombre de la barra
1	AGU-230	1101	Aguacapa 230 kV
2	ALB-230	1102	Alborada 230 kV
3	ESC-231	1106	Escuintla 230 kV
4	GES-231	1107	Guatemala Este 230 kV
5	GNO-231	1108	Guatemala Norte 230 kV
6	GOE-230	210	Guatemala Oeste 230 kV
7	GSU-231	1109	Guatemala Sur 230 kV
8	LCE-230	246	Las Cruces 230 kV
9	LDR-230	247	Lo de Reyes 230 kV
10	LVG-230	1124	La Vega 230 kV
11	PAC-230	1140	Pacífico 230 kV
12	PLT-230	290	Palestina 230 kV
13	SJQ-230	1120	San Joaquín 230 kV
14	N01	N01	N01

Fuente: NEPLAN® versión 5.5.4.

Tabla XXXVII. **Líneas monitoreadas del Anillo Metropacifico**

Núm. de elemento	Código de barra de procedencia	Código de barra de destino	Núm. de barra de procedencia en base de datos	Núm. de barra de destino en base de datos	Nombre de la línea
LÍNEAS MONITORIADAS EN EL SNI CON EL PET-2009					
1	1101	1124	AGU-230	LVG-230	LN-AGU-230-LVG-230-1
2	1101	1124	AGU-230	LVG-230	LN-AGU-230-LVG-230-2
3	1101	1140	AGU-230	PAC-230	LN-AGU-230-PAC-230-1
4	1102	1106 A	ALB-230	ESC-231	LN-ALB-230-ESC-231-1
5	1102	1106 B	ALB-230	ESC-231	LN-ALB-230-ESC-231-2
6	N01	1109	N01	GSU-231	LN-ALB-230-GSU-231-1
7	1102	1140	ALB-230	PAC-230	LN-ALB-230-PAC-230-1
8	1106	1109	ESC-231	GSU-231	LN-ESC-231-GSU-231-1
9	1106	1120	ESC-231	SJQ-230	LN-ESC-231-SJQ-230-1
10	1107	1108	GES-231	GNO-231	LN-GES-231-GNO-231-1
11	1107	1108	GES-231	GNO-231	LN-GES-231-GNO-231-2
12	1107	1109	GES-231	GSU-231	LN-GES-231-GSU-231-1
13	1107	1109	GES-231	GSU-231	LN-GES-231-GSU-231-2
14	1107	1124	GES-231	LVG-230	LN-GES-231-LVG-230-1
15	1108	247	GNO-231	LDR-230	LN-GNO-231-LDR-230-1
16	1108	247	GNO-231	LDR-230	LN-GNO-231-LDR-230-2
17	210	247	GOE-230	LDR-230	LN-GOE-230-LDR-230-1
18	210	247	GOE-230	LDR-230	LN-GOE-230-LDR-230-2
19	1109	246	GSU-231	LCE-230	LN-GSU-231-LCE-230-1
20	1109	246	GSU-231	LCE-230	LN-GSU-231-LCE-230-2
21	246	210	LCE-230	GOE-230	LN-LCE-230-GOE-230-1
22	246	210	LCE-230	GOE-230	LN-LCE-230-GOE-230-2
23	246	290	LCE-230	PLT-230	LN-LCE-230-PLT-230-1
24	246	290	LCE-230	PLT-230	LN-LCE-230-PLT-230-2
25	290	1140	PLT-230	PAC-230	LN-PLT-230-PAC-230
26	1120	1140	SJQ-230	PAC-230	LN-SJQ-230-PAC-230-1

Fuente: NEPLAN® versión 5.5.4.

Los elementos nuevos que se adicionan al caso proyecto para el análisis de flujo de carga y de corto circuito en el Anillo Metropacífico, es el transformador desfasador mostrado en la figura 35, el cual se simuló en la subestación Alborada 230 kV, también el nodo N01 que corresponde a la barra nueva para conectar la línea Alborada–Guatemala Sur 230 kV al transformador desfasador. Ambos elementos son resaltados en color celeste en las tablas de monitoreo

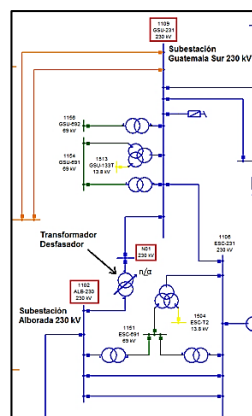
así como la línea en estudio. Las líneas y nodos que corresponde a las obras del PET 1–2009, se resaltan con fondo de color gris.

Tabla XXXVIII. **Transformadores monitoreados del Anillo Metropacífico**

Núm. de elemento	Código de transformador	Nombre del transformador
1	Transformador desfasador	Transformador desfasador
2	AGU 230/13.8	Los Brillantes 400/230 kV
3	ALB 230/69	Moyuta 230/138 kV
4	ESC 230/138 (1)	Magdalena 230/69 kV
5	ESC 230/69	Escuintla 230/138 kV
6	ESC 230/69 (2)	Los Brillantes 230/69 kV
7	GES 230/69/13.8 (2)	Esperanza 230/69 kV
8	GES 230/69/13.8 (1)	Esperanza 230/138 kV
9	GNO 230/69/13.8 (1)	Panaluya 138/69 kV
10	GNO 230/69/13.8 (3)	Panaluya 230/69 kV
11	GNO 230/69/13.8 (2)	Huehuetenango 138/69 kV
12	GSU 230/69 (2)	Huehuetenango 230/138 kV
13	GSU 230/69/13.8 (1)	Huehuetenango 138/69 kV
14	GSU 230769 (1)	Huehuetenango 230/138 kV

Fuente: NEPLAN® versión 5.5.4.

Figura 35. **Transformador desfasador entre las subestaciones Guatemala Sur 230 kV y Alborada 230 kV**



Fuente: elaboración propia, NEPLAN® versión 5.5.4

4.3.2. Resultados época seca

A continuación se presenta un resumen de los resultados obtenidos para la simulación de la operación del transformador desfasador en el Anillo Metropacífico, con la proyección de la demanda y operación del Sistema Nacional Interconectado en el 2018. La comparación de resultados se hace con los datos obtenidos de simular todos los proyectos del PET 1–2009, con la variación del ángulo de desplazamiento de $\pm 10^\circ$ del transformados desfasador para diferentes posiciones de tap.

En el apéndice A se pueden observar las tablas correspondientes a los flujos de potencia activa (MW) y factor de utilización de las 26 líneas monitoreadas en el Anillo Metropacífico, también se muestra el resultado del comportamiento de la potencia reactiva (MVAR). Asimismo, las tablas muestran el comportamiento de los niveles de tensión en los 14 nodos monitoreados y son resaltados en color gris de fondo aquellos valores de tensión que se mejoran para diferentes taps de operación. Además, la cargabilidad de los transformadores se muestra para los diferentes casos de análisis; así como los incrementos de los valores de corriente de corto circuito para un valor de 10 en la posición del tap del transformador desfasador. Y por último, se hace un análisis de las pérdidas en el Sistema Nacional Interconectado, y de las pérdidas originadas en la red troncal del sistema.

Las tablas XXXIX y XL muestran la variación del flujo de potencia a través de las líneas monitoreadas, la línea en color celeste de fondo representa la línea en la cual se simuló el transformados desfasador y las líneas en color de fondo gris representan las líneas que corresponden a las obras del PET 1–2009.

Como puede apreciarse en la figura 36 y en las tablas, el cambio de potencia es de forma lineal con el cambio de ángulo de fase. El total del flujo de potencia no cambia con la operación de diferentes ángulos.

Tabla XXXIX. **Flujos de potencia para diferentes valores de taps del transformador desfasador (0 a 10)**

Núm.	Ángulo		-11,1	-10,0	-8,9	-7,8	-6,7	-5,6	-4,4	-3,3	-2,2	-1,1	0,0
	Tap		-10,0	-9,0	-8,0	-7,0	-6,0	-5,0	-4,0	-3,0	-2,0	-1,0	0,0
	Línea		Flujo de potencia (MW)										
1	1101	1124	121,7	119,2	116,8	114,3	111,7	109,2	106,5	103,9	101,2	98,6	95,9
2	1101	1124	121,7	119,2	116,8	114,3	111,7	109,2	106,5	103,9	101,2	98,6	95,9
3	1101	1140	-156,9	-152,0	-147,1	-142,0	-136,9	-131,7	-126,4	-121,1	-115,7	-110,4	-105,0
4	1102	1106	123,0	112,5	101,8	90,8	79,8	68,5	57,2	45,7	34,2	22,7	11,1
5	1102	1106	91,7	84,1	76,3	68,3	60,2	52,0	43,7	35,3	26,8	18,3	9,8
6	N01	1109	-176,8	-154,2	-131,1	-107,6	-83,9	-59,9	-35,6	-11,3	13,4	38,0	62,6
7	1102	1140	56,0	52,0	47,9	43,8	39,6	35,4	31,1	26,8	22,4	18,0	13,6
8	1106	1109	248,6	240,5	232,2	223,7	215,1	206,4	197,6	188,8	179,8	170,9	161,9
9	1106	1120	106,5	99,1	91,5	83,8	75,9	67,9	59,8	51,7	43,5	35,2	26,9
10	1107	1108	-6,9	-5,6	-4,2	-2,9	-1,7	-0,4	0,9	2,2	3,4	4,6	5,8
11	1107	1108	-6,9	-5,6	-4,2	-2,9	-1,7	-0,4	0,9	2,2	3,4	4,6	5,8
12	1107	1109	5,1	1,4	-2,3	-6,1	-9,9	-13,8	-17,6	-21,5	-25,4	-29,2	-33,1
13	1107	1109	5,1	1,4	-2,3	-6,1	-9,9	-13,8	-17,6	-21,5	-25,4	-29,2	-33,1
14	1107	1124	-146,4	-141,6	-136,8	-131,8	-126,8	-121,7	-116,5	-111,3	-106,1	-100,8	-95,5
15	1108	247	-82,8	-82,1	-81,3	-80,5	-79,7	-78,9	-78,0	-77,2	-76,4	-75,6	-74,7
16	1108	247	-82,8	-82,1	-81,3	-80,5	-79,7	-78,9	-78,0	-77,2	-76,4	-75,6	-74,7
17	210	247	35,3	34,8	34,2	33,6	33,0	32,4	31,8	31,2	30,5	29,8	29,1
18	210	247	35,3	34,8	34,2	33,6	33,0	32,4	31,8	31,2	30,5	29,8	29,1
19	1109	246	-82,2	-78,9	-75,5	-72,0	-68,6	-65,0	-61,5	-57,9	-54,4	-50,8	-47,2
20	1109	246	-82,2	-78,9	-75,5	-72,0	-68,6	-65,0	-61,5	-57,9	-54,4	-50,8	-47,2
21	246	210	35,3	34,8	34,2	33,7	33,1	32,5	31,8	31,2	30,5	29,8	29,1
22	246	210	35,3	34,8	34,2	33,7	33,1	32,5	31,8	31,2	30,5	29,8	29,1
23	246	290	-120,1	-116,6	-113,0	-109,4	-105,7	-102,0	-98,2	-94,4	-90,5	-86,7	-82,8
24	246	290	-120,1	-116,6	-113,0	-109,4	-105,7	-102,0	-98,2	-94,4	-90,5	-86,7	-82,8
25	290	1140	-251,0	-244,3	-237,4	-230,4	-223,3	-216,0	-208,7	-201,3	-193,9	-186,4	-178,9
26	1120	1140	106,3	98,9	91,3	83,6	75,7	67,7	59,7	51,5	43,3	35,0	26,8

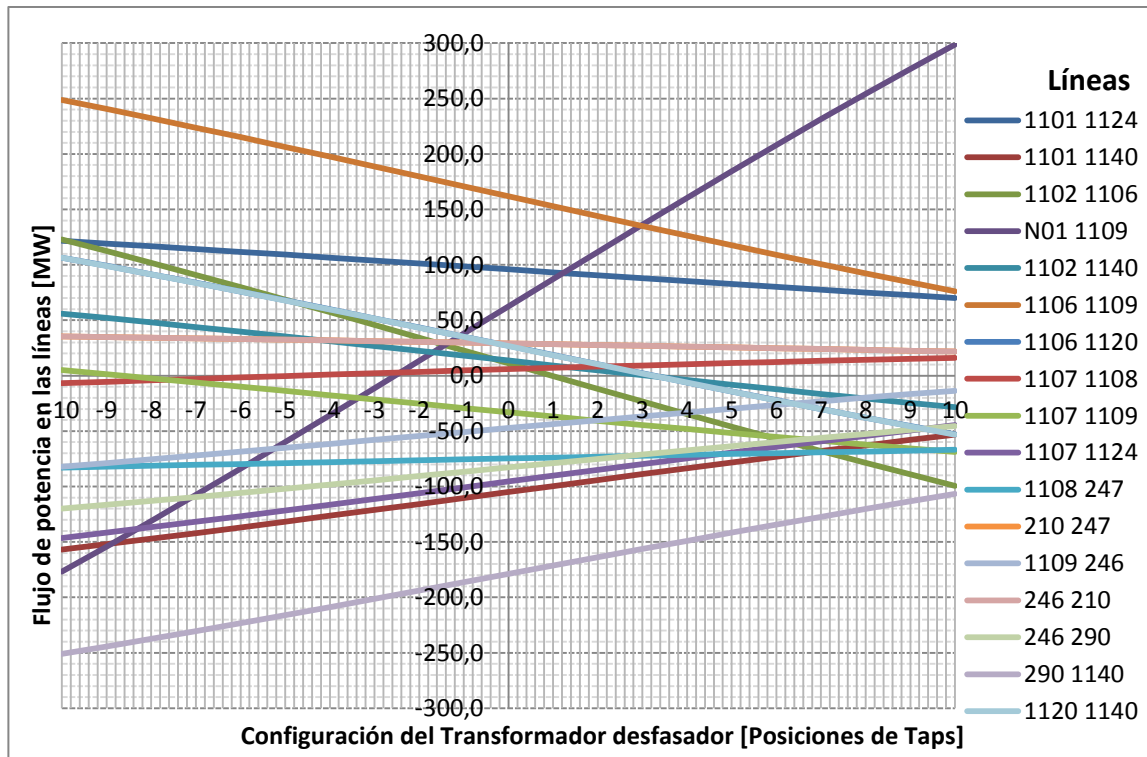
Fuente: elaboración propia, NEPLAN® versión 5.5.4.

Tabla XL. **Flujos de potencia para la diferentes valores de taps del transformador desfasador (0 a -10)**

Núm.	Ángulo		0,0	1.1	2.2	3.3	4.4	5.6	6.7	7.8	8.9	10.0	11.1
	Tap		0,0	1.0	2.0	3.0	4.0	5.0	6.0	7.0	8.0	9.0	10.0
	Línea		Flujo de potencia (MW)										
1	1101	1124	95,9	93,2	90,5	87,9	85,2	82,6	80,0	77,5	75,0	72,5	70,1
2	1101	1124	95,9	93,2	90,5	87,9	85,2	82,6	80,0	77,5	75,0	72,5	70,1
3	1101	1140	-105,0	-99,6	-94,2	-88,9	-83,5	-78,3	-73,1	-68,0	-62,9	-58,0	-53,1
4	1102	1106	11,1	-0,4	-11,9	-23,4	-34,7	-45,9	-57,0	-67,9	-78,6	-89,1	-99,3
5	1102	1106	9,8	1,3	-7,2	-15,7	-24,1	-32,5	-40,7	-48,8	-56,8	-64,7	-72,3
6	N01	1109	62,6	87,2	111,7	136,1	160,4	184,3	208,0	231,3	254,2	276,7	298,6
7	1102	1140	13,6	9,2	4,9	0,5	-3,8	-8,1	-12,3	-16,5	-20,6	-24,6	-28,5
8	1106	1109	161,9	152,9	144,0	135,1	126,3	117,6	109,0	100,6	92,2	84,1	76,2
9	1106	1120	26,9	18,6	10,4	2,1	-6,1	-14,2	-22,2	-30,1	-37,9	-45,5	-53,0
10	1107	1108	5,8	7,0	8,2	9,3	10,3	11,4	12,4	13,3	14,3	15,1	16,0
11	1107	1108	5,8	7,0	8,2	9,3	10,3	11,4	12,4	13,3	14,3	15,1	16,0
12	1107	1109	-33,1	-36,9	-40,7	-44,4	-48,1	-51,8	-55,3	-58,8	-62,2	-65,5	-68,8
13	1107	1109	-33,1	-36,9	-40,7	-44,4	-48,1	-51,8	-55,3	-58,8	-62,2	-65,5	-68,8
14	1107	1124	-95,5	-90,2	-85,0	-79,7	-74,5	-69,3	-64,3	-59,2	-54,3	-49,4	-44,7
15	1108	247	-74,7	-73,9	-73,1	-72,3	-71,5	-70,7	-69,9	-69,1	-68,4	-67,7	-66,9
16	1108	247	-74,7	-73,9	-73,1	-72,3	-71,5	-70,7	-69,9	-69,1	-68,4	-67,7	-66,9
17	210	247	29,1	28,4	27,7	27,0	26,2	25,5	24,7	24,0	23,3	22,5	21,8
18	210	247	29,1	28,4	27,7	27,0	26,2	25,5	24,7	24,0	23,3	22,5	21,8
19	1109	246	-47,2	-43,7	-40,1	-36,6	-33,2	-29,8	-26,4	-23,1	-19,9	-16,7	-13,6
20	1109	246	-47,2	-43,7	-40,1	-36,6	-33,2	-29,8	-26,4	-23,1	-19,9	-16,7	-13,6
21	246	210	29,1	28,4	27,7	27,0	26,2	25,5	24,8	24,0	23,3	22,5	21,8
22	246	210	29,1	28,4	27,7	27,0	26,2	25,5	24,8	24,0	23,3	22,5	21,8
23	246	290	-82,8	-78,9	-75,1	-71,2	-67,4	-63,6	-59,9	-56,2	-52,5	-49,0	-45,5
24	246	290	-82,8	-78,9	-75,1	-71,2	-67,4	-63,6	-59,9	-56,2	-52,5	-49,0	-45,5
25	290	1140	-178,9	-171,4	-163,9	-156,4	-149,0	-141,7	-134,4	-127,3	-120,2	-113,3	-106,6
26	1120	1140	26,8	18,5	10,2	2,0	-6,2	-14,3	-22,3	-30,2	-38,0	-45,7	-53,2

Fuente: elaboración propia, NEPLAN® versión 5.5.4.

Figura 36. **Flujos de potencia en las líneas monitoreadas para diferentes taps del transformador desfasador**



Fuente: elaboración propia, NEPLAN® versión 5.5.4.

Es importante mencionar que el balance del flujo de potencia no cambia, esto quiere decir que el flujo solamente es redistribuido, con el hecho de que las pérdidas pueden sufrir variaciones, debido al aumento o disminución del valor de potencia que fluye debido al cambio en los parámetros de operación del transformador desfasador. Esto se puede observar conforme se hace variar el ángulo de operación hasta transportar el flujo de potencia que la línea transporta en el caso base, la diferencia de perdidas tiende a tener un valor de cero.

Tabla XLI. **Comparación de pérdidas en el SNI y en la red troncal para los diferentes valores de ángulo**

Tap de operación	Pérdidas MW EN EL S.N.I.			Pérdidas MW EN LA RED TRONCAL		
	CB	CP	Ahorro	CB	CP	Ahorro
-10	65,795	73,13	-8,018	20,496	27,820	-7,324
-9	65,795	72,710	-6,915	20,496	26,785	-6,289
-8	65,795	71,677	-5,882	20,496	25,818	-5,322
-7	65,795	70,719	-4,924	20,496	24,922	-4,426
-6	65,795	69,843	-4,048	20,496	24,105	-3,609
-5	65,795	69,053	-3,258	20,496	23,369	-2,873
-4	65,795	68,350	-2,555	20,496	22,719	-2,223
-3	65,795	67,739	-1,944	20,496	22,156	-1,660
-2	65,795	67,221	-1,426	20,496	21,683	-1,187
-1	65,795	66,800	-1,005	20,496	21,303	-0,807
0	65,795	66,476	-0,681	20,496	21,016	-0,520
1	65,795	66,248	-0,453	20,496	20,823	-0,327
2	65,795	66,118	-0,323	20,496	20,722	-0,226
3	65,795	66,084	-0,289	20,496	20,715	-0,219
4	65,795	66,145	-0,350	20,496	20,798	-0,302
5	65,795	66,299	-0,504	20,496	20,970	-0,474
6	65,795	66,541	-0,746	20,496	21,227	-0,731
7	65,795	66,870	-1,075	20,496	21,566	-1,070
8	65,795	67,282	-1,487	20,496	21,985	-1,489
9	65,795	67,772	-1,977	20,496	22,477	-1,981
10	65,795	68,334	-2,539	20,496	23,037	-2,541

Fuente: elaboración propia, NEPLAN® versión 5.5.4.

4.3.3. Resultados época húmeda

En el apéndice B se pueden observar las tablas correspondientes a los flujos de potencia activa (MW) y factor de utilización de las 26 líneas monitoreadas en el Anillo Metropacífico, también, se muestra el resultado del comportamiento de la potencia reactiva (MVAR). Asimismo, las tablas muestran el comportamiento de los niveles de tensión en los 14 nodos monitoreados, son resaltados en color gris de fondo aquellos valores de tensión que se mejoran para diferentes taps de operación; además, la cargabilidad de los transformadores se muestra para los diferentes casos de análisis; así como los incrementos de los valores de corriente de corto circuito para un valor de 10 en la posición del tap del transformador desfasador. Y por último se hace un análisis de las pérdidas en el Sistema Nacional Interconectado, y de las pérdidas originadas en la red troncal del sistema.

Los comentarios de los resultados de la época seca se mantienen para la época húmeda, esto debido a que los flujos de potencia cambian por la tasa de crecimiento de la demanda para esta época. En la figura 37 se observa el resultado del flujo de potencia activa, como se puede observar el flujo varía linealmente con el cambio del ángulo de fase.

El balance del flujo de potencia se mantiene, es decir que el flujo de potencia solamente es redistribuido para las diferentes posiciones del tap del transformador desfasador y los diferentes valores del ángulo de desplazamiento. También se puede observar que conforme el transformador desfasador varía hasta alcanzar un flujo de potencia similar al del caso base, la diferencia de pérdidas entre el caso base y el caso proyecto tiene a ser cero.

Tabla XLII. **Flujos de potencia para diferentes valores de taps del transformador desfasador (0 a -10)**

Núm.	Ángulo		-11,1	-10,0	-8,9	-7,8	-6,7	-5,6	-4,4	-3,3	-2,2	-1,1	0,0
	Tap		-10,0	-9,0	-8,0	-7,0	-6,0	-5,0	-4,0	-3,0	-2,0	-1,0	0,0
	Línea		Potencia en MW										
1	1101	1124	97,6	95,2	92,8	90,3	87,8	85,2	82,6	80,0	77,4	74,7	72,0
2	1101	1124	97,6	95,2	92,8	90,3	87,8	85,2	82,6	80,0	77,4	74,7	72,0
3	1101	1140	-108,2	-103,4	-98,5	-93,5	-88,4	-83,2	-78,0	-72,8	-67,4	-62,1	-56,8
4	1102	1106	126,6	116,2	105,6	94,8	83,8	72,7	61,5	50,2	38,8	27,3	15,9
5	1102	1106	94,0	86,5	78,8	70,9	62,9	54,8	46,5	38,2	29,9	21,4	13,0
6	N01	1109	-190,3	-167,8	-145,0	-121,7	-98,2	-74,4	-50,4	-26,3	-2,0	22,5	46,9
7	1102	1140	44,5	40,5	36,5	32,5	28,3	24,1	19,8	15,5	11,2	6,9	2,5
8	1106	1109	210,9	202,8	194,6	186,2	177,7	169,1	160,4	151,6	142,7	133,8	124,9
9	1106	1120	81,9	74,6	67,1	59,4	51,6	43,7	35,7	27,6	19,5	11,3	3,1
10	1107	1108	-22,5	-21,2	-20,0	-18,7	-17,4	-16,2	-15,0	-13,7	-12,5	-11,3	-10,2
11	1107	1108	-22,5	-21,2	-20,0	-18,7	-17,4	-16,2	-15,0	-13,7	-12,5	-11,3	-10,2
12	1107	1109	16,8	13,1	9,4	5,7	1,9	-1,9	-5,7	-9,5	-13,3	-17,2	-21,0
13	1107	1109	16,8	13,1	9,4	5,7	1,9	-1,9	-5,7	-9,5	-13,3	-17,2	-21,0
14	1107	1124	-135,3	-130,6	-125,8	-120,9	-115,9	-110,8	-105,6	-100,5	-95,2	-90,0	-84,7
15	1108	247	-76,5	-75,8	-75,0	-74,2	-73,4	-72,6	-71,8	-71,0	-70,2	-69,4	-68,5
16	1108	247	-76,5	-75,8	-75,0	-74,2	-73,4	-72,6	-71,8	-71,0	-70,2	-69,4	-68,5
17	210	247	13,0	12,4	11,9	11,3	10,7	10,1	9,5	8,8	8,1	7,4	6,7
18	210	247	13,0	12,4	11,9	11,3	10,7	10,1	9,5	8,8	8,1	7,4	6,7
19	1109	246	-71,0	-67,7	-64,4	-61,0	-57,5	-54,1	-50,5	-47,0	-43,5	-39,9	-36,4
20	1109	246	-71,0	-67,7	-64,4	-61,0	-57,5	-54,1	-50,5	-47,0	-43,5	-39,9	-36,4
21	246	210	13,0	12,4	11,9	11,3	10,7	10,1	9,5	8,8	8,1	7,4	6,7
22	246	210	13,0	12,4	11,9	11,3	10,7	10,1	9,5	8,8	8,1	7,4	6,7
23	246	290	-99,0	-95,6	-92,0	-88,4	-84,8	-81,1	-77,3	-73,5	-69,7	-65,9	-62,0
24	246	290	-99,0	-95,6	-92,0	-88,4	-84,8	-81,1	-77,3	-73,5	-69,7	-65,9	-62,0
25	290	1140	-218,0	-211,3	-204,5	-197,6	-190,5	-183,3	-176,1	-168,7	-161,4	-153,9	-146,5
26	1120	1140	84,9	77,6	70,1	62,4	54,6	46,7	38,7	30,6	22,5	14,3	6,1

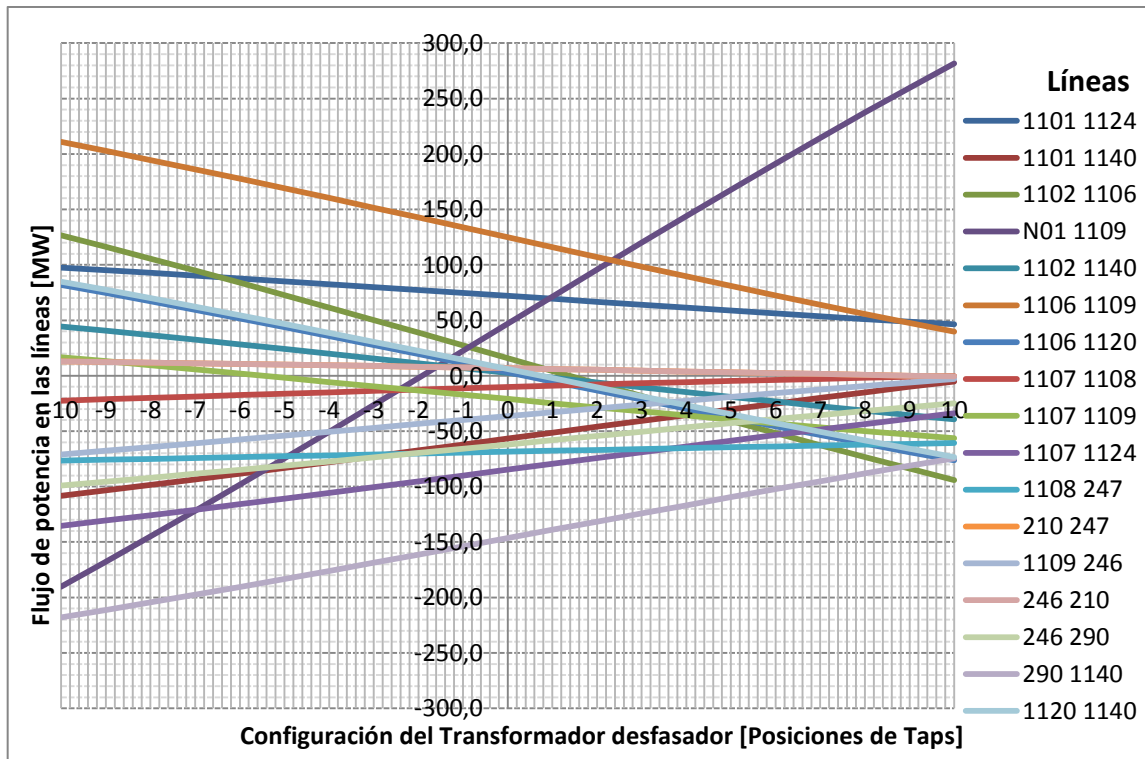
Fuente: elaboración propia, NEPLAN® versión 5.5.4.

Tabla XLIII. **Flujos de potencia para diferentes valores de taps del transformador desfasador (0 a -10)**

NÚM.	Ángulo		0,0	1,1	2,2	3,3	4,4	5,6	6,7	7,8	8,9	10,0	11,1
	Tap		0,0	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0
	Línea		Potencia en MW										
1	1101	1124	72,0	69,4	66,7	64,1	61,4	58,8	56,2	53,7	51,2	48,7	46,3
2	1101	1124	72,0	69,4	66,7	64,1	61,4	58,8	56,2	53,7	51,2	48,7	46,3
3	1101	1140	-56,8	-51,4	-46,1	-40,8	-35,5	-30,2	-25,1	-20,0	-14,9	-10,0	-5,2
4	1102	1106	15,9	4,4	-7,0	-18,4	-29,6	-40,8	-51,8	-62,7	-73,4	-83,8	-94,0
5	1102	1106	13,0	4,5	-3,9	-12,3	-20,7	-28,9	-37,1	-45,2	-53,2	-61,0	-68,6
6	N01	1109	46,9	71,3	95,7	119,9	143,9	167,8	191,3	214,5	237,4	259,8	281,7
7	1102	1140	2,5	-1,8	-6,2	-10,5	-14,8	-19,1	-23,3	-27,4	-31,5	-35,5	-39,4
8	1106	1109	124,9	116,0	107,2	98,3	89,6	80,9	72,4	64,0	55,7	47,6	39,6
9	1106	1120	3,1	-5,1	-13,4	-21,5	-29,7	-37,7	-45,7	-53,6	-61,3	-68,9	-76,4
10	1107	1108	-10,2	-9,0	-7,9	-6,8	-5,8	-4,8	-3,8	-2,8	-1,9	-1,1	-0,2
11	1107	1108	-10,2	-9,0	-7,9	-6,8	-5,8	-4,8	-3,8	-2,8	-1,9	-1,1	-0,2
12	1107	1109	-21,0	-24,8	-28,5	-32,2	-35,9	-39,5	-43,1	-46,5	-49,9	-53,2	-56,5
13	1107	1109	-21,0	-24,8	-28,5	-32,2	-35,9	-39,5	-43,1	-46,5	-49,9	-53,2	-56,5
14	1107	1124	-84,7	-79,5	-74,2	-69,0	-63,8	-58,6	-53,5	-48,5	-43,5	-38,7	-33,9
15	1108	247	-68,5	-67,7	-66,9	-66,1	-65,3	-64,5	-63,7	-63,0	-62,2	-61,5	-60,8
16	1108	247	-68,5	-67,7	-66,9	-66,1	-65,3	-64,5	-63,7	-63,0	-62,2	-61,5	-60,8
17	210	247	6,7	6,0	5,3	4,6	3,8	3,1	2,3	1,6	0,8	0,1	-0,7
18	210	247	6,7	6,0	5,3	4,6	3,8	3,1	2,3	1,6	0,8	0,1	-0,7
19	1109	246	-36,4	-32,9	-29,4	-25,9	-22,5	-19,1	-15,7	-12,4	-9,2	-6,1	-3,0
20	1109	246	-36,4	-32,9	-29,4	-25,9	-22,5	-19,1	-15,7	-12,4	-9,2	-6,1	-3,0
21	246	210	6,7	6,0	5,3	4,6	3,8	3,1	2,3	1,6	0,8	0,1	-0,7
22	246	210	6,7	6,0	5,3	4,6	3,8	3,1	2,3	1,6	0,8	0,1	-0,7
23	246	290	-62,0	-58,2	-54,3	-50,5	-46,7	-42,9	-39,2	-35,5	-31,8	-28,3	-24,8
24	246	290	-62,0	-58,2	-54,3	-50,5	-46,7	-42,9	-39,2	-35,5	-31,8	-28,3	-24,8
25	290	1140	-146,5	-139,0	-131,6	-124,2	-116,8	-109,5	-102,3	-95,2	-88,2	-81,3	-74,6
26	1120	1140	6,1	-2,1	-10,3	-18,5	-26,7	-34,7	-42,7	-50,5	-58,3	-65,9	-73,4

Fuente: elaboración propia, NEPLAN® versión 5.5.4.

Figura 37. **Flujos de potencia en las líneas monitoreadas para diferentes taps del transformador desfasador**



Fuente: elaboración propia, NEPLAN® versión 5.5.4.

Tabla XLIV. **Comparación de pérdidas en el SNI y en la red troncal para los diferentes valores de ángulo**

Tap de operación	Pérdidas MW en el SNI			Pérdidas MW en la red troncal		
	CB	CP	Ahorro	CB	CP	Ahorro
-10	65,706	72,899	-7,193	18,575	25,454	-6,879
-9	65,706	71,861	-6,155	18,575	24,459	-5,884
-8	65,706	70,892	-5,186	18,575	23,529	-4,954
-7	65,706	70,000	-4,294	18,575	22,671	-4,096
-6	65,706	69,189	-3,483	18,575	21,891	-3,316
-5	65,706	68,464	-2,758	18,575	21,192	-2,617
-4	65,706	67,827	-2,121	18,575	20,576	-2,001
-3	65,706	67,281	-1,575	18,575	20,048	-1,473
-2	65,706	66,830	-1,124	18,575	19,610	-1,035
-1	65,706	66,475	-0,769	18,575	19,264	-0,689
0	65,706	66,216	-0,510	18,575	19,010	-0,435
1	65,706	66,055	-0,349	18,575	18,850	-0,275
2	65,706	65,991	-0,285	18,575	18,782	-0,207
3	65,706	66,023	-0,317	18,575	18,806	-0,231
4	65,706	66,149	-0,443	18,575	18,921	-0,346
5	65,706	66,368	-0,662	18,575	19,124	-0,549
6	65,706	66,676	-0,970	18,575	19,412	-0,837
7	65,706	67,070	-1,364	18,575	19,782	-1,207
8	65,706	67,547	-1,841	18,575	20,231	-1,656
9	65,706	68,102	-2,396	18,575	20,753	-2,178
10	65,706	68,728	-3,022	18,575	21,343	-2,768

Fuente: elaboración propia, NEPLAN® versión 5.5.4.

CONCLUSIONES

1. El transformador desfasador es una tecnología relativamente nueva que permite la regulación del ángulo de fase en sistemas de potencia conectados entre varios puntos, y el control de flujo de energía en las líneas.
2. Se evidencia que una regulación de tensión clásica sin desplazamiento de fase ya es suficiente en estas nuevas condiciones de operación, lo que hace necesario la evaluación de nuevas alternativas que permitan mejorar las condiciones de operación del Sistema Nacional Interconectado.
3. La simulación del Sistema Nacional Interconectado proyectado con la inclusión de las obras del PET 1–2009, determinó que se mejora la regulación en la mayoría de barras, sin embargo, algunas barras del sistema todavía presentan problemas de voltaje, fuera del $\pm 5\%$ del valor tolerable.
4. Queda demostrado que el transformados desfasador puede ser utilizado para redistribuir el flujo de potencia, y puede ser tomado en cuenta para futuras aplicaciones en el Sistema Nacional Interconectado, o en los puntos donde la red de Guatemala intercambia energía con otros países.

RECOMENDACIONES

1. Dado que los resultados muestran que varios nodos del sistema presentan valores de tensión por encima de los valores de tolerancia establecidos, se hace evidente la necesidad de hacer un análisis con más detalle para compensar la energía reactiva, o una configuración en los taps de los transformadores para regularizar los niveles de tensión.
2. Debido a los Planes de Expansión al Sistema de Transporte se hace necesario evaluar y considerar nuevas soluciones, que permitan controlar de forma óptima el flujo de potencia según el sistema lo necesite, además, el transformador desfasador permite ser una herramienta que controla el flujo de potencia activa ya sea en el Sistema Nacional Interconectado, o en las redes donde Guatemala se interconecta con otros países para la comercialización de energía con otros países de la región.
3. Para una aplicación del transformador desfasador en el Sistema Nacional Interconectado se hace necesario un estudio, para definir las características y requerimientos de la red de transporte, para la correcta selección del transformador desfasador.
4. Los resultados obtenidos con la simulación no permiten ser concluyentes sobre la necesidad de integrar un transformador desfasador en el Sistema Nacional Interconectado, por lo que es necesario hacer nuevos estudios.

5. En el presente trabajo se evaluó un punto de ubicación del transformador desfasador, por lo que en posteriores estudios se deben considerar más puntos de análisis.

BIBLIOGRAFÍA

1. *Administrador del Mercado Mayorista*. [en línea]. <<http://www.amm.gob.gt>>. [Consulta: octubre de 2015].
2. *Comisión Nacional de Energía Eléctrica*. [en línea]. <<http://www.cnee.gob.gt>>. [Consulta: octubre de 2015].
3. _____. *Compendio de Normas Técnicas emitidas por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica*, Guatemala: CNEE, 2087. 287 p.
4. _____. *NEPLAN® versión 4.54. Programa diseñado para analizar flujos de potencia*. Guatemala: EEGSA, 2014. 158 p.
5. _____. *Sistemas Gráficos Eléctricos (SIGRE)*. Versión 1X, Programa diseñado para información de la red de Transporte y Distribución propiedad de TRELEC y EEGSA. Guatemala: EEGSA, 2005. 96 p.
6. CNEE. *Planes de expansión sistema eléctrico guatemalteco una visión a largo plazo*. Guatemala: CNEE, 2009. 111 p.
7. Dirección General de Energía. *Subsector Eléctrico en Guatemala*. Guatemala: Dirección General de Energía, 2011, 3 p.
8. *Empresa Eléctrica de Guatemala*. [en línea]. <<http://www.eegsa.com>>. [Consulta: septiembre de 2015].

9. GRAINGER, John J. *Análisis de sistemas de potencia*. 4a ed. México: McGraw-Hill, 1996. 743 p.
10. HARLOW, James H. *Electric Power Transformer Engineering*. USA: CRC Press LLC, 2004. 482 p.
11. KUNDUR, Prabha. *Power system stability and control*. United States of America: McGraw-Hill, 1993. 1199 p.
12. Ministerio de Energía y Minas. *Plan de expansión del sistema de transporte 2014-2023, 2014*. [en línea]. <http://www.Minsisterioyminas.com>. [Consulta: 15 de diciembre de 2015].
13. _____. *Política energética 2013-2027*. Guatemala: MEN, 2013, 56 p.
14. VERBOOMEN, Jody. *Optimisation of transmission systems by use of Phase Shifting Transformers*. Zutphen the Netherlands: Wöhrmann Print Service, 2008. 180 p.

APÉNDICES

Resultados de flujos de carga 2018 época seca

Apéndice 1. **Flujos de potencia [MW] y factor de utilización [%] en líneas de 230 kV pertenecientes al Anillo Metropacífico demanda máxima**

TAP de operación	Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
LÍNEA MONITOREADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1101-1124									
-10	87.99	121.65	27.67	0.34	0.60	44.14	24.52	32.63	24.85
-9	87.99	119.25	26.21	0.34	0.58	41.95	24.52	32.02	23.42
-8	87.99	116.79	24.66	0.34	0.56	39.57	24.52	31.39	21.89
-7	87.99	114.29	23.01	0.34	0.54	37.01	24.52	30.76	20.29
-6	87.99	111.74	21.25	0.34	0.51	34.24	24.52	30.11	18.57
-5	87.99	109.16	19.39	0.34	0.49	31.27	24.52	29.46	16.77
-4	87.99	106.54	17.41	0.34	0.47	28.04	24.52	28.80	14.86
-3	87.99	103.90	15.31	0.34	0.45	24.56	24.52	28.14	12.86
-2	87.99	101.24	13.09	0.34	0.43	20.80	24.52	27.47	10.74
-1	87.99	98.57	10.73	0.34	0.40	16.73	24.52	26.80	8.51
0	87.99	95.89	8.24	0.34	0.38	12.33	24.52	26.13	6.16
1	87.99	93.21	5.60	0.34	0.36	7.60	24.52	25.47	3.73
2	87.99	90.54	2.81	0.34	0.35	2.46	24.52	24.80	1.13
3	87.99	87.88	-0.13	0.34	0.33	-3.06	24.52	24.14	-1.57
4	87.99	85.23	-3.24	0.34	0.31	-9.03	24.52	23.48	-4.43
5	87.99	82.61	-6.51	0.34	0.29	-15.45	24.52	22.82	-7.45
6	87.99	80.02	-9.96	0.34	0.28	-22.41	24.52	22.18	-10.55
7	87.99	77.47	-13.58	0.34	0.26	-29.87	24.52	21.55	-13.78
8	87.99	74.95	-17.39	0.34	0.24	-37.95	24.52	20.92	-17.21
9	87.99	72.49	-21.39	0.34	0.23	-46.65	24.52	20.30	-20.79
10	87.99	70.08	-25.56	0.34	0.22	-55.95	24.52	19.70	-24.47

Continuación de apéndice 1.

TAP de operación	Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
LÍNEA MONITOREADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1101-1124									
-10	87.99	121.65	27.67	0.34	0.60	44.14	24.52	32.63	24.85
-9	87.99	119.25	26.21	0.34	0.58	41.95	24.52	32.02	23.42
-8	87.99	116.79	24.66	0.34	0.56	39.57	24.52	31.39	21.89
-7	87.99	114.29	23.01	0.34	0.54	37.01	24.52	30.76	20.29
-6	87.99	111.74	21.25	0.34	0.51	34.24	24.52	30.11	18.57
-5	87.99	109.16	19.39	0.34	0.49	31.27	24.52	29.46	16.77
-4	87.99	106.54	17.41	0.34	0.47	28.04	24.52	28.80	14.86
-3	87.99	103.90	15.31	0.34	0.45	24.56	24.52	28.14	12.86
-2	87.99	101.24	13.09	0.34	0.43	20.80	24.52	27.47	10.74
-1	87.99	98.57	10.73	0.34	0.40	16.73	24.52	26.80	8.51
0	87.99	95.89	8.24	0.34	0.38	12.33	24.52	26.13	6.16
1	87.99	93.21	5.60	0.34	0.36	7.60	24.52	25.47	3.73
2	87.99	90.54	2.81	0.34	0.35	2.46	24.52	24.80	1.13
3	87.99	87.88	-0.13	0.34	0.33	-3.06	24.52	24.14	-1.57
4	87.99	85.23	-3.24	0.34	0.31	-9.03	24.52	23.48	-4.43
5	87.99	82.61	-6.51	0.34	0.29	-15.45	24.52	22.82	-7.45
6	87.99	80.02	-9.96	0.34	0.28	-22.41	24.52	22.18	-10.55
7	87.99	77.47	-13.58	0.34	0.26	-29.87	24.52	21.55	-13.78
8	87.99	74.95	-17.39	0.34	0.24	-37.95	24.52	20.92	-17.21
9	87.99	72.49	-21.39	0.34	0.23	-46.65	24.52	20.30	-20.79
10	87.99	70.08	-25.56	0.34	0.22	-55.95	24.52	19.70	-24.47

TAP de operación	Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
LÍNEA MONITOREADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1101-1140									
-10	-89.11	-156.87	43.19	0.26	0.70	62.90	19.52	31.95	38.90
-9	-89.11	-152.02	41.38	0.26	0.65	60.55	19.52	30.99	37.01
-8	-89.11	-147.06	39.41	0.26	0.61	57.93	19.52	30.01	34.96
-7	-89.11	-142.01	37.25	0.26	0.57	55.00	19.52	29.01	32.71
-6	-89.11	-136.88	34.90	0.26	0.53	51.70	19.52	28.01	30.31
-5	-89.11	-131.68	32.33	0.26	0.50	48.01	19.52	27.00	27.70
-4	-89.11	-126.41	29.51	0.26	0.46	43.84	19.52	25.98	24.87
-3	-89.11	-121.10	26.41	0.26	0.42	39.13	19.52	24.96	21.79
-2	-89.11	-115.75	23.01	0.26	0.39	33.79	19.52	23.94	18.46
-1	-89.11	-110.37	19.26	0.26	0.36	27.72	19.52	22.92	14.83
0	-89.11	-104.98	15.12	0.26	0.33	20.80	19.52	21.90	10.87
1	-89.11	-99.59	10.52	0.26	0.30	12.89	19.52	20.89	6.56
2	-89.11	-94.21	5.41	0.26	0.27	3.84	19.52	19.89	1.86
3	-89.11	-88.86	-0.28	0.26	0.24	-6.56	19.52	18.90	-3.28
4	-89.11	-83.54	-6.66	0.26	0.22	-18.56	19.52	17.92	-8.93
5	-89.11	-78.28	-13.83	0.26	0.19	-32.43	19.52	16.97	-15.03
6	-89.11	-73.09	-21.92	0.26	0.17	-48.42	19.52	16.04	-21.70
7	-89.11	-67.96	-31.12	0.26	0.15	-66.95	19.52	15.13	-29.02
8	-89.11	-62.91	-41.64	0.26	0.14	-88.53	19.52	14.25	-36.98
9	-89.11	-57.96	-53.73	0.26	0.12	-113.48	19.52	13.40	-45.67
10	-89.11	-53.13	-67.71	0.26	0.11	-142.35	19.52	12.59	-55.04

Continuación de apéndice 1.

TAP de operación	Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
LÍNEA MONITOREADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1102-1106 A									
-10	-21.99	122.99	117.88	0.00	0.01	95.77	4.69	24.16	80.59
-9	-21.99	112.49	119.55	0.00	0.01	94.92	4.69	22.15	78.83
-8	-21.99	101.76	121.61	0.00	0.00	93.88	4.69	20.11	76.68
-7	-21.99	90.83	124.21	0.00	0.00	92.31	4.69	18.05	74.02
-6	-21.99	79.75	127.57	0.00	0.00	90.32	4.69	15.99	70.67
-5	-21.99	68.53	132.08	0.00	0.00	86.96	4.69	13.94	66.36
-4	-21.99	57.19	138.45	0.00	0.00	82.35	4.69	11.90	60.59
-3	-21.99	45.75	148.06	0.00	0.00	75.00	4.69	9.92	52.72
-2	-21.99	34.24	164.21	0.00	0.00	62.50	4.69	8.05	41.74
-1	-21.99	22.70	196.88	0.00	0.00	40.00	4.69	6.39	26.60
0	-21.99	11.14	297.44	0.00	0.00	0.00	4.69	5.16	9.11
1	-21.99	-0.41	-5302.70	0.00	0.00	0.00	4.69	4.73	0.85
2	-21.99	-11.92	-84.53	0.00	0.00	0.00	4.69	5.27	11.01
3	-21.99	-23.35	5.83	0.00	0.00	40.00	4.69	6.53	28.18
4	-21.99	-34.70	36.63	0.00	0.00	62.50	4.69	8.18	42.67
5	-21.99	-45.92	52.12	0.00	0.00	75.00	4.69	10.02	53.19
6	-21.99	-56.98	61.41	0.00	0.00	82.35	4.69	11.93	60.69
7	-21.99	-67.88	67.61	0.00	0.00	86.96	4.69	13.89	66.23
8	-21.99	-78.61	72.03	0.00	0.00	90.00	4.69	15.85	70.41
9	-21.99	-89.10	75.32	0.00	0.00	92.11	4.69	17.80	73.65
10	-21.99	-99.34	77.86	0.00	0.00	93.62	4.69	19.73	76.23

TAP de operación	Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
LÍNEA MONITOREADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1102-1106 B									
-10	-15.62	91.74	117.03	0.00	0.01	96.15	3.55	18.26	80.56
-9	-15.62	84.10	118.58	0.00	0.01	95.38	3.55	16.74	78.79
-8	-15.62	76.28	120.48	0.00	0.01	94.44	3.55	15.20	76.64
-7	-15.62	68.30	122.87	0.00	0.00	93.02	3.55	13.64	73.97
-6	-15.62	60.20	125.95	0.00	0.00	91.18	3.55	12.08	70.61
-5	-15.62	51.99	130.05	0.00	0.00	88.46	3.55	10.53	66.29
-4	-15.62	43.67	135.77	0.00	0.00	84.21	3.55	9.00	60.56
-3	-15.62	35.27	144.29	0.00	0.00	76.92	3.55	7.50	52.67
-2	-15.62	26.82	158.27	0.00	0.00	66.67	3.55	6.08	41.61
-1	-15.62	18.32	185.31	0.00	0.00	40.00	3.55	4.83	26.50
0	-15.62	9.79	259.58	0.00	0.00	25.00	3.55	3.90	8.97
1	-15.62	1.27	1332.18	0.00	0.00	0.00	3.55	3.56	0.28
2	-15.62	-7.24	-115.71	0.00	0.00	25.00	3.55	3.98	10.80
3	-15.62	-15.71	0.55	0.00	0.00	50.00	3.55	4.94	28.14
4	-15.62	-24.13	35.25	0.00	0.00	66.67	3.55	6.19	42.65
5	-15.62	-32.47	51.87	0.00	0.00	76.92	3.55	7.57	53.10
6	-15.62	-40.69	61.61	0.00	0.00	84.21	3.55	9.02	60.64
7	-15.62	-48.82	67.99	0.00	0.00	88.46	3.55	10.49	66.16
8	-15.62	-56.82	72.50	0.00	0.00	90.91	3.55	11.98	70.37
9	-15.62	-64.67	75.84	0.00	0.00	92.86	3.55	13.45	73.61
10	-15.62	-72.34	78.40	0.00	0.01	94.23	3.55	14.91	76.19

Continuación de apéndice 1.

TAP de operación	Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
LÍNEA MONITOREADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS N01-1109									
-10	134.06	-176.83	175.82	1.05	1.88	44.24	27.48	36.02	23.71
-9	134.06	-154.17	186.96	1.05	1.47	28.56	27.48	31.74	13.42
-8	134.06	-131.08	202.28	1.05	1.11	5.45	27.48	27.48	0.00
-7	134.06	-107.61	224.59	1.05	0.81	-29.83	27.48	23.30	-17.94
-6	134.06	-83.86	259.88	1.05	0.57	-84.91	27.48	19.32	-42.24
-5	134.06	-59.86	323.97	1.05	0.39	-169.15	27.48	15.74	-74.59
-4	134.06	-35.65	476.10	1.05	0.28	-278.97	27.48	12.95	-112.20
-3	134.06	-11.28	1288.30	1.05	0.23	-355.52	27.48	11.57	-137.51
-2	134.06	13.42	-899.06	1.05	0.25	-317.10	27.48	14.41	-90.70
-1	134.06	37.99	-252.91	1.05	0.34	-207.96	27.48	16.48	-66.75
0	134.06	62.61	-114.14	1.05	0.50	-110.60	27.48	19.57	-40.42
1	134.06	87.20	-53.74	1.05	0.72	-45.05	27.48	23.29	-17.99
2	134.06	111.74	-19.98	1.05	1.01	-3.32	27.48	27.36	-0.44
3	134.06	136.13	1.52	1.05	1.37	23.57	27.48	31.63	13.12
4	134.06	160.36	16.40	1.05	1.79	41.52	27.48	36.02	23.71
5	134.06	184.32	27.27	1.05	2.27	53.90	27.48	40.46	32.08
6	134.06	207.96	35.53	1.05	2.81	62.73	27.48	44.91	38.81
7	134.06	231.27	42.03	1.05	3.41	69.24	27.48	49.35	44.32
8	134.06	254.23	47.27	1.05	4.06	74.15	27.48	53.77	48.89
9	134.06	276.70	51.55	1.05	4.75	77.93	27.48	58.14	52.73
10	134.06	298.63	55.11	1.05	5.49	80.89	27.48	62.44	55.99

TAP de operación	Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
LÍNEA MONITOREADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1102-1140									
-10	1.12	55.96	98.00	0.00	0.03	95.29	3.40	14.77	76.98
-9	1.12	52.00	97.85	0.00	0.03	94.54	3.40	13.73	75.24
-8	1.12	47.95	97.67	0.00	0.02	93.57	3.40	12.67	73.16
-7	1.12	43.82	97.45	0.00	0.02	92.34	3.40	11.59	70.66
-6	1.12	39.63	97.18	0.00	0.02	90.64	3.40	10.51	67.65
-5	1.12	35.39	96.84	0.00	0.01	88.32	3.40	9.41	63.87
-4	1.12	31.09	96.40	0.00	0.01	85.05	3.40	8.32	59.13
-3	1.12	26.76	95.82	0.00	0.01	80.00	3.40	7.22	52.91
-2	1.12	22.39	95.01	0.00	0.01	71.93	3.40	6.13	44.54
-1	1.12	18.01	93.79	0.00	0.00	58.97	3.40	5.06	32.81
0	1.12	13.62	91.79	0.00	0.00	33.33	3.40	4.03	15.63
1	1.12	9.24	87.89	0.00	0.00	-14.29	3.40	3.09	-10.03
2	1.12	4.86	76.99	0.00	0.00	-128.57	3.40	2.33	-45.92
3	1.12	0.51	-120.08	0.00	0.00	-220.00	3.40	1.98	-71.72
4	1.12	-3.82	129.30	0.00	0.00	-166.67	3.40	1.84	-84.78
5	1.12	-8.09	113.82	0.00	0.00	-33.33	3.40	2.63	-29.28
6	1.12	-12.31	109.08	0.00	0.00	23.81	3.40	3.59	5.29
7	1.12	-16.47	106.79	0.00	0.00	54.29	3.40	4.60	26.09
8	1.12	-20.57	105.44	0.00	0.01	68.63	3.40	5.63	39.61
9	1.12	-24.58	104.55	0.00	0.01	77.46	3.40	6.66	48.95
10	1.12	-28.50	103.92	0.00	0.01	82.98	3.40	7.67	55.67

Continuación de apéndice 1.

TAP de operación	Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
LÍNEA MONITOREADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1106-1109									
-10	135.90	248.64	45.34	1.06	3.37	68.37	27.85	49.07	43.24
-9	135.90	240.51	43.49	1.06	3.15	66.18	27.85	47.47	41.33
-8	135.90	232.19	41.47	1.06	2.93	63.71	27.85	45.84	39.25
-7	135.90	223.72	39.25	1.06	2.73	60.92	27.85	44.18	36.96
-6	135.90	215.13	36.83	1.06	2.52	57.76	27.85	42.51	34.49
-5	135.90	206.43	34.17	1.06	2.32	54.15	27.85	40.81	31.76
-4	135.90	197.63	31.23	1.06	2.13	50.02	27.85	39.10	28.77
-3	135.90	188.75	28.00	1.06	1.95	45.27	27.85	37.38	25.49
-2	135.90	179.82	24.42	1.06	1.77	39.78	27.85	35.66	21.90
-1	135.90	170.86	20.46	1.06	1.60	33.41	27.85	33.92	17.90
0	135.90	161.89	16.05	1.06	1.44	25.96	27.85	32.19	13.48
1	135.90	152.93	11.14	1.06	1.29	17.21	27.85	30.46	8.57
2	135.90	144.00	5.62	1.06	1.14	6.86	27.85	28.74	3.10
3	135.90	135.12	-0.58	1.06	1.01	-5.49	27.85	27.03	-3.03
4	135.90	126.32	-7.59	1.06	0.88	-20.34	27.85	25.33	-9.95
5	135.90	117.61	-15.56	1.06	0.77	-38.35	27.85	23.65	-17.76
6	135.90	109.03	-24.65	1.06	0.66	-60.38	27.85	21.99	-26.65
7	135.90	100.57	-35.13	1.06	0.57	-87.71	27.85	20.35	-36.86
8	135.90	92.25	-47.33	1.06	0.48	-122.13	27.85	18.74	-48.61
9	135.90	84.11	-61.58	1.06	0.40	-165.89	27.85	17.17	-62.20
10	135.90	76.17	-78.43	1.06	0.33	-222.40	27.85	15.63	-78.18

TAP de operación	Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
LÍNEA MONITOREADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1106-1120									
-10	2.57	106.51	97.59	0.00	0.06	93.84	5.50	21.66	74.61
-9	2.57	99.09	97.41	0.00	0.05	92.90	5.50	20.18	72.75
-8	2.57	91.50	97.19	0.00	0.05	91.70	5.50	18.67	70.54
-7	2.57	83.76	96.94	0.00	0.04	90.15	5.50	17.14	67.91
-6	2.57	75.90	96.62	0.00	0.03	88.11	5.50	15.60	64.74
-5	2.57	67.92	96.22	0.00	0.03	85.34	5.50	14.05	60.85
-4	2.57	59.84	95.71	0.00	0.02	81.43	5.50	12.49	55.96
-3	2.57	51.68	95.03	0.00	0.02	75.78	5.50	10.94	49.73
-2	2.57	43.47	94.09	0.00	0.01	67.23	5.50	9.41	41.55
-1	2.57	35.20	92.71	0.00	0.01	53.01	5.50	7.90	30.38
0	2.57	26.92	90.46	0.00	0.01	30.36	5.50	6.47	14.99
1	2.57	18.63	86.22	0.00	0.00	-11.43	5.50	5.15	-6.80
2	2.57	10.36	75.21	0.00	0.00	-77.27	5.50	4.08	-34.80
3	2.57	2.12	-20.91	0.00	0.00	-160.00	5.50	3.48	-58.05
4	2.57	-6.07	142.31	0.00	0.00	-143.75	5.50	3.39	-62.24
5	2.57	-14.18	118.11	0.00	0.00	-62.50	5.50	4.17	-31.89
6	2.57	-22.18	111.57	0.00	0.00	0.00	5.50	5.32	-3.38
7	2.57	-30.09	108.53	0.00	0.01	36.07	5.50	6.64	17.17
8	2.57	-37.88	106.78	0.00	0.01	55.68	5.50	8.03	31.51
9	2.57	-45.52	105.64	0.00	0.01	67.77	5.50	9.44	41.74
10	2.57	-52.99	104.84	0.00	0.02	75.63	5.50	10.85	49.31

Continuación de apéndice 1.

TAP de operación	Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
LÍNEA MONITORIADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1107-1108									
-10	9.27	-6.85	235.24	0.03	0.03	18.51	6.18	6.00	-3.00
-9	9.27	-5.55	266.88	0.03	0.03	15.77	6.18	5.89	-4.92
-8	9.27	-4.25	318.05	0.03	0.03	13.15	6.18	5.79	-6.74
-7	9.27	-2.95	414.28	0.03	0.03	10.99	6.18	5.72	-8.04
-6	9.27	-1.65	660.16	0.03	0.03	9.39	6.18	5.66	-9.19
-5	9.27	-0.37	2610.84	0.03	0.03	8.06	6.18	5.62	-9.96
-4	9.27	0.93	-894.10	0.03	0.03	7.38	6.18	6.41	3.59
-3	9.27	2.19	-323.06	0.03	0.03	7.38	6.18	6.41	3.59
-2	9.27	3.43	-170.04	0.03	0.03	7.72	6.18	6.42	3.74
-1	9.27	4.65	-99.29	0.03	0.03	8.73	6.18	6.45	4.19
0	9.27	5.84	-58.54	0.03	0.03	10.04	6.18	6.50	4.92
1	9.27	7.01	-32.13	0.03	0.03	11.93	6.18	6.56	5.79
2	9.27	8.15	-13.67	0.03	0.03	14.04	6.18	6.63	6.79
3	9.27	9.26	-0.08	0.03	0.03	16.33	6.18	6.72	8.04
4	9.27	10.33	10.34	0.03	0.03	19.03	6.18	6.82	9.38
5	9.27	11.37	18.52	0.03	0.03	21.81	6.18	6.93	10.82
6	9.27	12.37	25.10	0.03	0.03	24.85	6.18	7.05	12.34
7	9.27	13.33	30.51	0.03	0.03	27.67	6.18	7.19	14.05
8	9.27	14.26	35.01	0.03	0.04	30.66	6.18	7.33	15.69
9	9.27	15.14	38.80	0.03	0.04	33.60	6.18	7.47	17.27
10	9.27	15.98	42.01	0.03	0.04	36.46	6.18	7.63	19.00

TAP de operación	Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
LÍNEA MONITORIADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1107-1108									
-10	9.27	-6.85	235.24	0.03	0.03	18.51	6.18	6.00	-3.00
-9	9.27	-5.55	266.88	0.03	0.03	15.77	6.18	5.89	-4.92
-8	9.27	-4.25	318.05	0.03	0.03	13.15	6.18	5.79	-6.74
-7	9.27	-2.95	414.28	0.03	0.03	10.99	6.18	5.72	-8.04
-6	9.27	-1.65	660.16	0.03	0.03	9.39	6.18	5.66	-9.19
-5	9.27	-0.37	2610.84	0.03	0.03	8.06	6.18	5.62	-9.96
-4	9.27	0.93	-894.10	0.03	0.03	7.38	6.18	6.41	3.59
-3	9.27	2.19	-323.06	0.03	0.03	7.38	6.18	6.41	3.59
-2	9.27	3.43	-170.04	0.03	0.03	7.72	6.18	6.42	3.74
-1	9.27	4.65	-99.29	0.03	0.03	8.73	6.18	6.45	4.19
0	9.27	5.84	-58.54	0.03	0.03	10.04	6.18	6.50	4.92
1	9.27	7.01	-32.13	0.03	0.03	11.93	6.18	6.56	5.79
2	9.27	8.15	-13.67	0.03	0.03	14.04	6.18	6.63	6.79
3	9.27	9.26	-0.08	0.03	0.03	16.33	6.18	6.72	8.04
4	9.27	10.33	10.34	0.03	0.03	19.03	6.18	6.82	9.38
5	9.27	11.37	18.52	0.03	0.03	21.81	6.18	6.93	10.82
6	9.27	12.37	25.10	0.03	0.03	24.85	6.18	7.05	12.34
7	9.27	13.33	30.51	0.03	0.03	27.67	6.18	7.19	14.05
8	9.27	14.26	35.01	0.03	0.04	30.66	6.18	7.33	15.69
9	9.27	15.14	38.80	0.03	0.04	33.60	6.18	7.47	17.27
10	9.27	15.98	42.01	0.03	0.04	36.46	6.18	7.63	19.00

Continuación de apéndice 1.

TAP de operación	Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
LÍNEA MONITOREADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1107-1109									
-10	-44.34	5.08	972.22	0.05	0.02	-118.43	9.80	6.24	-57.05
-9	-44.34	1.41	3248.79	0.05	0.02	-123.58	9.80	6.16	-59.09
-8	-44.34	-2.34	-1791.42	0.05	0.02	-123.58	9.80	6.71	-46.05
-7	-44.34	-6.12	-624.19	0.05	0.02	-118.43	9.80	6.78	-44.54
-6	-44.34	-9.93	-346.30	0.05	0.02	-108.81	9.80	6.93	-41.41
-5	-44.34	-13.77	-221.94	0.05	0.02	-95.87	9.80	7.15	-37.06
-4	-44.34	-17.63	-151.46	0.05	0.03	-79.55	9.80	7.43	-31.90
-3	-44.34	-21.50	-106.20	0.05	0.03	-63.45	9.80	7.77	-26.13
-2	-44.34	-25.37	-74.74	0.05	0.03	-47.20	9.80	8.17	-19.95
-1	-44.34	-29.24	-51.65	0.05	0.04	-32.03	9.80	8.60	-13.95
0	-44.34	-33.08	-34.02	0.05	0.04	-17.91	9.80	9.08	-7.93
1	-44.34	-36.90	-20.15	0.05	0.04	-5.57	9.80	9.58	-2.30
2	-44.34	-40.69	-8.96	0.05	0.05	5.58	9.80	10.11	3.07
3	-44.34	-44.43	0.22	0.05	0.06	15.36	9.80	10.65	7.98
4	-44.34	-48.13	7.88	0.05	0.06	23.79	9.80	11.21	12.58
5	-44.34	-51.76	14.34	0.05	0.07	31.10	9.80	11.78	16.81
6	-44.34	-55.32	19.85	0.05	0.08	37.55	9.80	12.35	20.65
7	-44.34	-58.81	24.61	0.05	0.08	43.10	9.80	12.93	24.21
8	-44.34	-62.23	28.75	0.05	0.09	47.97	9.80	13.51	27.46
9	-44.34	-65.55	32.36	0.05	0.10	52.22	9.80	14.09	30.45
10	-44.34	-68.77	35.53	0.05	0.11	55.95	9.80	14.67	33.20

TAP de operación	Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
LÍNEA MONITOREADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1107-1109									
-10	-44.34	5.08	972.22	0.05	0.02	-118.43	9.80	6.24	-57.05
-9	-44.34	1.41	3248.79	0.05	0.02	-123.58	9.80	6.16	-59.09
-8	-44.34	-2.34	-1791.42	0.05	0.02	-123.58	9.80	6.71	-46.05
-7	-44.34	-6.12	-624.19	0.05	0.02	-118.43	9.80	6.78	-44.54
-6	-44.34	-9.93	-346.30	0.05	0.02	-108.81	9.80	6.93	-41.41
-5	-44.34	-13.77	-221.94	0.05	0.02	-95.87	9.80	7.15	-37.06
-4	-44.34	-17.63	-151.46	0.05	0.03	-79.55	9.80	7.43	-31.90
-3	-44.34	-21.50	-106.20	0.05	0.03	-63.45	9.80	7.77	-26.13
-2	-44.34	-25.37	-74.74	0.05	0.03	-47.20	9.80	8.17	-19.95
-1	-44.34	-29.24	-51.65	0.05	0.04	-32.03	9.80	8.60	-13.95
0	-44.34	-33.08	-34.02	0.05	0.04	-17.91	9.80	9.08	-7.93
1	-44.34	-36.90	-20.15	0.05	0.04	-5.57	9.80	9.58	-2.30
2	-44.34	-40.69	-8.96	0.05	0.05	5.58	9.80	10.11	3.07
3	-44.34	-44.43	0.22	0.05	0.06	15.36	9.80	10.65	7.98
4	-44.34	-48.13	7.88	0.05	0.06	23.79	9.80	11.21	12.58
5	-44.34	-51.76	14.34	0.05	0.07	31.10	9.80	11.78	16.81
6	-44.34	-55.32	19.85	0.05	0.08	37.55	9.80	12.35	20.65
7	-44.34	-58.81	24.61	0.05	0.08	43.10	9.80	12.93	24.21
8	-44.34	-62.23	28.75	0.05	0.09	47.97	9.80	13.51	27.46
9	-44.34	-65.55	32.36	0.05	0.10	52.22	9.80	14.09	30.45
10	-44.34	-68.77	35.53	0.05	0.11	55.95	9.80	14.67	33.20

Continuación de apéndice 1.

TAP de operación	Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
LÍNEA MONITORIADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1107-1124									
-10	-79.93	-146.37	45.39	0.22	0.73	69.99	15.83	28.72	44.88
-9	-79.93	-141.62	43.56	0.22	0.68	67.89	15.83	27.77	43.00
-8	-79.93	-136.76	41.56	0.22	0.63	65.52	15.83	26.80	40.93
-7	-79.93	-131.81	39.36	0.22	0.59	62.83	15.83	25.82	38.69
-6	-79.93	-126.78	36.95	0.22	0.54	59.77	15.83	24.82	36.22
-5	-79.93	-121.68	34.31	0.22	0.50	56.28	15.83	23.81	33.52
-4	-79.93	-116.52	31.40	0.22	0.46	52.27	15.83	22.80	30.57
-3	-79.93	-111.31	28.19	0.22	0.42	47.65	15.83	21.77	27.29
-2	-79.93	-106.06	24.64	0.22	0.38	42.29	15.83	20.74	23.67
-1	-79.93	-100.79	20.70	0.22	0.34	36.04	15.83	19.70	19.64
0	-79.93	-95.51	16.31	0.22	0.31	28.72	15.83	18.66	15.17
1	-79.93	-90.23	11.41	0.22	0.27	20.07	15.83	17.63	10.21
2	-79.93	-84.95	5.91	0.22	0.24	9.77	15.83	16.59	4.58
3	-79.93	-79.71	-0.28	0.22	0.21	-2.54	15.83	15.57	-1.67
4	-79.93	-74.50	-7.29	0.22	0.19	-17.47	15.83	14.54	-8.87
5	-79.93	-69.34	-15.27	0.22	0.16	-35.68	15.83	13.53	-17.00
6	-79.93	-64.25	-24.40	0.22	0.14	-58.01	15.83	12.54	-26.24
7	-79.93	-59.23	-34.96	0.22	0.12	-85.92	15.83	11.55	-37.06
8	-79.93	-54.28	-47.26	0.22	0.10	-121.44	15.83	10.58	-49.62
9	-79.93	-49.43	-61.70	0.22	0.08	-166.71	15.83	9.63	-64.38
10	-79.93	-44.70	-78.83	0.22	0.07	-225.22	15.83	8.71	-81.75

TAP de operación	Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
LÍNEA MONITORIADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1108-247									
-10	-72.41	-82.83	12.57	0.09	0.11	24.85	15.66	18.05	13.24
-9	-72.41	-82.06	11.75	0.09	0.11	23.29	15.66	17.87	12.37
-8	-72.41	-81.28	10.90	0.09	0.11	21.67	15.66	17.68	11.43
-7	-72.41	-80.48	10.02	0.09	0.11	19.98	15.66	17.50	10.51
-6	-72.41	-79.68	9.12	0.09	0.10	18.22	15.66	17.31	9.53
-5	-72.41	-78.87	8.18	0.09	0.10	16.45	15.66	17.12	8.53
-4	-72.41	-78.05	7.22	0.09	0.10	14.61	15.66	16.94	7.56
-3	-72.41	-77.22	6.23	0.09	0.10	12.69	15.66	16.75	6.51
-2	-72.41	-76.40	5.21	0.09	0.10	10.77	15.66	16.57	5.49
-1	-72.41	-75.57	4.18	0.09	0.09	8.77	15.66	16.39	4.45
0	-72.41	-74.74	3.11	0.09	0.09	6.67	15.66	16.20	3.33
1	-72.41	-73.92	2.04	0.09	0.09	4.59	15.66	16.03	2.31
2	-72.41	-73.10	0.94	0.09	0.09	2.51	15.66	15.85	1.20
3	-72.41	-72.29	-0.17	0.09	0.09	0.35	15.66	15.68	0.13
4	-72.41	-71.49	-1.30	0.09	0.08	-1.79	15.66	15.51	-0.97
5	-72.41	-70.69	-2.43	0.09	0.08	-4.02	15.66	15.34	-2.09
6	-72.41	-69.91	-3.58	0.09	0.08	-6.23	15.66	15.18	-3.16
7	-72.41	-69.15	-4.72	0.09	0.08	-8.52	15.66	15.02	-4.26
8	-72.41	-68.39	-5.88	0.09	0.08	-10.64	15.66	14.87	-5.31
9	-72.41	-67.66	-7.03	0.09	0.08	-12.83	15.66	14.72	-6.39
10	-72.41	-66.94	-8.17	0.09	0.07	-15.11	15.66	14.57	-7.48

Continuación de apéndice 1.

TAP de operación	Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
LÍNEA MONITORIADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1108-247									
-10	-72.41	-82.83	12.57	0.09	0.11	24.85	15.66	18.05	13.24
-9	-72.41	-82.06	11.75	0.09	0.11	23.29	15.66	17.87	12.37
-8	-72.41	-81.28	10.90	0.09	0.11	21.67	15.66	17.68	11.43
-7	-72.41	-80.48	10.02	0.09	0.11	19.98	15.66	17.50	10.51
-6	-72.41	-79.68	9.12	0.09	0.10	18.22	15.66	17.31	9.53
-5	-72.41	-78.87	8.18	0.09	0.10	16.45	15.66	17.12	8.53
-4	-72.41	-78.05	7.22	0.09	0.10	14.61	15.66	16.94	7.56
-3	-72.41	-77.22	6.23	0.09	0.10	12.69	15.66	16.75	6.51
-2	-72.41	-76.40	5.21	0.09	0.10	10.77	15.66	16.57	5.49
-1	-72.41	-75.57	4.18	0.09	0.09	8.77	15.66	16.39	4.45
0	-72.41	-74.74	3.11	0.09	0.09	6.67	15.66	16.20	3.33
1	-72.41	-73.92	2.04	0.09	0.09	4.59	15.66	16.03	2.31
2	-72.41	-73.10	0.94	0.09	0.09	2.51	15.66	15.85	1.20
3	-72.41	-72.29	-0.17	0.09	0.09	0.35	15.66	15.68	0.13
4	-72.41	-71.49	-1.30	0.09	0.08	-1.79	15.66	15.51	-0.97
5	-72.41	-70.69	-2.43	0.09	0.08	-4.02	15.66	15.34	-2.09
6	-72.41	-69.91	-3.58	0.09	0.08	-6.23	15.66	15.18	-3.16
7	-72.41	-69.15	-4.72	0.09	0.08	-8.52	15.66	15.02	-4.26
8	-72.41	-68.39	-5.88	0.09	0.08	-10.64	15.66	14.87	-5.31
9	-72.41	-67.66	-7.03	0.09	0.08	-12.83	15.66	14.72	-6.39
10	-72.41	-66.94	-8.17	0.09	0.07	-15.11	15.66	14.57	-7.48

TAP de operación	Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
LÍNEA MONITORIADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 210-247									
-10	27.04	35.28	23.35	0.02	0.04	34.55	7.79	9.51	18.09
-9	27.04	34.75	22.20	0.02	0.03	32.46	7.79	9.38	16.95
-8	27.04	34.21	20.96	0.02	0.03	30.45	7.79	9.24	15.69
-7	27.04	33.64	19.62	0.02	0.03	28.31	7.79	9.10	14.40
-6	27.04	33.05	18.19	0.02	0.03	25.80	7.79	8.97	13.15
-5	27.04	32.44	16.65	0.02	0.03	23.36	7.79	8.83	11.78
-4	27.04	31.81	15.00	0.02	0.03	20.75	7.79	8.69	10.36
-3	27.04	31.16	13.22	0.02	0.03	18.25	7.79	8.55	8.89
-2	27.04	30.49	11.33	0.02	0.03	15.27	7.79	8.41	7.37
-1	27.04	29.81	9.30	0.02	0.03	12.41	7.79	8.28	5.92
0	27.04	29.11	7.13	0.02	0.03	9.34	7.79	8.14	4.30
1	27.04	28.41	4.82	0.02	0.02	6.05	7.79	8.01	2.75
2	27.04	27.69	2.34	0.02	0.02	2.51	7.79	7.88	1.14
3	27.04	26.96	-0.30	0.02	0.02	-0.87	7.79	7.75	-0.52
4	27.04	26.22	-3.11	0.02	0.02	-4.48	7.79	7.63	-2.10
5	27.04	25.48	-6.11	0.02	0.02	-8.37	7.79	7.51	-3.73
6	27.04	24.74	-9.29	0.02	0.02	-12.02	7.79	7.39	-5.41
7	27.04	24.00	-12.67	0.02	0.02	-15.92	7.79	7.28	-7.01
8	27.04	23.25	-16.28	0.02	0.02	-19.49	7.79	7.17	-8.65
9	27.04	22.51	-20.10	0.02	0.02	-23.28	7.79	7.07	-10.18
10	27.04	21.78	-24.14	0.02	0.02	-27.32	7.79	6.98	-11.60

Continuación de apéndice 1.

TAP de operación	Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
LÍNEA MONITOREADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 210-247									
-10	27.04	35.28	23.35	0.02	0.04	34.55	7.79	9.51	18.09
-9	27.04	34.75	22.20	0.02	0.03	32.46	7.79	9.38	16.95
-8	27.04	34.21	20.96	0.02	0.03	30.45	7.79	9.24	15.69
-7	27.04	33.64	19.62	0.02	0.03	28.31	7.79	9.10	14.40
-6	27.04	33.05	18.19	0.02	0.03	25.80	7.79	8.97	13.15
-5	27.04	32.44	16.65	0.02	0.03	23.36	7.79	8.83	11.78
-4	27.04	31.81	15.00	0.02	0.03	20.75	7.79	8.69	10.36
-3	27.04	31.16	13.22	0.02	0.03	18.25	7.79	8.55	8.89
-2	27.04	30.49	11.33	0.02	0.03	15.27	7.79	8.41	7.37
-1	27.04	29.81	9.30	0.02	0.03	12.41	7.79	8.28	5.92
0	27.04	29.11	7.13	0.02	0.03	9.34	7.79	8.14	4.30
1	27.04	28.41	4.82	0.02	0.02	6.05	7.79	8.01	2.75
2	27.04	27.69	2.34	0.02	0.02	2.51	7.79	7.88	1.14
3	27.04	26.96	-0.30	0.02	0.02	-0.87	7.79	7.75	-0.52
4	27.04	26.22	-3.11	0.02	0.02	-4.48	7.79	7.63	-2.10
5	27.04	25.48	-6.11	0.02	0.02	-8.37	7.79	7.51	-3.73
6	27.04	24.74	-9.29	0.02	0.02	-12.02	7.79	7.39	-5.41
7	27.04	24.00	-12.67	0.02	0.02	-15.92	7.79	7.28	-7.01
8	27.04	23.25	-16.28	0.02	0.02	-19.49	7.79	7.17	-8.65
9	27.04	22.51	-20.10	0.02	0.02	-23.28	7.79	7.07	-10.18
10	27.04	21.78	-24.14	0.02	0.02	-27.32	7.79	6.98	-11.60

TAP de operación	Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
LÍNEA MONITOREADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1109-246									
-10	-37.00	-82.21	54.99	0.05	0.22	78.43	8.28	18.21	54.53
-9	-37.00	-78.88	53.09	0.05	0.20	76.59	8.28	17.47	52.60
-8	-37.00	-75.49	50.98	0.05	0.18	74.47	8.28	16.72	50.48
-7	-37.00	-72.04	48.64	0.05	0.17	72.04	8.28	15.96	48.12
-6	-37.00	-68.56	46.03	0.05	0.15	69.25	8.28	15.20	45.53
-5	-37.00	-65.05	43.12	0.05	0.14	66.02	8.28	14.45	42.70
-4	-37.00	-61.50	39.84	0.05	0.13	62.27	8.28	13.69	39.52
-3	-37.00	-57.94	36.14	0.05	0.11	57.89	8.28	12.93	35.96
-2	-37.00	-54.37	31.94	0.05	0.10	52.80	8.28	12.19	32.08
-1	-37.00	-50.79	27.15	0.05	0.09	46.79	8.28	11.45	27.69
0	-37.00	-47.22	21.65	0.05	0.08	39.72	8.28	10.72	22.76
1	-37.00	-43.67	15.27	0.05	0.07	31.49	8.28	10.02	17.37
2	-37.00	-40.14	7.81	0.05	0.06	21.85	8.28	9.33	11.25
3	-37.00	-36.64	-0.99	0.05	0.05	10.61	8.28	8.67	4.50
4	-37.00	-33.17	-11.53	0.05	0.05	-2.39	8.28	8.04	-2.99
5	-37.00	-29.76	-24.33	0.05	0.04	-16.83	8.28	7.46	-10.99
6	-37.00	-26.41	-40.12	0.05	0.04	-32.96	8.28	6.92	-19.65
7	-37.00	-23.11	-60.12	0.05	0.03	-49.37	8.28	6.44	-28.57
8	-37.00	-19.87	-86.20	0.05	0.03	-66.20	8.28	6.03	-37.31
9	-37.00	-16.71	-121.37	0.05	0.03	-80.84	8.28	5.71	-45.01
10	-37.00	-13.64	-171.20	0.05	0.02	-91.87	8.28	5.47	-51.37

Continuación de apéndice 1.

TAP de operación	Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
LÍNEA MONITORIADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1109-246									
-10	-37.00	-82.21	54.99	0.05	0.22	78.43	8.28	18.21	54.53
-9	-37.00	-78.88	53.09	0.05	0.20	76.59	8.28	17.47	52.60
-8	-37.00	-75.49	50.98	0.05	0.18	74.47	8.28	16.72	50.48
-7	-37.00	-72.04	48.64	0.05	0.17	72.04	8.28	15.96	48.12
-6	-37.00	-68.56	46.03	0.05	0.15	69.25	8.28	15.20	45.53
-5	-37.00	-65.05	43.12	0.05	0.14	66.02	8.28	14.45	42.70
-4	-37.00	-61.50	39.84	0.05	0.13	62.27	8.28	13.69	39.52
-3	-37.00	-57.94	36.14	0.05	0.11	57.89	8.28	12.93	35.96
-2	-37.00	-54.37	31.94	0.05	0.10	52.80	8.28	12.19	32.08
-1	-37.00	-50.79	27.15	0.05	0.09	46.79	8.28	11.45	27.69
0	-37.00	-47.22	21.65	0.05	0.08	39.72	8.28	10.72	22.76
1	-37.00	-43.67	15.27	0.05	0.07	31.49	8.28	10.02	17.37
2	-37.00	-40.14	7.81	0.05	0.06	21.85	8.28	9.33	11.25
3	-37.00	-36.64	-0.99	0.05	0.05	10.61	8.28	8.67	4.50
4	-37.00	-33.17	-11.53	0.05	0.05	-2.39	8.28	8.04	-2.99
5	-37.00	-29.76	-24.33	0.05	0.04	-16.83	8.28	7.46	-10.99
6	-37.00	-26.41	-40.12	0.05	0.04	-32.96	8.28	6.92	-19.65
7	-37.00	-23.11	-60.12	0.05	0.03	-49.37	8.28	6.44	-28.57
8	-37.00	-19.87	-86.20	0.05	0.03	-66.20	8.28	6.03	-37.31
9	-37.00	-16.71	-121.37	0.05	0.03	-80.84	8.28	5.71	-45.01
10	-37.00	-13.64	-171.20	0.05	0.02	-91.87	8.28	5.47	-51.37

TAP de operación	Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
LÍNEA MONITORIADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 246-210									
-10	27.06	35.30	23.36	0.02	0.03	31.76	8.32	9.98	16.63
-9	27.06	34.78	22.20	0.02	0.03	29.86	8.32	9.85	15.53
-8	27.06	34.24	20.96	0.02	0.03	27.86	8.32	9.71	14.32
-7	27.06	33.67	19.63	0.02	0.03	25.74	8.32	9.58	13.15
-6	27.06	33.08	18.19	0.02	0.03	23.48	8.32	9.44	11.86
-5	27.06	32.46	16.65	0.02	0.03	21.09	8.32	9.31	10.63
-4	27.06	31.83	15.00	0.02	0.02	18.88	8.32	9.18	9.37
-3	27.06	31.18	13.23	0.02	0.02	16.18	8.32	9.04	7.96
-2	27.06	30.52	11.33	0.02	0.02	13.68	8.32	8.91	6.62
-1	27.06	29.83	9.30	0.02	0.02	11.01	8.32	8.78	5.24
0	27.06	29.14	7.13	0.02	0.02	8.18	8.32	8.65	3.82
1	27.06	28.43	4.82	0.02	0.02	5.16	8.32	8.52	2.35
2	27.06	27.71	2.34	0.02	0.02	1.94	8.32	8.40	0.95
3	27.06	26.98	-0.30	0.02	0.02	-1.00	8.32	8.27	-0.60
4	27.06	26.24	-3.11	0.02	0.02	-4.12	8.32	8.16	-1.96
5	27.06	25.50	-6.11	0.02	0.02	-7.45	8.32	8.04	-3.48
6	27.06	24.76	-9.29	0.02	0.02	-10.38	8.32	7.94	-4.79
7	27.06	24.01	-12.68	0.02	0.02	-13.48	8.32	7.83	-6.26
8	27.06	23.27	-16.28	0.02	0.02	-16.76	8.32	7.74	-7.49
9	27.06	22.53	-20.10	0.02	0.02	-19.53	8.32	7.64	-8.90
10	27.06	21.80	-24.14	0.02	0.02	-22.42	8.32	7.56	-10.05

Continuación de apéndice 1.

TAP de operación	Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
LÍNEA MONITOREADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 246-210									
-10	27.06	35.30	23.36	0.02	0.03	31.76	8.32	9.98	16.63
-9	27.06	34.78	22.20	0.02	0.03	29.86	8.32	9.85	15.53
-8	27.06	34.24	20.96	0.02	0.03	27.86	8.32	9.71	14.32
-7	27.06	33.67	19.63	0.02	0.03	25.74	8.32	9.58	13.15
-6	27.06	33.08	18.19	0.02	0.03	23.48	8.32	9.44	11.86
-5	27.06	32.46	16.65	0.02	0.03	21.09	8.32	9.31	10.63
-4	27.06	31.83	15.00	0.02	0.02	18.88	8.32	9.18	9.37
-3	27.06	31.18	13.23	0.02	0.02	16.18	8.32	9.04	7.96
-2	27.06	30.52	11.33	0.02	0.02	13.68	8.32	8.91	6.62
-1	27.06	29.83	9.30	0.02	0.02	11.01	8.32	8.78	5.24
0	27.06	29.14	7.13	0.02	0.02	8.18	8.32	8.65	3.82
1	27.06	28.43	4.82	0.02	0.02	5.16	8.32	8.52	2.35
2	27.06	27.71	2.34	0.02	0.02	1.94	8.32	8.40	0.95
3	27.06	26.98	-0.30	0.02	0.02	-1.00	8.32	8.27	-0.60
4	27.06	26.24	-3.11	0.02	0.02	-4.12	8.32	8.16	-1.96
5	27.06	25.50	-6.11	0.02	0.02	-7.45	8.32	8.04	-3.48
6	27.06	24.76	-9.29	0.02	0.02	-10.38	8.32	7.94	-4.79
7	27.06	24.01	-12.68	0.02	0.02	-13.48	8.32	7.83	-6.26
8	27.06	23.27	-16.28	0.02	0.02	-16.76	8.32	7.74	-7.49
9	27.06	22.53	-20.10	0.02	0.02	-19.53	8.32	7.64	-8.90
10	27.06	21.80	-24.14	0.02	0.02	-22.42	8.32	7.56	-10.05

TAP de operación	Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
LÍNEA MONITOREADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 246-290									
-10	-71.63	-120.07	40.34	0.21	0.54	60.56	17.36	27.26	36.32
-9	-71.63	-116.59	38.56	0.21	0.51	58.23	17.36	26.50	34.49
-8	-71.63	-113.04	36.63	0.21	0.48	55.63	17.36	25.73	32.53
-7	-71.63	-109.41	34.53	0.21	0.45	52.74	17.36	24.94	30.39
-6	-71.63	-105.73	32.25	0.21	0.42	49.51	17.36	24.14	28.09
-5	-71.63	-102.00	29.77	0.21	0.39	45.89	17.36	23.34	25.62
-4	-71.63	-98.21	27.07	0.21	0.36	41.85	17.36	22.53	22.95
-3	-71.63	-94.40	24.12	0.21	0.34	37.30	17.36	21.71	20.04
-2	-71.63	-90.55	20.89	0.21	0.31	32.15	17.36	20.89	16.90
-1	-71.63	-86.69	17.37	0.21	0.29	26.36	17.36	20.07	13.50
0	-71.63	-82.81	13.50	0.21	0.26	19.76	17.36	19.25	9.82
1	-71.63	-78.93	9.25	0.21	0.24	12.24	17.36	18.43	5.81
2	-71.63	-75.06	4.58	0.21	0.22	3.69	17.36	17.62	1.48
3	-71.63	-71.22	-0.58	0.21	0.20	-6.12	17.36	16.81	-3.27
4	-71.63	-67.39	-6.29	0.21	0.18	-17.43	17.36	16.00	-8.50
5	-71.63	-63.60	-12.62	0.21	0.16	-30.48	17.36	15.21	-14.14
6	-71.63	-59.86	-19.66	0.21	0.15	-45.46	17.36	14.44	-20.22
7	-71.63	-56.17	-27.52	0.21	0.13	-63.07	17.36	13.67	-26.99
8	-71.63	-52.53	-36.35	0.21	0.12	-83.59	17.36	12.92	-34.37
9	-71.63	-48.97	-46.27	0.21	0.10	-107.56	17.36	12.19	-42.41
10	-71.63	-45.49	-57.46	0.21	0.09	-135.79	17.36	11.47	-51.35

Continuación de apéndice 1.

TAP de operación	Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
LÍNEA MONITORIADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 246-290									
-10	-71.63	-120.07	40.34	0.21	0.54	60.56	17.36	27.26	36.32
-9	-71.63	-116.59	38.56	0.21	0.51	58.23	17.36	26.50	34.49
-8	-71.63	-113.04	36.63	0.21	0.48	55.63	17.36	25.73	32.53
-7	-71.63	-109.41	34.53	0.21	0.45	52.74	17.36	24.94	30.39
-6	-71.63	-105.73	32.25	0.21	0.42	49.51	17.36	24.14	28.09
-5	-71.63	-102.00	29.77	0.21	0.39	45.89	17.36	23.34	25.62
-4	-71.63	-98.21	27.07	0.21	0.36	41.85	17.36	22.53	22.95
-3	-71.63	-94.40	24.12	0.21	0.34	37.30	17.36	21.71	20.04
-2	-71.63	-90.55	20.89	0.21	0.31	32.15	17.36	20.89	16.90
-1	-71.63	-86.69	17.37	0.21	0.29	26.36	17.36	20.07	13.50
0	-71.63	-82.81	13.50	0.21	0.26	19.76	17.36	19.25	9.82
1	-71.63	-78.93	9.25	0.21	0.24	12.24	17.36	18.43	5.81
2	-71.63	-75.06	4.58	0.21	0.22	3.69	17.36	17.62	1.48
3	-71.63	-71.22	-0.58	0.21	0.20	-6.12	17.36	16.81	-3.27
4	-71.63	-67.39	-6.29	0.21	0.18	-17.43	17.36	16.00	-8.50
5	-71.63	-63.60	-12.62	0.21	0.16	-30.48	17.36	15.21	-14.14
6	-71.63	-59.86	-19.66	0.21	0.15	-45.46	17.36	14.44	-20.22
7	-71.63	-56.17	-27.52	0.21	0.13	-63.07	17.36	13.67	-26.99
8	-71.63	-52.53	-36.35	0.21	0.12	-83.59	17.36	12.92	-34.37
9	-71.63	-48.97	-46.27	0.21	0.10	-107.56	17.36	12.19	-42.41
10	-71.63	-45.49	-57.46	0.21	0.09	-135.79	17.36	11.47	-51.35

TAP de operación	Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
LÍNEA MONITORIADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 290-1140									
-10	-157.27	-251.02	37.35	0.51	1.22	57.91	36.44	56.02	34.95
-9	-157.27	-244.30	35.62	0.51	1.15	55.58	36.44	54.53	33.17
-8	-157.27	-237.42	33.76	0.51	1.09	53.01	36.44	53.03	31.28
-7	-157.27	-230.40	31.74	0.51	1.03	50.16	36.44	51.49	29.23
-6	-157.27	-223.27	29.56	0.51	0.97	47.01	36.44	49.94	27.03
-5	-157.27	-216.04	27.20	0.51	0.91	43.50	36.44	48.37	24.66
-4	-157.27	-208.72	24.65	0.51	0.85	39.59	36.44	46.79	22.12
-3	-157.27	-201.32	21.88	0.51	0.79	35.23	36.44	45.20	19.38
-2	-157.27	-193.87	18.88	0.51	0.74	30.37	36.44	43.59	16.40
-1	-157.27	-186.39	15.62	0.51	0.68	24.90	36.44	41.99	13.22
0	-157.27	-178.88	12.08	0.51	0.63	18.79	36.44	40.38	9.76
1	-157.27	-171.38	8.23	0.51	0.58	11.89	36.44	38.78	6.03
2	-157.27	-163.89	4.03	0.51	0.53	4.10	36.44	37.18	1.99
3	-157.27	-156.43	-0.54	0.51	0.49	-4.70	36.44	35.59	-2.39
4	-157.27	-149.02	-5.54	0.51	0.45	-14.69	36.44	34.02	-7.11
5	-157.27	-141.68	-11.01	0.51	0.41	-26.06	36.44	32.46	-12.26
6	-157.27	-134.44	-16.99	0.51	0.37	-38.99	36.44	30.92	-17.85
7	-157.27	-127.29	-23.56	0.51	0.33	-53.75	36.44	29.41	-23.90
8	-157.27	-120.24	-30.80	0.51	0.30	-70.77	36.44	27.92	-30.52
9	-157.27	-113.34	-38.76	0.51	0.27	-90.30	36.44	26.47	-37.67
10	-157.27	-106.60	-47.54	0.51	0.24	-112.75	36.44	25.04	-45.53

Continuación de apéndice 1.

TAP de operación	Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
LÍNEA MONITORIADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1120-1140									
-10	2.40	106.28	97.74	0.00	0.02	96.27	4.09	21.28	80.78
-9	2.40	98.87	97.57	0.00	0.02	95.67	4.09	19.79	79.33
-8	2.40	91.29	97.37	0.00	0.02	94.92	4.09	18.27	77.61
-7	2.40	83.56	97.12	0.00	0.01	93.96	4.09	16.73	75.55
-6	2.40	75.70	96.82	0.00	0.01	92.62	4.09	15.18	73.06
-5	2.40	67.74	96.45	0.00	0.01	90.82	4.09	13.61	69.95
-4	2.40	59.66	95.97	0.00	0.01	88.31	4.09	12.02	65.97
-3	2.40	51.51	95.33	0.00	0.01	84.48	4.09	10.43	60.79
-2	2.40	43.29	94.45	0.00	0.00	78.57	4.09	8.85	53.79
-1	2.40	35.04	93.14	0.00	0.00	67.86	4.09	7.27	43.74
0	2.40	26.75	91.01	0.00	0.00	47.06	4.09	5.72	28.50
1	2.40	18.47	86.98	0.00	0.00	0.00	4.09	4.24	3.54
2	2.40	10.20	76.42	0.00	0.00	-125.00	4.09	2.91	-40.55
3	2.40	1.96	-22.53	0.00	0.00	-350.00	4.09	2.07	-97.58
4	2.40	-6.23	138.61	0.00	0.00	-200.00	4.09	2.29	-78.60
5	2.40	-14.34	116.77	0.00	0.00	-50.00	4.09	3.37	-21.36
6	2.40	-22.34	110.76	0.00	0.00	25.00	4.09	4.74	13.71
7	2.40	-30.25	107.95	0.00	0.00	55.00	4.09	6.19	33.93
8	2.40	-38.05	106.32	0.00	0.00	70.97	4.09	7.66	46.61
9	2.40	-45.69	105.26	0.00	0.00	79.55	4.09	9.13	55.20
10	2.40	-53.15	104.52	0.00	0.01	85.00	4.09	10.58	61.34

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 2. **Flujos de potencia [MVAR] y pérdidas [MVAR] en líneas de 230 kV pertenecientes al Anillo Metropacífico demanda máxima**

TAP de operación	Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LÍNEA MONITORIADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1101-1124						
-10	-37.95	-35.84	-5.87	-3.63	-1.84	-97.59
-9	-37.95	-35.90	-5.71	-3.63	-2.00	-82.02
-8	-37.95	-35.92	-5.65	-3.63	-2.15	-68.79
-7	-37.95	-35.91	-5.68	-3.63	-2.31	-57.46
-6	-37.95	-35.87	-5.81	-3.63	-2.46	-47.69
-5	-37.95	-35.79	-6.04	-3.63	-2.61	-39.19
-4	-37.95	-35.68	-6.37	-3.63	-2.76	-31.75
-3	-37.95	-35.53	-6.80	-3.63	-2.90	-25.20
-2	-37.95	-35.36	-7.33	-3.63	-3.04	-19.41
-1	-37.95	-35.15	-7.97	-3.63	-3.18	-14.27
0	-37.95	-34.91	-8.70	-3.63	-3.31	-9.69
1	-37.95	-34.64	-9.54	-3.63	-3.44	-5.61
2	-37.95	-34.35	-10.48	-3.63	-3.56	-1.95
3	-37.95	-34.03	-11.53	-3.63	-3.68	1.33
4	-37.95	-33.67	-12.70	-3.63	-3.80	4.27
5	-37.95	-33.30	-13.96	-3.63	-3.90	6.92
6	-37.95	-32.91	-15.33	-3.63	-4.01	9.31
7	-37.95	-32.49	-16.81	-3.63	-4.10	11.46
8	-37.95	-32.05	-18.42	-3.63	-4.20	13.39
9	-37.95	-31.59	-20.13	-3.63	-4.28	15.14
10	-37.95	-31.12	-21.95	-3.63	-4.36	16.71

TAP de operación	Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LÍNEA MONITORIADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1101-1124						
-10	-37.95	-35.84	-5.87	-3.63	-1.84	-97.59
-9	-37.95	-35.90	-5.71	-3.63	-2.00	-82.02
-8	-37.95	-35.92	-5.65	-3.63	-2.15	-68.79
-7	-37.95	-35.91	-5.68	-3.63	-2.31	-57.46
-6	-37.95	-35.87	-5.81	-3.63	-2.46	-47.69
-5	-37.95	-35.79	-6.04	-3.63	-2.61	-39.19
-4	-37.95	-35.68	-6.37	-3.63	-2.76	-31.75
-3	-37.95	-35.53	-6.80	-3.63	-2.90	-25.20
-2	-37.95	-35.36	-7.33	-3.63	-3.04	-19.41
-1	-37.95	-35.15	-7.97	-3.63	-3.18	-14.27
0	-37.95	-34.91	-8.70	-3.63	-3.31	-9.69
1	-37.95	-34.64	-9.54	-3.63	-3.44	-5.61
2	-37.95	-34.35	-10.48	-3.63	-3.56	-1.95
3	-37.95	-34.03	-11.53	-3.63	-3.68	1.33
4	-37.95	-33.67	-12.70	-3.63	-3.80	4.27
5	-37.95	-33.30	-13.96	-3.63	-3.90	6.92
6	-37.95	-32.91	-15.33	-3.63	-4.01	9.31
7	-37.95	-32.49	-16.81	-3.63	-4.10	11.46
8	-37.95	-32.05	-18.42	-3.63	-4.20	13.39
9	-37.95	-31.59	-20.13	-3.63	-4.28	15.14

Continuación de apéndice 2.

10	-37.95	-31.12	-21.95	-3.63	-4.36	16.71
TAP de operación	Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LÍNEA MONITORIADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1101-1140						
-10	-45.90	-46.05	0.32	-1.51	-0.63	-141.26
-9	-45.90	-45.47	-0.96	-1.51	-0.71	-112.44
-8	-45.90	-44.88	-2.27	-1.51	-0.80	-90.10
-7	-45.90	-44.30	-3.61	-1.51	-0.88	-72.37
-6	-45.90	-43.72	-4.99	-1.51	-0.96	-58.04
-5	-45.90	-43.14	-6.40	-1.51	-1.03	-46.25
-4	-45.90	-42.57	-7.83	-1.51	-1.11	-36.40
-3	-45.90	-42.01	-9.28	-1.51	-1.18	-28.12
-2	-45.90	-41.45	-10.74	-1.51	-1.25	-21.08
-1	-45.90	-40.91	-12.20	-1.51	-1.32	-15.05
0	-45.90	-40.39	-13.66	-1.51	-1.38	-9.87
1	-45.90	-39.88	-15.11	-1.51	-1.44	-5.40
2	-45.90	-39.39	-16.55	-1.51	-1.49	-1.51
3	-45.90	-38.92	-17.95	-1.51	-1.54	1.86
4	-45.90	-38.47	-19.33	-1.51	-1.59	4.79
5	-45.90	-38.05	-20.65	-1.51	-1.63	7.34
6	-45.90	-37.66	-21.90	-1.51	-1.67	9.55
7	-45.90	-37.29	-23.10	-1.51	-1.71	11.47
8	-45.90	-36.95	-24.24	-1.51	-1.74	13.13
9	-45.90	-36.64	-25.28	-1.51	-1.77	14.56
10	-45.90	-36.37	-26.22	-1.51	-1.80	15.77
TAP de operación	Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LÍNEA MONITORIADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1102-1106 A						
-10	-9.82	12.59	177.98	-0.10	-0.06	-63.24
-9	-9.82	14.45	167.92	-0.10	-0.07	-47.56
-8	-9.82	16.18	160.69	-0.10	-0.07	-35.73
-7	-9.82	17.74	155.33	-0.10	-0.08	-26.30
-6	-9.82	19.16	151.24	-0.10	-0.08	-19.07
-5	-9.82	20.42	148.08	-0.10	-0.09	-13.39
-4	-9.82	21.50	145.65	-0.10	-0.09	-8.82
-3	-9.82	22.41	143.81	-0.10	-0.09	-5.49
-2	-9.82	23.14	142.43	-0.10	-0.10	-2.99
-1	-9.82	23.68	141.46	-0.10	-0.10	-1.22
0	-9.82	24.04	140.84	-0.10	-0.10	-0.30
1	-9.82	-24.30	59.60	-0.10	-0.10	0.00
2	-9.82	-24.27	59.55	-0.10	-0.10	-0.40
3	-9.82	-24.04	59.17	-0.10	-0.10	-1.52
4	-9.82	-23.63	58.45	-0.10	-0.10	-3.31
5	-9.82	-23.01	57.33	-0.10	-0.09	-5.83
6	-9.82	-22.19	55.75	-0.10	-0.09	-9.30
7	-9.82	-21.18	53.65	-0.10	-0.09	-13.65
8	-9.82	-19.99	50.90	-0.10	-0.08	-19.21
9	-9.82	-18.61	47.25	-0.10	-0.08	-26.14
10	-9.82	-17.04	42.39	-0.10	-0.07	-34.82

Continuación de apéndice 2.

TAP de operación	Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LÍNEA MONITORIADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1102-1106 B						
-10	-8.68	1.35	742.64	-0.08	-0.05	-57.32
-9	-8.68	3.41	354.68	-0.08	-0.05	-43.60
-8	-8.68	5.38	261.50	-0.08	-0.06	-32.76
-7	-8.68	7.24	219.88	-0.08	-0.06	-24.44
-6	-8.68	9.01	196.41	-0.08	-0.07	-17.63
-5	-8.68	10.66	181.44	-0.08	-0.07	-12.50
-4	-8.68	12.20	171.19	-0.08	-0.07	-8.25
-3	-8.68	13.61	163.81	-0.08	-0.07	-5.16
-2	-8.68	14.89	158.31	-0.08	-0.08	-2.79
-1	-8.68	16.04	154.14	-0.08	-0.08	-1.18
0	-8.68	17.05	150.93	-0.08	-0.08	-0.26
1	-8.68	17.91	148.47	-0.08	-0.08	0.00
2	-8.68	-18.72	53.61	-0.08	-0.08	-0.39
3	-8.68	-19.29	54.99	-0.08	-0.08	-1.44
4	-8.68	-19.71	55.96	-0.08	-0.08	-3.06
5	-8.68	-19.98	56.55	-0.08	-0.07	-5.45
6	-8.68	-20.09	56.78	-0.08	-0.07	-8.71
7	-8.68	-20.05	56.70	-0.08	-0.07	-12.83
8	-8.68	-19.87	56.29	-0.08	-0.07	-17.99
9	-8.68	-19.52	55.53	-0.08	-0.06	-24.24
10	-8.68	-19.02	54.36	-0.08	-0.06	-32.08

TAP de operación	Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LÍNEA MONITORIADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS N01-1109						
-10	-43.80	49.96	187.66	-6.55	-1.75	-274.68
-9	-43.80	50.04	187.52	-6.55	-3.93	-66.66
-8	-43.80	50.49	186.74	-6.55	-5.83	-12.36
-7	-43.80	51.30	185.37	-6.55	-7.43	11.81
-6	-43.80	52.50	183.43	-6.55	-8.71	24.76
-5	-43.80	54.07	181.00	-6.55	-9.66	32.15
-4	-43.80	56.00	178.21	-6.55	-10.27	36.18
-3	-43.80	58.29	175.14	-6.55	-10.53	37.76
-2	-43.80	-71.37	38.63	-6.55	-10.44	37.21
-1	-43.80	-73.90	40.74	-6.55	-9.99	34.37
0	-43.80	-76.43	42.69	-6.55	-9.18	28.59
1	-43.80	-78.91	44.50	-6.55	-8.01	18.23
2	-43.80	-81.37	46.17	-6.55	-6.50	-0.83
3	-43.80	-83.78	47.72	-6.55	-4.64	-41.15
4	-43.80	-86.15	49.16	-6.55	-2.45	-167.44
5	-43.80	-88.47	50.49	-6.55	0.06	11021.17
6	-43.80	-90.72	51.72	-6.55	2.87	328.22
7	-43.80	-92.94	52.87	-6.55	5.98	209.65
8	-43.80	-95.13	53.96	-6.55	9.36	170.02
9	-43.80	-97.26	54.97	-6.55	12.99	150.46
10	-43.80	-99.35	55.91	-6.55	16.83	138.93

Continuación de apéndice 2.

TAP de operación	Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LÍNEA MONITORIADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1102-1140						
-10	-13.10	-10.67	-22.74	-1.75	-1.53	-14.54
-9	-13.10	-10.18	-28.74	-1.75	-1.56	-12.14
-8	-13.10	-9.72	-34.84	-1.75	-1.60	-9.99
-7	-13.10	-9.30	-40.92	-1.75	-1.62	-8.06
-6	-13.10	-8.92	-46.91	-1.75	-1.65	-6.35
-5	-13.10	-8.58	-52.67	-1.75	-1.67	-4.85
-4	-13.10	-8.29	-58.03	-1.75	-1.69	-3.55
-3	-13.10	-8.05	-62.77	-1.75	-1.71	-2.45
-2	-13.10	-7.85	-66.81	-1.75	-1.73	-1.54
-1	-13.10	-7.71	-69.92	-1.75	-1.74	-0.82
0	-13.10	-7.62	-72.02	-1.75	-1.75	-0.27
1	-13.10	-7.58	-72.93	-1.75	-1.76	0.10
2	-13.10	-7.59	-72.70	-1.75	-1.76	0.30
3	-13.10	-7.65	-71.19	-1.75	-1.76	0.34
4	-13.10	6.01	317.91	-1.75	-1.76	0.20
5	-13.10	6.19	311.61	-1.75	-1.75	-0.09
6	-13.10	6.43	303.78	-1.75	-1.75	-0.54
7	-13.10	6.72	294.96	-1.75	-1.73	-1.16
8	-13.10	7.07	285.44	-1.75	-1.72	-1.93
9	-13.10	7.47	275.48	-1.75	-1.71	-2.86
10	-13.10	7.92	265.35	-1.75	-1.69	-3.95

TAP de operación	Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LÍNEA MONITORIADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1106-1109						
-10	-44.28	-34.60	-27.95	-6.32	5.80	208.98
-9	-44.28	-34.88	-26.96	-6.32	4.65	235.99
-8	-44.28	-35.06	-26.29	-6.32	3.52	279.76
-7	-44.28	-35.16	-25.95	-6.32	2.41	362.37
-6	-44.28	-35.16	-25.94	-6.32	1.33	574.54
-5	-44.28	-35.06	-26.29	-6.32	0.29	2294.79
-4	-44.28	-34.88	-26.96	-6.32	-0.72	-777.00
-3	-44.28	-34.60	-27.95	-6.32	-1.69	-273.89
-2	-44.28	-34.24	-29.32	-6.32	-2.62	-141.38
-1	-44.28	-33.79	-31.04	-6.32	-3.50	-80.47
0	-44.28	-33.25	-33.17	-6.32	-4.34	-45.63
1	-44.28	-32.63	-35.69	-6.32	-5.13	-23.21
2	-44.28	-31.93	-38.68	-6.32	-5.87	-7.66
3	-44.28	-31.15	-42.12	-6.32	-6.56	3.67
4	-44.28	-30.30	-46.12	-6.32	-7.21	12.24
5	-44.28	-29.39	-50.68	-6.32	-7.79	18.88
6	-44.28	-28.41	-55.84	-6.32	-8.33	24.12
7	-44.28	-27.37	-61.74	-6.32	-8.82	28.33
8	-44.28	-26.27	-68.52	-6.32	-9.26	31.75
9	-44.28	-25.13	-76.19	-6.32	-9.66	34.52
10	-44.28	-23.95	-84.87	-6.32	-10.00	36.79

Continuación de apéndice 2.

TAP de operación	Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LÍNEA MONITORIADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1106-1120						
-10	-28.13	-30.64	8.19	-1.07	-0.75	-44.26
-9	-28.13	-29.21	3.68	-1.07	-0.79	-35.66
-8	-28.13	-27.83	-1.09	-1.07	-0.84	-28.46
-7	-28.13	-26.52	-6.09	-1.07	-0.88	-22.40
-6	-28.13	-25.27	-11.33	-1.07	-0.92	-17.31
-5	-28.13	-24.09	-16.78	-1.07	-0.95	-13.04
-4	-28.13	-22.99	-22.38	-1.07	-0.98	-9.47
-3	-28.13	-21.97	-28.05	-1.07	-1.01	-6.52
-2	-28.13	-21.03	-33.76	-1.07	-1.03	-4.13
-1	-28.13	-20.19	-39.37	-1.07	-1.05	-2.22
0	-28.13	-19.43	-44.81	-1.07	-1.07	-0.77
1	-28.13	-18.77	-49.90	-1.07	-1.08	0.25
2	-28.13	-18.20	-54.56	-1.07	-1.08	0.89
3	-28.13	-17.74	-58.58	-1.07	-1.09	1.13
4	-28.13	16.29	272.69	-1.07	-1.09	1.00
5	-28.13	16.04	275.38	-1.07	-1.08	0.52
6	-28.13	15.91	276.87	-1.07	-1.07	-0.33
7	-28.13	15.87	277.23	-1.07	-1.06	-1.55
8	-28.13	15.95	276.43	-1.07	-1.04	-3.16
9	-28.13	16.13	274.38	-1.07	-1.02	-5.15
10	-28.13	16.43	271.20	-1.07	-1.00	-7.56

TAP de operación	Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LÍNEA MONITORIADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1107-1108						
-10	-35.04	34.36	202.00	-4.72	-4.60	-2.44
-9	-35.04	33.96	203.18	-4.72	-4.62	-2.12
-8	-35.04	33.62	204.24	-4.72	-4.63	-1.84
-7	-35.04	33.33	205.15	-4.72	-4.64	-1.59
-6	-35.04	33.09	205.90	-4.72	-4.65	-1.38
-5	-35.04	32.91	206.47	-4.72	-4.66	-1.21
-4	-35.04	-37.46	6.44	-4.72	-4.67	-1.08
-3	-35.04	-37.39	6.28	-4.72	-4.67	-0.99
-2	-35.04	-37.39	6.27	-4.72	-4.67	-0.93
-1	-35.04	-37.44	6.39	-4.72	-4.67	-0.91
0	-35.04	-37.54	6.66	-4.72	-4.67	-0.92
1	-35.04	-37.70	7.06	-4.72	-4.67	-0.97
2	-35.04	-37.92	7.58	-4.72	-4.67	-1.06
3	-35.04	-38.19	8.24	-4.72	-4.66	-1.18
4	-35.04	-38.51	9.01	-4.72	-4.65	-1.34
5	-35.04	-38.89	9.89	-4.72	-4.65	-1.53
6	-35.04	-39.31	10.86	-4.72	-4.64	-1.75
7	-35.04	-39.79	11.92	-4.72	-4.62	-2.00
8	-35.04	-40.31	13.06	-4.72	-4.61	-2.29
9	-35.04	-40.88	14.27	-4.72	-4.60	-2.62
10	-35.04	-41.49	15.53	-4.72	-4.58	-2.97

Continuación de apéndice 2.

TAP de operación	Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LÍNEA MONITORIADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1107-1108						
-10	-35.04	34.36	202.00	-4.72	-4.60	-2.44
-9	-35.04	33.96	203.18	-4.72	-4.62	-2.12
-8	-35.04	33.62	204.24	-4.72	-4.63	-1.84
-7	-35.04	33.33	205.15	-4.72	-4.64	-1.59
-6	-35.04	33.09	205.90	-4.72	-4.65	-1.38
-5	-35.04	32.91	206.47	-4.72	-4.66	-1.21
-4	-35.04	-37.46	6.44	-4.72	-4.67	-1.08
-3	-35.04	-37.39	6.28	-4.72	-4.67	-0.99
-2	-35.04	-37.39	6.27	-4.72	-4.67	-0.93
-1	-35.04	-37.44	6.39	-4.72	-4.67	-0.91
0	-35.04	-37.54	6.66	-4.72	-4.67	-0.92
1	-35.04	-37.70	7.06	-4.72	-4.67	-0.97
2	-35.04	-37.92	7.58	-4.72	-4.67	-1.06
3	-35.04	-38.19	8.24	-4.72	-4.66	-1.18
4	-35.04	-38.51	9.01	-4.72	-4.65	-1.34
5	-35.04	-38.89	9.89	-4.72	-4.65	-1.53
6	-35.04	-39.31	10.86	-4.72	-4.64	-1.75
7	-35.04	-39.79	11.92	-4.72	-4.62	-2.00
8	-35.04	-40.31	13.06	-4.72	-4.61	-2.29
9	-35.04	-40.88	14.27	-4.72	-4.60	-2.62
10	-35.04	-41.49	15.53	-4.72	-4.58	-2.97

TAP de operación	Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LÍNEA MONITORIADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1107-1109						
-10	-36.45	35.93	201.46	-3.04	-3.11	2.27
-9	-36.45	35.82	201.78	-3.04	-3.12	2.57
-8	-36.45	-38.91	6.30	-3.04	-3.12	2.76
-7	-36.45	-38.95	6.41	-3.04	-3.13	2.86
-6	-36.45	-39.07	6.69	-3.04	-3.13	2.84
-5	-36.45	-39.26	7.16	-3.04	-3.12	2.73
-4	-36.45	-39.53	7.79	-3.04	-3.12	2.50
-3	-36.45	-39.88	8.58	-3.04	-3.11	2.17
-2	-36.45	-40.29	9.53	-3.04	-3.09	1.72
-1	-36.45	-40.78	10.61	-3.04	-3.07	1.16
0	-36.45	-41.34	11.82	-3.04	-3.05	0.49
1	-36.45	-41.97	13.14	-3.04	-3.03	-0.31
2	-36.45	-42.67	14.56	-3.04	-3.00	-1.22
3	-36.45	-43.43	16.06	-3.04	-2.97	-2.27
4	-36.45	-44.25	17.62	-3.04	-2.94	-3.44
5	-36.45	-45.13	19.23	-3.04	-2.90	-4.74
6	-36.45	-46.07	20.87	-3.04	-2.86	-6.17
7	-36.45	-47.06	22.54	-3.04	-2.82	-7.75
8	-36.45	-48.11	24.23	-3.04	-2.78	-9.47
9	-36.45	-49.20	25.91	-3.04	-2.73	-11.34
10	-36.45	-50.34	27.58	-3.04	-2.68	-13.35

Continuación de apéndice 2.

TAP de operación	Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LÍNEA MONITOREADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1107-1109						
-10	-36.45	35.93	201.46	-3.04	-3.11	2.27
-9	-36.45	35.82	201.78	-3.04	-3.12	2.57
-8	-36.45	-38.91	6.30	-3.04	-3.12	2.76
-7	-36.45	-38.95	6.41	-3.04	-3.13	2.86
-6	-36.45	-39.07	6.69	-3.04	-3.13	2.84
-5	-36.45	-39.26	7.16	-3.04	-3.12	2.73
-4	-36.45	-39.53	7.79	-3.04	-3.12	2.50
-3	-36.45	-39.88	8.58	-3.04	-3.11	2.17
-2	-36.45	-40.29	9.53	-3.04	-3.09	1.72
-1	-36.45	-40.78	10.61	-3.04	-3.07	1.16
0	-36.45	-41.34	11.82	-3.04	-3.05	0.49
1	-36.45	-41.97	13.14	-3.04	-3.03	-0.31
2	-36.45	-42.67	14.56	-3.04	-3.00	-1.22
3	-36.45	-43.43	16.06	-3.04	-2.97	-2.27
4	-36.45	-44.25	17.62	-3.04	-2.94	-3.44
5	-36.45	-45.13	19.23	-3.04	-2.90	-4.74
6	-36.45	-46.07	20.87	-3.04	-2.86	-6.17
7	-36.45	-47.06	22.54	-3.04	-2.82	-7.75
8	-36.45	-48.11	24.23	-3.04	-2.78	-9.47
9	-36.45	-49.20	25.91	-3.04	-2.73	-11.34
10	-36.45	-50.34	27.58	-3.04	-2.68	-13.35

TAP de operación	Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LÍNEA MONITOREADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1107-1124						
-10	-17.21	-16.46	-4.56	-6.30	-3.39	-85.75
-9	-17.21	-16.26	-5.82	-6.30	-3.67	-71.86
-8	-17.21	-16.01	-7.52	-6.30	-3.93	-60.12
-7	-17.21	-15.69	-9.71	-6.30	-4.20	-50.10
-6	-17.21	-15.30	-12.46	-6.30	-4.45	-41.51
-5	-17.21	-14.86	-15.85	-6.30	-4.70	-34.09
-4	-17.21	-14.35	-19.96	-6.30	-4.94	-27.63
-3	-17.21	-13.78	-24.86	-6.30	-5.16	-22.00
-2	-17.21	-13.16	-30.79	-6.30	-5.38	-17.08
-1	-17.21	-12.48	-37.90	-6.30	-5.59	-12.76
0	-17.21	-11.75	-46.52	-6.30	-5.78	-8.97
1	-17.21	-10.96	-56.97	-6.30	-5.96	-5.63
2	-17.21	-10.13	-69.91	-6.30	-6.13	-2.70
3	-17.21	-9.25	-85.99	-6.30	-6.29	-0.13
4	-17.21	-8.33	-106.60	-6.30	-6.44	2.12
5	-17.21	-7.37	-133.51	-6.30	-6.57	4.09
6	-17.21	-6.38	-169.79	-6.30	-6.69	5.80
7	-17.21	-5.35	-221.68	-6.30	-6.79	7.27
8	-17.21	-4.29	-301.45	-6.30	-6.89	8.54
9	-17.21	-3.20	-437.64	-6.30	-6.97	9.62
10	-17.21	-2.10	-720.70	-6.30	-7.04	10.52

Continuación de apéndice 2.

TAP de operación	Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LÍNEA MONITOREADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1108-247						
-10	0.13	1.47	91.47	-3.36	-3.15	-6.53
-9	0.13	1.37	90.86	-3.36	-3.17	-5.91
-8	0.13	1.29	90.28	-3.36	-3.19	-5.31
-7	0.13	1.23	89.80	-3.36	-3.21	-4.74
-6	0.13	1.19	89.45	-3.36	-3.22	-4.20
-5	0.13	1.17	89.28	-3.36	-3.24	-3.68
-4	0.13	1.17	89.28	-3.36	-3.26	-3.20
-3	0.13	1.19	89.47	-3.36	-3.27	-2.75
-2	0.13	1.23	89.82	-3.36	-3.28	-2.33
-1	0.13	1.29	90.30	-3.36	-3.30	-1.94
0	0.13	1.37	90.88	-3.36	-3.31	-1.58
1	0.13	1.47	91.50	-3.36	-3.32	-1.25
2	0.13	1.59	92.15	-3.36	-3.33	-0.96
3	0.13	1.73	92.78	-3.36	-3.34	-0.69
4	0.13	1.89	93.38	-3.36	-3.34	-0.45
5	0.13	2.06	93.94	-3.36	-3.35	-0.24
6	0.13	2.26	94.46	-3.36	-3.36	-0.06
7	0.13	2.46	94.93	-3.36	-3.36	0.09
8	0.13	2.69	95.35	-3.36	-3.37	0.21
9	0.13	2.93	95.73	-3.36	-3.37	0.30
10	0.13	3.18	96.07	-3.36	-3.37	0.37

TAP de operación	Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LÍNEA MONITOREADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1108-247						
-10	0.13	1.47	91.47	-3.36	-3.15	-6.53
-9	0.13	1.37	90.86	-3.36	-3.17	-5.91
-8	0.13	1.29	90.28	-3.36	-3.19	-5.31
-7	0.13	1.23	89.80	-3.36	-3.21	-4.74
-6	0.13	1.19	89.45	-3.36	-3.22	-4.20
-5	0.13	1.17	89.28	-3.36	-3.24	-3.68
-4	0.13	1.17	89.28	-3.36	-3.26	-3.20
-3	0.13	1.19	89.47	-3.36	-3.27	-2.75
-2	0.13	1.23	89.82	-3.36	-3.28	-2.33
-1	0.13	1.29	90.30	-3.36	-3.30	-1.94
0	0.13	1.37	90.88	-3.36	-3.31	-1.58
1	0.13	1.47	91.50	-3.36	-3.32	-1.25
2	0.13	1.59	92.15	-3.36	-3.33	-0.96
3	0.13	1.73	92.78	-3.36	-3.34	-0.69
4	0.13	1.89	93.38	-3.36	-3.34	-0.45
5	0.13	2.06	93.94	-3.36	-3.35	-0.24
6	0.13	2.26	94.46	-3.36	-3.36	-0.06
7	0.13	2.46	94.93	-3.36	-3.36	0.09
8	0.13	2.69	95.35	-3.36	-3.37	0.21
9	0.13	2.93	95.73	-3.36	-3.37	0.30
10	0.13	3.18	96.07	-3.36	-3.37	0.37

Continuación de apéndice 2.

TAP de operación	Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LÍNEA MONITORIADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 210-247						
-10	-23.72	-25.56	7.23	-4.44	-4.30	-3.14
-9	-23.72	-25.31	6.28	-4.44	-4.32	-2.82
-8	-23.72	-25.06	5.36	-4.44	-4.33	-2.52
-7	-23.72	-24.83	4.47	-4.44	-4.34	-2.23
-6	-23.72	-24.61	3.62	-4.44	-4.35	-1.97
-5	-23.72	-24.40	2.82	-4.44	-4.36	-1.72
-4	-23.72	-24.22	2.06	-4.44	-4.37	-1.50
-3	-23.72	-24.04	1.36	-4.44	-4.38	-1.30
-2	-23.72	-23.89	0.72	-4.44	-4.39	-1.12
-1	-23.72	-23.75	0.16	-4.44	-4.40	-0.96
0	-23.72	-23.63	-0.35	-4.44	-4.40	-0.82
1	-23.72	-23.53	-0.77	-4.44	-4.41	-0.70
2	-23.72	-23.45	-1.12	-4.44	-4.41	-0.61
3	-23.72	-23.39	-1.39	-4.44	-4.41	-0.53
4	-23.72	-23.35	-1.58	-4.44	-4.42	-0.49
5	-23.72	-23.32	-1.68	-4.44	-4.42	-0.46
6	-23.72	-23.32	-1.70	-4.44	-4.42	-0.45
7	-23.72	-23.33	-1.64	-4.44	-4.42	-0.47
8	-23.72	-23.37	-1.49	-4.44	-4.42	-0.51
9	-23.72	-23.42	-1.27	-4.44	-4.41	-0.56
10	-23.72	-23.49	-0.97	-4.44	-4.41	-0.64

TAP de operación	Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LÍNEA MONITORIADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 210-247						
-10	-23.72	-25.56	7.23	-4.44	-4.30	-3.14
-9	-23.72	-25.31	6.28	-4.44	-4.32	-2.82
-8	-23.72	-25.06	5.36	-4.44	-4.33	-2.52
-7	-23.72	-24.83	4.47	-4.44	-4.34	-2.23
-6	-23.72	-24.61	3.62	-4.44	-4.35	-1.97
-5	-23.72	-24.40	2.82	-4.44	-4.36	-1.72
-4	-23.72	-24.22	2.06	-4.44	-4.37	-1.50
-3	-23.72	-24.04	1.36	-4.44	-4.38	-1.30
-2	-23.72	-23.89	0.72	-4.44	-4.39	-1.12
-1	-23.72	-23.75	0.16	-4.44	-4.40	-0.96
0	-23.72	-23.63	-0.35	-4.44	-4.40	-0.82
1	-23.72	-23.53	-0.77	-4.44	-4.41	-0.70
2	-23.72	-23.45	-1.12	-4.44	-4.41	-0.61
3	-23.72	-23.39	-1.39	-4.44	-4.41	-0.53
4	-23.72	-23.35	-1.58	-4.44	-4.42	-0.49
5	-23.72	-23.32	-1.68	-4.44	-4.42	-0.46
6	-23.72	-23.32	-1.70	-4.44	-4.42	-0.45
7	-23.72	-23.33	-1.64	-4.44	-4.42	-0.47
8	-23.72	-23.37	-1.49	-4.44	-4.42	-0.51
9	-23.72	-23.42	-1.27	-4.44	-4.41	-0.56
10	-23.72	-23.49	-0.97	-4.44	-4.41	-0.64

Continuación de apéndice 2.

TAP de operación	Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LÍNEA MONITOREADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1109-246						
-10	9.46	13.17	28.17	-7.11	-5.99	-18.79
-9	9.46	12.98	27.15	-7.11	-6.10	-16.57
-8	9.46	12.86	26.44	-7.11	-6.21	-14.51
-7	9.46	12.80	26.09	-7.11	-6.31	-12.61
-6	9.46	12.80	26.12	-7.11	-6.41	-10.86
-5	9.46	12.87	26.52	-7.11	-6.51	-9.27
-4	9.46	13.01	27.28	-7.11	-6.60	-7.81
-3	9.46	13.20	28.36	-7.11	-6.68	-6.49
-2	9.46	13.47	29.76	-7.11	-6.75	-5.30
-1	9.46	13.79	31.41	-7.11	-6.82	-4.24
0	9.46	14.18	33.28	-7.11	-6.88	-3.29
1	9.46	14.62	35.31	-7.11	-6.94	-2.47
2	9.46	15.13	37.48	-7.11	-6.99	-1.75
3	9.46	15.69	39.72	-7.11	-7.03	-1.15
4	9.46	16.31	42.00	-7.11	-7.07	-0.64
5	9.46	16.98	44.29	-7.11	-7.09	-0.24
6	9.46	17.70	46.55	-7.11	-7.12	0.07
7	9.46	18.46	48.77	-7.11	-7.13	0.29
8	9.46	19.28	50.94	-7.11	-7.14	0.42
9	9.46	20.14	53.03	-7.11	-7.14	0.47
10	9.46	21.03	55.02	-7.11	-7.14	0.43

TAP de operación	Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LÍNEA MONITOREADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1109-246						
-10	9.46	13.17	28.17	-7.11	-5.99	-18.79
-9	9.46	12.98	27.15	-7.11	-6.10	-16.57
-8	9.46	12.86	26.44	-7.11	-6.21	-14.51
-7	9.46	12.80	26.09	-7.11	-6.31	-12.61
-6	9.46	12.80	26.12	-7.11	-6.41	-10.86
-5	9.46	12.87	26.52	-7.11	-6.51	-9.27
-4	9.46	13.01	27.28	-7.11	-6.60	-7.81
-3	9.46	13.20	28.36	-7.11	-6.68	-6.49
-2	9.46	13.47	29.76	-7.11	-6.75	-5.30
-1	9.46	13.79	31.41	-7.11	-6.82	-4.24
0	9.46	14.18	33.28	-7.11	-6.88	-3.29
1	9.46	14.62	35.31	-7.11	-6.94	-2.47
2	9.46	15.13	37.48	-7.11	-6.99	-1.75
3	9.46	15.69	39.72	-7.11	-7.03	-1.15
4	9.46	16.31	42.00	-7.11	-7.07	-0.64
5	9.46	16.98	44.29	-7.11	-7.09	-0.24
6	9.46	17.70	46.55	-7.11	-7.12	0.07
7	9.46	18.46	48.77	-7.11	-7.13	0.29
8	9.46	19.28	50.94	-7.11	-7.14	0.42
9	9.46	20.14	53.03	-7.11	-7.14	0.47
10	9.46	21.03	55.02	-7.11	-7.14	0.43

Continuación de apéndice 2.

TAP de operación	Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LÍNEA MONITORIADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 246-210						
-10	-27.17	-28.90	6.01	-3.45	-3.34	-3.32
-9	-27.17	-28.65	5.20	-3.45	-3.35	-2.98
-8	-27.17	-28.42	4.41	-3.45	-3.36	-2.66
-7	-27.17	-28.20	3.65	-3.45	-3.37	-2.35
-6	-27.17	-27.99	2.93	-3.45	-3.38	-2.07
-5	-27.17	-27.79	2.25	-3.45	-3.39	-1.81
-4	-27.17	-27.61	1.61	-3.45	-3.40	-1.57
-3	-27.17	-27.45	1.02	-3.45	-3.40	-1.35
-2	-27.17	-27.30	0.49	-3.45	-3.41	-1.16
-1	-27.17	-27.17	0.01	-3.45	-3.42	-0.98
0	-27.17	-27.05	-0.41	-3.45	-3.42	-0.84
1	-27.17	-26.96	-0.77	-3.45	-3.42	-0.71
2	-27.17	-26.88	-1.06	-3.45	-3.43	-0.61
3	-27.17	-26.82	-1.28	-3.45	-3.43	-0.53
4	-27.17	-26.78	-1.44	-3.45	-3.43	-0.47
5	-27.17	-26.76	-1.52	-3.45	-3.43	-0.44
6	-27.17	-26.75	-1.54	-3.45	-3.43	-0.43
7	-27.17	-26.77	-1.49	-3.45	-3.43	-0.44
8	-27.17	-26.80	-1.37	-3.45	-3.43	-0.48
9	-27.17	-26.85	-1.18	-3.45	-3.43	-0.54
10	-27.17	-26.92	-0.93	-3.45	-3.43	-0.62

TAP de operación	Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LÍNEA MONITORIADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 246-210						
-10	-27.17	-28.90	6.01	-3.45	-3.34	-3.32
-9	-27.17	-28.65	5.20	-3.45	-3.35	-2.98
-8	-27.17	-28.42	4.41	-3.45	-3.36	-2.66
-7	-27.17	-28.20	3.65	-3.45	-3.37	-2.35
-6	-27.17	-27.99	2.93	-3.45	-3.38	-2.07
-5	-27.17	-27.79	2.25	-3.45	-3.39	-1.81
-4	-27.17	-27.61	1.61	-3.45	-3.40	-1.57
-3	-27.17	-27.45	1.02	-3.45	-3.40	-1.35
-2	-27.17	-27.30	0.49	-3.45	-3.41	-1.16
-1	-27.17	-27.17	0.01	-3.45	-3.42	-0.98
0	-27.17	-27.05	-0.41	-3.45	-3.42	-0.84
1	-27.17	-26.96	-0.77	-3.45	-3.42	-0.71
2	-27.17	-26.88	-1.06	-3.45	-3.43	-0.61
3	-27.17	-26.82	-1.28	-3.45	-3.43	-0.53
4	-27.17	-26.78	-1.44	-3.45	-3.43	-0.47
5	-27.17	-26.76	-1.52	-3.45	-3.43	-0.44
6	-27.17	-26.75	-1.54	-3.45	-3.43	-0.43
7	-27.17	-26.77	-1.49	-3.45	-3.43	-0.44
8	-27.17	-26.80	-1.37	-3.45	-3.43	-0.48
9	-27.17	-26.85	-1.18	-3.45	-3.43	-0.54
10	-27.17	-26.92	-0.93	-3.45	-3.43	-0.62

Continuación de apéndice 2.

TAP de operación	Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LÍNEA MONITOREADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 246-290						
-10	-34.94	-32.61	-7.15	-7.09	-5.09	-39.16
-9	-34.94	-32.55	-7.35	-7.09	-5.28	-34.21
-8	-34.94	-32.46	-7.66	-7.09	-5.47	-29.68
-7	-34.94	-32.33	-8.07	-7.09	-5.65	-25.53
-6	-34.94	-32.18	-8.60	-7.09	-5.82	-21.74
-5	-34.94	-31.98	-9.25	-7.09	-5.99	-18.27
-4	-34.94	-31.76	-10.01	-7.09	-6.16	-15.09
-3	-34.94	-31.51	-10.89	-7.09	-6.32	-12.20
-2	-34.94	-31.23	-11.89	-7.09	-6.47	-9.55
-1	-34.94	-30.92	-13.01	-7.09	-6.62	-7.14
0	-34.94	-30.58	-14.26	-7.09	-6.75	-4.94
1	-34.94	-30.22	-15.63	-7.09	-6.89	-2.95
2	-34.94	-29.83	-17.14	-7.09	-7.01	-1.14
3	-34.94	-29.42	-18.77	-7.09	-7.12	0.49
4	-34.94	-28.99	-20.55	-7.09	-7.23	1.96
5	-34.94	-28.53	-22.46	-7.09	-7.33	3.28
6	-34.94	-28.07	-24.49	-7.09	-7.42	4.45
7	-34.94	-27.58	-26.69	-7.09	-7.50	5.50
8	-34.94	-27.08	-29.04	-7.09	-7.57	6.43
9	-34.94	-26.56	-31.54	-7.09	-7.64	7.24
10	-34.94	-26.04	-34.18	-7.09	-7.70	7.94

TAP de operación	Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LÍNEA MONITOREADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 246-290						
-10	-34.94	-32.61	-7.15	-7.09	-5.09	-39.16
-9	-34.94	-32.55	-7.35	-7.09	-5.28	-34.21
-8	-34.94	-32.46	-7.66	-7.09	-5.47	-29.68
-7	-34.94	-32.33	-8.07	-7.09	-5.65	-25.53
-6	-34.94	-32.18	-8.60	-7.09	-5.82	-21.74
-5	-34.94	-31.98	-9.25	-7.09	-5.99	-18.27
-4	-34.94	-31.76	-10.01	-7.09	-6.16	-15.09
-3	-34.94	-31.51	-10.89	-7.09	-6.32	-12.20
-2	-34.94	-31.23	-11.89	-7.09	-6.47	-9.55
-1	-34.94	-30.92	-13.01	-7.09	-6.62	-7.14
0	-34.94	-30.58	-14.26	-7.09	-6.75	-4.94
1	-34.94	-30.22	-15.63	-7.09	-6.89	-2.95
2	-34.94	-29.83	-17.14	-7.09	-7.01	-1.14
3	-34.94	-29.42	-18.77	-7.09	-7.12	0.49
4	-34.94	-28.99	-20.55	-7.09	-7.23	1.96
5	-34.94	-28.53	-22.46	-7.09	-7.33	3.28
6	-34.94	-28.07	-24.49	-7.09	-7.42	4.45
7	-34.94	-27.58	-26.69	-7.09	-7.50	5.50
8	-34.94	-27.08	-29.04	-7.09	-7.57	6.43
9	-34.94	-26.56	-31.54	-7.09	-7.64	7.24
10	-34.94	-26.04	-34.18	-7.09	-7.70	7.94

Continuación de apéndice 2.

TAP de operación	Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LÍNEA MONITOREADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 290-1140						
-10	-55.74	-47.65	-16.98	-1.41	2.70	152.38
-9	-55.74	-47.81	-16.58	-1.41	2.32	160.82
-8	-55.74	-47.92	-16.32	-1.41	1.95	172.36
-7	-55.74	-47.97	-16.20	-1.41	1.59	189.01
-6	-55.74	-47.96	-16.22	-1.41	1.23	214.95
-5	-55.74	-47.89	-16.39	-1.41	0.88	260.77
-4	-55.74	-47.76	-16.71	-1.41	0.54	363.07
-3	-55.74	-47.58	-17.15	-1.41	0.21	788.84
-2	-55.74	-47.34	-17.75	-1.41	-0.12	-1117.48
-1	-55.74	-47.05	-18.48	-1.41	-0.43	-231.81
0	-55.74	-46.70	-19.37	-1.41	-0.72	-95.34
1	-55.74	-46.30	-20.39	-1.41	-1.01	-40.19
2	-55.74	-45.85	-21.57	-1.41	-1.28	-10.45
3	-55.74	-45.36	-22.88	-1.41	-1.54	8.05
4	-55.74	-44.82	-24.36	-1.41	-1.78	20.63
5	-55.74	-44.24	-25.99	-1.41	-2.01	29.67
6	-55.74	-43.63	-27.75	-1.41	-2.22	36.45
7	-55.74	-42.98	-29.68	-1.41	-2.42	41.69
8	-55.74	-42.29	-31.79	-1.41	-2.61	45.85
9	-55.74	-41.58	-34.05	-1.41	-2.78	49.19
10	-55.74	-40.85	-36.44	-1.41	-2.94	51.91

TAP de operación	Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LÍNEA MONITOREADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1120-1140						
-10	-20.85	-23.74	12.14	-0.16	-0.11	-43.58
-9	-20.85	-22.25	6.26	-0.16	-0.12	-35.26
-8	-20.85	-20.82	-0.17	-0.16	-0.12	-28.17
-7	-20.85	-19.46	-7.18	-0.16	-0.13	-22.27
-6	-20.85	-18.16	-14.80	-0.16	-0.13	-17.32
-5	-20.85	-16.94	-23.07	-0.16	-0.14	-13.16
-4	-20.85	-15.81	-31.92	-0.16	-0.14	-9.67
-3	-20.85	-14.76	-41.30	-0.16	-0.15	-6.75
-2	-20.85	-13.80	-51.16	-0.16	-0.15	-4.40
-1	-20.85	-12.93	-61.29	-0.16	-0.15	-2.49
0	-20.85	-12.16	-71.56	-0.16	-0.15	-1.10
1	-20.85	-11.49	-81.55	-0.16	-0.16	-0.13
2	-20.85	-10.92	-91.05	-0.16	-0.16	0.51
3	-20.85	-10.46	-99.45	-0.16	-0.16	0.76
4	-20.85	9.94	309.81	-0.16	-0.16	0.57
5	-20.85	9.70	315.09	-0.16	-0.16	0.13
6	-20.85	9.57	317.97	-0.16	-0.16	-0.77
7	-20.85	9.54	318.49	-0.16	-0.15	-1.95
8	-20.85	9.63	316.61	-0.16	-0.15	-3.57
9	-20.85	9.83	312.22	-0.16	-0.15	-5.60
10	-20.85	10.14	305.67	-0.16	-0.14	-8.01

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 3. Voltajes en barras [p.u.] y ángulo [°] en barras monitoreadas del Anillo Metropacífico demanda máxima

TAP de operación	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
	CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
NODO MONITOREADO 1101 (AGU-230)						
-10	1.045	-3.9	1.039	-3.8	-0.5	-2.6
-9	1.045	-3.9	1.040	-3.8	-0.5	-2.6
-8	1.045	-3.9	1.041	-3.7	-0.4	-5.4
-7	1.045	-3.9	1.041	-3.7	-0.3	-5.4
-6	1.045	-3.9	1.042	-3.7	-0.3	-5.4
-5	1.045	-3.9	1.043	-3.7	-0.2	-5.4
-4	1.045	-3.9	1.043	-3.7	-0.2	-5.4
-3	1.045	-3.9	1.043	-3.7	-0.1	-5.4
-2	1.045	-3.9	1.044	-3.7	-0.1	-5.4
-1	1.045	-3.9	1.044	-3.7	-0.1	-5.4
0	1.045	-3.9	1.044	-3.8	-0.1	-2.6
1	1.045	-3.9	1.044	-3.8	-0.1	-2.6
2	1.045	-3.9	1.044	-3.9	-0.1	0.0
3	1.045	-3.9	1.044	-4	-0.1	2.5
4	1.045	-3.9	1.044	-4	-0.1	2.5
5	1.045	-3.9	1.043	-4.1	-0.1	4.9
6	1.045	-3.9	1.043	-4.2	-0.2	7.1
7	1.045	-3.9	1.043	-4.3	-0.2	9.3
8	1.045	-3.9	1.042	-4.5	-0.3	13.3
9	1.045	-3.9	1.041	-4.6	-0.3	15.2
10	1.045	-3.9	1.041	-4.7	-0.4	17.0

TAP de operación	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
	CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
NODO MONITOREADO 1102 (ALB-230)						
-10	1.044	-3.6	1.041	-3.1	-0.3	-16.1
-9	1.044	-3.6	1.042	-3	-0.2	-20.0
-8	1.044	-3.6	1.042	-3	-0.2	-20.0
-7	1.044	-3.6	1.043	-3	-0.1	-20.0
-6	1.044	-3.6	1.043	-3.1	-0.1	-16.1
-5	1.044	-3.6	1.044	-3.1	0.0	-16.1
-4	1.044	-3.6	1.044	-3.1	0.0	-16.1
-3	1.044	-3.6	1.044	-3.2	0.0	-12.5
-2	1.044	-3.6	1.044	-3.2	0.0	-12.5
-1	1.044	-3.6	1.045	-3.3	0.0	-9.1
0	1.044	-3.6	1.045	-3.3	0.0	-9.1
1	1.044	-3.6	1.044	-3.4	0.0	-5.9
2	1.044	-3.6	1.044	-3.5	0.0	-2.9
3	1.044	-3.6	1.044	-3.6	0.0	0.0
4	1.044	-3.6	1.043	-3.7	-0.1	2.7
5	1.044	-3.6	1.043	-3.9	-0.1	7.7
6	1.044	-3.6	1.042	-4	-0.2	10.0
7	1.044	-3.6	1.042	-4.1	-0.2	12.2
8	1.044	-3.6	1.041	-4.3	-0.3	16.3
9	1.044	-3.6	1.040	-4.4	-0.4	18.2
10	1.044	-3.6	1.039	-4.6	-0.5	21.7

Continuación de apéndice 3.

TAP de operación	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
	CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
NODO MONITOREADO 1106 (ESC-231)						
-10	1.044	-3.6	1.041	-3.1	-0.3	-16.1
-9	1.044	-3.6	1.042	-3.1	-0.2	-16.1
-8	1.044	-3.6	1.042	-3.1	-0.2	-16.1
-7	1.044	-3.6	1.043	-3.1	-0.1	-16.1
-6	1.044	-3.6	1.043	-3.1	-0.1	-16.1
-5	1.044	-3.6	1.044	-3.1	0.0	-16.1
-4	1.044	-3.6	1.044	-3.1	0.0	-16.1
-3	1.044	-3.6	1.044	-3.2	0.0	-12.5
-2	1.044	-3.6	1.044	-3.2	0.0	-12.5
-1	1.044	-3.6	1.044	-3.3	0.0	-9.1
0	1.044	-3.6	1.044	-3.3	0.0	-9.1
1	1.044	-3.6	1.044	-3.4	0.0	-5.9
2	1.044	-3.6	1.044	-3.5	0.0	-2.9
3	1.044	-3.6	1.044	-3.6	0.0	0.0
4	1.044	-3.6	1.043	-3.7	0.0	2.7
5	1.044	-3.6	1.043	-3.9	-0.1	7.7
6	1.044	-3.6	1.042	-4	-0.2	10.0
7	1.044	-3.6	1.042	-4.1	-0.2	12.2
8	1.044	-3.6	1.041	-4.3	-0.3	16.3
9	1.044	-3.6	1.040	-4.4	-0.4	18.2
10	1.044	-3.6	1.039	-4.6	-0.5	21.7

TAP de operación	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
	CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
NODO MONITOREADO 1107 (GES-231)						
-10	1.050	-6.1	1.041	-7.2	-0.9	15.3
-9	1.050	-6.1	1.042	-7	-0.8	12.9
-8	1.050	-6.1	1.043	-6.9	-0.7	11.6
-7	1.050	-6.1	1.044	-6.8	-0.6	10.3
-6	1.050	-6.1	1.045	-6.7	-0.6	9.0
-5	1.050	-6.1	1.045	-6.6	-0.5	7.6
-4	1.050	-6.1	1.046	-6.5	-0.4	6.2
-3	1.050	-6.1	1.046	-6.4	-0.4	4.7
-2	1.050	-6.1	1.047	-6.3	-0.4	3.2
-1	1.050	-6.1	1.047	-6.2	-0.3	1.6
0	1.050	-6.1	1.047	-6.2	-0.3	1.6
1	1.050	-6.1	1.047	-6.1	-0.3	0.0
2	1.050	-6.1	1.047	-6.1	-0.3	0.0
3	1.050	-6.1	1.047	-6.1	-0.3	0.0
4	1.050	-6.1	1.047	-6.1	-0.3	0.0
5	1.050	-6.1	1.047	-6.1	-0.4	0.0
6	1.050	-6.1	1.046	-6.1	-0.4	0.0
7	1.050	-6.1	1.046	-6.1	-0.5	0.0
8	1.050	-6.1	1.045	-6.1	-0.5	0.0
9	1.050	-6.1	1.044	-6.2	-0.6	1.6
10	1.050	-6.1	1.043	-6.2	-0.7	1.6

Continuación de apéndice 3.

TAP de operación	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
	CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
NODO MONITOREADO 1108 (GNO-231)						
-10	1.054	-6.2	1.046	-7.2	-0.8	13.9
-9	1.054	-6.2	1.046	-7	-0.7	11.4
-8	1.054	-6.2	1.047	-6.9	-0.6	10.1
-7	1.054	-6.2	1.048	-6.8	-0.6	8.8
-6	1.054	-6.2	1.049	-6.7	-0.5	7.5
-5	1.054	-6.2	1.049	-6.6	-0.4	6.1
-4	1.054	-6.2	1.050	-6.5	-0.4	4.6
-3	1.054	-6.2	1.050	-6.4	-0.4	3.1
-2	1.054	-6.2	1.051	-6.4	-0.3	3.1
-1	1.054	-6.2	1.051	-6.3	-0.3	1.6
0	1.054	-6.2	1.051	-6.3	-0.3	1.6
1	1.054	-6.2	1.051	-6.2	-0.3	0.0
2	1.054	-6.2	1.051	-6.2	-0.3	0.0
3	1.054	-6.2	1.051	-6.2	-0.3	0.0
4	1.054	-6.2	1.051	-6.2	-0.3	0.0
5	1.054	-6.2	1.051	-6.2	-0.3	0.0
6	1.054	-6.2	1.050	-6.2	-0.4	0.0
7	1.054	-6.2	1.050	-6.2	-0.4	0.0
8	1.054	-6.2	1.049	-6.3	-0.5	1.6
9	1.054	-6.2	1.049	-6.3	-0.5	1.6
10	1.054	-6.2	1.048	-6.4	-0.6	3.1

TAP de operación	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
	CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
NODO MONITOREADO 210 (GOE-230)						
-10	1.054	-5.6	1.045	-6.5	-0.8	13.8
-9	1.054	-5.6	1.046	-6.4	-0.7	12.5
-8	1.054	-5.6	1.047	-6.3	-0.6	11.1
-7	1.054	-5.6	1.048	-6.2	-0.6	9.7
-6	1.054	-5.6	1.049	-6.1	-0.5	8.2
-5	1.054	-5.6	1.049	-6	-0.4	6.7
-4	1.054	-5.6	1.050	-5.9	-0.4	5.1
-3	1.054	-5.6	1.050	-5.9	-0.3	5.1
-2	1.054	-5.6	1.051	-5.8	-0.3	3.4
-1	1.054	-5.6	1.051	-5.8	-0.3	3.4
0	1.054	-5.6	1.051	-5.7	-0.3	1.8
1	1.054	-5.6	1.051	-5.7	-0.3	1.8
2	1.054	-5.6	1.051	-5.7	-0.3	1.8
3	1.054	-5.6	1.051	-5.7	-0.3	1.8
4	1.054	-5.6	1.051	-5.7	-0.3	1.8
5	1.054	-5.6	1.050	-5.7	-0.3	1.8
6	1.054	-5.6	1.050	-5.7	-0.4	1.8
7	1.054	-5.6	1.050	-5.7	-0.4	1.8
8	1.054	-5.6	1.049	-5.8	-0.5	3.4
9	1.054	-5.6	1.048	-5.8	-0.5	3.4
10	1.054	-5.6	1.048	-5.9	-0.6	5.1

Continuación de apéndice 3.

TAP de operación	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
	CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
NODO MONITOREADO 1109 (GSU-231)						
-10	1.048	-5.8	1.038	-7.2	-1.0	19.4
-9	1.048	-5.8	1.039	-7	-0.9	17.1
-8	1.048	-5.8	1.040	-6.9	-0.8	15.9
-7	1.048	-5.8	1.041	-6.7	-0.7	13.4
-6	1.048	-5.8	1.042	-6.6	-0.6	12.1
-5	1.048	-5.8	1.042	-6.5	-0.6	10.8
-4	1.048	-5.8	1.043	-6.4	-0.5	9.4
-3	1.048	-5.8	1.044	-6.3	-0.5	7.9
-2	1.048	-5.8	1.044	-6.2	-0.4	6.5
-1	1.048	-5.8	1.044	-6.1	-0.4	4.9
0	1.048	-5.8	1.044	-6	-0.4	3.3
1	1.048	-5.8	1.045	-5.9	-0.4	1.7
2	1.048	-5.8	1.045	-5.9	-0.4	1.7
3	1.048	-5.8	1.044	-5.9	-0.4	1.7
4	1.048	-5.8	1.044	-5.8	-0.4	0.0
5	1.048	-5.8	1.044	-5.8	-0.4	0.0
6	1.048	-5.8	1.043	-5.8	-0.5	0.0
7	1.048	-5.8	1.043	-5.8	-0.5	0.0
8	1.048	-5.8	1.042	-5.8	-0.6	0.0
9	1.048	-5.8	1.041	-5.8	-0.7	0.0
10	1.048	-5.8	1.041	-5.9	-0.7	1.7

TAP de operación	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
	CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
NODO MONITOREADO 246 (LCE-230)						
-10	1.052	-5.5	1.044	-6.3	-0.8	12.7
-9	1.052	-5.5	1.045	-6.2	-0.7	11.3
-8	1.052	-5.5	1.045	-6.1	-0.6	9.8
-7	1.052	-5.5	1.046	-6	-0.5	8.3
-6	1.052	-5.5	1.047	-5.9	-0.5	6.8
-5	1.052	-5.5	1.048	-5.8	-0.4	5.2
-4	1.052	-5.5	1.048	-5.8	-0.4	5.2
-3	1.052	-5.5	1.049	-5.7	-0.3	3.5
-2	1.052	-5.5	1.049	-5.6	-0.3	1.8
-1	1.052	-5.5	1.049	-5.6	-0.3	1.8
0	1.052	-5.5	1.049	-5.6	-0.3	1.8
1	1.052	-5.5	1.049	-5.5	-0.2	0.0
2	1.052	-5.5	1.049	-5.5	-0.3	0.0
3	1.052	-5.5	1.049	-5.5	-0.3	0.0
4	1.052	-5.5	1.049	-5.5	-0.3	0.0
5	1.052	-5.5	1.049	-5.5	-0.3	0.0
6	1.052	-5.5	1.048	-5.6	-0.4	1.8
7	1.052	-5.5	1.048	-5.6	-0.4	1.8
8	1.052	-5.5	1.047	-5.7	-0.5	3.5
9	1.052	-5.5	1.046	-5.7	-0.5	3.5
10	1.052	-5.5	1.046	-5.8	-0.6	5.2

Continuación de apéndice 3.

TAP de operación	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
	CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
NODO MONITOREADO 247 (LDR-230)						
-10	1.056	-5.8	1.047	-6.8	-0.8	14.7
-9	1.056	-5.8	1.048	-6.6		12.1
-8	1.056	-5.8	1.049	-6.5	-0.6	10.8
-7	1.056	-5.8	1.050	-6.4	-0.5	9.4
-6	1.056	-5.8	1.050	-6.3	-0.5	7.9
-5	1.056	-5.8	1.051	-6.2	-0.4	6.5
-4	1.056	-5.8	1.052	-6.1	-0.4	4.9
-3	1.056	-5.8	1.052	-6.1	-0.3	4.9
-2	1.056	-5.8	1.052	-6	-0.3	3.3
-1	1.056	-5.8	1.053	-6	-0.3	3.3
0	1.056	-5.8	1.053	-5.9	-0.3	1.7
1	1.056	-5.8	1.053	-5.9	-0.3	1.7
2	1.056	-5.8	1.053	-5.9	-0.3	1.7
3	1.056	-5.8	1.053	-5.8	-0.3	0.0
4	1.056	-5.8	1.052	-5.9	-0.3	1.7
5	1.056	-5.8	1.052	-5.9	-0.3	1.7
6	1.056	-5.8	1.052	-5.9	-0.4	1.7
7	1.056	-5.8	1.051	-5.9	-0.4	1.7
8	1.056	-5.8	1.051	-5.9	-0.5	1.7
9	1.056	-5.8	1.050	-6	-0.5	3.3
10	1.056	-5.8	1.049	-6.1	-0.6	4.9

TAP de operación	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
	CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
NODO MONITOREADO 1124 (LVG-230)						
-10	1.051	-5.2	1.043	-5.6	-0.7	7.1
-9	1.051	-5.2	1.044	-5.5	-0.6	5.5
-8	1.051	-5.2	1.045	-5.4	-0.5	3.7
-7	1.051	-5.2	1.046	-5.4	-0.4	3.7
-6	1.051	-5.2	1.047	-5.3	-0.4	1.9
-5	1.051	-5.2	1.047	-5.3	-0.3	1.9
-4	1.051	-5.2	1.048	-5.2	-0.3	0.0
-3	1.051	-5.2	1.048	-5.2	-0.2	0.0
-2	1.051	-5.2	1.048	-5.2	-0.2	0.0
-1	1.051	-5.2	1.049	-5.2	-0.2	0.0
0	1.051	-5.2	1.049	-5.2	-0.2	0.0
1	1.051	-5.2	1.049	-5.2	-0.2	0.0
2	1.051	-5.2	1.049	-5.2	-0.2	0.0
3	1.051	-5.2	1.049	-5.2	-0.2	0.0
4	1.051	-5.2	1.048	-5.3	-0.2	1.9
5	1.051	-5.2	1.048	-5.3	-0.2	1.9
6	1.051	-5.2	1.048	-5.4	-0.3	3.7
7	1.051	-5.2	1.047	-5.5	-0.3	5.5
8	1.051	-5.2	1.047	-5.6	-0.4	7.1
9	1.051	-5.2	1.046	-5.7	-0.4	8.8
10	1.051	-5.2	1.045	-5.8	-0.5	10.3

Continuación de apéndice 3.

TAP de operación	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
	CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
NODO MONITOREADO 1140 (PAC-230)						
-10	1.045	-3.6	1.041	-3.3	-0.4	-9.1
-9	1.045	-3.6	1.042	-3.3	-0.3	-9.1
-8	1.045	-3.6	1.042	-3.2	-0.2	-12.5
-7	1.045	-3.6	1.043	-3.2	-0.2	-12.5
-6	1.045	-3.6	1.043	-3.2	-0.1	-12.5
-5	1.045	-3.6	1.044	-3.2	-0.1	-12.5
-4	1.045	-3.6	1.044	-3.2	-0.1	-12.5
-3	1.045	-3.6	1.045	-3.3	0.0	-9.1
-2	1.045	-3.6	1.045	-3.3	0.0	-9.1
-1	1.045	-3.6	1.045	-3.3	0.0	-9.1
0	1.045	-3.6	1.045	-3.4	0.0	-5.9
1	1.045	-3.6	1.045	-3.5	0.0	-2.9
2	1.045	-3.6	1.045	-3.6	0.0	0.0
3	1.045	-3.6	1.044	-3.6	0.0	0.0
4	1.045	-3.6	1.044	-3.7	-0.1	2.7
5	1.045	-3.6	1.044	-3.8	-0.1	5.3
6	1.045	-3.6	1.043	-4	-0.2	10.0
7	1.045	-3.6	1.042	-4.1	-0.2	12.2
8	1.045	-3.6	1.042	-4.2	-0.3	14.3
9	1.045	-3.6	1.041	-4.4	-0.4	18.2
10	1.045	-3.6	1.040	-4.5	-0.4	20.0

TAP de operación	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
	CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
NODO MONITOREADO 290 (PLT-230)						
-10	1.048	-4.6	1.042	-4.9	-0.6	6.1
-9	1.048	-4.6	1.042	-4.8	-0.5	4.2
-8	1.048	-4.6	1.043	-4.7	-0.5	2.1
-7	1.048	-4.6	1.044	-4.7	-0.4	2.1
-6	1.048	-4.6	1.045	-4.6	-0.3	0.0
-5	1.048	-4.6	1.045	-4.6	-0.3	0.0
-4	1.048	-4.6	1.046	-4.6	-0.2	0.0
-3	1.048	-4.6	1.046	-4.5	-0.2	-2.2
-2	1.048	-4.6	1.046	-4.5	-0.2	-2.2
-1	1.048	-4.6	1.046	-4.5	-0.1	-2.2
0	1.048	-4.6	1.047	-4.5	-0.1	-2.2
1	1.048	-4.6	1.047	-4.6	-0.1	0.0
2	1.048	-4.6	1.046	-4.6	-0.1	0.0
3	1.048	-4.6	1.046	-4.6	-0.2	0.0
4	1.048	-4.6	1.046	-4.7	-0.2	2.1
5	1.048	-4.6	1.046	-4.8	-0.2	4.2
6	1.048	-4.6	1.045	-4.8	-0.3	4.2
7	1.048	-4.6	1.045	-4.9	-0.3	6.1
8	1.048	-4.6	1.044	-5	-0.4	8.0
9	1.048	-4.6	1.043	-5.1	-0.4	9.8
10	1.048	-4.6	1.043	-5.2	-0.5	11.5

Continuación de apéndice 3.

TAP de operación	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
	CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
NODO MONITOREADO 1120 (SJQ-230)						
-10	1.045	-3.6	1.041	-3.3	-0.4	-9.1
-9	1.045	-3.6	1.042	-3.2	-0.3	-12.5
-8	1.045	-3.6	1.042	-3.2	-0.2	-12.5
-7	1.045	-3.6	1.043	-3.2	-0.2	-12.5
-6	1.045	-3.6	1.044	-3.2	-0.1	-12.5
-5	1.045	-3.6	1.044	-3.2	-0.1	-12.5
-4	1.045	-3.6	1.044	-3.2	0.0	-12.5
-3	1.045	-3.6	1.045	-3.2	0.0	-12.5
-2	1.045	-3.6	1.045	-3.3	0.0	-9.1
-1	1.045	-3.6	1.045	-3.3	0.0	-9.1
0	1.045	-3.6	1.045	-3.4	0.0	-5.9
1	1.045	-3.6	1.045	-3.5	0.0	-2.9
2	1.045	-3.6	1.045	-3.5	0.0	-2.9
3	1.045	-3.6	1.044	-3.6	0.0	0.0
4	1.045	-3.6	1.044	-3.7	-0.1	2.7
5	1.045	-3.6	1.043	-3.8	-0.1	5.3
6	1.045	-3.6	1.043	-4	-0.2	10.0
7	1.045	-3.6	1.042	-4.1	-0.2	12.2
8	1.045	-3.6	1.042	-4.2	-0.3	14.3
9	1.045	-3.6	1.041	-4.4	-0.4	18.2
10	1.045	-3.6	1.040	-4.5	-0.5	20.0

TAP de operación	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
	CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
NODO MONITOREADO N01 (N01)						
-10	0.000	0	1.013	-9.9	100.0	100.0
-9	0.000	0	1.015	-9.4	100.0	100.0
-8	0.000	0	1.017	-8.9	100.0	100.0
-7	0.000	0	1.018	-8.3	100.0	100.0
-6	0.000	0	1.020	-7.8	100.0	100.0
-5	0.000	0	1.022	-7.3	100.0	100.0
-4	0.000	0	1.023	-6.7	100.0	100.0
-3	0.000	0	1.024	-6.2	100.0	100.0
-2	0.000	0	1.025	-5.7	100.0	100.0
-1	0.000	0	1.026	-5.2	100.0	100.0
0	0.000	0	1.027	-4.8	100.0	100.0
1	0.000	0	1.027	-4.3	100.0	100.0
2	0.000	0	1.028	-3.8	100.0	100.0
3	0.000	0	1.028	-3.4	100.0	100.0
4	0.000	0	1.028	-3	100.0	100.0
5	0.000	0	1.028	-2.5	100.0	100.0
6	0.000	0	1.028	-2.1	100.0	100.0
7	0.000	0	1.027	-1.7	100.0	100.0
8	0.000	0	1.027	-1.4	100.0	100.0
9	0.000	0	1.026	-1	100.0	100.0
10	0.000	0	1.025	-0.7	100.0	100.0

Fuente: Fuente: elaboración propia.

Apéndice 4. **Flujos de potencia [MW] y factor de utilización [%] en transformadores del Anillo Metropacífico demanda máxima**

Tap de operación	Potencia			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
TRANSFORMADOR MONITOREADO (Transformador desfasador)						
-10	-	174.95	N/A	-	57.45	N/A
-9	-	152.70	N/A	-	50.90	N/A
-8	-	129.97	N/A	-	44.43	N/A
-7	-	106.80	N/A	-	38.16	N/A
-6	-	83.29	N/A	-	32.31	N/A
-5	-	59.47	N/A	-	27.21	N/A
-4	-	35.37	N/A	-	23.42	N/A
-3	-	11.05	N/A	-	21.70	N/A
-2	-	-13.42	N/A	-	22.59	N/A
-1	-	-37.99	N/A	-	25.82	N/A
0	-	-62.61	N/A	-	30.68	N/A
1	-	-87.20	N/A	-	36.50	N/A
2	-	-111.74	N/A	-	42.89	N/A
3	-	-136.13	N/A	-	49.58	N/A
4	-	-160.36	N/A	-	56.46	N/A
5	-	-184.32	N/A	-	63.42	N/A
6	-	-207.96	N/A	-	70.39	N/A
7	-	-231.27	N/A	-	77.35	N/A
8	-	-254.23	N/A	-	84.28	N/A
9	-	-276.70	N/A	-	91.13	N/A
10	-	-298.63	N/A	-	97.86	N/A

Tap de operación	Potencia			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
TRANSFORMADOR MONITOREADO (AGU 230/13.8)						
-10	-9.70	-9.70	0.00	52.98	52.05	-1.79
-9	-9.70	-9.70	0.00	52.98	52.18	-1.53
-8	-9.70	-9.70	0.00	52.98	52.30	-1.30
-7	-9.70	-9.70	0.00	52.98	52.41	-1.09
-6	-9.70	-9.70	0.00	52.98	52.51	-0.90
-5	-9.70	-9.70	0.00	52.98	52.60	-0.72
-4	-9.70	-9.70	0.00	52.98	52.68	-0.57
-3	-9.70	-9.70	0.00	52.98	52.74	-0.46
-2	-9.70	-9.70	0.00	52.98	52.79	-0.36
-1	-9.70	-9.70	0.00	52.98	52.83	-0.28
0	-9.70	-9.70	0.00	52.98	52.85	-0.25
1	-9.70	-9.70	0.00	52.98	52.85	-0.25
2	-9.70	-9.70	0.00	52.98	52.85	-0.25
3	-9.70	-9.70	0.00	52.98	52.82	-0.30
4	-9.70	-9.70	0.00	52.98	52.79	-0.36
5	-9.70	-9.70	0.00	52.98	52.73	-0.47
6	-9.70	-9.70	0.00	52.98	52.67	-0.59
7	-9.70	-9.70	0.00	52.98	52.59	-0.74
8	-9.70	-9.70	0.00	52.98	52.50	-0.91
9	-9.70	-9.70	0.00	52.98	52.40	-1.11
10	-9.70	-9.70	0.00	52.98	52.29	-1.32

Continuación de apéndice 4.

Tap de operación	Potencia			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
TRANSFORMADOR MONITOREADO (ALB 230/69)						
-10	-21.25	-19.42	-9.43	24.65	22.68	-8.69
-9	-21.25	-19.56	-8.66	24.65	22.89	-7.69
-8	-21.25	-19.70	-7.89	24.65	23.09	-6.76
-7	-21.25	-19.84	-7.12	24.65	23.28	-5.88
-6	-21.25	-19.98	-6.37	24.65	23.47	-5.03
-5	-21.25	-20.12	-5.61	24.65	23.64	-4.27
-4	-21.25	-20.27	-4.87	24.65	23.81	-3.53
-3	-21.25	-20.41	-4.13	24.65	23.96	-2.88
-2	-21.25	-20.55	-3.40	24.65	24.11	-2.24
-1	-21.25	-20.70	-2.68	24.65	24.25	-1.65
0	-21.25	-20.84	-1.98	24.65	24.37	-1.15
1	-21.25	-20.98	-1.29	24.65	24.49	-0.65
2	-21.25	-21.12	-0.62	24.65	24.59	-0.24
3	-21.25	-21.26	0.04	24.65	24.68	0.12
4	-21.25	-21.40	0.68	24.65	24.77	0.48
5	-21.25	-21.53	1.30	24.65	24.84	0.76
6	-21.25	-21.66	1.90	24.65	24.90	1.00
7	-21.25	-21.79	2.48	24.65	24.95	1.20
8	-21.25	-21.92	3.04	24.65	24.99	1.36
9	-21.25	-22.04	3.58	24.65	25.02	1.48
10	-21.25	-22.16	4.10	24.65	25.05	1.60

Tap de operación	Potencia			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
TRANSFORMADOR MONITOREADO (ESC 230/138 (1))						
-10	31.09	43.00	27.71	20.16	26.12	22.82
-9	31.09	42.12	26.20	20.16	25.71	21.59
-8	31.09	41.23	24.60	20.16	25.30	20.32
-7	31.09	40.32	22.90	20.16	24.88	18.97
-6	31.09	39.40	21.11	20.16	24.45	17.55
-5	31.09	38.48	19.21	20.16	24.01	16.03
-4	31.09	37.55	17.21	20.16	23.57	14.47
-3	31.09	36.61	15.09	20.16	23.11	12.77
-2	31.09	35.67	12.86	20.16	22.66	11.03
-1	31.09	34.73	10.51	20.16	22.19	9.15
0	31.09	33.80	8.03	20.16	21.73	7.23
1	31.09	32.87	5.42	20.16	21.26	5.17
2	31.09	31.94	2.68	20.16	20.78	2.98
3	31.09	31.03	-0.19	20.16	20.30	0.69
4	31.09	30.12	-3.21	20.16	19.83	-1.66
5	31.09	29.22	-6.37	20.16	19.35	-4.19
6	31.09	28.34	-9.67	20.16	18.87	-6.84
7	31.09	27.48	-13.12	20.16	18.39	-9.62
8	31.09	26.63	-16.72	20.16	17.91	-12.56
9	31.09	25.81	-20.46	20.16	17.43	-15.66
10	31.09	25.00	-24.33	20.16	16.95	-18.94

Continuación de apéndice 4.

Tap de operación	Potencia			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
TRANSFORMADOR MONITOREADO (ESC 230/69)						
-10	-28.87	-26.71	-8.10	29.96	27.60	-8.55
-9	-28.87	-26.87	-7.45	29.96	27.81	-7.73
-8	-28.87	-27.04	-6.79	29.96	28.02	-6.92
-7	-28.87	-27.20	-6.14	29.96	28.23	-6.13
-6	-28.87	-27.37	-5.50	29.96	28.43	-5.38
-5	-28.87	-27.54	-4.85	29.96	28.63	-4.65
-4	-28.87	-27.71	-4.21	29.96	28.82	-3.96
-3	-28.87	-27.87	-3.58	29.96	29.01	-3.27
-2	-28.87	-28.04	-2.96	29.96	29.19	-2.64
-1	-28.87	-28.21	-2.34	29.96	29.36	-2.04
0	-28.87	-28.38	-1.74	29.96	29.53	-1.46
1	-28.87	-28.55	-1.15	29.96	29.69	-0.91
2	-28.87	-28.71	-0.56	29.96	29.83	-0.44
3	-28.87	-28.87	0.00	29.96	29.97	0.03
4	-28.87	-29.03	0.55	29.96	30.11	0.50
5	-28.87	-29.19	1.09	29.96	30.23	0.89
6	-28.87	-29.35	1.62	29.96	30.35	1.29
7	-28.87	-29.50	2.12	29.96	30.45	1.61
8	-28.87	-29.65	2.61	29.96	30.56	1.96
9	-28.87	-29.79	3.08	29.96	30.65	2.25
10	-28.87	-29.93	3.53	29.96	30.73	2.51

Tap de operación	Potencia			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
TRANSFORMADOR MONITOREADO (ESC 230/69 (2))						
-10	-29.16	-26.98	-8.10	28.19	26.15	-7.80
-9	-29.16	-27.14	-7.45	28.19	26.37	-6.90
-8	-29.16	-27.31	-6.79	28.19	26.58	-6.06
-7	-29.16	-27.47	-6.14	28.19	26.78	-5.27
-6	-29.16	-27.64	-5.50	28.19	26.97	-4.52
-5	-29.16	-27.81	-4.85	28.19	27.16	-3.79
-4	-29.16	-27.98	-4.21	28.19	27.33	-3.15
-3	-29.16	-28.15	-3.58	28.19	27.49	-2.55
-2	-29.16	-28.32	-2.96	28.19	27.64	-1.99
-1	-29.16	-28.49	-2.34	28.19	27.78	-1.48
0	-29.16	-28.66	-1.74	28.19	27.91	-1.00
1	-29.16	-28.83	-1.14	28.19	28.02	-0.61
2	-29.16	-29.00	-0.56	28.19	28.12	-0.25
3	-29.16	-29.16	0.00	28.19	28.21	0.07
4	-29.16	-29.32	0.56	28.19	28.29	0.35
5	-29.16	-29.48	1.10	28.19	28.36	0.60
6	-29.16	-29.64	1.62	28.19	28.41	0.77
7	-29.16	-29.79	2.12	28.19	28.45	0.91
8	-29.16	-29.94	2.61	28.19	28.49	1.05
9	-29.16	-30.09	3.08	28.19	28.51	1.12
10	-29.16	-30.23	3.54	28.19	28.52	1.16

Continuación de apéndice 4.

Tap de operación	Potencia			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
TRANSFORMADOR MONITOREADO (GES 230/69/13.8 (2))						
-10	75.43	75.11	-0.42	32.45	32.32	-0.40
-9	75.43	75.13	-0.39	32.45	32.33	-0.37
-8	75.43	75.16	-0.36	32.45	32.34	-0.34
-7	75.43	75.18	-0.33	32.45	32.35	-0.31
-6	75.43	75.20	-0.30	32.45	32.36	-0.28
-5	75.43	75.23	-0.27	32.45	32.37	-0.25
-4	75.43	75.25	-0.23	32.45	32.38	-0.22
-3	75.43	75.28	-0.20	32.45	32.39	-0.19
-2	75.43	75.30	-0.17	32.45	32.40	-0.15
-1	75.43	75.32	-0.14	32.45	32.41	-0.12
0	75.43	75.35	-0.11	32.45	32.42	-0.09
1	75.43	75.37	-0.08	32.45	32.43	-0.06
2	75.43	75.39	-0.05	32.45	32.43	-0.06
3	75.43	75.41	-0.02	32.45	32.44	-0.03
4	75.43	75.44	0.01	32.45	32.45	0.00
5	75.43	75.46	0.04	32.45	32.46	0.03
6	75.43	75.48	0.07	32.45	32.47	0.06
7	75.43	75.50	0.09	32.45	32.48	0.09
8	75.43	75.52	0.12	32.45	32.49	0.12
9	75.43	75.54	0.14	32.45	32.49	0.12
10	75.43	75.55	0.17	32.45	32.50	0.15

Tap de operación	Potencia			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
TRANSFORMADOR MONITOREADO (GES 230/69/13.8 (1))						
-10	74.33	74.02	-0.42	32.53	32.35	-0.56
-9	74.33	74.04	-0.39	32.53	32.36	-0.53
-8	74.33	74.06	-0.36	32.53	32.38	-0.46
-7	74.33	74.09	-0.33	32.53	32.39	-0.43
-6	74.33	74.11	-0.30	32.53	32.40	-0.40
-5	74.33	74.13	-0.26	32.53	32.42	-0.34
-4	74.33	74.16	-0.23	32.53	32.43	-0.31
-3	74.33	74.18	-0.20	32.53	32.44	-0.28
-2	74.33	74.20	-0.17	32.53	32.46	-0.22
-1	74.33	74.23	-0.14	32.53	32.47	-0.18
0	74.33	74.25	-0.11	32.53	32.48	-0.15
1	74.33	74.27	-0.08	32.53	32.49	-0.12
2	74.33	74.29	-0.05	32.53	32.50	-0.09
3	74.33	74.32	-0.02	32.53	32.51	-0.06
4	74.33	74.34	0.01	32.53	32.52	-0.03
5	74.33	74.36	0.04	32.53	32.52	-0.03
6	74.33	74.38	0.07	32.53	32.53	0.00
7	74.33	74.40	0.09	32.53	32.54	0.03
8	74.33	74.42	0.12	32.53	32.54	0.03
9	74.33	74.44	0.14	32.53	32.55	0.06
10	74.33	74.45	0.17	32.53	32.55	0.06

Continuación de apéndice 4.

Tap de operación	Potencia			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
TRANSFORMADOR MONITOREADO (GNO 230/69/13.8 (1))						
-10	81.11	81.14	0.05	49.52	49.28	-0.49
-9	81.11	81.14	0.04	49.52	49.30	-0.45
-8	81.11	81.14	0.04	49.52	49.33	-0.39
-7	81.11	81.13	0.03	49.52	49.35	-0.34
-6	81.11	81.13	0.03	49.52	49.37	-0.30
-5	81.11	81.13	0.02	49.52	49.39	-0.26
-4	81.11	81.13	0.02	49.52	49.40	-0.24
-3	81.11	81.12	0.02	49.52	49.41	-0.22
-2	81.11	81.12	0.02	49.52	49.42	-0.20
-1	81.11	81.12	0.02	49.52	49.43	-0.18
0	81.11	81.12	0.02	49.52	49.44	-0.16
1	81.11	81.12	0.01	49.52	49.44	-0.16
2	81.11	81.12	0.01	49.52	49.44	-0.16
3	81.11	81.12	0.02	49.52	49.43	-0.18
4	81.11	81.12	0.02	49.52	49.43	-0.18
5	81.11	81.12	0.02	49.52	49.42	-0.20
6	81.11	81.12	0.02	49.52	49.41	-0.22
7	81.11	81.13	0.02	49.52	49.39	-0.26
8	81.11	81.13	0.03	49.52	49.38	-0.28
9	81.11	81.13	0.03	49.52	49.36	-0.32
10	81.11	81.13	0.03	49.52	49.34	-0.36

Tap de operación	Potencia			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
TRANSFORMADOR MONITOREADO (GNO 230/69/13.8 (3))						
-10	81.55	81.58	0.05	49.89	49.89	0.00
-9	81.55	81.58	0.04	49.89	49.89	0.00
-8	81.55	81.58	0.04	49.89	49.89	0.00
-7	81.55	81.57	0.03	49.89	49.89	0.00
-6	81.55	81.57	0.03	49.89	49.89	0.00
-5	81.55	81.57	0.02	49.89	49.89	0.00
-4	81.55	81.56	0.02	49.89	49.89	0.00
-3	81.55	81.56	0.02	49.89	49.89	0.00
-2	81.55	81.56	0.02	49.89	49.89	0.00
-1	81.55	81.56	0.02	49.89	49.89	0.00
0	81.55	81.56	0.02	49.89	49.89	0.00
1	81.55	81.56	0.01	49.89	49.89	0.00
2	81.55	81.56	0.02	49.89	49.89	0.00
3	81.55	81.56	0.02	49.89	49.89	0.00
4	81.55	81.56	0.02	49.89	49.89	0.00
5	81.55	81.56	0.02	49.89	49.89	0.00
6	81.55	81.56	0.02	49.89	49.89	0.00
7	81.55	81.57	0.02	49.89	49.89	0.00
8	81.55	81.57	0.03	49.89	49.89	0.00
9	81.55	81.57	0.03	49.89	49.89	0.00
10	81.55	81.57	0.03	49.89	49.89	0.00

Continuación de apéndice 4.

Tap de operación	Potencia			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
TRANSFORMADOR MONITOREADO (GNO 230/69/13.8 (2))						
-10	65.40	65.01	-0.60	37.13	36.91	-0.60
-9	65.40	65.05	-0.54	37.13	36.93	-0.54
-8	65.40	65.09	-0.49	37.13	36.95	-0.49
-7	65.40	65.12	-0.43	37.13	36.97	-0.43
-6	65.40	65.15	-0.39	37.13	36.99	-0.38
-5	65.40	65.18	-0.34	37.13	37.00	-0.35
-4	65.40	65.21	-0.29	37.13	37.02	-0.30
-3	65.40	65.24	-0.25	37.13	37.03	-0.27
-2	65.40	65.26	-0.22	37.13	37.05	-0.22
-1	65.40	65.28	-0.18	37.13	37.06	-0.19
0	65.40	65.31	-0.15	37.13	37.07	-0.16
1	65.40	65.32	-0.12	37.13	37.08	-0.13
2	65.40	65.34	-0.10	37.13	37.09	-0.11
3	65.40	65.35	-0.08	37.13	37.10	-0.08
4	65.40	65.36	-0.06	37.13	37.10	-0.08
5	65.40	65.37	-0.05	37.13	37.11	-0.05
6	65.40	65.38	-0.04	37.13	37.11	-0.05
7	65.40	65.39	-0.03	37.13	37.11	-0.05
8	65.40	65.39	-0.02	37.13	37.11	-0.05
9	65.40	65.39	-0.02	37.13	37.11	-0.05
10	65.40	65.39	-0.02	37.13	37.10	-0.08

Tap de operación	Potencia			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
TRANSFORMADOR MONITOREADO (GSU 230/69 (2))						
-10	119.09	116.29	-2.41	79.82	77.89	-2.48
-9	119.09	116.50	-2.23	79.82	78.04	-2.28
-8	119.09	116.71	-2.04	79.82	78.19	-2.08
-7	119.09	116.92	-1.86	79.82	78.33	-1.90
-6	119.09	117.13	-1.67	79.82	78.48	-1.71
-5	119.09	117.34	-1.49	79.82	78.62	-1.53
-4	119.09	117.56	-1.30	79.82	78.77	-1.33
-3	119.09	117.77	-1.12	79.82	78.91	-1.15
-2	119.09	117.98	-0.94	79.82	79.05	-0.97
-1	119.09	118.19	-0.76	79.82	79.19	-0.80
0	119.09	118.40	-0.58	79.82	79.33	-0.62
1	119.09	118.61	-0.41	79.82	79.47	-0.44
2	119.09	118.81	-0.24	79.82	79.60	-0.28
3	119.09	119.01	-0.07	79.82	79.73	-0.11
4	119.09	119.21	0.10	79.82	79.86	0.05
5	119.09	119.40	0.26	79.82	79.98	0.20
6	119.09	119.59	0.42	79.82	80.10	0.35
7	119.09	119.77	0.57	79.82	80.22	0.50
8	119.09	119.95	0.72	79.82	80.33	0.63
9	119.09	120.12	0.86	79.82	80.44	0.77
10	119.09	120.29	1.00	79.82	80.54	0.89

Continuación de apéndice 4.

Tap de operación	Potencia			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
TRANSFORMADOR MONITOREADO (GSU 230/69/13.8 (1))						
-10	87.63	85.58	-2.39	49.09	47.90	-2.48
-9	87.63	85.74	-2.21	49.09	47.99	-2.29
-8	87.63	85.89	-2.03	49.09	48.08	-2.10
-7	87.63	86.04	-1.85	49.09	48.17	-1.91
-6	87.63	86.20	-1.66	49.09	48.26	-1.72
-5	87.63	86.35	-1.48	49.09	48.35	-1.53
-4	87.63	86.51	-1.30	49.09	48.44	-1.34
-3	87.63	86.67	-1.11	49.09	48.52	-1.17
-2	87.63	86.82	-0.93	49.09	48.61	-0.99
-1	87.63	86.98	-0.75	49.09	48.70	-0.80
0	87.63	87.13	-0.57	49.09	48.78	-0.64
1	87.63	87.28	-0.40	49.09	48.87	-0.45
2	87.63	87.44	-0.23	49.09	48.95	-0.29
3	87.63	87.58	-0.05	49.09	49.03	-0.12
4	87.63	87.73	0.11	49.09	49.11	0.04
5	87.63	87.87	0.27	49.09	49.18	0.18
6	87.63	88.01	0.43	49.09	49.26	0.35
7	87.63	88.15	0.59	49.09	49.33	0.49
8	87.63	88.28	0.74	49.09	49.40	0.63
9	87.63	88.41	0.88	49.09	49.46	0.75
10	87.63	88.54	1.02	49.09	49.53	0.89

Tap de operación	Potencia			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
TRANSFORMADOR MONITOREADO (GSU 230769 (1))						
-10	46.37	40.68	-13.99	39.09	34.08	-14.70
-9	46.37	41.09	-12.85	39.09	34.44	-13.50
-8	46.37	41.51	-11.71	39.09	34.81	-12.30
-7	46.37	41.94	-10.57	39.09	35.19	-11.08
-6	46.37	42.37	-9.42	39.09	35.57	-9.90
-5	46.37	42.82	-8.28	39.09	35.96	-8.70
-4	46.37	43.28	-7.14	39.09	36.35	-7.54
-3	46.37	43.74	-6.01	39.09	36.75	-6.37
-2	46.37	44.21	-4.89	39.09	37.15	-5.22
-1	46.37	44.68	-3.78	39.09	37.55	-4.10
0	46.37	45.15	-2.69	39.09	37.95	-3.00
1	46.37	45.63	-1.62	39.09	38.34	-1.96
2	46.37	46.11	-0.56	39.09	38.74	-0.90
3	46.37	46.59	0.47	39.09	39.14	0.13
4	46.37	47.06	1.48	39.09	39.53	1.11
5	46.37	47.54	2.47	39.09	39.92	2.08
6	46.37	48.01	3.43	39.09	40.30	3.00
7	46.37	48.48	4.36	39.09	40.68	3.91
8	46.37	48.94	5.27	39.09	41.05	4.77
9	46.37	49.40	6.14	39.09	41.42	5.63
10	46.37	49.85	6.99	39.09	41.77	6.42

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 5. **Pérdidas de potencia [MW] en el SNI y en la red troncal al incluir el transformador desfasador**

Tap de operación	Pérdidas MW EN EL S.N.I.		
	CB	CP	Ahorro
-10	65.795	73.813	-8.018
-9	65.795	72.710	-6.915
-8	65.795	71.677	-5.882
-7	65.795	70.719	-4.924
-6	65.795	69.843	-4.048
-5	65.795	69.053	-3.258
-4	65.795	68.350	-2.555
-3	65.795	67.739	-1.944
-2	65.795	67.221	-1.426
-1	65.795	66.800	-1.005
0	65.795	66.476	-0.681
1	65.795	66.248	-0.453
2	65.795	66.118	-0.323
3	65.795	66.084	-0.289
4	65.795	66.145	-0.350
5	65.795	66.299	-0.504
6	65.795	66.541	-0.746
7	65.795	66.870	-1.075
8	65.795	67.282	-1.487
9	65.795	67.772	-1.977
10	65.795	68.334	-2.539
Tap de operación	Pérdidas MW EN LA RED TRONCAL		
	CB	CP	Ahorro
-10	20.496	27.820	-7.324
-9	20.496	26.785	-6.289
-8	20.496	25.818	-5.322
-7	20.496	24.922	-4.426
-6	20.496	24.105	-3.609
-5	20.496	23.369	-2.873
-4	20.496	22.719	-2.223
-3	20.496	22.156	-1.660
-2	20.496	21.683	-1.187
-1	20.496	21.303	-0.807
0	20.496	21.016	-0.520
1	20.496	20.823	-0.327
2	20.496	20.722	-0.226
3	20.496	20.715	-0.219
4	20.496	20.798	-0.302
5	20.496	20.970	-0.474
6	20.496	21.227	-0.731
7	20.496	21.566	-1.070
8	20.496	21.985	-1.489
9	20.496	22.477	-1.981
10	20.496	23.037	-2.541

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 6. Niveles de corriente de corto circuito demanda máxima en el Anillo Metropacífico al incluir el transformador desfasador (Tap de operación 10) caso base, caso proyecto y diferencia

NIVELES DE CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO CASO PROYECTO									
Número Nodo	Nombre Nodo	LLL Ia [p.u.]	LLL Ángulo [°]	LLL Ia [A]	LLL S [MVA]	LT Ia [p.u.]	LT Ángulo [°]	LT Ia [A]	LT S [MVA]
1101	AGU-230	15.08	-81.94	12617	1507.9	16.17	-81.04	13532.0	1617.2
1102	ALB-230	17.87	-85.12	14956	1787.4	21.76	-84.89	18208.0	2176.1
1106	ESC-231	17.95	-85.14	15016	1794.6	21.91	-84.95	18337.0	2191.5
1107	GES-231	15.11	-83.91	12640	1510.6	17.68	-83.38	14794.0	1768.1
1108	GNO-231	14.63	-83.68	12242	1463.1	16.96	-83.23	14191.0	1696.0
210	GOE-230	14.19	-83.77	11871	1418.7	15.15	-82.22	12679.0	1515.3
1109	GSU-231	15.44	-84.19	12922	1544.3	17.84	-83.4	14927.0	1783.9
246	LCE-230	15.14	-84.09	12669	1514.1	16.19	-81.92	13550.0	1619.4
247	LDR-230	14.36	-83.74	12013	1435.7	15.55	-82.42	13011.0	1555.0
1124	LVG-230	12.46	-82.68	10427	1246.1	12.03	-80.27	10062.0	1202.5
1140	PAC-230	17.83	-85.04	14920	1783.1	21.14	-84.26	17685.0	2113.6
290	PLT-230	14.24	-83.88	11911	1423.5	14.35	-81.72	12007.0	1435.0
1120	SJQ-230	17.70	-84.88	14807	1769.6	20.96	-84.1	17540.0	2096.2
N01	N01	9.58	-84.97	8015	957.9	10.07	-85.11	8430.0	1007.5

NIVELES DE CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO CASO BASE									
Número Nodo	Nombre Nodo	LLL Ia [p.u.]	LLL Ángulo [°]	LLL Ia [A]	LLL S [MVA]	LT Ia [p.u.]	LT Ángulo [°]	LT Ia [A]	LT S [MVA]
1101	AGU-230	15.09	-81.9	12630	1509.4	16.19	-81	13546.0	1618.9
1102	ALB-230	18.08	-85.12	15131	1808.3	22.03	-84.86	18432.0	2202.8
1106	ESC-231	18.14	-85.14	15181	1814.3	22.17	-84.91	18548.0	2216.7
1107	GES-231	15.30	-83.89	12805	1530.3	17.89	-83.33	14968.0	1788.8
1108	GNO-231	14.77	-83.66	12355	1476.6	17.09	-83.19	14300.0	1709.0
210	GOE-230	14.28	-83.75	11950	1428.2	15.23	-82.19	12745.0	1523.2
1109	GSU-231	15.79	-84.16	13208	1578.5	18.23	-83.32	15252.0	1822.8
246	LCE-230	15.24	-84.08	12748	1523.5	16.28	-81.89	13621.0	1627.9
247	LDR-230	14.47	-83.72	12106	1446.8	15.64	-82.39	13089.0	1564.3
1124	LVG-230	12.46	-82.69	10425	1245.9	12.02	-80.27	10061.0	1202.4
1140	PAC-230	17.92	-85.04	14998	1792.4	21.25	-84.23	17779.0	2124.8
290	PLT-230	14.23	-83.88	11904	1422.7	14.34	-81.72	12003.0	1434.5
1120	SJQ-230	17.80	-84.88	14894	1780.0	21.09	-84.08	17643.0	2108.5
N01	N01	-	-	-	-	-	-	-	-

Continuación de apéndice 6.

INCREMENTO DE NIVELES DE CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO									
Número Nodo	Nombre Nodo	LLL Ia [p.u.]	LLL Ángulo [°]	LLL Ia [A]	LLL S [MVA]	LT Ia [p.u.]	LT Ángulo [°]	LT Ia [A]	LT S [MVA]
1101	AGU-230	-0.02	-0.04	-13	-1.6	-0.02	-0.04	-14.0	-1.7
1102	ALB-230	-0.21	0	-175	-20.9	-0.27	-0.03	-224.0	-26.8
1106	ESC-231	-0.20	0	-165	-19.7	-0.25	-0.04	-211.0	-25.2
1107	GES-231	-0.20	-0.02	-165	-19.7	-0.21	-0.05	-174.0	-20.8
1108	GNO-231	-0.14	-0.02	-113	-13.5	-0.13	-0.04	-109.0	-13.0
210	GOE-230	-0.09	-0.02	-79	-9.4	-0.08	-0.03	-66.0	-7.9
1109	GSU-231	-0.34	-0.03	-286	-34.2	-0.39	-0.08	-325.0	-38.8
246	LCE-230	-0.09	-0.01	-79	-9.4	-0.08	-0.03	-71.0	-8.5
247	LDR-230	-0.11	-0.02	-93	-11.1	-0.09	-0.03	-78.0	-9.3
1124	LVG-230	0.00	0.01	2	0.2	0.00	0	1.0	0.1
1140	PAC-230	-0.09	0	-78	-9.3	-0.11	-0.03	-94.0	-11.2
290	PLT-230	0.01	0	7	0.8	0.00	0	4.0	0.5
1120	SJQ-230	-0.10	0	-87	-10.4	-0.12	-0.02	-103.0	-12.3
N01	N01	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

Fuente: elaboración propia.

Resultados de flujos de carga año 2018 época húmeda

Apéndice 7. Flujos de potencia [MW] y factor de utilización [%] en líneas de 230 kV pertenecientes al Anillo Metropacífico demanda máxima

TAP de operación	Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
LÍNEA MONITOREADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1101-1124									
-10	65.79	97.63	32.61	0.20	0.40	49.16	19.10	26.54	28.03
-9	65.79	95.24	30.93	0.20	0.38	46.73	19.10	25.94	26.37
-8	65.79	92.80	29.11	0.20	0.36	44.07	19.10	25.32	24.57
-7	65.79	90.32	27.16	0.20	0.34	41.15	19.10	24.70	22.67
-6	65.79	87.79	25.06	0.20	0.33	37.97	19.10	24.07	20.65
-5	65.79	85.23	22.81	0.20	0.31	34.47	19.10	23.43	18.48
-4	65.79	82.63	20.38	0.20	0.29	30.62	19.10	22.78	16.15
-3	65.79	80.01	17.77	0.20	0.27	26.39	19.10	22.13	13.69
-2	65.79	77.36	14.97	0.20	0.26	21.74	19.10	21.48	11.08
-1	65.79	74.71	11.94	0.20	0.24	16.60	19.10	20.82	8.26
0	65.79	72.04	8.69	0.20	0.23	10.94	19.10	20.16	5.26
1	65.79	69.38	5.18	0.20	0.21	4.67	19.10	19.51	2.10
2	65.79	66.72	1.39	0.20	0.20	-2.23	19.10	18.85	-1.33
3	65.79	64.06	-2.69	0.20	0.18	-9.91	19.10	18.20	-4.95
4	65.79	61.43	-7.10	0.20	0.17	-18.42	19.10	17.55	-8.83
5	65.79	58.82	-11.85	0.20	0.16	-27.87	19.10	16.91	-12.95
6	65.79	56.24	-16.98	0.20	0.15	-38.38	19.10	16.28	-17.32
7	65.79	53.69	-22.54	0.20	0.13	-50.00	19.10	15.65	-22.04
8	65.79	51.17	-28.56	0.20	0.12	-62.95	19.10	15.04	-26.99
9	65.79	48.71	-35.06	0.20	0.11	-77.42	19.10	14.43	-32.36
10	65.79	46.30	-42.10	0.20	0.10	-93.58	19.10	13.84	-38.01

TAP de operación	Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
LÍNEA MONITOREADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1101-1124									
-10	65.79	97.63	32.61	0.20	0.40	49.16	19.10	26.54	28.03
-9	65.79	95.24	30.93	0.20	0.38	46.73	19.10	25.94	26.37
-8	65.79	92.80	29.11	0.20	0.36	44.07	19.10	25.32	24.57
-7	65.79	90.32	27.16	0.20	0.34	41.15	19.10	24.70	22.67
-6	65.79	87.79	25.06	0.20	0.33	37.97	19.10	24.07	20.65
-5	65.79	85.23	22.81	0.20	0.31	34.47	19.10	23.43	18.48
-4	65.79	82.63	20.38	0.20	0.29	30.62	19.10	22.78	16.15
-3	65.79	80.01	17.77	0.20	0.27	26.39	19.10	22.13	13.69
-2	65.79	77.36	14.97	0.20	0.26	21.74	19.10	21.48	11.08
-1	65.79	74.71	11.94	0.20	0.24	16.60	19.10	20.82	8.26
0	65.79	72.04	8.69	0.20	0.23	10.94	19.10	20.16	5.26
1	65.79	69.38	5.18	0.20	0.21	4.67	19.10	19.51	2.10
2	65.79	66.72	1.39	0.20	0.20	-2.23	19.10	18.85	-1.33
3	65.79	64.06	-2.69	0.20	0.18	-9.91	19.10	18.20	-4.95
4	65.79	61.43	-7.10	0.20	0.17	-18.42	19.10	17.55	-8.83
5	65.79	58.82	-11.85	0.20	0.16	-27.87	19.10	16.91	-12.95
6	65.79	56.24	-16.98	0.20	0.15	-38.38	19.10	16.28	-17.32
7	65.79	53.69	-22.54	0.20	0.13	-50.00	19.10	15.65	-22.04
8	65.79	51.17	-28.56	0.20	0.12	-62.95	19.10	15.04	-26.99
9	65.79	48.71	-35.06	0.20	0.11	-77.42	19.10	14.43	-32.36
10	65.79	46.30	-42.10	0.20	0.10	-93.58	19.10	13.84	-38.01

Continuación de apéndice 7.

TAP de operación	Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
LÍNEA MONITORIADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1101-1140									
-10	-44.24	-108.17	59.11	0.10	0.35	72.73	11.99	22.76	47.32
-9	-44.24	-103.38	57.21	0.10	0.32	70.32	11.99	21.82	45.05
-8	-44.24	-98.47	55.08	0.10	0.30	67.56	11.99	20.87	42.55
-7	-44.24	-93.47	52.67	0.10	0.27	64.33	11.99	19.91	39.78
-6	-44.24	-88.39	49.95	0.10	0.24	60.56	11.99	18.94	36.69
-5	-44.24	-83.24	46.86	0.10	0.22	56.12	11.99	17.97	33.28
-4	-44.24	-78.02	43.30	0.10	0.20	50.87	11.99	16.99	29.43
-3	-44.24	-72.75	39.20	0.10	0.17	44.64	11.99	16.01	25.11
-2	-44.24	-67.45	34.42	0.10	0.15	37.13	11.99	15.04	20.28
-1	-44.24	-62.12	28.79	0.10	0.13	28.09	11.99	14.07	14.78
0	-44.24	-56.77	22.08	0.10	0.12	17.10	11.99	13.12	8.61
1	-44.24	-51.42	13.97	0.10	0.10	3.71	11.99	12.18	1.56
2	-44.24	-46.08	4.01	0.10	0.09	-12.81	11.99	11.27	-6.39
3	-44.24	-40.77	-8.51	0.10	0.07	-33.15	11.99	10.39	-15.40
4	-44.24	-35.48	-24.67	0.10	0.06	-58.15	11.99	9.55	-25.55
5	-44.24	-30.25	-46.24	0.10	0.05	-88.61	11.99	8.77	-36.72
6	-44.24	-25.08	-76.38	0.10	0.04	-125.35	11.99	8.05	-48.94
7	-44.24	-19.98	-121.46	0.10	0.04	-167.41	11.99	7.41	-61.81
8	-44.24	-14.94	-196.03	0.10	0.03	-213.73	11.99	6.87	-74.53
9	-44.24	-10.01	-342.01	0.10	0.03	-258.21	11.99	6.45	-85.89
10	-44.24	-5.18	-753.32	0.10	0.02	-295.06	11.99	6.16	-94.64

TAP de operación	Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
LÍNEA MONITORIADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1102-1106 A									
-10	-10.02	126.60	107.91	0.00	0.01	100.00	2.02	24.85	91.87
-9	-10.02	116.22	108.62	0.00	0.01	100.00	2.02	22.83	91.15
-8	-10.02	105.61	109.49	0.00	0.01	100.00	2.02	20.78	90.28
-7	-10.02	94.80	110.57	0.00	0.00	100.00	2.02	18.71	89.20
-6	-10.02	83.84	111.95	0.00	0.00	100.00	2.02	16.62	87.85
-5	-10.02	72.74	113.77	0.00	0.00	100.00	2.02	14.53	86.10
-4	-10.02	61.50	116.29	0.00	0.00	100.00	2.02	12.45	83.78
-3	-10.02	50.17	119.97	0.00	0.00	100.00	2.02	10.38	80.54
-2	-10.02	38.77	125.84	0.00	0.00	100.00	2.02	8.38	75.89
-1	-10.02	27.33	136.66	0.00	0.00	100.00	2.02	6.51	68.97
0	-10.02	15.87	163.14	0.00	0.00	100.00	2.02	4.91	58.86
1	-10.02	4.41	326.96	0.00	0.00	100.00	2.02	3.96	48.99
2	-10.02	-7.01	-42.91	0.00	0.00	100.00	2.02	4.13	51.09
3	-10.02	-18.37	45.45	0.00	0.00	100.00	2.02	5.28	61.74
4	-10.02	-29.65	66.21	0.00	0.00	100.00	2.02	6.94	70.89
5	-10.02	-40.80	75.45	0.00	0.00	100.00	2.02	8.81	77.07
6	-10.02	-51.81	80.66	0.00	0.00	100.00	2.02	10.75	81.21
7	-10.02	-62.66	84.01	0.00	0.00	100.00	2.02	12.74	84.14
8	-10.02	-73.35	86.34	0.00	0.00	100.00	2.02	14.73	86.29
9	-10.02	-83.82	88.05	0.00	0.00	100.00	2.02	16.70	87.90
10	-10.02	-94.04	89.35	0.00	0.00	100.00	2.02	18.65	89.17

Continuación de apéndice 4.

TAP de operación	Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
LÍNEA MONITOREADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1102-1106 B									
-10	-7.25	94.04	107.71	0.00	0.01	98.78	1.53	18.78	91.85
-9	-7.25	86.50	108.38	0.00	0.01	98.55	1.53	17.25	91.13
-8	-7.25	78.77	109.20	0.00	0.01	98.25	1.53	15.70	90.25
-7	-7.25	70.89	110.22	0.00	0.00	97.87	1.53	14.14	89.18
-6	-7.25	62.88	111.52	0.00	0.00	97.30	1.53	12.56	87.82
-5	-7.25	54.77	113.23	0.00	0.00	96.43	1.53	10.98	86.07
-4	-7.25	46.54	115.57	0.00	0.00	95.24	1.53	9.40	83.72
-3	-7.25	38.23	118.96	0.00	0.00	92.86	1.53	7.85	80.51
-2	-7.25	29.86	124.27	0.00	0.00	88.89	1.53	6.33	75.83
-1	-7.25	21.44	133.80	0.00	0.00	83.33	1.53	4.92	68.90
0	-7.25	12.99	155.77	0.00	0.00	66.67	1.53	3.71	58.76
1	-7.25	4.55	259.45	0.00	0.00	50.00	1.53	2.99	48.83
2	-7.25	-3.90	-86.06	0.00	0.00	50.00	1.53	3.12	50.96
3	-7.25	-12.30	41.08	0.00	0.00	75.00	1.53	3.99	61.65
4	-7.25	-20.66	64.92	0.00	0.00	83.33	1.53	5.25	70.86
5	-7.25	-28.94	74.96	0.00	0.00	90.00	1.53	6.65	76.99
6	-7.25	-37.12	80.48	0.00	0.00	93.33	1.53	8.13	81.18
7	-7.25	-45.21	83.97	0.00	0.00	95.45	1.53	9.62	84.10
8	-7.25	-53.18	86.37	0.00	0.00	96.55	1.53	11.13	86.25
9	-7.25	-61.00	88.12	0.00	0.00	97.30	1.53	12.62	87.88
10	-7.25	-68.65	89.44	0.00	0.00	97.83	1.53	14.09	89.14

TAP de operación	Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
LÍNEA MONITOREADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS N01-1109									
-10	103.10	-190.26	154.19	0.62	2.16	71.26	21.20	38.63	45.12
-9	103.10	-167.84	161.43	0.62	1.71	63.73	21.20	34.32	38.23
-8	103.10	-144.98	171.11	0.62	1.31	52.81	21.20	30.00	29.33
-7	103.10	-121.74	184.69	0.62	0.97	36.38	21.20	25.72	17.57
-6	103.10	-98.21	204.97	0.62	0.69	10.77	21.20	21.55	1.62
-5	103.10	-74.44	238.50	0.62	0.48	-29.99	21.20	17.63	-20.25
-4	103.10	-50.44	304.39	0.62	0.32	-92.04	21.20	14.21	-49.19
-3	103.10	-26.28	492.28	0.62	0.23	-164.80	21.20	11.77	-80.12
-2	103.10	-2.03	5176.27	0.62	0.21	-192.13	21.20	11.05	-91.86
-1	103.10	22.52	-357.77	0.62	0.26	-140.74	21.20	14.53	-45.91
0	103.10	46.92	-119.74	0.62	0.37	-67.22	21.20	17.08	-24.12
1	103.10	71.31	-44.58	0.62	0.55	-12.50	21.20	20.48	-3.52
2	103.10	95.65	-7.79	0.62	0.80	22.32	21.20	24.38	13.04
3	103.10	119.87	13.99	0.62	1.11	44.16	21.20	28.54	25.72
4	103.10	143.93	28.37	0.62	1.49	58.29	21.20	32.86	35.48
5	103.10	167.76	38.54	0.62	1.92	67.77	21.20	37.25	43.09
6	103.10	191.27	46.10	0.62	2.42	74.36	21.20	41.67	49.12
7	103.10	214.48	51.93	0.62	2.97	79.12	21.20	46.09	54.00
8	103.10	237.35	56.56	0.62	3.57	82.65	21.20	50.50	58.02
9	103.10	259.76	60.31	0.62	4.23	85.33	21.20	54.86	61.36
10	103.10	281.65	63.40	0.62	4.92	87.40	21.20	59.15	64.16

Continuación de apéndice 7.

TAP de operación	Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
LÍNEA MONITORIADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1102-1140									
-10	-7.23	44.47	116.26	0.00	0.02	95.26	2.41	11.63	79.28
-9	-7.23	40.55	117.83	0.00	0.02	94.29	2.41	10.60	77.26
-8	-7.23	36.54	119.79	0.00	0.01	92.96	2.41	9.54	74.74
-7	-7.23	32.45	122.28	0.00	0.01	91.07	2.41	8.47	71.55
-6	-7.23	28.30	125.55	0.00	0.01	88.24	2.41	7.38	67.34
-5	-7.23	24.10	130.01	0.00	0.01	83.61	2.41	6.28	61.62
-4	-7.23	19.84	136.44	0.00	0.00	76.19	2.41	5.17	53.38
-3	-7.23	15.54	146.52	0.00	0.00	61.54	2.41	4.06	40.64
-2	-7.23	11.22	164.47	0.00	0.00	23.08	2.41	2.94	18.03
-1	-7.23	6.87	205.27	0.00	0.00	-100.00	2.41	1.81	-33.15
0	-7.23	2.51	387.86	0.00	0.00	-900.00	2.41	0.72	-234.72
1	-7.23	-1.84	-292.14	0.00	0.00	N/A	2.41	0.51	-372.55
2	-7.23	-6.19	-16.76	0.00	0.00	-150.00	2.41	1.61	-49.69
3	-7.23	-10.52	31.26	0.00	0.00	16.67	2.41	2.73	11.72
4	-7.23	-14.82	51.21	0.00	0.00	56.52	2.41	3.85	37.40
5	-7.23	-19.08	62.10	0.00	0.00	73.68	2.41	4.95	51.31
6	-7.23	-23.28	68.94	0.00	0.01	82.46	2.41	6.04	60.10
7	-7.23	-27.43	73.64	0.00	0.01	87.50	2.41	7.12	66.15
8	-7.23	-31.52	77.06	0.00	0.01	90.48	2.41	8.19	70.57
9	-7.23	-35.53	79.65	0.00	0.01	92.54	2.41	9.24	73.92
10	-7.23	-39.44	81.67	0.00	0.02	93.94	2.41	10.27	76.53

TAP de operación	Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
LÍNEA MONITORIADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1106-1109									
-10	104.45	210.88	50.47	0.63	2.42	74.03	21.47	41.60	48.39
-9	104.45	202.83	48.50	0.63	2.24	71.91	21.47	40.01	46.34
-8	104.45	194.60	46.32	0.63	2.06	69.47	21.47	38.39	44.07
-7	104.45	186.21	43.91	0.63	1.88	66.65	21.47	36.74	41.56
-6	104.45	177.70	41.22	0.63	1.72	63.37	21.47	35.07	38.78
-5	104.45	169.08	38.22	0.63	1.55	59.54	21.47	33.38	35.68
-4	104.45	160.36	34.86	0.63	1.40	55.03	21.47	31.67	32.21
-3	104.45	151.56	31.08	0.63	1.25	49.68	21.47	29.95	28.31
-2	104.45	142.71	26.81	0.63	1.11	43.27	21.47	28.23	23.95
-1	104.45	133.82	21.95	0.63	0.98	35.54	21.47	26.49	18.95
0	104.45	124.92	16.39	0.63	0.85	26.09	21.47	24.76	13.29
1	104.45	116.03	9.98	0.63	0.73	14.42	21.47	23.03	6.77
2	104.45	107.16	2.53	0.63	0.63	-0.22	21.47	21.30	-0.80
3	104.45	98.35	-6.21	0.63	0.53	-18.85	21.47	19.58	-9.65
4	104.45	89.59	-16.58	0.63	0.44	-43.02	21.47	17.87	-20.15
5	104.45	80.94	-29.06	0.63	0.36	-74.98	21.47	16.18	-32.69
6	104.45	72.40	-44.28	0.63	0.29	-118.37	21.47	14.51	-47.97
7	104.45	63.97	-63.27	0.63	0.23	-179.17	21.47	12.86	-66.95
8	104.45	55.68	-87.58	0.63	0.17	-268.09	21.47	11.24	-91.01
9	104.45	47.57	-119.59	0.63	0.12	-403.77	21.47	9.64	-122.72
10	104.45	39.64	-163.48	0.63	0.09	-624.31	21.47	8.09	-165.39

Continuación de apéndice 7.

TAP de operación	Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
LÍNEA MONITORIADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1106-1120									
-10	-16.17	81.93	119.73	0.00	0.04	94.15	3.84	16.31	76.46
-9	-16.17	74.59	121.68	0.00	0.03	92.93	3.84	14.82	74.09
-8	-16.17	67.07	124.11	0.00	0.02	91.21	3.84	13.31	71.15
-7	-16.17	59.41	127.22	0.00	0.02	88.77	3.84	11.78	67.40
-6	-16.17	51.62	131.33	0.00	0.01	85.11	3.84	10.22	62.43
-5	-16.17	43.72	136.99	0.00	0.01	79.21	3.84	8.65	55.61
-4	-16.17	35.71	145.28	0.00	0.01	68.66	3.84	7.07	45.69
-3	-16.17	27.63	158.53	0.00	0.00	47.50	3.84	5.47	29.80
-2	-16.17	19.48	183.01	0.00	0.00	-5.00	3.84	3.86	0.52
-1	-16.17	11.29	243.23	0.00	0.00	-200.00	3.84	2.25	-70.67
0	-16.17	3.07	626.16	0.00	0.00	-2000.00	3.84	0.67	-473.13
1	-16.17	-5.15	-214.08	0.00	0.00	-2000.00	3.84	1.01	-280.20
2	-16.17	-13.36	-21.03	0.00	0.00	-133.33	3.84	2.62	-46.56
3	-16.17	-21.54	24.92	0.00	0.00	12.50	3.84	4.22	9.00
4	-16.17	-29.67	45.50	0.00	0.00	54.35	3.84	5.81	33.91
5	-16.17	-37.73	57.14	0.00	0.01	71.62	3.84	7.39	48.04
6	-16.17	-45.69	64.61	0.00	0.01	80.56	3.84	8.95	57.09
7	-16.17	-53.56	69.81	0.00	0.01	85.91	3.84	10.50	63.43
8	-16.17	-61.32	73.63	0.00	0.02	89.23	3.84	12.02	68.05
9	-16.17	-68.93	76.54	0.00	0.02	91.50	3.84	13.52	71.60
10	-16.17	-76.37	78.83	0.00	0.03	93.09	3.84	14.99	74.38

TAP de operación	Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
LÍNEA MONITORIADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1107-1108									
-10	-7.48	-22.50	66.77	0.01	0.03	52.40	3.91	5.92	33.95
-9	-7.48	-21.24	64.80	0.01	0.03	49.45	3.91	5.72	31.64
-8	-7.48	-19.97	62.56	0.01	0.03	46.12	3.91	5.54	29.42
-7	-7.48	-18.71	60.03	0.01	0.02	43.03	3.91	5.36	27.05
-6	-7.48	-17.45	57.14	0.01	0.02	39.83	3.91	5.20	24.81
-5	-7.48	-16.19	53.83	0.01	0.02	36.53	3.91	5.05	22.57
-4	-7.48	-14.95	49.99	0.01	0.02	33.49	3.91	4.91	20.37
-3	-7.48	-13.73	45.52	0.01	0.02	30.50	3.91	4.79	18.37
-2	-7.48	-12.52	40.26	0.01	0.02	27.60	3.91	4.69	16.63
-1	-7.48	-11.33	33.98	0.01	0.02	25.27	3.91	4.61	15.18
0	-7.48	-10.16	26.39	0.01	0.02	23.63	3.91	4.54	13.88
1	-7.48	-9.02	17.08	0.01	0.02	22.35	3.91	4.49	12.92
2	-7.48	-7.90	5.39	0.01	0.02	21.47	3.91	4.46	12.33
3	-7.48	-6.82	-9.63	0.01	0.02	21.02	3.91	4.45	12.13
4	-7.48	-5.77	-29.61	0.01	0.02	21.47	3.91	4.45	12.13
5	-7.48	-4.75	-57.31	0.01	0.02	22.35	3.91	4.48	12.72
6	-7.48	-3.77	-98.17	0.01	0.02	23.63	3.91	4.52	13.50
7	-7.48	-2.83	-164.20	0.01	0.02	25.67	3.91	4.58	14.63
8	-7.48	-1.92	-288.82	0.01	0.02	27.60	3.91	4.65	15.91
9	-7.48	-1.06	-607.38	0.01	0.02	30.15	3.91	4.74	17.51
10	-7.48	-0.23	-3109.01	0.01	0.02	32.85	3.91	4.83	19.05

Continuación de apéndice 7.

TAP de operación	Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
LÍNEA MONITORIADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1107-1108									
-10	-7.48	-22.50	66.77	0.01	0.03	52.40	3.91	5.92	33.95
-9	-7.48	-21.24	64.80	0.01	0.03	49.45	3.91	5.72	31.64
-8	-7.48	-19.97	62.56	0.01	0.03	46.12	3.91	5.54	29.42
-7	-7.48	-18.71	60.03	0.01	0.02	43.03	3.91	5.36	27.05
-6	-7.48	-17.45	57.14	0.01	0.02	39.83	3.91	5.20	24.81
-5	-7.48	-16.19	53.83	0.01	0.02	36.53	3.91	5.05	22.57
-4	-7.48	-14.95	49.99	0.01	0.02	33.49	3.91	4.91	20.37
-3	-7.48	-13.73	45.52	0.01	0.02	30.50	3.91	4.79	18.37
-2	-7.48	-12.52	40.26	0.01	0.02	27.60	3.91	4.69	16.63
-1	-7.48	-11.33	33.98	0.01	0.02	25.27	3.91	4.61	15.18
0	-7.48	-10.16	26.39	0.01	0.02	23.63	3.91	4.54	13.88
1	-7.48	-9.02	17.08	0.01	0.02	22.35	3.91	4.49	12.92
2	-7.48	-7.90	5.39	0.01	0.02	21.47	3.91	4.46	12.33
3	-7.48	-6.82	-9.63	0.01	0.02	21.02	3.91	4.45	12.13
4	-7.48	-5.77	-29.61	0.01	0.02	21.47	3.91	4.45	12.13
5	-7.48	-4.75	-57.31	0.01	0.02	22.35	3.91	4.48	12.72
6	-7.48	-3.77	-98.17	0.01	0.02	23.63	3.91	4.52	13.50
7	-7.48	-2.83	-164.20	0.01	0.02	25.67	3.91	4.58	14.63
8	-7.48	-1.92	-288.82	0.01	0.02	27.60	3.91	4.65	15.91
9	-7.48	-1.06	-607.38	0.01	0.02	30.15	3.91	4.74	17.51
10	-7.48	-0.23	-3109.01	0.01	0.02	32.85	3.91	4.83	19.05

TAP de operación	Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
LÍNEA MONITORIADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1107-1109									
-10	-29.88	16.75	278.38	0.03	0.02	-23.85	7.46	6.28	-18.79
-9	-29.88	13.12	327.70	0.03	0.02	-35.68	7.46	5.99	-24.54
-8	-29.88	9.44	416.62	0.03	0.02	-45.16	7.46	5.76	-29.51
-7	-29.88	5.71	623.80	0.03	0.02	-52.54	7.46	5.62	-32.74
-6	-29.88	1.94	1641.95	0.03	0.02	-55.17	7.46	5.55	-34.41
-5	-29.88	-1.87	-1496.31	0.03	0.02	-53.41	7.46	6.13	-21.70
-4	-29.88	-5.69	-425.37	0.03	0.02	-48.35	7.46	6.24	-19.55
-3	-29.88	-9.52	-214.00	0.03	0.02	-39.18	7.46	6.43	-16.02
-2	-29.88	-13.35	-123.89	0.03	0.02	-27.36	7.46	6.69	-11.51
-1	-29.88	-17.17	-74.02	0.03	0.02	-15.38	7.46	7.02	-6.27
0	-29.88	-20.98	-42.42	0.03	0.03	-3.05	7.46	7.40	-0.81
1	-29.88	-24.77	-20.65	0.03	0.03	8.47	7.46	7.82	4.60
2	-29.88	-28.52	-4.76	0.03	0.03	18.67	7.46	8.28	9.90
3	-29.88	-32.24	7.30	0.03	0.04	28.00	7.46	8.77	14.94
4	-29.88	-35.91	16.77	0.03	0.04	36.02	7.46	9.29	19.70
5	-29.88	-39.51	24.37	0.03	0.05	43.04	7.46	9.82	24.03
6	-29.88	-43.05	30.59	0.03	0.05	48.96	7.46	10.36	27.99
7	-29.88	-46.53	35.77	0.03	0.06	54.16	7.46	10.92	31.68
8	-29.88	-49.93	40.15	0.03	0.07	58.59	7.46	11.47	34.96
9	-29.88	-53.24	43.87	0.03	0.07	62.45	7.46	12.03	37.99
10	-29.88	-56.46	47.07	0.03	0.08	65.78	7.46	12.59	40.75

Continuación de apéndice 7.

TAP de operación	Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
LÍNEA MONITORIADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1107-1109									
-10	-29.88	16.75	278.38	0.03	0.02	-23.85	7.46	6.28	-18.79
-9	-29.88	13.12	327.70	0.03	0.02	-35.68	7.46	5.99	-24.54
-8	-29.88	9.44	416.62	0.03	0.02	-45.16	7.46	5.76	-29.51
-7	-29.88	5.71	623.80	0.03	0.02	-52.54	7.46	5.62	-32.74
-6	-29.88	1.94	1641.95	0.03	0.02	-55.17	7.46	5.55	-34.41
-5	-29.88	-1.87	-1496.31	0.03	0.02	-53.41	7.46	6.13	-21.70
-4	-29.88	-5.69	-425.37	0.03	0.02	-48.35	7.46	6.24	-19.55
-3	-29.88	-9.52	-214.00	0.03	0.02	-39.18	7.46	6.43	-16.02
-2	-29.88	-13.35	-123.89	0.03	0.02	-27.36	7.46	6.69	-11.51
-1	-29.88	-17.17	-74.02	0.03	0.02	-15.38	7.46	7.02	-6.27
0	-29.88	-20.98	-42.42	0.03	0.03	-3.05	7.46	7.40	-0.81
1	-29.88	-24.77	-20.65	0.03	0.03	8.47	7.46	7.82	4.60
2	-29.88	-28.52	-4.76	0.03	0.03	18.67	7.46	8.28	9.90
3	-29.88	-32.24	7.30	0.03	0.04	28.00	7.46	8.77	14.94
4	-29.88	-35.91	16.77	0.03	0.04	36.02	7.46	9.29	19.70
5	-29.88	-39.51	24.37	0.03	0.05	43.04	7.46	9.82	24.03
6	-29.88	-43.05	30.59	0.03	0.05	48.96	7.46	10.36	27.99
7	-29.88	-46.53	35.77	0.03	0.06	54.16	7.46	10.92	31.68
8	-29.88	-49.93	40.15	0.03	0.07	58.59	7.46	11.47	34.96
9	-29.88	-53.24	43.87	0.03	0.07	62.45	7.46	12.03	37.99
10	-29.88	-56.46	47.07	0.03	0.08	65.78	7.46	12.59	40.75

TAP de operación	Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
LÍNEA MONITORIADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1107-1124									
-10	-72.37	-135.34	46.53	0.17	0.62	71.79	14.06	26.45	46.84
-9	-72.37	-130.61	44.60	0.17	0.58	69.66	14.06	25.50	44.86
-8	-72.37	-125.78	42.47	0.17	0.53	67.24	14.06	24.54	42.71
-7	-72.37	-120.86	40.12	0.17	0.49	64.48	14.06	23.56	40.32
-6	-72.37	-115.86	37.54	0.17	0.45	61.30	14.06	22.57	37.70
-5	-72.37	-110.79	34.68	0.17	0.41	57.65	14.06	21.57	34.82
-4	-72.37	-105.65	31.50	0.17	0.37	53.42	14.06	20.57	31.65
-3	-72.37	-100.46	27.97	0.17	0.34	48.48	14.06	19.55	28.08
-2	-72.37	-95.24	24.02	0.17	0.30	42.70	14.06	18.53	24.12
-1	-72.37	-89.99	19.58	0.17	0.27	35.88	14.06	17.51	19.70
0	-72.37	-84.72	14.59	0.17	0.24	27.79	14.06	16.49	14.74
1	-72.37	-79.46	8.93	0.17	0.21	18.11	14.06	15.47	9.11
2	-72.37	-74.20	2.47	0.17	0.19	6.48	14.06	14.46	2.77
3	-72.37	-68.97	-4.93	0.17	0.16	-7.64	14.06	13.46	-4.46
4	-72.37	-63.76	-13.49	0.17	0.14	-24.98	14.06	12.47	-12.75
5	-72.37	-58.61	-23.47	0.17	0.12	-46.23	14.06	11.50	-22.26
6	-72.37	-53.52	-35.21	0.17	0.10	-72.70	14.06	10.55	-33.27
7	-72.37	-48.49	-49.22	0.17	0.08	-105.65	14.06	9.63	-46.00
8	-72.37	-43.54	-66.21	0.17	0.07	-147.31	14.06	8.74	-60.87
9	-72.37	-38.68	-87.08	0.17	0.06	-198.97	14.06	7.88	-78.43
10	-72.37	-33.93	-113.25	0.17	0.05	-263.75	14.06	7.08	-98.59

Continuación de apéndice 7.

TAP de operación	Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
LÍNEA MONITOREADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1108-247									
-10	-66.72	-76.52	12.81	0.07	0.10	25.28	14.51	16.78	13.53
-9	-66.72	-75.76	11.94	0.07	0.10	23.65	14.51	16.60	12.59
-8	-66.72	-74.99	11.03	0.07	0.09	21.94	14.51	16.41	11.58
-7	-66.72	-74.21	10.09	0.07	0.09	20.15	14.51	16.23	10.60
-6	-66.72	-73.41	9.12	0.07	0.09	18.37	14.51	16.05	9.60
-5	-66.72	-72.61	8.12	0.07	0.09	16.42	14.51	15.86	8.51
-4	-66.72	-71.80	7.08	0.07	0.09	14.47	14.51	15.68	7.46
-3	-66.72	-70.99	6.02	0.07	0.08	12.43	14.51	15.50	6.39
-2	-66.72	-70.17	4.92	0.07	0.08	10.39	14.51	15.31	5.23
-1	-66.72	-69.35	3.80	0.07	0.08	8.15	14.51	15.13	4.10
0	-66.72	-68.54	2.65	0.07	0.08	6.03	14.51	14.95	2.94
1	-66.72	-67.72	1.48	0.07	0.08	3.68	14.51	14.77	1.76
2	-66.72	-66.91	0.29	0.07	0.07	1.48	14.51	14.60	0.62
3	-66.72	-66.10	-0.93	0.07	0.07	-0.96	14.51	14.43	-0.55
4	-66.72	-65.31	-2.16	0.07	0.07	-3.39	14.51	14.26	-1.75
5	-66.72	-64.52	-3.41	0.07	0.07	-5.77	14.51	14.09	-2.98
6	-66.72	-63.74	-4.66	0.07	0.07	-8.27	14.51	13.93	-4.16
7	-66.72	-62.98	-5.93	0.07	0.07	-10.73	14.51	13.77	-5.37
8	-66.72	-62.23	-7.21	0.07	0.06	-13.12	14.51	13.62	-6.53
9	-66.72	-61.50	-8.48	0.07	0.06	-15.62	14.51	13.47	-7.72
10	-66.72	-60.78	-9.76	0.07	0.06	-18.04	14.51	13.32	-8.93

TAP de operación	Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
LÍNEA MONITOREADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1108-247									
-10	-66.72	-76.52	12.81	0.07	0.10	25.28	14.51	16.78	13.53
-9	-66.72	-75.76	11.94	0.07	0.10	23.65	14.51	16.60	12.59
-8	-66.72	-74.99	11.03	0.07	0.09	21.94	14.51	16.41	11.58
-7	-66.72	-74.21	10.09	0.07	0.09	20.15	14.51	16.23	10.60
-6	-66.72	-73.41	9.12	0.07	0.09	18.37	14.51	16.05	9.60
-5	-66.72	-72.61	8.12	0.07	0.09	16.42	14.51	15.86	8.51
-4	-66.72	-71.80	7.08	0.07	0.09	14.47	14.51	15.68	7.46
-3	-66.72	-70.99	6.02	0.07	0.08	12.43	14.51	15.50	6.39
-2	-66.72	-70.17	4.92	0.07	0.08	10.39	14.51	15.31	5.23
-1	-66.72	-69.35	3.80	0.07	0.08	8.15	14.51	15.13	4.10
0	-66.72	-68.54	2.65	0.07	0.08	6.03	14.51	14.95	2.94
1	-66.72	-67.72	1.48	0.07	0.08	3.68	14.51	14.77	1.76
2	-66.72	-66.91	0.29	0.07	0.07	1.48	14.51	14.60	0.62
3	-66.72	-66.10	-0.93	0.07	0.07	-0.96	14.51	14.43	-0.55
4	-66.72	-65.31	-2.16	0.07	0.07	-3.39	14.51	14.26	-1.75
5	-66.72	-64.52	-3.41	0.07	0.07	-5.77	14.51	14.09	-2.98
6	-66.72	-63.74	-4.66	0.07	0.07	-8.27	14.51	13.93	-4.16
7	-66.72	-62.98	-5.93	0.07	0.07	-10.73	14.51	13.77	-5.37
8	-66.72	-62.23	-7.21	0.07	0.06	-13.12	14.51	13.62	-6.53
9	-66.72	-61.50	-8.48	0.07	0.06	-15.62	14.51	13.47	-7.72
10	-66.72	-60.78	-9.76	0.07	0.06	-18.04	14.51	13.32	-8.93

Continuación de apéndice 7.

TAP de operación	Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
LÍNEA MONITOREADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 210-247									
-10	5.09	12.95	60.71	0.00	0.01	44.94	3.90	5.01	22.16
-9	5.09	12.43	59.04	0.00	0.01	41.67	3.90	4.89	20.25
-8	5.09	11.87	57.14	0.00	0.01	38.75	3.90	4.78	18.41
-7	5.09	11.30	54.97	0.00	0.01	35.53	3.90	4.67	16.49
-6	5.09	10.71	52.47	0.00	0.01	31.94	3.90	4.56	14.47
-5	5.09	10.09	49.57	0.00	0.01	27.94	3.90	4.45	12.36
-4	5.09	9.46	46.18	0.00	0.01	23.44	3.90	4.34	10.14
-3	5.09	8.80	42.18	0.00	0.01	19.67	3.90	4.24	8.02
-2	5.09	8.13	37.40	0.00	0.01	15.52	3.90	4.15	6.02
-1	5.09	7.44	31.62	0.00	0.01	10.91	3.90	4.06	3.94
0	5.09	6.74	24.48	0.00	0.01	5.77	3.90	3.98	2.01
1	5.09	6.03	15.54	0.00	0.01	2.00	3.90	3.91	0.26
2	5.09	5.30	3.94	0.00	0.00	-2.08	3.90	3.84	-1.56
3	5.09	4.56	-11.53	0.00	0.00	-6.52	3.90	3.78	-3.17
4	5.09	3.82	-33.22	0.00	0.00	-11.36	3.90	3.74	-4.28
5	5.09	3.07	-65.66	0.00	0.00	-13.95	3.90	3.70	-5.41
6	5.09	2.32	-119.26	0.00	0.00	-13.95	3.90	3.68	-5.98
7	5.09	1.57	-224.55	0.00	0.00	-16.67	3.90	3.67	-6.27
8	5.09	0.82	-524.42	0.00	0.00	-16.67	3.90	3.67	-6.27
9	5.09	0.07	-7610.61	0.00	0.00	-16.67	3.90	3.68	-5.98
10	5.09	-0.68	846.19	0.00	0.00	-13.95	3.90	2.72	-43.38

TAP de operación	Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
LÍNEA MONITOREADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 210-247									
-10	5.09	12.95	60.71	0.00	0.01	44.94	3.90	5.01	22.16
-9	5.09	12.43	59.04	0.00	0.01	41.67	3.90	4.89	20.25
-8	5.09	11.87	57.14	0.00	0.01	38.75	3.90	4.78	18.41
-7	5.09	11.30	54.97	0.00	0.01	35.53	3.90	4.67	16.49
-6	5.09	10.71	52.47	0.00	0.01	31.94	3.90	4.56	14.47
-5	5.09	10.09	49.57	0.00	0.01	27.94	3.90	4.45	12.36
-4	5.09	9.46	46.18	0.00	0.01	23.44	3.90	4.34	10.14
-3	5.09	8.80	42.18	0.00	0.01	19.67	3.90	4.24	8.02
-2	5.09	8.13	37.40	0.00	0.01	15.52	3.90	4.15	6.02
-1	5.09	7.44	31.62	0.00	0.01	10.91	3.90	4.06	3.94
0	5.09	6.74	24.48	0.00	0.01	5.77	3.90	3.98	2.01
1	5.09	6.03	15.54	0.00	0.01	2.00	3.90	3.91	0.26
2	5.09	5.30	3.94	0.00	0.00	-2.08	3.90	3.84	-1.56
3	5.09	4.56	-11.53	0.00	0.00	-6.52	3.90	3.78	-3.17
4	5.09	3.82	-33.22	0.00	0.00	-11.36	3.90	3.74	-4.28
5	5.09	3.07	-65.66	0.00	0.00	-13.95	3.90	3.70	-5.41
6	5.09	2.32	-119.26	0.00	0.00	-13.95	3.90	3.68	-5.98
7	5.09	1.57	-224.55	0.00	0.00	-16.67	3.90	3.67	-6.27
8	5.09	0.82	-524.42	0.00	0.00	-16.67	3.90	3.67	-6.27
9	5.09	0.07	-7610.61	0.00	0.00	-16.67	3.90	3.68	-5.98
10	5.09	-0.68	846.19	0.00	0.00	-13.95	3.90	2.72	-43.38

Continuación de apéndice 7.

TAP de operación	Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
LÍNEA MONITOREADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1109-246									
-10	-28.36	-71.02	60.08	0.03	0.17	82.13	6.50	15.90	59.12
-9	-28.36	-67.73	58.14	0.03	0.15	80.40	6.50	15.17	57.15
-8	-28.36	-64.38	55.96	0.03	0.14	78.40	6.50	14.43	54.95
-7	-28.36	-60.98	53.50	0.03	0.13	76.06	6.50	13.69	52.52
-6	-28.36	-57.53	50.71	0.03	0.11	73.31	6.50	12.95	49.81
-5	-28.36	-54.06	47.54	0.03	0.10	70.09	6.50	12.20	46.72
-4	-28.36	-50.55	43.90	0.03	0.09	66.25	6.50	11.46	43.28
-3	-28.36	-47.02	39.69	0.03	0.08	61.69	6.50	10.73	39.42
-2	-28.36	-43.48	34.78	0.03	0.07	56.27	6.50	10.00	35.00
-1	-28.36	-39.94	29.00	0.03	0.06	49.75	6.50	9.28	29.96
0	-28.36	-36.40	22.10	0.03	0.05	41.97	6.50	8.59	24.33
1	-28.36	-32.87	13.74	0.03	0.04	32.74	6.50	7.92	17.93
2	-28.36	-29.37	3.45	0.03	0.04	21.88	6.50	7.28	10.71
3	-28.36	-25.89	-9.51	0.03	0.03	9.09	6.50	6.67	2.55
4	-28.36	-22.45	-26.29	0.03	0.03	-4.90	6.50	6.12	-6.21
5	-28.36	-19.06	-48.79	0.03	0.03	-20.00	6.50	5.64	-15.25
6	-28.36	-15.72	-80.38	0.03	0.02	-34.53	6.50	5.23	-24.28
7	-28.36	-12.44	-128.02	0.03	0.02	-47.06	6.50	4.92	-32.11
8	-28.36	-9.21	-207.85	0.03	0.02	-55.44	6.50	4.72	-37.71
9	-28.36	-6.06	-367.77	0.03	0.02	-58.73	6.50	4.63	-40.39
10	-28.36	-3.00	-846.46	0.03	0.02	-55.44	6.50	4.67	-39.19

TAP de operación	Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
LÍNEA MONITOREADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1109-246									
-10	-28.36	-71.02	60.08	0.03	0.17	82.13	6.50	15.90	59.12
-9	-28.36	-67.73	58.14	0.03	0.15	80.40	6.50	15.17	57.15
-8	-28.36	-64.38	55.96	0.03	0.14	78.40	6.50	14.43	54.95
-7	-28.36	-60.98	53.50	0.03	0.13	76.06	6.50	13.69	52.52
-6	-28.36	-57.53	50.71	0.03	0.11	73.31	6.50	12.95	49.81
-5	-28.36	-54.06	47.54	0.03	0.10	70.09	6.50	12.20	46.72
-4	-28.36	-50.55	43.90	0.03	0.09	66.25	6.50	11.46	43.28
-3	-28.36	-47.02	39.69	0.03	0.08	61.69	6.50	10.73	39.42
-2	-28.36	-43.48	34.78	0.03	0.07	56.27	6.50	10.00	35.00
-1	-28.36	-39.94	29.00	0.03	0.06	49.75	6.50	9.28	29.96
0	-28.36	-36.40	22.10	0.03	0.05	41.97	6.50	8.59	24.33
1	-28.36	-32.87	13.74	0.03	0.04	32.74	6.50	7.92	17.93
2	-28.36	-29.37	3.45	0.03	0.04	21.88	6.50	7.28	10.71
3	-28.36	-25.89	-9.51	0.03	0.03	9.09	6.50	6.67	2.55
4	-28.36	-22.45	-26.29	0.03	0.03	-4.90	6.50	6.12	-6.21
5	-28.36	-19.06	-48.79	0.03	0.03	-20.00	6.50	5.64	-15.25
6	-28.36	-15.72	-80.38	0.03	0.02	-34.53	6.50	5.23	-24.28
7	-28.36	-12.44	-128.02	0.03	0.02	-47.06	6.50	4.92	-32.11
8	-28.36	-9.21	-207.85	0.03	0.02	-55.44	6.50	4.72	-37.71
9	-28.36	-6.06	-367.77	0.03	0.02	-58.73	6.50	4.63	-40.39
10	-28.36	-3.00	-846.46	0.03	0.02	-55.44	6.50	4.67	-39.19

Continuación de apéndice 7.

TAP de operación	Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
LÍNEA MONITORIADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 246-210									
-10	5.10	12.96	60.69	0.01	0.01	35.96	4.64	5.65	17.88
-9	5.10	12.43	59.02	0.01	0.01	32.94	4.64	5.54	16.25
-8	5.10	11.88	57.12	0.01	0.01	29.63	4.64	5.43	14.55
-7	5.10	11.31	54.94	0.01	0.01	26.92	4.64	5.33	12.95
-6	5.10	10.71	52.45	0.01	0.01	24.00	4.64	5.23	11.28
-5	5.10	10.10	49.54	0.01	0.01	19.72	4.64	5.13	9.55
-4	5.10	9.46	46.15	0.01	0.01	17.39	4.64	5.03	7.75
-3	5.10	8.81	42.15	0.01	0.01	13.64	4.64	4.94	6.07
-2	5.10	8.14	37.38	0.01	0.01	9.52	4.64	4.85	4.33
-1	5.10	7.45	31.59	0.01	0.01	6.56	4.64	4.77	2.73
0	5.10	6.75	24.46	0.01	0.01	3.39	4.64	4.70	1.28
1	5.10	6.03	15.51	0.01	0.01	0.00	4.64	4.64	0.00
2	5.10	5.30	3.94	0.01	0.01	-3.64	4.64	4.58	-1.31
3	5.10	4.57	-11.54	0.01	0.01	-5.56	4.64	4.53	-2.43
4	5.10	3.83	-33.20	0.01	0.01	-7.55	4.64	4.49	-3.34
5	5.10	3.08	-65.58	0.01	0.01	-9.62	4.64	4.46	-4.04
6	5.10	2.33	-119.05	0.01	0.01	-11.76	4.64	4.44	-4.50
7	5.10	1.57	-223.70	0.01	0.01	-11.76	4.64	4.43	-4.74
8	5.10	0.82	-521.34	0.01	0.01	-11.76	4.64	4.43	-4.74
9	5.10	0.07	-7076.06	0.01	0.01	-11.76	4.64	4.44	-4.50
10	5.10	-0.68	851.47	0.01	0.01	-9.62	4.64	3.70	-25.41

TAP de operación	Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
LÍNEA MONITORIADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 246-210									
-10	5.10	12.96	60.69	0.01	0.01	35.96	4.64	5.65	17.88
-9	5.10	12.43	59.02	0.01	0.01	32.94	4.64	5.54	16.25
-8	5.10	11.88	57.12	0.01	0.01	29.63	4.64	5.43	14.55
-7	5.10	11.31	54.94	0.01	0.01	26.92	4.64	5.33	12.95
-6	5.10	10.71	52.45	0.01	0.01	24.00	4.64	5.23	11.28
-5	5.10	10.10	49.54	0.01	0.01	19.72	4.64	5.13	9.55
-4	5.10	9.46	46.15	0.01	0.01	17.39	4.64	5.03	7.75
-3	5.10	8.81	42.15	0.01	0.01	13.64	4.64	4.94	6.07
-2	5.10	8.14	37.38	0.01	0.01	9.52	4.64	4.85	4.33
-1	5.10	7.45	31.59	0.01	0.01	6.56	4.64	4.77	2.73
0	5.10	6.75	24.46	0.01	0.01	3.39	4.64	4.70	1.28
1	5.10	6.03	15.51	0.01	0.01	0.00	4.64	4.64	0.00
2	5.10	5.30	3.94	0.01	0.01	-3.64	4.64	4.58	-1.31
3	5.10	4.57	-11.54	0.01	0.01	-5.56	4.64	4.53	-2.43
4	5.10	3.83	-33.20	0.01	0.01	-7.55	4.64	4.49	-3.34
5	5.10	3.08	-65.58	0.01	0.01	-9.62	4.64	4.46	-4.04
6	5.10	2.33	-119.05	0.01	0.01	-11.76	4.64	4.44	-4.50
7	5.10	1.57	-223.70	0.01	0.01	-11.76	4.64	4.43	-4.74
8	5.10	0.82	-521.34	0.01	0.01	-11.76	4.64	4.43	-4.74
9	5.10	0.07	-7076.06	0.01	0.01	-11.76	4.64	4.44	-4.50
10	5.10	-0.68	851.47	0.01	0.01	-9.62	4.64	3.70	-25.41

Continuación de apéndice 7.

TAP de operación	Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
LÍNEA MONITOREADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 246-290									
-10	-53.23	-99.01	46.24	0.12	0.36	66.97	13.21	22.49	41.26
-9	-53.23	-95.57	44.30	0.12	0.34	64.59	13.21	21.73	39.21
-8	-53.23	-92.04	42.17	0.12	0.32	61.89	13.21	20.97	37.01
-7	-53.23	-88.44	39.82	0.12	0.29	58.82	13.21	20.18	34.54
-6	-53.23	-84.79	37.22	0.12	0.27	55.31	13.21	19.39	31.87
-5	-53.23	-81.08	34.35	0.12	0.25	51.30	13.21	18.59	28.94
-4	-53.23	-77.33	31.16	0.12	0.23	46.65	13.21	17.78	25.70
-3	-53.23	-73.54	27.61	0.12	0.20	41.26	13.21	16.97	22.16
-2	-53.23	-69.71	23.65	0.12	0.19	34.97	13.21	16.15	18.20
-1	-53.23	-65.87	19.19	0.12	0.17	27.62	13.21	15.33	13.83
0	-53.23	-62.02	14.17	0.12	0.15	18.88	13.21	14.51	8.96
1	-53.23	-58.16	8.48	0.12	0.13	8.52	13.21	13.69	3.51
2	-53.23	-54.31	1.99	0.12	0.12	-3.89	13.21	12.88	-2.56
3	-53.23	-50.48	-5.45	0.12	0.10	-18.99	13.21	12.07	-9.44
4	-53.23	-46.66	-14.07	0.12	0.09	-37.33	13.21	11.28	-17.11
5	-53.23	-42.89	-24.12	0.12	0.08	-59.97	13.21	10.49	-25.93
6	-53.23	-39.16	-35.94	0.12	0.06	-88.26	13.21	9.72	-35.91
7	-53.23	-35.47	-50.07	0.12	0.05	-124.44	13.21	8.96	-47.43
8	-53.23	-31.84	-67.20	0.12	0.04	-170.34	13.21	8.22	-60.71
9	-53.23	-28.27	-88.28	0.12	0.04	-230.49	13.21	7.51	-75.90
10	-53.23	-24.79	-114.75	0.12	0.03	-310.58	13.21	6.82	-93.70

TAP de operación	Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
LÍNEA MONITOREADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 246-290									
-10	-53.23	-99.01	46.24	0.12	0.36	66.97	13.21	22.49	41.26
-9	-53.23	-95.57	44.30	0.12	0.34	64.59	13.21	21.73	39.21
-8	-53.23	-92.04	42.17	0.12	0.32	61.89	13.21	20.97	37.01
-7	-53.23	-88.44	39.82	0.12	0.29	58.82	13.21	20.18	34.54
-6	-53.23	-84.79	37.22	0.12	0.27	55.31	13.21	19.39	31.87
-5	-53.23	-81.08	34.35	0.12	0.25	51.30	13.21	18.59	28.94
-4	-53.23	-77.33	31.16	0.12	0.23	46.65	13.21	17.78	25.70
-3	-53.23	-73.54	27.61	0.12	0.20	41.26	13.21	16.97	22.16
-2	-53.23	-69.71	23.65	0.12	0.19	34.97	13.21	16.15	18.20
-1	-53.23	-65.87	19.19	0.12	0.17	27.62	13.21	15.33	13.83
0	-53.23	-62.02	14.17	0.12	0.15	18.88	13.21	14.51	8.96
1	-53.23	-58.16	8.48	0.12	0.13	8.52	13.21	13.69	3.51
2	-53.23	-54.31	1.99	0.12	0.12	-3.89	13.21	12.88	-2.56
3	-53.23	-50.48	-5.45	0.12	0.10	-18.99	13.21	12.07	-9.44
4	-53.23	-46.66	-14.07	0.12	0.09	-37.33	13.21	11.28	-17.11
5	-53.23	-42.89	-24.12	0.12	0.08	-59.97	13.21	10.49	-25.93
6	-53.23	-39.16	-35.94	0.12	0.06	-88.26	13.21	9.72	-35.91
7	-53.23	-35.47	-50.07	0.12	0.05	-124.44	13.21	8.96	-47.43
8	-53.23	-31.84	-67.20	0.12	0.04	-170.34	13.21	8.22	-60.71
9	-53.23	-28.27	-88.28	0.12	0.04	-230.49	13.21	7.51	-75.90
10	-53.23	-24.79	-114.75	0.12	0.03	-310.58	13.21	6.82	-93.70

Continuación de apéndice 7.

TAP de operación	Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
LÍNEA MONITOREADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 290-1140									
-10	-129.54	-218.00	40.58	0.35	0.92	62.18	29.98	48.57	38.27
-9	-129.54	-211.33	38.70	0.35	0.86	59.76	29.98	47.10	36.35
-8	-129.54	-204.51	36.66	0.35	0.81	57.05	29.98	45.60	34.25
-7	-129.54	-197.56	34.43	0.35	0.75	54.01	29.98	44.07	31.97
-6	-129.54	-190.49	32.00	0.35	0.70	50.58	29.98	42.52	29.49
-5	-129.54	-183.33	29.34	0.35	0.65	46.71	29.98	40.95	26.79
-4	-129.54	-176.07	26.43	0.35	0.60	42.31	29.98	39.36	23.83
-3	-129.54	-168.74	23.23	0.35	0.55	37.31	29.98	37.77	20.62
-2	-129.54	-161.35	19.71	0.35	0.51	31.59	29.98	36.16	17.09
-1	-129.54	-153.93	15.84	0.35	0.46	25.03	29.98	34.55	13.23
0	-129.54	-146.48	11.56	0.35	0.42	17.47	29.98	32.94	8.99
1	-129.54	-139.03	6.82	0.35	0.38	8.70	29.98	31.33	4.31
2	-129.54	-131.59	1.55	0.35	0.34	-1.50	29.98	29.72	-0.87
3	-129.54	-124.18	-4.32	0.35	0.31	-13.47	29.98	28.12	-6.61
4	-129.54	-116.82	-10.90	0.35	0.27	-27.56	29.98	26.53	-13.00
5	-129.54	-109.52	-18.28	0.35	0.24	-44.25	29.98	24.96	-20.11
6	-129.54	-102.31	-26.61	0.35	0.21	-64.15	29.98	23.41	-28.06
7	-129.54	-95.20	-36.08	0.35	0.18	-88.15	29.98	21.88	-37.02
8	-129.54	-88.18	-46.91	0.35	0.16	-117.46	29.98	20.37	-47.18
9	-129.54	-81.30	-59.34	0.35	0.14	-153.07	29.98	18.90	-58.62
10	-129.54	-74.57	-73.72	0.35	0.12	-197.42	29.98	17.46	-71.71

TAP de operación	Potencia Activa			Pérdidas (Activa)			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
LÍNEA MONITOREADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1120-1140									
-10	-13.16	84.91	115.49	0.00	0.02	90.57	5.35	17.31	69.09
-9	-13.16	77.57	116.96	0.00	0.01	88.81	5.35	15.86	66.27
-8	-13.16	70.06	118.78	0.00	0.01	86.36	5.35	14.37	62.77
-7	-13.16	62.40	121.08	0.00	0.01	82.95	5.35	12.87	58.43
-6	-13.16	54.62	124.09	0.00	0.01	77.94	5.35	11.35	52.86
-5	-13.16	46.72	128.16	0.00	0.01	70.59	5.35	9.83	45.57
-4	-13.16	38.72	133.98	0.00	0.00	59.46	5.35	8.30	35.54
-3	-13.16	30.63	142.95	0.00	0.00	37.50	5.35	6.79	21.21
-2	-13.16	22.49	158.50	0.00	0.00	0.00	5.35	5.33	-0.38
-1	-13.16	14.30	192.00	0.00	0.00	-87.50	5.35	3.99	-34.09
0	-13.16	6.09	316.22	0.00	0.00	-200.00	5.35	2.92	-83.22
1	-13.16	-2.14	-516.25	0.00	0.00	-400.00	5.35	2.52	-112.30
2	-13.16	-10.35	-27.16	0.00	0.00	-200.00	5.35	3.09	-73.14
3	-13.16	-18.52	28.97	0.00	0.00	-50.00	5.35	4.23	-26.48
4	-13.16	-26.66	50.65	0.00	0.00	11.76	5.35	5.61	4.63
5	-13.16	-34.72	62.10	0.00	0.00	44.44	5.35	7.07	24.33
6	-13.16	-42.68	69.17	0.00	0.00	61.54	5.35	8.56	37.50
7	-13.16	-50.55	73.97	0.00	0.01	72.22	5.35	10.05	46.77
8	-13.16	-58.31	77.44	0.00	0.01	78.87	5.35	11.55	53.68
9	-13.16	-65.92	80.04	0.00	0.01	83.33	5.35	13.03	58.94
10	-13.16	-73.36	82.07	0.00	0.01	86.61	5.35	14.48	63.05

Fuente: NEPLAN[®], versión 5.5.4

Apéndice 8. **Flujos de potencia [MVAR] y pérdidas [MVAR] en líneas de 230 kV pertenecientes al Anillo Metropacífico demanda máxima**

TAP de operación	Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LÍNEA MONITORIADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1101-1124						
-10	-34.82	-32.55	-6.98	-4.48	-3.15	-42.18
-9	-34.82	-32.57	-6.93	-4.48	-3.27	-36.71
-8	-34.82	-32.55	-6.97	-4.48	-3.40	-31.68
-7	-34.82	-32.51	-7.12	-4.48	-3.52	-27.08
-6	-34.82	-32.43	-7.38	-4.48	-3.64	-22.86
-5	-34.82	-32.32	-7.75	-4.48	-3.76	-19.00
-4	-34.82	-32.17	-8.23	-4.48	-3.88	-15.45
-3	-34.82	-32.00	-8.81	-4.48	-3.99	-12.20
-2	-34.82	-31.80	-9.51	-4.48	-4.10	-9.22
-1	-34.82	-31.57	-10.32	-4.48	-4.20	-6.49
0	-34.82	-31.30	-11.25	-4.48	-4.30	-3.98
1	-34.82	-31.01	-12.29	-4.48	-4.40	-1.70
2	-34.82	-30.69	-13.45	-4.48	-4.49	0.39
3	-34.82	-30.35	-14.74	-4.48	-4.58	2.30
4	-34.82	-29.98	-16.15	-4.48	-4.66	4.05
5	-34.82	-29.59	-17.69	-4.48	-4.74	5.63
6	-34.82	-29.18	-19.35	-4.48	-4.82	7.06
7	-34.82	-28.74	-21.15	-4.48	-4.88	8.37
8	-34.82	-28.29	-23.09	-4.48	-4.95	9.55
9	-34.82	-27.82	-25.16	-4.48	-5.01	10.61
10	-34.82	-27.34	-27.37	-4.48	-5.06	11.56

TAP de operación	Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LÍNEA MONITORIADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1101-1124						
-10	-34.82	-32.55	-6.98	-4.48	-3.15	-42.18
-9	-34.82	-32.57	-6.93	-4.48	-3.27	-36.71
-8	-34.82	-32.55	-6.97	-4.48	-3.40	-31.68
-7	-34.82	-32.51	-7.12	-4.48	-3.52	-27.08
-6	-34.82	-32.43	-7.38	-4.48	-3.64	-22.86
-5	-34.82	-32.32	-7.75	-4.48	-3.76	-19.00
-4	-34.82	-32.17	-8.23	-4.48	-3.88	-15.45
-3	-34.82	-32.00	-8.81	-4.48	-3.99	-12.20
-2	-34.82	-31.80	-9.51	-4.48	-4.10	-9.22
-1	-34.82	-31.57	-10.32	-4.48	-4.20	-6.49
0	-34.82	-31.30	-11.25	-4.48	-4.30	-3.98
1	-34.82	-31.01	-12.29	-4.48	-4.40	-1.70
2	-34.82	-30.69	-13.45	-4.48	-4.49	0.39
3	-34.82	-30.35	-14.74	-4.48	-4.58	2.30
4	-34.82	-29.98	-16.15	-4.48	-4.66	4.05
5	-34.82	-29.59	-17.69	-4.48	-4.74	5.63
6	-34.82	-29.18	-19.35	-4.48	-4.82	7.06
7	-34.82	-28.74	-21.15	-4.48	-4.88	8.37
8	-34.82	-28.29	-23.09	-4.48	-4.95	9.55
9	-34.82	-27.82	-25.16	-4.48	-5.01	10.61

Continuación de apéndice 8.

10	-34.82	-27.34	-27.37	-4.48	-5.06	11.56
TAP de operación	Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LÍNEA MONITOREADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1101-1140						
-10	-42.49	-42.11	-0.90	-1.82	-1.30	-40.35
-9	-42.49	-41.48	-2.43	-1.82	-1.36	-34.22
-8	-42.49	-40.85	-4.02	-1.82	-1.41	-28.77
-7	-42.49	-40.21	-5.66	-1.82	-1.47	-23.92
-6	-42.49	-39.57	-7.36	-1.82	-1.52	-19.60
-5	-42.49	-38.94	-9.12	-1.82	-1.57	-15.77
-4	-42.49	-38.30	-10.92	-1.82	-1.62	-12.35
-3	-42.49	-37.68	-12.77	-1.82	-1.67	-9.33
-2	-42.49	-37.06	-14.66	-1.82	-1.71	-6.65
-1	-42.49	-36.45	-16.58	-1.82	-1.75	-4.29
0	-42.49	-35.84	-18.53	-1.82	-1.78	-2.23
1	-42.49	-35.26	-20.50	-1.82	-1.81	-0.42
2	-42.49	-34.69	-22.48	-1.82	-1.84	1.13
3	-42.49	-34.14	-24.45	-1.82	-1.87	2.45
4	-42.49	-33.61	-26.43	-1.82	-1.89	3.57
5	-42.49	-33.10	-28.36	-1.82	-1.91	4.49
6	-42.49	-32.62	-30.25	-1.82	-1.92	5.22
7	-42.49	-32.16	-32.11	-1.82	-1.93	5.78
8	-42.49	-31.73	-33.92	-1.82	-1.94	6.18
9	-42.49	-31.32	-35.64	-1.82	-1.95	6.43
10	-42.49	-30.95	-37.26	-1.82	-1.95	6.54

TAP de operación	Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LÍNEA MONITOREADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1102-1106 A						
-10	-2.51	6.89	136.41	-0.10	-0.06	-72.21
-9	-2.51	8.87	128.27	-0.10	-0.07	-54.46
-8	-2.51	10.71	123.41	-0.10	-0.07	-41.01
-7	-2.51	12.40	120.22	-0.10	-0.08	-30.73
-6	-2.51	13.93	118.00	-0.10	-0.08	-22.59
-5	-2.51	15.31	116.38	-0.10	-0.09	-16.20
-4	-2.51	16.51	115.19	-0.10	-0.09	-11.31
-3	-2.51	17.53	114.30	-0.10	-0.09	-7.38
-2	-2.51	18.37	113.65	-0.10	-0.10	-4.58
-1	-2.51	19.03	113.18	-0.10	-0.10	-2.55
0	-2.51	19.50	112.86	-0.10	-0.10	-1.21
1	-2.51	19.77	112.68	-0.10	-0.10	-0.70
2	-2.51	-19.95	87.43	-0.10	-0.10	-0.80
3	-2.51	-19.83	87.36	-0.10	-0.10	-1.62
4	-2.51	-19.52	87.16	-0.10	-0.10	-3.08
5	-2.51	-19.01	86.81	-0.10	-0.10	-5.35
6	-2.51	-18.29	86.29	-0.10	-0.09	-8.42
7	-2.51	-17.38	85.58	-0.10	-0.09	-12.43
8	-2.51	-16.29	84.61	-0.10	-0.09	-17.43
9	-2.51	-15.01	83.29	-0.10	-0.08	-23.65
10	-2.51	-13.53	81.47	-0.10	-0.08	-31.41

Continuación de apéndice 8.

TAP de operación	Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LÍNEA MONITOREADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1102-1106 B						
-10	-2.50	-3.10	19.23	-0.08	-0.05	-64.97
-9	-2.50	-0.96	-160.46	-0.08	-0.05	-49.42
-8	-2.50	1.09	330.48	-0.08	-0.06	-37.52
-7	-2.50	3.03	182.55	-0.08	-0.06	-28.22
-6	-2.50	4.88	151.34	-0.08	-0.06	-20.84
-5	-2.50	6.61	137.87	-0.08	-0.07	-15.11
-4	-2.50	8.22	130.44	-0.08	-0.07	-10.37
-3	-2.50	9.71	125.77	-0.08	-0.07	-6.88
-2	-2.50	11.07	122.61	-0.08	-0.07	-4.16
-1	-2.50	12.30	120.36	-0.08	-0.08	-2.24
0	-2.50	13.39	118.70	-0.08	-0.08	-1.04
1	-2.50	14.33	117.47	-0.08	-0.08	-0.52
2	-2.50	-15.21	83.54	-0.08	-0.08	-0.65
3	-2.50	-15.85	84.21	-0.08	-0.08	-1.44
4	-2.50	-16.35	84.69	-0.08	-0.08	-2.91
5	-2.50	-16.69	85.00	-0.08	-0.07	-5.00
6	-2.50	-16.87	85.17	-0.08	-0.07	-7.77
7	-2.50	-16.91	85.19	-0.08	-0.07	-11.48
8	-2.50	-16.79	85.09	-0.08	-0.07	-16.14
9	-2.50	-16.52	84.84	-0.08	-0.06	-21.98
10	-2.50	-16.08	84.44	-0.08	-0.06	-29.07

TAP de operación	Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LÍNEA MONITOREADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS N01-1109						
-10	-33.59	47.81	170.25	-8.68	-0.20	-4161.14
-9	-33.59	47.59	170.57	-8.68	-2.57	-238.08
-8	-33.59	47.74	170.35	-8.68	-4.66	-86.43
-7	-33.59	48.26	169.60	-8.68	-6.45	-34.57
-6	-33.59	49.15	168.34	-8.68	-7.94	-9.43
-5	-33.59	50.42	166.61	-8.68	-9.09	4.50
-4	-33.59	52.06	164.52	-8.68	-9.92	12.43
-3	-33.59	54.04	162.15	-8.68	-10.40	16.48
-2	-33.59	56.39	159.56	-8.68	-10.53	17.51
-1	-33.59	-69.39	51.59	-8.68	-10.31	15.73
0	-33.59	-71.85	53.25	-8.68	-9.73	10.73
1	-33.59	-74.28	54.78	-8.68	-8.80	1.30
2	-33.59	-76.69	56.20	-8.68	-7.52	-15.51
3	-33.59	-79.06	57.51	-8.68	-5.90	-47.27
4	-33.59	-81.39	58.73	-8.68	-3.94	-120.42
5	-33.59	-83.67	59.86	-8.68	-1.66	-422.11
6	-33.59	-85.90	60.90	-8.68	0.92	1047.02
7	-33.59	-88.09	61.87	-8.68	3.79	328.95
8	-33.59	-90.26	62.79	-8.68	6.95	224.95
9	-33.59	-92.38	63.64	-8.68	10.36	183.84
10	-33.59	-94.45	64.44	-8.68	13.99	162.06

Continuación de apéndice 8.

TAP de operación	Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LÍNEA MONITOREADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1102-1140						
-10	5.82	-4.99	216.70	-1.75	-1.60	-8.78
-9	5.82	-4.41	232.09	-1.75	-1.63	-7.06
-8	5.82	-3.87	250.61	-1.75	-1.65	-5.52
-7	5.82	-3.37	272.88	-1.75	-1.68	-4.17
-6	5.82	-2.91	299.97	-1.75	-1.70	-3.00
-5	5.82	-2.50	332.84	-1.75	-1.71	-2.00
-4	5.82	-2.14	372.14	-1.75	-1.73	-1.18
-3	5.82	-1.83	418.44	-1.75	-1.74	-0.52
-2	5.82	-1.57	471.24	-1.75	-1.75	-0.03
-1	5.82	-1.36	527.39	-1.75	-1.75	0.29
0	5.82	-1.21	581.87	-1.75	-1.75	0.45
1	5.82	-0.64	1008.11	-1.75	-1.75	0.44
2	5.82	-0.68	954.77	-1.75	-1.75	0.27
3	5.82	-0.66	984.65	-1.75	-1.74	-0.06
4	5.82	-0.58	1107.09	-1.75	-1.74	-0.56
5	5.82	-0.44	1435.09	-1.75	-1.72	-1.22
6	5.82	-0.23	2619.91	-1.75	-1.71	-2.05
7	5.82	0.03	-18677.42	-1.75	-1.69	-3.04
8	5.82	0.35	-1567.91	-1.75	-1.68	-4.20
9	5.82	0.73	-700.69	-1.75	-1.65	-5.53
10	5.82	1.16	-400.09	-1.75	-1.63	-7.03

TAP de operación	Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LÍNEA MONITOREADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1106-1109						
-10	-33.88	-23.80	-42.37	-8.49	0.97	973.49
-9	-33.88	-23.94	-41.54	-8.49	0.00	472027.78
-8	-33.88	-23.99	-41.22	-8.49	-0.95	-797.30
-7	-33.88	-23.96	-41.40	-8.49	-1.87	-354.51
-6	-33.88	-23.84	-42.13	-8.49	-2.76	-207.79
-5	-33.88	-23.62	-43.42	-8.49	-3.62	-134.87
-4	-33.88	-23.32	-45.26	-8.49	-4.44	-91.43
-3	-33.88	-22.94	-47.70	-8.49	-5.22	-62.76
-2	-33.88	-22.47	-50.80	-8.49	-5.96	-42.56
-1	-33.88	-21.91	-54.60	-8.49	-6.65	-27.65
0	-33.88	-21.28	-59.24	-8.49	-7.30	-16.29
1	-33.88	-20.56	-64.75	-8.49	-7.91	-7.42
2	-33.88	-19.77	-71.35	-8.49	-8.46	-0.37
3	-33.88	-18.91	-79.14	-8.49	-8.97	5.30
4	-33.88	-17.98	-88.42	-8.49	-9.43	9.91
5	-33.88	-16.99	-99.41	-8.49	-9.84	13.66
6	-33.88	-15.95	-112.47	-8.49	-10.20	16.71
7	-33.88	-14.84	-128.27	-8.49	-10.51	19.20
8	-33.88	-13.68	-147.64	-8.49	-10.78	21.21
9	-33.88	-12.48	-171.45	-8.49	-11.00	22.80
10	-33.88	-11.25	-201.21	-8.49	-11.18	24.05

Continuación de apéndice 8.

TAP de operación	Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LÍNEA MONITORIADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1106-1120						
-10	11.15	-14.44	177.27	-1.08	-0.89	-21.42
-9	11.15	-12.78	187.31	-1.08	-0.92	-16.76
-8	11.15	-11.18	199.74	-1.08	-0.96	-12.78
-7	11.15	-9.67	215.39	-1.08	-0.98	-9.42
-6	11.15	-8.23	235.59	-1.08	-1.01	-6.60
-5	11.15	-6.87	262.43	-1.08	-1.03	-4.27
-4	11.15	-5.60	299.21	-1.08	-1.05	-2.40
-3	11.15	-4.43	351.90	-1.08	-1.07	-0.94
-2	11.15	-3.35	432.76	-1.08	-1.08	0.12
-1	11.15	-2.38	568.46	-1.08	-1.09	0.79
0	11.15	-1.51	837.70	-1.08	-1.09	1.09
1	11.15	-0.33	3459.64	-1.08	-1.09	1.04
2	11.15	-0.98	1244.00	-1.08	-1.08	0.61
3	11.15	-1.50	846.09	-1.08	-1.08	-0.19
4	11.15	-1.90	687.36	-1.08	-1.06	-1.35
5	11.15	-2.18	612.59	-1.08	-1.05	-2.92
6	11.15	-2.33	579.54	-1.08	-1.03	-4.91
7	11.15	-2.36	573.23	-1.08	-1.00	-7.34
8	11.15	-2.27	591.37	-1.08	-0.98	-10.27
9	11.15	-2.06	642.51	-1.08	-0.95	-13.71
10	11.15	-1.72	750.38	-1.08	-0.91	-17.75

TAP de operación	Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LÍNEA MONITORIADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1107-1108						
-10	21.62	25.99	16.83	-4.72	-4.57	-3.48
-9	21.62	25.61	15.59	-4.72	-4.58	-3.08
-8	21.62	25.28	14.47	-4.72	-4.60	-2.72
-7	21.62	24.99	13.50	-4.72	-4.61	-2.39
-6	21.62	24.76	12.68	-4.72	-4.63	-2.10
-5	21.62	24.58	12.04	-4.72	-4.64	-1.84
-4	21.62	24.45	11.58	-4.72	-4.65	-1.62
-3	21.62	24.38	11.31	-4.72	-4.66	-1.43
-2	21.62	24.36	11.23	-4.72	-4.66	-1.28
-1	21.62	24.39	11.35	-4.72	-4.67	-1.17
0	21.62	24.48	11.67	-4.72	-4.67	-1.08
1	21.62	24.62	12.18	-4.72	-4.68	-1.03
2	21.62	24.81	12.86	-4.72	-4.68	-1.01
3	21.62	25.06	13.71	-4.72	-4.68	-1.03
4	21.62	25.35	14.72	-4.72	-4.67	-1.08
5	21.62	25.70	15.88	-4.72	-4.67	-1.16
6	21.62	26.09	17.15	-4.72	-4.66	-1.27
7	21.62	26.54	18.53	-4.72	-4.66	-1.41
8	21.62	27.03	20.01	-4.72	-4.65	-1.58
9	21.62	27.56	21.55	-4.72	-4.64	-1.78
10	21.62	28.13	23.15	-4.72	-4.63	-2.01

Continuación de apéndice 8.

TAP de operación	Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LÍNEA MONITORIADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1107-1108						
-10	21.62	25.99	16.83	-4.72	-4.57	-3.48
-9	21.62	25.61	15.59	-4.72	-4.58	-3.08
-8	21.62	25.28	14.47	-4.72	-4.60	-2.72
-7	21.62	24.99	13.50	-4.72	-4.61	-2.39
-6	21.62	24.76	12.68	-4.72	-4.63	-2.10
-5	21.62	24.58	12.04	-4.72	-4.64	-1.84
-4	21.62	24.45	11.58	-4.72	-4.65	-1.62
-3	21.62	24.38	11.31	-4.72	-4.66	-1.43
-2	21.62	24.36	11.23	-4.72	-4.66	-1.28
-1	21.62	24.39	11.35	-4.72	-4.67	-1.17
0	21.62	24.48	11.67	-4.72	-4.67	-1.08
1	21.62	24.62	12.18	-4.72	-4.68	-1.03
2	21.62	24.81	12.86	-4.72	-4.68	-1.01
3	21.62	25.06	13.71	-4.72	-4.68	-1.03
4	21.62	25.35	14.72	-4.72	-4.67	-1.08
5	21.62	25.70	15.88	-4.72	-4.67	-1.16
6	21.62	26.09	17.15	-4.72	-4.66	-1.27
7	21.62	26.54	18.53	-4.72	-4.66	-1.41
8	21.62	27.03	20.01	-4.72	-4.65	-1.58
9	21.62	27.56	21.55	-4.72	-4.64	-1.78
10	21.62	28.13	23.15	-4.72	-4.63	-2.01

TAP de operación	Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LÍNEA MONITORIADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1107-1109						
-10	-31.56	32.22	197.95	-3.11	-3.08	-1.08
-9	-31.56	32.10	198.31	-3.11	-3.09	-0.57
-8	-31.56	32.05	198.45	-3.11	-3.11	-0.15
-7	-31.56	32.08	198.36	-3.11	-3.12	0.16
-6	-31.56	32.18	198.05	-3.11	-3.12	0.36
-5	-31.56	-35.49	11.09	-3.11	-3.13	0.47
-4	-31.56	-35.75	11.72	-3.11	-3.13	0.47
-3	-31.56	-36.07	12.51	-3.11	-3.12	0.36
-2	-31.56	-36.46	13.46	-3.11	-3.12	0.15
-1	-31.56	-36.92	14.54	-3.11	-3.11	-0.17
0	-31.56	-37.46	15.75	-3.11	-3.09	-0.59
1	-31.56	-38.05	17.07	-3.11	-3.08	-1.13
2	-31.56	-38.71	18.48	-3.11	-3.06	-1.78
3	-31.56	-39.43	19.97	-3.11	-3.03	-2.54
4	-31.56	-40.22	21.53	-3.11	-3.01	-3.42
5	-31.56	-41.05	23.13	-3.11	-2.98	-4.42
6	-31.56	-41.94	24.76	-3.11	-2.95	-5.52
7	-31.56	-42.89	26.42	-3.11	-2.92	-6.75
8	-31.56	-43.88	28.09	-3.11	-2.88	-8.10
9	-31.56	-44.92	29.75	-3.11	-2.84	-9.57
10	-31.56	-46.00	31.39	-3.11	-2.80	-11.16

Continuación de apéndice 8.

TAP de operación	Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LÍNEA MONITORIADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1107-1109						
-10	-31.56	32.22	197.95	-3.11	-3.08	-1.08
-9	-31.56	32.10	198.31	-3.11	-3.09	-0.57
-8	-31.56	32.05	198.45	-3.11	-3.11	-0.15
-7	-31.56	32.08	198.36	-3.11	-3.12	0.16
-6	-31.56	32.18	198.05	-3.11	-3.12	0.36
-5	-31.56	-35.49	11.09	-3.11	-3.13	0.47
-4	-31.56	-35.75	11.72	-3.11	-3.13	0.47
-3	-31.56	-36.07	12.51	-3.11	-3.12	0.36
-2	-31.56	-36.46	13.46	-3.11	-3.12	0.15
-1	-31.56	-36.92	14.54	-3.11	-3.11	-0.17
0	-31.56	-37.46	15.75	-3.11	-3.09	-0.59
1	-31.56	-38.05	17.07	-3.11	-3.08	-1.13
2	-31.56	-38.71	18.48	-3.11	-3.06	-1.78
3	-31.56	-39.43	19.97	-3.11	-3.03	-2.54
4	-31.56	-40.22	21.53	-3.11	-3.01	-3.42
5	-31.56	-41.05	23.13	-3.11	-2.98	-4.42
6	-31.56	-41.94	24.76	-3.11	-2.95	-5.52
7	-31.56	-42.89	26.42	-3.11	-2.92	-6.75
8	-31.56	-43.88	28.09	-3.11	-2.88	-8.10
9	-31.56	-44.92	29.75	-3.11	-2.84	-9.57
10	-31.56	-46.00	31.39	-3.11	-2.80	-11.16

TAP de operación	Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LÍNEA MONITORIADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1107-1124						
-10	-3.26	-1.20	-170.51	-6.48	-3.93	-64.93
-9	-3.26	-1.00	-225.37	-6.48	-4.18	-55.02
-8	-3.26	-0.74	-341.93	-6.48	-4.43	-46.43
-7	-3.26	-0.41	-686.71	-6.48	-4.66	-38.93
-6	-3.26	-0.03	-10756.67	-6.48	-4.90	-32.38
-5	-3.26	0.42	882.93	-6.48	-5.12	-26.63
-4	-3.26	0.92	454.41	-6.48	-5.33	-21.57
-3	-3.26	1.48	320.66	-6.48	-5.53	-17.11
-2	-3.26	2.09	255.76	-6.48	-5.73	-13.17
-1	-3.26	2.76	218.14	-6.48	-5.91	-9.70
0	-3.26	3.48	193.70	-6.48	-6.08	-6.64
1	-3.26	4.24	176.78	-6.48	-6.23	-3.94
2	-3.26	5.06	164.41	-6.48	-6.38	-1.57
3	-3.26	5.91	155.09	-6.48	-6.51	0.50
4	-3.26	6.81	147.82	-6.48	-6.63	2.31
5	-3.26	7.75	142.05	-6.48	-6.74	3.86
6	-3.26	8.71	137.39	-6.48	-6.84	5.20
7	-3.26	9.71	133.55	-6.48	-6.92	6.33
8	-3.26	10.74	130.32	-6.48	-6.99	7.27
9	-3.26	11.80	127.61	-6.48	-7.05	8.05
10	-3.26	12.87	125.31	-6.48	-7.09	8.65

Continuación de apéndice 8.

TAP de operación	Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LÍNEA MONITOREADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1108-247						
-10	1.41	3.01	53.24	-3.38	-3.19	-5.81
-9	1.41	2.92	51.66	-3.38	-3.21	-5.24
-8	1.41	2.84	50.30	-3.38	-3.23	-4.70
-7	1.41	2.77	49.19	-3.38	-3.24	-4.18
-6	1.41	2.73	48.39	-3.38	-3.26	-3.69
-5	1.41	2.71	47.91	-3.38	-3.27	-3.23
-4	1.41	2.70	47.80	-3.38	-3.29	-2.79
-3	1.41	2.71	48.05	-3.38	-3.30	-2.38
-2	1.41	2.74	48.63	-3.38	-3.31	-2.00
-1	1.41	2.79	49.53	-3.38	-3.32	-1.64
0	1.41	2.86	50.73	-3.38	-3.34	-1.32
1	1.41	2.95	52.17	-3.38	-3.35	-1.01
2	1.41	3.05	53.80	-3.38	-3.35	-0.74
3	1.41	3.17	55.55	-3.38	-3.36	-0.50
4	1.41	3.31	57.41	-3.38	-3.37	-0.28
5	1.41	3.46	59.30	-3.38	-3.38	-0.09
6	1.41	3.63	61.18	-3.38	-3.38	0.07
7	1.41	3.81	63.06	-3.38	-3.39	0.21
8	1.41	4.01	64.90	-3.38	-3.39	0.32
9	1.41	4.23	66.66	-3.38	-3.39	0.40
10	1.41	4.45	68.34	-3.38	-3.40	0.46

TAP de operación	Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LÍNEA MONITOREADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1108-247						
-10	1.41	3.01	53.24	-3.38	-3.19	-5.81
-9	1.41	2.92	51.66	-3.38	-3.21	-5.24
-8	1.41	2.84	50.30	-3.38	-3.23	-4.70
-7	1.41	2.77	49.19	-3.38	-3.24	-4.18
-6	1.41	2.73	48.39	-3.38	-3.26	-3.69
-5	1.41	2.71	47.91	-3.38	-3.27	-3.23
-4	1.41	2.70	47.80	-3.38	-3.29	-2.79
-3	1.41	2.71	48.05	-3.38	-3.30	-2.38
-2	1.41	2.74	48.63	-3.38	-3.31	-2.00
-1	1.41	2.79	49.53	-3.38	-3.32	-1.64
0	1.41	2.86	50.73	-3.38	-3.34	-1.32
1	1.41	2.95	52.17	-3.38	-3.35	-1.01
2	1.41	3.05	53.80	-3.38	-3.35	-0.74
3	1.41	3.17	55.55	-3.38	-3.36	-0.50
4	1.41	3.31	57.41	-3.38	-3.37	-0.28
5	1.41	3.46	59.30	-3.38	-3.38	-0.09
6	1.41	3.63	61.18	-3.38	-3.38	0.07
7	1.41	3.81	63.06	-3.38	-3.39	0.21
8	1.41	4.01	64.90	-3.38	-3.39	0.32
9	1.41	4.23	66.66	-3.38	-3.39	0.40
10	1.41	4.45	68.34	-3.38	-3.40	0.46

Continuación de apéndice 8.

TAP de operación	Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LÍNEA MONITOREADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 210-247						
-10	-17.19	-18.79	8.55	-4.48	-4.39	-2.02
-9	-17.19	-18.54	7.31	-4.48	-4.40	-1.79
-8	-17.19	-18.30	6.10	-4.48	-4.41	-1.57
-7	-17.19	-18.08	4.92	-4.48	-4.42	-1.38
-6	-17.19	-17.87	3.81	-4.48	-4.43	-1.20
-5	-17.19	-17.67	2.74	-4.48	-4.44	-1.05
-4	-17.19	-17.49	1.74	-4.48	-4.44	-0.91
-3	-17.19	-17.33	0.81	-4.48	-4.45	-0.79
-2	-17.19	-17.18	-0.03	-4.48	-4.45	-0.69
-1	-17.19	-17.05	-0.78	-4.48	-4.46	-0.61
0	-17.19	-16.94	-1.43	-4.48	-4.46	-0.55
1	-17.19	-16.85	-1.98	-4.48	-4.46	-0.51
2	-17.19	-16.78	-2.43	-4.48	-4.46	-0.49
3	-17.19	-16.73	-2.76	-4.48	-4.46	-0.49
4	-17.19	-16.69	-2.97	-4.48	-4.46	-0.52
5	-17.19	-16.68	-3.06	-4.48	-4.46	-0.56
6	-17.19	-16.68	-3.04	-4.48	-4.46	-0.62
7	-17.19	-16.70	-2.90	-4.48	-4.45	-0.70
8	-17.19	-16.74	-2.65	-4.48	-4.45	-0.80
9	-17.19	-16.80	-2.29	-4.48	-4.44	-0.93
10	-17.19	12.44	238.11	-4.48	-4.44	-1.07

TAP de operación	Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LÍNEA MONITOREADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 210-247						
-10	-17.19	-18.79	8.55	-4.48	-4.39	-2.02
-9	-17.19	-18.54	7.31	-4.48	-4.40	-1.79
-8	-17.19	-18.30	6.10	-4.48	-4.41	-1.57
-7	-17.19	-18.08	4.92	-4.48	-4.42	-1.38
-6	-17.19	-17.87	3.81	-4.48	-4.43	-1.20
-5	-17.19	-17.67	2.74	-4.48	-4.44	-1.05
-4	-17.19	-17.49	1.74	-4.48	-4.44	-0.91
-3	-17.19	-17.33	0.81	-4.48	-4.45	-0.79
-2	-17.19	-17.18	-0.03	-4.48	-4.45	-0.69
-1	-17.19	-17.05	-0.78	-4.48	-4.46	-0.61
0	-17.19	-16.94	-1.43	-4.48	-4.46	-0.55
1	-17.19	-16.85	-1.98	-4.48	-4.46	-0.51
2	-17.19	-16.78	-2.43	-4.48	-4.46	-0.49
3	-17.19	-16.73	-2.76	-4.48	-4.46	-0.49
4	-17.19	-16.69	-2.97	-4.48	-4.46	-0.52
5	-17.19	-16.68	-3.06	-4.48	-4.46	-0.56
6	-17.19	-16.68	-3.04	-4.48	-4.46	-0.62
7	-17.19	-16.70	-2.90	-4.48	-4.45	-0.70
8	-17.19	-16.74	-2.65	-4.48	-4.45	-0.80
9	-17.19	-16.80	-2.29	-4.48	-4.44	-0.93
10	-17.19	12.44	238.11	-4.48	-4.44	-1.07

Continuación de apéndice 8.

TAP de operación	Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LÍNEA MONITOREADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1109-246						
-10	9.23	13.90	33.59	-7.14	-6.21	-14.88
-9	9.23	13.72	32.74	-7.14	-6.31	-13.07
-8	9.23	13.60	32.15	-7.14	-6.41	-11.40
-7	9.23	13.54	31.85	-7.14	-6.50	-9.86
-6	9.23	13.54	31.85	-7.14	-6.58	-8.45
-5	9.23	13.61	32.16	-7.14	-6.66	-7.16
-4	9.23	13.73	32.76	-7.14	-6.73	-5.99
-3	9.23	13.90	33.62	-7.14	-6.80	-4.94
-2	9.23	14.14	34.74	-7.14	-6.86	-4.00
-1	9.23	14.44	36.07	-7.14	-6.92	-3.18
0	9.23	14.79	37.60	-7.14	-6.97	-2.46
1	9.23	15.20	39.27	-7.14	-7.01	-1.84
2	9.23	15.66	41.07	-7.14	-7.04	-1.33
3	9.23	16.18	42.94	-7.14	-7.07	-0.91
4	9.23	16.74	44.88	-7.14	-7.09	-0.58
5	9.23	17.36	46.83	-7.14	-7.11	-0.35
6	9.23	18.01	48.76	-7.14	-7.12	-0.21
7	9.23	18.72	50.69	-7.14	-7.13	-0.15
8	9.23	19.47	52.59	-7.14	-7.12	-0.17
9	9.23	20.25	54.42	-7.14	-7.12	-0.28
10	9.23	21.07	56.19	-7.14	-7.10	-0.45

TAP de operación	Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LÍNEA MONITOREADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1109-246						
-10	9.23	13.90	33.59	-7.14	-6.21	-14.88
-9	9.23	13.72	32.74	-7.14	-6.31	-13.07
-8	9.23	13.60	32.15	-7.14	-6.41	-11.40
-7	9.23	13.54	31.85	-7.14	-6.50	-9.86
-6	9.23	13.54	31.85	-7.14	-6.58	-8.45
-5	9.23	13.61	32.16	-7.14	-6.66	-7.16
-4	9.23	13.73	32.76	-7.14	-6.73	-5.99
-3	9.23	13.90	33.62	-7.14	-6.80	-4.94
-2	9.23	14.14	34.74	-7.14	-6.86	-4.00
-1	9.23	14.44	36.07	-7.14	-6.92	-3.18
0	9.23	14.79	37.60	-7.14	-6.97	-2.46
1	9.23	15.20	39.27	-7.14	-7.01	-1.84
2	9.23	15.66	41.07	-7.14	-7.04	-1.33
3	9.23	16.18	42.94	-7.14	-7.07	-0.91
4	9.23	16.74	44.88	-7.14	-7.09	-0.58
5	9.23	17.36	46.83	-7.14	-7.11	-0.35
6	9.23	18.01	48.76	-7.14	-7.12	-0.21
7	9.23	18.72	50.69	-7.14	-7.13	-0.15
8	9.23	19.47	52.59	-7.14	-7.12	-0.17
9	9.23	20.25	54.42	-7.14	-7.12	-0.28
10	9.23	21.07	56.19	-7.14	-7.10	-0.45

Continuación de apéndice 8.

TAP de operación	Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LÍNEA MONITOREADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 246-210						
-10	-20.68	-22.22	6.91	-3.50	-3.42	-2.10
-9	-20.68	-21.97	5.88	-3.50	-3.43	-1.86
-8	-20.68	-21.74	4.88	-3.50	-3.44	-1.63
-7	-20.68	-21.52	3.91	-3.50	-3.45	-1.42
-6	-20.68	-21.32	2.99	-3.50	-3.45	-1.24
-5	-20.68	-21.13	2.12	-3.50	-3.46	-1.07
-4	-20.68	-20.95	1.30	-3.50	-3.46	-0.92
-3	-20.68	-20.80	0.55	-3.50	-3.47	-0.80
-2	-20.68	-20.65	-0.14	-3.50	-3.47	-0.69
-1	-20.68	-20.53	-0.75	-3.50	-3.47	-0.60
0	-20.68	-20.42	-1.28	-3.50	-3.48	-0.54
1	-20.68	-20.33	-1.73	-3.50	-3.48	-0.50
2	-20.68	-20.26	-2.09	-3.50	-3.48	-0.48
3	-20.68	-20.20	-2.36	-3.50	-3.48	-0.48
4	-20.68	-20.17	-2.54	-3.50	-3.48	-0.50
5	-20.68	-20.15	-2.63	-3.50	-3.48	-0.54
6	-20.68	-20.15	-2.62	-3.50	-3.47	-0.61
7	-20.68	-20.17	-2.52	-3.50	-3.47	-0.70
8	-20.68	-20.21	-2.33	-3.50	-3.47	-0.80
9	-20.68	-20.27	-2.05	-3.50	-3.46	-0.93
10	-20.68	16.88	222.52	-3.50	-3.46	-1.08

TAP de operación	Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LÍNEA MONITOREADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 246-210						
-10	-20.68	-22.22	6.91	-3.50	-3.42	-2.10
-9	-20.68	-21.97	5.88	-3.50	-3.43	-1.86
-8	-20.68	-21.74	4.88	-3.50	-3.44	-1.63
-7	-20.68	-21.52	3.91	-3.50	-3.45	-1.42
-6	-20.68	-21.32	2.99	-3.50	-3.45	-1.24
-5	-20.68	-21.13	2.12	-3.50	-3.46	-1.07
-4	-20.68	-20.95	1.30	-3.50	-3.46	-0.92
-3	-20.68	-20.80	0.55	-3.50	-3.47	-0.80
-2	-20.68	-20.65	-0.14	-3.50	-3.47	-0.69
-1	-20.68	-20.53	-0.75	-3.50	-3.47	-0.60
0	-20.68	-20.42	-1.28	-3.50	-3.48	-0.54
1	-20.68	-20.33	-1.73	-3.50	-3.48	-0.50
2	-20.68	-20.26	-2.09	-3.50	-3.48	-0.48
3	-20.68	-20.20	-2.36	-3.50	-3.48	-0.48
4	-20.68	-20.17	-2.54	-3.50	-3.48	-0.50
5	-20.68	-20.15	-2.63	-3.50	-3.48	-0.54
6	-20.68	-20.15	-2.62	-3.50	-3.47	-0.61
7	-20.68	-20.17	-2.52	-3.50	-3.47	-0.70
8	-20.68	-20.21	-2.33	-3.50	-3.47	-0.80
9	-20.68	-20.27	-2.05	-3.50	-3.46	-0.93
10	-20.68	16.88	222.52	-3.50	-3.46	-1.08

Continuación de apéndice 8.

TAP de operación	Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LÍNEA MONITOREADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 246-290						
-10	-28.49	-25.45	-11.92	-7.54	-6.02	-25.24
-9	-28.49	-25.39	-12.21	-7.54	-6.17	-22.10
-8	-28.49	-25.29	-12.65	-7.54	-6.32	-19.18
-7	-28.49	-25.16	-13.23	-7.54	-6.47	-16.46
-6	-28.49	-24.99	-13.98	-7.54	-6.61	-13.95
-5	-28.49	-24.79	-14.89	-7.54	-6.75	-11.64
-4	-28.49	-24.57	-15.97	-7.54	-6.88	-9.50
-3	-28.49	-24.31	-17.21	-7.54	-7.01	-7.54
-2	-28.49	-24.01	-18.63	-7.54	-7.13	-5.75
-1	-28.49	-23.70	-20.22	-7.54	-7.24	-4.11
0	-28.49	-23.35	-22.02	-7.54	-7.34	-2.62
1	-28.49	-22.97	-24.00	-7.54	-7.44	-1.27
2	-28.49	-22.57	-26.19	-7.54	-7.53	-0.06
3	-28.49	-22.15	-28.59	-7.54	-7.61	1.02
4	-28.49	-21.71	-31.24	-7.54	-7.69	1.98
5	-28.49	-21.24	-34.11	-7.54	-7.76	2.83
6	-28.49	-20.76	-37.21	-7.54	-7.81	3.56
7	-28.49	-20.26	-40.59	-7.54	-7.87	4.19
8	-28.49	-19.74	-44.28	-7.54	-7.91	4.72
9	-28.49	-19.22	-48.25	-7.54	-7.95	5.16
10	-28.49	-18.68	-52.52	-7.54	-7.98	5.52

TAP de operación	Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LÍNEA MONITOREADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 246-290						
-10	-28.49	-25.45	-11.92	-7.54	-6.02	-25.24
-9	-28.49	-25.39	-12.21	-7.54	-6.17	-22.10
-8	-28.49	-25.29	-12.65	-7.54	-6.32	-19.18
-7	-28.49	-25.16	-13.23	-7.54	-6.47	-16.46
-6	-28.49	-24.99	-13.98	-7.54	-6.61	-13.95
-5	-28.49	-24.79	-14.89	-7.54	-6.75	-11.64
-4	-28.49	-24.57	-15.97	-7.54	-6.88	-9.50
-3	-28.49	-24.31	-17.21	-7.54	-7.01	-7.54
-2	-28.49	-24.01	-18.63	-7.54	-7.13	-5.75
-1	-28.49	-23.70	-20.22	-7.54	-7.24	-4.11
0	-28.49	-23.35	-22.02	-7.54	-7.34	-2.62
1	-28.49	-22.97	-24.00	-7.54	-7.44	-1.27
2	-28.49	-22.57	-26.19	-7.54	-7.53	-0.06
3	-28.49	-22.15	-28.59	-7.54	-7.61	1.02
4	-28.49	-21.71	-31.24	-7.54	-7.69	1.98
5	-28.49	-21.24	-34.11	-7.54	-7.76	2.83
6	-28.49	-20.76	-37.21	-7.54	-7.81	3.56
7	-28.49	-20.26	-40.59	-7.54	-7.87	4.19
8	-28.49	-19.74	-44.28	-7.54	-7.91	4.72
9	-28.49	-19.22	-48.25	-7.54	-7.95	5.16
10	-28.49	-18.68	-52.52	-7.54	-7.98	5.52

Continuación de apéndice 8.

TAP de operación	Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LÍNEA MONITOREADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 290-1140						
-10	-43.80	-35.48	-23.44	-2.34	0.99	336.89
-9	-43.80	-35.54	-23.23	-2.34	0.66	452.37
-8	-43.80	-35.55	-23.20	-2.34	0.34	778.75
-7	-43.80	-35.50	-23.36	-2.34	0.03	7592.31
-6	-43.80	-35.40	-23.73	-2.34	-0.27	-750.96
-5	-43.80	-35.23	-24.32	-2.34	-0.57	-308.39
-4	-43.80	-35.01	-25.10	-2.34	-0.86	-171.40
-3	-43.80	-34.74	-26.08	-2.34	-1.14	-105.00
-2	-43.80	-34.41	-27.29	-2.34	-1.41	-65.95
-1	-43.80	-34.03	-28.72	-2.34	-1.67	-40.36
0	-43.80	-33.59	-30.38	-2.34	-1.91	-22.37
1	-43.80	-33.11	-32.26	-2.34	-2.14	-9.11
2	-43.80	-32.58	-34.42	-2.34	-2.36	1.02
3	-43.80	-32.01	-36.81	-2.34	-2.57	8.95
4	-43.80	-31.40	-39.50	-2.34	-2.76	15.30
5	-43.80	-30.75	-42.45	-2.34	-2.94	20.44
6	-43.80	-30.07	-45.68	-2.34	-3.10	24.66
7	-43.80	-29.35	-49.25	-2.34	-3.25	28.16
8	-43.80	-28.59	-53.18	-2.34	-3.39	31.07
9	-43.80	-27.82	-57.44	-2.34	-3.52	33.51
10	-43.80	-27.03	-62.06	-2.34	-3.63	35.55

TAP de operación	Potencia Reactiva			Pérdidas (Reactiva)		
	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]	CB [MVAR]	CP [MVAR]	Δ [%]
LÍNEA MONITOREADA EN EL SNI CON EL PET-2009 ENTRE LOS NODOS 1120-1140						
-10	24.03	-24.29	198.94	-0.15	-0.12	-23.89
-9	24.03	-23.08	204.09	-0.15	-0.13	-18.83
-8	24.03	-21.90	209.71	-0.15	-0.13	-14.41
-7	24.03	-20.75	215.81	-0.15	-0.14	-10.71
-6	24.03	-19.62	222.47	-0.15	-0.14	-7.62
-5	24.03	-18.52	229.72	-0.15	-0.15	-4.98
-4	24.03	-17.46	237.60	-0.15	-0.15	-2.87
-3	24.03	-16.45	246.10	-0.15	-0.15	-1.18
-2	24.03	-15.47	255.30	-0.15	-0.15	0.06
-1	24.03	-14.55	265.17	-0.15	-0.16	0.96
0	24.03	-13.67	275.75	-0.15	-0.16	1.47
1	24.03	12.70	-89.25	-0.15	-0.16	1.60
2	24.03	11.93	-101.38	-0.15	-0.16	1.35
3	24.03	11.23	-113.93	-0.15	-0.16	0.71
4	24.03	10.59	-126.88	-0.15	-0.15	-0.26
5	24.03	10.02	-139.79	-0.15	-0.15	-1.65
6	24.03	9.52	-152.30	-0.15	-0.15	-3.43
7	24.03	9.09	-164.32	-0.15	-0.15	-5.70
8	24.03	8.72	-175.44	-0.15	-0.14	-8.37
9	24.03	8.43	-184.92	-0.15	-0.14	-11.51
10	24.03	8.22	-192.23	-0.15	-0.13	-15.27

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 9. Voltajes en barras [p.u.] y ángulo [°] en barras monitoreadas del Anillo Metropacífico demanda máxima

TAP de operación	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
	CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
NODO MONITOREADO 1101 (AGU-230)						
-10	1.042	-5.7	1.037	-5.6	-0.5	-1.8
-9	1.042	-5.7	1.038	-5.6	-0.4	-1.8
-8	1.042	-5.7	1.038	-5.5	-0.3	-3.6
-7	1.042	-5.7	1.039	-5.5	-0.3	-3.6
-6	1.042	-5.7	1.040	-5.5	-0.2	-3.6
-5	1.042	-5.7	1.040	-5.5	-0.2	-3.6
-4	1.042	-5.7	1.041	-5.5	-0.1	-3.6
-3	1.042	-5.7	1.041	-5.5	-0.1	-3.6
-2	1.042	-5.7	1.041	-5.5	-0.1	-3.6
-1	1.042	-5.7	1.041	-5.6	-0.1	-1.8
0	1.042	-5.7	1.042	-5.6	0.0	-1.8
1	1.042	-5.7	1.042	-5.7	0.0	0.0
2	1.042	-5.7	1.042	-5.7	0.0	0.0
3	1.042	-5.7	1.041	-5.8	-0.1	1.7
4	1.042	-5.7	1.041	-5.9	-0.1	3.4
5	1.042	-5.7	1.041	-6	-0.1	5.0
6	1.042	-5.7	1.041	-6.1	-0.1	6.6
7	1.042	-5.7	1.040	-6.2	-0.2	8.1
8	1.042	-5.7	1.040	-6.4	-0.2	10.9
9	1.042	-5.7	1.039	-6.5	-0.3	12.3
10	1.042	-5.7	1.038	-6.6	-0.3	13.6

TAP de operación	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
	CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
NODO MONITOREADO 1102 (ALB-230)						
-10	1.040	-5.5	1.038	-5	-0.3	-10.0
-9	1.040	-5.5	1.039	-5	-0.2	-10.0
-8	1.040	-5.5	1.039	-5	-0.1	-10.0
-7	1.040	-5.5	1.040	-5	-0.1	-10.0
-6	1.040	-5.5	1.040	-5	0.0	-10.0
-5	1.040	-5.5	1.041	-5.1	0.0	-7.8
-4	1.040	-5.5	1.041	-5.1	0.0	-7.8
-3	1.040	-5.5	1.041	-5.2	0.1	-5.8
-2	1.040	-5.5	1.041	-5.2	0.1	-5.8
-1	1.040	-5.5	1.041	-5.3	0.1	-3.8
0	1.040	-5.5	1.041	-5.4	0.1	-1.9
1	1.040	-5.5	1.041	-5.5	0.1	0.0
2	1.040	-5.5	1.041	-5.6	0.0	1.8
3	1.040	-5.5	1.041	-5.7	0.0	3.5
4	1.040	-5.5	1.040	-5.8	0.0	5.2
5	1.040	-5.5	1.040	-5.9	-0.1	6.8
6	1.040	-5.5	1.039	-6.1	-0.1	9.8
7	1.040	-5.5	1.039	-6.2	-0.2	11.3
8	1.040	-5.5	1.038	-6.4	-0.2	14.1
9	1.040	-5.5	1.037	-6.6	-0.3	16.7
10	1.040	-5.5	1.036	-6.7	-0.4	17.9

Continuación de apéndice 9.

TAP de operación	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
	CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
NODO MONITOREADO 1106 (ESC-231)						
-10	1.040	-5.5	1.038	-5.1	-0.3	-7.8
-9	1.040	-5.5	1.038	-5	-0.2	-10.0
-8	1.040	-5.5	1.039	-5	-0.1	-10.0
-7	1.040	-5.5	1.040	-5	-0.1	-10.0
-6	1.040	-5.5	1.040	-5.1	0.0	-7.8
-5	1.040	-5.5	1.040	-5.1	0.0	-7.8
-4	1.040	-5.5	1.041	-5.1	0.0	-7.8
-3	1.040	-5.5	1.041	-5.2	0.1	-5.8
-2	1.040	-5.5	1.041	-5.2	0.1	-5.8
-1	1.040	-5.5	1.041	-5.3	0.1	-3.8
0	1.040	-5.5	1.041	-5.4	0.1	-1.9
1	1.040	-5.5	1.041	-5.5	0.1	0.0
2	1.040	-5.5	1.041	-5.6	0.0	1.8
3	1.040	-5.5	1.041	-5.7	0.0	3.5
4	1.040	-5.5	1.040	-5.8	0.0	5.2
5	1.040	-5.5	1.040	-5.9	-0.1	6.8
6	1.040	-5.5	1.039	-6.1	-0.1	9.8
7	1.040	-5.5	1.039	-6.2	-0.2	11.3
8	1.040	-5.5	1.038	-6.4	-0.2	14.1
9	1.040	-5.5	1.037	-6.5	-0.3	15.4
10	1.040	-5.5	1.036	-6.7	-0.4	17.9

TAP de operación	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
	CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
NODO MONITOREADO 1107 (GES-231)						
-10	1.045	-7.5	1.036	-8.5	-0.9	11.8
-9	1.045	-7.5	1.037	-8.3	-0.8	9.6
-8	1.045	-7.5	1.038	-8.2	-0.7	8.5
-7	1.045	-7.5	1.039	-8.1	-0.6	7.4
-6	1.045	-7.5	1.040	-8	-0.5	6.3
-5	1.045	-7.5	1.040	-7.9	-0.5	5.1
-4	1.045	-7.5	1.041	-7.8	-0.4	3.8
-3	1.045	-7.5	1.041	-7.7	-0.4	2.6
-2	1.045	-7.5	1.042	-7.7	-0.4	2.6
-1	1.045	-7.5	1.042	-7.6	-0.3	1.3
0	1.045	-7.5	1.042	-7.5	-0.3	0.0
1	1.045	-7.5	1.042	-7.5	-0.3	0.0
2	1.045	-7.5	1.042	-7.5	-0.3	0.0
3	1.045	-7.5	1.042	-7.5	-0.3	0.0
4	1.045	-7.5	1.042	-7.5	-0.3	0.0
5	1.045	-7.5	1.041	-7.5	-0.4	0.0
6	1.045	-7.5	1.041	-7.5	-0.4	0.0
7	1.045	-7.5	1.041	-7.5	-0.5	0.0
8	1.045	-7.5	1.040	-7.6	-0.5	1.3
9	1.045	-7.5	1.039	-7.6	-0.6	1.3
10	1.045	-7.5	1.039	-7.7	-0.6	2.6

Continuación de apéndice 9.

TAP de operación	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
	CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
NODO MONITOREADO 1108 (GNO-231)						
-10	1.048	-7.4	1.040	-8.4	-0.8	11.9
-9	1.048	-7.4	1.041	-8.2	-0.7	9.8
-8	1.048	-7.4	1.042	-8.1	-0.6	8.6
-7	1.048	-7.4	1.042	-8	-0.6	7.5
-6	1.048	-7.4	1.043	-7.9	-0.5	6.3
-5	1.048	-7.4	1.044	-7.8	-0.4	5.1
-4	1.048	-7.4	1.044	-7.7	-0.4	3.9
-3	1.048	-7.4	1.045	-7.7	-0.3	3.9
-2	1.048	-7.4	1.045	-7.6	-0.3	2.6
-1	1.048	-7.4	1.045	-7.6	-0.3	2.6
0	1.048	-7.4	1.045	-7.5	-0.3	1.3
1	1.048	-7.4	1.045	-7.5	-0.3	1.3
2	1.048	-7.4	1.045	-7.5	-0.3	1.3
3	1.048	-7.4	1.045	-7.5	-0.3	1.3
4	1.048	-7.4	1.045	-7.5	-0.3	1.3
5	1.048	-7.4	1.045	-7.5	-0.3	1.3
6	1.048	-7.4	1.045	-7.5	-0.4	1.3
7	1.048	-7.4	1.044	-7.5	-0.4	1.3
8	1.048	-7.4	1.044	-7.6	-0.5	2.6
9	1.048	-7.4	1.043	-7.6	-0.5	2.6
10	1.048	-7.4	1.042	-7.7	-0.6	3.9

TAP de operación	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
	CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
NODO MONITOREADO 210 (GOE-230)						
-10	1.048	-7.1	1.040	-7.9	-0.8	10.1
-9	1.048	-7.1	1.041	-7.8	-0.7	9.0
-8	1.048	-7.1	1.042	-7.7	-0.6	7.8
-7	1.048	-7.1	1.043	-7.6	-0.5	6.6
-6	1.048	-7.1	1.043	-7.5	-0.5	5.3
-5	1.048	-7.1	1.044	-7.4	-0.4	4.1
-4	1.048	-7.1	1.044	-7.3	-0.4	2.7
-3	1.048	-7.1	1.045	-7.3	-0.3	2.7
-2	1.048	-7.1	1.045	-7.2	-0.3	1.4
-1	1.048	-7.1	1.045	-7.2	-0.3	1.4
0	1.048	-7.1	1.046	-7.1	-0.3	0.0
1	1.048	-7.1	1.046	-7.1	-0.2	0.0
2	1.048	-7.1	1.046	-7.1	-0.3	0.0
3	1.048	-7.1	1.045	-7.1	-0.3	0.0
4	1.048	-7.1	1.045	-7.1	-0.3	0.0
5	1.048	-7.1	1.045	-7.1	-0.3	0.0
6	1.048	-7.1	1.045	-7.2	-0.4	1.4
7	1.048	-7.1	1.044	-7.2	-0.4	1.4
8	1.048	-7.1	1.044	-7.3	-0.5	2.7
9	1.048	-7.1	1.043	-7.3	-0.5	2.7
10	1.048	-7.1	1.042	-7.4	-0.6	4.1

Continuación de apéndice 9.

TAP de operación	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
	CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
NODO MONITOREADO 1109 (GSU-231)						
-10	1.043	-7.3	1.033	-8.5	-1.0	14.1
-9	1.043	-7.3	1.034	-8.4	-0.9	13.1
-8	1.043	-7.3	1.035	-8.2	-0.8	11.0
-7	1.043	-7.3	1.036	-8.1	-0.7	9.9
-6	1.043	-7.3	1.037	-8	-0.6	8.8
-5	1.043	-7.3	1.037	-7.8	-0.6	6.4
-4	1.043	-7.3	1.038	-7.7	-0.5	5.2
-3	1.043	-7.3	1.038	-7.6	-0.5	3.9
-2	1.043	-7.3	1.039	-7.6	-0.4	3.9
-1	1.043	-7.3	1.039	-7.5	-0.4	2.7
0	1.043	-7.3	1.039	-7.4	-0.4	1.4
1	1.043	-7.3	1.039	-7.4	-0.4	1.4
2	1.043	-7.3	1.039	-7.3	-0.4	0.0
3	1.043	-7.3	1.039	-7.3	-0.4	0.0
4	1.043	-7.3	1.039	-7.3	-0.4	0.0
5	1.043	-7.3	1.039	-7.3	-0.4	0.0
6	1.043	-7.3	1.038	-7.3	-0.5	0.0
7	1.043	-7.3	1.038	-7.3	-0.5	0.0
8	1.043	-7.3	1.037	-7.3	-0.6	0.0
9	1.043	-7.3	1.037	-7.3	-0.6	0.0
10	1.043	-7.3	1.036	-7.4	-0.7	1.4

TAP de operación	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
	CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
NODO MONITOREADO 246 (LCE-230)						
-10	1.047	-7	1.039	-7.8	-0.8	10.3
-9	1.047	-7	1.040	-7.7	-0.7	9.1
-8	1.047	-7	1.040	-7.6	-0.6	7.9
-7	1.047	-7	1.041	-7.5	-0.5	6.7
-6	1.047	-7	1.042	-7.4	-0.5	5.4
-5	1.047	-7	1.042	-7.3	-0.4	4.1
-4	1.047	-7	1.043	-7.3	-0.4	4.1
-3	1.047	-7	1.043	-7.2	-0.3	2.8
-2	1.047	-7	1.044	-7.1	-0.3	1.4
-1	1.047	-7	1.044	-7.1	-0.3	1.4
0	1.047	-7	1.044	-7.1	-0.2	1.4
1	1.047	-7	1.044	-7.1	-0.2	1.4
2	1.047	-7	1.044	-7.1	-0.2	1.4
3	1.047	-7	1.044	-7.1	-0.3	1.4
4	1.047	-7	1.044	-7.1	-0.3	1.4
5	1.047	-7	1.043	-7.1	-0.3	1.4
6	1.047	-7	1.043	-7.1	-0.3	1.4
7	1.047	-7	1.042	-7.2	-0.4	2.8
8	1.047	-7	1.042	-7.2	-0.4	2.8
9	1.047	-7	1.041	-7.3	-0.5	4.1
10	1.047	-7	1.041	-7.4	-0.6	5.4

Continuación de apéndice 9.

TAP de operación	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
	CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
NODO MONITOREADO 247 (LDR-230)						
-10	1.050	-7.1	1.042	-8	-0.8	11.3
-9	1.050	-7.1	1.043	-7.9	-0.7	10.1
-8	1.050	-7.1	1.043	-7.8	-0.6	9.0
-7	1.050	-7.1	1.044	-7.6	-0.5	6.6
-6	1.050	-7.1	1.045	-7.6	-0.5	6.6
-5	1.050	-7.1	1.045	-7.5	-0.4	5.3
-4	1.050	-7.1	1.046	-7.4	-0.4	4.1
-3	1.050	-7.1	1.046	-7.3	-0.3	2.7
-2	1.050	-7.1	1.047	-7.3	-0.3	2.7
-1	1.050	-7.1	1.047	-7.2	-0.3	1.4
0	1.050	-7.1	1.047	-7.2	-0.3	1.4
1	1.050	-7.1	1.047	-7.2	-0.3	1.4
2	1.050	-7.1	1.047	-7.1	-0.3	0.0
3	1.050	-7.1	1.047	-7.1	-0.3	0.0
4	1.050	-7.1	1.047	-7.2	-0.3	1.4
5	1.050	-7.1	1.046	-7.2	-0.3	1.4
6	1.050	-7.1	1.046	-7.2	-0.4	1.4
7	1.050	-7.1	1.046	-7.2	-0.4	1.4
8	1.050	-7.1	1.045	-7.3	-0.4	2.7
9	1.050	-7.1	1.045	-7.3	-0.5	2.7
10	1.050	-7.1	1.044	-7.4	-0.6	4.1

TAP de operación	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
	CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
NODO MONITOREADO 1124 (LVG-230)						
-10	1.048	-6.7	1.041	-7	-0.6	4.3
-9	1.048	-6.7	1.042	-7	-0.6	4.3
-8	1.048	-6.7	1.043	-6.9	-0.5	2.9
-7	1.048	-6.7	1.043	-6.8	-0.4	1.5
-6	1.048	-6.7	1.044	-6.8	-0.4	1.5
-5	1.048	-6.7	1.045	-6.7	-0.3	0.0
-4	1.048	-6.7	1.045	-6.7	-0.2	0.0
-3	1.048	-6.7	1.046	-6.7	-0.2	0.0
-2	1.048	-6.7	1.046	-6.7	-0.2	0.0
-1	1.048	-6.7	1.046	-6.7	-0.2	0.0
0	1.048	-6.7	1.046	-6.7	-0.2	0.0
1	1.048	-6.7	1.046	-6.7	-0.1	0.0
2	1.048	-6.7	1.046	-6.7	-0.1	0.0
3	1.048	-6.7	1.046	-6.8	-0.2	1.5
4	1.048	-6.7	1.046	-6.8	-0.2	1.5
5	1.048	-6.7	1.046	-6.9	-0.2	2.9
6	1.048	-6.7	1.045	-7	-0.2	4.3
7	1.048	-6.7	1.045	-7	-0.3	4.3
8	1.048	-6.7	1.044	-7.1	-0.3	5.6
9	1.048	-6.7	1.044	-7.2	-0.4	6.9
10	1.048	-6.7	1.043	-7.3	-0.5	8.2

Continuación de apéndice 9.

TAP de operación	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
	CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
NODO MONITOREADO 1140 (PAC-230)						
-10	1.041	-5.5	1.038	-5.2	-0.3	-5.8
-9	1.041	-5.5	1.038	-5.2	-0.3	-5.8
-8	1.041	-5.5	1.039	-5.2	-0.2	-5.8
-7	1.041	-5.5	1.040	-5.2	-0.1	-5.8
-6	1.041	-5.5	1.040	-5.2	-0.1	-5.8
-5	1.041	-5.5	1.040	-5.2	-0.1	-5.8
-4	1.041	-5.5	1.041	-5.2	0.0	-5.8
-3	1.041	-5.5	1.041	-5.2	0.0	-5.8
-2	1.041	-5.5	1.041	-5.3	0.0	-3.8
-1	1.041	-5.5	1.041	-5.3	0.0	-3.8
0	1.041	-5.5	1.041	-5.4	0.0	-1.9
1	1.041	-5.5	1.041	-5.5	0.0	0.0
2	1.041	-5.5	1.041	-5.5	0.0	0.0
3	1.041	-5.5	1.041	-5.6	0.0	1.8
4	1.041	-5.5	1.040	-5.7	-0.1	3.5
5	1.041	-5.5	1.040	-5.9	-0.1	6.8
6	1.041	-5.5	1.040	-6	-0.1	8.3
7	1.041	-5.5	1.039	-6.1	-0.2	9.8
8	1.041	-5.5	1.038	-6.3	-0.3	12.7
9	1.041	-5.5	1.038	-6.4	-0.3	14.1
10	1.041	-5.5	1.037	-6.6	-0.4	16.7

TAP de operación	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
	CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
NODO MONITOREADO 290 (PLT-230)						
-10	1.043	-6.4	1.037	-6.6	-0.6	3.0
-9	1.043	-6.4	1.038	-6.5	-0.5	1.5
-8	1.043	-6.4	1.039	-6.5	-0.4	1.5
-7	1.043	-6.4	1.040	-6.4	-0.4	0.0
-6	1.043	-6.4	1.040	-6.4	-0.3	0.0
-5	1.043	-6.4	1.041	-6.3	-0.2	-1.6
-4	1.043	-6.4	1.041	-6.3	-0.2	-1.6
-3	1.043	-6.4	1.042	-6.3	-0.2	-1.6
-2	1.043	-6.4	1.042	-6.3	-0.1	-1.6
-1	1.043	-6.4	1.042	-6.3	-0.1	-1.6
0	1.043	-6.4	1.042	-6.3	-0.1	-1.6
1	1.043	-6.4	1.042	-6.3	-0.1	-1.6
2	1.043	-6.4	1.042	-6.4	-0.1	0.0
3	1.043	-6.4	1.042	-6.4	-0.1	0.0
4	1.043	-6.4	1.042	-6.5	-0.2	1.5
5	1.043	-6.4	1.041	-6.6	-0.2	3.0
6	1.043	-6.4	1.041	-6.7	-0.2	4.5
7	1.043	-6.4	1.040	-6.7	-0.3	4.5
8	1.043	-6.4	1.040	-6.8	-0.3	5.9
9	1.043	-6.4	1.039	-6.9	-0.4	7.2
10	1.043	-6.4	1.038	-7.1	-0.5	9.9

Continuación de apéndice 9.

TAP de operación	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
	CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
NODO MONITOREADO 1120 (SJQ-230)						
-10	1.041	-5.5	1.038	-5.2	-0.3	-5.8
-9	1.041	-5.5	1.038	-5.2	-0.2	-5.8
-8	1.041	-5.5	1.039	-5.1	-0.2	-7.8
-7	1.041	-5.5	1.040	-5.1	-0.1	-7.8
-6	1.041	-5.5	1.040	-5.1	-0.1	-7.8
-5	1.041	-5.5	1.040	-5.1	0.0	-7.8
-4	1.041	-5.5	1.041	-5.2	0.0	-5.8
-3	1.041	-5.5	1.041	-5.2	0.0	-5.8
-2	1.041	-5.5	1.041	-5.3	0.0	-3.8
-1	1.041	-5.5	1.041	-5.3	0.0	-3.8
0	1.041	-5.5	1.041	-5.4	0.0	-1.9
1	1.041	-5.5	1.041	-5.5	0.0	0.0
2	1.041	-5.5	1.041	-5.5	0.0	0.0
3	1.041	-5.5	1.041	-5.6	0.0	1.8
4	1.041	-5.5	1.040	-5.8	-0.1	5.2
5	1.041	-5.5	1.040	-5.9	-0.1	6.8
6	1.041	-5.5	1.039	-6	-0.1	8.3
7	1.041	-5.5	1.039	-6.1	-0.2	9.8
8	1.041	-5.5	1.038	-6.3	-0.3	12.7
9	1.041	-5.5	1.038	-6.4	-0.3	14.1
10	1.041	-5.5	1.037	-6.6	-0.4	16.7

TAP de operación	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo	Voltaje	Angulo
	CB [p.u.]	CB [°]	CP [p.u.]	CP [°]	Δ [%]	Δ [%]
NODO MONITOREADO N01 (N01)						
-10	0.000	0	1.008	-11.6	100.0	100.0
-9	0.000	0	1.010	-11	100.0	100.0
-8	0.000	0	1.012	-10.5	100.0	100.0
-7	0.000	0	1.014	-10	100.0	100.0
-6	0.000	0	1.015	-9.4	100.0	100.0
-5	0.000	0	1.017	-8.9	100.0	100.0
-4	0.000	0	1.018	-8.4	100.0	100.0
-3	0.000	0	1.019	-7.9	100.0	100.0
-2	0.000	0	1.020	-7.4	100.0	100.0
-1	0.000	0	1.021	-6.9	100.0	100.0
0	0.000	0	1.022	-6.4	100.0	100.0
1	0.000	0	1.023	-6	100.0	100.0
2	0.000	0	1.023	-5.5	100.0	100.0
3	0.000	0	1.024	-5.1	100.0	100.0
4	0.000	0	1.024	-4.7	100.0	100.0
5	0.000	0	1.024	-4.2	100.0	100.0
6	0.000	0	1.024	-3.8	100.0	100.0
7	0.000	0	1.023	-3.5	100.0	100.0
8	0.000	0	1.023	-3.1	100.0	100.0
9	0.000	0	1.022	-2.7	100.0	100.0
10	0.000	0	1.022	-2.4	100.0	100.0

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 10.

Flujos de potencia [MW] y factor de utilización [%] en transformadores del Anillo Metropacífico demanda máxima

Tap de operación	Potencia			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
TRANSFORMADOR MONITOREADO (Transformador desfasador)						
-10	-	188.11	N/A	-	61.43	N/A
-9	-	166.13	N/A	-	54.80	N/A
-8	-	143.66	N/A	-	48.19	N/A
-7	-	120.76	N/A	-	41.71	N/A
-6	-	97.52	N/A	-	35.49	N/A
-5	-	73.96	N/A	-	29.77	N/A
-4	-	50.12	N/A	-	24.96	N/A
-3	-	26.05	N/A	-	21.74	N/A
-2	-	1.82	N/A	-	20.92	N/A
-1	-	-22.52	N/A	-	22.78	N/A
0	-	-46.92	N/A	-	26.77	N/A
1	-	-71.31	N/A	-	32.10	N/A
2	-	-95.65	N/A	-	38.21	N/A
3	-	-119.87	N/A	-	44.73	N/A
4	-	-143.93	N/A	-	51.50	N/A
5	-	-167.76	N/A	-	58.39	N/A
6	-	-191.27	N/A	-	65.32	N/A
7	-	-214.48	N/A	-	72.25	N/A
8	-	-237.35	N/A	-	79.16	N/A
9	-	-259.76	N/A	-	85.99	N/A
10	-	-281.65	N/A	-	92.72	N/A

Tap de operación	Potencia			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
TRANSFORMADOR MONITOREADO (AGU 230/13.8)						
-10	-10.00	-10.00	0.00	53.97	53.19	-1.47
-9	-10.00	-10.00	0.00	53.97	53.30	-1.26
-8	-10.00	-10.00	0.00	53.97	53.41	-1.05
-7	-10.00	-10.00	0.00	53.97	53.51	-0.86
-6	-10.00	-10.00	0.00	53.97	53.60	-0.69
-5	-10.00	-10.00	0.00	53.97	53.67	-0.56
-4	-10.00	-10.00	0.00	53.97	53.74	-0.43
-3	-10.00	-10.00	0.00	53.97	53.80	-0.32
-2	-10.00	-10.00	0.00	53.97	53.84	-0.24
-1	-10.00	-10.00	0.00	53.97	53.87	-0.19
0	-10.00	-10.00	0.00	53.97	53.89	-0.15
1	-10.00	-10.00	0.00	53.97	53.90	-0.13
2	-10.00	-10.00	0.00	53.97	53.89	-0.15
3	-10.00	-10.00	0.00	53.97	53.87	-0.19
4	-10.00	-10.00	0.00	53.97	53.84	-0.24
5	-10.00	-10.00	0.00	53.97	53.80	-0.32
6	-10.00	-10.00	0.00	53.97	53.74	-0.43
7	-10.00	-10.00	0.00	53.97	53.67	-0.56
8	-10.00	-10.00	0.00	53.97	53.60	-0.69
9	-10.00	-10.00	0.00	53.97	53.51	-0.86
10	-10.00	-10.00	0.00	53.97	53.41	-1.05

Continuación de apéndice 10.

Tap de operación	Potencia			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
TRANSFORMADOR MONITOREADO (ALB 230/69)						
-10	6.46	8.06	19.79	13.62	14.26	4.49
-9	6.46	7.94	18.57	13.62	14.27	4.56
-8	6.46	7.81	17.28	13.62	14.27	4.56
-7	6.46	7.69	15.93	13.62	14.26	4.49
-6	6.46	7.56	14.52	13.62	14.25	4.42
-5	6.46	7.43	13.04	13.62	14.23	4.29
-4	6.46	7.30	11.49	13.62	14.19	4.02
-3	6.46	7.17	9.89	13.62	14.15	3.75
-2	6.46	7.04	8.20	13.62	14.11	3.47
-1	6.46	6.91	6.44	13.62	14.05	3.06
0	6.46	6.78	4.62	13.62	13.98	2.58
1	6.46	6.65	2.74	13.62	13.91	2.08
2	6.46	6.51	0.78	13.62	13.82	1.45
3	6.46	6.38	-1.25	13.62	13.73	0.80
4	6.46	6.25	-3.34	13.62	13.63	0.07
5	6.46	6.13	-5.50	13.62	13.51	-0.81
6	6.46	6.00	-7.72	13.62	13.39	-1.72
7	6.46	5.88	-9.99	13.62	13.27	-2.64
8	6.46	5.75	-12.32	13.62	13.13	-3.73
9	6.46	5.63	-14.71	13.62	12.99	-4.85
10	6.46	5.52	-17.13	13.62	12.84	-6.07

Tap de operación	Potencia			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
TRANSFORMADOR MONITOREADO (ESC 230/138 (1))						
-10	16.57	27.73	40.25	14.92	19.36	22.93
-9	16.57	26.86	38.32	14.92	19.06	21.72
-8	16.57	25.98	36.23	14.92	18.75	20.43
-7	16.57	25.09	33.96	14.92	18.44	19.09
-6	16.57	24.19	31.49	14.92	18.12	17.66
-5	16.57	23.27	28.81	14.92	17.79	16.13
-4	16.57	22.36	25.89	14.92	17.46	14.55
-3	16.57	21.43	22.70	14.92	17.12	12.85
-2	16.57	20.51	19.21	14.92	16.78	11.08
-1	16.57	19.58	15.39	14.92	16.44	9.25
0	16.57	18.66	11.20	14.92	16.09	7.27
1	16.57	17.74	6.59	14.92	15.74	5.21
2	16.57	16.82	1.50	14.92	15.38	2.99
3	16.57	15.91	-4.12	14.92	15.03	0.73
4	16.57	15.01	-10.36	14.92	14.67	-1.70
5	16.57	14.13	-17.29	14.92	14.31	-4.26
6	16.57	13.25	-25.01	14.92	13.95	-6.95
7	16.57	12.39	-33.68	14.92	13.58	-9.87
8	16.57	11.55	-43.43	14.92	13.22	-12.86
9	16.57	10.73	-54.45	14.92	12.85	-16.11
10	16.57	9.93	-66.93	14.92	12.49	-19.46

Continuación de apéndice 10.

Tap de operación	Potencia			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
TRANSFORMADOR MONITOREADO (ESC 230/69)						
-10	8.82	10.68	17.40	11.52	12.81	10.07
-9	8.82	10.54	16.30	11.52	12.75	9.65
-8	8.82	10.40	15.15	11.52	12.70	9.29
-7	8.82	10.25	13.95	11.52	12.63	8.79
-6	8.82	10.11	12.70	11.52	12.56	8.28
-5	8.82	9.96	11.39	11.52	12.48	7.69
-4	8.82	9.81	10.03	11.52	12.39	7.02
-3	8.82	9.65	8.62	11.52	12.30	6.34
-2	8.82	9.50	7.15	11.52	12.20	5.57
-1	8.82	9.35	5.63	11.52	12.09	4.71
0	8.82	9.20	4.06	11.52	11.97	3.76
1	8.82	9.04	2.43	11.52	11.84	2.70
2	8.82	8.89	0.76	11.52	11.71	1.62
3	8.82	8.74	-0.95	11.52	11.57	0.43
4	8.82	8.59	-2.72	11.52	11.42	-0.88
5	8.82	8.44	-4.53	11.52	11.27	-2.22
6	8.82	8.29	-6.38	11.52	11.10	-3.78
7	8.82	8.15	-8.26	11.52	10.93	-5.40
8	8.82	8.01	-10.18	11.52	10.76	-7.06
9	8.82	7.87	-12.14	11.52	10.58	-8.88
10	8.82	7.73	-14.11	11.52	10.39	-10.88

Tap de operación	Potencia			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
TRANSFORMADOR MONITOREADO (ESC 230/69 (2))						
-10	8.78	10.63	17.41	7.73	9.13	15.33
-9	8.78	10.49	16.30	7.73	9.04	14.49
-8	8.78	10.35	15.16	7.73	8.95	13.63
-7	8.78	10.20	13.96	7.73	8.86	12.75
-6	8.78	10.06	12.70	7.73	8.76	11.76
-5	8.78	9.91	11.40	7.73	8.65	10.64
-4	8.78	9.76	10.03	7.73	8.55	9.59
-3	8.78	9.61	8.62	7.73	8.44	8.41
-2	8.78	9.45	7.15	7.73	8.33	7.20
-1	8.78	9.30	5.63	7.73	8.21	5.85
0	8.78	9.15	4.07	7.73	8.09	4.45
1	8.78	9.00	2.44	7.73	7.97	3.01
2	8.78	8.85	0.77	7.73	7.84	1.40
3	8.78	8.70	-0.94	7.73	7.71	-0.26
4	8.78	8.55	-2.71	7.73	7.58	-1.98
5	8.78	8.40	-4.52	7.73	7.45	-3.76
6	8.78	8.25	-6.37	7.73	7.31	-5.75
7	8.78	8.11	-8.25	7.73	7.18	-7.66
8	8.78	7.97	-10.18	7.73	7.04	-9.80
9	8.78	7.83	-12.12	7.73	6.90	-12.03
10	8.78	7.69	-14.10	7.73	6.76	-14.35

Continuación de apéndice 10.

Tap de operación	Potencia			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
TRANSFORMADOR MONITOREADO (GES 230/69/13.8 (2))						
-10	73.95	73.62	-0.46	32.02	31.87	-0.47
-9	73.95	73.65	-0.42	32.02	31.88	-0.44
-8	73.95	73.67	-0.38	32.02	31.90	-0.38
-7	73.95	73.70	-0.35	32.02	31.91	-0.34
-6	73.95	73.72	-0.31	32.02	31.92	-0.31
-5	73.95	73.75	-0.28	32.02	31.93	-0.28
-4	73.95	73.78	-0.24	32.02	31.94	-0.25
-3	73.95	73.80	-0.21	32.02	31.95	-0.22
-2	73.95	73.83	-0.17	32.02	31.96	-0.19
-1	73.95	73.85	-0.14	32.02	31.97	-0.16
0	73.95	73.87	-0.11	32.02	31.98	-0.13
1	73.95	73.90	-0.08	32.02	31.99	-0.09
2	73.95	73.92	-0.04	32.02	32.00	-0.06
3	73.95	73.94	-0.01	32.02	32.01	-0.03
4	73.95	73.96	0.01	32.02	32.02	0.00
5	73.95	73.98	0.04	32.02	32.02	0.00
6	73.95	74.00	0.07	32.02	32.03	0.03
7	73.95	74.02	0.09	32.02	32.04	0.06
8	73.95	74.04	0.12	32.02	32.05	0.09
9	73.95	74.06	0.14	32.02	32.05	0.09
10	73.95	74.08	0.16	32.02	32.06	0.12

Tap de operación	Potencia			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
TRANSFORMADOR MONITOREADO (GES 230/69/13.8 (1))						
-10	72.88	72.55	-0.45	31.63	31.46	-0.54
-9	72.88	72.57	-0.42	31.63	31.48	-0.48
-8	72.88	72.60	-0.38	31.63	31.49	-0.44
-7	72.88	72.62	-0.35	31.63	31.50	-0.41
-6	72.88	72.65	-0.31	31.63	31.52	-0.35
-5	72.88	72.68	-0.28	31.63	31.53	-0.32
-4	72.88	72.70	-0.24	31.63	31.54	-0.29
-3	72.88	72.73	-0.21	31.63	31.56	-0.22
-2	72.88	72.75	-0.17	31.63	31.57	-0.19
-1	72.88	72.78	-0.14	31.63	31.58	-0.16
0	72.88	72.80	-0.11	31.63	31.59	-0.13
1	72.88	72.82	-0.08	31.63	31.60	-0.09
2	72.88	72.84	-0.04	31.63	31.61	-0.06
3	72.88	72.87	-0.02	31.63	31.62	-0.03
4	72.88	72.89	0.01	31.63	31.63	0.00
5	72.88	72.91	0.04	31.63	31.64	0.03
6	72.88	72.93	0.07	31.63	31.64	0.03
7	72.88	72.95	0.09	31.63	31.65	0.06
8	72.88	72.96	0.12	31.63	31.66	0.09
9	72.88	72.98	0.14	31.63	31.66	0.09
10	72.88	73.00	0.16	31.63	31.67	0.13

Continuación de apéndice 10.

Tap de operación	Potencia			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
TRANSFORMADOR MONITOREADO (GNO 230/69/13.8 (1))						
-10	81.74	81.77	0.05	49.13	48.91	-0.45
-9	81.74	81.77	0.04	49.13	48.94	-0.39
-8	81.74	81.77	0.04	49.13	48.96	-0.35
-7	81.74	81.76	0.03	49.13	48.98	-0.31
-6	81.74	81.76	0.03	49.13	48.99	-0.29
-5	81.74	81.76	0.02	49.13	49.01	-0.24
-4	81.74	81.75	0.02	49.13	49.02	-0.22
-3	81.74	81.75	0.02	49.13	49.03	-0.20
-2	81.74	81.75	0.02	49.13	49.04	-0.18
-1	81.74	81.75	0.02	49.13	49.05	-0.16
0	81.74	81.75	0.02	49.13	49.05	-0.16
1	81.74	81.75	0.02	49.13	49.05	-0.16
2	81.74	81.75	0.02	49.13	49.05	-0.16
3	81.74	81.75	0.02	49.13	49.05	-0.16
4	81.74	81.75	0.02	49.13	49.05	-0.16
5	81.74	81.75	0.02	49.13	49.04	-0.18
6	81.74	81.75	0.02	49.13	49.03	-0.20
7	81.74	81.76	0.02	49.13	49.02	-0.22
8	81.74	81.76	0.03	49.13	49.00	-0.27
9	81.74	81.76	0.03	49.13	48.99	-0.29
10	81.74	81.76	0.03	49.13	48.97	-0.33

Tap de operación	Potencia			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
TRANSFORMADOR MONITOREADO (GNO 230/69/13.8 (3))						
-10	82.18	82.22	0.05	50.78	50.79	0.02
-9	82.18	82.21	0.04	50.78	50.79	0.02
-8	82.18	82.21	0.04	50.78	50.79	0.02
-7	82.18	82.21	0.03	50.78	50.79	0.02
-6	82.18	82.20	0.03	50.78	50.79	0.02
-5	82.18	82.20	0.02	50.78	50.79	0.02
-4	82.18	82.20	0.02	50.78	50.78	0.00
-3	82.18	82.20	0.02	50.78	50.78	0.00
-2	82.18	82.19	0.02	50.78	50.78	0.00
-1	82.18	82.19	0.02	50.78	50.78	0.00
0	82.18	82.19	0.02	50.78	50.78	0.00
1	82.18	82.19	0.01	50.78	50.78	0.00
2	82.18	82.19	0.01	50.78	50.78	0.00
3	82.18	82.19	0.02	50.78	50.78	0.00
4	82.18	82.19	0.02	50.78	50.78	0.00
5	82.18	82.19	0.02	50.78	50.78	0.00
6	82.18	82.20	0.02	50.78	50.78	0.00
7	82.18	82.20	0.02	50.78	50.79	0.02
8	82.18	82.20	0.03	50.78	50.79	0.02
9	82.18	82.20	0.03	50.78	50.79	0.02
10	82.18	82.21	0.03	50.78	50.79	0.02

Continuación de apéndice 10.

Tap de operación	Potencia			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
TRANSFORMADOR MONITOREADO (GNO 230/69/13.8 (2))						
-10	65.18	64.82	-0.56	37.44	37.23	-0.56
-9	65.18	64.85	-0.51	37.44	37.25	-0.51
-8	65.18	64.89	-0.45	37.44	37.27	-0.46
-7	65.18	64.92	-0.41	37.44	37.29	-0.40
-6	65.18	64.95	-0.36	37.44	37.31	-0.35
-5	65.18	64.98	-0.31	37.44	37.32	-0.32
-4	65.18	65.00	-0.27	37.44	37.34	-0.27
-3	65.18	65.03	-0.23	37.44	37.35	-0.24
-2	65.18	65.05	-0.20	37.44	37.36	-0.21
-1	65.18	65.07	-0.16	37.44	37.38	-0.16
0	65.18	65.09	-0.13	37.44	37.39	-0.13
1	65.18	65.11	-0.11	37.44	37.40	-0.11
2	65.18	65.13	-0.08	37.44	37.40	-0.11
3	65.18	65.14	-0.06	37.44	37.41	-0.08
4	65.18	65.15	-0.05	37.44	37.41	-0.08
5	65.18	65.16	-0.03	37.44	37.42	-0.05
6	65.18	65.17	-0.02	37.44	37.42	-0.05
7	65.18	65.17	-0.02	37.44	37.42	-0.05
8	65.18	65.17	-0.01	37.44	37.42	-0.05
9	65.18	65.17	-0.01	37.44	37.42	-0.05
10	65.18	65.17	-0.01	37.44	37.42	-0.05

Tap de operación	Potencia			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
TRANSFORMADOR MONITOREADO (GSU 230/69 (2))						
-10	92.75	90.16	-2.87	63.25	61.24	-3.28
-9	92.75	90.36	-2.65	63.25	61.40	-3.01
-8	92.75	90.56	-2.42	63.25	61.56	-2.75
-7	92.75	90.76	-2.19	63.25	61.72	-2.48
-6	92.75	90.97	-1.96	63.25	61.88	-2.21
-5	92.75	91.18	-1.73	63.25	62.03	-1.97
-4	92.75	91.38	-1.50	63.25	62.18	-1.72
-3	92.75	91.59	-1.27	63.25	62.33	-1.48
-2	92.75	91.80	-1.04	63.25	62.47	-1.25
-1	92.75	92.00	-0.81	63.25	62.62	-1.01
0	92.75	92.21	-0.59	63.25	62.75	-0.80
1	92.75	92.41	-0.37	63.25	62.89	-0.57
2	92.75	92.61	-0.15	63.25	63.01	-0.38
3	92.75	92.81	0.07	63.25	63.14	-0.17
4	92.75	93.01	0.28	63.25	63.25	0.00
5	92.75	93.20	0.48	63.25	63.37	0.19
6	92.75	93.39	0.69	63.25	63.47	0.35
7	92.75	93.58	0.88	63.25	63.58	0.52
8	92.75	93.76	1.08	63.25	63.67	0.66
9	92.75	93.94	1.26	63.25	63.76	0.80
10	92.75	94.11	1.44	63.25	63.85	0.94

Continuación de apéndice 10.

Tap de operación	Potencia			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
TRANSFORMADOR MONITOREADO (GSU 230/69/13.8 (1))						
-10	68.07	66.20	-2.82	38.90	37.66	-3.29
-9	68.07	66.34	-2.60	38.90	37.76	-3.02
-8	68.07	66.49	-2.38	38.90	37.86	-2.75
-7	68.07	66.63	-2.15	38.90	37.95	-2.50
-6	68.07	66.78	-1.93	38.90	38.05	-2.23
-5	68.07	66.93	-1.70	38.90	38.14	-1.99
-4	68.07	67.08	-1.47	38.90	38.24	-1.73
-3	68.07	67.23	-1.24	38.90	38.33	-1.49
-2	68.07	67.38	-1.02	38.90	38.42	-1.25
-1	68.07	67.53	-0.79	38.90	38.50	-1.04
0	68.07	67.69	-0.56	38.90	38.59	-0.80
1	68.07	67.84	-0.34	38.90	38.67	-0.59
2	68.07	67.99	-0.12	38.90	38.75	-0.39
3	68.07	68.13	0.10	38.90	38.82	-0.21
4	68.07	68.28	0.31	38.90	38.90	0.00
5	68.07	68.42	0.52	38.90	38.97	0.18
6	68.07	68.57	0.73	38.90	39.03	0.33
7	68.07	68.70	0.93	38.90	39.09	0.49
8	68.07	68.84	1.13	38.90	39.15	0.64
9	68.07	68.98	1.32	38.90	39.21	0.79
10	68.07	69.11	1.50	38.90	39.26	0.92

Tap de operación	Potencia			Factor de Utilización		
	CB [MW]	CP [MW]	Δ [%]	CB [%]	CP [%]	Δ [%]
TRANSFORMADOR MONITOREADO (GSU 230769 (1))						
-10	42.37	37.02	-14.46	36.12	31.26	-15.55
-9	42.37	37.42	-13.22	36.12	31.63	-14.20
-8	42.37	37.84	-11.97	36.12	32.00	-12.88
-7	42.37	38.27	-10.72	36.12	32.39	-11.52
-6	42.37	38.70	-9.48	36.12	32.78	-10.19
-5	42.37	39.15	-8.24	36.12	33.17	-8.89
-4	42.37	39.60	-7.00	36.12	33.57	-7.60
-3	42.37	40.06	-5.78	36.12	33.96	-6.36
-2	42.37	40.52	-4.57	36.12	34.36	-5.12
-1	42.37	40.99	-3.38	36.12	34.76	-3.91
0	42.37	41.46	-2.20	36.12	35.15	-2.76
1	42.37	41.93	-1.05	36.12	35.55	-1.60
2	42.37	42.40	0.08	36.12	35.94	-0.50
3	42.37	42.88	1.18	36.12	36.33	0.58
4	42.37	43.35	2.26	36.12	36.71	1.61
5	42.37	43.82	3.31	36.12	37.09	2.62
6	42.37	44.29	4.33	36.12	37.47	3.60
7	42.37	44.76	5.33	36.12	37.83	4.52
8	42.37	45.22	6.29	36.12	38.20	5.45
9	42.37	45.67	7.22	36.12	38.55	6.30
10	42.37	46.11	8.12	36.12	38.90	7.15

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 11. **Pérdidas de potencia [MW] en el SNI y en la red troncal al incluir el transformador desfasador**

Tap de operación	Pérdidas MW EN EL S.N.I.		
	CB	CP	Ahorro
-10	65.706	72.899	-7.193
-9	65.706	71.861	-6.155
-8	65.706	70.892	-5.186
-7	65.706	70.000	-4.294
-6	65.706	69.189	-3.483
-5	65.706	68.464	-2.758
-4	65.706	67.827	-2.121
-3	65.706	67.281	-1.575
-2	65.706	66.830	-1.124
-1	65.706	66.475	-0.769
0	65.706	66.216	-0.510
1	65.706	66.055	-0.349
2	65.706	65.991	-0.285
3	65.706	66.023	-0.317
4	65.706	66.149	-0.443
5	65.706	66.368	-0.662
6	65.706	66.676	-0.970
7	65.706	67.070	-1.364
8	65.706	67.547	-1.841
9	65.706	68.102	-2.396
10	65.706	68.728	-3.022
Tap de operación	Pérdidas MW EN LA RED TRONCAL		
	CB	CP	Ahorro
-10	18.575	25.454	-6.879
-9	18.575	24.459	-5.884
-8	18.575	23.529	-4.954
-7	18.575	22.671	-4.096
-6	18.575	21.891	-3.316
-5	18.575	21.192	-2.617
-4	18.575	20.576	-2.001
-3	18.575	20.048	-1.473
-2	18.575	19.610	-1.035
-1	18.575	19.264	-0.689
0	18.575	19.010	-0.435
1	18.575	18.850	-0.275
2	18.575	18.782	-0.207
3	18.575	18.806	-0.231
4	18.575	18.921	-0.346
5	18.575	19.124	-0.549
6	18.575	19.412	-0.837
7	18.575	19.782	-1.207
8	18.575	20.231	-1.656
9	18.575	20.753	-2.178
10	18.575	21.343	-2.768

Fuente: elaboración propia.

Apéndice 12. Niveles de corriente de corto circuito demanda máxima en el Anillo Metropacífico al incluir el transformador desfasador (Tap de operación 10) caso base, caso proyecto y diferencia

NIVELES DE CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO CASO PROYECTO									
Número Nodo	Nombre Nodo	LLL Ia [p.u.]	LLL Ángulo [°]	LLL Ia [A]	LLL S [MVA]	LT Ia [p.u.]	LT Ángulo [°]	LT Ia [A]	LT S [MVA]
1101	AGU-230	14.76	-82.11	12351	1476.1	15.92	-81.17	13321.0	1592.0
1102	ALB-230	17.30	-85.14	14473	1729.7	21.18	-84.9	17718.0	2117.5
1106	ESC-231	17.37	-85.16	14530	1736.5	21.32	-84.96	17841.0	2132.2
1107	GES-231	15.13	-84.01	12659	1512.9	17.69	-83.46	14800.0	1768.8
1108	GNO-231	14.67	-83.77	12273	1466.8	16.98	-83.29	14210.0	1698.3
210	GOE-230	14.15	-83.86	11844	1415.5	15.12	-82.28	12652.0	1512.1
1109	GSU-231	15.49	-84.32	12960	1548.9	17.86	-83.49	14947.0	1786.3
246	LCE-230	15.05	-84.2	12597	1505.5	16.12	-82	13489.0	1612.1
247	LDR-230	14.38	-83.83	12029	1437.6	15.56	-82.48	13017.0	1555.7
1124	LVG-230	12.34	-82.78	10327	1234.2	11.95	-80.34	9996.0	1194.6
1140	PAC-230	17.27	-85.06	14454	1727.4	20.60	-84.28	17235.0	2059.8
290	PLT-230	14.03	-83.98	11741	1403.2	14.21	-81.81	11888.0	1420.8
1120	SJQ-230	17.16	-84.91	14355	1715.6	20.44	-84.14	17105.0	2044.2
N01	N01	9.51	-84.97	7961	951.4	10.02	-85.1	8387.0	1002.3

NIVELES DE CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO CASO BASE									
Número Nodo	Nombre Nodo	LLL Ia [p.u.]	LLL Ángulo [°]	LLL Ia [A]	LLL S [MVA]	LT Ia [p.u.]	LT Ángulo [°]	LT Ia [A]	LT S [MVA]
1101	AGU-230	14.79	-82.06	12372	1478.6	15.94	-81.12	13341.0	1594.4
1102	ALB-230	17.53	-85.14	14669	1753.1	21.47	-84.87	17962.0	2146.7
1106	ESC-231	17.59	-85.16	14715	1758.6	21.60	-84.92	18071.0	2159.7
1107	GES-231	15.29	-84	12796	1529.3	17.87	-83.41	14950.0	1786.7
1108	GNO-231	14.78	-83.76	12364	1477.6	17.09	-83.26	14300.0	1709.0
210	GOE-230	14.23	-83.85	11904	1422.7	15.18	-82.26	12705.0	1518.4
1109	GSU-231	15.79	-84.29	13208	1578.5	18.21	-83.42	15239.0	1821.2
246	LCE-230	15.13	-84.19	12656	1512.5	16.19	-81.97	13545.0	1618.8
247	LDR-230	14.46	-83.82	12103	1446.4	15.63	-82.45	13081.0	1563.3
1124	LVG-230	12.34	-82.78	10323	1233.7	11.94	-80.34	9994.0	1194.4
1140	PAC-230	17.39	-85.05	14550	1738.9	20.73	-84.25	17345.0	2072.9
290	PLT-230	14.02	-83.98	11734	1402.3	14.20	-81.81	11883.0	1420.2
1120	SJQ-230	17.28	-84.91	14460	1728.1	20.58	-84.12	17224.0	2058.5
N01	N01	-	-	-	-	-	-	-	-

Continuación de apéndice 12.

INCREMENTO DE NIVELES DE CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO									
Número Nodo	Nombre Nodo	LLL Ia [p.u.]	LLL Ángulo [°]	LLL Ia [A]	LLL S [MVA]	LT Ia [p.u.]	LT Ángulo [°]	LT Ia [A]	LT S [MVA]
1101	AGU-230	-0.03	-0.05	-21	-2.5	-0.02	-0.05	-20.0	-2.4
1102	ALB-230	-0.23	0	-196	-23.4	-0.29	-0.03	-244.0	-29.2
1106	ESC-231	-0.22	0	-185	-22.1	-0.27	-0.04	-230.0	-27.5
1107	GES-231	-0.16	-0.01	-137	-16.4	-0.18	-0.05	-150.0	-17.9
1108	GNO-231	-0.11	-0.01	-91	-10.9	-0.11	-0.03	-90.0	-10.8
210	GOE-230	-0.07	-0.01	-60	-7.2	-0.06	-0.02	-53.0	-6.3
1109	GSU-231	-0.30	-0.03	-248	-29.6	-0.35	-0.07	-292.0	-34.9
246	LCE-230	-0.07	-0.01	-59	-7.1	-0.07	-0.03	-56.0	-6.7
247	LDR-230	-0.09	-0.01	-74	-8.8	-0.08	-0.03	-64.0	-7.6
1124	LVG-230	0.00	0	4	0.5	0.00	0	2.0	0.2
1140	PAC-230	-0.11	-0.01	-96	-11.5	-0.13	-0.03	-110.0	-13.1
290	PLT-230	0.01	0	7	0.8	0.01	0	5.0	0.6
1120	SJQ-230	-0.13	0	-105	-12.5	-0.14	-0.02	-119.0	-14.2
N01	N01	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

Fuente: elaboración propia.

