

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL ESTADO DE MORELOS
“UAEM”**

**FACULTAD DE CIENCIAS QUÍMICAS E INGENIERÍA
“FCQeI”**

Programa Educativo

Maestría en Ingeniería Eléctrica y Electrónica
“MIEE”

Trabajo de investigación

Tesis

Nombre del trabajo de investigación

“DETERMINACIÓN DEL PROCEDIMIENTO GENERAL PARA LA
TRANSFERENCIA DE CARGA, SIN INTERRUPCIÓN, EN LA RED
ELÉCTRICA DE 23 KV DEL MUNICIPIO DE CUERNAVACA”

Grado académico a obtener

Maestría

Nombre del sustentante

Ing. Luis Edgar Lira Toral

Nombre del director de tesis

Dr. Luis Cisneros Villalobos

Nombre del codirector de tesis

M. en I. David Martínez Martínez

Lugar y fecha

Cuernavaca, Morelos. Marzo 2025

RESUMEN

Las interrupciones de energía eléctrica reducen la continuidad y confiabilidad de las Redes Generales de Distribución (RGD), para el caso del servicio público de distribución de energía eléctrica, el cual, es el más cercano al usuario, un corte de energía en media tensión representa un impacto directo en la continuidad del servicio eléctrico para los usuarios de la red, por lo que la reducción de las interrupciones en el suministro de energía eléctrica son casos de estudio de análisis constante, en donde se involucran tópicos acerca de maniobras, planeación, mantenimiento, reconfiguraciones, seccionamiento de circuitos, modernizaciones, coordinación de protecciones, topología de red, así como el modelado y análisis de los sistemas eléctricos de distribución con la finalidad de contrarrestar las causas de los cortes de energía.

En las maniobras de transferencia de carga entre circuitos de distribución, por medio de su conexión en paralelo momentánea, ya sea por medio de interruptores de enlace dentro de las subestaciones eléctricas de distribución o a través de dispositivos de enlace instalados en la redes eléctricas de distribución, se evita la interrupción de energía para los usuarios de la red eléctrica; en ese sentido, la presente investigación se enfoca en el análisis y modelado de las RGD, así como en el de sus fuentes de energía provenientes de la Red Nacional de Transmisión (RNT), para determinar condiciones que propicien la implementación de la cualidad operativa para la conexión en paralelo de circuitos de media tensión (M.T.) para la transferencia de carga sin la necesidad de interrumpir el suministro de energía.

Este trabajo de investigación se propone abordar el tema en el ámbito de las RGD de la ciudad de Cuernavaca, Morelos, independientemente, si son circuitos derivados de una misma subestación, o si provienen de diferentes subestaciones, ya que se cuenta con elementos para la simulación -por medio del software ATP (Alternative Transients Program)- de la conexión en paralelo, momentánea, de dos circuitos de distribución en 23 kV, para realizar maniobras de transferencia de carga para evitar tiros de carga e interrupciones en el suministro de energía eléctrica.

ABSTRACT

Electrical power interruptions reduce the continuity and reliability of the General Distribution Networks (RGD), in the case of the public electrical energy distribution service, which is the closest to the user, a medium voltage power outage represents a direct impact on the continuity of the electrical service for network users, so the reduction of interruptions in the supply of electrical energy are case studies of constant analysis, which involve topics about maneuvers, planning, maintenance, reconfigurations, circuit sectioning, modernizations, protection coordination, network topology, as well as the modeling and analysis of electrical distribution systems in order to counteract the causes of power outages.

In load transfer maneuvers between distribution circuits, through their momentary parallel connection, either through link switches within the distribution electrical substations or through link devices installed in the distribution electrical networks, power interruption is avoided for users of the electrical grid; In this sense, this research focuses on the analysis and modeling of the RGD, as well as its energy sources from the National Transmission Network (RNT), to determine conditions that foster the implementation of the operational quality for the connection. parallel medium voltage (M.T.) circuits for load transfer without the need to interrupt the power supply.

This research work aims to address the topic in the scope of the RGD of the city of Cuernavaca, Morelos, regardless of whether they are circuits derived from the same substation, or if they come from different substations, since there are elements for simulation - through the ATP software (Alternative Transients Program)- of the momentary parallel connection of two 23 kV distribution circuits, to carry out load transfer maneuvers to avoid load pulls and interruptions in the supply of electrical energy.

No hay ninguna carretera principal para
la ciencia, y únicamente tienen probabilidad de
alcanzar sus cimas luminosas quienes no regateen
esfuerzos por escalar sus escarpados senderos.

Carlos Marx

AGRADECIMIENTOS

A mi familia por apoyarme en todo momento y en todo sueño por cumplir, especialmente, para Ariana mi sempiterno agradecimiento.

A Gael por la existencia que me concede.

A mis padres que con su compañía saben motivarme.

A mis hermanos, Beto y Oscar, con quienes no he dejado de aprender a vivir.

Al Dr. Luis Cisneros Villalobos por compartir y transmitir su vasto conocimiento.

A la Ing. Elide Medina Arévalo por su apoyo y consejos para el tema desarrollado en este trabajo de investigación.

Al Ing. Fredy Eustaquio Ortiz por todo su apoyo y empatía.

Al Ing. Alberto Ramírez Munive por todas las facilidades otorgadas para la realización de la investigación en la RNT.

A los ingenieros Ricardo Hernández Mendoza y José Luis Gómez Pastrana por su interés y apoyo sincero.

Con el mayor respeto.

ÍNDICE

	Página
RESUMEN	III
ABSTRACT	IV
AGRADECIMIENTOS	VI
ÍNDICE	VII
ÍNDICE DE FIGURAS	IX
ÍNDICE DE TABLAS	XI
SIMBOLOGÍA Y SIGLAS	XII
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN	1
1.1 Introducción	1
1.2 Estado del arte	2
1.2.1 Obtención de datos	2
1.2.2 Procedimiento metodológico	3
1.2.3 Visualización de datos y su tipo de análisis	3
1.3 Objetivo de la tesis	5
1.4 Justificación de la tesis	6
1.5 Limitaciones y alcances de la tesis	6
1.6 Estructura de la tesis	7
CAPÍTULO II: DESCRIPCIÓN DE LA MANIOBRA DE TRANSFERENCIA DE CARGA Y SU CONDICIÓN OPERATIVA EN LAS RGD	8
2.1 Introducción	8
2.2 Maniobra de transferencia de carga en las RGD	8
2.3 SEP de la ciudad de Cuernavaca	10
2.4 SEP de la Zona Cuautla de Distribución	13
CAPÍTULO III: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS Y OPERATIVAS EN LOS ENLACES ENTRE CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN	16
3.1 Introducción	16
3.2 Características técnicas y operativas de la RGD	16
3.3 Representación de los elementos de la RGD	16
3.3.1 Representación de las fuentes de energía y de los transformadores de potencia	17
3.3.1.1 S.E. MOR	17
3.3.1.2 S.E. CUE	21
3.3.1.3 S.E. CIV	23
3.3.1.4 S.E. TBH	25
3.3.2 Diagramas fasoriales de los transformadores de potencia	27
3.3.2.1 Análisis fasorial -enlaces- entre S. E. CUE y S. E. TBH	28
3.3.2.2 Análisis fasorial -enlaces- entre S. E. CUE y S. E. MOR	30

3.3.2.3 Análisis fasorial -enlaces- entre S. E. CIV y S. E. TBH.....	31
3.4 Casos de estudio	34
3.4.1 Representación de los circuitos de 23 kV y 85 kV.....	35
3.4.1.1 CUE 5040.....	36
3.4.1.2 CUE 5050.....	36
3.4.1.3 CUE 5070.....	36
3.4.1.4 MOR 5125.....	37
3.4.1.5 MOR 5235.....	37
3.4.1.6 TBH 53055.....	38
3.4.1.7 LST ZAP 73050/73040 CUE.....	38
CAPÍTULO IV: SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	39
4.1 Introducción.....	39
4.2 Simulación en software ATP.....	39
4.2.1 Simulación CUE 5050-MOR 5125 S6122.....	41
4.2.2 Simulación CUE 5070-MOR 5235 S6113.....	46
4.2.3 Simulación CUE 5040-TBH 53055 S0050.....	49
4.3 Discusión de resultados.....	54
CONCLUSIONES.....	56
TRABAJO FUTURO.....	57
REFERENCIAS.....	59

ÍNDICE DE FIGURAS

	Página
Figura 1. Red bibliométrica con base en el tipo de análisis de la variable Co-ocurrencia, de las palabras clave “uninterrupted load transfer”, creado en VOSviewer	3
Figura 2. Red bibliométrica con base en el tipo de análisis de la variable Co-ocurrencia, de las palabras clave “uninterrupted load transfer”, para el periodo del 2013 al 2023.....	4
Figura 3. Red Bibliométrica de países con el mayor número de acoplamiento bibliográfico.....	4
Figura 4. Red Bibliométrica de organizaciones con el mayor número de acoplamiento bibliográfico.....	5
Figura 5. Diagrama unifilar de la RNT y las RGD de la ciudad de Cuernavaca para el análisis fasorial de la topología de la red, así como el de su condición operativa. Elaboración propia con información de los diagramas unificables de las subestaciones TOP, ZAP, MOR, CUE, TBH Y CIV, placas de datos de transformadores, así como en los unificables del CENACE.....	11
Figura 6. Diagrama unifilar de la RNT y las RGD de la Zona Cuautla de Distribución para el análisis fasorial de la topología de la red, así como el de su condición operativa. Elaboración propia con base en la información de los diagramas unificables de las subestaciones YTP, CUA, CUS, ICS, LOC, TPL, placas de datos de transformadores, así como en los unificables del CENACE.....	14
Figura 7. Placa de datos de los transformadores de potencia de la S.E. MOR.....	18
Figura 8. Placa de datos de los transformadores de potencia de la S.E. CUE.....	22
Figura 9. Placa de datos del T2 de potencia de la S.E. CIV.....	24
Figura 10. Placa de datos del T1 de potencia de la S.E. TBH.....	26
Figura 11. Análisis fasorial del enlace entre circuitos de la S.E. CUE y S.E. TBH. Elaboración propia.....	28
Figura 12. Análisis fasorial del enlace entre circuitos de la S.E. CUE y S.E. MOR. Elaboración propia.....	30
Figura 13. Análisis fasorial del enlace entre circuitos de la S.E. CIV y S.E. TBH. Elaboración propia.....	32

	Página
Figura 14. Metodología para la simulación y estudio de maniobras de transferencia de carga.....	40
Figura 15. Modelado en ATP del caso de estudio CUE 5050-MOR 5125 S6122.....	41
Figura 16. Transferencia de carga, ininterrumpida, CUE 5050 ↔ MOR 5125.....	43
Figura 17. Niveles de tensión eléctrica en las barras de 23 kV de la S.E. CUE y S.E. MOR, durante la transferencia de carga, ininterrumpida, CUE 5050 ↔ MOR 5125.....	44
Figura 18. Niveles de tensión eléctrica en ambos extremos del enlace S6122.....	45
Figura 19. Modelado en ATP del caso de estudio CUE 5070-MOR 5235 S6113.....	46
Figura 20. Transferencia de carga, ininterrumpida, CUE 5070 ↔ MOR 5235.....	46
Figura 21. Niveles de tensión eléctrica en las barras de 23 kV de la S.E. CUE y S.E. MOR, durante la transferencia de carga, ininterrumpida, CUE 5070 ↔ MOR 5235.....	47
Figura 22. Niveles de tensión eléctrica en ambos extremos del enlace S6113.....	48
Figura 23. Modelado en ATP del caso de estudio CUE 5040-MOR 53055 S0050.....	49
Figura 24. Transferencia de carga, ininterrumpida, CUE 5040 ↔ TBH 53055.....	50
Figura 25. Transferencia de la carga del circuito CUE 5040, (→) al circuito TBH 53055.....	51
Figura 26. Niveles de tensión eléctrica en las barras de 23 kV de la S.E. CUE y la S.E. TBH, posterior a la transferencia de carga, ininterrumpida, CUE 5040 ↔ TBH 53055.....	52
Figura 27. Niveles de tensión eléctrica en ambos extremos del enlace S0050.....	52

ÍNDICE DE TABLAS

Página

Tabla 1. Secuencia de maniobra para la transferencia de carga ininterrumpida. Elaboración propia con base en experiencias operativas como operador de un CCD de la CFE.....	9
Tabla 2. Secuencia de maniobra para la transferencia de carga con interrupción de energía. Elaboración propia con base en experiencias operativas como operador de un CCD de la CFE.....	10
Tabla 3.- Condición operativa actual para la puesta en paralelo entre las subestaciones de las RGD de la ciudad de Cuernavaca. Elaboración propia con base en el análisis de la figura 5.....	12
Tabla 4.- Condición operativa actual para la puesta en paralelo entre las subestaciones de las RGD de la Zona Cuautla de Distribución. Elaboración propia con base en el análisis de la figura 6.....	15
Tabla 5.-Diagramas vectoriales, grupos de conexión y desplazamiento angular entre devanados primarios y secundarios de los transformadores de potencia de la RNT.....	27
Tabla 6.-Diagramas vectoriales, grupos de conexión y desplazamiento angular entre devanados primarios y secundarios de los transformadores de potencia de las RGD bajo estudio.....	27
Tabla 7.- Análisis y comparación del desplazamiento angular entre la S.E. CUE y la S.E. TBH.....	29
Tabla 8.- Análisis y comparación del desplazamiento angular entre la S.E. CUE y la S.E. MOR.....	30
Tabla 9.- Análisis y comparación del desplazamiento angular entre la S.E. CIV y la S.E. TBH.....	33
Tabla 10.- Características técnicas de las líneas de M.T.....	35
Tabla 11.- Demandas e impedancias físicas de los circuitos de 23 kV.....	55

SIMBOLOGÍA Y SIGLAS

Simbología *Descripción*

V	Voltaje
kV	Kilovolt
VA	Volt-Ampere
kVA	Kilovolt-ampere
VA _r	Volt-Ampere reactivo
kVA _r	Kilovolt-ampere reactivo
W	Watt
kW	Kilowatt
Ω	Ohm
I	Corriente eléctrica
A	Amperes
∴	Por lo tanto
s	Segundos

Siglas *Descripción*

A.T.	Alta Tensión
ATP	Alternative Transients Program
CCD	Centro de Control de Distribución
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
DEI	Dispositivo Electrónico Inteligente
LST	Línea de subtransmisión
LT	Línea de transmisión
M.T.	Media tensión
RDG	Redes Generales de Distribución
RNT	Red Nacional de Transmisión
S.E.	Subestación Eléctrica
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
SIAD	Sistema Integral de Administración de Distribución
SIN	Sistema Interconectado Nacional

Nomenclatura *Descripción*

CIL	Cuautla Industrial
CIV	Civac
CUA	Cuautla
CUE	Cuernavaca
CUS	Cuautla Dos
ICS	Industrial Cuautla Dos
LOC	Lomas de Cocoyoc
MOR	Morelos

<i>TBH</i>	Tabachines
<i>TOP</i>	Topilejo
<i>TPL</i>	Tepalcingo
<i>YTP</i>	Yautepec Potencia
50	Relevador instantáneo de sobrecorriente
51	Relevador de sobrecorriente con retardo intencionado en la operación C.A.
79	Relevador auxiliar de recierre de C. A.

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 INTRODUCCIÓN

Para comprender de una forma integral la operatividad de las RGD de la ciudad de Cuernavaca es necesario una revisión general del control y la operatividad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en México, el cual, se compone de nueve regiones de control, así como por un sistema eléctrico aislado [1]. El SEN tiene una jerarquía operativa conforme a la generación de energía eléctrica, así como a los niveles de tensión de transmisión y distribución de energía eléctrica, siendo en ese mismo orden, las RGD el último nivel operativo [2], así como el de la condición jerárquica más baja [3]-[4] dentro de los bloques operativos que conforman al SEN, por lo que los niveles estandarizados de tensión eléctrica de transmisión concernientes a la RNT, así como la generación de energía eléctrica, cuentan con una configuración y topología -tanto conceptual, como estructural- de red diseñada para asegurar la continuidad y aprovechamiento de la energía eléctrica [2], sin embargo, en el caso de las RGD, en su operación, control, e incluso, en su análisis teórico, predomina en su configuración de red una condición operativa radial [2], situación que no garantiza la cualidad operativa de la conexión o puesta en paralelo, momentánea, entre circuitos de distribución.

Por consiguiente, la transferencia de carga entre los circuitos de las RGD no cuenta con normatividad que defina la operatividad de las maniobras de transferencia de carga entre las mismas RGD, es decir, normalizar evitar la interrupción de energía eléctrica [3] y el tiro de carga que deriva en el desaprovechamiento de energía eléctrica estable, generada y transmitida hasta los centros de carga por medio de las RGD, así como justificar los casos en los que se requiere interrumpir la energía, para posteriormente respaldar la carga del circuito previamente desenergizado, debido a que no es posible la puesta en paralelo entre dos circuitos de (M.T.).

Ante la detección de esta baja jerarquización de las RGD en el SEN del país, así como de la poca literatura existente para definir y determinar procedimientos para las transferencias de carga ininterrumpidas entre circuitos de distribución [3], fue necesario realizar una revisión, así como un análisis bibliométrico para revisar el estado del arte de las transferencias de carga ininterrumpidas, ya que la bibliometría al ser considerada la medida de textos e información [5], puede emplearse para comprender el pasado, así como las directrices que puede tomar un tema de interés [5].

El análisis de este trabajo se centra en la maniobra de transferencia de carga entre subestaciones de distribución, por medio de circuitos de distribución de 23 kV a través de interruptores de potencia y dispositivos de enlace, específicamente en las RGD de la ciudad de Cuernavaca, bajo las condiciones operativas actuales del sistema de distribución bajo

estudio; identificando sus distintas fuentes de energía provenientes de la RNT, como los escenarios en los que se presenta la interrupción y el desaprovechamiento de la energía eléctrica, así como el caso contrario, en el que se detecta la cualidad operativa en la que la puesta en paralelo, momentánea, de dos circuitos eléctricos es posible, identificando, las implicaciones materiales, operativas y teóricas que permiten tal condición cualitativa operativa en las RGD bajo análisis, cabe mencionar que este tipo de maniobras operativas y de control son llevadas a cabo por parte del suministrador de energía [6].

Con base en el análisis y estudio realizado se logró identificar la configuración física y lógica de la topología de red que condiciona operativamente a las RGD de la ciudad de Cuernavaca, sin embargo, esta investigación analiza la topología de red teniendo en cuenta en todo momento, las condiciones fasoriales del flujo eléctrico de cada fuente de energía, por lo que es posible detectar, los puntos operativos con mayor y menor confiabilidad para realizar la puesta en paralelo, momentánea, de dos circuitos eléctricos de 23 kV para realizar maniobras de transferencia de carga en estado estable o estado transitorio.

Ante los hallazgos detectados se plantearon -por medio del simulador ATP- condiciones operativas óptimas para la simulación de maniobras de transferencias de carga, ininterrumpidas, entre dos circuitos eléctricos por medio de dispositivos de enlace para la puesta en paralelo, momentánea, de dos circuitos eléctricos con la finalidad de contribuir con una mejor gestión de la energía para optimizar el flujo eléctrico entre maniobras de transferencia de carga, evitando tiros de carga e interrupciones en el suministro eléctrico.

1.2 ESTADO DEL ARTE

Los datos base para realizar el análisis bibliométrico que permita identificar lo relativo al estado del arte de las investigaciones coetáneas al tema de investigación sobre las transferencias de carga, ininterrumpidas, entre circuitos de distribución de energía eléctrica en media tensión, se obtuvieron por medio de la base de datos de Scopus, la cual, proporciona referencias bibliográficas y citas de la empresa Elsevier, así como de literatura peer review y contenido web, por medio de herramientas que permiten realizar seguimientos, análisis y visualizaciones de investigaciones de interés particular [7]. Para la exportación de la información de Scopus, se emplearon archivos con extensión.CSV [8], para visualizarlos en el software VOSviewer [9], [10].

1.2.1 OBTENCIÓN DE DATOS

Fue por medio de la página web de Scopus que permite introducir palabras clave para acceder a las referencias de interés, de manera que se optó por las palabras “uninterrupted AND load AND transfer”, el buscador de documentos en Scopus emplea los conectores booleanos AND para realizar la búsqueda de referencias bibliográficas, resultando 138 documentos [10] relacionados con las palabras clave seleccionadas.

1.2.2 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

La fuente empleada para el análisis bibliométrico ha sido la base de datos bibliográfica Scopus, empleándose en una visualización cuantitativa -por medio de VOSviewer- de datos que permiten crear mapas bibliométricos para una interpretación objetiva de la frecuencia con la que se producen artículos de investigación relacionados con el tema de la transferencia de carga ininterrumpida [10].

1.2.3 VISUALIZACIÓN DE DATOS Y SU TIPO DE ANÁLISIS

Para lograr visualizar los datos obtenidos de Scopus, se exportó tal información por medio de un documento con extensión CSV (valores separados por comas), el cual, es un archivo especial para crear o editar en Excel, con la particularidad, que en lugar de contener la información en columnas lo hace por comas [8]. Los archivos .CSV son compatibles con el software VOSviewer, que es una herramienta para construir y visualizar redes bibliométricas [9], la cual, se empleó para graficar la co-ocurrencia de las palabras clave utilizadas en el análisis bibliométrico, observándose en la figura 1, la red bibliométrica constituida con los criterios de análisis utilizados.

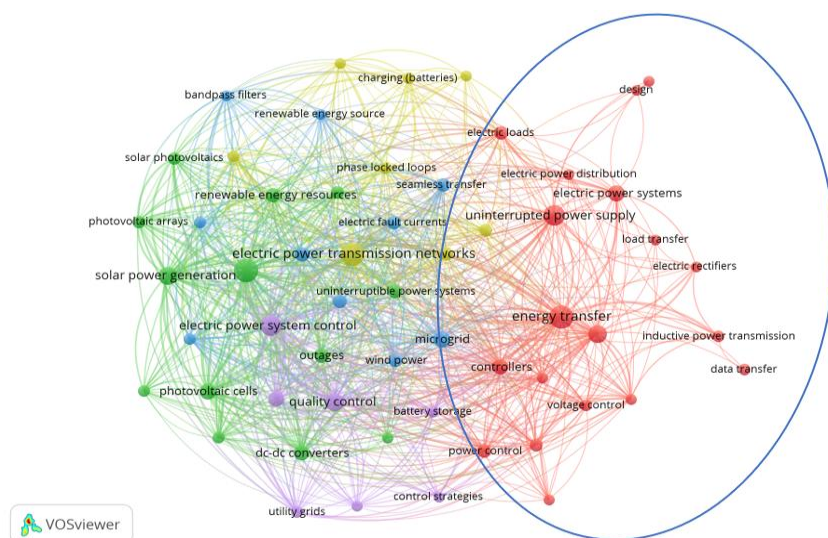


Figura 1. Red bibliométrica con base en el tipo de análisis de la variable Co-ocurrencia, de las palabras clave “uninterrupted load transfer”, creado en VOSviewer [10].

Por lo que puede observarse en la figura 1, la coexistencia de las palabras clave “uninterrupted AND load AND transfer” tiene una coherencia con la topología o condición operativa esperada en las RGD [2], asimismo no se excluye o aíslan las palabras clave empleadas con otros aspectos importantes de otros bloques que conforman todo un sistema eléctrico, como lo es el SEN en México [10].

A su vez, llama la atención que sólo se hallen 138 documentos [10] en la base de datos bibliográfica de Scopus, relacionados con las palabras clave del tema de investigación, siendo ello un indicio importante para tener nociones cuantitativas de la tendencia de la

investigación sobre las transferencias de carga ininterrumpidas, así como de las maniobras de transferencia que presenten interrupciones de energía. Otro de los aspectos objetivos que nos permite visualizar una red bibliométrica, es el de visualizar los periodos en los que con mayor frecuencia se ha investigado sobre el tema, para este análisis se consideró un periodo de 10 años, del 2013 al 2023. En la figura 2 se muestra el mapeo de los documentos del análisis.

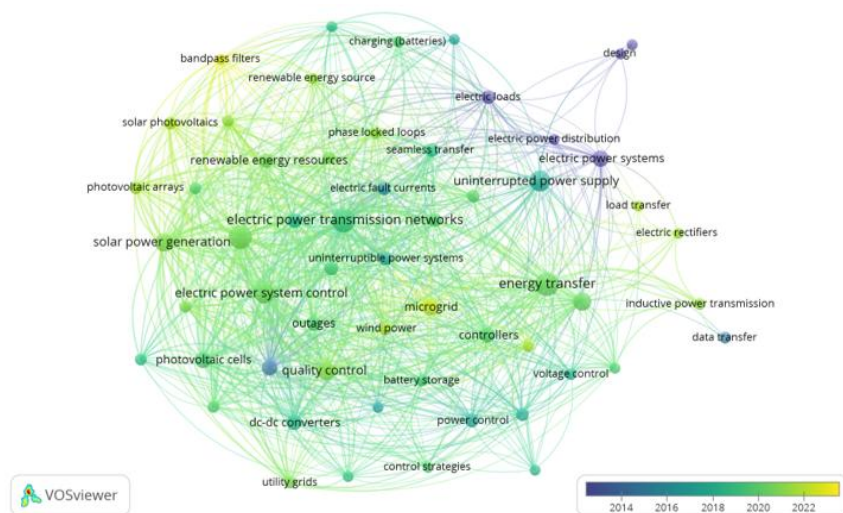


Figura 2. Red bibliométrica con base en el tipo de análisis de la variable Co-ocurrencia, de las palabras clave “uninterrupted load transfer”, para el periodo del 2013 al 2023 [10].

En ese mismo periodo puede visualizarse, por medio del análisis de acoplamiento bibliográfico, las naciones que están atendiendo investigaciones relacionadas a las palabras claves empleadas en el análisis bibliométrico, por lo que en la figura 3, se visualiza el mapeo de la red de países con mayor tendencia a abordar investigaciones de este tipo.

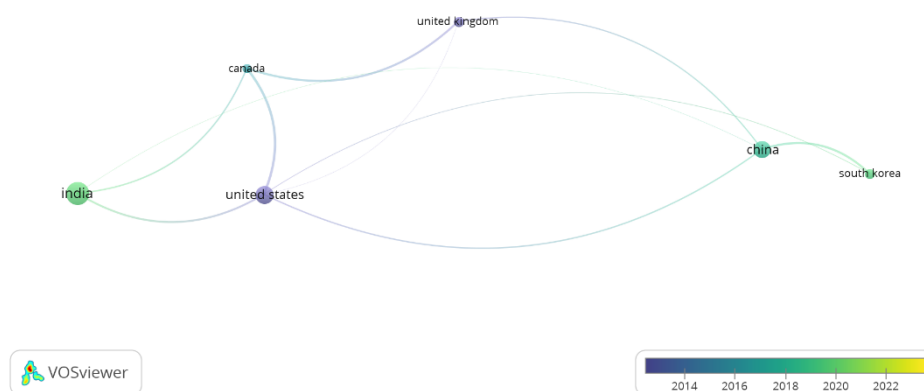


Figura 3. Red Bibliométrica de países con el mayor número de acoplamiento bibliográfico.

Asimismo, puede apreciarse en la figura 3 y 4 que la India y sus organizaciones han sido los más prolíferos en investigaciones contemporáneas con respecto a las palabras clave empleadas en el presente artículo de investigación y su análisis bibliométrico.

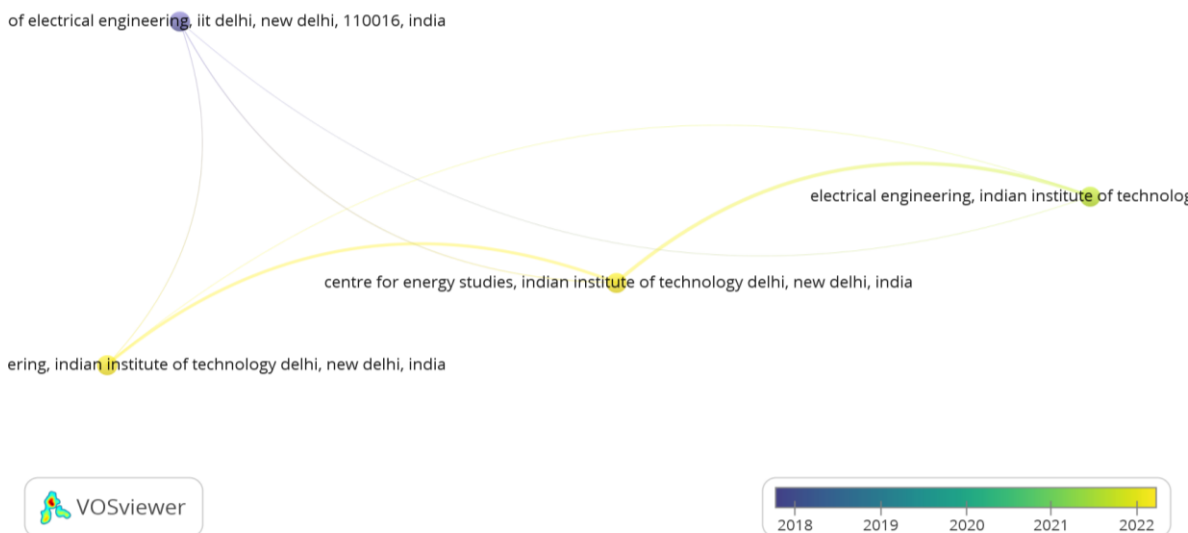


Figura 4. Red Bibliométrica de organizaciones con el mayor número de acoplamiento bibliográfico.

Los documentos encontrados en la base de datos de Scopus, permiten inferir que el tema de investigación sobre las transferencia de carga entre circuitos de distribución sin interrupción de energía eléctrica, es un tema de investigación acorde a la demanda de desarrollar una industria eléctrica sustentable sin desperdicio de energía, asimismo, abordar y desarrollar este tema de investigación, coadyuva a garantizar una operación continua, así como eficiente y segura para beneficiar prioritariamente a los usuarios [6] del servicio de energía, por lo que estudiar las interrupciones de energía ocasionadas por las maniobras de transferencia de carga, posibilita un análisis novedoso con respecto a las RGD, para contrarrestar la poca jerarquización que tienen [3]-[4], ya que, a causa de la operación radial de las RGD no hay una planeación de la topología de red, que posibilite, una condición operativa en las subestaciones de distribución que permita la puesta en paralelo entre sí por medio de sus circuitos eléctricos [10].

1.3 OBJETIVO DE LA TESIS

Determinar parámetros técnicos, eléctricos, físicos, normativos, operativos y teóricos necesarios que conformen un procedimiento general, para la puesta en paralelo momentánea de dos circuitos de distribución con un nivel de tensión eléctrica de 23 kV, y así, realizar maniobras de transferencia de carga eléctrica sin interrupciones de energía. Contribuyendo a «[...]garantizar la operación continua, eficiente y segura en beneficio de los usuarios, así como el cumplimiento de las obligaciones de servicio público y universal [...]». [6]

1.4 JUSTIFICACIÓN DE LA TESIS

El estudio de la sincronización o puesta en paralelo, momentánea, de dos circuitos eléctricos en las RGD ha sido relegado [4] por el desarrollo de técnicas y análisis para la solución del fenómeno transitorio de la sincronización de generadores eléctricos [11] con el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Ante la necesidad de garantizar la operación continua, eficiente y segura de la red eléctrica en beneficio de los usuarios [6], es imprescindible evitar la mayor cantidad posible de interrupciones en el sistema eléctrico de distribución por ser el más cercano a la mayoría de los usuarios finales del servicio de energía eléctrica.

Hay interrupciones en el suministro de energía eléctrica que son impredecibles, pero también existen un número de interrupciones en el suministro eléctrico que están comprendidas en el campo de acción de las maniobras eléctricas de transferencia de carga o de restablecimiento de energía que pueden reducirse casi por completo bajo ciertas condiciones operativas, dadas, entre fronteras eléctricas y remediadas por los enlaces de los circuitos de distribución de energía eléctrica, empleándose para mejorar la gestión de la energía, optimizando el flujo de energía eléctrica sin interrumpirlo.

1.5 LIMITACIONES Y ALCANCES DE LA TESIS

Con base en los parámetros para la conexión en paralelo de dos circuitos eléctricos que comparten el mismo nivel de tensión, frecuencia, secuencia de fases, así como el desplazamiento angular entre fases [3], [11] determinado por los transformadores de potencia de las subestaciones eléctricas de las RGD y de la RNT que conforman el sistema eléctrico de potencia de la región del Estado de Morelos y suministra la energía eléctrica de la ciudad de Cuernavaca, se está en la posibilidad de contar con los elementos suficientes para simular -en el software ATP- la puesta en paralelo, momentánea, de dos circuitos de distribución, con el fin de realizar maniobras de transferencia de carga entre distintas fuentes de energía, por medio de los dispositivos de enlace instalados fuera de las subestaciones eléctricas.

Para la adecuada simulación de las maniobras es necesario analizar la RNT y las RGD involucradas en el suministro de energía de la ciudad de Cuernavaca, con base en sus condiciones operativas actuales, en comparación con los requerimientos necesarios para la sincronización o puesta en paralelo momentánea de dos circuitos de M.T. con diferente fuente de energía.

Al ser este un trabajo destinado para la docencia y la investigación se explicarán las condiciones operativas, problemáticas, condiciones inseguras, la imposibilidad de las maniobras, así como las propuestas de las posibles soluciones a emplearse para la implementación física de las maniobras de transferencia de carga en las RGD de la ciudad de Cuernavaca.

1.6 ESTRUCTURA DE LA TESIS

La presente tesis se estructura por los siguientes cuatro capítulos:

El capítulo uno se centra en el planteamiento y descripción del problema, los objetivos, la justificación, así como en las limitaciones y los alcances de la tesis, asimismo, se presenta una revisión del estado del arte, por medio de un análisis bibliométrico, del tema de investigación que se desarrolla en este trabajo de tesis.

El capítulo dos desarrolla el análisis y descripción de la topología de red de la RNT y de las RGD de la ciudad de Cuernavaca, así como el caso de las RGD de la ciudad de Cuautla, Morelos para hacer una comparación entre las topologías de red de las RGD analizadas y así mostrar la cualidad operativa que deviene de una condición de red fasorial coherente con una gestión de la energía que optimiza el flujo de energía eléctrica.

El capítulo tres es una descripción de las características -específicas- técnicas y operativas de los dispositivos de enlace a emplearse para sincronizar momentáneamente circuitos de 23 kV, así como las características de los circuitos involucrados en los casos de estudio y sus respectivos cálculos para poder ser representados como elementos de un sistema eléctrico de potencia.

El capítulo cuatro analiza los resultados obtenidos de los cálculos, de la representación de los elementos del sistema eléctrico bajo estudio, del análisis de la topología de red de las RGD y la RNT estudiadas, así como el comportamiento de la red en las simulaciones en el software ATP.

Al final de la tesis se presentan las conclusiones y hallazgos obtenidos del trabajo desarrollado, asimismo se plantean recomendaciones tanto para trabajos futuros de investigación, como para la implementación de las condiciones operativas óptimas para la realización de maniobras de transferencia de carga ininterrumpidas.

CAPÍTULO 2

DESCRIPCIÓN DE LA MANIOBRA DE TRANSFERENCIA DE CARGA Y SU CONDICIÓN OPERATIVA EN LAS RGD

2.1 INTRODUCCIÓN

Para el análisis y simulación de las maniobras de transferencia de carga, ininterrumpidas, entre dos circuitos de M.T., es necesario tener claro qué es una maniobra de transferencia de carga, con y sin interrupción de energía. Del mismo modo, es importante desarrollar la descripción de la topología de red involucrada para la transmisión y distribución de energía, sin embargo, la representación no sólo debe estar referida a la configuración física y lógica de las líneas de transmisión y distribución eléctricas, también debe considerarse la condición operativa fasorial que deriva de la topología de red existente, bajo tales criterios pueden analizarse los distintos escenarios en los que puede operar, o no, una puesta en paralelo momentánea entre dos circuitos de M.T.

Con base en las condiciones físicas y operativas existentes es posible realizar la descripción tanto de la topología de red, como la representación de la condición operativa predominante, con la finalidad de realizar un análisis del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) del interés para este trabajo de investigación, y así, identificar las fuentes de energía provenientes de la RNT, los puntos de transformación de energía de las RGD con sus respectivas fronteras operativas, las condiciones fasoriales de la red, los enlaces entre circuitos de M.T., así como las condiciones físicas que imposibilitan plantear casos de estudio para las maniobras de transferencia de carga, es por eso, que en este capítulo se realiza la descripción del SEP referente a la zona de distribución Cuernavaca y Cuautla, para realizar una comparación cualitativa con respecto a sus topologías de red fasorial.

2.2 MANIOBRA DE TRANSFERENCIA DE CARGA EN LAS RGD

Las maniobras de transferencia de carga en las RGD sirven para dar libranza a algún elemento de la red para trabajos en muerto, ya sea en mantenimientos preventivos, predictivos o correctivos de transformadores de potencia, interruptores de potencia, cuchillas, conductor del circuito de distribución, asimismo, son maniobras que se emplean en atención de emergencias en las RGD, ya que el respaldo de carga de un circuito con falla franca, es por medio de otro circuito a través de un dispositivo de enlace, por lo que al normalizar ese circuito de M.T., al recuperar su carga convencional, en las maniobras de restablecimiento, pueden evitarse interrupciones en el suministro de energía, al enlazar circuitos momentáneamente, para posterior, normalizar la carga eléctrica de los circuitos involucrados en las maniobras de respaldo de carga. Los enlaces de los circuitos de las RGD, como dispositivos, operan normalmente abiertos (N/A) y son considerados equipos disponibles en la red de M.T.

Con respecto al mantenimiento del equipo primario en una subestación eléctrica, durante la ejecución de esos trabajos, se transfiere la carga, o parte de la carga eléctrica, del elemento bajo mantenimiento a otro elemento de las RGD con la capacidad de suministrar la energía que demanda esa carga eléctrica, en el caso de los circuitos de 23 kV, se transfiere la carga a otro circuito por medio de un enlace fuera de la subestación, instalado sobre la red de M.T. en la que colinda la frontera operativa de dos circuitos, ante tal configuración topológica en malla, permite que las maniobras de transferencia de carga pueda realizarse con o sin interrupción de energía.

Para el caso de la transferencia de carga ininterrumpida, debe considerarse la siguiente lógica de operación: bloqueo de los recierres (relé auxiliar 79 [12]-[13]) de los dos interruptores de potencia involucrados, posterior, se realiza el cierre del dispositivo de enlace (dispositivo en común entre dos circuitos de distribución), para después, dar apertura a uno de los interruptores de potencia involucrados, tal maniobra puede emplearse en estado estable como en transitorio. De la misma manera, para la normalización de las cargas eléctricas en las RGD, puede emplearse una lógica de operación a la inversa, considerando en primera instancia el cierre del interruptor de potencia en apertura inicialmente, para posterior normalizar ambos circuitos de distribución con la apertura del equipo de enlace (seccionalizador), ubicado en un punto en común de los circuitos de 23 kV involucrados en la maniobra de transferencia de carga sin interrupción de energía, finalizando con la normalización del relé auxiliar 79 de los interruptores implicados.

Tabla 1. Secuencia de maniobra para la transferencia de carga ininterrumpida. Elaboración propia con base en experiencias operativas como operador de un CCD de la CFE.

No	Maniobra	Descripción
1	Bloquear relevador auxiliar	Bloqueo de relé 79 Int 1
2	Bloquear relevador auxiliar	Bloqueo de relé 79 Int 2
3	Cerrar equipo de enlace	Mando por telecontrol
4	Abrir	Apertura de interruptor 2
5	Equipo en licencia	Trabajos de mantenimiento
6	Cerrar	Cierre de interruptor 2
7	Apertura equipo de enlace	Mando por telecontrol
8	Desbloquear relevador auxiliar	Desbloqueo de relé 79 Int 1
9	Desbloquear relevador auxiliar	Desbloqueo de relé 79 Int 2

Tabla 2. Secuencia de maniobra para la transferencia de carga con interrupción de energía. Elaboración propia con base en experiencias operativas como operador de un CCD de la CFE.

No	Maniobra	Descripción
1	Bloquear relevador auxiliar	Bloqueo de relé 79 Int 1
2	Bloquear relevador auxiliar	Bloqueo de relé 79 Int 2
3	Abrir	Apertura de interruptor 2
4	Cerrar equipo de enlace	Mando por telecontrol
5	Equipo en licencia	Trabajos de mantenimiento
6	Apertura equipo de enlace	Mando por telecontrol
7	Cerrar	Cierre de interruptor CIV 5050
8	Desbloquear relevador auxiliar	Desbloqueo de relé 79 Int 1
9	Desbloquear relevador auxiliar	Desbloqueo de relé 79 Int 2

Las RGD de la ciudad Cuernavaca cuenta con Dispositivos Electrónicos Inteligentes (DEI), [13] instalados en la red con los que se tiene control y supervisión remota en equipos desconectadores, así como en dispositivos de enlace, por medio del sistema SCADA empleando el medio de comunicación por radiofrecuencia. Dichos elementos de control y comunicación permiten orientar, para trabajos futuros, la investigación de las maniobras de transferencia de carga hacia la posibilidad de la automatización de esquemas que empleen una lógica de operación adecuada [14] para la mejora de la confiabilidad de las RGD, considerando de forma ideal, las maniobras de transferencia de carga ininterrumpidas.

2.3 SEP DE LA CIUDAD DE CUERNAVACA

El SEP que suministra la energía eléctrica que consume la ciudad de Cuernavaca, Morelos está conformado principalmente por las subestaciones de potencia, Topilejo (TOP) y Zapata (ZAP), que junto con sus respectivas líneas de transmisión, son parte de la RNT que es relativa a las RGD de la zona Cuernavaca de distribución, las cuales, están compuestas por las subestaciones eléctricas de Cuernavaca (CUE), Morelos (MOR), Tabachines (TBH) y Civac (CIV), con sus respectivos alimentadores de potencia en 23 kV, así como por sus redes de M.T. que distribuyen la energía eléctrica al público en general.

La S.E. TOP es la fuente de energía de la S.E. MOR por medio de dos (02) autotransformadores de potencia (AT-1 y AT-2) de 330 MVA con conexión fasorial estrella-estrella (Y-Y) en sus devanados primarios y secundarios, así como a través de las líneas de transmisión (LT) TOP 93050 MOR y TOP 93060 MOR. La S.E. MOR cuenta con diez (10) circuitos de distribución y dos (02) transformadores de potencia (T-1 y T-2) de 60 MVA con conexión fasorial estrella-estrella (Y-Y) en sus devanados primarios y secundarios como se muestra en la figura 5.

La S.E. ZAP por medio de dos (02) transformadores de potencia (T-1 y T-2) de 100 MVA con conexión fasorial estrella-delta ($Y-\Delta$) en sus devanados primarios y secundarios respectivamente y a través de las líneas de subtransmisión (LST) ZAP 73050 CUE y ZAP 73040 TBH se conforma la fuente de energía de la S.E. CUE que cuenta con diez (10) circuitos de M.T. energizados por dos (02) transformadores de potencia (T-1 y T-2) de 30 MVA, cada transformador tiene cinco (05) circuitos y una conexión fasorial delta-estrella ($\Delta-Y$) en sus devanados primarios y secundarios respectivamente. En el caso de la S.E. TBH hay un (01) transformador de potencia (T-1) de 30 MVA con cinco (05) circuitos eléctricos de M.T. con una conexión fasorial delta-estrella ($\Delta-Y$) en sus devanados primarios y secundarios respectivamente, como se muestra en la figura 5.

La S.E. CIV también tiene como principal fuente de energía a la S.E. ZAP por medio de dos (02) autotransformadores de potencia (AT-3 y AT-4) de 100 MVA con conexión fasorial estrella-estrella ($Y-Y$) en sus devanados primarios y secundarios, los cuales suministran 115 kV a través de la LST ZAP 73620 CIV a dos (02) transformadores de potencia de 30 MVA, sólo uno de los transformadores de la subestación CIV, es para suministrar energía eléctrica para la ciudad de Cuernavaca, por lo que el T2 de la S.E. CIV es el transformador de potencia que es de interés para el análisis de este trabajo de investigación, con la característica de tener una conexión fasorial delta-estrella ($\Delta-Y$) en sus devanados primarios y secundarios respectivamente, como se muestra en la figura 5.

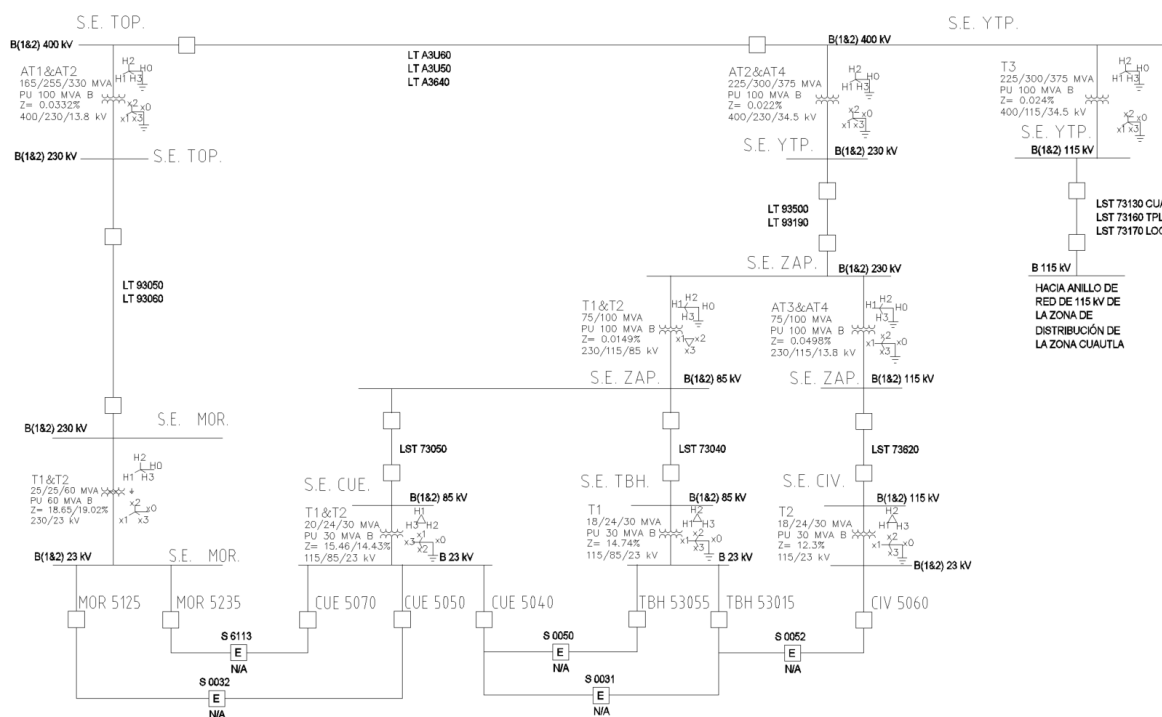


Figura 5. Diagrama unifilar de la RNT y las RGD de la ciudad de Cuernavaca para el análisis fasorial de la topología de la red, así como el de su condición operativa. Elaboración propia con base en la información de los diagramas unilíneares de las subestaciones TOP, YTP, ZAP, MOR, CUE, TBH Y CIV, placas de datos de transformadores, así como en los unilíneares del CENACE [15].

Es imprescindible para esta investigación al momento de describir la configuración de la red eléctrica que está bajo estudio, identificar la gestión de la energía que permite la configuración de la red, así como identificar el flujo de energía eléctrica en distintos escenarios operativos, sin dejar de considerar la topología de red fasorial en puntos de enlace entre circuitos de 23 kV.

Por lo tanto, con base en los requerimientos para la puesta en paralelo de dos circuitos eléctricos que comparten el mismo nivel de tensión, frecuencia, secuencia de fases, así como el desplazamiento angular entre fases [3], [11], asimismo, considerando el análisis de la topología de red fasorial que se aprecia en la figura 5, la puesta en paralelo entre circuitos de distribución de 23 kV, derivados de diferentes subestaciones, sólo puede llevarse a cabo entre las subestaciones CUE y TBH, así como entre circuitos derivados de la misma subestación. Caso contrario, es la situación para la puesta en paralelo entre circuitos de 23 kV derivados de otras subestaciones, (exceptuando el caso S.E. CUE- S.E. TBH) ya que carecen de la cualidad operativa de la transferencia de carga ininterrumpida, es decir, entre las combinaciones consideradas para las siguientes subestaciones:

- Morelos (MOR)-Tabachines (TBH);
- Morelos (MOR)- Civac (CIV);
- Cuernavaca (CUE)- Civac (CIV);
- Tabachines (TBH)- Civac (CIV);

Ante tal escenario las maniobras de transferencia de carga entre circuitos de distribución sin interrupción de energía, que pueden llevarse a cabo desde el Centro de Control de Distribución (CCD) [2] correspondiente, se ve limitado a la combinación entre un par de subestaciones, de las seis posibles combinaciones, que pueden presentarse entre las cuatro subestaciones que forman parte de las RGD del municipio de Cuernavaca, por lo que este tipo de maniobras programadas o de emergencia suman interrupciones al suministro de energía eléctrica del público en general, por carecer de las implicaciones materiales que permiten paralelar circuitos de distribución, tal y como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 3.- Condición operativa actual para la puesta en paralelo entre las subestaciones de las RGD de la ciudad de Cuernavaca. Elaboración propia con base en el análisis de la figura 5.

	S.E. CIV	S.E. CUE	S.E. MOR	S.E. TBH
S.E. CIV	PARALELO	**	**	**
S.E. CUE	**	PARALELO	X	PARALELO
S.E. MOR	**	X	PARALELO	*
S.E. TBH	**	PARALELO	*	PARALELO

Con base en la tabla 1, se tienen las siguientes observaciones con respecto a la condición operativa para maniobras de transferencia de carga:

- * No hay tendido eléctrico entre las subestaciones MOR y TBH para poder plantear un caso de estudio.
- ** Con base en la condición operativa (fasorial) de la red, no hay condiciones de confiabilidad para las maniobras de transferencia de carga ininterrumpidas.
- X: Factibilidad para la puesta en paralelo, implementando una transposición de fases, para la transferencia de carga ininterrumpida entre circuitos de distribución.

Asimismo, puede observarse en la tabla 1, que los circuitos derivados de una misma subestación, pueden realizar la puesta en paralelo momentánea, entre dos circuitos, para transferir carga de un circuito a otro sin afectar el suministro de energía, añádase a esa cualidad operativa, que entre las subestaciones CUE y TBH pueden realizarse las transferencias de carga ininterrumpidas por pertenecer a la misma topología fasorial que deriva del T-1 y T-2 de la S.E. ZAP estrella-delta ($Y-\Delta$), sin dejar de observar que tantos los transformadores de potencia de las subestaciones de distribución mencionadas, comparten la misma conexión fasorial entre devanados delta-estrella ($\Delta-Y$) y coinciden con un mismo nivel de tensión, frecuencia, número y secuencia de fases.

2.4 SEP DE LA ZONA CUAUTLA DE DISTRIBUCIÓN

Cabe comparar, con la misma perspectiva de análisis empleada en las RGD de la ciudad de Cuernavaca, las RGD de la Zona Cuautla de Distribución, considerando la topología fasorial de la red, así como la conexión fasorial entre devanados del transformador de potencia de la fuente de energía proveniente de la RNT, con la finalidad de analizar la condición operativa de la red considerando el flujo de energía en las transferencias de carga entre circuitos de M.T., 13.8 kV.

Como se muestra en la figura 6, la parte del SEP que suministra energía eléctrica a la Zona Cuautla de Distribución está comprendida, en la parte de la RNT, por la subestación eléctrica Yautepec Potencia (S.E. YTP) con un (01) transformador de potencia de 375 MVA con conexión fasorial estrella-estrella ($Y-Y$) en sus devanados primarios y secundarios, siendo el principal punto de transformación de 400 kV a 115 kV para posteriormente transmitir la energía por medio de líneas de subtransmisión, y así, configurar una topología de red en anillo para interconectar las subestaciones de Cuautla (S.E. CUA) con dos (02) transformadores de potencia de 30 MVA, con conexión fasorial delta-estrella ($\Delta-Y$) en sus devanados primarios y secundarios respectivamente; Cuautla Dos (S.E. CUS) con un (01) transformador de potencia de 30 MVA, con conexión fasorial delta-estrella ($\Delta-Y$) en sus devanados primarios y secundarios respectivamente; Lomas de Cocoyoc (S.E. LOC) con dos (02) transformadores de potencia de 30 MVA, con conexión fasorial delta-estrella ($\Delta-Y$) en sus devanados primarios y secundarios respectivamente; Cuautla Industrial (S.E. CIL) subestación de cuadro de maniobras en líneas de 115 kV; Industrial Cuautla Dos (S.E. ICS)

con un (01) transformador de potencia de 20 MVA, con conexión fasorial delta-estrella (Δ -Y) en sus devanados primarios y secundarios respectivamente; Tepalcingo (S.E. TPL) con dos (02) transformadores de potencia de 20 MVA, con conexión fasorial delta-estrella (Δ -Y) en sus devanados primarios y secundarios respectivamente, por lo que puede notarse una topología fasorial homogénea en las subestaciones de las RGD de la Zona Cuautla, así como una sola fuente de energía principal, con una conexión fasorial que incide de la misma forma para cada una de las subestaciones mencionadas.

Con base en la descripción de las RGD de la Zona Cuautla de Distribución de energía eléctrica, considerando cada una de las condiciones fasoriales propias de la red y que son necesarias para analizar el flujo eléctrico, más allá de sus condiciones normales de operación por medio de sus fuentes de energía asignadas, es decir, la posibilidad de enlaces entre circuitos de M.T. para cambiar la fuente de energía sin la necesidad de interrumpir el suministro eléctrico por maniobras del suministrador al transferir carga en niveles de M.T.

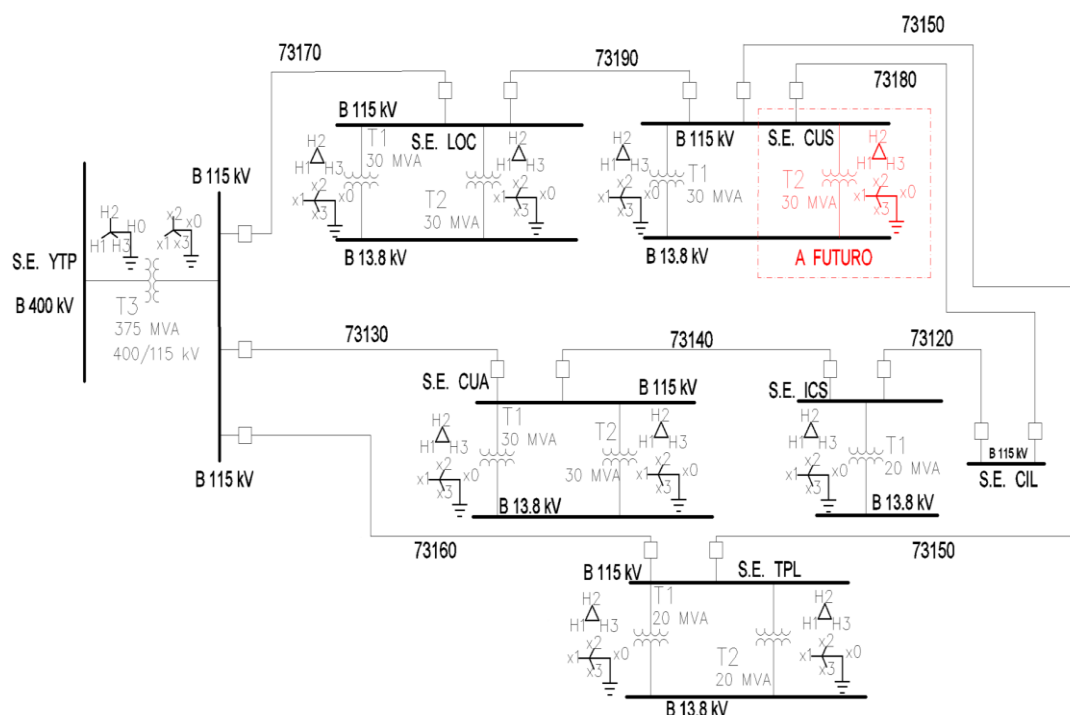


Figura 6. Diagrama unifilar de la RNT y las RGD de la zona Cuautla de Distribución para el análisis fasorial de la topología de la red, así como el de su condición operativa. Elaboración propia con base en la información de los diagramas unificulares de las subestaciones YTP, CUA, CUS, ICS, LOC, TPL, placas de datos de transformadores, así como en los unificulares del CENACE [15].

Como puede observarse en la figura 6, el SEP correspondiente a la Zona Cuautla es homogéneo, desde una perspectiva fasorial, en comparación con el de la ciudad de Cuernavaca, Morelos (figura 5). La conexión fasorial del transformador de potencia fuente existente en la S.E. YTP, incide en todas las conexiones fasoriales de los transformadores de potencia de las subestaciones de distribución descritas, asimismo, la configuración de la

topología física y lógica de las RGD de la Zona Cuautla está configurada en una topología tipo anillo [16].

Sin embargo, este tipo de arreglo topológico también puede analizarse de forma fasorial, y, por lo que puede observarse en la figura 5, la topología fasorial es homogénea en los transformadores de potencia de distribución, por lo que sólo debe procurarse añadirse equipos primarios que conserven el flujo eléctrico con las mismas condiciones fasoriales, como se muestra con el ejemplo del T-2 de la S.E. CUS, permitiendo la puesta en paralelo de los circuitos de M.T. cuando sea requerido por las RGD por medio de los enlaces instalados entre dos circuitos de 13.8 kV, tensión eléctrica normalizada para este caso.

Tal condición operativa topológica fasorial imperante en las RGD de la Zona Cuautla de Distribución, permiten una gestión de la energía ininterrumpida, más allá de las condiciones normales de operación, es decir, la carga de un circuito de 13.8 kV puede transferirse a otro de forma ininterrumpida, sin importar que sea de una subestación distinta, por lo tanto, cuando las condiciones de confiabilidad, continuidad, calidad, eficiencia y seguridad en la prestación del servicio público de distribución de la energía eléctrica, requieren que se cambie de fuente de energía, toda la carga eléctrica de un circuito de 13.8 kV de la S.E. CUS a la S.E. ICS, tales condiciones se conservaran y el usuario no tendrá interrupciones de energía por maniobras del suministrador de energía, es importante destacar, que puede realizarse la transferencia de carga ininterrumpida entre circuitos colindantes de las subestaciones mencionadas, a pesar de que el T-1 de la S.E. CUS es de 30 MVA y el T-1 de la S.E. ICS es de 20 MVA, dado que cumplen con el mismo nivel de tensión, frecuencia, secuencia de fases y el desplazamiento angular entre fases [3], [11].

De forma similar al ejercicio con la RGD de la ciudad de Cuernavaca, podemos analizar por medio de la tabla 4, las subestaciones que pueden realizar transferencias de carga ininterrumpidas entre sí, al realizar la puesta en paralelo de los circuitos que derivan entre sí, sin ser un factor determinante, que el circuito derive de una subestación distinta, ya que los niveles de tensión, frecuencia, número y secuencia de fases, coinciden, de la misma forma que el desplazamiento angular de las fases.

Tabla 4.- Condición operativa actual para la puesta en paralelo entre las subestaciones de las RGD de la Zona Cuautla de Distribución. Elaboración propia con base en el análisis de la figura 5.

	S.E. CUA	S.E. CUS	S.E. LOC	S.E. ICS
S.E. CUA	PARALELO	PARALELO	PARALELO	PARALELO
S.E. CUS	PARALELO	PARALELO	PARALELO	PARALELO
S.E. LOC	PARALELO	PARALELO	PARALELO	PARALELO
S.E. ICS	PARALELO	PARALELO	PARALELO	PARALELO

CAPÍTULO 3

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS Y OPERATIVAS EN LOS ENLACES ENTRE CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN

3.1 INTRODUCCIÓN

Con lo analizado hasta este capítulo puede notarse que los enlaces instalados entre dos circuitos de distribución, a la altura de sus conductores, son dispositivos relevantes para gestionar la energía de mejor forma, es decir, optimizando el flujo de energía más allá de su fuente energética convencional sin necesidad de interrumpir el suministro de energía, ya sea en estado normal o transitorio, desde ese enfoque operativo, en este capítulo analizaremos las características técnicas y operativas de enlaces que sirvan como caso de estudio para plantear las condiciones materiales que se requieren para las maniobras de transferencia de carga ininterrumpida entre dos circuitos que deriven de fuentes de energía distintas.

Por lo visto hasta ahora, de las RGD de la ciudad de Cuernavaca se tomarán los casos de estudio, para ello debemos considerar las características técnicas y operativas de las fuentes de energía, en ambos puntos, de los enlaces de los circuitos a enlazar, así como la configuración del circuito de M.T., las características del conductor y la disposición física entre fases, para representarlo matemáticamente en impedancias. Con base en tal análisis se definen los casos de estudio y la representación de los elementos del sistema bajo estudio.

3.2 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS Y OPERATIVAS DE LA RGD

Con base en la norma NMX-J-284-ANCE [17] y la especificación CFE K0000-06 [18] se tienen definidos los parámetros generales de las características técnicas y operativas de los transformadores de potencia que suministran la energía eléctrica que determina a las RGD [2] bajo estudio, por lo que podemos definir, que las maniobras de transferencia de carga a analizar, se presentan en una red con un nivel de tensión de 23 kV, con una frecuencia del sistema de 60 Hz; las redes son trifásicas con una secuencia de fases en orden 1,2,3 y con un sentido de giro contrario a las manecillas del reloj [17], [18].

3.3 REPRESENTACIÓN DE LOS ELEMENTOS DE LA RGD

La representación de los elementos de un sistema es elemental para realizar estudios de distintos tipos, ya sea estudios de corto circuito, estabilidad, etc [19]. Para el caso de estudio de este trabajo, que tiene como empresa analizar los flujos de carga de un circuito a otro es necesario transformar el diagrama unifilar representativo, en un diagrama de impedancias en serie [20], partiendo desde la impedancia del sistema en el nivel de tensión fuente más cercano [21] al transformador de potencia del que deriva el circuito de 23 kV, de esos dos últimos elementos también debe realizarse una representación de su circuito equivalente por medio de su impedancia.

En las RGD bajo análisis convergen distintos niveles tensión normalizados, así como distintas potencias aparentes (VA) dadas en volt-ampere al ser el producto de los valores eficaces de la tensión y corriente eléctrica, representando adecuadamente la necesidad de transportar importantes cantidades de energía eléctrica de un punto a otro [22], por lo que, para simplificar el estudio analítico que se realiza en este trabajo de investigación, se opta por representar los valores del sistema en p.u. o en porciento [3], [16], [19], [20], [23] , según sea más conveniente para el análisis.

3.3.1 REPRESENTACIÓN DE LAS FUENTES DE ENERGÍA Y DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Al delimitarse la investigación de las maniobras de las transferencias de carga ininterrumpidas exclusivamente en las RGD de interés, sólo se tomarán en cuenta las siguientes subestaciones S.E. MOR; S.E. CUE; S.E. CIV; S.E. TBH con la finalidad de puntualizar los casos de estudio de los circuitos idóneos para la simulación de las maniobras de transferencia de carga en ATP.

En las características de las fuentes se considera la impedancia del sistema en su tensión fuente [21], así como la impedancia del transformador de potencia, su conexión fasorial, tensión eléctrica y datos de placa para obtener valores en p.u. y hacer la representación de los elementos del sistema bajo estudio. Parte de esa información fue corroborada en el sitio en el que se encuentran operando el equipo.

3.3.1.1 S.E. MOR

Como puede observarse en la figura 5 del capítulo 2, la S.E. MOR tiene un nivel de tensión en A.T. de 230 kV, por lo que con base en el documento del CENACE [21] en el que se proporcionan las impedancias de Thévenin con potencia base de 100 MVA (S_{base}) [24]-[25], tenemos que las impedancias de Thévenin de secuencias positiva y cero están en referidas en ohm (Ω) [21], con los siguientes valores:

NCC mínimo 2027

- $Z_{TH}(+) = 1.925 + j11.584 \Omega$
- $Z_{TH}(0) = 3.717 + j20.405 \Omega$

NCC máximo 2027

- $Z_{TH}(+) = 1.604 + j11.232 \Omega$
- $Z_{TH}(0) = 3.544 + j19.833 \Omega$

Para obtener los valores de las impedancias de Thévenin del sistema de 230 kV de la S.E. MOR en valores p.u., es necesario obtener la impedancia base en ohm (Z_{base}) con base en la tensión eléctrica base del sistema (V_{base}) y su potencia base (S_{base}), que son valores que ya conocemos.

$$Z_{base} = \frac{V_{base}^2}{S_{base}} = \frac{230kV^2}{100MVA} = 529 \Omega \quad (3.1)$$

Con la representación de impedancia del sistema de 230 kV de la S.E. MOR en Ω , puede realizarse el cálculo de la impedancia en valores p.u. con la siguiente fórmula.

$$Z_{p.u.} = \frac{Z_{\Omega}}{Z_{base}} = \frac{1.925 + j11.584}{529} = 0.0036 + j0.0218 \text{ p.u.} \quad (3.2)$$

$\therefore$ El valor de la impedancia de Thévenin en niveles de corriente de cortocircuito de secuencia positiva $Z_{TH}(+)$, se calculó con las ecuaciones (3.1) y (3.2), por lo que se realiza el mismo procedimiento para las demás impedancias, por lo que se obtienen los siguientes resultados en p.u.

NCC mínimo 2027

- $Z_{TH}(+) = 0.0036 + j0.0218 \text{ p.u.}$
- $Z_{TH}(0) = 0.0070 + j0.0386 \text{ p.u.}$

NCC máximo 2027

- $Z_{TH}(+) = 0.0030 + j0.0212 \text{ p.u.}$
- $Z_{TH}(0) = 0.0067 + j0.0375 \text{ p.u.}$

En el caso del cálculo de las impedancias, en valores p.u., de los transformadores de potencia con devanado terciario de la S.E. MOR, se realiza a partir de la recolección de la información directa de la placa del equipo [26].



Figura 7. Placa de datos de los transformadores de potencia de la S.E. MOR [26].

Al ser transformadores con tres devanados, es necesario convertir el %Z a p.u. en las bases nominales de MVA por cada par de devanados, por lo que se utiliza la siguiente fórmula, para realizar los cálculos referentes al T-1 de la S.E. MOR.

$$Z_{p.u. \text{ transformador}} = \frac{\%Z}{100} \quad (3.3)$$

- Primario-Secundario (PS) referido a 60 MVA y 220 kV/23kV.

$$Z_{PS p.u.} = \frac{18.65}{100} = 0.1865 p.u. \quad (3.4)$$

- Primario-Terciario (PT) referido a 25 MVA y 220 kV/10kV.

$$Z_{PT p.u.} = \frac{11.96}{100} = 0.1196 p.u. \quad (3.5)$$

- Secundario-Terciario (ST) referido a 25 MVA y 23 kV/10kV.

$$Z_{ST p.u.} = \frac{3.04}{100} = 0.0304 p.u. \quad (3.6)$$

Con los resultados que se obtuvieron en las ecuaciones (3.4), (3.5) y (3.6) pueden ajustarse las impedancias a la potencia base del sistema, $S_{base} = 100$ MVA [24], [25], con la siguiente fórmula.

$$Z_{p.u. \text{ nuevo}} = Z_{p.u. \text{ antiguo}} \frac{S_{base \text{ nuevo}}}{S_{base \text{ antiguo}}} \quad (3.7)$$

- Primario-Secundario (PS) referido a 60 MVA y al resultado de la fórmula (3.4) como p.u. antiguo.

$$Z_{PS p.u.} = 0.1865 \frac{100}{60} = 0.3108 jp.u. \quad (3.8)$$

- Primario-Terciario (PT) referido a 25 MVA y al resultado de la fórmula (3.5) como p.u. antiguo.

$$Z_{PT p.u.} = 0.1196 \frac{100}{25} = 0.4784 jp.u. \quad (3.9)$$

- Secundario-Terciario (ST) referido a 25 MVA y al resultado de la fórmula (3.6) como p.u. antiguo.

$$Z_{ST p.u.} = 0.0304 \frac{100}{25} = 0.1216 jp.u. \quad (3.10)$$

También debemos realizar el ajuste por tensión base ($V_{base \text{ nuevo}} = 230$ kV) y potencia base ($S_{base \text{ nuevo}} = 100$ MVA) para los pares de devanados en los que este referido el devanado primario, para el par de devanados (ST) en los que está la ausencia del devanado primario el cambio de base sólo se realiza por potencia base y su resultado está en el procedimiento (3.10), la fórmula para realizar el cambio de base es la siguiente.

$$Z_{p.u. \text{ nuevo}} = Z_{p.u. \text{ antiguo}} \left(\frac{S_{base \text{ nuevo}}}{S_{base \text{ antiguo}}} \right) \left(\frac{V_{base \text{ antiguo}}}{V_{base \text{ nuevo}}} \right)^2 \quad (3.11)$$

- Primario-Secundario (PS) referido a 60 MVA ($S_{base \text{ antiguo}}$) y 220 kV ($V_{base \text{ antiguo}}$), así como al resultado de la fórmula (3.4) como p.u. antiguo.

$$Z_{PS} = 0.1865 p.u. \left(\frac{100}{60} \right) \left(\frac{220}{230} \right)^2 = 0.2844 jp.u. \quad (3.12)$$

- Primario-Terciario (PT) referido a 25 MVA ($S_{base \text{ antiguo}}$) y 220 kV ($V_{base \text{ antiguo}}$), así como al resultado de la fórmula (3.5) como p.u. antiguo.

$$Z_{PT} = 0.1196 p.u. \left(\frac{100}{25} \right) \left(\frac{220}{230} \right)^2 = 0.4377 jp.u. \quad (3.13)$$

- Secundario-Terciario (ST), $Z_{ST} = 0.1216 p.u.$ (resultado de la operación 3.10).

El transformador bajo cálculos (T-1) tiene una conexión entre devanados con arreglo en estrella, por lo que el cambio de base de impedancia p.u. para ese arreglo, debe calcularse por devanado con base en los resultados de las operaciones Z_{PS} ; Z_{PT} ; Z_{ST} de la siguiente manera.

$$Z_p = \frac{Z_{PS} + Z_{PT} - Z_{ST}}{2} = \frac{0.2844 + 0.4377 - 0.1216}{2} = 0.30025 jp.u. \quad (3.14)$$

$$Z_s = \frac{Z_{PS} + Z_{ST} - Z_{PT}}{2} = \frac{0.2844 + 0.1216 - 0.4377}{2} = -0.01585 jp.u. \quad (3.15)$$

$$Z_T = \frac{Z_{PT} + Z_{ST} - Z_{PS}}{2} = \frac{0.4377 + 0.1216 - 0.2843}{2} = 0.13745 jp.u. \quad (3.16)$$

Los cálculos para el T-2 de la S.E. MOR se realiza con el mismo procedimiento empleado para el T-1, pero con sus datos de la placa de datos, por lo que con base en una S_{base} de 60 MVA y empleando la fórmula (3.3), se obtienen los siguientes valores.

- $Z_{PS \text{ p.u.}} = 0.1902 jp.u.$
- $Z_{PT \text{ p.u.}} = 0.2691 jp.u.$
- $Z_{ST \text{ p.u.}} = 0.0663 jp.u.$

Para una $S_{base \text{ nuevo}}$ de 100 MVA y utilizando la fórmula (3.7) para cambiar la base del sistema se obtienen los siguientes valores.

- $Z_{PS \text{ p.u.}} = 0.3170 jp.u.$
- $Z_{PT \text{ p.u.}} = 0.4485 jp.u.$
- $Z_{ST \text{ p.u.}} = 0.1105 jp.u.$

Los resultados que se obtienen empleando la fórmula (3.11) para el ajuste de una tensión base del sistema con un valor ($V_{base \text{ nuevo}}$) de 230 kVA, son los siguientes.

- $Z_{PS\text{ p.u.}} = 0.2901\text{ jp.u.}$
- $Z_{PT\text{ p.u.}} = 0.4103\text{ jp.u.}$
- $Z_{ST\text{ p.u.}} = 0.1105\text{ jp.u.}$

El T-2 también tiene una conexión entre devanados con arreglo en estrella, por lo que el cambio de base de impedancia p.u. para ese arreglo, debe calcularse por devanado con base en los resultados de las operaciones Z_{PS} ; Z_{PT} ; Z_{ST} anteriores y utilizando las fórmulas (3.14), (3.15) y (3.16) pero referidas a los resultados que obtenidos en el T-2, por lo que se obtienen los siguientes resultados.

- $Z_P\text{ p.u.} = 0.29495\text{ jp.u.}$
- $Z_S\text{ p.u.} = -0.00485\text{ jp.u.}$
- $Z_T\text{ p.u.} = 0.11535\text{ jp.u.}$

3.3.1.2 S.E. CUE

En el caso de la S.E. CUE con base en su topología que puede apreciarse en la figura 5, la tensión eléctrica en A.T. es de 85 kV, por lo tanto, para obtener el valor de la impedancia en p.u. para ese nivel de tensión del sistema, debemos ocupar las impedancias de Thévenin [21] obtenidas del documento del CENACE.

NCC mínimo 2027

- $Z_{TH(+)} = 1.566 + j8.754\ \Omega$
- $Z_{TH(0)} = 1.550 + j13.202\ \Omega$

NCC máximo 2027

- $Z_{TH(+)} = 1.418 + j8.461\ \Omega$
- $Z_{TH(0)} = 1.548 + j12.967\ \Omega$

Asimismo, para obtener los valores de las impedancias de Thévenin del sistema de 85 kV de la S.E. CUE en valores p.u., es necesario obtener la impedancia base en ohm (Z_{base}), con base en la tensión eléctrica del sistema (V_{base}) y su potencia base (S_{base}), que son valores que ya conocemos.

$$Z_{base} = \frac{V_{base}^2}{S_{base}} = \frac{85kV^2}{100MVA} = 72.25\ \Omega \quad (3.17)$$

Con el valor de la Z_{base} , las impedancias de Thévenin en Ω del sistema de 85 kV [21] de la S.E. CUE y con base en la fórmula (3.18), se calculan los valores de las impedancias en p.u. del sistema en cuestión.

$$Z_{p.u.} = \frac{Z_{\Omega}}{Z_{base}} \quad (3.18)$$

Obteniéndose los siguientes resultados en p.u.

NCC mínimo 2027

- $Z_{TH(+)} = 0.0216 + j0.1211 \text{ p.u.}$
- $Z_{TH(0)} = 0.0214 + j0.1827 \text{ p.u.}$

NCC máximo 2027

- $Z_{TH(+)} = 0.0196 + j0.1171 \text{ p.u.}$
- $Z_{TH(0)} = 0.0214 + j0.1794 \text{ p.u.}$

Para el cálculo de las impedancias, en valores p.u., de los transformadores de potencia de la S.E. CUE, se realiza a partir de la recolección de la información directa de la placa de datos del equipo [26].

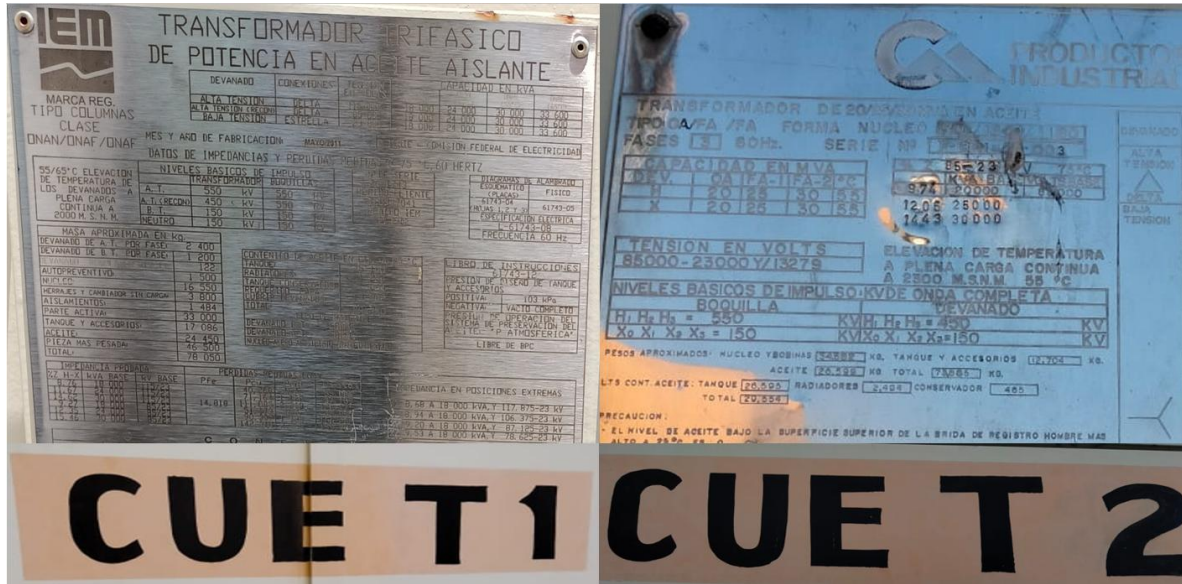


Figura 8. Placa de datos de los transformadores de potencia de la S.E. CUE [26].

La S.E. CUE cuenta con transformadores de potencia de dos devanados, por lo tanto, para calcular los valores de las impedancias de los transformadores en p.u., debe utilizarse la siguiente fórmula, con la potencia S_{base} de 100 MVA.

$$Z_{p.u.} = \frac{\%Z}{100} \left(\frac{S_{base \text{ nuevo}}}{S_{base \text{ antiguo}}} \right) \quad (3.19)$$

Para el T1 se obtienen los siguientes valores en p.u. empleando la fórmula (3.19).

$$Z_{p.u.} = \frac{15.46}{100} \left(\frac{100 \text{ MVA}}{30 \text{ MVA}} \right) = 0.5153 \text{ p.u.} \quad (3.20)$$

Para el T2 se obtienen los siguientes valores en p.u. empleando la fórmula (3.19).

$$Z_{p.u.} = \frac{14.43}{100} \left(\frac{100 \text{ MVA}}{30 \text{ MVA}} \right) = 0.4810 \text{ p.u.} \quad (3.21)$$

3.3.1.3 S.E. CIV

En el caso de la S.E. CIV con base en su topología que puede apreciarse en la figura 5, la tensión eléctrica en A.T. es de 115 kV, por lo tanto, para obtener el valor de la impedancia en p.u. para ese nivel de tensión del sistema, debemos ocupar las impedancias de Thévenin [21] obtenidas del documento del CENACE.

NCC mínimo 2027

- $Z_{TH}(+) = 1.090 + j6.205 \Omega$
- $Z_{TH}(0) = 1.213 + j8.338 \Omega$

NCC máximo 2027

- $Z_{TH}(+) = 0.947 + j6.061 \Omega$
- $Z_{TH}(0) = 1.200 + j8.261 \Omega$

Asimismo, para obtener los valores de las impedancias de Thévenin del sistema de 115 kV de la S.E. CIV en valores p.u., es necesario obtener la impedancia base en ohm (Z_{base}), con base en la tensión eléctrica del sistema (V_{base}) y su potencia base (S_{base}), que son valores que ya conocemos.

$$Z_{base} \frac{V_{base}^2}{S_{base}} = \frac{115kV^2}{100MVA} = 132.25 \Omega \quad (3.22)$$

Con el valor de la Z_{base} , las impedancias de Thévenin en Ω del sistema de 115 kV [21] de la S.E. CIV y con base en la fórmula (3.23), se calculan los valores de las impedancias en p.u. del sistema en cuestión.

$$Z_{p.u.} = \frac{Z_{\Omega}}{Z_{base}} \quad (3.23)$$

Obteniéndose los siguientes resultados en p.u.

NCC mínimo 2027

- $Z_{TH}(+) = 0.0082 + j0.0469 \text{ p.u.}$
- $Z_{TH}(0) = 0.0091 + j0.0630 \text{ p.u.}$

NCC máximo 2027

- $Z_{TH}(+) = 0.0071 + j0.0458 \text{ p.u.}$
- $Z_{TH}(0) = 0.0090 + j0.0624 \text{ p.u.}$

En el caso del T-2 de potencia de la S.E. CIV, al estar la placa de datos ilegible, se optó por consultar la información del equipo en el Sistema Integral de Administración de Distribución (SIAD) de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), División de Distribución Centro Sur [27].

The screenshot displays the SIAD system interface for a transformer data plate. The top section, 'Datos Generales de la prueba', includes fields for 'Fecha última prueba' (2019.05.08), 'Fecha de Prueba' (2022.11.28), 'Destación' (CIV - S.E. CIVAC), and 'Reporte No.' (3). The 'Número Transformador' is 'BCO 2 - YORSHIRE - Y21167-73'. The 'Datos de placa del equipo primario' section shows 'Marca' (YORSHIRE), 'No. Serie' (Y21167-73), 'Tipo' (OA/FA/FA), 'Capacidad' (18 / 24 / 30 MVA), and '% Voltaje (KV)AT' (115.000). The 'Condición meteorológica' section shows 'Cond. Meteorológicas' (Soleado), 'Temp. Dev.' (0 °C), and 'Temp. Aceite' (0 °C).

Figura 9. Placa de datos del T-2 de potencia de la S.E. CIV [27].

El T2 de potencia de la S.E. CIV tiene dos devanados, por lo tanto, para calcular los valores de las impedancias del transformador en p.u., debe utilizarse la siguiente fórmula, con la potencia S_{base} de 100 MVA.

$$Z_{p.u.} = \frac{\%Z}{100} \left(\frac{S_{base\ nuevo}}{S_{base\ antiguo}} \right) \quad (3.24)$$

Para el T2 se obtienen el siguiente valor en p.u. empleando la fórmula (3.24).

$$Z_{p.u.} = \frac{12.3}{100} \left(\frac{100\ MVA}{30\ MVA} \right) = 0.41\ j.p.u \quad (3.25)$$

Para este trabajo de investigación no es de interés el valor de la impedancia en p.u. del T1 de potencia de la S.E. CIV, por ser parte de las RGD de la Zona Morelos de Distribución.

3.3.1.4 S.E. TBH

Para el cálculo del valor de la impedancia en p.u. del T1 de la S.E. TBH, se implementa la misma metodología empleada para transformadores de dos devanados, la tensión del sistema en A.T. es de 85 kV y tomaremos los valores de las impedancias de Thévenin nuevamente del documento del CENACE [21] para representarlos en impedancias con valores p.u.

NCC mínimo 2027

- $Z_{TH}(+) = 1.504 + j8.652 \Omega$
- $Z_{TH}(0) = 1.574 + j13.560 \Omega$

NCC máximo 2027

- $Z_{TH}(+) = 1.356 + j8.358 \Omega$
- $Z_{TH}(0) = 1.572 + j13.325 \Omega$

Asimismo, para obtener los valores de las impedancias de Thévenin del sistema de 85 kV de la S.E. TBH en valores p.u., es necesario obtener la impedancia base en ohm (Z_{base}), con base en la tensión eléctrica del sistema (V_{base}) y su potencia base (S_{base}), que son valores que ya conocemos.

$$Z_{base} = \frac{V_{base}^2}{S_{base}} = \frac{85kV^2}{100MVA} = 72.25 \Omega \quad (3.26)$$

Con el valor de la Z_{base} las impedancias de Thévenin en Ω del sistema de 85 kV [21] de la S.E. TBH y con base en la fórmula (3.26), se calculan los valores de las impedancias en p.u. del sistema en cuestión.

$$Z_{p.u.} = \frac{Z_{\Omega}}{Z_{base}} \quad (3.27)$$

Obteniéndose los siguientes resultados en p.u.

NCC mínimo 2027

- $Z_{TH}(+) = 0.0208 + j0.1193 \text{ p.u.}$
- $Z_{TH}(0) = 0.02179 + j0.1876 \text{ p.u.}$

NCC máximo 2027

- $Z_{TH}(+) = 0.01877 + j0.1156 \text{ p.u.}$
- $Z_{TH}(0) = 0.0217 + j0.1844 \text{ p.u.}$

Para el cálculo de la impedancia en p.u. del transformador de potencia de la S.E. TBH, se realiza a partir de la recolección de la información directa de la placa de datos del equipo [26]

VOLTRAN WEG Group VOLTRAN, S.A. DE C.V. TRANSFORMADORES

TRANSFORMADOR TRIFASICO DE POTENCIA

18000/24000/30000 kVA 55°C SERIE 1 6 6 7 1

20160/26880/33600 kVA 65°C % I EXC 0.106

115000X85000 V A.T. TENSION MAX DEL SISTEMA 123 kV

23000Y/13279 V B.T. ELEVACION 55/65 °C

TIPO ONAN/ONAF/ONAF CLASE A.T. 115 kV CLASE B.T. 25 kV

FRECUENCIA 60 Hz N.B.A.I. A.T. 550 kV N.B.A.I. B.T. 150 kV

PARTIDA 02 INSTRUCTIVO No. IOM-04 ALTITUD 2500 m s.n.m.

CONTRATO 9100011203 DIAGRAMA DE ALAMBRADO: 3001594 E @ Q

MATERIAL DEVANADO: A.T. COBRE B.T. COBRE NUCLEO: TIPO COLUMNA ACERO AL SILICIO

IMPEDANCIA Y PERDIDAS A 75 °C 60 HERTZ						
IMPEDANCIA PROBADA			PERDIDAS MEDIDAS EN kW			
% Z	kVA BASE	kV BASE	Pfe	Pcu	Penf.	Ptotal
8.86	18000	115	16.532	41.892	-	58.424
11.81	24000			74.575	0.85	91.957
14.74	30000			111.692	1.99	130.214

Figura 10. Placa de datos del transformador de potencia de la S.E. TBH [26].

El T1 de potencia de la S.E. TBH tiene dos devanados, por lo tanto, para calcular los valores de las impedancias del transformador en p.u., debe utilizarse la siguiente fórmula, con la potencia S_{base} de 100 MVA.

$$Z_{p.u.} = \frac{\%Z}{100} \left(\frac{S_{base\ nuevo}}{S_{base\ antiguo}} \right) \quad (3.28)$$

Para el T1 se obtienen el siguiente valor en p.u. empleando la fórmula (3.28).

$$Z_{p.u.} = \frac{14.74}{100} \left(\frac{100\ MVA}{30\ MVA} \right) = 0.4913\ j p.u \quad (3.29)$$

3.3.2 DIAGRAMAS FASORIALES DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Prestar la atención debida a las conexiones fasoriales de los devanados de los transformadores que conforman las RGD bajo estudio, ya que para que dos sistemas o transformadores puedan operar en paralelo, incluso momentáneamente, las tensiones secundarias deben coincidir en magnitud y estar en fase, es decir, el desfase entre ellas debe tender hacia cero, así como tener la misma secuencia de fases [3], [11].

Hasta ahora hemos comprobado que en las RGD los circuitos de M.T. coinciden en nivel de tensión, frecuencia, números y secuencia de fases, por lo tanto, debemos analizar los desplazamientos angulares, de las fases, de los transformadores que reducen la tensión eléctrica hasta 23 kV. Las tablas 5 y 6 resumen la información relevante para el análisis fasorial correspondiente.

Tabla 5.-Diagramas vectoriales, grupos de conexión y desplazamiento angular entre devanados primarios y secundarios de los transformadores de potencia de la RNT [17], [18], [28], [29],[30].

Subestación	Diagrama fasorial	Grupo de conexión de devanados	Desplazamiento angular entre devanados
S.E. TOP AT1	Y-Y	Yy0	0°
S.E. TOP AT2	Y-Y	Yy0	0°
S.E. YTP AT2	Y-Y	Yy0	0°
S.E. YTP AT4	Y-Y	Yy0	0°
S.E. ZAP T1	Y- Δ	Yd11	Secundario atrasado 30° respecto al primario.
S.E. ZAP T2	Y- Δ	Yd11	Secundario atrasado 30° respecto al primario.
S.E. ZAP AT3	Y-Y	Yy0	0°
S.E. ZAP AT4	Y-Y	Yy0	0°

Tabla 6.-Diagramas vectoriales, grupos de conexión y desplazamiento angular entre devanados primarios y secundarios de los transformadores de potencia de las RGD bajo estudio [17], [18], [28]-[30].

Subestación	Diagrama fasorial	Grupo de conexión de devanados	Desplazamiento angular entre devanados
S.E. CIV T2	Δ-Y	Dy1	Secundario atrasado 30° respecto al primario.
S.E. CUE T1	Δ-Y	Dy1	Secundario atrasado 30° respecto al primario.
S.E. CUE T2	Δ-Y	Dy1	Secundario atrasado 30° respecto al primario.
S.E. MOR T1	Y-Y	Yy0	0°
S.E. MOR T2	Y-Y	Yy0	0°
S.E. TBH T1	Δ-Y	Dy1	Secundario atrasado 30° respecto al primario.

Es importante puntualizar que tanto para la tabla 5, como para la tabla 6, debe considerarse que la secuencia de fases es del orden 1, 2 y 3 en el sentido de giro contrario a las manecillas del reloj [17].

3.3.2.1 ANÁLISIS FASORIAL -ENLACES- ENTRE S. E. CUE Y S. E. TBH

Con base en la figura 5 y la tabla 3 del capítulo II, así como en las tablas 5 y 6 de este capítulo, podemos realizar el análisis fasorial de los enlaces posibles entre subestaciones de las RGD de Cuernavaca -para su posterior simulación en ATP [31]. De tal análisis podemos determinar el desplazamiento angular existente en las barras (bus) de 23 kV de las subestaciones, y así, determinar los casos de estudio factibles para simulación realizada en el capítulo IV, ya que los circuitos de M.T. se conectan al bus de su propia subestación.

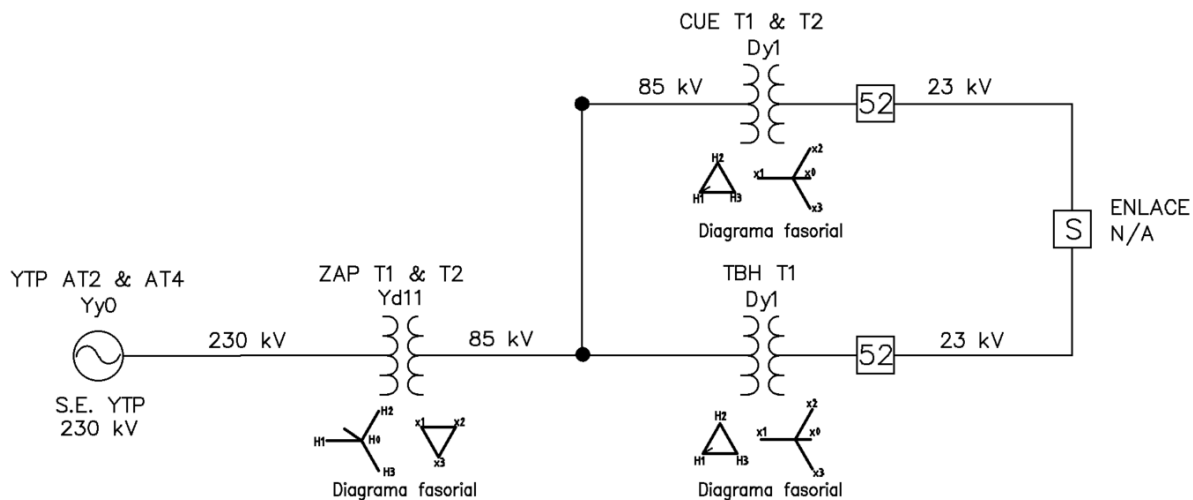


Figura 11. Análisis fasorial del enlace entre circuitos de la S.E. CUE y S.E. TBH. Elaboración propia

En las RGD bajo análisis puede notarse que el nivel de tensión eléctrico en los circuitos de 23 kV converge -independiente de su fuente- en los equipos de enlace instalados fuera de las subestaciones, los cuales operan en una condición (N/A) normalmente abiertos [32].

Para el caso de los enlaces entre circuitos de 23 kV entre la S.E. CUE y la S.E. TBH que tienen como fuente de energía común, más cercana, los T1 y T2 de la S.E. ZAP, podemos analizar la configuración de los transformadores involucrados desde su comportamiento fasorial [17], [18], [28], [33], [34], [35] con base en la figura 11.

- Yd11: Es un transformador con el primario en conexión estrella (Y) y el secundario en delta (d). El "11" indica que el voltaje del secundario está adelantado 330° (o su equivalente retrasado -30°) respecto al primario.
- En la configuración Dy1 el primario está en delta (D) y el secundario en estrella (y). El "1" significa que el voltaje del secundario está retrasado -30° con respecto al primario.

Con esas consideraciones podemos hacer un análisis fasorial del desplazamiento angular que se presenta por la interconexión entre transformadores de la RNT y las RGD de la ciudad de Cuernavaca.

Tabla 7.- Análisis y comparación del desplazamiento angular entre la S.E. CUE y la S.E. TBH.

ZAP T1 / T2	Desplazamiento angular fases (H)	Desplazamiento angular fases (X) (-30°) con respecto (H)	TBH T1	Desplazamiento angular fases (H)	Desplazamiento angular fases (X) (-30°) con respecto (H)	Bus de 23 kV desplazamiento angular (X)
Y- Δ Yd11	H1: 0°	x1: -30° o 330°	Δ -Y Dy1	H1: 330°	x1: 330°-30°: 300°	Φ 1: 300° o - 60°
	H2: 120°	x2:120-30: 90°		H2: 90°	x2: 90°-30°: 60°	Φ 2: °60
	H3: 240°	x3:240-30: 210°		H3: 210°	x3:210°-30: 180°	Φ 3: °180
ZAP T1 / T2	Desplazamiento angular fases (H)	Desplazamiento angular fases (X) (-30°) con respecto (H)	CUE T1/ T2	Desplazamiento angular fases (H)	Desplazamiento angular fases (X) (-30°) con respecto (H)	Bus de 23 kV desplazamiento angular (X)
Y- Δ Yd11	H1: 0°	x1: -30° o 330°	Δ -Y Dy1	H1: 330°	x1: 330°-30°: 300°	Φ 1: 300° o - 60°
	H2: 120°	x2:120-30: 90°		H2: 90°	x2: 90°-30°: 60°	Φ 2: °60
	H3: 240°	x3:240-30: 210°		H3: 210°	x3:210°-30: 180°	Φ 3: °180

Con base en la figura 11 y la tabla 7 podemos constatar que las fases de la S.E. TBH y la S.E. CUE están en fase, con un desfase de 60° del secundario, debido a los transformadores Yd11 y Dy1, por lo tanto, se pueden realizar maniobras de transferencia de carga ininterrumpidas, ya que cumple con las condiciones de sincronismo [3], [11].

Este tipo de análisis de las configuraciones fasoriales involucradas en la puesta en paralelo entre circuitos de 23 kV es importante tenerlo en cuenta ante cualquier modificación de configuración fasorial para enlazar otras subestaciones, es decir, que si se realizan modificaciones fasoriales ya sea en S.E. CUE o S.E. TBH, debe considerar modificar ambas para conservar la cualidad operativa de las transferencias de carga ininterrumpidas entre estas subestaciones, y así conservar la gestión de energía que se tiene entre ellas, es decir, el flujo eléctrico que puede trasladarse entre sus circuitos sin interrumpir el suministro de energía, ya sea en maniobras de restablecimiento o de mantenimiento.

3.3.2.2 ANÁLISIS FASORIAL -ENLACES- ENTRE S. E. CUE Y S. E. MOR

Para este análisis es importante tener en cuenta que ambas fuentes de energía de 230 kV (S.E. TOP y S.E. YTP) tienen una configuración fasorial Yy0, lo cual implica, que en los devanados primario de los T1 y T2 de la S. E. MOR, así como en los de los T1 y T2 de la S.E. ZAP no debe considerarse ningún desplazamiento angular, ver tabla 5.

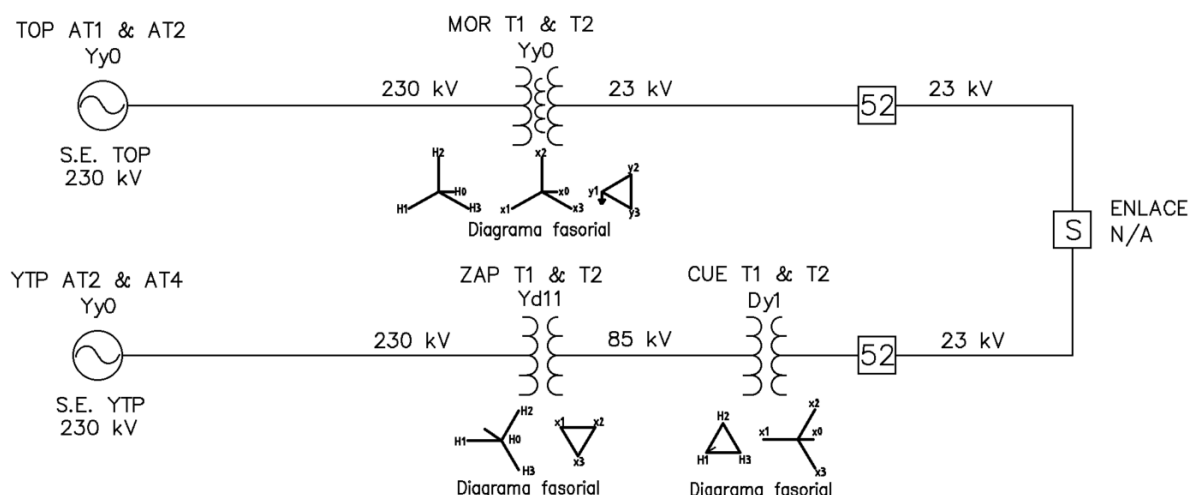


Figura 12. Análisis fasorial del enlace entre circuitos de la S.E. CUE y S.E. MOR. Elaboración propia.

Tabla 8.- Análisis y comparación del desplazamiento angular entre la S.E. CUE y la S.E. MOR.

TOP AT1 / AT2	Desplazamiento angular fases (H)	Desplazamiento angular fases (X) con respecto (H)	MOR T1/T2	Desplazamiento angular fases (H)	Desplazamiento angular fases (X) con respecto (H)	Bus de 23 kV desplazamiento angular (X)
Y- Y Yy0	H1: 0°	x1: 0°	Y-Y Yy0	H1: 0°	x1: 0°	Φ1: °0
	H2: 120°	x2: 120°		H2: 120°	x2: 120°	Φ2: °120
	H3: 240°	x3: 240°		H3: 240°	x3: 240°	Φ3: °240
ZAP T1 / T2	Desplazamiento angular fases (H)	Desplazamiento angular fases (X) (-30°) con respecto (H)	CUE T1/T2	Desplazamiento angular fases (H)	Desplazamiento angular fases (X) (-30°) con respecto (H)	Bus de 23 kV desplazamiento angular (X)
Y- Δ Yd11	H1: 0°	x1: -30° o 330°	Δ-Y Dy1	H1: 330°	x1: 330°-30°: 300°	Φ1: °300 o - 60°
	H2: 120°	x2: 120-30: 90°		H2: 90°	x2: 90°-30°: 60°	Φ2: °60
	H3: 240°	x3: 240-30: 210°		H3: 210°	x3: 210°-30: 180°	Φ3: °180

Como puede notarse en la tabla 8 el desplazamiento angular entre la S.E. CUE y la S.E. MOR es de °60, ya que, en cada uno de los grupos de conexión Yd11 y Dy1 el secundario esta retrasado 30° con respecto al primario [17], [28].

Ante esas condiciones fasoriales hay alternativas [33]-[35] para ajustar el desfase de 60° que permita conexiones en paralelo, por medio de modificaciones de conexiones externas de los transformadores, cambiando la conexión de las fases en el secundario de uno de los transformadores para ajustar el desplazamiento angular relativo a cero entre las fases de los circuitos de 23 kV.

Primera opción para eliminar el desfase, intercambiamos las conexiones del secundario del Dy1, CUE T1/T2.

- Conectar secundario de la fase 1 (a) a la fase 2 del Yy0.
- Conectar secundario de la fase 2 (b) a la fase 3 del Yy0.
- Conectar secundario de la fase 3 (c) a la fase 1 del Yy0.

Esto efectivamente "rota" las fases en 120° en sentido contrario, compensando el desfase del Dy1 de la S.E. CUE y alineándolo con el Yy0 de S.E. MOR. Ese intercambio de fase puede realizarse en los puntos de enlace en la red de 23 kV de entre las subestaciones analizadas.

La segunda opción radica en modificaciones del lado primario del transformador con conexión Dy1, este caso es de especial análisis e incluso para trabajos futuros, ya que debe considerarse una revisión del esquema de protecciones de los transformadores de potencia, aunado al intercambio de las conexiones en el primario de los Dy1 (CUE T1/T2).

- Conectar la fase 1 (a) a la boquilla H2 del primario Dy1 (S.E. CUE/TBH).
- Conectar la fase 2 (b) a la boquilla H3 del primario Dy1 (S.E. CUE/TBH).
- Conectar la fase 3 (b) a la boquilla H1 del primario Dy1 (S.E. CUE/TBH).

Se plantea esta opción en las simulaciones de las maniobras para eliminar el desfase al momento de enlazar los circuitos para estar en posibilidades de analizar valores de tensión eléctrica y corrientes en la red de 23 kV antes, durante y posterior a la transferencia de carga ininterrumpida.

3.3.2.3 ANÁLISIS FASORIAL -ENLACES- ENTRE S. E. CIV Y S. E. TBH

Para el caso del posible enlace entre la S.E. CIV; S.E TBH podemos representar su análisis, indicando y representando los transformadores de potencia con su grupo de conexión entre devanados, el cual, nos indica el desplazamiento angular que hay entre devanados, y así, analizar las posibilidades de tener en fase (sincronía) las fases, en los puntos de enlace, los circuitos de 23 kV de las subestaciones, la representación de la figura 13, para fines prácticos también aplica para los posibles enlaces entre S.E. CIV y S.E. CUE debido a que la S.E. CUE, comparte fuente de energía con la S.E. TBH por medio de los T-1 y T-2 de la S.E. ZAP.

Como puede observarse en la figura 13, la RNT transporta la energía subestaciones que la transforman en distintos niveles de tensión eléctrica, por medio de transformadores que cuentan con conexiones fasoriales que no siempre coinciden entre sí, por lo tanto, el desplazamiento angular de las fases en las redes eléctrica va cambiando, en la figura puede apreciarse que las subestaciones de las RGD (CIV y TBH) reciben la energía eléctrica del sistema con un desplazamiento angular distinto, asimismo, en esas instalaciones también se transforma la energía a un nivel de tensión eléctrica distinto y con un desplazamiento angular que no puede desestimarse.

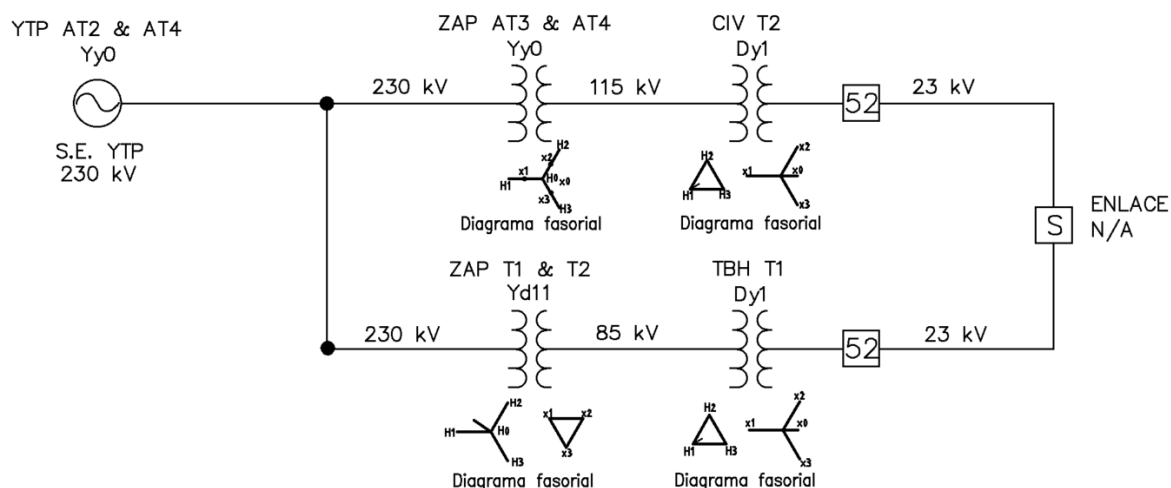


Figura 13. Análisis del enlace entre circuitos de la S.E. CIV y S.E. TBH. Elaboración propia

Desde la perspectiva fasorial, los dos transformadores Dy1 de las S.E. CIV y TBH no pueden conectarse en paralelo, debido a que, el problema radica en el desfase entre los voltajes de los secundarios de ambos Dy1, lo que genera incompatibilidad para la operación en paralelo, el análisis de las conexiones fasoriales entre los devanados se detalla a continuación:

1. (S.E. ZAP T1 y T2)Yd11:
 - Primario (estrella): Conectado a la fuente trifásica (S.E. YTP AT2 y AT4)Yy0, recibe la energía sin desplazamiento angular [17].
 - Secundario (delta): Genera voltajes desfasados 330° antihorario (o -30°) respecto al primario [17].
2. (S.E. TBH T1) Dy1 (en serie con Yd11):
 - Primario (delta): Conectado al secundario del Yd11.
 - Secundario (estrella): Genera voltajes con un desfase adicional de -30° respecto a su primario.

3. (S.E. ZAP AT3 y AT4)Yy0:

- Primario (estrella): Conectado a la fuente trifásica (S.E. YTP AT2 y AT4)Yy0, recibe la energía sin desplazamiento angular [17].
- Secundario (estrella): Genera voltajes sin desfase o desplazamiento angular respecto al primario [17].

4. (S.E. CIV T2) Dy1 (en serie con Yy0):

- Primario (delta): Conectado al secundario del Yy0.
- Secundario (estrella): Genera voltajes con un desfase de -30° respecto a su primario.

Con tales condiciones del diseño de los transformadores de potencia, podemos comparar el desplazamiento angular que resulta en los circuitos de 23 kV, y así, verificar si están en fase o desfase, ya que el resto de las consideraciones para la puesta en paralelo entre dos circuitos, se cumplen.

Tabla 9.- Análisis y comparación del desplazamiento angular resultante en circuitos de 23 kV.

ZAP T1 / T2	Desplazamiento angular fases (H)	Desplazamiento angular fases (X) con respecto (H)	TBH T1	Desplazamiento angular fases (H)	Desplazamiento angular fases (X) con respecto (H)	Circuito 23 kV desplazamiento angular
Y- Δ Yd11	H1: 0°	x1: -30° o 330°	Δ -Y Dy1	H1: 330°	x1: $330^\circ-30^\circ$: 300°	$\Phi 1$: 300° o -60°
	H2: 120°	x2: $120-30$: 90°		H2: 90°	x2: $90^\circ-30^\circ$: 60°	$\Phi 2$: 60°
	H3: 240°	x3: $240-30$: 210°		H3: 210°	x3: $210^\circ-30^\circ$: 180°	$\Phi 3$: 180°
ZAP AT3/AT4	Desplazamiento angular fases (H)	Desplazamiento angular fases (X) con respecto (H)	CIV T2	Desplazamiento angular fases (H)	Desplazamiento angular fases (X) con respecto (H)	Circuito 23 kV desplazamiento angular
Y-Y Yy0	H1: 0°	x1: 0°	Δ -Y Dy1	H1: 0°	x1: $0^\circ-30^\circ$: -30°	$\Phi 1$: -30°
	H2: 120°	x2: 120°		H2: 120°	x2: $120^\circ-30^\circ$: 90°	$\Phi 2$: 90°
	H3: 240°	x3: 240°		H3: 240°	x3: $240^\circ-30^\circ$: 90°	$\Phi 3$: 210°

Por lo descrito en la tabla 9 los circuitos de 23 kV que deriven de la S.E.CIV no pueden ser considerados para su puesta en paralelo, momentánea, con los circuitos que deriven de la S.E. CUE y S.E. TBH para realizar maniobras de transferencia de carga ininterrumpida, ya que los circuitos tienen un desfase de 30° entre sí (-60° vs. -30°), lo que impide conectarlos directamente en paralelo, ya que generaría corrientes circulantes y el intercambio de fases en alguno de los transformadores, no puede modificar los desplazamientos angulares en múltiplos de 30° .

3.4 CASOS DE ESTUDIO

Ante las evidencias desarrolladas en el subcapítulo 3.3.2, se descarta la posibilidad de tomar un caso de estudio entre la S.E. CIV y las S.E. CUE; S.E. CIV; S.E. MOR. Asimismo, con base en la tabla 3, no pueden darse casos de estudio entre S.E. MOR y S.E. TBH, quedando solamente, como casos de estudio S.E. MOR con S.E. CUE y S.E. CUE con S.E. TBH.

Con base en lo desarrollado hasta este punto de la investigación, podemos determinar los casos de estudio, en los que se tienen las condiciones más favorables para simular las maniobras de transferencia de carga, con base en las implicaciones materiales con las que cuentan las RGD de la ciudad de Cuernavaca, así como en las conexiones fasoriales analizadas.

Los enlaces considerados cuentan con equipos de enlace con control remoto y local facilitando las maniobras de puesta en paralelo, momentánea, entre circuitos de distribución, evitando así, tiros de carga por parte de alguno de los circuitos de distribución y por ende interrupciones de energía. Los enlaces considerados como casos de estudio están conformados por seis circuitos de 23 kV.

- CUE 5050-MOR 5125 S6122.
- CUE 5040-TBH 53055 S0050.
- CUE 5070-MOR 5235 S6113.

Los circuitos utilizados como caso de estudio cuentan con nomenclatura [2] y configuraciones [32] que permiten una adecuada identificación para su análisis operativo, así como para poder calcular su impedancia y realizar su respectiva representación como elemento de la red [19] incrustado en la maniobra de transferencia de carga en el simulador ATP[31].

Por otro lado, es con base en las características técnicas y físicas de los circuitos de 23 kV que logramos obtener el valor de la resistencia y reactancia en secuencia positiva, considerando la altura del conductor, la configuración de la estructura y las particularidades propias del conductor que conforman el elemento topológico a representar en la red [3], [4], [32].

En la tabla 10 se especifican las características técnicas de las líneas de M.T., que son del interés de este trabajo de investigación, con base en las condiciones reales de los circuitos.

Tabla 10.- Características técnicas de las líneas de M.T.

Circuito	Calibre	Hilos	Distancia de la fuente al enlace (m)	Estructura	Distancia entre fases (cm)	Altura del conductor (m)
CUE 5040	AL 336.4	33	1,371	TS	1-2 = 62; 2-3 = 124; 1-3 = 186	8
CUE 5050	AL 336.4	33	1,225	VS	1-2 = 68.5; 2-3 = 68.5; 1-3 = 137	8
CUE 5070	AL 336.4	33	3,456	TS	1-2 = 62; 2-3 = 124; 1-3 = 186	8
MOR 5125	AL 336.4	33	3,962	TS	1-2 = 62; 2-3 = 124; 1-3 = 186	8
MOR 5235	AL 266.8	19	4,920	TS	1-2 = 62; 2-3 = 124; 1-3 = 186	8
TBH 53055	AL 336.4	33	1,859	TS	1-2 = 62; 2-3 = 124; 1-3 = 186	8

Los datos que conforman la tabla 8, son los del calibre de los conductores con su número de hilos [36], [37], [38]; tipo de estructuras con la disposición física entre fases [39], [40], [41]; altura del tendido eléctrico [32]; distancia del tendido eléctrico de la fuente de energía al punto de enlace [42].

3.4.1 REPRESENTACIÓN DE LOS CIRCUITOS DE 23 kV Y 85 kV.

Similar a los cálculos realizados en la representación de los valores de impedancia en p.u. de los transformadores de potencia, de la misma manera, se requiere una Z_{base} para los circuitos de 23 kV.

$$Z_{base} = \frac{V_{base}^2}{S_{base}} = \frac{23kV^2}{100MVA} = 5.29 \Omega \quad (3.30)$$

Asimismo, para calcular la impedancia en valores por unidad $Z_{p.u.}$ de cada circuito seleccionado para los casos de estudio, será con base en la fórmula (3.31).

$$Z_{p.u} = \frac{Z_{\Omega}}{Z_{base}} \quad (3.31)$$

3.4.1.1 CUE 5040

Con base en la tabla 10 y en las características técnicas del CUE 5040 se puede calcular la impedancia del circuito en Ω/km (resistencia y reactancia) utilizando las fórmulas (3.32) y (3.33).

$$R = \frac{0.1696\Omega \times 1.371 \text{ km}}{\text{km}} = 0.2316 \Omega \quad (3.32)$$

$$X_L = \frac{0.3877\Omega \times 1.371 \text{ km}}{\text{km}} = j0.5315 \Omega \quad (3.33)$$

Para el cálculo de la impedancia en p.u. emplearemos los valores obtenidos de las fórmulas (3.30), (3.32) y (3.33) para sustituirlos en la fórmula (3.31) y obtener el valor de la impedancia del CUE 5040 en valores en p.u.

$$Z_{p.u} = \frac{Z_{\Omega}}{Z_{base}} = \frac{0.2316 + j0.5315}{5.29} = 0.0437 + j0.1004 \text{ p.u.} \quad (3.34)$$

3.4.1.2 CUE 5050

Con base en la tabla 10 y en las características técnicas del CUE 5050 se puede calcular la impedancia del circuito en Ω/km (resistencia y reactancia) utilizando las fórmulas (3.35) y (3.36).

$$R = \frac{0.1696\Omega \times 1.225 \text{ km}}{\text{km}} = 0.2077 \Omega \quad (3.35)$$

$$X_L = \frac{0.3676\Omega \times 1.225 \text{ km}}{\text{km}} = j0.4503 \Omega \quad (3.36)$$

Para el cálculo de la impedancia en p.u. emplearemos los valores obtenidos de las fórmulas (3.30), (3.35) y (3.36) para sustituirlos en la fórmula (3.31) y obtener el valor de la impedancia del CUE 5050 en valores en p.u.

$$Z_{p.u} = \frac{Z_{\Omega}}{Z_{base}} = \frac{0.2077 + j0.4503}{5.29} = 0.0392 + j0.0851 \text{ p.u.} \quad (3.37)$$

3.4.1.3 CUE 5070

Con base en la tabla 10 y en las características técnicas del CUE 5070 se puede calcular la impedancia del circuito en Ω/km (resistencia y reactancia) utilizando las fórmulas (3.38) y (3.39).

$$R = \frac{0.1696\Omega \times 3.456 \text{ km}}{\text{km}} = 0.5861 \Omega \quad (3.38)$$

$$X_L = \frac{0.3676\Omega \times 3.456 \text{ km}}{\text{km}} = j1.270 \Omega \quad (3.39)$$

Para el cálculo de la impedancia en p.u. emplearemos los valores obtenidos de las fórmulas (3.30), (3.38) y (3.39) para sustituirlos en la fórmula (3.31) y obtener el valor de la impedancia del CUE 5050 en valores en p.u.

$$Z_{p.u} = \frac{Z_{\Omega}}{Z_{base}} = \frac{0.5861 + j1.270}{5.29} = 0.1107 + j0.240 \text{ p.u.} \quad (3.40)$$

3.4.1.4 MOR 5125

Con base en la tabla 10 y en las características técnicas del MOR 5125 se puede calcular la impedancia del circuito en Ω/km (resistencia y reactancia) utilizando las fórmulas (3.41) y (3.42).

$$R = \frac{0.1696\Omega \times 3.962 \text{ km}}{\text{km}} = 0.6719 \Omega \quad (3.41)$$

$$X_L = \frac{0.3877\Omega \times 3.962 \text{ km}}{\text{km}} = j1.5360 \Omega \quad (3.42)$$

Para el cálculo de la impedancia en p.u. emplearemos los valores obtenidos de las fórmulas (3.30), (3.41) y (3.42) para sustituirlos en la fórmula (3.31) y obtener el valor de la impedancia del MOR 5125 en valores en p.u.

$$Z_{p.u} = \frac{Z_{\Omega}}{Z_{base}} = \frac{0.6719 + j1.5360}{5.29} = 0.1270 + j0.2903 \text{ p.u.} \quad (3.43)$$

3.4.1.5 MOR 5235

Con base en la tabla 10 y en las características técnicas del MOR 5235 se puede calcular la impedancia del circuito en Ω/km (resistencia y reactancia) utilizando las fórmulas (3.44) y (3.45).

$$R = \frac{0.2135\Omega \times 4.920 \text{ km}}{\text{km}} = 1.0504 \Omega \quad (3.44)$$

$$X_L = \frac{0.3962\Omega \times 4.920 \text{ km}}{\text{km}} = j1.9493 \Omega \quad (3.45)$$

Para el cálculo de la impedancia en p.u. emplearemos los valores obtenidos de las fórmulas (3.30), (3.41) y (3.42) para sustituirlos en la fórmula (3.31) y obtener el valor de la impedancia del MOR 5235 en valores en p.u.

$$Z_{p.u} = \frac{Z_{\Omega}}{Z_{base}} = \frac{1.0504 + j1.9493}{5.29} = 0.1985 + j0.3684 \text{ p.u.} \quad (3.46)$$

3.4.1.6 TBH 53055

Con base en la tabla 10 y en las características técnicas del MOR 5235 se puede calcular la impedancia del circuito en Ω/km (resistencia y reactancia) utilizando las fórmulas (3.47) y (3.48).

$$R = \frac{0.1696\Omega \times 1.859 \text{ km}}{\text{km}} = 0.3152 \Omega \quad (3.47)$$

$$X_L = \frac{0.3877\Omega \times 1.859 \text{ km}}{\text{km}} = j0.7207 \Omega \quad (3.48)$$

Para el cálculo de la impedancia en p.u. emplearemos los valores obtenidos de las fórmulas (3.30), (3.41) y (3.42) para sustituirlos en la fórmula (3.31) y obtener el valor de la impedancia del MOR 5235 en valores en p.u.

$$Z_{p.u} = \frac{Z_{\Omega}}{Z_{base}} = \frac{0.3152 + j0.7207}{5.29} = 0.0595 + j0.1362 \text{ p.u.} \quad (3.46)$$

Para cada uno de los circuitos de los casos de estudio, se desprecia la reactancia capacitiva, debido a que las distancias son menores a ($<50 \text{ km}$) [3], [19], por lo tanto, la capacitancia es despreciable para estos cálculos de impedancia.

3.4.1.7 LST ZAP 73050/73040 CUE

Las líneas 73040 y 73050 que son parte de la topología de las RGD de nuestro interés, deben ser considerado su efecto capacitivo en el modelado de la red, por lo tanto, por medio de su impedancia podemos representarlas en las simulaciones, así como en los modelados, los parámetros en p.u. de las líneas a considerar son la impedancia y la susceptancia [15], [21].

$$Z = 0.01284 + j 0.06618 \text{ p.u.}; B = j 0.0023 \text{ p.u.}$$

Con base en el resultado de la fórmula (3.26), en la cual, se tiene una Z_{base} de 72.25Ω , en un nivel de tensión eléctrica de 85kV , se puede calcular la impedancia de las líneas en valores de resistencia, en Ω

$$Z_{\Omega} = Z_{p.u.} \times Z_{base} = (0.01284 + j0.06618)72.25 = 0.9277 + j4.7815\Omega \quad (3.47)$$

Para el cálculo de la susceptancia en Ω , se realiza de la siguiente forma.

$$X_C = \frac{1}{B_{p.u.}} = \frac{1}{0.0023} = j - 309.6 \text{ p. u.} \quad (3.48)$$

$$X_{C_{\Omega}} = X_{C_{p.u.}} \times Z_{base} = 22368.6 \Omega \quad (3.49)$$

$$XC = \frac{1}{2\pi fC} \rightarrow C = \frac{1}{2\pi fX_C} = \frac{1}{2\pi \times 60 \times 22368.6} = 0.1185\mu F \quad (3.50)$$

El valor capacitivo de la línea debe considerarse en cada extremo, por lo tanto, el resultado de la fórmula (3.50) se debe dividir entre dos. $(0.1185 \frac{\mu F}{2} = 0.5925\mu F)$ (3.51)

CAPÍTULO 4

SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se empleará toda la información desarrollada en esta empresa por determinar los parámetros generales para las maniobras de transferencia de carga, ininterrumpidas, en las RGD de la ciudad de Cuernavaca, por lo tanto, con base en los diagramas, tablas y cálculos desarrollados en los capítulos anteriores, contamos con los elementos para simular en ATP los casos de estudio determinados.

Los casos de estudio fueron seleccionados, a razón, de que la simulación de sus condiciones, implican aplicaciones entre los distintos transformadores de potencias de las subestaciones involucradas, mismo caso, para las barras de M.T. de las que derivan los circuitos de 23 kV, sin embargo, eso no es una limitante para que la simulación estudie condiciones abstractas, por el contrario, la utilización del Alternative Transient Program (ATP), es con base en condiciones operativas e implicaciones materiales existentes.

4.2 SIMULACIÓN EN SOFTWARE ATP

Los modelos digitales empleados en ATP son la representación específica de la red a estudiar y a analizar bajo el comportamiento determinado por las maniobras de transferencia de carga, en las que se requiere de la puesta en paralelo, momentánea, de dos circuitos de 23 kV provenientes de distintas fuentes de energía, por lo tanto, el modelado detallado de la parte del sistema eléctrico -a estudiar- permite realizar modificaciones fasoriales sobre condiciones operativas existentes, para simular casos distintos a las condiciones operativas actuales, donde las maniobras tienen las condiciones propicias para realizarse.

Para ello se determinó un procedimiento (figura 14) para llevar a cabo las simulaciones con criterios teóricos, operativos y fasoriales respaldados por las impedancias físicas de los elementos de la red en ohms (Ω).

Los elementos por representar en impedancias físicas, debe considerarse tanto su componente resistivo y reactivo en Ω , por lo tanto, para validar los modelados de la red para los casos de estudio, se contó con las impedancias físicas de los sistemas en 230 kV de las subestaciones ZAP y MOR; con respecto a los transformadores de potencia, se representaron ZAP T1/T2, CUE T1 y T2, MOR T1 y T2, así como TBH T1.

Con respecto a los circuitos de 85 kV y 23 kV, se calcularon las impedancias físicas de los alimentadores con base en su configuración, tal y como se muestra en el subcapítulo (3.4.1.), asimismo, se plasmó la impedancia de la carga de los circuitos de 23 kV, con base en su histórico de demanda máxima del mes de enero del 2025 [43]

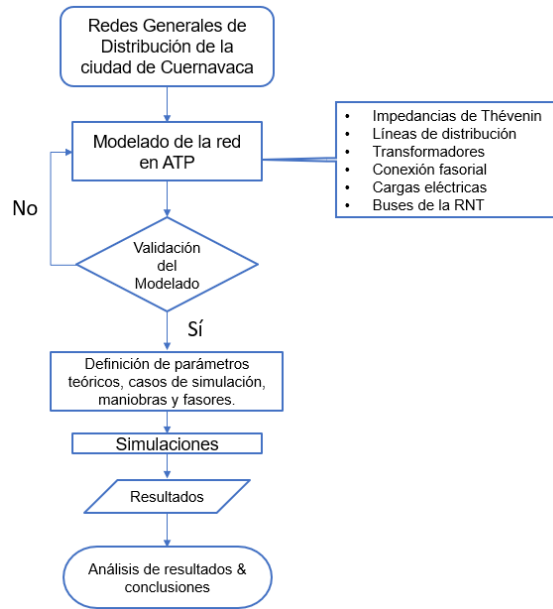


Figura 14. Metodología para la simulación y estudio de maniobras de transferencia de carga [44].

El análisis que parte de las simulaciones permite prever comportamientos en la red deseables, o incluso, aquellos que deben evitarse operativamente, por lo que con base en la figura 14 y con lo desarrollado en esta investigación, en este capítulo realizaremos el modelado de la red en ATP, con base en los elementos determinantes, para simular el comportamiento de la red durante las maniobras de transferencia de carga, ininterrumpida, así como el comportamiento de las RGD posterior a la maniobra en las líneas de 23 kV.

Por lo tanto, con base en los casos de estudio seleccionados, se realizan las simulaciones de las maniobras de transferencia de carga, ininterrumpidas, para analizar las simulaciones y sus resultados con mediciones que deben aproximarse a las condiciones de las RGD.

Casos de estudio:

- CUE 5050-MOR 5125 S6122.
- CUE 5070-MOR 5235 S6113.
- CUE 5040-TBH 53055 S0050.

4.2.1 SIMULACIÓN CUE 5050-MOR 5125 S6122

Para estudiar y analizar el comportamiento de la red antes, durante y posterior a la maniobra de transferencia de carga ininterrumpida, debe modelarse la red, así como la topología física y fasorial involucrada, ya que, tal maniobra interconecta dos sistemas momentáneamente, en un nivel de tensión en el que esas maniobras no son muy recurrentes entre sistemas que provienen de una fuente de energía distinta [3].

Con base en los cálculos realizados en el capítulo anterior podemos representar los elementos de la red en el software ATP para simular las maniobras de transferencia de carga, ininterrumpidas, por medio de un equipo de enlace (S6122) [32], [42] instalado sobre el conductor de 23 kV de los circuitos de distribución CUE 5050 y el MOR 5125, asimismo, se requiere de los valores en Ω de la impedancia física del equivalente de Thévenin del sistema en 230 kV de la S.E. ZAP obtenidos de [21].

NCC mínimo 2027

- $Z_{TH}(+) = 1.903 + j8.835 \Omega$
- $Z_{TH}(0) = 1.380 + j9.114 \Omega$

NCC máximo 2027

- $Z_{TH}(+) = 1.270 + j7.986 \Omega$
- $Z_{TH}(0) = 1.368 + j9.023 \Omega$

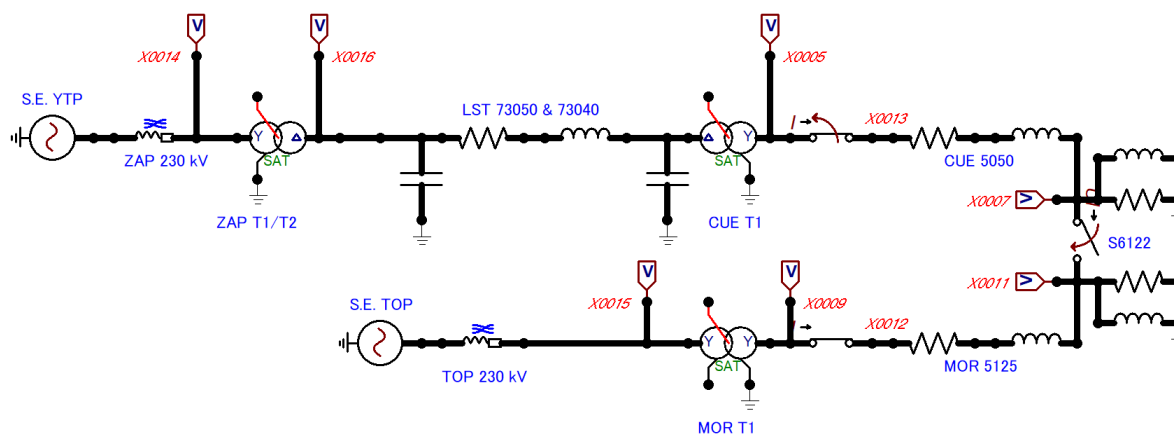


Figura 15. Modelado en ATP del caso de estudio CUE 5050-MOR 5125 S6122 [15], [26], [30], [42].

Con base en lo descrito en el subcapítulo (3.3.2.2), se tienen fundamentos técnicos, operativos y teóricos para cumplir con todos los requerimientos para las maniobras de transferencia de carga ininterrumpida, la cual, precisa de la puesta en paralelo de dos circuitos de 23 kV, sin embargo, este trabajo muestra que la puesta en paralelo de circuitos en M.T. de las RGD, requiere de un análisis topológico de la red desde una perspectiva física, lógica y fasorial.

Por lo tanto, para la simulación del caso de estudio CUE 5050-MOR 5125 S6122, puede notarse en la figura 15 que están involucradas las impedancias del sistema en 230 kV de las barras de la S.E. ZAP y S.E. MOR [21]; la impedancia de los transformadores ZAP T1/T2, CUE T1 y MOR T1; la impedancia de la LST 73050/73040 (trayectoria en paralelo); la impedancia de los circuitos CUE 5050/MOR 5125, así como el valor de la impedancia de la carga eléctrica [43] de los circuitos de 23 kV, cabe mencionar que los valores de las impedancias empleadas en el modelado del ATP son en valores de Ω .

La maniobra de este caso de estudio transfiere la carga del circuito CUE 5050 al MOR 5125 por medio del enlace S6122 y debe realizarse como se describe en la tabla 1, de este trabajo de investigación, por lo tanto, para los tiempos de la acción de los DEI, se considera el cierre del equipo de enlace a 0.05 s, así como la apertura del CUE 5050 a los 0.15 s, por lo tanto, después de los tiempos descritos, el MOR 5125 toma la carga del CUE 5050, sumada a su propia carga eléctrica.

Cómo pude observarse en la figura 15, las RGD están compuestas, desde una perspectiva de niveles de tensión eléctrica, de diferentes niveles de tensión, sin embargo, las RGD de la ciudad de Cuernavaca, convergen en 23 kV, por lo tanto, en el momento en que hay una puesta en paralelos de dos circuitos de M.T. también hay una sincronización de sistemas, los cuales requieren de un mismo nivel de tensión, misma secuencia de fases, un desplazamiento angular que tienda a 0° entre las tensiones de fase de los sistemas, así como una misma frecuencia.

En el modelado de ATP se cumplen con las condiciones de la maniobra de la transferencia de carga, ininterrumpida, entre circuitos de M.T. por lo tanto, es posible observar el comportamiento de la red, ya que el modelado, se realiza con valores del sistema de las RGD bajo análisis.

En la figura 16 se muestra el comportamiento de la I (corriente eléctrica) antes, durante y después de la maniobra, como puede observarse, los valores en A (amperes), se mantienen dentro de rangos admisibles, por lo que no se provoca la operación de las protecciones de sobre corriente (50 o 51) [45], [46]. Ya transferida la carga del CUE 5050 al MOR 5125, considerando en ambos circuitos, sus valores picos de corriente, sin embargo, el nivel de la I toma valores que oscilan en un máximo de 257 A , por lo que se encuentra en valores permisibles para la operación sin interrupciones de energía [3] del MOR 5125 pese a tomar la carga del CUE 5050.

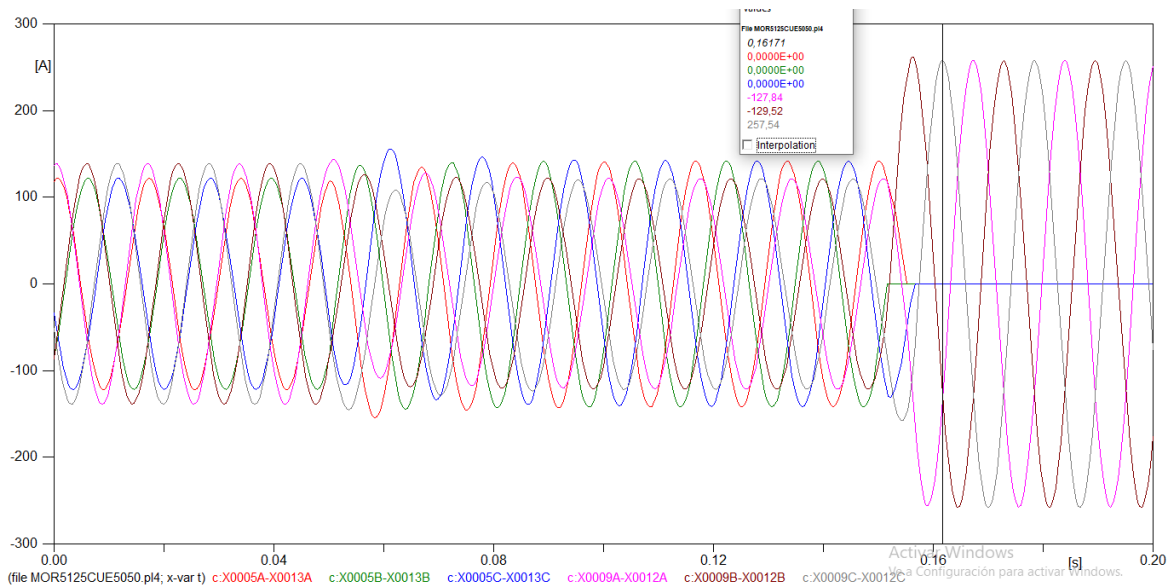


Figura 16. Transferencia de carga, ininterrumpida, CUE 5050 ↔ MOR 5125.

Para corroborar que la maniobra se realiza dentro de los parámetros de confiabilidad, eficiencia, continuidad, calidad y seguridad de las RGD [2] en cada una de sus etapas, así como monitorear a la misma red con sus valores permisibles, debemos observar el comportamiento de la tensión eléctrica en las barras de 23 kV de la S.E. MOR y la S.E. CUE, de igual manera, debe analizarse el comportamiento de ese mismo valor eléctrico en ambos extremos del equipo de enlace S6122.

Para ese monitoreo puede observarse en la figura 15 que se colocaron en el modelado de red para la maniobra de este estudio de caso, medidores a la salida de los transformadores de la S.E. CUE y la S.E. MOR (figura 17), así como en ambos puntos del equipo de enlace S6122 (figura 18) de los circuitos CUE 5050 y MOR 5125.

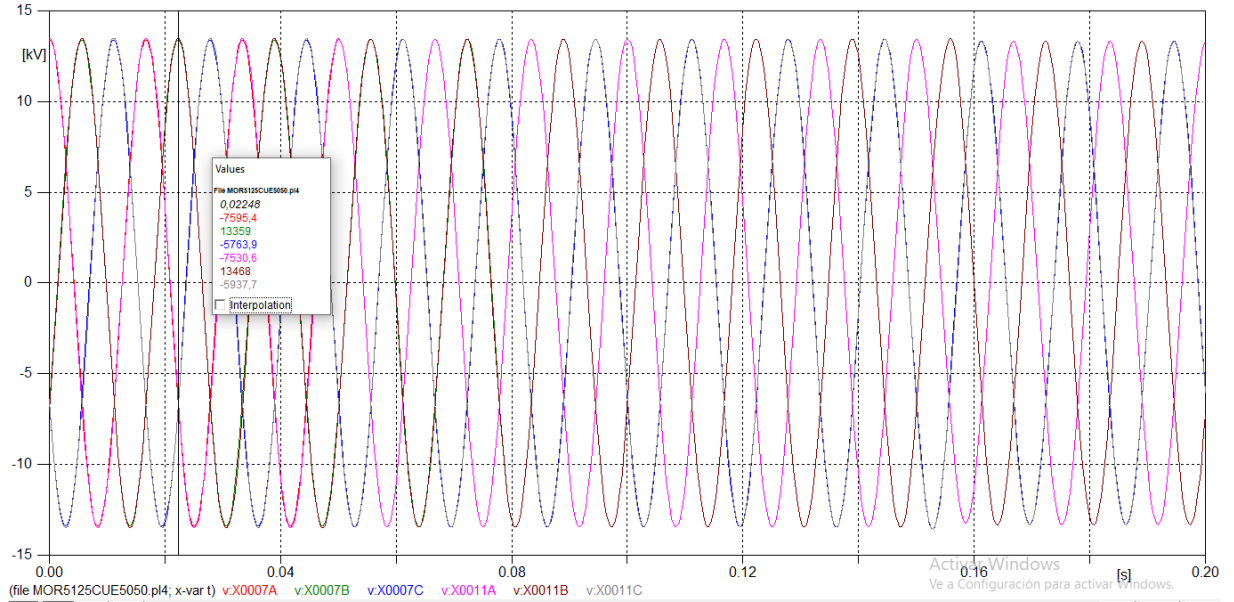


Figura 17. Niveles de tensión eléctrica en las barras de 23 kV de la S.E. CUE y la S.E. MOR, durante la transferencia de carga, ininterrumpida, CUE 5050 ↔ MOR 5125.

Como puede observarse en la figura 17, los niveles de tensión en la barras de M.T. de las subestaciones implicadas, se mantienen estables y en fase antes, durante y después de la maniobra, lo cual, es importante de observar, ya que al transferirse la carga eléctrica, los niveles de tensión tienen variaciones mínimas que están dentro de los rangos permisibles de operación de las RGD [3], en la figura se muestran en un recuadro, los valores de los niveles de tensión dentro del periodo en el que los circuitos se encuentran enlazados, los cuales, son valores de fase, es decir $(V_{fase}) = (23 \text{ kV}/\sqrt{3})$, por lo tanto, para poder conocer la tensión entre fases, la tensión de línea ($V_{línea}$) que reporta la gráfica, solamente debemos tomar el valor de la gráfica y multiplicarlo por $\sqrt{3}$.

$$V_{línea} = V_{fase} \times \sqrt{3} = 13,468 \times \sqrt{3} \text{ V} = 23,327 \text{ V} \quad (4.1)$$

En la fórmula 4.1 se utilizó el valor de la (V_{fase}) de la fase (b) del circuito MOR 5125, el cual puede observarse que está en fase, sin un desplazamiento angular considerable con respecto a la fase (b) del circuito CUE 5050, la cual, asimismo, para conocer el valor de la ($V_{línea}$) de la barra de 23 kV de la S.E. CUE, sólo debe emplearse el valor de la (V_{fase}) que indica la gráfica (13, 359 V) en la fórmula 4.1 y se obtiene un nivel de tensión de 23, 138 V.

Por lo tanto, la maniobra se realiza dentro de los parámetros admitidos para mantener la confiabilidad, continuidad, calidad, eficiencia y calidad de las RGD, asimismo, puede observarse en la gráfica de la figura 17 que la tensión eléctrica de las barras de 23 kV de las subestaciones no presenta variaciones de voltaje que puedan comprometer la continuidad del servicio ni la seguridad de las RGD.

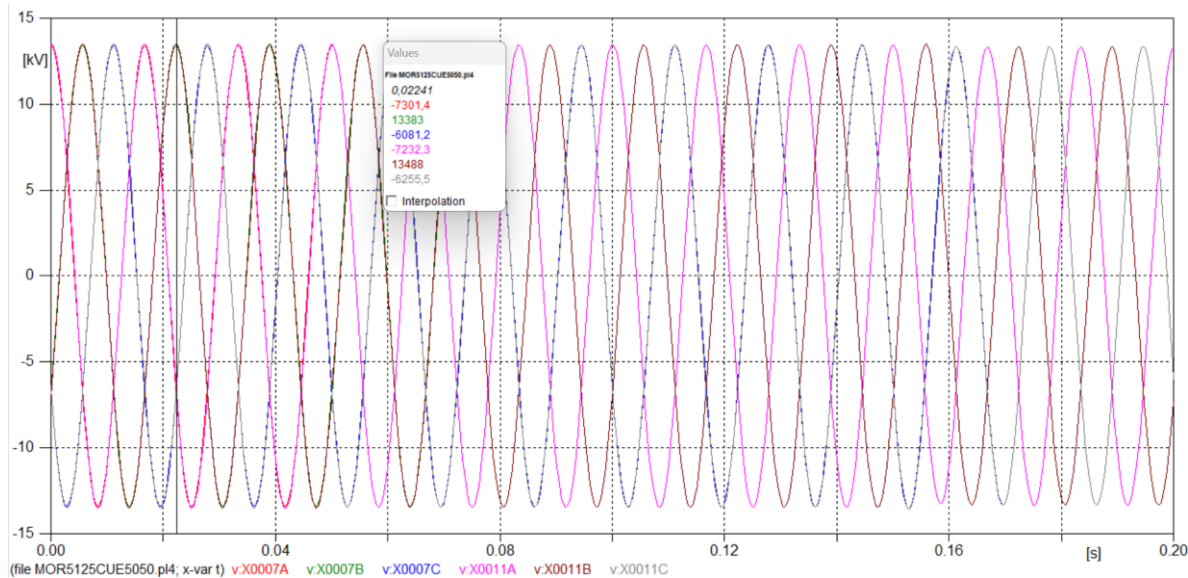


Figura 18. Niveles de tensión eléctrica en ambos extremos del enlace S6122.

Para corroborar la correcta ejecución de la maniobra de la transferencia de carga, también es importante observar y analizar el comportamiento de la tensión eléctrica en ambos puntos del equipo de enlace que opera normalmente abierto (N/A).

Puede observarse en la gráfica de la figura 18, antes del cierre del enlace a los 0.05 s, ambos circuitos están en fase, entre ellos, en sus tres fases, los niveles de tensión no presentan una diferencia considerable, por lo tanto, al cierre del equipo de enlace y hasta la apertura del CUE 5050 a los 0.15 s, es decir, durante la puesta en paralelo de los circuitos, hay un comportamiento adecuado de la tensión para mantener la correcta operatividad de las RGD, por último, después de la apertura del interruptor del CUE 5050, no se presenta una variación de la tensión eléctrica que de indicios de un mal respaldo de la carga eléctrica por parte del MOR 5125, ya que, ocupándose la fórmula (4.1) y observando la gráfica de la figura 18, podrá corroborarse que se conserva el nivel de tensión nominal de circuito en 23 kV.

De modo que, con base en las gráficas y en el modelado de este caso de estudio, la maniobra de transferencia de carga puede realizarse de forma segura, si o sólo si, las tensiones de fase de los circuitos involucrados no presentan un desfase entre las mismas fases a enlazarse, de igual modo, este caso de estudio también aplica para la transferencia de la carga del MOR 5125 hacia el circuito CUE 5050.

4.2.2 SIMULACIÓN CUE 5070-MOR 5235 S6113.

Del mismo modo que el caso de estudio anterior, el modelado de la red para analizar la transferencia de carga entre circuitos de M.T. es similar, con la diferencia de que en esta maniobra están involucrados los transformadores T2 de la S.E. CUE y la S.E. MOR, para analizar el comportamiento fasorial en las barras y circuitos que derivan de esos equipos.

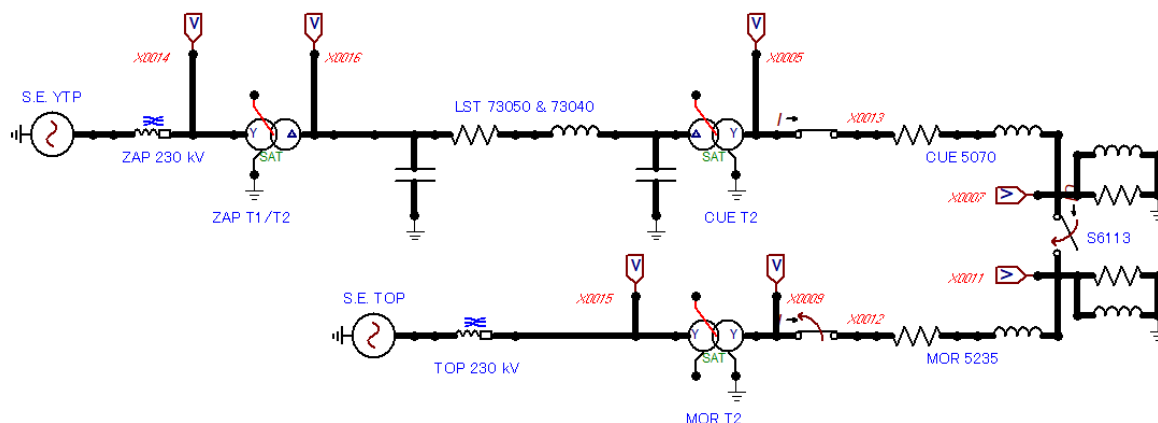


Figura 19. Modelado en ATP del caso de estudio CUE 5070-MOR 5235 S6113 [15], [26], [30], [42].

En relación con el anterior caso de estudio, en el que estuvieron involucrados los transformadores T1 de las subestaciones involucradas, tomaremos los mismos fundamentos teóricos, técnicos y operativos para simular las condiciones propicias para las maniobras de transferencia de carga, entre el circuito CUE 5070 y el MOR235, con los transformadores de potencia T2 involucrados, asimismo, otra de las diferencias para este caso, es la de la transferencia de la carga del circuito de la S.E. MOR a la S.E. CUE, en ambos, considerando sus valores picos de corriente.

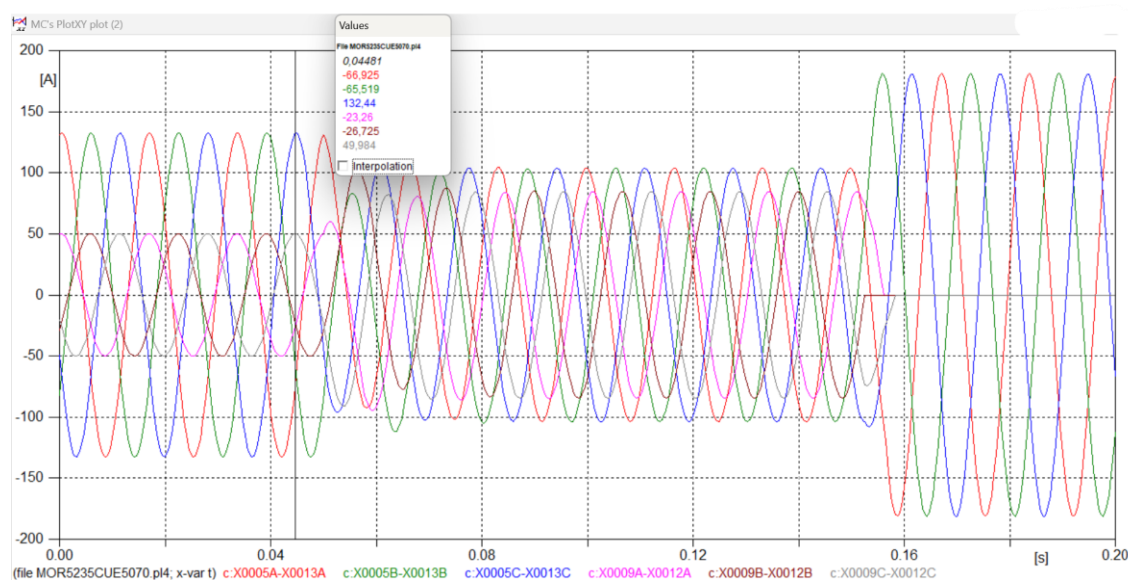


Figura 20. Transferencia de carga, ininterrumpida, CUE 5070 $\leftrightarrow$ MOR 5235.

En la figura 20 puede observarse, con base en los nodos X0005 y X0013 de la figura 19, que es el CUE 5070 el que toma la carga del circuito MOR 5235, asimismo se colocó el selector de valores, antes del cierre del enlace S6113, por lo que puede notarse la carga de cada circuito. El CUE 5070 tiene alrededor de 132 A, en el caso del MOR 5235, tiene aproximadamente 50 A, por lo que, al sumar esos valores la corriente tiene un valor aproximado 182 A entre ambos circuitos, es importante mencionar, que el cálculo de la carga de los circuitos es con base en mediciones [43] de demanda máxima.

Otro rasgo de observar en la gráfica de la figura 20, después de los 0.15 s, los picos de la corriente que ha tomado el CUE 5070 está en el rango de los 180 A, un valor similar a la suma de las cargas de los circuitos antes del cierre del enlace S6113, ahora bien, en el intervalo de tiempo entre los 0.05 y los 0.15 s puede notarse que la carga se distribuye entre los interruptores sin presentarse sobrecorrientes que pudiesen causar la operación de alguna protección eléctrica, y por lo tanto, interrumpir el suministro de energía.

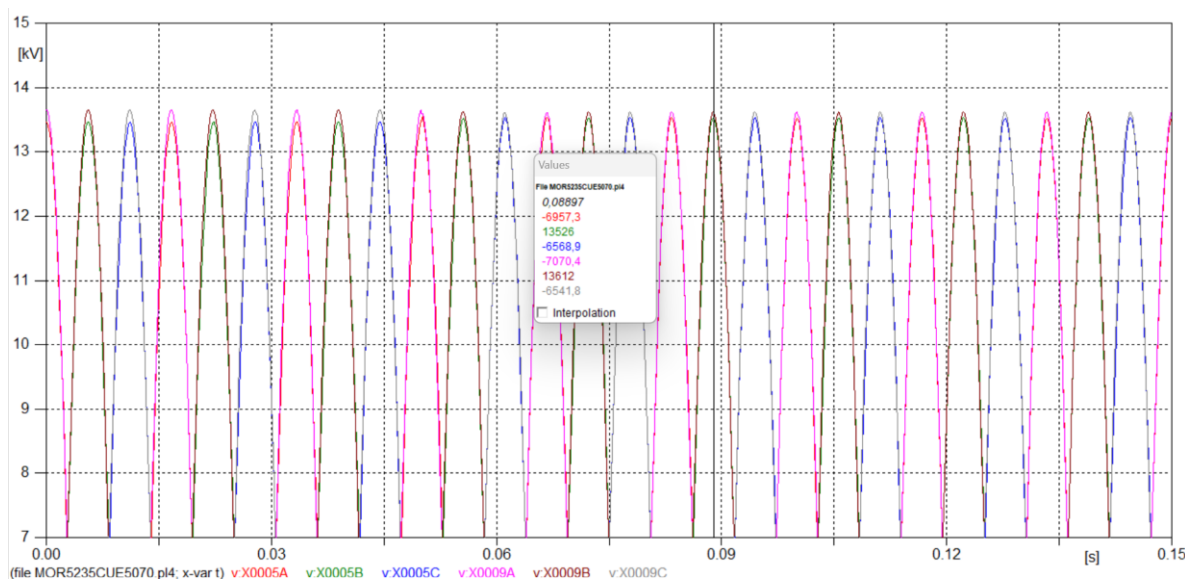


Figura 21. Niveles de tensión eléctrica en las barras de 23 kV de la S.E. CUE y la S.E. MOR, durante la transferencia de carga, ininterrumpida, CUE 5070 ↔ MOR 5235.

En la figura 21 se muestran los niveles de tensión de fase (V_{fase}) de cada uno de los circuitos en el lapso del tiempo de su puesta en paralelo; en magnitud, son muy similares y que las diferencias que presentan entre sí son despreciables ($V_{\text{fase(b)}}=13,526 \text{ V}$, CUE 5070; $V_{\text{fase(b)}}=13,612 \text{ V}$, MOR 5235), ya que no son significativas como para desestabilizar la operatividad de la red, asimismo, están en fase, es decir, el desplazamiento angular tiende a cero (0) entre las fases que corresponden entre sí, es decir, la fase (a) del CUE 5070 está en sincronía con la fase (a) del MOR 5235, y así, sucesivamente las fases (b) y (c) de ambos circuitos.

La tensión de línea ($V_{\text{línea}}$) con base en las fases (b) de la figura 21 y la fórmula (4.1), es de 23, 427 V para el CUE 5070 y de 23, 576 V para el MOR 5235, constatándose que se opera dentro de los valores permisibles [2].

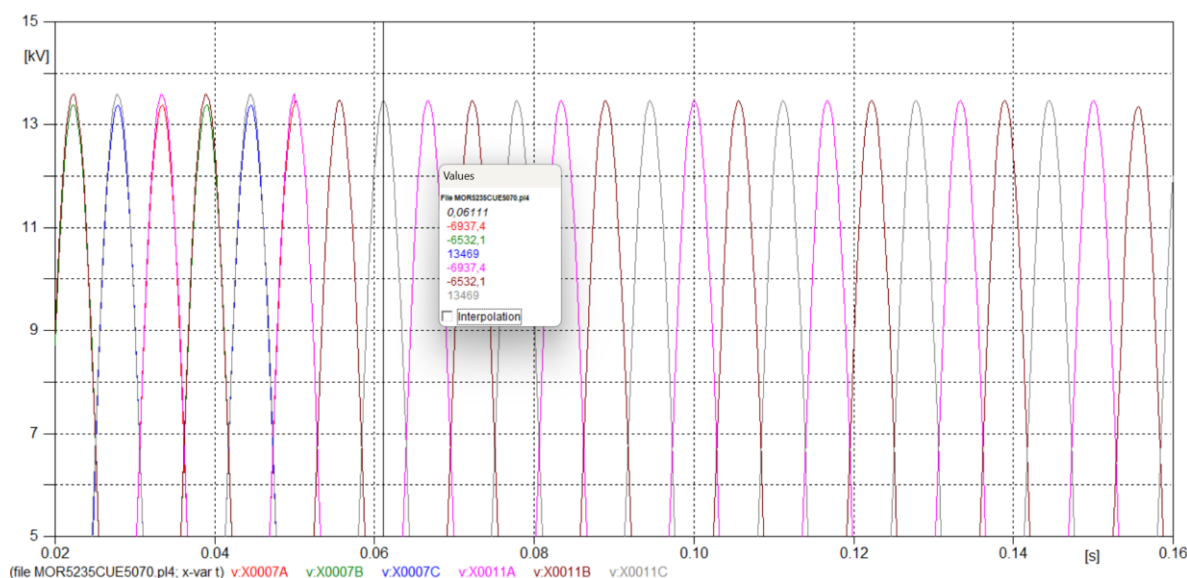


Figura 22. Niveles de tensión eléctrica en ambos extremos del enlace S6113.

Para la figura 22 se hace énfasis en la parte del pico positivo de la onda de la tensión eléctrica de fase (V_{fase}), para los niveles de tensión en ambos extremos del enlace S6113, ya que se busca mostrar que a los 0.05 s, se logra percibir una ligera perturbación en la onda senoidal debido al cierre del enlace, con una duración mínima, casi instantánea.

De la misma forma se logra notar que el selector de valores de la gráfica reporta niveles de tensión idénticos para cada uno de los circuitos, manteniendo ese comportamiento, incluso, posterior a la apertura del interruptor MOR 5235 a los 0.15 s, teniéndose valores operativos aceptables antes, durante y después de la maniobra de la transferencia de carga.

4.2.3 SIMULACIÓN CUE 5040-TBH 53055 S0050

En el subcapítulo (3.3.2.1) se abordó la particularidad que se tiene sobre la condición fasorial que hay entre la S.E. CUE y S.E. TBH, tales subestaciones conforman un anillo de 85 kV [15] en las RGD de la ciudad de Cuernavaca, en términos fasoriales, cualquier modificación fasorial o topológica que se realice en alguna de esas instalaciones debe replicarse en una y otra, para conservar su cualidad operativa en la que la gestión de la energía entre esas subestaciones, al transferirse carga, no padecen de interrupciones de energía.

Las condiciones actuales de las RGD bajo análisis permiten observar el comportamiento de las maniobras de las transferencias de carga, ininterrumpidas, sin proponer modificaciones fasoriales o topológicas adicionales.

Para el caso de estudio entre circuitos de M.T. de las S.E. CUE y S.E. TBH se eligieron circuitos que cuentan con un equipo de enlace con nomenclatura S0050 [2], [32], [42] con mando telecontrolado, por lo que esta maniobra se puede realizar de forma local y remota como se indica en la tabla 1, tanto en el sitio del enlace, como desde el CCD de la zona de distribución del suministrador.

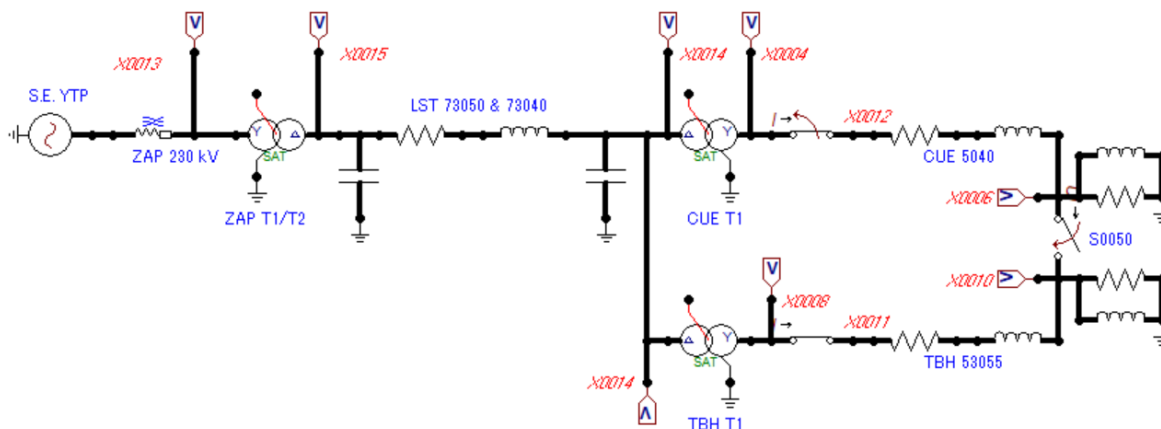


Figura 23. Modelado en ATP del caso de estudio CUE 5040-MOR 53055 S0050 [15], [26], [30], [42].

Encontramos en la figura 23 que las subestaciones CUE y TBH, eléctricamente, derivan de un mismo nodo fasorial, del secundario de los transformadores ZAP T1/T2, el cual, en la figura 23 es el nodo X0014, por lo que su condición fasorial está determinada por el conjunto que conforman esos equipos primarios en la S.E. ZAP, tal condición es determinante en el modelado de la red de la S.E. CUE y la S.E. TBH.

Posteriormente, ya en cada una de las subestaciones de distribución, la conexión fasorial de los transformadores coincide como puede observarse en la figura 23, por lo que podemos advertir que estamos ante condiciones ideales para la maniobra de transferencia de carga.

Para el análisis de la transferencia de carga del circuito CUE 5040 al TBH 53055 se utilizan las impedancias de los elementos de las RGD y el de las cargas de cada uno de los circuitos, con base en el histórico de sus demandas máximas en el mes de enero del 2025 [43], el CUE 5040 tiene un registro de 3815.009 kW y 640.332 $kVar$, para el caso del TBH 53055, se tiene un registro de 3233.333 kW y 518.166 $kVar$, con base en esos valores se obtiene la impedancia en Ω de la carga de los circuito, conjunto, al resto de los cálculos realizados en el capítulo 3 para completar el modelado de red implicada, y así, simular la maniobra de transferencia de carga.

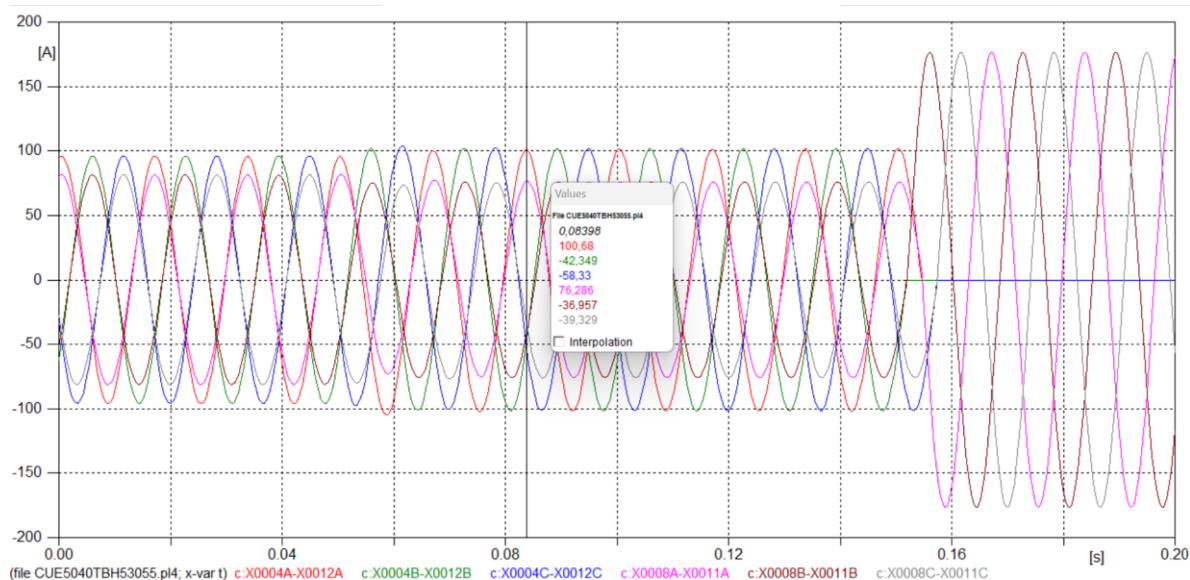


Figura 24. Transferencia de carga, ininterrumpida, CUE 5040 ↔ TBH 53055.

En la figura 24 se simula la transferencia de carga ininterrumpida de este caso de estudio, puede observarse que el selector de valores, nos indica que la carga del CUE 5040, medida desde el nodo X0004 al X0012, indica que hay una corriente eléctrica, aproximada de 100 A en la fase (a), valor pico, para el caso del TBH 53055 en la misma fase, y medida, desde el nodo X0008 al X0011 se tiene un valor que oscila en los 76 A , valor pico, todo ello dentro del periodo del tiempo, en el que los circuitos están enlazados, por lo tanto, durante la puesta en paralelo la distribución de la carga eléctrica no provoca desbalances que pudieran comprometer la continuidad del servicio en alguno de los dos circuitos involucrados en la maniobra.

Para corroborar que la carga fue tomada adecuadamente, en este caso, por el TBH 53055 debe observarse las gráficas de la corriente en las figuras 24 y 25, donde puede constatar, que posterior al tiempo del cierre del enlace (0.05 s), así como al tiempo (0.15 s) de la apertura del interruptor del circuito CUE 5040, la carga sólo se conserva y se gráfica en las mediciones de los nodos X0008 – X0011 correspondientes al TBH 53055 (figura 23).

De igual manera, en el selector de valores de la figura 25, puede observarse que las mediciones correspondientes a los nodos X0004 – X0012 del CUE 5040, se igualan a cero (0), debido a que el total de su carga se transfiere al TBH 53055, asimismo, las mediciones de la corriente eléctrica que indica el selector de valores en los nodos correspondientes al circuito que deriva de la S.E. TBH, oscila, en valores pico de corriente, en los 176 A en la fase (b), un valor muy similar al que se muestra en la figura 24, de la suma de las cargas de los circuitos implicados en sus respectivas fases (a).

Figura 25. Transferencia de la carga del circuito CUE 5040, ($\rightarrow$) al circuito TBH 53055.

Como se muestra en la figura 26, las fases de la tensión eléctrica de los circuitos implicados, oscilan con un desplazamiento angular fasorial igual, en lo que respecta a las magnitudes de las fases, las diferencias son mínimas, por lo tanto, en los casos de las maniobras de transferencia de carga entre los circuitos que deriven de las subestaciones CUE y TBH, cuentan con las condiciones propicias para la puesta en paralelo entre sus circuitos, con base en sus condiciones topológicas físicas y fasoriales.

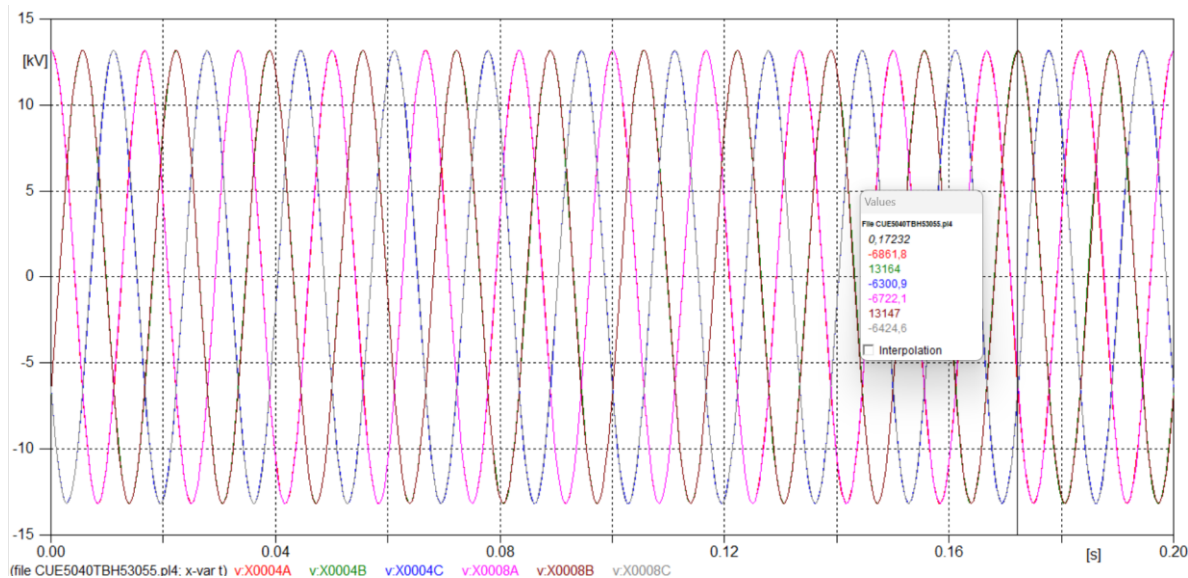


Figura 26. Niveles de tensión eléctrica en las barras de 23 kV de la S.E. CUE y la S.E. TBH, posterior a la transferencia de carga, ininterrumpida, CUE 5040 ↔ TBH 53055.

Cabe destacar de la figura 26, que el nodo X0004 corresponde a la barra de M.T. del CUE T1, y con lo que respecta, al nodo X0008 hace referencia a la barra de 23 kV del TBH T1, por lo tanto, todos los circuitos que deriven de las barras analizadas pueden realizar la maniobra de transferencia de carga, si y solo si, cuentan con dispositivos de enlace que permitan la ejecución de la maniobra de forma segura, ya sea de forma local o remota.

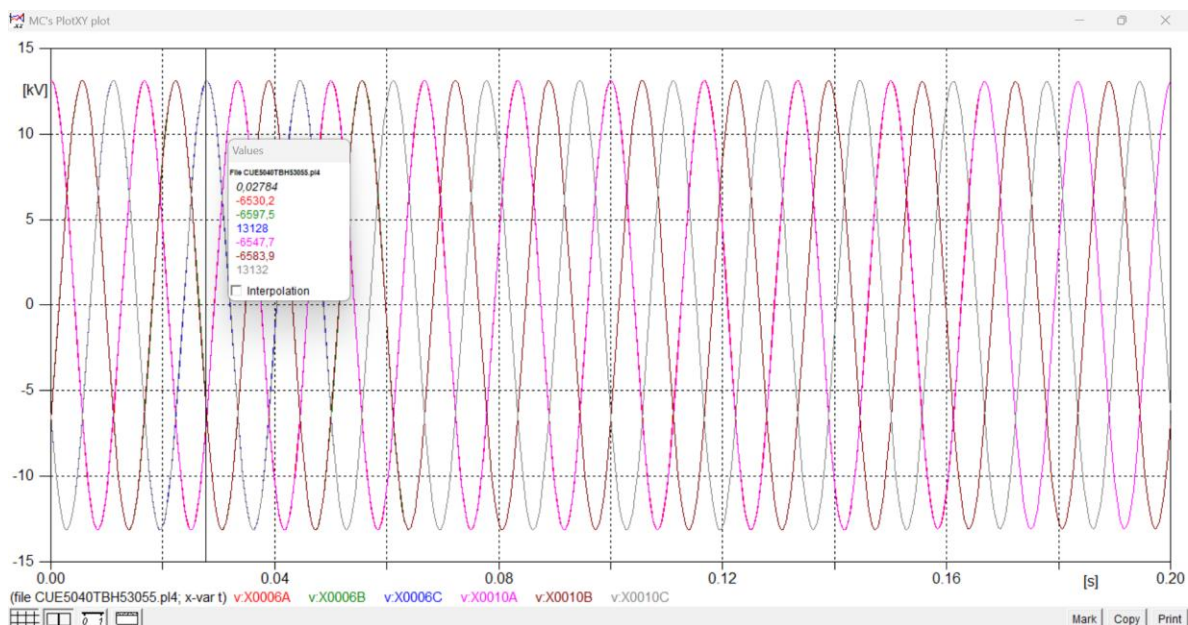


Figura 27. Niveles de tensión eléctrica en ambos extremos del enlace S0050.

Para la figura 27 se analiza el nivel de tensión eléctrica en ambos extremos del equipo de enlace, antes del cierre del equipo, lo cual, sirve para constatar que las tensiones de fase (V_{fase}), tanto (a), (b) y (c) de los circuitos CUE 5040 y TBH 53055 tengan una magnitud igual, una secuencia de fases en el mismo orden, que le mismo número de fases presenten señal en ambos extremos del dispositivo enlace, así como, que el desplazamiento angular de las tres fases tienda a cero (0), es decir, un ángulo entre fases que tienda a cero (0) entre las fases a sincronizarse.

Con base en las condiciones mencionadas, puede observarse que en la figura 27, por lo tanto, posterior a los 0.05 s la maniobra se realizó de forma segura, manteniéndose en una puesta en paralelo, momentánea, hasta las 0.15 s, posterior al tiempo considerado, logra mantenerse un nivel óptimo de tensión eléctrica para el respaldo de carga del circuito CUE 5040, a través del TBH 53055.

4.3 DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Como pudo observarse en las gráficas, tanto de corriente y tensión eléctrica, de los casos de estudio abordados en este capítulo, las maniobras de transferencia de carga, ininterrumpidas, entre circuitos de 23 kV, son posibles al cumplir con las condiciones favorables, y que deben acondicionarse previamente de la puesta en paralelo entre dos circuitos de M.T.

Ya que al cumplirse esas condiciones en los modelados de red y simular el comportamiento de la red antes, durante y después de las maniobras, pudo constatar que son maniobras que se pueden emplear en las RGD de la ciudad de Cuernavaca, con respecto a los niveles de tensión y corriente eléctricas de las RGD, se mantuvieron dentro de los rangos permisibles [2], [6] para mantener un suministro de la energía confiable, seguro, continuo, eficiente y con calidad de la energía.

En los casos de estudio entre la S.E. CUE y la S.E. MOR se proponen modificaciones fasoriales que inciden indirectamente en la S.E. TBH, es decir, que cualquier modificación fasorial por la que se opte realizar en las conexiones de la S.E. CUE para sincronizar sus circuitos de M.T. con los de la S.E. MOR, debe procurarse, que no provoque, que se pierda el sincronismo que hay entre la S.E. CUE y la S.E. TBH, ya que entre esas subestaciones, hay una topología de red fasorial que permite la puesta en paralelo entre sus circuitos de 23 kV.

Los casos de estudio anteriores también han servido para demostrar que, si las modificaciones fasoriales se realizan de forma que incidan en las barras de 23 kV de una subestación, es decir en las boquillas de A.T. de los transformadores, CUE T1, T2; MOR T1, T2; TBH T1, tal modificación, influye en todos los circuitos de M.T. que estén conectados en sus barras de 23 kV.

Asimismo, los casos de estudio también pueden abordarse desde la perspectiva, de que sólo se realizaron faseos entre los circuitos implicados, con la finalidad de anular el desplazamiento angular entre ellos, lo cual, permite que se realice transferencia de carga entre ellos mismos, pero solamente por medio del punto de enlace en el que se adecuaron las fases entre los circuitos, siempre y cuando la secuencia de las fases en la red de subtransmisión sea la adecuada.

Al conseguirse anular el desplazamiento fasorial entre las tensiones de fase, de los circuitos a enlazar, ya sea por medio de las modificaciones en las fases de A.T. de los transformadores de potencia de las subestaciones de distribución, así como a través del faseo en las líneas de M.T. para hacer coincidir el ángulo de las fases a enlazar, las maniobras de transferencia de carga pueden realizarse de un circuito a otro.

Por ejemplo, en el caso de estudio de los circuitos CUE 5050 y MOR 5125, la transferencia de carga puede realizarse de un circuito a otro, tanto el de la S.E. CUE puede recibir la carga del circuito de la S.E. MOR, como el de la S.E. MOR puede tomar la carga del circuito de la S.E. CUE.

Las gráficas de los modelados también muestran que no importa que la subestación de distribución derive de una subestación de transmisión con niveles de tensión eléctrica distintos en A.T., tal como es el caso de estudio entre S.E. CUE y S.E. MOR, en el cual, la S.E. MOR deriva de la S.E. TOP con un valor de 230 kV, mientras que la S.E. CUE deriva de la S.E. ZAP con un nivel de tensión de 85 kV, ambos niveles son los valores de tensión eléctricos que anteceden al nivel de tensión eléctrica, 23 kV, en el que converge nuevamente las RGD de la ciudad de Cuernavaca.

Debe considerarse que los resultados obtenidos de las simulaciones son con base en los valores históricos de la demanda máxima de los circuitos de 23 kV [43], de enero del 2025, así como en la impedancia física de la carga considerada, por lo que se tomaron sus valores en kW y en kVAR para convertirlos en un modelo de impedancia, tal y como se muestra en la tabla 11.

Para ello se emplearon las siguientes fórmulas:

$$R = \frac{V^2}{W} \Omega \quad (4.2)$$

$$X_L = \frac{V^2}{VAr} j\Omega \quad (4.3)$$

Tabla 11.- Demandas e impedancias físicas de los circuitos de 23 kV.

Circuito	Demanda máxima (kW)	Demanda reactiva máxima (kVAR)	R (Ω)	X_L (Ω)
CUE5040	3815.01	640.33	138.66	j826.13
CUE5050	4705.09	1090.09	112.43	j485.28
CUE5070	5194.06	643.36	101.85	j822.25
MOR5125	5396.93	645.62	98.02	j819.36
MOR5235	1939.15	167.00	272.80	j3167.64
TBH53035	3233.33	518.17	163.61	j1020.91

CONCLUSIONES

La topología de red que predomina en las RGD de la ciudad Cuernavaca no son vinculantes con una topología de red fasorial que permita una gestión de la energía, donde, el flujo de la corriente eléctrica pueda optimizarse más allá de su fuente nominal, tal hallazgo nos muestra que la condición operativa subsume, a lo que podríamos denominar, como una topología conceptual fasorial, es decir, aquella en la que se consideren los parámetros para la conexión en paralelo de dos circuitos eléctricos que comparten el mismo nivel de tensión, frecuencia, secuencia de fases, así como el desplazamiento angular entre fases, sin importar la RNT de la que provengan, ya que con base en los análisis fasoriales entre subestaciones, logró notarse la influencia de la conexión fasorial de la fuente de energía en A.T., es decir, el transformador de potencia de la RNT, que suministra la energía eléctrica con un desplazamiento angular determinante para el transformador de potencia de las RGD.

Por lo tanto, el estudio de la topología de la red del SIN correspondiente a las RGD bajo estudio, consideró en cada cambio de transformación de energía los conceptos de sincronismo, lo cual, permitió identificar el estado de sincronismo entre sistemas de distribución colindantes, es decir, se logró identificar entre que subestaciones es posible la puesta en paralelo de sus circuitos para realizar maniobras de transferencia de carga ininterrumpidas.

En ese mismo sentido, el análisis realizado, permitió identificar la imposibilidad que tienen los circuitos que derivan del T2 de la S.E. CIV para sincronizarse con los circuitos restantes de las RGD de Cuernavaca, asimismo, plantear alternativas para contrarrestar el desplazamiento angular de los circuito de esa subestación, representa más desventajas que ventajas, debido a su colindancia con las RGD de la Zona de Distribución Morelos de la CFE, con la cual, si tiene una topología de red fasorial uniforme.

Con lo que respecta a las subestaciones restantes, CUE, MOR y TBH se logró determinar un procedimiento general para poder realizar maniobras de transferencia de carga, ininterrumpidas, entre los circuitos de las subestaciones mencionadas, en los que haya un tendido eléctrico, así como un dispositivo de enlace, que permitan la interconexión física de los circuitos, y, por ende, de las subestaciones.

Asimismo, este tipo de análisis y de estudios de los flujos de potencia, así como las simulaciones en las RGD, muestran la necesidad de conservar el sincronismo de red posterior a las barras de M.T. de los transformadores de potencia de distribución, debido a que una topología de red fasorial uniforme contribuye a que las RGD en general, disminuyan las interrupciones de energía y aumenta su confiabilidad, lo cual, permite que dejen de ser consideradas como carga en el SEN, ya que son parte del SIN en sus redes de M.T.

TRABAJOS FUTUROS

Para esta parte concluyente y vinculante de la investigación realizada, se propondrán trabajos futuros de lo general a lo particular, por lo que en un primer momento; puede agregarse que la planeación de las RGD sea con base en una topología red fasorial, ya que sería parte de una planeación vinculante que promueve la justicia energética, al eliminar sistemas de RGD aislados, que carezcan de la cualidad operativa de la puesta en paralelo en niveles de M.T., y sólo puedan transferir carga con interrupciones de energía de por medio, lo cual, no promueve la eficiencia energética ni la sustentabilidad, asimismo, las topología de red fasorial normadas y con mayor orden, permitirán en un futuro, promover la interconexión de la generación distribuida en los centros de carga [47], por lo que uno de los trabajos que pueden realizarse con base en este tema, es el de la planeación vinculante y la topología de red fasorial de las RGD.

En segunda instancia, puede replicarse el mismo análisis fasorial en el resto de las RGD del país para identificar la gestión de la energía que se tiene entre subestaciones de distribución, si es que son posibles las maniobras de transferencia de carga, ininterrumpidas, entre sus redes de M.T., en caso de que no puedan realizarse, plantear alternativas similares a las que se estudiaron en esta empresa para optimizar el flujo de la energía, en caso contrario, en el que hay una topología de red fasorial que favorece la interconexión, se puede retomar lo realizado en el subcapítulo (2.4), para planear adecuadamente la adición de transformadores de potencia en las RGD.

Añádase a otro de los trabajos futuros, el estudio de la transferencia de carga, desde un análisis interdisciplinario por medio de la analogía lógica, abordando el control y operatividad del SEN en su nivel de la RNT desde un análisis lógico, puede notarse que opera conforme a una equivalencia material o bicondicional proposicional ($\leftrightarrow$), debido a que con base en las condiciones materiales derivadas de una topología conceptual operativa al nivel jerárquico de generación y transmisión de energía eléctrica; las centrales de generación, así como la (Red Nacional de Transmisión) RNT logran paralelarse y sincronizarse en mallas o anillos eléctricos que permiten aislar fallas sin que se interrumpa el suministro de energía eléctrica a gran escala. Para el caso de la RNT con respecto a las Redes Generales de Distribución (RGD), aparecen dos comportamientos en el control y operatividad de la conectividad de estos dos grandes bloques del SEN, tanto hay casos en que su topología conceptual, como estructural, operan en una implicación material ($\rightarrow$) o como equivalencia material ($\leftrightarrow$), ante esas consideraciones, puede continuarse con el análisis para trabajos futuros, al proponer hacer una comparativa, entre las tablas de verdad de la lógica simbólica de los conectores lógicos mencionados, comparando las secuencias de maniobras de la transferencia de carga sin interrupción de energía, así como con la maniobra de transferencia de carga, en la que está implicada la interrupción de energía.

En ese sentido, otro de los trabajos futuros a analizarse con este tema de investigación, es de automatizar las maniobras de transferencia de carga, tanto las que impliquen una interrupción de energía, como las que no.

Por lo que se refiere a otro aspecto más concreto en este tipo de maniobras, es de realizar para trabajos futuros, el análisis de los esquemas de protecciones involucrados en las maniobras de transferencia de carga, desde las protecciones de restauradores, interruptores de alimentadores de circuitos, interruptores de transformadores de potencia, así como revisar los esquemas de protecciones de las líneas de subtransmisión y transmisión involucrados en la toma de carga de la transferencia.

Finalmente, de este trabajo en concreto, puede realizarse un trabajo de investigación en el que se estudie todos los recursos ahorrados al disminuir las interrupciones de energía por maniobras de transferencia de carga en las RGD de la ciudad de Cuernavaca, es decir, la cantidad de clientes beneficiados con esta implementación, la energía aprovechada en venta, la disminución de reportes de fallas de energía, la mejora de la percepción del usuario en el servicio, así como la disminución de recursos utilizados por parte del personal de campo para realizar las maniobras de transferencia de carga.

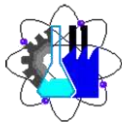
REFERENCIAS

- [1] “Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional.pdf”. Consultado: el 23 de septiembre de 2023. [En línea]. Disponible en: https://www.cenace.gob.mx/Docs/16_MARCOREGULATORIO/Prodecen//16%202022-2036%20Cap%C3%ADtulos%201%20al%206.pdf
- [2] “Código de Red.pdf.” Consultado: el 19 de septiembre de 2023. [En línea]. Disponible en: https://dof.gob.mx/2021/CRE/CRE_311221.pdf.
- [3] L. Cisneros Villalobos, J. G. Vera Dimas, A. Martinez Oropeza, M. Tecpoyotl Torres, y R. Lopez Sesenes, “UNINTERRUPTED LOAD TRANSFER BETWEEN TWO DISTRIBUTION FEEDERS WITH DIFFERENT POWER SOURCES”, *DYNA Energ. SOSTENIBILIDAD*, vol. 11, núm. 1, p. [18 P.]-[18 P.], mar. 2022, doi: 10.6036/ES10379.
- [4] O.J. Leyva Álvarez, “Metodología para el Reforzamiento Redes de Distribución en base a la Confiabilidad.pdf.”. Consultado: el 23 de octubre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://sepielectrica.esimez.ipn.mx/tesise/2011/metodologiaoctavio.pdf>
- [5] *Análisis bibliométrico: salud y calidad de vida*. Consultado: el 25 de septiembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://es.scribd.com/book/436279084/Analisis-bibliometrico-salud-y-calidad-de-vida>
- [6] “Ley de la Industria Eléctrica”. Consultado: el 20 de septiembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LIElec.pdf>
- [7] “Base de datos de Scopus | Recursos Científicos”. Consultado: el 23 de septiembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://www.recursoescientificos.fecyt.es/licencias/productos-contratados/scopus>
- [8] “Crear o editar archivos .csv para importarlos a Outlook - Soporte técnico de Microsoft”. Consultado: el 23 de septiembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://support.microsoft.com/es-es/office/crear-o-editar-archivos-csv-para-importarlos-a-outlook-4518d70d-8fe9-46ad-94fa-1494247193c7>
- [9] “VOSviewer - Visualizing scientific landscapes”, #Yosigopublicando. Consultado: el 23 de septiembre de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://yosigopublicando.ugr.es/recurso/vosviewer-visualizing-scientific-landscapes/>
- [10] L. E. Lira Toral, L. Cisneros Villalobos, Z. Zarhri, M. Limón Mendoza, “Transferencia de Carga Ininterrumpida -como Implicación Material- entre Circuitos Eléctricos de Distribución de un Sistema Eléctrico: un Análisis Bibliométrico”, *Academia Journals*, vol. 15, no. 6, pp. 121-126, Octubre 2023.
- [11] D. Martínez Salinas. “Diseño e Implementación de un Sincronizador Automático para los Generadores de una Micro Red de Laboratorio”. Tesis para obtener el grado de Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica. 07 de julio de 2017, SEPIESIME-Zacatenco, IPN.
- [12] “IEEE Std. 1366-2012: IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices. S.l.: IEEE.” 2012.
- [13] “Especificación CFE V6700-62.pdf”. Consultado: el 03 de febrero de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://lapem.cfe.gob.mx/normas/pdfs/d/v6700-62.pdf>
- [14] J. J. Tenorio Huertas, “Implementación de un Esquema de Protecciones de Sobrecorriente entre Relevador-Restaurador-Relevador con Automatismo y Comunicación en un Sistema de Distribución”. Tesis para obtener el grado de Maestro en Ciencias en Ingeniería Eléctrica. 03 de diciembre de 2007. SEPIESIME-Zacatenco, IPN.
- [15] “Mod Gral Planeación 2024-2029 Diagramas Unifilares RNT y RGD del MEM.pdf”. Consultado: el 05 de enero de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.cenace.gob.mx/Docs/10_PLANEACION/DiagramasUnifilares/Mod%20Gral%20Planeaci%C3%B3n%202024-2029%20Diagramas%20Unifilares%20RNT%20y%20RGD%20del%20MEM.pdf
- [16] G. Enríquez Harper. *Los conceptos básicos de la generación, transmisión, transformación y distribución de la energía eléctrica*. 1ra ed. México: Limusa, 2014.
- [17] “NMX-J-284-ANCE-2012-1.pdf”. Consultado: el 22 de febrero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://es.scribd.com/document/512927405/nmx-j-284-ance-2012-1>
- [18] “Especificación CFE K0000-06.pdf”. Consultado: el 10 de febrero de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://lapem.cfe.gob.mx/normas/pdfs/x/K0000-06.pdf>
- [19] T. Pascual Martínez. *Análisis de la corriente de cortocircuito en el Sistema Eléctrico de Potencia*. 1ra ed. México: IPN, 1998.
- [20] W. D. Stevenson, *Análisis de sistemas eléctricos de potencia*, 2da. ed. México: McGraw-Hill, 1979.

- [21] “Niveles de cortocircuito RNT 2027 v2024.pdf”. Consultado: el 22 de febrero de 2025. [En línea]. Disponible en: https://www.cenace.gob.mx/Docs/10_PLANEACION/NivelesCortoCircuito/Niveles%20de%20cortocircuito%20RNT%202027%20v2024.pdf
- [22] W. H. Hayt, J. E. Kemmerly. *Análisis de circuitos en ingeniería*, 4ta. ed. México: McGraw-Hill, 1993.
- [23] D. P. Kothari, I.J. Nagrath. *Sistemas eléctricos de potencia*, 3ra. ed. México: McGraw-Hill, 2008.
- [24] Estándar IEC 60909 Short-circuit currents in three-phase a.c. systems.
- [25] IEEE Std 141-1993, IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants (IEEE Red Book).
- [26] L. E. Lira Toral, *Recolección de Datos de Placa de Transformadores de Potencia de la Zona Cuernavaca, División de Distribución Centro Sur, CFE*. Trabajo no publicado, México, 2024.
- [27] CFE-SIAD, “Sistema Integral de Administración de Distribución (SIAD)”. 2024. [En línea]. Disponible en: <http://10.4.10.3:5380/siad/faces/menu/inventario.xhtml>
- [28] IEC 60076-1 Ed.3.0 (2011-04) Transformadores de potencia.
- [29] I.L. Kosow. *Máquinas eléctricas y transformadores*, 1ra. ed. España: Reverté, 1975.
- [30] L. E. Lira Toral, “Recolección de Datos de Placa de Transformadores de Potencia de la RNT, Cuernavaca.” Trabajo no publicado, México, 2024.
- [31] “Página de inicio de ATPDraw”. Consultado: el 27 de febrero de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.atpdraw.net/>
- [32] “Especificación CFE DCCIAMBT.pdf”. Consultado: el 10 de febrero de 2024. [En línea]. Disponible en: https://lapem.cfe.gob.mx/normas/carga_pagina_construccion.asp?pag=DCCIAMBT.pdf
- [33] “IEC 60076-4, Power transformers - Part 4: Guide to the lightning impulse and switching impulse testing, International Electrotechnical Commission, Geneva, Switzerland.” 2004.
- [34] “IEEE Std C57.12.00, IEEE Standard for General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers, Institute of Electrical and Electronics Engineers, New York, NY, USA.” 2021.
- [35] “IEEE Std C57.105, IEEE Guide for Application of Transformer Connections in Three-Phase Electrical Systems, Institute of Electrical and Electronics Engineers, New York, NY, USA.” 2019.
- [36] “CabledeAluminioDesnudoconAlmadeAceroACSR.pdf”. Consultado: el 2 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://viakon.com/wp-content/uploads/2021/03/CabledeAluminioDesnudoconAlmadeAceroACSR.pdf>
- [37] “Ficha-técnica-RELSAMEX-cable-ACSR-min.pdf”. Consultado: el 2 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.relsamex.com/wp-content/uploads/2018/06/Ficha-t%C3%A9cnica-RELSAMEX-cable-ACSR-min.pdf>
- [38] “CableSemiaislado152535kV.pdf”. Consultado: el 2 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://viakon.com/wp-content/uploads/2021/03/CableSemiaislado152535kV.pdf>
- [39] “2C900-93.pdf”. Consultado: el 2 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://lapem.cfe.gob.mx/normas/pdfs/t/2C900-93.pdf>
- [40] “ficha_tecnica_Cruceta_PT200.pdf”. Consultado: el 2 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: http://www.industriareal.com/wp-content/uploads/ficha_tecnica_producto_86.pdf
- [41] “ficha_tecnica_Cruceta_PV200.pdf”. Consultado: el 2 de marzo de 2025. [En línea]. Disponible en: http://www.industriareal.com/wp-content/uploads/ficha_tecnica_producto_88.pdf
- [42] CFE-SIGED, “Sistema de Información Geográfica y Eléctrica de Distribución (SIGED)”. 2023. [En línea]. Disponible en: <http://siged.cfemex.com/viewer>
- [43] CFE-SAPCC, “Sistema de Análisis de Perfiles Característicos de Carga, CFE/Distribución.” 2025. [En línea]. Disponible en: <http://10.4.22.4:93/>
- [44] L. Vergel, C. Vásquez, y D. C. Muñoz, “Estudio de Transitorios Electromagnéticos Originados por Maniobras de Condensadores utilizando ATP. Caso: Subestación Eléctrica AMANA”, 2012.
- [45] Kun-Yuan Shen y Jyh-Cherng Gu, “Protection coordination analysis of closed-loop distribution system”, en *Proceedings. International Conference on Power System Technology*, Kunming, China: IEEE, 2002, pp. 702–706. doi: 10.1109/ICPST.2002.1047488.
- [46] A. Mendoza Romero, *Protección por Relevadores a Sistemas de Potencia*, 1ra ed. México: IPN, 1998.
- [47] Gobierno de México, “Proyecto de Iniciativa de Ley del Sector Eléctrico”. México, 2025.



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS



Facultad de Ciencias
Químicas e Ingeniería

FACULTAD DE CIENCIAS QUÍMICAS e INGENIERÍA

PROGRAMAS EDUCATIVOS DE CALIDAD RECONOCIDOS POR CIEES, CACEI Y CONAHCYT

SGI Certificada en la norma ISO 9001:2015 e ISO 21001:2018

FORMATO T-2

NOMBRAMIENTO DE COMISIÓN REVISORA

Y DICTAMEN DE REVISIÓN

Cuernavaca, Mor., a 19 de marzo del 2025.

DR. LUIS CISNEROS VILLALOBOS
M. EN I. DAVID MARTÍNEZ MARTÍNEZ
DRA. MARTHA ROSELIA CONTRERAS VALENZUELA
DRA. MARÍA DEL CARMEN TORRES SALAZAR
DR. JOSÉ GERARDO VERA DIMAS
P R E S E N T E

Por este conducto, me permito informarle que ha sido asignado como integrante de la comisión revisora de la tesis que presenta **LUIS EDGAR LIRA TORAL**, titulado: **"DETERMINACIÓN DEL PROCEDIMIENTO GENERAL PARA LA TRANSFERENCIA DE CARGA, SIN INTERRUPCIÓN, EN LA RED ELÉCTRICA DE 23 KV DEL MUNICIPIO DE CUERNAVACA"**, realizada bajo la dirección de la Dr. Luis Cisneros Villalobos, del Programa Educativo de la Maestría en Ingeniería Eléctrica Electrónica. Agradezco su valiosa participación en esta Comisión y quedo a sus órdenes para cualquier aclaración o duda al respecto.

A T E N T A M E N T E
Por una humanidad culta

MTRA. ANGÉLICA GALINDO FLORES
ENCARGADA DE DESPACHO
DE LA FACULTAD DE CIENCIAS QUÍMICAS E INGENIERÍA
D I C T A M E N

MTRA. ANGÉLICA GALINDO FLORES
ENCARGADA DE DESPACHO DE LA FACULTAD
DE CIENCIAS QUÍMICAS E INGENIERÍA
P R E S E N T E

En respuesta a su amable solicitud para formar parte de la Comisión Revisora de la tesis mencionada y una vez realizada la revisión correspondiente, me permito informarle que mi VOTO es:

DICTAMEN

NOMBRE	VOTO	FIRMA
DR. LUIS CISNEROS VILLALOBOS	APROBADO	
M. EN I. DAVID MARTÍNEZ MARTÍNEZ	APROBADO	
DRA. MARTHA ROSELIA CONTRERAS VALENZUELA	APROBADO	
DRA. MARÍA DEL CARMEN TORRES SALAZAR	APROBADO	
DR. JOSÉ GERARDO VERA DIMAS	APROBADO	

Se anexan firmas electrónicas





UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

Se expide el presente documento con firma electrónica UAEM, soportada por el certificado vigente a la fecha de su elaboración y con efectos plenos de conformidad con los LINEAMIENTOS EN MATERIA DE FIRMA ELECTRÓNICA PARA LA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL ESTADO DE MORELOS PUBLICADOS en el ÓRGANO INFORMATIVO UNIVERSITARIO "ADOLFO MENÉNDEZ SAMARÁ" número 117 de fecha 20 de abril de 2021.

Sello electrónico

ANGELICA GALINDO FLORES | Fecha:2025-03-19 20:22:40 | FIRMANTE

GLhpCbJmJnbe5qZDTdbL17D/YyHbGdB+T0s9mnJvBLiOEKgU5g8QXnL1/k1Z+beN6NSaF6Nrx9Ch1nm/oLFkDoTxMkO7w+zrktUtjn/VVVG9GLqIaq7fRS80R5uv1A5P2Gc1P3G3/02qkfQiUTeR7oAn36ZAmDgl8fllhn4YbSSpjh+De4Wivg6o/8/HCuOa+70xz1oerRYNnZrPg5b/p+Yg7YzzQ44seFqSrxAvnEH4iglQouHUTqq8rb0aLAJC/u2RnB/yTAMCo703CPp gVuoRG4oFLEWMEBs075w/v6mFzdDdRTAADwNOFdXfayJ7PRLOnfrTFdmF2ATQhQWCQ==

Puede verificar la autenticidad del documento en la siguiente dirección electrónica o
escaneando el código QR ingresando la siguiente clave:



Byl4Zuzmo

<https://efirma.uaem.mx/noRepudio/cavmQIRJX5nFZB99z4e7vJzUkuQfXuBd>



UAEM
RECTORÍA
2023-2029



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

Se expide el presente documento con firma electrónica UAEM, soportada por el certificado vigente a la fecha de su elaboración y con efectos plenos de conformidad con los LINEAMIENTOS EN MATERIA DE FIRMA ELECTRÓNICA PARA LA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL ESTADO DE MORELOS PUBLICADOS en el ÓRGANO INFORMATIVO UNIVERSITARIO "ADOLFO MENÉNDEZ SAMARÁ" número 117 de fecha 20 de abril de 2021.

Sello electrónico

MARTHA ROSELIA CONTRERAS VALENZUELA | Fecha:2025-03-21 16:04:25 | FIRMANTE

zhQDlylRU/84Xw9gYbIRdCkuYZkgk7gWBEhm6b+ZUHmn+Vhlleo8OR14mvFv65msKjPEhyPE9l4M4hg3FuXmrrou0hxJbOZMtHQyJAOxmMR2BfL5ILvB0RjuUttDjZ3g/tx1ef
Ocxll91W74M5z6GW2Xv+tlKw53PIRguNBMsJ/zq9y+7gU4Pgt3wZQVC7yj4NwXW+nS9DE2Oz7wW9ttmBnDq8YCTZ4pyb1hl7itqgo7iVZnuwNHTIjaXtz7fsU++KVQPv7pTokVT9v
Gcdt3m7+RxFL6YeEYSYdSjEbjB0PaR+7vefx9yv+E9D4BpmWXawrH4sYecsdCWnbjYg==

LUIS CISNEROS VILLALOBOS | Fecha:2025-03-21 17:26:18 | FIRMANTE

LucSCg9m4p38pRVN+5dTIhr+LstVY2sjYwdnC0qtM8CKTj76J1BzP5TWPCOI1jmnDQQtHdRexUiu3X2XsHIRKcZGMOIVq3Bb9aQZtzT0iQeEWxH5UshHsVNIaKaka3NV7XGV8
MijWFnUgOB4229tw9rIJShzeq1e9LsrCfpcJV0fYJ0Rjic73jiZxaNpBgb2RMjWLVz6fGycWAoz7kuW/iS0aNF5WdivpXhykmvZy6YyjmiCZ9xWu/uxXQJROZaDLfQ5Si1FiNE+wnKrE
6Pp0gcZVz7K7TmMJU/H+JBcpumSY3mHK+s6jQb3nl0SiaFjdhaioxsukmAttz2tkro8Dg==

JOSE GERARDO VERA DIMAS | Fecha:2025-03-21 18:30:34 | FIRMANTE

A0Cm1AqBngno7u5wgpMe6+ZipV2KW8TADK7CVgGzb1XCnmn2zdOxAJyL+JWt+Ryv8rfVdBa7+NF8uMknBFafhr+IN/qawHsIS59p6aWGi8mrafi1SgdjfmEAax0Gys0YOM3Klp
HkzBsTeUISTE2AJZOYKTZG6la6JOk+4HHoHh826e1XVqODVCqHkyU+4MK43muQeP+bV+FM4Q/v286nB2ol6P2fRrIP1HtKeThS4MAP2vFxG3VhUHwHEN1x0qAaYUSu29Rlo
lyd9sBgLNLy0tv7r9uXnOgvpjtAD+xEWg836U+Fx78vqRD9S0pnNGTT8KSN5lhFgl6QK4RNK6HJQ==

MARIA DEL CARMEN TORRES SALAZAR | Fecha:2025-03-24 11:00:48 | FIRMANTE

VJMMH2sKq+IirBoQU+5DvzB0cgvnlsPU/2ReMOR46qDp3tlGYjx1U1PvLngskj5z6LDpgfGRgJ7uhQ+IrKogLVfBzMM4++FDjvowAxom3wodmhoBB4sigvagN48W53WyHABgWM
HDrQWqIDwaQCI+eq3SWkpDWODW0McPcVwDd3jhdffbUY8BcbVAPUF2hzgigySs79WZEi5L79apyE+mClZIRIqNrfITe4MLUN3NOIJKIMbduKmXFqYjK/L5DjSZIDHiXWba95sdx
atlLrpqB5aObV/QSx5bBTcXTV7PqUmBKlrs9kYJk49FIEFDD5QaLT+S+x6JF1msKeJYbsisHA==

DAVID MARTÍNEZ MARTÍNEZ | Fecha:2025-03-24 14:58:18 | FIRMANTE

IRHUll/omOhUmOfocOnc2O/1x4vKPy79eDz/fzjHEBWeN+g+TrVjf5MXQFgqv72Dii16dHMNH4X7GmH/0fh0L/zAJq629JeaqsbXc2f4/8MbLw+yl1A5hhcPEGpvAKUQzAbf601TluPm
6zXkTRUeN5AbNzuosityaFnpuBO4uFLY4kba7ZwsX2HHEXpiiOPoFksSgZzLhIKaBPd/MSeaeX0F785eMRexbi9qno/oGdvGdVNtup8qfyuB7zhaLoDBCheNOhqBoID3GFTBHmv
hHS8Jnbcq0KISXllv9xwVClit5D47kMwFuHFW8dAtvGensMaOeQesGBYTRI08i7Km+oPA==

Puede verificar la autenticidad del documento en la siguiente dirección electrónica o
escaneando el código QR ingresando la siguiente clave:



tpJ5F3Sku

<https://efirma.uaem.mx/noRepudio/HLVxKGA0KHcoR05M9cvEpwe1JvNR0WV6>



UAEM
RECTORÍA
2023-2029