



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
INGENIERÍA ELÉCTRICA – SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

PROPUESTA DE PLAN DE ACCIÓN ANTE CONTINGENCIAS, EN LA RED DE MEDIA
TENSIÓN DE CIUDAD UNIVERSITARIA (RMT-CU)

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
RUBÉN SÁNCHEZ VELÁZQUEZ

TUTOR PRINCIPAL
DR. CESAR ÁNGELES CAMACHO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA

CIUDAD DE MÉXICO. JULIO, 2017

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Rubén Tapia Olvera
Secretario: Dr. Sandoval Rodríguez Gonzalo
1er. Vocal: Dr. Ángeles Camacho César
2do Vocal: Dr. Fuertes Esquivel Claudio Rubén
3er. Vocal: Dr. Zaíd García Sánchez

Lugar o lugares donde se realizó la tesis: Instituto de Ingeniería, UNAM

TUTOR DE TESIS:

DR. Cesar Ángeles Camacho

FIRMA

PENSAMIENTO

“... Cuando se nos otorga la enseñanza se debe percibir como un valioso regalo y no como una dura tarea, aquí está la diferencia de lo trascendente.”

Albert Einstein

DEDICATORIA

- *A mis padres: Con todo el cariño y amor para las personas que hicieron todo en la vida para que yo pudiera lograr mis sueños, entregándome en cada momento amor, ternura, seguridad y confianza, a ustedes por siempre mi corazón, los quieroooooooooooooooooooooooooooooo.*
- *A mi hermano Rainier: Por tenerlo cerca y estimularme a realizar mis sueños., siempre juntos para lo que sea.*
- *A mi novia Yilena: Por hacerme el hombre más feliz del mundo, gracias por entenderme, apoyarme, ser mi compañera, amiga, confidente y permitirme ser parte de tu vida. Sin ti este sueño hecho realidad no hubiese sido posible.*
- *A mis abuelos Tina y Papón: Que ya no son parte de este mundo e inculcaron valores, amor, cariño y ternura en mi persona, por lo que muy a pesar de que no están presentes en este momento de mi vida, muchas gracias pues estén donde estén han seguido cuidándome y guiándome a través de este largo camino que es la vida.*
- *A mis amados abuelos Chichi, Roberto e Irdeliza, a mis lindas tías Ido, Iso, y Cari, a mis súper tíos Pichi y Robe, a mis bellas primas Yane y Nanet, a mis primos Robertico y Dairon y familia en general: Por estar siempre que los necesito brindándome su apoyo incondicional y compartir conmigo buenos y malos momentos.*

AGRADECIMIENTOS

- *A mi tutor César Ángeles Camacho por su dedicación, interés y apoyo incondicional para la realización de este trabajo.*
- *Al Dr. Zaíd García Sánchez por su asesoría, ayuda y preocupación.*
- *Agradezco encarecidamente a mis familiares y amigos por su constante preocupación.*
- *A mis compañeros de estudio, por compartir los momentos buenos y difíciles durante nuestra trayectoria estudiantil.*
- *A las autoridades a cargo de la Red de Media Tensión de Ciudad Universitaria que brindaron criterios imprescindibles para la realización de este trabajo.*
- *A la Universidad Nacional Autónoma de México y al instituto de ingeniería, por haberme dado la oportunidad de continuar con mi formación académica profesional.*
- *Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONAcyT), por proporcionarme los recursos económicos durante este posgrado, sin los cuales no hubiese sido posible la realización de esta tesis de maestría.*
- *A todas las personas que de una forma u otra han colaborado para el desarrollo de este trabajo.*

A todos muchas gracias

RESUMEN

Este trabajo de tesis presenta el desarrollo de una metodología que permite de una manera rápida y eficaz realizar análisis de contingencias en redes generales de distribución. El algoritmo inicia con la identificación de las contingencias más severas y posibles de ocurrir, para lo cual fue necesario hacer el cálculo de índices que muestran el grado de afectación que ocasiona una contingencia en la magnitud de los voltajes nodales y en el flujo de potencia activa por los elementos de transmisión de la red. Para lo anterior se hizo uso de los resultados obtenidos con el método Newton Raphson, la información técnica proporcionada por el Centro de Control de la Red de Media Tensión de Ciudad Universitaria/UNAM, y los registros históricos de contingencias en los últimos dos años en la red.

Una parte importante de la metodología propuesta, es el desarrollo de un algoritmo computacional para realizar estudios de flujos de potencia, denominada Newton Raphson Simplificado, probado en redes de distribución con diferentes características, cuyos resultados muestran que las simulaciones son más rápidas que el software basado en la metodología convencional del Newton Raphson para la solución de flujos de potencia sin comprometer la confiabilidad en los resultados de los parámetros eléctricos de la red. Asimismo, la metodología propuesta para análisis de contingencias consiste en realizar toda una serie de simulaciones para cada uno de los eventos identificados y seleccionados para el sistema de pruebas.

Finalmente, con el uso de estas herramientas se propone un plan de acción de contingencias por zonas de operación de la Red de Media Tensión de Ciudad Universitaria/UNAM. Siendo la primera propuesta de equipar y proporcionar a los operadores del Centro de Control, con un algoritmo enfocado en la toma de decisiones ante posibles eventos en la red, y evitar la pérdida de cargas o su colapso. Cabe señalar que tanto la metodología como el software son un primer paso hacia obtener una herramienta para ejecutar estos análisis en tiempo real, a partir de un sistema SCADA y unidades de medición fasorial, que permitiría operar la red de una manera automática.

ABSTRACT

This thesis presents the development of a methodology that allows quick and effective way to perform contingency analysis in general distribution networks. The algorithm starts with the identification of the most severe and possible contingencies to occur, for which it was necessary to calculate the indices showing the degree of affectation that has a contingency in the magnitude of the nodal voltages and in the active power flow for the transmission elements of the network. For this, the results obtained with the Newton Raphson method, the technical information provided by the Control Center of the Medium Voltage Network of University City / UNAM, and the historical records of contingencies in the last two years in the network are used.

An important part of the proposed methodology is the development of a computational algorithm to do power flow studies, called Newton Raphson Simplified. It is tested in distribution networks with different characteristics, whose results show that the simulations are faster than the software based on Newton Raphson's conventional methodology for the solution of power flows without compromising reliability in the results of the electrical parameters of the network. Likewise, the proposed methodology for contingency analysis consists of performing a whole series of simulations for each of the events identified and selected for the test system.

Finally, with the use of those tools, a contingency action plan for areas of operation of the Medium Voltage Network of University City / UNAM is proposed. Being the first proposal to equip and provide the operators of the Control Center with an algorithm focused on the decision making to prevent possible events on the network, avoiding the loads losses or the network collapse. It should be noted that both the methodology and the software are the first step for obtaining the tool to execute these analyzes in real time, from a SCADA system and phasor measurement units, which would allow it to operate the network in an automatic way.

ÍNDICE

PENSAMIENTO.....	III
DEDICATORIA	IV
AGRADECIMIENTOS.....	V
RESUMEN.....	VI
ABSTRACT	VII
ÍNDICE	VIII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XI
ÍNDICE DE TABLAS	XIII
ACRÓNIMOS	XIV
VARIABLES.....	XV
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN	1
1.1. Introducción.....	1
1.2. Antecedentes y motivación	2
1.3. Hipótesis	3
1.4. Objetivo general.....	3
1.4.1. Objetivos específicos	3
1.5. Justificación	4
1.6. Organización de la tesis	5
CAPÍTULO II: ASPECTOS GENERALES DE TEORÍA PARA ANÁLISIS DE SEGURIDAD EN REDES ELÉCTRICAS DE POTENCIA	6
2.1. Introducción	6
2.2. Estados operativos de una REP.....	6
2.2.1. Condiciones de operación de una REP	7
2.3 Análisis de seguridad	8
2.3.1. Supervisión de la REP	8
2.3.2. Análisis de contingencias y acciones correctivas.....	9
2.3.3. Flujos de potencias óptimos, con restricciones de seguridad	10
2.4. Estrategias de seguridad.....	10
2.5. Colapsos en REP.....	12
2.5.1. Efecto en cascada.....	12
2.5.2. Colapso de voltaje.....	12
2.5.3. Colapso por sobrepaso del límite de cargabilidad	13

CAPÍTULO III: INTRODUCCIÓN AL ESTUDIO DE CONTINGENCIAS EN REP.....	14
3.1. Introducción	14
3.2. Análisis de contingencias	14
3.2.1. Contingencias en REP	15
3.2.2. Tipos de contingencias	15
3.3. Algoritmos para análisis de contingencias.....	15
3.3.1. Selección y ordenamiento de contingencias	17
3.3.2. Índices de contingencias	17
3.3.3. Efectos del mal ordenamiento de contingencias	19
3.4. Métodos para análisis de contingencias	20
3.4.1. Método Newton Raphson.....	22
3.4.2. Método Newton Raphson Formal	24
3.4.3. Método Newton Raphson Desacoplado	28
3.4.4. Método Newton Raphson Desacoplado Rápido.....	30
3.4.5. Flujos de potencia en CD	33
3.5. Factores de sensibilidad	35
CAPÍTULO IV: MÉTODO PROPUESTO PARA ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS EN RGD	39
4.1. Introducción	39
4.2. Filosofía del desarrollo.....	39
4.3. Método Newton Raphson Simplificado	39
4.4. Validación del algoritmo NRS	45
4.4.1. Red de 5 nodos.....	45
4.4.2. Red de 12 nodos	47
4.4.3. Red de 28 nodos	48
4.5. Conclusiones del capítulo.....	50
CAPÍTULO V: ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS A LA RMT-CU	51
5.1. Introducción	51
5.2. Generalidades del sistema de pruebas.....	51
5.2.1. Descripción y principales características	52
5.2.2. Topología del sistema de pruebas.....	52
5.2.3. Topología de un anillo del sistema de pruebas	54
5.2.4. Bases del sistema por unidad	54

5.3. Estudio del sistema de pruebas para el caso base	55
5.4. Ordenamiento de contingencias del sistema de pruebas.....	62
5.5. Ordenamiento de contingencias del sistema de pruebas, basado registros históricos	68
5.6. Selección de contingencias del sistema de pruebas	69
5.8. Análisis de contingencias del sistema de pruebas, haciendo uso del algoritmo propuesto en 5.7.....	73
5.8.1. Análisis de contingencias de la zona oriente	73
5.8.2. Análisis de contingencias de la zona sur	75
5.8.3. Análisis de contingencias de la zona poniente	76
5.9. Análisis de acciones correctivas para la RMT-CU.....	78
5.9.1. Análisis de acciones correctivas para la zona oriente	78
5.9.2. Análisis de acciones correctivas para la zona sur.....	85
5.9.3. Análisis de acciones correctivas para la zona poniente	88
CAPÍTULO VI: PROPUESTA DE PLAN DE ACCIÓN ANTE CONTINGENCIAS EN LA RMT-CU, CONCLUSIONES, RECOMENDACIONES Y TRABAJOS FUTUROS	100
6.1. Introducción	100
6.2. Propuesta de plan de acción, por zonas en la RMT-CU	100
6.3. Conclusiones	103
6.4. Recomendaciones	104
6.5. Trabajos futuros	104
BIOGRAFÍA	105
APÉNDICES.....	107
Apéndice A: Información de impedancias y potencias de carga para los sistemas modelados.	107
A 1: Red de 5 nodos	107
A 2: Red de 12 nodos	108
A 3: Red de 28 nodos	108
Apéndice B: Ordenamiento de contingencias por zonas de operación de la RMT-CU	109
B 1: Ordenamiento completo de contingencias de la zona oriente	109
B 2: Ordenamiento completo de contingencias de la zona sur.....	114
B 3: Ordenamiento completo de contingencias de la zona poniente	116
Apéndice C: Descripción del algoritmo presentado en el capítulo V del documento. ...	118

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Estados operativos de una REP	7
Figura 2.2. Diagrama del esquema de seguridad basado en la división activa y control de frecuencia de carga	11
Figura 3.1. Aproximación lineal de una variable	23
Figura 3.2. Circuito π de un elemento de transmisión.....	34
Figura 4.1: Algoritmo general del método NRS	44
Figura 4.2. Red de 5 nodos.....	46
Figura 4.3. Magnitud de voltaje en la red de 5 nodos, método NRS vs NRF	46
Figura 4.4. Ángulo de voltaje en la red de 5 nodos, método NRS vs NRF.....	47
Figura 4.5. Red de 12 nodos.....	47
Figura 4.6. Magnitud de voltaje en la red de 12 nodos, método NRS vs NRF	48
Figura 4.7. Ángulo de voltaje en la red de 12 nodos, método NRS vs NRF.....	48
Figura 4.8. Red de 28 nodos.....	49
Figura 4.9. Magnitud de voltaje en la red de 28 nodos, método NRS vs NRF	49
Figura 4.10. Ángulo de voltaje en la red de 28 nodos, método NRS vs NRF.....	50
Figura 5.1. Esquema genérico de la topología en anillos de la RMT a 23 kV.	53
Figura 5.2. Esquema genérico de un anillo de la RMT a 23 kV, en secuencia positiva.	54
Figura 5.3. Algoritmo para análisis de contingencias en la RMT-CU.	72
Figura 5.4. Comparación de perfil de voltaje del caso base vs contingencias de la zona oriente ...	74
Figura 5.5. Comparación del flujo de potencia activa por la línea 1 (contingencia 1) y la línea 2 (contingencia 2)	75
Figura 5.6. Comparación de perfil de voltaje del caso base vs contingencias de la zona sur	76
Figura 5.7. Comparación de perfil de voltaje del caso base vs contingencias de la zona poniente.	77
Figura 5.8. Comparación de perfil de voltaje del caso base vs contingencia 1 vs solución implementada	78
Figura 5.9. Comparación de perfil de voltaje del caso base vs contingencia 1 vs 1ra etapa de desconexión de cargas	79
Figura 5.10. Comparación del flujo de potencias activa a través de la línea 1 (flujo máximo vs flujo al ocurrir la contingencia 1 vs 1ra etapa de desconexión de cargas).....	80
Figura 5.11. Comparación de perfil de voltaje del caso base vs contingencia 1 vs 2da etapa de desconexión de cargas	81
Figura 5.12. Comparación del flujo de potencia activa a través de la línea 1 (flujo máximo vs flujo al ocurrir la contingencia 1 y luego de la 2da etapa de desconexión de cargas)	81
Figura 5.13. Comparación de perfil de voltaje del caso base vs contingencia 2 vs solución implementada	82
Figura 5.14. Comparación de perfil de voltaje del caso base vs contingencia 2 vs 1ra etapa de desconexión de cargas	83
Figura 5.15. Comparación del flujo de potencias activa a través de la línea 2 (flujo máximo vs flujo al ocurrir la contingencia 2 vs 1ra etapa de desconexión de cargas).....	83
Figura 5.16. Comparación de perfil de voltaje del caso base vs contingencia 2 vs 2da etapa de desconexión de cargas	84
Figura 5.17. Comparación de flujos de potencias activas a través de la línea 2 (flujo máximo vs flujo al ocurrir la contingencia 2 vs 2da etapa de desconexión de cargas)	84
Figura 5.18. Comparación de perfil de voltaje del caso base vs contingencia 1 vs solución implementada	86
Figura 5.19. Comparación de perfil de voltaje del caso base vs contingencia 1	86

Figura 5.20. Comparación de perfil de voltaje del caso base vs contingencia 2 vs solución implementada	87
Figura 5.21. Comparación de perfil de voltaje del caso base vs contingencia 2	88
Figura 5.22. Comparación de perfil de voltaje del caso base vs contingencia 1 vs solución implementada	89
Figura 5.23. Conexión de la línea de enlace I_K	90
Figura 5.24. Comparación de perfil de voltaje del caso base vs contingencia 1 vs solución 1	90
Figura 5.25. Comparación del flujo de potencia activa por la AP de la SG5 (flujo máximo vs flujo al ocurrir la contingencia 1 vs solución 1)	91
Figura 5.26. Conexión de la línea de AE de la SG5	92
Figura 5.27. Comparación de perfil de voltaje del caso base vs contingencia 2 vs solución 1	92
Figura 5.28. Comparación de perfil de voltaje del caso base vs contingencia 2 vs solución 2	93
Figura 5.29. Comparación del flujo de potencia activa a través de la AP de la SG4 (flujo máximo vs flujo al ocurrir la contingencia 2 vs solución 2).....	93
Figura 5.30. Conexión de la línea de enlace I_EO	94
Figura 5.31. Comparación de perfil de voltaje del caso base vs contingencia 2 vs solución 3	95
Figura 5.32. Comparación del flujo de potencia activa a través de la AP de la SG6 (flujo máximo vs flujo al ocurrir la contingencia 2 vs solución 3).....	95
Figura 5.33. Conexión simultanea de las líneas de enlace I_K e I_EO	96
Figura 5.34. Comparación de perfil de voltaje del caso base vs contingencia 2 vs solución 4	96
Figura 5.35. Comparación del flujo de potencia activa a través de las líneas de AP de la SG4 y la SG6 (flujo máximo vs flujo al ocurrir la contingencia 2 vs solución 4)	96
Figura 5.36. Conexión de la línea de AE de la SG6	98
Figura 5.37. Comparación de perfil de voltaje del caso base vs contingencia 3 vs solución 1	98
Figura 5.38: Comparación de perfil de voltaje del caso base vs contingencia 3 vs solución 2	99
Figura 5.39. Comparación del flujo de potencia activa a través de la AP de la SG5 (flujo máximo vs flujo al ocurrir la contingencia 3 vs solución 2).....	99
Figura A.1. Red de 5 nodos	107
Figura A.2. Red de distribución de 12 nodos	108
Figura A.3. Red de distribución de 28 nodos	108
Figura C.1. Algoritmo para análisis de contingencias en la RMT-CU.....	118

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 4.1. Características del método NRS.....	45
Tabla 4.2. Comparación de tiempo e iteraciones, NRF vs NRS.....	50
Tabla 5.1. Componentes de RMT-CU.....	51
Tabla 5.2. Magnitud y ángulo de los voltajes nodales en la zona oriente de la RMT-CU.....	56
Tabla 5.3. Flujo de potencia activa, reactiva y aparente, en la zona oriente de la RMT-CU.....	57
Tabla 5.4. Magnitud y ángulo de los voltajes nodales en la zona sur de la RMT-CU.....	58
Tabla 5.5. Flujo de potencia activa, reactiva y aparente, en la zona sur de la RMT-CU.....	59
Tabla 5.6. Magnitud y ángulo de los voltajes nodales en la zona poniente de la RMT-CU.....	60
Tabla 5.7. Flujo de potencia activa, reactiva y aparente, en la zona poniente de la RMT-CU.....	61
Tabla 5.8. Índice IP_v (a) e índice IP_{mw} (b) para líneas de la zona oriente.....	63
Tabla 5.9. Índice IP_v (a) e índice IP_{mw} (b) para cargas de la zona oriente.....	64
Tabla 5.10. Índice IP_v (a) e índice IP_{mw} (b) para líneas de la zona sur.....	65
Tabla 5.11. Índice IP_v (a) e índice IP_{mw} (b) para cargas de la zona sur.....	65
Tabla 5.12. Índice IP_v (a) e índice IP_{mw} (b) para líneas de la zona poniente.....	66
Tabla 5.13. Índice IP_v (a) e índice IP_{mw} (b) para cargas de la zona poniente.....	67
Tabla 5.14. Resumen de históricos de contingencias del año 2015.....	69
Tabla 5.15. Resumen de históricos de contingencias del año 2016.....	69
Tabla 5.16. Lista corta de contingencias para la zona oriente de la RMT-CU.....	70
Tabla 5.17. Lista corta de contingencias para la zona sur de la RMT-CU.....	70
Tabla 5.18. Lista corta de contingencias para la zona poniente de la RMT-CU.....	70
Tabla 5.19. Comportamiento de la magnitud de los voltajes nodales en la zona oriente.....	73
Tabla 5.20. Comportamiento del flujo de potencia activa en la zona oriente.....	74
Tabla 5.21. Comportamiento de la magnitud de los voltajes nodales en la zona sur.....	75
Tabla 5.22. Comportamiento del flujo de potencia activa en la zona sur.....	76
Tabla 5.23. Comportamiento de la magnitud de los voltajes nodales en la zona poniente.....	76
Tabla 5.24. Comportamiento del flujo de potencia activa en la zona poniente.....	77
Tabla 5.25. Comportamiento de los anillos de la zona poniente.....	77
Tabla 5.26. Características de la línea de enlace I_K.....	90
Tabla 5.27. Características de la línea AE de la SG5.....	92
Tabla 5.28. Características de la línea de enlace I_EO.....	94
Tabla 6.1. Propuesta de plan de acción para la RMT-CU.....	101
Tabla A.1. Información de impedancia y potencia de la red de 5 nodos.....	107
Tabla A.2. Información de impedancia y potencia de la red de 12 nodos.....	108
Tabla A.3. Información de impedancia y potencia de la red de 28 nodos.....	109
Tabla B.1. Índice IP_v (a) e índice IP_{mw} (b) para líneas de la zona oriente (completo).....	110
Tabla B.2. Índice IP_v (a) e índice IP_{mw} (b) para cargas de la zona oriente (completo).....	112
Tabla B.3. Índice IP_v (a) e índice IP_{mw} (b) para líneas de la zona sur (completo).....	114
Tabla B.4. Índice IP_v (a) e índice IP_{mw} (b) para cargas de la zona sur (completo).....	115
Tabla B.5. Índice IP_v (a) e índice IP_{mw} (b) para líneas de la zona poniente (completo).....	116
Tabla B.6. Índice IP_v (a) e índice IP_{mw} (b) para cargas de la zona poniente (completo).....	117

ACRÓNIMOS

AE	Alimentación Emergente
AP	Alimentación Preferente
CA	Corriente Alterna
CC	Centro de Control
CD	Corriente Directa
CU	Ciudad Universitaria
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CC-RMT	Centro de Control de la Red de Media Tensión
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CONACyT	Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología
EE	Estimador de Estados
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
NA	Normalmente Abierto
N-R	Newton Raphson
NRF	Newton Raphson Formal
NRD	Newton Raphson Desacoplado
NRDR	Newton Raphson Desacoplado Rápido
NRS	Newton Raphson Simplificado
Ne	Nodo de Envío
Nr	Nodo de Recibo
NN	Número de Nodos
ODB	Odón de Buen (Subestación de CFE)
OPF	Flujos Óptimos de Potencia (<i>Optimal Power Flow</i>)
PMU	Unidad de Medición Fasorial (<i>Phasor Measurement Unit</i>)
REP	Red Eléctricas de Potencia
RGD	Redes Generales de Distribución
RMT	Red de Media Tensión
RMT-CU	Red de Media Tensión de Ciudad Universitaria
SCADA	Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos
SG	Subestación General
UNAM	Universidad Nacional Autónoma de México
#R	Número de Ramales

VARIABLES

Z	Impedancia
R	Resistencia
X	Reactancia
G	Conductancia
B	Susceptancia
I	Corrientes Nodales
V	Voltajes Nodales
θ	Ángulo de los Voltajes Nodales
P	Potencia Activa
Q	Potencia Reactiva
S	Potencia Aparente
PV	Nodo de Voltaje
PQ	Nodo de Carga
Y_{bus}	Matriz de Admitancias
$[J]$	Matriz Jacobiana
IP_v	Índice de Grado de Afectación en Voltajes Nodales
IP_{mv}	Índice de Grado de Afectación en Flujos de Potencia Activa por las Líneas
P_{Dem}	Demanda de Potencia Activa
Q_{Dem}	Demanda de Potencia Reactiva
P_{Gen}	Generación de Potencia Activa
Q_{Gen}	Generación de Potencia Reactiva
L_{min}	Límite Mínimo
L_{max}	Límite Máximo
L	Líneas
$>$	Mayor que...
$<$	Menor que...
$>>$	Mucho Mayor que...
$<<$	Mucho Menor que...

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

1.1. Introducción

En 1965 se produjo un incidente que dejó sin alimentación de energía eléctrica al nordeste de los Estados Unidos, y a partir de este hecho las empresas eléctricas tomaron conciencia de que se debía realizar un gran esfuerzo para desarrollar nuevas técnicas en la operación de las REP, que permitieran un elevado nivel de seguridad en el servicio [3]. Dando lugar a una búsqueda constante de nuevos métodos y herramientas de operación, se comenzó a hablar de análisis y mejora de la seguridad, índices de seguridad, análisis de estabilidad, optimización y se empezaron a construir nuevos CC. Hasta entonces, el control y la decisión de la operación se basaban en un sistema de supervisión que controlaba las posiciones de los interruptores en las subestaciones, y un sistema separado, generalmente análogo en su interior que controlaba de manera automática la generación y el despacho económico [3]. Por lo tanto, los únicos datos que el operador tenía disponibles en tiempo real eran el estado de los interruptores, la frecuencia de la red y el conjunto de mediciones necesarias para el control de la generación.

Partiendo de esta situación, el esfuerzo se centró en conseguir en intervalos de pocos segundos la información de todas las medidas de la red que se controlaba, además del estado de los interruptores. Teniendo todos estos valores en tiempo real en la base de datos, es posible comprobar la seguridad continuamente, es decir, se pueden analizar las condiciones de operación de cada equipo de la red y detectar las situaciones anormales y alarmantes de funcionamiento. Este proceso de captación, detección y señalización de la red, junto con la utilización de pantallas gráficas y el almacenamiento de todos los eventos, constituyó el Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA por sus siglas en inglés). En la actualidad estas tecnologías computacionales, de comunicación, operación y control de REP son utilizadas por los CC [3, 4].

En la comunidad académica es común encontrar aplicaciones o programas que permiten obtener el punto de operación de una REP a partir de una base de datos preestablecida. En la operación en tiempo real de estas redes, la obtención de datos es más compleja de lo que parece, debido al deterioro o pérdida de la información en el proceso de lectura, transmisión y recepción de los datos. Por lo tanto, antes de que se haga una evaluación de la seguridad o de que se tomen acciones de control sobre la red, se debe determinar la confiabilidad de la información.

El análisis de contingencias, es parte importante del análisis de seguridad en REP. Estos análisis en estado estacionario generalmente se realizan resolviendo muchos flujos de potencia sobre las REP, que permiten conocer las condiciones de estado post-transitorio que la red adquiere después de algún evento. Además, los estudios de contingencias deben ser acompañados por otros estudios, por ejemplo, de confiabilidad, con el fin de plantear soluciones técnicamente adecuadas [5, 6].

1.2. Antecedentes y motivación

Las REP constituyen una importante área de estudio, por lo que representan para el desarrollo económico y social de un país. En los últimos años el creciente número de actores y participantes del sector eléctrico, los avances tecnológicos desarrollándose rápidamente en los campos de la informática, el desarrollo de novedosos métodos numéricos y la competencia como premisa entre las empresas, se conjugan para impulsar una constante búsqueda de REP más competitivas y eficientes, siendo de vital importancia que funcionen de forma óptima, confiable y segura [5, 7, 8]. La operación y planificación de estas redes deben considerar estos aspectos en sus sectores más importantes, dígase, generación, transmisión, y distribución.

Los altos índices de crecimiento de la demanda a nivel mundial, hacen que las REP se encuentren operando cerca de sus capacidades máximas de transporte y carga. El operar de esta manera las redes las vuelve más vulnerables a eventos no previstos o programados, tales como la pérdida de elementos o fallas en equipos conectados a la red, que pueden estar dados por fenómenos ambientales, fallas o mantenimientos preventivos (contingencias). Estas redes son más susceptibles a la pérdida de cargas o a un deterioro de calidad de la energía, lo cual ha dispuesto que la toma de decisiones concernientes a su operación y análisis tengan un mayor grado de dificultad; y sobretodo en la búsqueda de criterios que afiancen su funcionamiento adecuado, equilibrado, y sustentable [9, 10].

Actualmente, las construcciones de las REP son realizadas y diseñadas con alta ingeniería y con la confiabilidad como una de sus premisas, haciéndolas más robustas, con la finalidad de satisfacer las necesidades de la creciente demanda, lo que sin duda alguna hace énfasis en la importancia de su operación, misma que se vuelve más compleja. Sin embargo, las contingencias ocurren, y la red debe estar preparada para soportarlas y mantenerse operando dentro de criterios de seguridad preestablecidos, y así evitar colapsos, congestiones u otro tipo de contratiempo que ocasione el corte del suministro a los consumidores [8, 11].

Un factor preponderante en la operación de REP es el mantener su seguridad, y se puede definir como las prácticas diseñadas para mantener el sistema íntegro ante contingencias [6, 12]. El análisis de seguridad tiene que ver con las técnicas concernientes para operar la REP en forma segura e involucrando las siguientes tres funciones:

1. Supervisión de la REP.
2. Análisis de contingencias y acciones correctivas.
3. Flujos de potencias óptimos con restricciones de seguridad.

Este trabajo inicia haciendo uso de la base de datos del CC, así como una correcta supervisión de la RMT-CU por medio del sistema SCADA, con los que se puedan realizar análisis de contingencias a la red. El siguiente paso es abordar el tema de las

contingencias en REP, su análisis y finalmente se propone un plan de acciones que permita tomar medidas correctivas de forma rápida y eficiente.

1.3. Hipótesis

Un análisis de contingencias que incluya estudios en estado estacionario en la red, la posibilidad de ocurrencia basada en registros históricos, análisis de consecuencias sobre sus variables de estado utilizando un método numérico optimizado con alta velocidad de convergencia. Además, de la aplicación de un plan de medidas correctivas para mitigar el impacto de estos eventos sobre la operatividad de la red, permite diseñar un plan de acción rápido y eficiente para que el CC incremente la seguridad en la operación de la RMT-CU.

1.4. Objetivo general

Desarrollar una herramienta computacional que permita realizar análisis de contingencias en la RMT-CU de una manera rápida y confiable, basado en una identificación y selección de las contingencias más severas y posibles de ocurrir. Y con base en los resultados obtenidos proponer un plan de acciones correctivas ante estos eventos.

1.4.1. Objetivos específicos

A continuación, se desglosan los principales objetivos específicos para dar cumplimiento al objetivo general del trabajo de tesis:

- Realizar un estudio actualizado de los principales tipos de contingencias.
- Estudio del estado del arte de:
 - Algoritmos de análisis y selección de contingencias.
 - Métodos para análisis de contingencias.
- Evaluar estadísticamente el histórico de contingencias en la RMT-CU (casos de estudio).
- Conocer la topología y principales características de la RMT-CU.
 - Obtener una descripción detallada del sistema de prueba (RMT-CU).
 - Establecer el modelo base de la RMT-CU para análisis de contingencias.
- Desarrollar una metodología para cálculo aproximado de flujos de potencia en CA, nombrada Newton Raphson Simplificado o NRS.
- Desarrollar un algoritmo para el análisis de contingencias en RGD, con base en el método propuesto.

- Crear listas priorizadas de contingencias para la RMT-CU, basadas en un análisis en estado estacionario de contingencias en la red, utilizando la metodología NRF, así como, los registros históricos de contingencias proporcionados por el CC de la RMT-CU.
- Seleccionar y ordenar las contingencias en orden de gravedad descendente, atendiendo al grado de afectación que tienen sobre los voltajes en los nodos, índice IP_v y los flujos de potencia activa por las líneas, índice IP_{mw} respectivamente.
- Realizar análisis de contingencias de la RMT-CU en estado estacionario, utilizando la herramienta computacional desarrollada para el análisis de estos eventos, y determinar violaciones de límites operativos de voltajes nodales y flujos de potencia activa y reactiva por las líneas.
- Proponer un plan de acción basado en los resultados obtenidos con la herramienta computacional, que permita tomar medidas correctivas, de manera rápida y eficiente, sobre las contingencias identificadas como críticas en la RMT-CU.

1.5. Justificación

Hoy en día se han abierto las puertas a la descentralización de funciones y al establecimiento del libre mercado en las REP, situación que se ha expandido a numerosos países [1, 2], incluyendo recientemente a México, en el cual está provocando la aparición de nuevas estructuras y organizaciones que a fin de cuentas están marcando un nuevo escenario bajo el cual se deben operar las redes eléctricas en el país. Dentro de este entorno aspectos como la confiabilidad que conlleva la suficiencia, la seguridad y la calidad del suministro eléctrico han cobrado vital importancia.

Debido a la reforma energética en México, la nueva CFE, tiene que enfrentarse a problemas cada vez más complejos por la situación de crecientes negocios y los marcos regulatorios. Entre estas cuestiones hay dos que destacan especialmente: la previsión de que las redes eléctricas funcionarán más cerca de su capacidad máxima y la necesidad, cada vez mayor, de monitorear y operar de forma segura estas redes.

La necesidad de llevar a cabo una supervisión, operación y control en términos de alcanzar la confiabilidad, seguridad y calidad de suministro en CU a través de la RMT, en un momento dado abre una puerta para de manera conjunta realizar investigaciones y desarrollos tecnológicos, usando como sistema de prueba la RMT-CU. Tal es el caso de trabajo donde se busca una herramienta para prevenir y controlar las posibles contingencias desde el CC y tomar acciones correctivas adecuadas.

En un futuro no muy lejano se quiere que la UNAM sea una *Smart City*, en cuyo proyecto está incluido inherentemente la RMT-CU y sus características de *Smart Grid*, ésta debe

ofrecer seguridad en la operación, confiabilidad y calidad en el suministro de energía eléctrica. Como parte fundamental para contribuir a lograr lo expuesto anteriormente, el trabajo de la presente tesis de maestría está enfocado principalmente en realizar un análisis de contingencias en la RMT-CU de la UNAM y proponer un plan de acción que permita tomar medidas correctivas para mitigar su impacto sobre la red, en lo relativo a violaciones de límites operativos de voltajes nodales y flujos de potencia activa a través de las líneas de transmisión.

1.6. Organización de la tesis

A continuación, se describen de forma general los principales aspectos que se desarrollan en cada uno de los capítulos, que conforman el trabajo de tesis:

En el **capítulo I** se introduce la temática general que enmarca el trabajo de tesis, incluyendo objetivos, justificaciones y descripción del documento.

El **capítulo II** presenta los aspectos generales que se deben abordar para realizar un análisis de seguridad en REP.

El **capítulo III** presenta una introducción a los estudios de contingencias, y aspectos esenciales a tener en cuenta para poder realizar casos de estudio, tales como tipos de contingencias, algoritmos y métodos para analizarlas.

En el **capítulo IV** se desarrolla el método propuesto por el autor, denominado NRS, como una herramienta novedosa para realizar el análisis de contingencias en RGD.

El **capítulo V** presenta una descripción detallada del sistema de pruebas, la identificación, selección, ordenamiento desde las contingencias más críticas hasta llegar a las menos críticas, reportes técnicos de la operatividad de la RMT-CU ante estos eventos, así como, los casos de estudio analizados en el trabajo de tesis haciendo uso del algoritmo computacional desarrollado para análisis de contingencias.

El **capítulo VI** presenta una propuesta de plan de acción de medidas correctivas sobre las contingencias críticas en la red, así como las conclusiones más relevantes sobre el trabajo realizado, recomendaciones y trabajos futuros.

CAPÍTULO II: ASPECTOS GENERALES DE TEORÍA PARA ANÁLISIS DE SEGURIDAD EN REDES ELÉCTRICAS DE POTENCIA

2.1. Introducción

Antiguamente las REP eran pequeñas y su control y operación relativamente sencillos; sin embargo, debido a la extensión poblacional y a su interconexión, se han vuelto más grandes y difíciles de operar. Asimismo, la constante búsqueda de sistemas eléctricos competitivos y eficientes, aunado al creciente número de actores y participantes del sector eléctrico en México, ha hecho que la toma de decisiones concernientes a la operación y análisis de la red tengan un mayor grado de dificultad, sobretudo en la búsqueda de criterios que afiancen un funcionamiento adecuado, equilibrado y sustentable. Además, los elementos que componen una REP tienen integrado equipos de protección para no operar fuera de sus límites operativos de diseño, existe la posibilidad de que se desconecten ante tal situación. Entonces, no es difícil percibir que si no se toman medidas correctivas adecuadas ante un evento no previsto, puede presentarse la salida en cascada de elementos de la red, hasta llegar incluso al colapso parcial o total de la red eléctrica.

Por esta razón, en los últimos años la seguridad en la operación de las REP ha cobrado gran importancia y es una de las tareas más importantes y difíciles de llevar a cabo por los CC. El concepto de seguridad involucra prácticas diseñadas para mantener la red íntegra ante eventos no previstos, tales como la pérdida de elementos y fallas en equipos, así como salidas programadas de elementos por mantenimiento. El momento en que ocurren eventos no previstos es impredecible, por lo cual la red debe ser operada permanentemente de tal forma que no se presente una situación peligrosa [6]. Para el presente trabajo se define la seguridad de una REP como la habilidad de la misma para soportar contingencias sin mostrar una transición del estado normal (seguro) al estado de emergencia (inseguro) [6, 13].

2.2. Estados operativos de una REP

Tal como se plantea en [6], como consecuencia de los grandes apagones sufridos en REP interconectadas, ha hecho que la operación de redes de potencia modernas tengan dentro de sus prioridades lo siguiente: i) operar la REP de manera tal que la potencia sea suministrada de forma segura, y ii) dentro de las limitaciones impuestas al funcionamiento de la REP por consideraciones de seguridad, la red deberá operar más económicamente.

Lo anterior describe el funcionamiento de una compañía eléctrica cuyo objetivo principal es suministrar en todo momento energía en cantidad y calidad suficientes, al menor costo posible. Para alcanzar este objetivo, la REP debe operar bajo condiciones óptimas de seguridad. Sin embargo, para que una red sea segura en todo instante, se requiere

efectuar inversiones costosas, las cuales pueden ser injustificables aun cuando la REP opere en forma óptima y segura. Por lo tanto, se requiere establecer un compromiso entre el mejoramiento de la seguridad y la inversión involucrada, lo que ha conducido a la necesidad de analizar la seguridad de la red, considerando solo un conjunto de contingencias posibles.

2.2.1. Condiciones de operación de una REP

Las condiciones de operación de una REP [6, 17] pueden caracterizarse por cinco estados, tal como se muestra en la Figura 2.1.

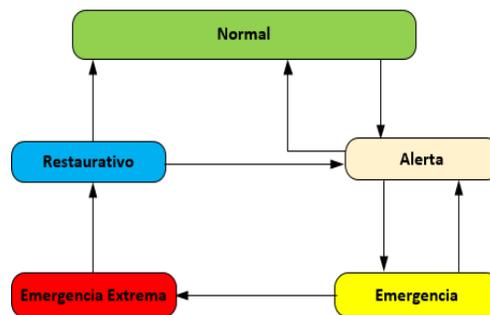


Figura 2.1. Estados operativos de una REP

En el estado **normal**, la generación es adecuada para satisfacer la demanda, ningún elemento de transmisión está sobrecargado y los márgenes de operación son adecuados para soportar contingencias, es decir, el estado de la REP es también seguro.

Si la seguridad disminuye en cierto grado, o si la posibilidad de alguna perturbación se incrementa, entonces la red evoluciona a un estado de **alerta**, considerado como inseguro. En este caso todas las restricciones son satisfechas, aunque se experimenta una reducción de los márgenes de reserva (variables muy cercanas o sobre sus límites). Aquí habrá contingencias que con certeza rebasarán límites operativos. Entonces, es necesario aplicar medidas correctivas para conducir a la REP a un estado seguro.

Podrá haber contingencias muy severas que conduzcan la red a un estado de **emergencia**, antes de que puedan tomarse medidas correctivas. En este estado, la red es insegura y existen violaciones de límites operativos, pero aún la REP está íntegra y pueden tomarse medidas correctivas urgentes para llevarla a un estado normal o, por lo menos, de alerta.

Si no se aplican medidas correctivas a tiempo o éstas son insuficientes, la REP puede desintegrarse y pasar a un estado de **emergencia extrema**, en cuyo caso, no se cumple con las restricciones de servicio y parte o toda la red puede colapsarse.

El último estado es el **restaurativo**, en el que debe restablecerse la red colapsada, tratando de cumplir con todas las restricciones. La restauración puede conducir a la REP a un estado normal o de alerta.

Es importante mencionar, que cuando se planifica la expansión de una REP, normalmente se debe satisfacer una demanda máxima pronosticada y, simultáneamente, tener márgenes de seguridad para que las contingencias posibles de ocurrir no produzcan una situación de alerta o de emergencia. En forma semejante, en estudios de planificación de la operación se tiene como propósito, detectar si un evento puede causar la violación de límites operativos, a fin de tomar medidas preventivas y evitar problemas mayores.

2.3 Análisis de seguridad

El análisis de seguridad tiene que ver con las técnicas concernientes para operar la red eléctrica en los diferentes estados arriba mencionados, éstas han sido introducidas en el capítulo I del documento, y descritas a continuación.

2.3.1. Supervisión de la REP

La supervisión de la REP proporciona a los operadores información del estado actual de la REP, la cual es obtenida a través del sistema de medición y de transmisión de datos. En términos generales, es la función más importante de las tres. La supervisión en tiempo real de la red, se ejecuta a través sistemas SCADA, equipos de medición fasorial, *recorders*, etc... [6].

El EE juega un papel muy importante en los CC de las REP. Después de recibir datos de la configuración de la red eléctrica, diversos voltajes y cargas de alimentadores, los cuales pueden ser obtenidos a través de mediciones en tiempo real o mediante datos históricos [6], el estimador determina el estado de la red.

Con los resultados obtenidos por el EE, los operadores tendrán la oportunidad para supervisar en tiempo real, controlar sobrecargas o desviaciones de voltaje, y despachar económicamente la red eléctrica. Por lo anterior es de vital importancia que la red sea observable y que mantenga un adecuado nivel de redundancia.

- **Observabilidad y nivel de redundancia de una REP**

Comúnmente, el número de mediciones es mayor que el número de datos de entrada en un simple programa de flujos, de modo que se tienen más ecuaciones a ser resueltas, para estimar las variables de estado desconocidas. Las mediciones comúnmente presentan errores o no están disponibles, por mal funcionamiento en los sistemas de envío de datos. Este riesgo se reduce si al sistema se le da redundancia.

Si el conjunto de mediciones es suficiente en número y están geográficamente bien distribuidas, el EE proporcionará un estimado de la REP y ésta será observable. Por lo

general una REP, se diseña para ser observable en la mayoría de las condiciones de operación, aunque temporalmente puede no serlo debido a que se produzcan cambios no previstos en su topología o fallos en los sistemas de comunicación [14,15].

Un análisis de observabilidad debe incluir:

- Prueba de observabilidad.
- Identificación de redes observables.
- Ubicación de mediciones.

En [15, 16], se indica que la observabilidad de la REP está relacionada con el rango de la matriz Jacobiana $[J]$. Si $[J]$ es de rango completo, esta matriz es definida positiva y tiene solución única. Por tanto, una condición necesaria de observabilidad se cumple si el número de ecuaciones linealmente independientes es igual o superior al número de variables de estado.

Es necesario que la REP cuente con un número de mediciones capaz de garantizar la observabilidad, es importante mencionar que el hecho de que una REP sea redundante no implica que sea observable, la ubicación de las mediciones es pieza importante para poder lograr una correcta observabilidad de la red.

2.3.2. Análisis de contingencias y acciones correctivas

Los resultados del análisis de contingencias tal como se plantean en [6, 13], permiten operar la REP en forma preventiva, pues se tiene conocimiento de que muchos de los problemas que ocurren en la red pueden causar serios problemas antes que el operador pueda decidir alguna acción correctiva y aplicarla. Debido a esto, los CC modernos cuentan con programas de computadora que modelan y analizan posibles problemas antes de que ocurran, tal que el operador conozca de antemano las acciones correctivas y se apliquen con la suficiente oportunidad al momento que ocurre realmente el evento analizado.

Debe tenerse en cuenta que existe un gran número de contingencias posibles de ocurrir, por lo que una parte del analizador de contingencias consiste en obtener un listado de las más comunes, más peligrosas para la REP o incluso más costosas. Una vez establecidas estas listas, se procede con el análisis de cada una de ellas, para establecer si se tienen violaciones de límites operativos en elementos de la red. Por ejemplo, la forma más simple del análisis de contingencias puede basarse en estudios de flujos de potencia para cada una de las contingencias seleccionadas como las más probables y peligrosas a ocurrir.

Si el análisis determina que se han violado límites o no se consigue la convergencia, se procede a realizar un diseño de posibles acciones correctivas, que permiten al operador alterar las condiciones de la REP ante el evento de una sobrecarga o en el momento en

que el programa de análisis de contingencias predice que un problema serio puede suceder. Un tipo simple de acción correctiva es la redistribución de potencia activa entre generadores, lo cual causa cambios de flujos, tal que se eliminen las sobrecargas en elementos de transmisión [6]. Estas acciones correctivas deben ser simuladas de manera tal, que permita al operador tomar decisiones rápidamente. Para alcanzar esto, los analizadores de contingencias involucran métodos de solución rápidos, selección de contingencias e inicialización automática del programa de estudios de flujos, usando datos actuales de la red y procedimientos de estimación.

2.3.3. Flujos de potencias óptimos, con restricciones de seguridad

La tercera función, combina un análisis de contingencias con flujos óptimos de potencia, buscando hacer cambios en el despacho óptimo de generación, además de otros ajustes, de modo que cuando se ejecuta un análisis de seguridad, las contingencias no resulten en violaciones. Lo anterior se puede lograr dividiendo la REP en 4 estados operativos [6].

- **Despacho óptimo:** Es el estado en el que se encuentra la REP, antes de una contingencia. Además, este estado es óptimo con respecto a la operación económica de la red, pero puede no ser seguro.
- **Post contingencia:** Es el estado de la REP luego de ocurrir una contingencia. Se considera que esta condición tiene una violación de seguridad.
- **Despacho seguro:** Es el estado de la REP sin interrupciones por contingencias, pero con correcciones a los parámetros operativos para tener en cuenta las violaciones de seguridad.
- **Seguridad post contingencia:** Es el estado de la REP, cuando la contingencia es aplicada a la condición de funcionamiento base, con correcciones.

2.4. Estrategias de seguridad

Los esquemas de seguridad de las REP deben proteger sus partes más importantes y procurar mantener en operación la mayoría de la red. La idea fundamental es reducir el impacto de los eventos cuando estos aparecen estableciendo procedimientos que conduzcan al aislamiento de la falla y dejando fuera de servicio la menor cantidad de usuarios [18].

Existe un esquema de seguridad basado en dos estrategias que se combinan [6]. La primera consiste en dividir la REP en subsistemas (*Active Splitting*) y la segunda consiste en desconectar algunas cargas (*Load shedding*). El módulo de separación se basa en los conceptos de la teoría de grafos y la desconexión de carga se basa en esquemas automáticos de desconexión asociados a la frecuencia del sistema (*UFLS: under-frequency load shedding*) [17, 19].

i) **División de la REP**

En esta primera etapa el operador de la REP puede aprovechar su capacidad para dividirse en 2 o más subsistemas. Esta separación controlada permite separar la zona de falla y proteger el área principal de efectos en cascada, de esta forma se evita que una contingencia pueda dar origen a un colapso [17, 19, 20].

ii) **Desconexión de carga**

Las protecciones en una REP hacen parte de una estrategia diseñada para detectar condiciones críticas en la red. Si una condición crítica es detectada, las protecciones actuarán para contrarrestarla de manera controlada. Uno de los esquemas más comunes de protección está basado en la detección de baja frecuencia, también denominado deslastre de carga (UFLS). La desconexión de carga tiene como propósito, reducir el desequilibrio entre generación y carga, de este modo se pueden reestablecer las condiciones normales de funcionamiento y evitar desviaciones de frecuencia [17, 19, 20]. El siguiente esquema resulta muy efectivo y económico para reestablecer el funcionamiento normal en situaciones de emergencia.

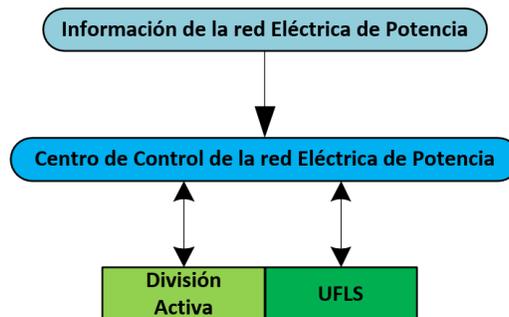


Figura 2.2. Diagrama del esquema de seguridad basado en la división activa y control de frecuencia de carga

iii) **Racionamiento eléctrico**

Se debe mencionar una tercera estrategia, que consiste en reducir el voltaje en los nodos de carga de la REP, que tienen un comportamiento tipo impedancia constante con el propósito de reducir el consumo de la red. Por ejemplo, al disminuir el voltaje en una carga de calefacción (hornos eléctricos de resistencia, hornillas eléctricas, bombillas incandescentes, etc) se reduce el consumo de potencia y la corriente en la carga, sin retirar usuarios del servicio. A través de este procedimiento es posible mantener la red operando en condición normal cuando se presentan algunas perturbaciones. Esta estrategia no resulta útil en circuitos con carga tipo potencia constante pues al reducir el voltaje se puede incrementar la corriente de la REP, produciendo un efecto contrario al

deseado. Esto ocurre en REP con componentes importantes de cargas motorizadas [17, 19, 20]. En la práctica, para implementar esta estrategia de seguridad, se manipulan los *taps* de los transformadores en las subestaciones eléctricas, y así las cargas domiciliarias (resistivas) disminuyen su demanda de potencia.

2.5. Colapsos en REP

Los colapsos o apagones, son sucesos muy esporádicos pero nocivos, en los cuales la REP se desconecta completa o parcialmente (aproximadamente un 60 %). Lo cual implica que el servicio eléctrico se interrumpa y da como cifra de afectados una cantidad de usuarios considerable.

Los colapsos pueden ser originados por un defecto de la subestación eléctrica, por daños en las líneas de transmisión, daños en la red de distribución, cortocircuitos o sobrecargas inesperadas en circuitos muy próximos a su límite de capacidad. Las consecuencias de este fenómeno son considerables, la principal es la pérdida de sincronismo de la REP, pues retomarlo es una tarea laboriosa que puede tomar un tiempo considerable para su realización. En principio todas las REP son susceptibles al colapso [19].

2.5.1. Efecto en cascada

Los colapsos son eventos que ocurren como consecuencia del efecto en cascada de una contingencia, es decir, empieza por contingencia de un elemento de la REP, cuando opera su protección o sale de servicio [19]. Esto provoca que el flujo de potencia a través de la REP se redistribuya, lo cual puede llevar a que otros elementos de la red también se sobrecarguen. Las sobrecargas pueden provocar la activación de protecciones correspondientes y de esta forma los elementos más sobrecargados de la red también salgan de operación, lo cual hace que se redistribuya nuevamente el flujo de potencia, ocasionando que otros elementos también se sobrecarguen y salgan de operación. Esta secuencia puede continuar hasta que la mayoría o toda la REP se desconecte, lo cual es denominado efecto cascada.

2.5.2. Colapso de voltaje

Un colapso de voltaje es un fenómeno más complejo que una inestabilidad de voltaje local, y poco frecuente. Se produce como resultado de una secuencia de eventos, acompañados de un problema de inestabilidad del voltaje, que provocan un perfil bajo de voltajes en una parte extensa de la REP [18, 19, 21].

Una secuencia típica de sucesos que pueden desembocar en un colapso de voltaje es la siguiente [18, 19, 21]:

- El detonante del colapso de voltaje, es la pérdida de una línea cargada, que provoca una carga adicional en las líneas adyacentes y un mayor consumo de potencia reactiva.
- Inmediatamente desciende el voltaje en los centros de consumo, y en consecuencia desciende también la carga. Esto tiene un efecto beneficioso sobre la estabilidad de voltaje. Por otro lado, el control automático de voltaje en los generadores incrementa la excitación y la aportación de potencia reactiva, para recuperar el voltaje en sus terminales. Esto genera un flujo adicional de potencia reactiva por los transformadores y líneas de los generadores, con la correspondiente caída de voltaje. En este punto es probable que los generadores se encuentren cerca de su límite de funcionamiento térmico, tanto por la corriente en el devanado de campo como por la del inducido.
- Uno a uno, los generadores van alcanzando su límite de aporte de reactiva, establecido por la máxima corriente admisible en el devanado de campo. Cuando este límite se alcanza en un generador, el voltaje en sus terminales desciende. Esto provoca un incremento de la corriente en el devanado inducido, y un límite adicional de la potencia reactiva para que no se caliente el devanado inducido. La parte de reactiva que deja de producir se trasfiere a otros generadores, agravando su situación. Además, conforme desciende el voltaje, las baterías de condensadores en paralelo repartidas por la REP son menos eficientes.
- El proceso puede provocar una caída amplia y generalizada del voltaje. En esta situación puede perderse el sincronismo entre generadores, y llegar a un apagón más o menos extenso.

2.5.3. Colapso por sobrepaso del límite de cargabilidad

Este tipo de colapsos se presenta cuando la cargabilidad de los elementos de transmisión es sobrepasada, es decir, el flujo de potencia a través de éstos es mayor a la de su capacidad nominal [19, 22]. Cuando ocurre uno de estos sucesos, y tratándose de una línea, si el flujo de potencia es mayor a su cargabilidad, la protección correspondiente opera, pero si al correr el flujo de potencia el operador de la red eléctrica observa que la sobrecarga en la línea es de un porcentaje bajo y es una perturbación mayor sacar la línea de operación, es conveniente mantenerla dentro de la REP. Si la sobrecarga ocurre en un transformador, lo más recomendado es sacar el equipo de operación, pues, por cuestiones técnicas, si el transformador se llegase a averiar es más difícil reemplazarlo [18].

CAPÍTULO III: INTRODUCCIÓN AL ESTUDIO DE CONTINGENCIAS EN REP

3.1. Introducción

Como se explica en el capítulo II del documento, el análisis de seguridad de REP tiene implícito un análisis de contingencias riguroso, de gran importancia para la operación confiable de estas redes. Debido a la gran cantidad de eventos o contingencias posibles en una REP, el análisis debe hacer uso de los métodos y tecnologías innovadoras que se encuentren a disposición, y de esta forma el analista u operador de la red pueda tomar las acciones correctivas necesarias y en tiempo al suceder la anomalía, para así evitar males mayores.

El análisis de contingencias está básicamente compuesto por tres problemas [6]:

1. Selección de contingencias
2. Algoritmos y métodos para análisis de contingencias
3. Procesamiento de información generada por las contingencias simuladas.

3.2. Análisis de contingencias

El análisis de contingencias, es una herramienta que sirve para predecir los nuevos valores de los parámetros eléctricos que existirán en los elementos que componen una REP al ocurrir un evento en algún elemento de la red [23]. Esto implicaría que los operadores y diseñadores de la red revisen cientos de estudios en un periodo corto de tiempo. Dado lo anterior y la complejidad de las REP, los modelos de gran escala que se usan para la evaluación de contingencias no tienen que ser exactos. Los métodos aproximados están más enfocados en saber si existen niveles de sobrecarga de corriente y voltajes fuera de los límites, que en los valores exactos de estas cantidades [5, 24].

Un estudio utilizando métodos aproximados ayuda a conocer de manera rápida el grado de seguridad de una REP, siendo parte importante en su planeación [5, 23, 24], pues a partir de éste se puede determinar qué parte de la red es la más vulnerable ante la presencia de alguna contingencia que pudiera presentarse, y en función de ello tomar decisiones para robustecer la red.

Un estudio de análisis de contingencias, considera normalmente [5, 23, 24]:

- El fallo simple de un elemento de la REP (líneas de transmisión, generador, transformador, etc).
- El fallo simultáneo de líneas en doble circuito que comparten un tramo considerable de trayectoria.
- En situaciones especiales, el fallo del mayor generador de una zona y de una de sus líneas de interconexión con el resto de la red.

Frecuentemente en los estudios de planeación de transmisión se considera el fallo simultáneo de dos elementos cualesquiera, en este trabajo se habla únicamente del primero de estos casos de estudio.

En resumen, el análisis de contingencias, consiste básicamente en realizar múltiples estudios, en los cuales se determina el estado de la REP tras la pérdida de uno o varios elementos, lo cual implica realizar un estudio de flujos de potencia completo para cada una de las contingencias seleccionadas.

3.2.1. Contingencias en REP

Se define como contingencia a los eventos que ocurren cuando un elemento es retirado de la REP de forma imprevista o programada [4]. Cada vez que se presenta la salida de un elemento de la red, las corrientes en las líneas se redistribuyen a través de ella y los voltajes de los nodos cambian. Como consecuencia de esto, pueden aparecer sobrecargas en líneas o transformadores. En los estudios de contingencias se consideran las salidas de: líneas de transmisión, transformadores, generadores y cargas [5, 24]. De otro lado, la salida de un elemento puede dar origen a la salida de otros elementos, lo que puede producir un efecto en cascada que eventualmente conduce al colapso de la red.

En estos eventos se estudian los efectos sobre la red y su capacidad de permanecer en operación normal sin un elemento. Durante esta corta secuencia de eventos se analizan los problemas que estas salidas producen como, por ejemplo: sobrecarga térmica, pérdida de carga, corrientes de cortocircuito excesivas, entre otras.

3.2.2. Tipos de contingencias

Cuando se realizan estudios de contingencias se puede considerar la salida de un elemento (contingencias simples) o la salida simultánea de varios elementos (contingencias múltiples). Independiente de sí la contingencia es simple o múltiple, se debe definir el nivel y el tipo de contingencia que se supone como aceptable para la REP. Se considera que la red debe operar normalmente ante una contingencia simple y que ante una segunda contingencia, la red opere en condiciones anormales [5, 23, 24].

- Fallo simple o pérdida de un elemento de la REP (criterio n-1).
- Fallo doble o pérdida simultánea de dos elementos de la REP (criterio n-2).

3.3. Algoritmos para análisis de contingencias

Como ya se mencionó, la simulación de contingencias en el estado estacionario debe efectuarse mediante métodos más eficientes, pero sobre todo más rápidos, que los algoritmos de flujos estándar. En general, para resolver el caso base se utiliza el método NRDR. Para REP robustas, los flujos de potencia activa son las variables de interés, por lo cual el empleo de un modelo lineal de flujos de potencia conocido como método de

flujos en CD, es suficiente para evaluar los cambios generados por la contingencia simulada, sin embargo, este no es el caso de la gran mayoría de las REP, donde simular una contingencia requiere del uso de métodos de flujos de CA. Ante esta situación, puede aprovecharse la información de la solución del caso base, donde ya se tiene información de modelos de matrices de coeficientes ya construidos y factorizados, así como voltajes nodales complejos y flujos de potencia en los elementos de transmisión, Estos valores se consideran como condiciones iniciales [6].

Si se cuenta con un caso base, la simulación de cada contingencia debe efectuarse haciendo los cambios mínimos a tal información, sobre todo a las matrices de coeficientes. Obviamente, esto depende del tipo de contingencia a simular. Una contingencia puede causar cambios en las inyecciones de potencia y/o en la topología de la red. Una pérdida parcial de generación, por ejemplo, únicamente provoca cambios en las inyecciones de la red, cuya simulación se trata en forma directa y simple. Por otro lado, la salida de una línea produce cambios en la topología de la red, y, como consecuencia, un cambio (en principio) en las matrices de coeficientes. Por último, la salida total de un nodo de generación resulta en un cambio tanto en las inyecciones como en las matrices de coeficientes [6, 25].

Los enfoques utilizados para resolver estos casos normalmente son los dos siguiente [6]:

1. Modificación de las matrices de coeficientes.
2. Método de compensación.

El primer enfoque requiere de aplicar prácticamente el método NRDR en su totalidad, con la excepción de las condiciones iniciales. Esto implica construir las matrices de coeficientes y factorizarlas nuevamente.

El segundo enfoque utiliza el principio de superposición en forma iterativa para simular cambios en la red, aplicando un método de compensación de inyecciones y manteniendo constantes las matrices de coeficientes ya factorizadas en el caso base. Para lograr esto, es necesario calcular dos columnas de la matriz de impedancias nodal, lo cual puede resultar más eficiente que el primer enfoque.

Sin embargo, existe una alternativa que resulta atractiva cuando las matrices de coeficientes son dispersas, la cual puede explotarse sistemáticamente en el análisis de contingencias [6]:

3. Técnicas de refactorización parcial.

Estas técnicas se han desarrollado en base a la observación, la alteración de algún elemento de la matriz de coeficientes, a la cual se le ha aplicado algún esquema de ordenamiento para preservar su dispersidad, introduce pocos cambios en la matriz factorizada correspondiente. Esto es precisamente el caso de simular contingencias.

3.3.1. Selección y ordenamiento de contingencias

Debe recordarse que los resultados obtenidos al simular una contingencia permiten observar violaciones en límites operativos, los cuales deben corregirse mediante acciones dictaminadas por algún método de optimización. Visiblemente, no todas las contingencias producen violaciones en las restricciones de operación. Por lo tanto, una forma de aumentar la eficiencia del proceso de análisis, es procurar la selección de las contingencias más severas y posibles de ocurrir [6].

Una metodología común es el cálculo de índices, los cuales son utilizados para ordenar una lista de posibles contingencias y que se simulan iniciando por la más severa, hasta llegar a un punto en el cual se considere que las siguientes contingencias ya no son peligrosas para la REP.

Los índices de contingencia permiten construir listas ordenadas de elementos, en los cuales, el valor del índice está asociado al grado de afectación que produce la salida del elemento en la operación. Las contingencias que tienen los mayores índices son denominadas “contingencias críticas” y aparecen en la parte superior de la lista, y se ordenan comenzando por la más severa [5, 24].

El ordenamiento de contingencias puede ser de dos tipos [5, 6, 24], exacto o aproximado. El exacto requiere la aplicación de flujos CA para cada contingencia, mientras que el aproximado puede ser calculado usando flujo CD o flujos CA desacoplados, este último método se prefiere cuando la exigencia de convergencia completa del flujo CA vuelve económica y técnicamente inviable el análisis.

El ordenamiento de contingencias fundamentalmente está basado en uno de los siguientes criterios [5, 6, 24]: i) cargabilidad de líneas/transformadores, y ii) voltajes nodales

Debido a que no existe correlación entre estos criterios, por ejemplo, la salida de un elemento puede afectar en alto grado los voltajes de la REP, pero no afectar la cargabilidad de los circuitos o sobrecargar elementos. Deben construirse listas de contingencias separadas.

3.3.2. Índices de contingencias

Para realizar el ‘ordenamiento’ de contingencias se debe calcular un “índice de contingencia escalar”, el cual es una función matemática que describe el estado (bueno o malo) de la REP a través de un valor escalar.

Un índice adecuado debe satisfacer dos condiciones [5, 24]:

1. Confiabilidad: Un caso crítico no debe ser mal ordenado.
2. Eficiencia: Rápida evaluación de casos.

La calidad del índice de contingencias debe a su vez cumplir dos requisitos [5, 24]:

1. Expresar de manera adecuada el impacto total de la contingencia (efecto global).
2. Reconocer adecuadamente el grado de severidad relativa de las contingencias.

El índice de contingencia es una cantidad escalar, cuya forma general, se expone a continuación [5, 24]:

$$J = \sum_{i=1}^l \left[\frac{f_i}{f_{i_{max}}} \right]^m \quad (3.1)$$

Donde:

f_i , es una función escalar que representa la variable de la red que se evalúa: flujo de potencia o voltaje nodal, con valor máximo $f_{i_{max}}$.

l , es el total de elementos.

i , es el elemento analizado.

m , es el exponente de la relación $\frac{f_i}{f_{i_{max}}}$ el cual se sugiere, en la literatura especializada, en un valor de 2 o mayor, par y entero.

a) Índice de contingencias de voltaje IP_v :

El índice más utilizado en estudios de contingencia de voltaje, en estado estacionario, para cuantificar el nivel de degradación de la red debido a la violación de los límites de voltaje en los nodos se define como [5, 24]:

$$IP_v = \sum_{i=1}^{NB} \frac{W_{v_i}}{2n} \left[\frac{|V_i| - |V_i^{sp}|}{\Delta V_i^{lim}} \right]^{2n} \quad (3.2)$$

$|V_i|$, es la magnitud del voltaje existente en el nodo i

$|V_i^{sp}|$, es la magnitud del voltaje esperado en el nodo i (1.0 p.u)

n , es el exponente de la función (n : entero positivo).

NB , es el número de nodos de la REP

W_{v_i} , es el factor de ponderación del nodo i

ΔV_i^{lim} , representa la máxima desviación permitida para el voltaje en el nodo i y es determinada restando el voltaje mínimo permitido del voltaje máximo permitido.

b) Índice de contingencias de potencia activa IP_{mw} :

El índice más utilizado en estudios de contingencia de potencia activa, en estado estacionario, para cuantificar el nivel de degradación de la REP debido a la violación de los límites de potencia en líneas y transformadores se define como [5, 24]:

$$IP_{mw} = \sum_{i=1}^N \frac{W_i}{2n} \left[\frac{P_i}{P_i^{\text{lim}}} \right]^{2n} \quad (3.3)$$

P_i , es el flujo de potencia activa en el elemento de transmisión.

P_i^{lim} , es la capacidad de transmisión, de potencia activa, de la línea o transformador.

n , es el exponente de la función (n : entero positivo).

NL , es el número de líneas y transformadores de la REP.

W_i , es el factor de ponderación para líneas y transformadores.

3.3.3. Efectos del mal ordenamiento de contingencias

Los algoritmos que ordenan las salidas de los elementos de la REP, pueden presentar errores de ordenamiento cuando se crean listas de los eventos de la red y son ordenados según su nivel de severidad, este fenómeno es producido por la cargabilidad de los elementos de la red. Para una contingencia, los elementos pueden resultar altamente cargados, es decir cerca del límite de su capacidad [5, 24]. Cuando ocurre una contingencia y se presenta este efecto los algoritmos de ordenamiento ordenan de forma inadecuada estas contingencias.

Los algoritmos que ordenan las salidas de líneas de transmisión, transformadores, generadores y cargas, proveen una muy buena medida para determinar la severidad de las contingencias, sin embargo, las listas pueden presentar errores en el ordenamiento. Puede ocurrir que contingencias no severas aparezcan en la parte superior de la lista y contingencias severas aparezcan en la parte inferior de la lista.

Además, seleccionar las contingencias malas o probables de la gran lista de contingencias, no es un procedimiento exacto y es objeto de una intensa investigación

durante los últimos años, ya que pueden surgir dos casos de error en la selección tales como [5, 24]:

1. **Colocar demasiados casos en la "lista corta "**: Esta es esencialmente el enfoque "conservador ", y simplemente conduce a mayores tiempos el procedimiento de análisis de seguridad a ejecutar.
2. **Omisión de casos**: Aquí, un caso que habría mostrado un problema no se coloca en la "lista corta ", y da lugar a la posibilidad de que tenga lugar un apagón, y causar problemas sin que los operadores de la red fueran advertidos.

Para solucionar los problemas de mal ordenamiento se utilizan altos valores de exponente n . Esto reduce el efecto de mal ordenamiento, pero no lo elimina por completo. Por otro lado, la utilización de exponentes altos en la función de evaluación, desensibiliza ciertos casos de contingencias que pueden ser importantes. También se pueden reducir los efectos de mal ordenamiento modificando el coeficiente de ponderación. Con este factor es posible darle peso a los elementos que presentan los casos más críticos, y que están mal ordenados [5, 24]. Esta alternativa presenta algunos inconvenientes debido a que es muy subjetivo.

También en la literatura especializada se recomienda el uso de ordenamientos múltiples, en los cuales, cada vez que se ordenan las contingencias con los algoritmos, se eliminan de la lista los casos que definitivamente no ocasionan problemas a la red.

3.4. Métodos para análisis de contingencias

Tal y como se plantea en [6], estudiar cientos de posibles contingencias es muy difícil, si se pretende presentar resultados rápidamente, tal que se tenga oportunidad de aplicar acciones correctivas, lo cual resulta en un problema metodológico más difícil de hacer en el análisis de contingencias. Por ejemplo, si cada caso de estudio de contingencia es resuelto en un segundo y las posibles contingencias en la REP son miles, pues se puede tomar cerca de una hora antes de que pudieran ser reportados todos los casos. Esto es útil si las condiciones de la red no cambiaron en ese periodo de tiempo. Sin embargo, las condiciones de las REP están cambiando constantemente y los operadores necesitan saber si la presente operación de la red es segura, sin tener que esperar demasiado tiempo para la respuesta. Los tiempos de ejecución para el análisis de contingencias son en la actualidad de menos de un minuto para varios miles de posibles contingencias, con la informática y la tecnología de análisis desde 1995.

Una manera de ganar velocidad en la solución, en un procedimiento de análisis de contingencias es usando un modelo aproximado de la REP. Para muchas REP, el uso de los modelos de flujo de potencia en CD ofrece de una característica con buen compromiso de tiempo/resultados. En estas redes, las magnitudes de los voltajes pueden no ser de gran preocupación y el flujo de potencia en CD proporciona suficiente precisión con

respecto a los flujos de potencia activa. Para otras redes el voltaje es una preocupación y requieren un análisis completo de flujos de CA.

Por consiguiente, puede decirse que existen dos métodos para el análisis de contingencias en REP: i) flujos de potencia en CD, y ii) flujos de potencia en CA.

Concluyéndose que un estudio de contingencias en un centro de operaciones debe ser ejecutado rápidamente, con el fin de ser de alguna utilidad para los operadores. Existen tres formas básicas para lograr esto [6]:

1. Estudiar la REP con algoritmos aproximados pero muy rápidos.
2. Seleccionar sólo los casos de estudio importantes para el análisis detallado.
3. Utilizar un sistema informático compuesto por varios procesadores o vector de procesadores para ganar velocidad.

El primer método ha sido usado por muchos años y se conoce con varios nombres, tales como "Métodos de Factor D", "Métodos de Sensibilidad", "Métodos de Flujos de CD", etc. Este enfoque es útil si se desea solamente un análisis aproximado del efecto que produce sobre la red cada contingencia. En este trabajo se presenta este método bajo el nombre de Método de Factores de Sensibilidad Lineales. Tiene todas las limitaciones de los flujos de potencia CD, es decir, sólo se calculan las potencias activas que circulan por las elementos de transmisión y éstos están únicamente con un 5 % de precisión [6]. No se tiene conocimiento de los flujos de potencias reactivas o magnitudes de voltajes en los nodos.

Los cálculos realizados por métodos de sensibilidad de la red son más rápidos que los hechos usando flujos de potencia en CA, y por lo tanto pueden encontrar una amplia utilización en las operaciones de sistemas de control. Sin embargo, hay muchas REP donde las magnitudes del voltaje son el factor crítico de la evaluación de contingencias. Además, hay algunas REP donde el flujo de potencia reactiva predomina en algunos circuitos, tales como cables subterráneos, y donde un análisis de flujos de potencia CD, no es adecuado para indicar sobrecargas [6]. Cuando este tipo de situaciones se presentan, aplicar el Método de Factores de Sensibilidad Lineales a la red puede no ser adecuado y las operaciones del sistema de control deben incorporar un flujo de CA completo para el análisis de contingencias [6].

Cuando el flujo de CA es utilizado para estudiar cada caso de contingencia, la velocidad de la solución y el número de casos a estudiar son críticos. Si las alarmas de emergencia, llegan demasiado tarde para que los operadores actúen, no sirven de nada. La mayoría de los CC de operaciones utilizan programas de flujos de CA para el análisis de contingencias, ya sea el N-R o el NRDR. Estos algoritmos de solución se utilizan debido a su velocidad de solución y el hecho de que sean razonablemente fiables en la convergencia al resolver casos difíciles. El flujo de potencia por NRDR tiene la ventaja adicional que una fórmula que altera la matriz puede ser incorporada en ella para simular

una contingencia en las líneas de transmisión, sin reinvertir la matriz Jacobiana de la REP en cada iteración [6, 25].

El proceso de análisis de contingencias utilizando flujos CA más simple, consiste en la ejecución de un análisis de flujos de potencia de cada generador, líneas de la REP y transformadores, posibles a sufrir una contingencia. Este procedimiento determina exactamente las sobrecargas y las violaciones de los límites de voltajes, al menos dentro de la precisión del programa de flujo de potencia utilizado, la exactitud de los datos de modelo, y la exactitud con la que se han obtenido las condiciones iniciales. Sin embargo, sufre un inconveniente importante, un programa de este tipo tarda en ejecutarse [25, 26]. Si la lista de contingencias tiene varios miles de entradas, el tiempo total de prueba, de los posibles cortes puede ser demasiado largo.

En resumen, existe un dilema, métodos rápidos pero inexactos, que pueden ser usados para realizar un análisis rápido de la REP, pero no brindan información sobre los flujos de potencia reactiva, ni de las magnitudes de los voltajes en los nodos. Métodos lentos, de flujos de potencia en CA, que proporcionan una precisión completa, pero llevan demasiado tiempo [6].

Afortunadamente, existe una manera de resolver este dilema. Debido a la forma en la que la REP esté diseñada y operada, muy pocas contingencias causan problemas, es decir, la mayor parte del tiempo dedicada a ejecutar los flujos de CA, obtienen soluciones del modelo de flujos de potencias, que descubren que no hay problemas [6]. Solo unas pocas de las soluciones de flujo de potencia, concluyen, que existen sobrecargas o violaciones de voltaje.

3.4.1. Método Newton Raphson

El método numérico de N-R [13, 27, 28, 29], es un algoritmo iterativo para resolver simultáneamente un conjunto de ecuaciones no lineales, para un mismo número de variables desconocidas.

Sea el siguiente conjunto de ecuaciones no lineales:

$$f_k(x_m) = b_k \text{ para } k = 1-n \text{ y } m = 1-n \quad (3.4)$$

En cada iteración del método N-R se aproxima el sistema no lineal a un sistema de ecuaciones lineal. Esta linealización puede ser ejemplificada al caso de una sola variable.

En la Figura 3.1 x^{it} es el estimado inicial de la solución con un error Δx^{it} en la iteración it . Entonces:

$$f(x^{it} + \Delta x^{it}) = b \quad (3.5)$$

Esta ecuación puede ser expandida por el teorema de *Taylor*:

$$f(x^{it} + \Delta x^{it}) = f(x^{it}) + \Delta x^{it} f'(x^{it}) + \frac{(\Delta x^{it})^2}{2!} f''(x^{it}) + \dots = b \quad (3.6)$$

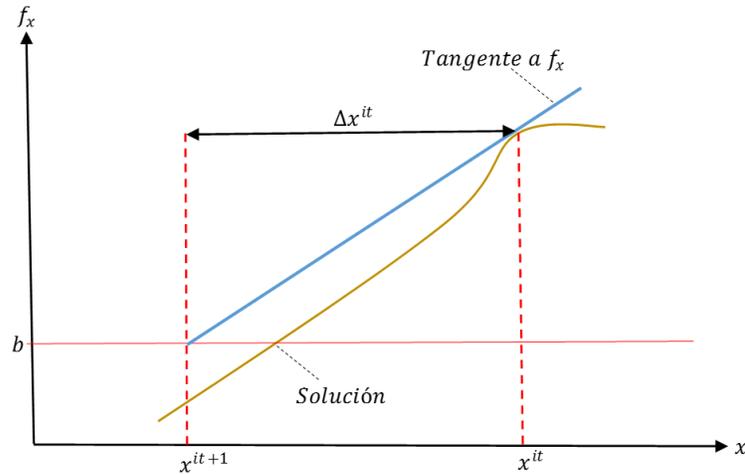


Figura 3.1. Aproximación lineal de una variable

Si el estimado inicial de x^{it} está cerca de la solución entonces el error Δx^{it} es pequeño y pueden despreciarse los términos de orden superior de la serie de Taylor. Quedando:

$$f(x^{it}) + \Delta x^{it} f'(x^{it}) = b \quad (3.7)$$

Reordenando quedaría:

$$b - f(x^{it}) = f'(x^{it}) \Delta x^{it} \quad (3.8)$$

Donde $f'(x^{it})$ es la derivada de todas las ecuaciones del sistema, evaluada en el estimado x^{it} . La matriz cuadrada de las derivadas de primer orden es la Jacobiana del sistema evaluada en x^{it} .

$$b - f(x^{it}) = J \Delta x^{it} \quad (3.9)$$

El nuevo valor de la variable puede ser obtenido despejando Δx^{it} y aplicando:

$$x^{it+1} = x^{it} + \Delta x^{it} \quad (3.10)$$

El método es fácilmente extendido a un sistema de N ecuaciones y N incógnitas. Los elementos del Jacobiano se definen como:

$$J_{km} = \frac{\partial f_k}{\partial x_m} \quad (3.11)$$

Representando la pendiente de la tangente de $f(x)$ evaluada en x^{it} .

Como se observa en este método se llega a la solución cuando $f(x^{it}) = b$, cuando los Δx^{it} sean cero. Este método aproxima linealmente por lo que el error obtenido la primera vez no es la solución deseada del sistema, siendo estos primeros resultados, los valores iniciales de la próxima iteración, es necesario entonces volver a calcular las funciones $f(x^{it+1})$ y obtener los nuevos errores Δx^{it+1} . Este proceso se repite iterativamente hasta que los errores sean cero o menor de una cierta tolerancia.

El algoritmo N-R converge de forma cuadrática, si las funciones tienen primera derivada continua en la vecindad de la solución, la matriz Jacobiana es no singular y las condiciones iniciales están cerca de la solución [27]. Mientras más lineal es el problema, más rápido converge el método. La irregularidad de la función en la región de interés puede demorar la convergencia, fallar totalmente o conducir a una solución no útil.

La aplicación de este método a la solución de flujos de potencia ha originado algunas variantes analizadas a continuación.

3.4.2. Método Newton Raphson Formal

A continuación, se expone el método de NRF [13, 27, 28, 29]:

Partiendo de la ecuación general que gobierna la red para el nodo k :

$$I_k = \sum Y_{km} V_m \quad (3.12)$$

La potencia en el nodo k está dada por:

$$\begin{aligned} S_k &= P_k + jQ_k = V_k I_k^* \\ &= V_k \sum_{m \in k} Y_{km}^* V_m^* \end{aligned} \quad (3.13)$$

Donde $Y_{km}^* = G_{km} - jB_{km}$

$$S_k = P_k + jQ_k = V_k \sum_{m=1}^n (G_{km} - jB_{km}) V_m^* \quad (3.14)$$

El producto de los fasores V_k y V_{km}^* puede ser expresado como sigue:

$$\begin{aligned} V_k V_m^* &= (V_k e^{j\theta_k})(V_m e^{-j\theta_m}) = V_k V_m e^{j(\theta_k - \theta_m)} \\ &= V_k V_m (\cos \theta_{km} + j \text{sen} \theta_{km}) \quad (\theta_{km} = \theta_k - \theta_m) \end{aligned} \quad (3.15)$$

Para aplicar el método de N-R la expresión de potencia aparente (3.14) tiene que ser separada en dos partes reales. Puede usarse ya sea en coordenadas polares como en rectangulares, obteniéndose especificaciones para potencia activa y reactiva:

$$P_k = P(V, \theta)$$

$$Q_k = Q(V, \theta)$$

En coordenadas polares quedaría:

$$P_k = \sum_{m=1}^{nb} V_k V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \text{sen} \theta_{km}) \quad (3.16)$$

$$Q_k = \sum_{m=1}^{nb} V_k V_m (G_{km} \text{sen} \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (3.17)$$

Donde los elementos de G_{km} y B_{km} son los correspondientes a la matriz Y_{bus} , y nb el número total de nodos.

Se sigue el procedimiento general y se forman las funciones de error como $b-f(x)$ según corresponda al tipo de nodo:

i) Para nodos PQ :

- $\Delta P_k = P_k^{sp} - P_k^{cal}$
- $\Delta Q_k = Q_k^{sp} - Q_k^{cal}$

ii) Para nodos PV :

- $\Delta P_k = P_k^{sp} - P_k^{cal}$
- En estos nodos no se pueden formular expresiones de errores de reactivo porque no se conoce la Q^{sp} y él ΔV siempre es cero pues el voltaje se mantiene constante.

iii) Nodo *Slack*

- No tiene ninguna ecuación pues en él no se conocen las potencias activas y reactivas. Además, este nodo fija el voltaje de referencia.

Formando la expresión (3.9) queda:

$$\begin{bmatrix} \Delta P^{it-1} \\ \Delta Q^{it-1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H^{it-1} & N^{it-1} \\ J^{it-1} & L^{it-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta^{it} \\ \Delta V^{it} / V^{it-1} \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

La ecuación (3.18) representa los errores de potencia activa para todos los nodos *PQ* y *PV*, así como los errores de potencia reactiva en todos los nodos *PQ*. La división de cada error ΔV^{it} por V^{it+1} no afecta numéricamente el algoritmo y simplifica algunos términos en la matriz Jacobiana. Los términos de la matriz Jacobiana quedarían como se muestra a continuación:

$$H_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} = V_k V_m (G_{km} \text{sen} \theta_{km} - B_{km} \text{cos} \theta_{km}) \quad (3.19)$$

$$H_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} = -Q_k - B_{kk} V_k^2 \quad (3.20)$$

$$N_{km} = V_m \frac{\partial P_k}{\partial V_m} = V_k V_m (G_{km} \text{cos} \theta_{km} + B_{km} \text{sen} \theta_{km}) \quad (3.21)$$

$$N_{kk} = V_k \frac{\partial P_k}{\partial V_k} = P_k + G_{kk} V_k^2 \quad (3.22)$$

$$J_{km} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} = -V_k V_m (G_{km} \text{cos} \theta_{km} + B_{km} \text{sen} \theta_{km}) \quad (3.23)$$

$$J_{kk} = \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} = P_k - G_{kk} V_k^2 \quad (3.24)$$

$$L_{km} = V_m \frac{\partial Q_k}{\partial V_m} = V_k V_m (G_{km} \text{sen} \theta_{km} - B_{km} \text{cos} \theta_{km}) \quad (3.25)$$

$$L_{kk} = V_k \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} = Q_k - B_{kk} V_k^2 \quad (3.26)$$

La representación polar tiene ventajas computacionales con respecto a la forma rectangular. Las ecuaciones de P_k sólo están presentes en los nodos PQ y PV así como las ecuaciones de Q_k en los nodos PQ . En los sistemas más viejos el uso de funciones trigonométricas aumentaba el tiempo de cálculo, hoy día esto no es una limitante.

Las submatrices de la Jacobiana son dispersas igual a la Y_{bus} . Para solucionar eficientemente el problema se utilizan técnicas de factorización y ordenamiento.

- **Convergencia.**

Existen múltiples técnicas para mejorar la convergencia en el N-R. Las dos más conocidas son:

- i) Limitar los incrementos de voltaje y ángulo en cada iteración.
- ii) Seleccionar buenos valores de condiciones iniciales. Generalmente se emplea el arranque plano de voltaje para los nodos PQ . Esto a veces no da buenos resultados por lo que:
 - Si se conocen valores anteriores deben usarse.
 - Hacer una o dos iteraciones con el método iterativo Y_{bus} antes de N-R.
 - Hacer una iteración de un flujo de potencia en CD, para determinar condiciones de ángulos y otro flujo para determinar magnitudes de voltaje, entonces:

$$[\Delta\theta] = [H]^{-1} [\Delta P^0]$$

$$\left[\frac{\Delta V}{V} \right] = [L]^{-1} [\Delta Q^0]$$

- **Algoritmo general**

1. Establecer condiciones iniciales de voltajes y ángulos para todos los nodos PQ . El voltaje se puede tomar igual al nodo *Slack* y el ángulo como cero.
2. Hacer una iteración de un flujo de potencia en CD para obtener ángulos iniciales.
 - Obtener los valores de $[\Delta P]$ y $[H]$.
 - Hallar la inversa de $[H]$ y calcular el $[\Delta\theta]$.
 - Calcular $[\theta] = [\theta] + [\Delta\theta]$.

- Obtener los valores de $[\Delta Q]$ y $[L]$.
 - Hallar la inversa de $[L]$ y calcular el $[\Delta V/V]$.
 - Calcular $[V]=[V]+[\Delta V/V]$.
3. Obtener los valores de ΔP , ΔQ , H , J , N , L por las expresiones anteriormente relacionadas. Así como Q_i para los nodos PV .
 4. Si se ha logrado una convergencia inicial, continuar; si no pasar a 7.
 5. Comprobar para los nodos PV si las potencias reactivas están dentro de los límites permisibles. Aquellos nodos donde se infrinjan los límites, se cambian a PQ , estableciendo la potencia reactiva, como límite violado.
 6. Si se ha alcanzado la convergencia definitiva o el número máximo de iteraciones permisibles pasar a 9.
 7. Determinar la inversa de $[J]$.
 8. Obtener los nuevos valores de magnitud y ángulo de los voltajes nodales, mediante la aplicación de (3.18), retorne al punto 3.
 9. Obtener la P y la Q del nodo *Slack* y los flujos de potencia por los elementos de transmisión.

3.4.3. Método Newton Raphson Desacoplado

Debido a las buenas características de convergencia del NRF se deben mejorar las deficiencias que presenta en cuanto a requisitos de memoria y eficiencia computacional. El principio en el que se basa todo esto es el siguiente a:

- i) Un cambio en el ángulo del voltaje afecta principalmente al flujo de potencia activa y prácticamente no afecta al flujo de potencia reactiva, o sea que $\frac{\partial P}{\partial \theta} \gg \frac{\partial Q}{\partial \theta}$.
- ii) Un cambio en la magnitud de voltaje principalmente afecta al flujo de potencia reactiva y prácticamente no afecta al flujo de potencia activa, o sea que $\frac{\partial Q}{\partial V} \gg \frac{\partial P}{\partial V}$.

La incorporación de estas consideraciones en la matriz Jacobiana de la ecuación 3.18 además, de varias suposiciones para su cálculo como: $V = 1$ pu y $G_{km} \ll B_{km}$, trae consigo que sus términos de J y N sean despreciados. Entonces el sistema es separado en dos ecuaciones:

$$[\Delta P] = [H][\Delta \theta] \quad (3.27)$$

$$[\Delta Q] = [L]\left[\frac{\Delta V}{V}\right] \quad (3.28)$$

Estas ecuaciones están totalmente desacopladas pues las correcciones de ángulo se calculan solamente a partir de los errores de potencia activa, mientras que las correcciones de voltaje se calculan sólo a partir de los errores de potencia reactiva.

Para mejorar la característica de convergencia se reformula el problema como errores de corriente, o sea $\frac{\Delta P}{V}$ y $\frac{\Delta Q}{V}$, y asumiendo $[A] = \frac{H}{V}$ y $[C] = \frac{L}{V}$, quedan las ecuaciones presentadas a continuación:

$$\left[\frac{\Delta P}{V}\right] = [A][\Delta \theta] \quad (3.29)$$

$$\left[\frac{\Delta Q}{V}\right] = [C][\Delta V] \quad (3.30)$$

Donde $[A]$ y $[C]$ son matrices dispersas, no simétricas en valor y ambas dependen de V y θ . Las ecuaciones (3.29) y (3.30) se resuelven usando el valor más actualizado de magnitudes y ángulos nodales disponible, además de ser calculadas y triangularizadas en cada iteración.

Al dividir las ecuaciones de errores de potencia ΔP y ΔQ por el voltaje las expresiones de potencia calculada quedan:

$$\frac{P_k}{V_k} = \sum_{m=1}^{nb} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (3.31)$$

$$\frac{Q_k}{V_k} = \sum_{m=1}^{nb} V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (3.32)$$

- **Convergencia**

Para mejorar su convergencia se le aplica los mismos principios que al NRF. A pesar de esto la convergencia de NRD tiene una característica lineal a diferencia de la cuadrática del NRF lo que provoca que requiera un mayor número de iteraciones.

- **Algoritmo general**

1. Establecer condiciones iniciales de voltajes y ángulos para todos los nodos PQ . El voltaje se puede tomar igual al nodo $Slack$ y el ángulo como cero. Formar las matrices $[A]$ y $[C]$, y obtener sus inversas.
2. Obtener los valores de ΔP . Verificar la convergencia de ΔP .
3. Si no converge ΔP obtener los nuevos valores de ángulos nodales mediante (3.29).
4. Obtener los valores de ΔQ utilizando los nuevos ángulos. Verificar la convergencia de ΔQ .
5. Si no converge ΔQ obtener los nuevos valores de magnitudes nodales mediante (3.30).
6. Si convergen los ΔP y los ΔQ comprobar para los nodos PV si las potencias reactivas están dentro de los límites permisibles. En aquellos nodos donde se infrinjan los límites se cambian a PQ , estableciendo ΔQ .
7. Si se ha alcanzado la convergencia definitiva o el número máximo de iteraciones permisibles pasar a 9.
8. Incremente el número de iteraciones, obtenga $[A]$ y $[C]$, sus inversas y retorne al punto 2.
9. Obtenga la P y la Q del nodo $Slack$ y los flujos de potencia por los elementos de transmisión.

3.4.4. Método Newton Raphson Desacoplado Rápido

Como se ha visto en los métodos anteriores [13, 27, 28, 29], los términos de las matrices son calculados en cada iteración lo que trae que hay que factorizar la matriz en cada iteración. Este método se basa en hacer una serie de transformaciones y/o suposiciones que provocan que las matrices del NRD sean constantes, por lo que el proceso de formación y triangularización se ejecute una sola vez.

Las suposiciones que se hacen para mantener constantes las matrices $[H]$ y $[L]$ de las ecuaciones 3.27 y 3.28 respectivamente, se exponen a continuación:

- i) Las magnitudes de los voltajes nodales son unitarias
- ii) En REP cuya relación $X/R \gg 1$, con valores de conductancia muy reducidos, respecto a la susceptancia ($G_{km} \ll B_{km}$).
- iii) Se considera que la diferencia angular de una línea en condiciones normales de operación es muy pequeña, entonces, el $\cos(\theta_k - \theta_m) \approx 1.0$ y el $\sin(\theta_k - \theta_m) \approx \theta_k - \theta_m \approx 0$.

Estas suposiciones producen un efecto en los términos de las matrices $[H]$ y $[L]$, que se encuentra plasmado en las siguientes expresiones:

$$H_{km} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} = -V_k V_m B_{km} \quad (3.33)$$

$$H_{kk} = \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} = -V_k^2 B_{kk} \quad (3.34)$$

$$L_{km} = V_m \frac{\partial Q_k}{\partial V_m} = -V_k V_m B_{km} \quad (3.35)$$

$$L_{kk} = V_k \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} = -V_k^2 B_{kk} \quad (3.36)$$

Como se observa, los términos de las matrices dependen del módulo de los voltajes al cuadrado. Para evitar esto se dividen todas las expresiones por el voltaje y se opta por un esquema de errores de corriente. Además, se supone que los voltajes son 1.0 pu y por lo tanto se pueden eliminar de las ecuaciones, entonces quedaría:

$$\left[\frac{\Delta P}{V} \right] = [\bar{B}] [\Delta \theta] \quad (3.37)$$

$$\left[\frac{\Delta Q}{V} \right] = [\bar{B}] [\Delta V] \quad (3.38)$$

Donde $[\bar{B}]$ es simétrica y formada por elementos reales y diferentes de cero, iguales a los negativos de las susceptancias de Y_{bus} .

Las expresiones de potencia calculada para este esquema de errores de corriente están expresadas en (3.31) y (3.32).

Frecuentemente se hacen nuevas modificaciones para hacer más eficiente el método:

- i) Omitir en la matriz $[\bar{B}]$ de la ecuación (3.37) la representación de aquellos elementos que predominantemente afectan el flujo de potencia reactiva. Igualmente se desprecia la resistencia en serie de las líneas, obteniéndose una matriz $[B']$.
- ii) Omitir en la matriz $[\bar{B}]$ de la ecuación (3.38) el efecto de los *taps* de los transformadores desfasadores. Las filas y las columnas de los nodos de voltaje controlado se eliminan de la matriz, obteniéndose una matriz $[B'']$.

Representando de forma general (3.37) y (3.38) quedaría:

$$\left[\frac{\Delta P}{V} \right] = [B'] [\Delta \theta] \quad (3.39)$$

$$\left[\frac{\Delta Q}{V} \right] = [B''] [\Delta V] \quad (3.40)$$

Donde:

$$B'_{km} = -\frac{1}{X_{km}} \quad m \neq k \quad \text{y} \quad B'_{kk} = \sum_{m \in k} \frac{1}{X_{km}} \quad m = k \quad (3.41)$$

$$B''_{km} = -B_{km} \quad m \neq k \quad \text{y} \quad B''_{kk} = \sum_{k \in m} B_{km} \quad m = k$$

B' , es de orden $n-1$ e incluye solo las ecuaciones de los nodos PV y PQ .

B'' , es de orden $n-m-1$ e incluye solo las ecuaciones de los nodos PQ .

- **Convergencia**

Este método al igual que el N-R y todos sus derivados se le toman una serie de acciones que hacen una convergencia más rápida y segura. En este método se aplican las mismas acciones que en el NRF.

- **Algoritmo general**

1. Formar las matrices $[B']$ y $[B'']$, y hallar sus respectivas inversas.
2. Establecer condiciones iniciales para magnitudes y ángulos nodales.
3. Calcular para todos los nodos el error de convergencia de potencia activa excepto el del nodo *Slack*.
4. Si todos los errores de potencia activa son menores de cierta tolerancia, se pasa al punto 6.
5. Calcular los nuevos valores de ángulos de potencia.
6. Calcular para todos los nodos *PQ*, el error de convergencia de potencia reactiva.
7. Si todas las $\frac{\Delta Q}{V}$ son menores que cierta tolerancia pasar al punto 9.
8. Calcular los nuevos valores de voltajes.
9. Si en la iteración no se ha ejecutado ni 5 ni 8, pasar a 10. En caso contrario si se ha alcanzado el número máximo de iteraciones pasar a 11, si esto último no sucede, pasar al siguiente paso de iteración desde 3.
10. Calcular las potencias reactivas de todos los nodos *PV*. De hallarse valores fuera de los límites permisibles, se fija la potencia reactiva correspondiente en el límite violado, se pasa el nodo respectivo a *PQ* y se modifica la matriz $[B'']$, se retorna al punto 6. De no efectuarse cambio de nodo, se reduce la tolerancia para la convergencia definitiva y se retorna a 3; de haberse realizado antes se pasa a 11.
11. Se obtienen las potencias *P* y *Q* del nodo *Slack* y se calculan los flujos de potencia por los elementos de transmisión.

3.4.5. Flujos de potencia en CD

Sea el circuito π de un elemento de transmisión, conectando a los nodos *i* y *m*, tal como se muestra en la Figura 3.2 [6].

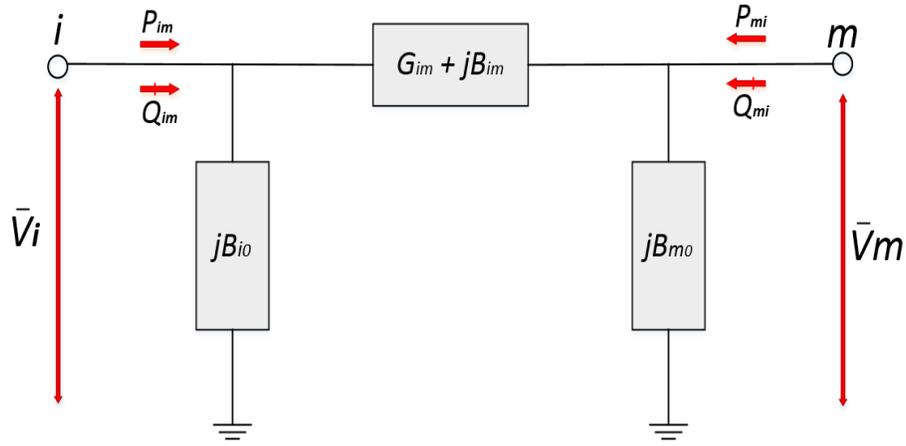


Figura 3.2. Circuito π de un elemento de transmisión

El flujo de potencia aparente del nodo i al nodo m está dado por [6]:

$$\begin{aligned}
 P_{im} + jQ_{im} &= V_i [(V_i - V_m)(G_{im} + jB_{im})]^* + V_i (jV_i B_{i0})^* \\
 &= V_i e^{j\theta_i} [(V_i e^{j\theta_i} - V_m e^{j\theta_m})(G_{im} + jB_{im})]^* - jV_i^2 B_{i0} \\
 &= [V_i^2 - V_i V_m \cos(\theta_i - \theta_m) - jV_i V_m \sin(\theta_i - \theta_m)](G_{im} - jB_{im}) - jV_i^2 B_{i0}
 \end{aligned} \tag{3.42}$$

Agrupando términos se tiene que la potencia activa es:

$$P_{im} = V_i^2 G_{im} - V_i V_m G_{im} \cos(\theta_i - \theta_m) - V_i V_m B_{im} \sin(\theta_i - \theta_m) \tag{3.43}$$

Asumiendo que i) las magnitudes de voltajes son unitarias ($V_i = V_m = 1$) y ii) la reactancia es mucho mayor que la resistencia en la red ($X_{im} \gg R_{im}$), se puede expresar la conductancia y susceptancia como:

$$\begin{aligned}
 G_{im} &= \frac{R_{im}}{R_{im}^2 + X_{im}^2} \approx 0 \\
 B_{im} &= -\frac{X_{im}}{R_{im}^2 + X_{im}^2} \approx -\frac{1}{X_{im}}
 \end{aligned} \tag{3.44}$$

Si además se considera que la diferencia de los ángulos nodales es muy pequeña ($(\theta_i - \theta_m) \rightarrow 0$), se puede deducir:

$$\begin{aligned}
 \cos(\theta_i - \theta_m) &\approx 1.0 \\
 \sin(\theta_i - \theta_m) &\approx (\theta_i - \theta_m)
 \end{aligned}$$

Con estas consideraciones, el flujo de potencia activa a través del elemento conectando a los nodos i y m se simplifica a:

$$P_{im} = \frac{1}{X_{im}} (\theta_i - \theta_m) \quad (3.45)$$

La potencia neta inyectada al nodo i puede expresarse en términos de los flujos de potencia incidentes al nodo como: P_i

$$P_i = \sum_{m \in i} P_{im} = \sum_{m \in i} \frac{1}{X_{im}} (\theta_i - \theta_m) \quad (3.46)$$

Y de aquí:

$$P_i = \sum_{m \in i} \left(\frac{1}{X_{im}} \theta_i - \frac{1}{X_{im}} \theta_m \right) \quad (3.47)$$

El modelo de flujos de potencia en CD es utilizado para realizar análisis de sensibilidades en REP, pudiéndose utilizar para calcular factores de participación de generadores y de distribución de flujos de potencia en líneas de transmisión. Debe hacerse notar que estos cálculos son aproximados, pero permiten tener idea, de forma muy rápida, del comportamiento de los flujos de potencia activa en la REP, ante contingencias [6].

3.5. Factores de sensibilidad

Una de las formas más simples de calcular rápidamente posibles sobrecargas es mediante el uso de análisis de sensibilidad de la REP. Estos factores muestran el cambio aproximado de flujos de potencia en elementos de transmisión debido a cambios de generación, pudiéndose derivar de las formulaciones para el problema de flujos de potencia. Aquí, se presenta la derivación de estos factores basada en el método de flujos de potencia en CD, el cual es un modelo lineal del problema de flujos de potencia de CA, los cuales pueden obtenerse en una variedad de formas y, básicamente, son de dos tipos [6]:

1. Factores de participación de generadores.
2. Factores de distribución por salida de líneas de transmisión

a) Factores de participación de generadores

Los factores de participación de generadores, denotados como a_{ii} , se definen como la relación de cambio del flujo de potencia activa de un elemento de transmisión respecto a un cambio a la inyección de potencia activa de un generador, expresada como [6]:

$$a_{li} = \frac{\Delta f_l}{\Delta P_i} \quad (3.48)$$

Donde:

l , es el índice de líneas

i , es el índice de nodos

Δf_l , es el cambio de flujo de potencia activa en la línea de transmisión l , cuando un cambio en la generación, ΔP_i , ocurre en el nodo i .

ΔP_i , es el cambio de generación en el nodo i .

En esta definición, se supone que ΔP_i es compensado exactamente por un total de $-\Delta P_i$, (considerando $\Delta P_L = 0$, es decir, cero cambios en las pérdidas), por el nodo compensador de la REP. Entonces, a_{li} representa la sensibilidad del flujo de potencia en la línea o transformador ante un cambio de potencia activa en el nodo i .

Supóngase que desea estudiarse la salida de un generador conectado en el nodo i y que tal pérdida es absorbida por el nodo compensador. Si el nodo en cuestión está generando P_i^0 MW, su pérdida puede representarse como:

$$\Delta P_i = - P_i^0 \quad (3.49)$$

Entonces el nuevo flujo de potencia en cada línea de transmisión puede determinarse mediante la expresión:

$$f_l^{nuevo} = f_l^0 + a_{li} \Delta P_i \quad \text{para } l=1, \dots, m \quad (3.50)$$

Donde

f_l^{nuevo} , es el flujo de potencia en la línea l después que el generador o nodo i falla.

f_l^0 , es el flujo de potencia antes que el generador o nodo i falle.

m , es el número total de líneas de transmisión

Los efectos de cambios simultáneos en varios nodos de generación, pueden calcularse usando superposición, debido a que los a_{li} son factores lineales. Supóngase que, por ejemplo, la pérdida del generador en el nodo i fuera compensada por la acción del

governador de otros generadores de la red. Frecuentemente, se utiliza un método que supone que tales generadores compensan la pérdida del generador del nodo i en forma proporcional a su máxima capacidad en MW, este puede ser determinado como un factor de proporcionalidad dado por:

$$\gamma_{ij} = \frac{P_j^{\max}}{\sum_{\substack{k \\ k \neq i}} P_k^{\max}} \quad (3.51)$$

Donde:

P_j^{\max} , es la máxima capacidad del generador j -ésimo.

P_k^{\max} , es la máxima capacidad del generador k -ésimo.

γ_{ij} , es el factor de proporcionalidad para compensar el generador j -ésimo cuando el generador i falla.

Entonces, para calcular el flujo de potencia en el elemento l , bajo la suposición de que todos los generadores, sin considerar sus límites, participan para compensar ΔP_i , se tiene:

$$f_l^{\text{nuevo}} = f_l^0 + a_{li} \Delta P_i - \sum_{j \neq i} [a_{lj} \gamma_{ij} \Delta P_i] \quad (3.52)$$

Esto supone que ninguna unidad de generación alcanza realmente su máximo. Si este puede ser el caso, es requerido un algoritmo que tenga en cuenta límites de generación.

b) Factores de distribución por salida de líneas de transmisión

Los factores de distribución de salida de un elemento de transmisión son usados en forma similar a los factores de participación de generadores, a fin de observar sobrecargas en elementos que permanecen conectados a la red. En este caso la idea es determinar el efecto de salida de un elemento de transmisión, sobre el resto de los elementos, este factor de distribución se especifica como [6]:

$$d_{l,k} = \frac{\Delta f_l}{f_k^0} \quad (3.53)$$

Donde:

$d_{l,k}$, es el factor de distribución de la línea l cuando se tiene la salida de la línea k .

Δf_l , es el cambio de flujo de potencia activa en la línea l .

f_k^0 , es el flujo de potencia activa en la línea k , antes de desconectarse.

En este caso, el nuevo flujo de potencia activa está dado por:

$$f_l^{nuevo} = f_l^0 + d_{l,k} f_k^0 \quad (3.54)$$

Donde

f_l^0, f_k^0 , son los flujos de potencias antes de la falla, por las líneas l y k , respectivamente.

f_l^{nuevo} , es el flujo de potencia en la línea l , con la línea k fuera.

Si se tienen pre calculados tales factores, se puede realizar un procedimiento muy rápido para verificar los cambios de flujo de potencia activa en líneas de transmisión.

CAPÍTULO IV: MÉTODO PROPUESTO PARA ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS EN RGD

4.1. Introducción

El propósito de este capítulo es desarrollar un método de flujo de potencia que permita obtener la solución del estado de operación de la red eléctrica que se analice, cualesquiera que sean las condiciones especificadas para la red, y de esta forma ser fácilmente aplicado a redes eléctricas de distribución. La metodología propuesta con base en el método de N-R mediante una matriz Jacobiana con valores constantes, tiene como única solución ajustada el control de los límites de potencia reactiva en los nodos de generación (PV).

4.2. Filosofía del desarrollo

De todos los métodos analizados los que más se acercan a los requerimientos de este trabajo de tesis, son los basados en el algoritmo general de NRF, debido a que tiene una característica de convergencia cuadrática y no se ve afectado por la relación X/R , aunque requiere de un gran esfuerzo computacional. El mayor esfuerzo en este aspecto está dedicado a la formación de la matriz Jacobiana y su factorización en cada iteración, lo cual debe ser evitado para poder cumplir los requerimientos del problema planteado. Por lo que el algoritmo a proponer debe estar basado en los principios de esta metodología general.

Asimismo, el algoritmo a proponer debe aprovechar la velocidad de convergencia y el ahorro del esfuerzo computacional del método NRDR, que bajo determinadas suposiciones puede mantener constante la matriz Jacobiana, lo que implicaría que el esquema a adoptar es de errores de corrientes y no de errores de potencia como lo es el NRF. Esto provocaría que la característica de convergencia no sea cuadrática, sino que sea a una característica geométrica haciendo que aumente el número de iteraciones respecto al NRF para obtener una solución exacta.

La Jacobiana constante significa que se forma y factoriza una sola vez, lo que reduce significativamente el esfuerzo computacional y contribuye a aumentar la velocidad de cómputo por iteraciones. El algoritmo propuesto, que forma la matriz Jacobiana completa y la mantiene constante se le ha denominado Newton Raphson Simplificado o NRS.

4.3. Método Newton Raphson Simplificado

A continuación, se formula el método propuesto, partiendo de las expresiones de errores de potencia activa y reactiva formuladas para el NRF en 3.4.2:

$$\Delta P_k = P_k^{sp} - P_k^{cal} = P_k^{sp} - \sum_{m=1}^{nb} V_k V_m (G_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) + B_{km} \sin(\theta_k - \theta_m)) \quad (4.1)$$

$$\Delta Q_k = Q_k^{sp} - Q_k^{cal} = Q_k^{sp} - \sum_{m=1}^{nb} V_k V_m (G_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) - B_{km} \cos(\theta_k - \theta_m)) \quad (4.2)$$

Se dividen las expresiones de error de potencia activa y reactiva 4.1 y 4.2, por la magnitud del voltaje nodal V_k , quedando como se expresa a continuación:

$$\frac{\Delta P_k}{V_k} = \frac{P_k^{sp}}{V_k} - \frac{P_k^{cal}}{V_k} = \frac{P_k^{sp}}{V_k} - \sum_{m=1}^{nb} V_m (G_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) + B_{km} \sin(\theta_k - \theta_m)) \quad (4.3)$$

$$\frac{\Delta Q_k}{V_k} = \frac{Q_k^{sp}}{V_k} - \frac{Q_k^{cal}}{V_k} = \frac{Q_k^{sp}}{V_k} - \sum_{m=1}^{nb} V_m (G_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) - B_{km} \cos(\theta_k - \theta_m)) \quad (4.4)$$

Ahora el sistema linealizado tiene los siguientes elementos en la matriz Jacobiana:

Elementos de la submatriz H , en la diagonal:

$$H_{kk} = \frac{\partial P_k / V_k}{\partial \theta_k} = \sum_{m=1}^{nb} V_m (-G_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) + B_{km} \cos(\theta_k - \theta_m)) \quad (4.5)$$

Fuera de la diagonal

$$H_{km} = \frac{\partial P_k / V_k}{\partial \theta_m} = V_m (G_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) - B_{km} \cos(\theta_k - \theta_m)) \quad (4.6)$$

Elementos de la submatriz N , en la diagonal:

$$N_{kk} = \frac{\partial P_k / V_k}{\partial V_k} = G_{kk} \quad (4.7)$$

Fuera de la diagonal

$$N_{km} = \frac{\partial P_k / V_k}{\partial V_m} = G_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) + B_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) \quad (4.8)$$

Elementos de la submatriz J , en la diagonal:

$$J_{kk} = \frac{\partial Q_k / V_k}{\partial \theta_k} = \sum_{m=1}^{nb} V_m (G_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) + B_{km} \text{sen}(\theta_k - \theta_m)) \quad (4.9)$$

Fuera de la diagonal

$$J_{km} = \frac{\partial Q_k / V_k}{\partial \theta_m} = -V_m (G_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) + B_{km} \text{sen}(\theta_k - \theta_m)) \quad (4.10)$$

Elementos de la submatriz L , en la diagonal:

$$L_{kk} = \frac{\partial Q_k / V_k}{\partial V_k} = -B_{kk} \quad (4.11)$$

Fuera de la diagonal

$$L_{km} = \frac{\partial Q_k / V_k}{\partial V_m} = G_{km} \text{sen}(\theta_k - \theta_m) - B_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) \quad (4.12)$$

Se observa que los términos de la Jacobiana dependen de la magnitud y ángulo de los voltajes, el método propone [30] mantener constantes los voltajes nodales a razón de tomar las siguientes suposiciones:

- i) Se consideran las magnitudes de los voltajes nodales unitarias (V_k y $V_m \approx 1.0$ pu)
- ii) Se considera que la diferencia angular de una línea en condiciones normales de operación es muy pequeña y cercana a cero, entonces, $\cos(\theta_k - \theta_m) \approx 1.0$ y $\text{sen}(\theta_k - \theta_m) \approx \theta_k - \theta_m \approx 0$

Así los términos de la Jacobiana de 4.5 a 4.12 quedan:

Elementos de la submatriz H , en la diagonal:

$$H'_{kk} = \frac{\partial P_k / V_k}{\partial \theta_k} = \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^n B_{km} \quad (4.13)$$

Fuera de la diagonal:

$$H'_{km} = \frac{\partial P_k / V_k}{\partial \theta_m} = -B_{km} \quad (4.14)$$

Elementos de la submatriz N , en la diagonal:

$$N'_{kk} = \frac{\partial P_k / V_k}{\partial V_k} = G_{kk} \quad (4.15)$$

Fuera de la diagonal:

$$N'_{km} = \frac{\partial P_k / V_k}{\partial V_m} = G_{km} \quad (4.16)$$

Elementos de la submatriz J , en la diagonal:

$$J'_{kk} = \frac{\partial Q_k / V_k}{\partial \theta_k} = \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq k}}^n G_{km} \quad (4.17)$$

Fuera de la diagonal:

$$J'_{km} = \frac{\partial Q_k / V_k}{\partial \theta_m} = -G_{km} \quad (4.18)$$

Elementos de la submatriz L , en la diagonal:

$$L'_{kk} = \frac{\partial Q_k / V_k}{\partial V_k} = -B_{kk} \quad (4.19)$$

Fuera de la diagonal:

$$L'_{km} = \frac{\partial Q_k / V_k}{\partial V_m} = -B_{km} \quad (4.20)$$

El sistema linealizado en este método tiene ahora la siguiente estructura:

$$\begin{bmatrix} \frac{\Delta P^{it-1}}{V^{it-1}} \\ \frac{\Delta Q^{it-1}}{V^{it-1}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H' & N' \\ J' & L' \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta^{it} \\ \Delta V^{it} \end{bmatrix} \quad (4.21)$$

Cabe resaltar que en este método en cada iteración únicamente las ecuaciones de errores de potencia (4.3) y (4.4) son evaluadas, haciendo uso de los nuevos valores de magnitudes y ángulos de voltajes nodales. Estos voltajes nodales son actualizados en cada iteración usando las siguientes ecuaciones:

$$V^{it+1} = V^{it} + \Delta V^{it} \quad (4.22)$$

$$\theta^{it+1} = \theta^{it} + \Delta \theta^{it} \quad (4.23)$$

De esta forma queda formulada la base teórica del método propuesto, y a continuación queda plasmado en el algoritmo general de la Figura 4.1.

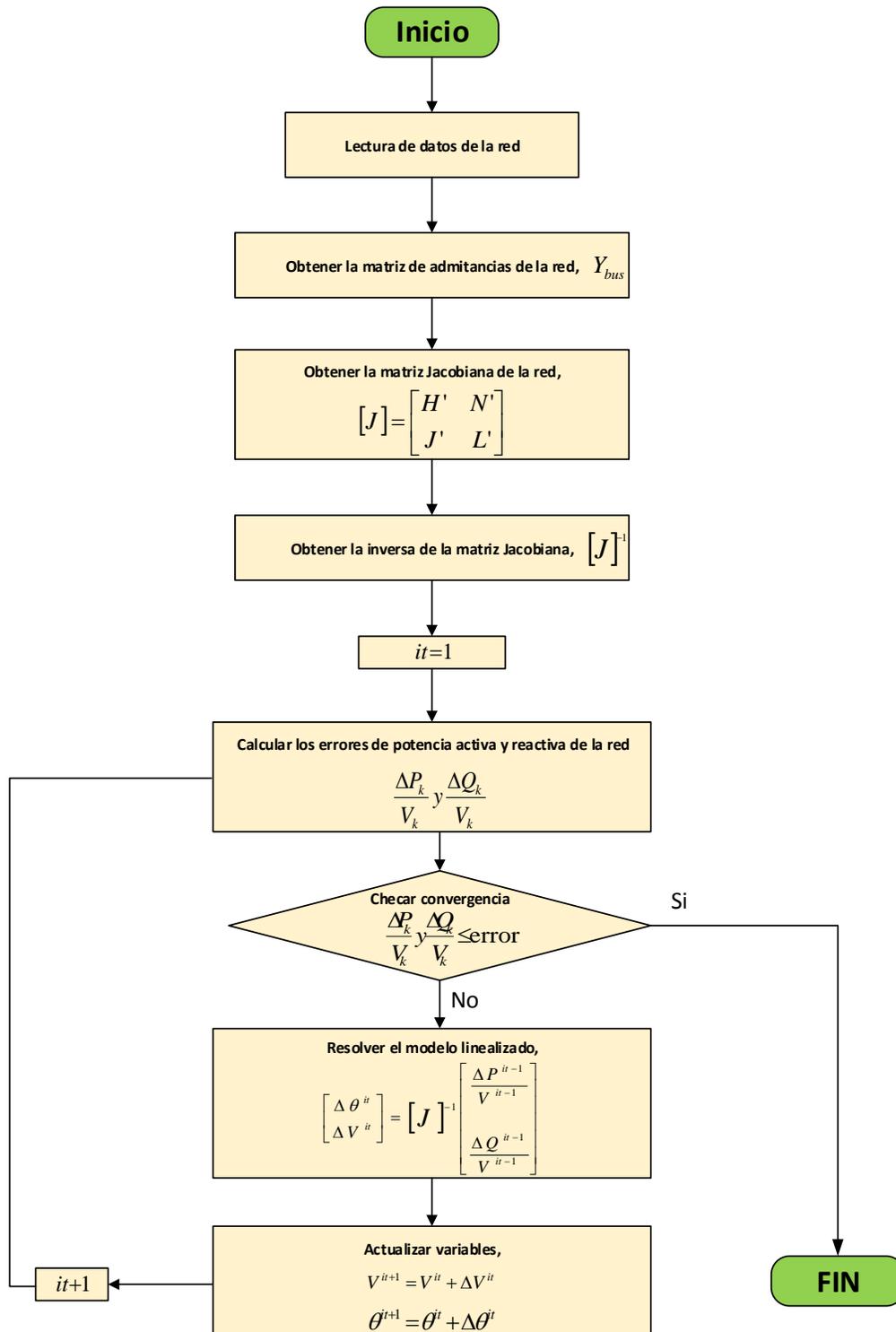


Figura 4.1: Algoritmo general del método NRS

• **Principales características**

A continuación, se expone de manera tabulada las principales características del método NRS, en forma de ventajas y desventajas:

Tabla 4.1. Características del método NRS

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Computacionalmente hablando es simple y eficiente. • Utiliza poca memoria computacional. • Tiene alta velocidad de convergencia. • No se ve afectado por la relación X/R de la red. • Puede resolver redes eléctricas fuertemente cargadas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere una cantidad mayor de iteraciones que el NRF.

4.4. Validación del algoritmo NRS

El método propuesto NRS ha sido codificado en un programa que permite resolver redes eléctricas de diversos tamaños y grados de complejidad operativa. A continuación, se valida el algoritmo haciendo uso de redes de distribución de 5, de 12 y de 28 nodos. Se comparan los resultados con los obtenidos para estos casos de estudio con el método NRF, haciendo uso de una herramienta computacional comercial para el análisis de REP (*DlgSILENT Power Factory 15.2*), donde se observa, que los resultados obtenidos con la metodología de cálculo aproximado de flujos de potencia en CA, NRS, no tienen variaciones significativas, haciendo al método completamente aplicable a RGD.

La topología y datos de impedancias y cargas de las redes eléctricas de pruebas, aparecen en el apéndice A del documento.

4.4.1. Red de 5 nodos

La Figura 4.2 muestra una red de 5 nodos, que tiene la particularidad de estar formada por dos generadores, 7 líneas y todos sus nodos, a excepción del considerado como *Slack* (nodo 1), cuentan con cargas [31].

La información sobre los datos de impedancias y de cargas de la red se muestra en el apéndice A1.

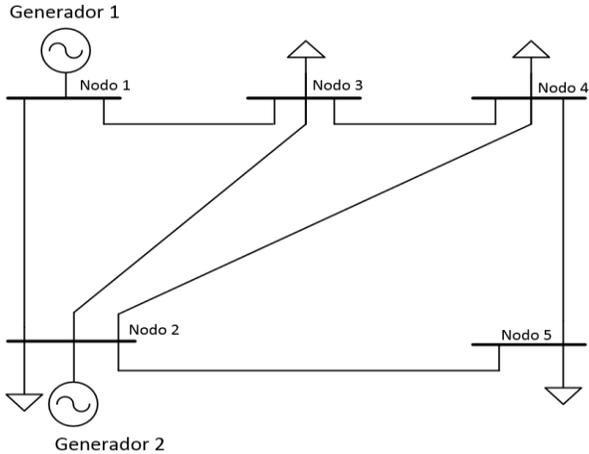


Figura 4.2. Red de 5 nodos

Las Figuras 4.3 y 4.4, muestran los resultados obtenidos con base en una comparación entre el método a validar, el NRS vs el NRF, donde la magnitud de voltaje se encuentra expresada en pu y su ángulo en grados.

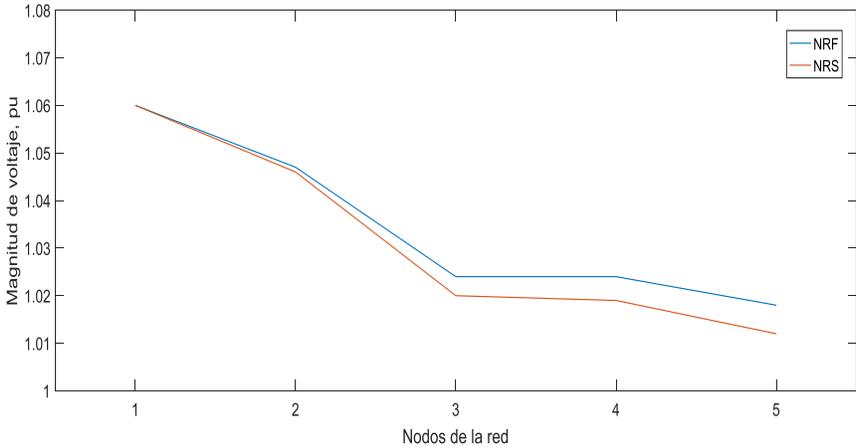


Figura 4.3. Magnitud de voltaje en la red de 5 nodos, método NRS vs NRF

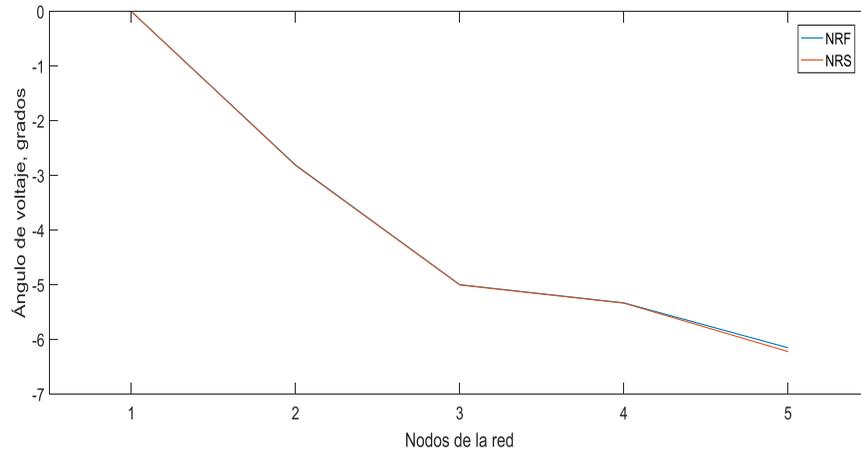


Figura 4.4. Ángulo de voltaje en la red de 5 nodos, método NRS vs NRF

En esta red pueden apreciarse algunas diferencias en los resultados obtenidos para las magnitudes y ángulos del voltaje nodal, Figuras 4.3 y 4.4 respectivamente, con el uso de los métodos NRF y NRS en su análisis, aunque se debe comentar que las diferencias representan pequeños márgenes de error que oscilan entre 1 y 3 %, por lo cual se concluye que los métodos llegan prácticamente a los mismos resultados.

4.4.2. Red de 12 nodos

La Figura 4.5 muestra una red constituida por 12 nodos y un ramal, que tiene la particularidad de estar formada por un solo alimentador, lo cual facilita en gran medida, la obtención de resultados, y su otra particularidad es que en todos sus nodos, a excepción del considerado como *Slack* (nodo 1), se cuenta con demanda [32].

La información sobre los datos de impedancias y de cargas de la red se muestra en el apéndice A2.

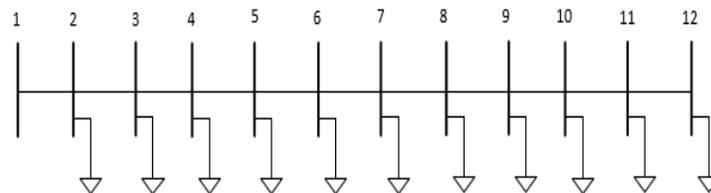


Figura 4.5. Red de 12 nodos

Las Figuras 4.6 y 4.7, muestran los resultados obtenidos con base en una comparación entre el método a validar, el NRS vs el NRF, donde la magnitud de los voltajes nodales se encuentra expresada en pu y su ángulo en grados.

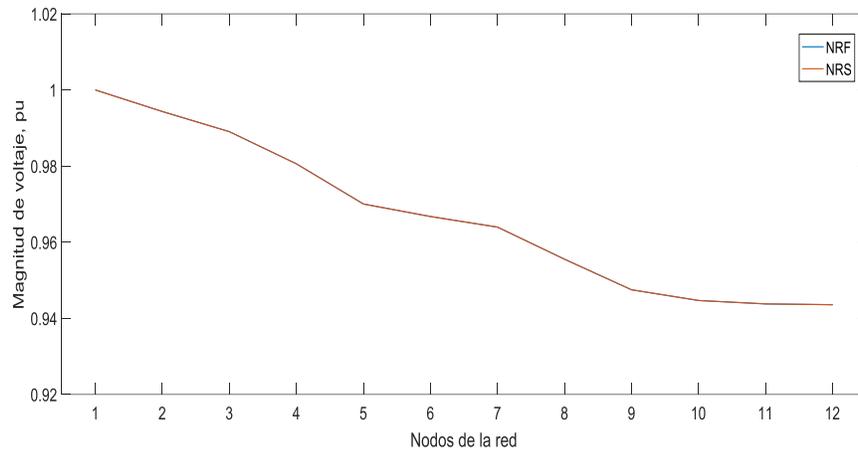


Figura 4.6. Magnitud de voltaje en la red de 12 nodos, método NRS vs NRF

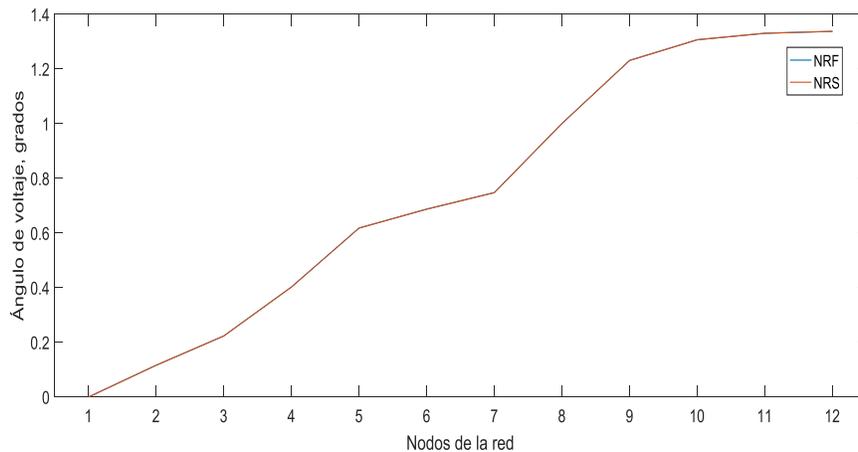


Figura 4.7. Ángulo de voltaje en la red de 12 nodos, método NRS vs NRF

Esta es una red que cuenta con un poco más del doble de nodos de la red de 5 nodos, y la razón por la cual no es posible observar diferencias considerables, es que no existe una variación significativa entre los resultados obtenidos para ambos métodos, con errores inferiores al 1%. Además, se aprecia como la magnitud del voltaje nodal en la Figura 4.6, tiene una característica opuesta al ángulo de los voltajes nodales de la Figura 4.7. En estas figuras se observa que las diferencias de los ángulos entre nodos adyacentes son muy pequeñas, tal como se considera en el algoritmo propuesto.

4.4.3. Red de 28 nodos

La Figura 4.8 muestra una red más compleja que la anterior, tanto en el número de nodos, 28, como en los ramales con los que cuenta, 6 en total. Esta red se presenta con el propósito de aproximarse a un sistema de distribución real. Nuevamente se está considerando que se tiene demanda en todos sus nodos excepto el *Slack* (nodo 1) [32].

La información sobre los datos de impedancias y de cargas de la red se muestra en el apéndice A3.

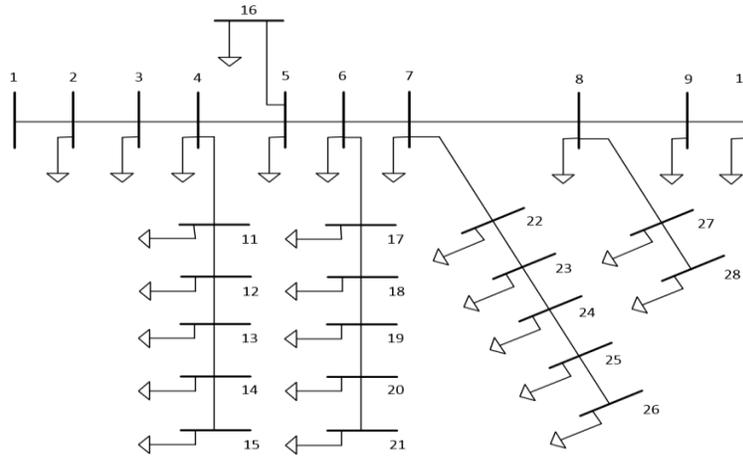


Figura 4.8. Red de 28 nodos

Las Figuras 4.9 y 4.10, muestran los resultados obtenidos con base en una comparación entre el método a validar, el NRS vs el NRF, donde la magnitud de los voltajes nodales se encuentra expresada en pu y su ángulo en grados.

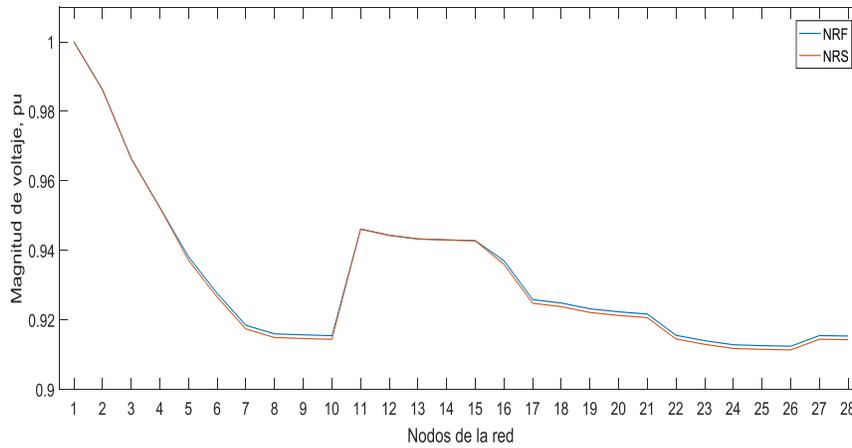


Figura 4.9. Magnitud de voltaje en la red de 28 nodos, método NRS vs NRF

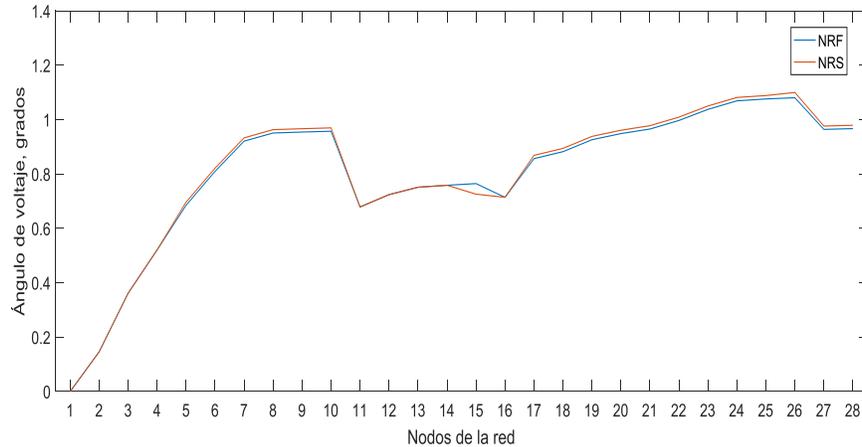


Figura 4.10. Ángulo de voltaje en la red de 28 nodos, método NRS vs NRF

Esta es una red que cuenta con un poco más del doble de nodos de la red de 12 nodos, y se pueden apreciar algunas diferencias en los resultados obtenidos para las magnitudes y ángulos del voltaje nodal, Figuras 4.9 y 4.10 respectivamente, con el uso de los métodos NRF y NRS en su análisis, aunque se debe comentar que las diferencias representan pequeños márgenes de error inferiores al 2%, por lo cual se concluye que los métodos llegan prácticamente a los mismos resultados.

4.5. Conclusiones del capítulo

En este capítulo se explica el algoritmo de flujo de potencia desarrollado, NRS, capaz de resolver diferentes redes de distribución sin perder las propiedades de convergencia del NRF. El algoritmo codificado ha sido validado y de los resultados se observa que no tiene una convergencia cuadrática razón por la cual en los casos presentados se necesitan más iteraciones que el NRF, sin embargo, llega a los resultados más rápidos, superándolo en velocidad de cálculo y utilizando menos recursos computacionales. A continuación, se muestra de forma tabulada la comparación de las iteraciones y los tiempos de convergencia de cada método, para todas las redes de pruebas analizadas en el capítulo.

Tabla 4.2. Comparación de tiempo e iteraciones, NRF vs NRS

Redes de Pruebas	NRF		NRS	
	Tiempo (segundos)	Iteraciones	Tiempo (segundos)	Iteraciones
Red de 5 nodos	0.135233	4	0.083742	8
Red de 12 nodos	0.143379	2	0.090811	3
Red de 28 nodos	0.174125	2	0.113116	3

CAPÍTULO V: ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS A LA RMT-CU

5.1. Introducción

Este capítulo se describe un estudio de contingencias a la RMT-CU, para lo cual se exponen las principales características, topología y parámetros típicos de la red. El estudio se ha realizado haciendo uso del software desarrollado en la metodología propuesta en este trabajo de tesis de maestría, al que se ha denominado NRS. Los casos de estudio pretenden analizar la RMT-CU, en lo relativo a violaciones de límites operativos de voltajes nodales, flujos de potencias activas y reactivas por las líneas. Recordando que estos análisis, deben ser lo más rápido posible, pero brindando la información mínima necesaria para establecer acciones correctivas eficaces, ante contingencias de una manera igualmente rápida.

Primero, se presenta una descripción de la topología del sistema de pruebas, RMT-CU, así como de los equipos y componentes eléctricos que la conforman. Posteriormente se analizan los casos base por zonas de operación en la red durante su operación normal, y se compara con los casos de estudio a analizar en este trabajo de tesis.

5.2. Generalidades del sistema de pruebas

La RMT hace la distribución de energía eléctrica a 23 kV en CU-UNAM. Actualmente se está configurando la última etapa de automatización. La red de distribución tiene una topología en anillos, es decir, dos fuentes de alimentación abastecen a las cargas que están derivadas en el anillo. Un sistema SCADA se encarga de adquirir mediciones y estado de los equipos primarios, esa información es concentrada y administrada en el CC-RMT, donde como medida de seguridad se crean reportes históricos y bitácoras sobre la operación y eventos ocurridos en la red. Como respaldo, se tiene una unidad espejo del CC con acceso remoto desde las oficinas administrativas de la RMT. La Tabla 5.1 muestra un resumen de los componentes eléctricos y de comunicaciones de la red en CU-UNAM [33]. Cabe señalar que todos los equipos cuentan con accesorios y protocolos de comunicación que los hacen calificar para redes inteligentes.

Tabla 5.1. Componentes de RMT-CU

Equipos Eléctricos	Cantidades
Subestaciones de enlace	3 Unidades
Subestaciones Generales	7 Unidades
Subestaciones Derivadas	145 Unidades
Interruptores de Potencia	41 Unidades
Transformadores	153 Unidades
Circuitos en Anillo	15 Unidades
Cableado a 23 kV	210 km
Equipo de Seccionamiento	150 Unidades

5.2.1. Descripción y principales características

La energía adquirida a CFE es entregada y facturada en las tres subestaciones a 23 kV, de ahí se distribuye a las siete subestaciones generales al mismo nivel de voltaje. Este tipo de subestaciones tienen barras con celdas de la gama CPG.0-V para 24 kV marca ORMAZABAL, que incluyen un interruptor automático de tecnología de corte en vacío y a un seccionador de operación sin carga de tres posiciones (cerrado/abierto/puesta a tierra). Ambos elementos se ubican en el interior del compartimento de interruptor dentro de una botella de vacío que a su vez está dentro de una cámara de gas de tipo SF₆, cuya función es proteger y seccionar el circuito alimentador conectado, asimismo las subestaciones generales alimentan los diferentes anillos de distribución de la RMT, que a su vez contienen 145 subestaciones derivadas, encargadas de transformar, suministrar y distribuir la energía eléctrica a todas las dependencias de la UNAM, estas reciben el voltaje a 23kV, y la transforman a los diferentes voltajes requeridos (220/127 V, 440/254 V y 480/277 V).

En las subestaciones derivadas se tienen seccionadores marca Schneider Electric, cuyo sistema seccionador consiste en un tablero FBX tiene un voltaje nominal de 23 kV, 3 fases, 60 Hz, 16 kA, 125 kV, Nivel básico de aislamiento al Impulso (NBAI), 630 A. Los interruptores están dentro de una botella de corte en vacío que a su vez está dentro de una cámara de gas SF₆, que tiene la función de proteger y seccionar el circuito alimentador conectado. El equipo de medición y protección utilizado en estas subestaciones son de los fabricantes *Schneider Electric* y *Schweitzer Engineering Laboratories* (SEL). Se cuenta con un *switch* de comunicaciones en cada subestación que envía a través de fibra óptica los parámetros eléctricos al sistema SCADA, y este concentra toda la información en el CC-RMT.

La RMT-CU, tiene una topología tipo anillo, 15 en total, que van de una subestación a otra, es decir, son alimentadores conectados mediante un punto de enlace que se encuentra NA. La acometida de CFE es en delta con tres fases y tres hilos, la RMT-CU fue diseñada para tener dos alimentadores de CFE para cada Subestación General, uno preferente y otro emergente NA. Actualmente cuatro de ellas ya cuentan con ambos alimentadores, dos tienen un alimentador y una está en proceso de contratación.

El cableado de distribución es subterráneo, trifásico, a 23 kV cuyo total instalado asciende aproximadamente a 210 km y se realizó con cable calibre 4/0 AWG con aislamiento XLP-RA al 133%, para 25 kV (para fases), y 2/0 AWG para el neutro.

5.2.2. Topología del sistema de pruebas

Como se ha mencionado, la distribución de energía se hace a partir de una red con topología en anillos que parten desde las subestaciones generales alimentadas por la Subestación ODB de CFE. Los anillos tienen un punto normalmente abierto en alguna de sus subestaciones derivadas. Es decir que, en operación normal, se tienen alimentadores

radiales para cada subestación general y es a partir de los puntos de enlace que es posible cerrar los anillos. Lo anterior da un esquema de respaldo entre los alimentadores a la hora de cambiar la topología de la RMT para acomodarse frente a un escenario de contingencias. Es importante mencionar que cada una de las subestaciones generales están diseñadas con la capacidad de suministrar energía por sí mismas a sus anillos conectados [33].

La RMT comprende todo el Campus Universitario y se ha dividido en tres zonas:

- **Zona oriente** que incluye el área de Facultades y Escuelas del casco viejo, así como el área de institutos (total de 8 anillos).
- **Zona poniente** en la que se ubican el área deportiva, Jardín Botánico, DGOyC y el Estadio Olímpico Universitario (total de 3 anillos).
- **Zona sur** que corresponde al área Cultural y al área de Coordinación de Humanidades (total de 4 anillos).

A continuación, se muestra en la Figura 5.1, el esquema genérico de la RMT-CU, donde se exponen las tres zonas, oriente, sur y poniente, y los anillos que las conforman.

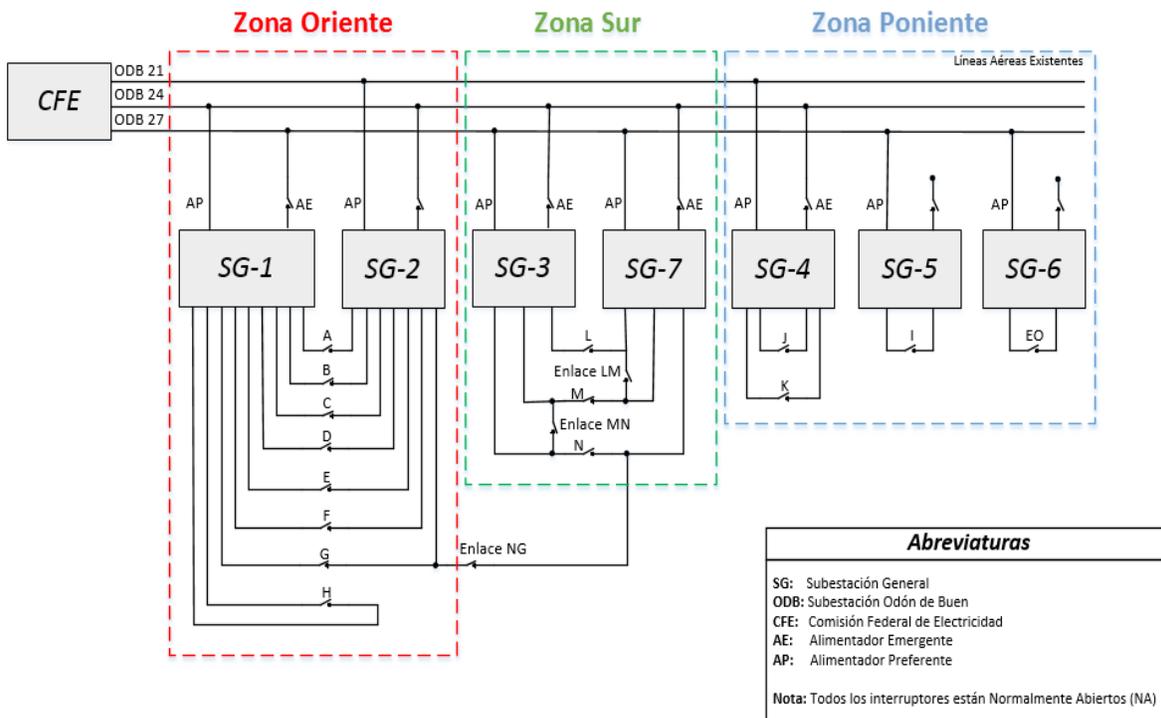


Figura 5.1. Esquema genérico de la topología en anillos de la RMT a 23 kV.

5.2.3. Topología de un anillo del sistema de pruebas

A continuación, se muestra en la Figura 5.2 el esquema genérico de un anillo de la RMT-CU, específicamente el Anillo B, donde se exponen las Subestaciones Generales que lo alimentan, así como los nodos, líneas, transformadores y cargas que lo conforman. Aquí es importante recalcar que se muestra el nodo de enlace (B_Enlace) entre ambas subestaciones (SG1 y SG2), que cuenta con un seccionador que opera NA (operación normal del anillo). Esta es la misma topología que tienen todos los anillos de la RMT-CU, independientemente de los elementos que la conformen o de las subestaciones generales que lo alimenten.

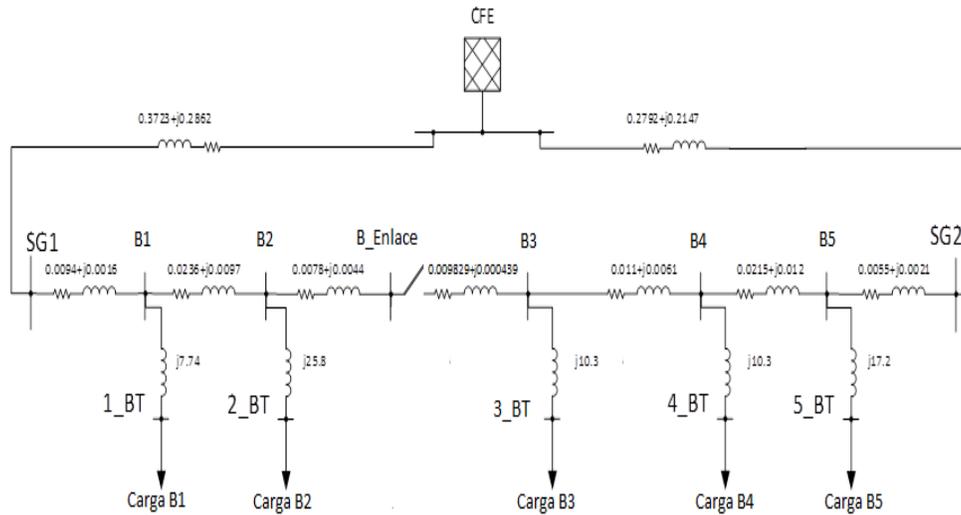


Figura 5.2. Esquema genérico de un anillo de la RMT a 23 kV, en secuencia positiva.

5.2.4. Bases del sistema por unidad

Para realizar los cálculos de flujos de potencia y los estudios de contingencias de este capítulo, se decide trabajar con el sistema en por unidad (pu), cuyas bases se muestran en la ecuación (5.1).

$$\begin{aligned}
 \text{Voltaje base, } kV_{LL} &= 23 \text{ kV} \\
 \text{Potencia base, } kVA_{3\phi} &= 100 \text{ kVA} \\
 Z_{base} &= \frac{(\text{Voltaje base, } kV_{LL})^2}{\text{Potencia base, } kVA_{3\phi}} = 5290 \Omega
 \end{aligned}
 \tag{5.1}$$

5.3. Estudio del sistema de pruebas para el caso base

Los escenarios de operación utilizados para formar el caso base pertenecen al día 14 de marzo del 2017, en demanda máxima diurna, demanda máxima nocturna, y demanda mínima. Para establecer el caso base de la RMT-CU se tuvo en cuenta el nivel de seguridad, las condiciones de operación consideradas y el nivel de cargabilidad de la red, por lo cual, el criterio elegido para el presente estudio fue la selección del peor escenario operativo para el control del voltaje y manejo de los flujos de potencia por las líneas.

Por lo tanto, el caso base de cada zona de operación, se construyó de forma independiente y en condiciones de carga máxima diurna, asumiendo como *Slack* el nodo ODB (recibe alimentación externa de CFE), mientras todos los otros nodos de la red se consideran como *PQ* con un factor de potencia en operación normal de 0.95 y no se conectaron bancos de compensación capacitiva para inyectar reactivos.

Las Tablas 5.2, 5.4 y 5.6, muestran en la primera columna el número que representa cada nodo para la zona, en la segunda el valor de la magnitud de los voltajes nodales expresado en pu y en la tercera el ángulo de los voltajes nodales en grados.

Las Tablas 5.3, 5.5 y 5.7, muestran en la primera columna el número que representa cada línea para la zona, en la segunda el valor de la potencia activa expresada en kW, en la tercera el valor de la potencia reactiva expresada en kVAR y en la cuarta el valor de la potencia aparente expresada en kVA.

Nota: En las Tablas 5.3, 5.5 y 5.7, todas las líneas que aparecen con color amarillo claro son líneas de enlace (respaldo de cada anillo), que operan NA y los flujos de potencia a través de ellas son cero.

i) Caso base de la zona oriente

La zona oriente es la de mayor dimensión de las tres que conforman RMT-CU, y asimismo la más cargada de la red. Es alimentada a través de la SG1 y SG2, cuenta con un total de 112 líneas y 105 nodos que conforman 8 anillos (A-H), con las particularidades que se mencionan a continuación: su anillo G tiene una conexión de respaldo con el anillo N de la zona sur de la RMT-CU (Figura 5.1) y el anillo H tiene su respaldo conectado a la misma subestación del AP (SG1). También, en operación normal la zona oriente mantiene los seccionadores de sus nodos de enlace en cada anillo y el respaldo conectado entre su anillo G y el H correspondiente a la zona sur, en condiciones de operación normalmente abiertos, razón por la cual los flujos de potencias por estas líneas son iguales a cero.

Tabla 5.2. Magnitud y ángulo de los voltajes nodales en la zona oriente de la RMT-CU

# del Nodo	Voltaje (pu)	Ángulo (Grados)	# del Nodo	Voltaje (pu)	Ángulo (Grados)	# del Nodo	Voltaje (pu)	Ángulo (Grados)
1	1.000	0.000	36	0.975	-0.535	71	0.974	-0.537
2	0.975	-0.532	37	0.975	-0.535	72	0.974	-0.537
3	0.975	-0.532	38	0.975	-0.535	73	0.974	-0.537
4	0.975	-0.532	39	0.975	-0.535	74	0.974	-0.537
5	0.975	-0.532	40	0.975	-0.535	75	0.974	-0.537
6	0.975	-0.532	41	0.975	-0.532	76	0.974	-0.536
7	0.975	-0.532	42	0.975	-0.532	77	0.974	-0.539
8	0.975	-0.532	43	0.975	-0.528	78	0.974	-0.538
9	0.975	-0.532	44	0.975	-0.528	79	0.975	-0.536
10	0.975	-0.532	45	0.975	-0.532	80	0.975	-0.534
11	0.975	-0.532	46	0.975	-0.535	81	0.975	-0.532
12	0.975	-0.532	47	0.974	-0.540	82	0.975	-0.533
13	0.975	-0.532	48	0.974	-0.544	83	0.975	-0.534
14	0.975	-0.532	49	0.974	-0.550	84	0.974	-0.536
15	0.975	-0.532	50	0.974	-0.555	85	0.974	-0.537
16	0.975	-0.533	51	0.974	-0.555	86	0.974	-0.538
17	0.975	-0.533	52	0.973	-0.559	87	0.974	-0.539
18	0.975	-0.533	53	0.973	-0.561	88	0.974	-0.539
19	0.975	-0.533	54	0.973	-0.562	89	0.974	-0.539
20	0.975	-0.533	55	0.973	-0.564	90	0.974	-0.539
21	0.975	-0.533	56	0.974	-0.553	91	0.974	-0.539
22	0.975	-0.533	57	0.974	-0.553	92	0.974	-0.539
23	0.975	-0.533	58	0.974	-0.551	93	0.974	-0.539
24	0.975	-0.533	59	0.974	-0.548	94	0.974	-0.539
25	0.975	-0.533	60	0.974	-0.544	95	0.974	-0.537
26	0.975	-0.533	61	0.974	-0.544	96	0.974	-0.537
27	0.975	-0.533	62	0.974	-0.543	97	0.974	-0.536
28	0.975	-0.533	63	0.974	-0.540	98	0.975	-0.535
29	0.975	-0.533	64	0.974	-0.536	99	0.975	-0.534
30	0.975	-0.533	65	0.975	-0.531	100	0.975	-0.533
31	0.975	-0.533	66	0.975	-0.531	101	0.975	-0.532
32	0.975	-0.532	67	0.975	-0.535	102	0.975	-0.532
33	0.975	-0.532	68	0.975	-0.535	103	0.975	-0.532
34	0.975	-0.533	69	0.975	-0.536	104	0.975	-0.532
35	0.975	-0.535	70	0.974	-0.537	105	0.975	-0.532

Tabla 5.3. Flujo de potencia activa, reactiva y aparente, en la zona oriente de la RMT-CU

# de Línea	P (kW)	Q (kVAR)	S (kVA)	# de Línea	P (kW)	Q (kVAR)	S (kVA)	# de Línea	P (kW)	Q (kVAR)	S (kVA)
1	8.221	2.513	8.597	39	408	134	430	77	247	81	260
2	6.402	2.256	6.788	40	95	31	100	78	0.000	0.000	0.000
3	266	87	280	41	0.000	0.000	0.000	79	0.000	0.000	0.000
4	0.000	0.000	0.000	42	0.000	0.000	0.000	80	157	52	165
5	199	66	210	43	114	37	120	81	337	111	355
6	33	11	35	44	295	97	310	82	480	158	505
7	0.000	0.000	0.000	45	428	141	450	83	794	261	835
8	0.000	0.000	0.000	46	532	175	560	84	1392	458	1466
9	69	23	73	47	770	253	810	85	1526	501	1606
10	84	27	88	48	2928	0688	3007	86	1631	536	1716
11	117	38	123	49	2765	634	2837	87	986	324	1038
12	1036	340	1091	50	2684	608	2752	88	900	296	947
13	865	284	910	51	2502	548	2.562	89	729	240	767
14	646	212	680	52	2454	532	2511	90	405	133	426
15	466	153	490	53	1789	313	1816	91	357	118	376
16	371	122	390	54	1665	272	1687	92	110	37	116
17	299	98	315	55	1484	212	1500	93	76	25	80
18	204	67	215	56	1247	134	1254	94	0.000	0.000	0.000
19	38	12	40	57	1178	112	1183	95	0.000	0.000	0.000
20	0.000	0.000	0.000	58	931	31	932	96	133	44	140
21	0.000	0.000	0.000	59	0.000	0.000	0.000	97	162	53	170
22	162	53	170	60	0.000	0.000	0.000	98	187	62	197
23	185	61	195	61	285	94	300	99	434	143	457
24	195	64	206	62	423	139	445	100	605	199	637
25	262	86	276	63	584	192	615	101	938	308	987
26	305	100	321	64	675	222	710	102	954	314	1004
27	376	124	396	65	770	253	810	103	1220	401	1285
28	390	128	411	66	1007	331	1060	104	1238	407	1303
29	502	165	529	67	1066	351	1122	105	1238	407	1303
30	654	215	689	68	1257	413	1323	106	1320	434	1389
31	687	321	758	69	1352	444	1423	107	152	32	155
32	948	407	1032	70	1427	468	1501	108	62	2	62
33	986	420	1072	71	1077	354	1134	109	0.000	0.000	0.000
34	1010	428	1097	72	830	273	873	110	0.000	0.000	0.000
35	1050	345	1106	73	673	221	708	111	62	2	62
36	964	317	1015	74	616	202	648	112	252	64	260
37	793	261	835	75	483	159	508				
38	674	222	710	76	331	109	348				

ii) Caso base de la zona sur

La zona sur de la RMT-CU es alimentada a través de la SG3 y SG7, cuenta con un total de 37 líneas y 35 nodos que conforman 3 anillos (L-N). Además, posee las siguientes particularidades: su anillo N tiene una línea de respaldo con el anillo G de la zona oriente de la RMT-CU (Figura 5.1) y cuenta con otras dos líneas de respaldo propias de sus anillos, la primera de L-M y la segunda de M-N. También, en operación normal la zona sur mantiene los seccionadores de sus nodos de enlace en cada anillo y sus líneas de respaldo, en condiciones de operación normalmente abiertos, razón por la cual los flujos de potencias por estas líneas son iguales a cero.

Tabla 5.4. Magnitud y ángulo de los voltajes nodales en la zona sur de la RMT-CU

# del Nodo	Voltaje (pu)	Ángulo (Grados)
1	1	0.000
2	0.991	-0.172
3	0.992	-0.158
4	0.991	-0.175
5	0.991	0.177
6	0.991	-0.178
7	0.991	-0.180
8	0.991	-0.182
9	0.992	-0.168
10	0.992	-0.167
11	0.992	-0.164
12	0.992	-0.161
13	0.991	-0.178
14	0.991	-0.180
15	0.991	-0.181
16	0.991	-0.185
17	0.991	-0.186
18	0.991	-0.186
19	0.991	-0.175
20	0.991	-0.175
21	0.991	-0.174
22	0.991	-0.174
23	0.992	-0.170
24	0.992	-0.165
25	0.991	-0.251
26	0.991	-0.252
27	0.991	-0.255

28	0.991	-0.256
29	0.990	-0.257
30	0.990	-0.259
31	0.991	-0.151
32	0.991	-0.151
33	0.991	-0.149
34	0.991	-0.149
35	0.991	-0.146

Tabla 5.5. Flujo de potencia activa, reactiva y aparente, en la zona sur de la RMT-CU

# de Línea	P (kW)	Q (kVAR)	S (kVA)
1	1837	611	1936
2	2235	742	2355
3	651	214	685
4	604	199	635
5	545	179	574
6	486	160	512
7	392	129	413
8	0.000	0.000	0.000
9	486	160	512
10	486	160	512
11	800	263	842
12	1027	338	1081
13	737	242	776
14	702	231	739
15	643	211	677
16	486	160	512
17	329	108	347
18	235	077	248
19	0.000	0.000	0.000
20	0.000	0.000	0.000
21	235	077	248
22	392	129	413
23	427	140	450
24	741	244	780
25	751	247	790
26	435	144	458
27	400	131	421
28	400	131	421
29	364	120	384

30	270	089	285
31	235	077	248
32	0.000	0.000	0.000
33	157	052	165
34	157	052	165
35	227	075	239
36	395	130	415
37	442	145	465

iii) Caso base de la zona poniente

La zona poniente es la única de las tres que conforman RMT-CU alimentada a través de tres subestaciones, la SG4, SG5 y SG6, cuenta con un total de 34 líneas y 31 nodos que conforman 4 anillos (I-K y el Estadio Olímpico (EO)). Además, posee las siguientes particularidades: es la única zona de la red cuyos seccionadores de respaldo en sus anillos se encuentran conectados a una misma subestación, los AP pertenecientes a las SG5 y SG6 no cuentan con AE que les pueda brindar respaldo ante una posible salida de operación. También, en operación normal la zona poniente mantiene los seccionadores de sus nodos de enlace en cada anillo, en condiciones de operación normalmente abiertos, razón por la cual los flujos de potencias por estas líneas son iguales a cero. Asimismo, se debe mencionar que la zona poniente no está conectada al sistema SCADA de la RMT-CU, haciendo que se dificulte la recolección de sus datos y registros históricos, así como la ejecución de este tipo de estudios.

Tabla 5.6. Magnitud y ángulo de los voltajes nodales en la zona poniente de la RMT-CU

# del Nodo	Voltaje (pu)	Ángulo (Grados)
1	1.000	0.000
2	0.990	-0.204
3	0.999	-0.023
4	1.000	-0.003
5	0.990	-0.205
6	0.990	-0.206
7	0.990	-0.206
8	0.990	-0.207
9	0.990	-0.207
10	0.990	-0.207
11	0.990	-0.208
12	0.990	-0.207
13	0.990	-0.207
14	0.990	-0.205
15	0.990	-0.204

16	0.990	-0.206
17	0.990	-0.207
18	0.990	-0.207
19	0.989	-0.207
20	0.989	-0.207
21	0.989	-0.216
22	0.989	-0.214
23	0.998	-0.072
24	0.998	-0.071
25	0.998	-0.070
26	0.998	-0.023
27	1.000	-0.006
28	1.000	-0.007
29	1.000	-0.008
30	1.000	-0.004
31	1.000	-0.004

Tabla 5.7. Flujo de potencia activa, reactiva y aparente, en la zona poniente de la RMT-CU

# de Línea	P (kW)	Q (kVAR)	S (kVA)
1	2171	723	2288
2	321	106	338
3	682	224	718
4	392	129	412
5	211	70	222
6	164	54	173
7	94	31	99
8	59	19	62
9	24	8	25
10	0.000	0.000	0.000
11	157	52	165
12	180	59	190
13	274	90	289
14	298	98	314
15	247	81	260
16	212	70	223
17	141	46	148
18	71	23	74
19	0.000	0.000	0.000
20	94	31	99
21	251	82	264

22	799	263	842
23	1192	392	1255
24	106	35	111
25	35	12	37
26	0.000	0.000	0.000
27	157	52	165
28	192	63	202
29	408	134	429
30	314	103	330
31	157	52	165
32	0.000	0.000	0.000
33	94	31	99
34	251	82	264

Se observa, que los nodos de carga PQ en la RMT-CU aparecen en mayor número y representan las subestaciones de energía eléctrica a las cuales están conectadas las cargas de la red, asimismo no se cuenta en ninguna de las zonas de operación con nodos de voltaje controlado PV . Además, el análisis de flujos de potencias indica que se cumple con el perfil de voltaje demandado por las cargas y proporciona información suficiente para establecer que no se tienen pérdidas considerables a través de las líneas de transmisión de la red, debido en gran parte a su corta distancia.

Una vez ejecutadas y analizadas las soluciones de flujos de potencia haciendo uso de la metodología del NRF para las disposiciones y características descritas generales de la red y específicas de cada zona, se concluye que las zonas de operación oriente, sur y poniente que conforman la RMT-CU, operan dentro del rango aceptable para voltajes y flujos de potencia, sin violar límites operativos. Asimismo, se tienen buenos márgenes de seguridad que permiten a la red solventar eventos transitorios manteniendo un estado de operación normal, sin pasar a un estado de alerta o emergencia, lo cual hace de la RMT-CU una red robusta y de operación segura.

5.4. Ordenamiento de contingencias del sistema de pruebas

Se toma el análisis de los casos base de cada zona como referencia y se simulan las contingencias simples de líneas y cargas consistentes en la pérdida de una u otra, criterio justificado sobre la base de que las contingencias múltiples son muy improbables [6]. Por ejemplo, el disparo de líneas de dobles circuitos o de subestación, son más probables que el disparo de dos líneas separadas por dos o más subestaciones y trayectorias distintas, además las contingencias que son comunes suelen provocar problemas más difíciles de solventar que las que no son.

A partir de los valores de voltajes nodales y flujos de potencia por los elementos de transmisión que se obtienen con el NRF para cada caso, se evalúan los índices escalares de severidad IP_v e IP_{mv} para cada contingencia, haciendo uso de las expresiones 3.2 y 3.3 respectivamente. Además, el exponente n de las funciones es entero y positivo de valor 2, y los factores de ponderación W_v y W_l tienen un valor de 1 en todos los casos. En base a los resultados se organizan las contingencias por zonas de operación en orden de severidad descendiente tal cual se muestra forma tabulada a continuación.

Las Tablas 5.8, 5.10 y 5.12 a) y b) muestran: en la primera columna el nombre de la contingencia que se produce, en la segunda el nodo de envío (Ne), en la tercera el nodo de recibo (Nr), y en la cuarta el valor del índice IP_v e IP_{mv} respectivamente.

Las Tablas 5.9, 5.11 y 5.13 a) y b) muestran: en la primera columna el nombre de la contingencia que se produce, en la segunda el nodo donde se encuentra ubicada la carga y en la tercera el valor del índice IP_v e IP_{mv} respectivamente.

i) **Ordenamiento de contingencias de la zona oriente**

No se tiene en cuenta para el análisis las 8 líneas de enlace pertenecientes a la zona oriente, por considerarse que su operación es NA. Por esta razón, se simulan un total de 104 contingencias, de las cuales se expone a continuación una lista con las primeras 25 en orden de severidad descendente.

Tabla 5.8. Índice IP_v (a) e índice IP_{mv} (b) para líneas de la zona oriente

a)				b)			
Nombre de la Contingencia	Ne	Nr	IP_v	Nombre de la Contingencia	Ne	Nr	IP_{mv}
Línea 2	1	3	7.0278	Línea 2	1	3	0.614
Línea 1	1	2	2.1662	Línea 1	1	2	0.576
Línea 48	2	45	0.2555	Línea 48	2	45	0.1149
Línea 49	45	46	0.2478	Línea 49	45	46	0.1080
Línea 50	46	47	0.2425	Línea 50	46	47	0.1050
Línea 51	47	48	0.2358	Línea 70	3	66	0.1036
Línea 70	3	66	0.2348	Línea 69	66	65	0.1012
Línea 52	48	49	0.2319	Línea 51	47	48	0.0989
Línea 69	66	65	0.2312	Línea 68	65	64	0.0983
Línea 68	65	64	0.2275	Línea 52	48	49	0.0974
Línea 87	2	82	0.2272	Línea 67	64	63	0.0931
Línea 86	3	81	0.2271	Línea 66	63	62	0.0917
Línea 88	82	83	0.2241	Línea 65	62	61	0.0867
Línea 67	64	63	0.2239	Línea 64	61	60	0.0851
Línea 65	62	61	0.2235	Línea 63	60	59	0.0867
Línea 34	3	32	0.2226	Línea 53	49	50	0.0829
Línea 66	63	62	0.2214	Línea 62	59	58	0.0814

Línea 33	32	31	0.2212
Línea 53	49	50	0.2208
Línea 106	3	100	0.2207
Línea 89	83	84	0.2201
Línea 84	80	79	0.2201
Línea 32	31	30	0.2197
Línea 105	100	99	0.2184
Línea 71	2	67	0.2181

Línea 54	50	51	0.0812
Línea 61	58	57	0.0798
Línea 55	51	52	0.0792
Línea 86	3	81	0.0792
Línea 71	2	67	0.0784
Línea 87	2	82	0.0784
Línea 85	81	80	0.0781
Línea 88	82	83	0.0779

Se simulan un total de 95 contingencias, que representan el total de cargas en la zona oriente. A continuación, se expone una lista con las primeras 25 contingencias en orden de severidad descendente.

Tabla 5.9. Índice IP_v (a) e índice IP_{mw} (b) para cargas de la zona oriente

a)

Nombre de la Contingencia	Número de Nodo	IP_v
Carga 22	22	0.2079
Carga 9	9	0.2076
Carga 26	26	0.2076
Carga 96	96	0.2075
Carga 98	98	0.2074
Carga 32	32	0.2071
Carga 21	21	0.2070
Carga 92	92	0.2069
Carga 91	91	0.2067
Carga 10	10	0.2065
Carga 6	6	0.2065
Carga 87	87	0.2064
Carga 31	31	0.2062
Carga 18	18	0.2061
Carga 24	24	0.2059
Carga 48	48	0.2056
Carga 85	85	0.2056
Carga 104	104	0.2054
Carga 102	102	0.2054
Carga 69	69	0.2050
Carga 63	63	0.2049
Carga 23	23	0.2044
Carga 8	8	0.2044
Carga 53	53	0.2043
Carga 15	15	0.2041

b)

Nombre de la Contingencia	Número de Nodo	IP_{mw}
Carga 22	22	0.0753
Carga 9	9	0.0752
Carga 26	26	0.0752
Carga 96	96	0.0751
Carga 98	98	0.0751
Carga 32	32	0.0750
Carga 21	21	0.0750
Carga 92	92	0.0749
Carga 91	91	0.0749
Carga 6	6	0.0748
Carga 10	10	0.0748
Carga 29	29	0.0748
Carga 87	87	0.0748
Carga 18	18	0.0747
Carga 31	31	0.0747
Carga 24	24	0.0746
Carga 85	85	0.0745
Carga 48	48	0.0744
Carga 69	69	0.0743
Carga 102	102	0.0742
Carga 104	104	0.0742
Carga 63	63	0.0742
Carga 23	23	0.0741
Carga 8	8	0.0740
Carga 15	15	0.0740

ii) Ordenamiento de contingencias de la zona sur

No se tiene en cuenta para el análisis las 3 líneas de enlaces pertenecientes a la zona sur por operar NA y se simulan un total de 34 contingencias. A continuación, se expone una lista con las primeras 25 contingencias en orden de severidad descendente.

Tabla 5.10. Índice IP_v (a) e índice IP_{mw} (b) para líneas de la zona sur

a)				b)			
Nombre de la Contingencia	Ne	Nr	IP_v	Nombre de la Contingencia	Ne	Nr	IP_{mw}
Línea 2	1	3	0.0170	Línea 2	1	3	0.0046
Línea 1	1	2	0.0057	Línea 1	1	2	0.0039
Línea 12	3	12	0.0007	Línea 12	3	12	0.0011
Línea 13	2	13	0.0007	Línea 25	3	24	0.0009
Línea 25	3	24	0.0007	Línea 24	24	23	0.0009
Línea 14	13	14	0.0007	Línea 3	2	4	0.0009
Línea 24	24	23	0.0007	Línea 13	2	13	0.0009
Línea 37	3	35	0.0007	Línea 14	13	14	0.0008
Línea 26	2	25	0.0007	Línea 4	4	5	0.0008
Línea 11	12	11	0.0007	Línea 15	14	15	0.0008
Línea 15	14	15	0.0007	Línea 5	5	6	0.0008
Línea 36	35	34	0.0006	Línea 11	12	11	0.0008
Línea 27	25	26	0.0006	Línea 6	6	7	0.0007
Línea 28	26	27	0.0006	Línea 7	7	8	0.0007
Línea 16	15	16	0.0006	Línea 16	15	16	0.0006
Línea 23	23	22	0.0006	Línea 23	23	22	0.0006
Línea 10	11	10	0.0006	Línea 37	3	35	0.0006
Línea 3	2	4	0.0006	Línea 22	22	21	0.0006
Línea 9	10	9	0.0006	Línea 36	35	34	0.0006
Línea 22	22	21	0.0006	Línea 17	16	17	0.0006
Línea 29	27	28	0.0006	Línea 10	11	10	0.0006
Línea 4	4	5	0.0006	Línea 9	10	9	0.0006
Línea 17	16	17	0.0006	Línea 26	2	25	0.0005
Línea 35	34	33	0.0006	Línea 18	17	18	0.0005
Línea 21	21	20	0.0005	Línea 27	25	26	0.0005

Se simulan un total de 28 contingencias, que representan el total de cargas en la zona sur. A continuación, se expone una lista con las primeras 25 contingencias en orden de severidad descendente.

Tabla 5.11. Índice IP_v (a) e índice IP_{mw} (b) para cargas de la zona sur

a)			b)		
Nombre de la Contingencia	Número de Nodo	IP_v	Nombre de la Contingencia	Número de Nodo	IP_{mw}
Carga 24	24	0.0005	Carga 24	24	0.0005

Carga 13	13	0.0005
Carga 22	22	0.0005
Carga 25	25	0.0005
Carga 27	27	0.0005
Carga 29	29	0.0005
Carga 4	4	0.0005
Carga 35	35	0.0005
Carga 5	5	0.0005
Carga 6	6	0.0005
Carga 14	14	0.0005
Carga 33	33	0.0005
Carga 7	7	0.0005
Carga 17	17	0.0005
Carga 28	28	0.0005
Carga 15	15	0.0005
Carga 21	21	0.0005
Carga 16	16	0.0005
Carga 31	31	0.0004
Carga 34	34	0.0004
Carga 12	12	0.0004
Carga 20	20	0.0004
Carga 18	18	0.0004
Carga 30	30	0.0004
Carga 11	11	0.0004

Carga 25	25	0.0005
Carga 13	13	0.0005
Carga 27	27	0.0005
Carga 29	29	0.0005
Carga 22	22	0.0005
Carga 35	35	0.0005
Carga 4	4	0.0005
Carga 5	5	0.0005
Carga 14	14	0.0005
Carga 6	6	0.0005
Carga 33	33	0.0005
Carga 28	28	0.0005
Carga 7	7	0.0005
Carga 17	17	0.0005
Carga 31	31	0.0004
Carga 34	34	0.0004
Carga 15	15	0.0004
Carga 21	21	0.0004
Carga 16	16	0.0004
Carga 30	30	0.0004
Carga 12	12	0.0004
Carga 20	20	0.0004
Carga 18	18	0.0004
Carga 23	23	0.0004

iii) Ordenamiento de contingencias de la zona poniente

No se tiene en cuenta para el análisis las 4 líneas de enlaces pertenecientes a la zona poniente por operar NA y se simulan un total de 30 contingencias. A continuación, se expone una lista con las primeras 25 contingencias en orden de severidad descendente.

Tabla 5.12. Índice IP_v (a) e índice IP_{mw} (b) para líneas de la zona poniente

a)

Nombre de la Contingencia	Ne	Nr	IP_v
Línea 1	1	2	15.3673
Línea 2	1	3	13.2392
Línea 3	1	4	8.4510
Línea 23	2	22	0.0007
Línea 4	2	5	0.0007
Línea 22	22	21	0.0006
Línea 5	5	6	0.0006
Línea 14	2	14	0.0006
Línea 6	6	7	0.0006

b)

Nombre de la Contingencia	Ne	Nr	IP_{mw}
Línea 1	1	2	0.0213
Línea 2	1	3	0.0054
Línea 3	1	4	0.0010
Línea 23	2	22	0.0006
Línea 15	2	15	0.0004
Línea 16	15	16	0.0003
Línea 22	22	21	0.0003
Línea 17	17	16	0.0003
Línea 18	17	18	0.0003

Línea 13	14	13	0.0006
Línea 7	7	8	0.0006
Línea 15	2	15	0.0006
Línea 21	21	20	0.0006
Línea 12	13	12	0.0006
Línea 8	8	9	0.0006
Línea 16	15	16	0.0006
Línea 11	12	11	0.0006
Línea 9	9	10	0.0006
Línea 17	17	16	0.0006
Línea 20	20	19	0.0006
Línea 33	31	30	0.0006
Línea 28	3	26	0.0006
Línea 27	26	25	0.0006
Línea 24	3	23	0.0006
Línea 34	4	31	0.0006

Línea 4	2	5	0.0003
Línea 14	2	14	0.0003
Línea 34	4	31	0.0003
Línea 13	14	13	0.0003
Línea 29	4	27	0.0003
Línea 5	5	6	0.0003
Línea 12	13	12	0.0003
Línea 30	27	28	0.0003
Línea 11	12	11	0.0003
Línea 33	31	30	0.0003
Línea 6	6	7	0.0003
Línea 9	9	10	0.0003
Línea 24	3	23	0.0003
Línea 28	3	26	0.0003
Línea 7	7	8	0.0003
Línea 27	26	25	0.0003

Se simulan un total de 30 contingencias, que representan el total de cargas en la zona poniente. A continuación, se expone una lista con las primeras 25 contingencias en orden de severidad descendente.

Tabla 5.13. Índice IP_v (a) e índice IP_{mw} (b) para cargas de la zona poniente

a)

Nombre de la Contingencia	Número de Nodo	IP_v
Carga 4	4	0.0006
Carga 27	27	0.0006
Carga 30	30	0.0006
Carga 28	28	0.0006
Carga 29	29	0.0006
Carga 31	31	0.0006
Carga 3	3	0.0006
Carga 26	26	0.0006
Carga 24	24	0.0006
Carga 23	23	0.0006
Carga 25	25	0.0006
Carga 2	2	0.0005
Carga 14	14	0.0005
Carga 12	12	0.0005
Carga 10	10	0.0005
Carga 15	15	0.0005
Carga 8	8	0.0005
Carga 9	9	0.0005
Carga 6	6	0.0005
Carga 16	16	0.0005
Carga 18	18	0.0005
Carga 17	17	0.0005

b)

Nombre de la Contingencia	Número de Nodo	IP_{mw}
Carga 3	3	0.0003
Carga 24	24	0.0003
Carga 26	26	0.0003
Carga 23	23	0.0003
Carga 25	25	0.0003
Carga 4	4	0.0003
Carga 27	27	0.0003
Carga 30	30	0.0003
Carga 31	31	0.0003
Carga 28	28	0.0003
Carga 29	29	0.0003
Carga 2	2	0.0003
Carga 14	14	0.0003
Carga 12	12	0.0003
Carga 10	10	0.0003
Carga 9	9	0.0003
Carga 8	8	0.0003
Carga 15	15	0.0003
Carga 6	6	0.0003
Carga 7	7	0.0003
Carga 16	16	0.0003
Carga 17	17	0.0003

Carga 7	7	0.0005
Carga 19	19	0.0005
Carga 13	13	0.0005

Carga 18	18	0.0003
Carga 13	13	0.0003
Carga 19	19	0.0002

Se deduce, que la aplicación del cálculo de los índices IP_v e IP_{mv} sirve para cuantificar por medio de un valor escalar el grado de afectación que puede tener la salida de operación de líneas y cargas con criterio n-1 sobre la RMT-CU. Lo anterior posibilita sintetizar la gran cantidad de información generada de manera simultánea por la aplicación de algoritmos de cálculo, y brinda al operador la información que necesita para operar la red de manera preventiva. También se observa del estudio realizado, que en las zonas de operación oriente, sur y poniente la salida operativa de líneas de alimentación aéreas, son las que exponen mayores índices IP_v e IP_{mv} (siendo el caso de las zonas oriente y poniente las más críticas para tener en cuenta), mientras que la salida operativa tanto de líneas subterráneas como de cargas en la red produce los menores índices y no representan una amenaza real para la operación de la RMT-CU.

Algunas propuestas teóricas sugieren no calcular el índice de severidad cuando la contingencia no produce violación de límites de voltaje, sin embargo, fueron incluidas algunas en el presente análisis para generar alertas tempranas en casos que puedan estar cerca de la operación límite. El análisis completo para pérdida de líneas y cargas aparece tabulado por zonas en el apéndice B.

5.5. Ordenamiento de contingencias del sistema de pruebas, basado registros históricos

Se toma como referencia los registros históricos de las contingencias ocurridas en la RMT-CU, que abarca los años 2015 y 2016. Se tabulan estos eventos y se muestra una lista ordenada teniendo en cuenta primero la cantidad de salidas de líneas durante el año, y en segundo lugar el tiempo que se mantuvo fuera de operación.

Es importante mencionar, que los registros históricos de contingencias en la RMT-CU proporcionados por el CC, solo incluyen a la zona oriente de la red, por tal motivo no se encuentran tabulados para las otras dos zonas que conforman la red (sur y poniente).

A continuación las Tablas 5.14 y 5.15 muestran de manera ordenada los registros de contingencias para la zona oriente: en la primera columna el nombre de la contingencia que se produce, en la segunda el Ne, en la tercera el Nr, en la cuarta el número de salidas que tuvo el elemento, y en la quinta el tiempo total que estuvo fuera de servicio la línea en todo el año, las tablas exponen un total de 7 y 6 contingencias para los años 2015 y 2016 respectivamente, algunas de las cuales se repitieron en el año.

Tabla 5.14. Resumen de históricos de contingencias del año 2015

Nombre de la Contingencia	Ne	Nr	# Salidas 2015	Tiempo Total
Línea 2	1	3	11	2 horas:4 minutos:38 segundos
Línea 1	1	2	4	14 segundos
Línea 5	2	5	3	39 minutos
Línea 3	3	4	1	2 horas:38 segundos
Línea 112	2	105	1	18 minutos
Línea 63	60	59	1	12 minutos
Línea 69	66	65	1	30 minutos

Tabla 5.15. Resumen de históricos de contingencias del año 2016

Nombre de la Contingencia	Ne	Nr	# Salidas 2016	Tiempo Total
Línea 2	1	3	8	11 minutos:47 segundos
Línea 1	1	2	7	8 horas:24 minutos:17 segundos
Línea 93	87	88	1	28 minutos
Línea 10	10	9	1	9 minutos
Línea 24	23	22	1	52 minutos
Línea 47	3	44	1	35 horas

5.6. Selección de contingencias del sistema de pruebas

Como se ha mencionado, los resultados obtenidos al simular una contingencia permiten observar violaciones en límites operativos. Visiblemente, no todas las contingencias producen violaciones en las restricciones de operación, por lo tanto, una forma de aumentar la eficiencia del proceso de análisis, es procurar la selección de las contingencias más severas y posibles de ocurrir. La formación de las "listas cortas" en cada zona operativa de la red, comienza por las consideradas como "contingencias críticas" (color naranja), seguidas de las que mayor grado de afectación pueden causar en los voltajes nodales (IP_v) y flujos de potencia activa a través de las líneas (IP_{mw}) (color naranja claro), y por último las más probables a ocurrir (color amarillo claro).

Las Tablas 5.16, 5.17 y 5.18 muestran: en la primera columna el número en el que queda ordenada la contingencia seleccionada dentro de la "lista corta", en la segunda el nombre de la contingencia, en la tercera el Ne, y en la cuarta el Nr.

A continuación, se muestran de forma tabulada las "listas cortas" por zonas de operación oriente, sur y poniente respectivamente:

Tabla 5.16. Lista corta de contingencias para la zona oriente de la RMT-CU

# de la Contingencia	Nombre de la Contingencia	Ne	Nr
1	Línea 2	1	3
2	Línea 1	1	2
3	Línea 48	2	45
4	Línea 49	45	46
5	Línea 50	46	47
6	Línea 47	3	44
7	Línea 3	2	4
8	Línea 24	23	22
9	Línea 5	2	5
10	Línea 69	66	65
11	Línea 93	87	88
12	Línea 112	2	105
13	Línea 63	60	59
14	Línea 10	10	9

Tabla 5.17. Lista corta de contingencias para la zona sur de la RMT-CU

# de la Contingencia	Nombre de la Contingencia	Ne	Nr
1	Línea 2	1	3
2	Línea 1	1	2
3	Línea 12	3	12

Tabla 5.18. Lista corta de contingencias para la zona poniente de la RMT-CU

# de la Contingencia	Nombre de la Contingencia	Ne	Nr
1	Línea 1	1	2
2	Línea 2	1	3
3	Línea 3	1	4
4	Línea 23	2	22

Con base en el cálculo de los índices IP_v e IP_{mw} ante la pérdida de líneas y cargas con criterio n-1 (epígrafe 5.4) y los registros históricos de contingencias ocurridas durante los años 2015 y 2016 en la red (epígrafe 5.5), tiene lugar la selección y formación de las "listas cortas" de contingencias a analizar para cada zona de operación (oriente, sur y poniente) que conforman la RMT-CU. Colocando las contingencias que tienen los mayores índices (contingencias críticas) en la parte superior de la lista y ordenándolas comenzando por la más severa, hasta llegar a un valor donde se considere que las siguientes contingencias ya no son peligrosas para la REP. Lo anterior se realizó sin tener un enfoque "conservador" que sólo conduce a mayores tiempos en el procedimiento de análisis. Además, cabe

recordar que las contingencias relacionadas a la pérdida de cargas no constituyen una amenaza real para la red, por lo que las "listas cortas" de contingencias sólo van a estar formadas por salidas de líneas de transmisión de la red.

También se observa, que la lista corta conformada para la zona oriente es la de mayor cantidad de contingencias a analizar, esto se debe a que además de ser la más cargada de toda la red, es también la única que cuenta con registros históricos de contingencias, incluidos dentro de su lista. No ocurriendo así para las otras dos zonas de operación (sur y poniente) de la red, donde solo se tuvo en cuenta el cálculo de los índices IP_v e IP_{mv} , para la formación de sus respectivas listas cortas de contingencias.

5.7. Algoritmo para análisis de contingencias del sistema de pruebas

Con base en la metodología para cálculo aproximado de flujos de potencia en CA desarrollada en el capítulo IV del documento (NRS), a continuación, la Figura 5.3 presenta el algoritmo de simulación desarrollado en el trabajo de tesis para análisis de contingencias en la RMT-CU.

La descripción detallada, para la correcta interpretación del algoritmo propuesto, aparece en el apéndice C del documento.

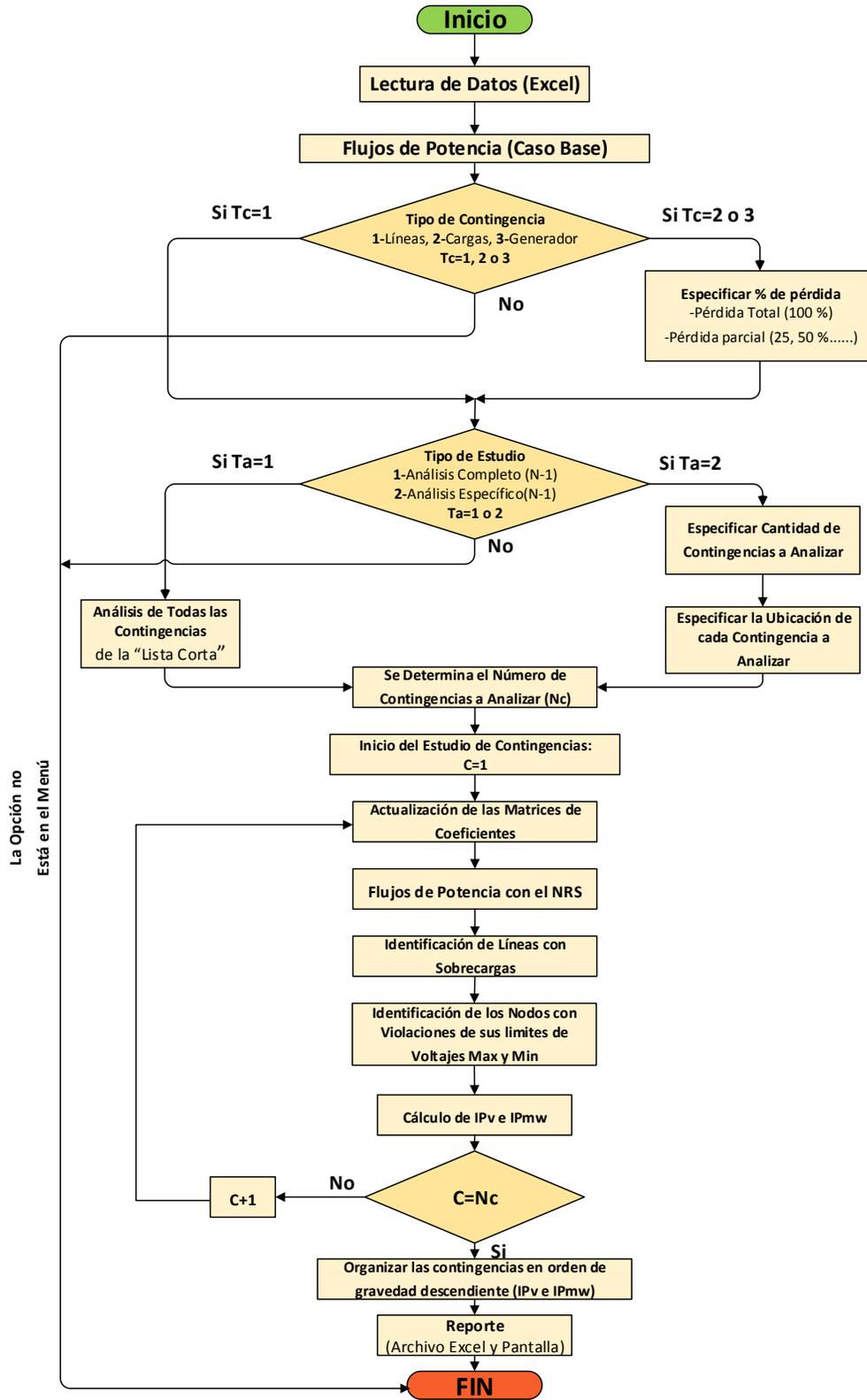


Figura 5.3. Algoritmo para análisis de contingencias en la RMT-CU.

5.8. Análisis de contingencias del sistema de pruebas, haciendo uso del algoritmo propuesto en 5.7

A continuación, se analizan todas las contingencias que aparecen en las "listas cortas", para cada una de las zonas de operación (oriente, sur y poniente) de la RMT-CU. Este análisis es en lo referente a violaciones de L_{max} y L_{min} de voltajes y flujos de potencia activa a través de los elementos de transmisión. Haciendo uso del algoritmo desarrollado en el epígrafe 5.7.

5.8.1. Análisis de contingencias de la zona oriente

A continuación, se muestran los resultados arrojados por el algoritmo del epígrafe 5.7 para la zona oriente de la RMT-CU:

Tabla 5.19. Comportamiento de la magnitud de los voltajes nodales en la zona oriente

# de la Contingencia	Nombre de la Contingencia	¿Viola L_{max} o L_{min} de Voltaje?	Elementos
1	Línea 1	Mínimo	Todos los Nodos Excepto el <i>Slack</i>
2	Línea 2	Mínimo	Todos los Nodos Excepto el <i>Slack</i>
3	Línea 48	No	Ninguno
4	Línea 49	No	Ninguno
5	Línea 50	No	Ninguno
6	Línea 47	No	Ninguno
7	Línea 3	No	Ninguno
8	Línea 24	No	Ninguno
9	Línea 5	No	Ninguno
10	Línea 69	No	Ninguno
11	Línea 93	No	Ninguno
12	Línea 112	No	Ninguno
13	Línea 63	No	Ninguno
14	Línea 10	No	Ninguno

Como expone la Tabla 5.19, en la zona oriente de la RMT-CU solo dos (salida de las líneas 1 y 2) de las 14 contingencias de su "lista corta", producen violaciones de L_{min} en los voltajes nodales de la red (todos los nodos que conforman a esta zona). A continuación, se muestra gráficamente en la Figura 5.4:

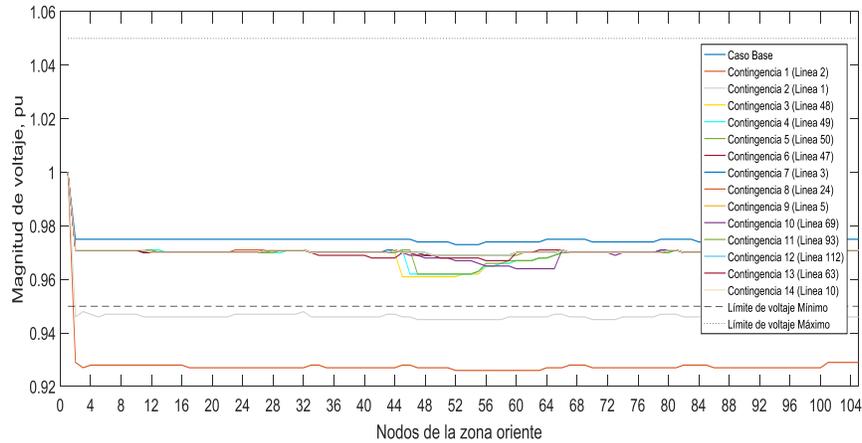


Figura 5.4. Comparación de perfil de voltaje del caso base vs contingencias de la zona oriente

Tabla 5.20. Comportamiento del flujo de potencia activa en la zona oriente

# de la Contingencia	Nombre de la Contingencia	¿Viola L_{max} en Flujos de Potencia Activa?	Elementos
1	Línea 2	Si	Línea 1
2	Línea 1	Si	Línea 2
3	Línea 48	No	Ninguno
4	Línea 49	No	Ninguno
5	Línea 50	No	Ninguno
6	Línea 47	No	Ninguno
7	Línea 3	No	Ninguno
8	Línea 24	No	Ninguno
9	Línea 5	No	Ninguno
10	Línea 69	No	Ninguno
11	Línea 93	No	Ninguno
12	Línea 112	No	Ninguno
13	Línea 63	No	Ninguno
14	Línea 10	No	Ninguno

La Tabla 5.20 coincidentemente con la Tabla 5.19, solo dos (salida de las líneas 2 y 1) de las 14 contingencias de su "lista corta", producen violaciones de L_{max} en flujos de potencia activa por líneas de transmisión de la red (líneas 1 y 2 respectivamente). A continuación, se muestra gráficamente en la Figura 5.5:

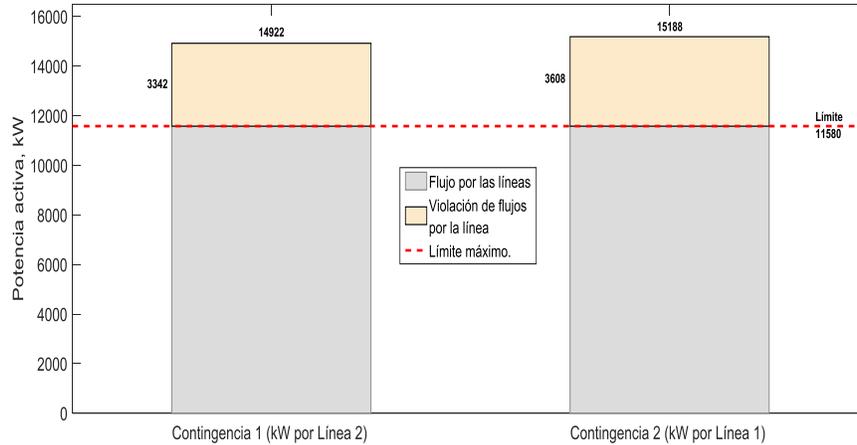


Figura 5.5. Comparación del flujo de potencia activa por la línea 1 (contingencia 1) y la línea 2 (contingencia 2)

Como se expuso en las Tablas 5.19 y 5.20, y se comprueba a través de las Figuras 5.4 y 5.5, solo las contingencias consideradas como críticas en la "lista corta" producen violaciones tanto de L_{min} en los voltajes nodales de toda la zona oriente, como en los L_{max} de los flujos de potencia activa por líneas de transmisión 1 y 2 respectivamente. Por este motivo, las medidas correctivas que se presentan en el documento, están encaminadas a mitigar los efectos que tienen las contingencias críticas sobre la operatividad de la RMT-CU.

5.8.2. Análisis de contingencias de la zona sur

A continuación, se muestran los resultados arrojados por el algoritmo del epígrafe 5.7 para la zona sur de la RMT-CU:

Tabla 5.21. Comportamiento de la magnitud de los voltajes nodales en la zona sur

# de la Contingencia	Nombre de la Contingencia	¿Viola L_{max} o L_{min} de Voltaje?	Elementos
1	Línea 2	No	Ninguno
2	Línea 1	No	Ninguno
3	Línea 12	No	Ninguno

Como expone la Tabla 5.21, en la zona sur de la RMT-CU ninguna de las 3 contingencias de la "lista corta", producen violaciones de L_{max} o L_{min} en los voltajes nodales de la red. A continuación, se muestra gráficamente en la Figura 5.6:

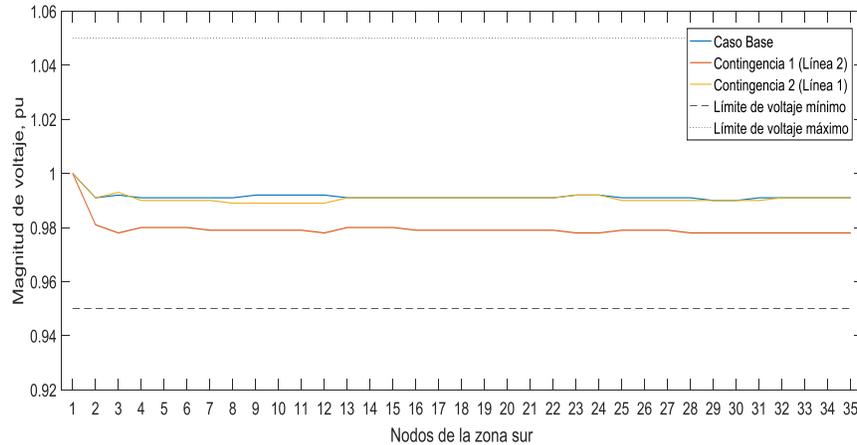


Figura 5.6. Comparación de perfil de voltaje del caso base vs contingencias de la zona sur

Tabla 5.22. Comportamiento del flujo de potencia activa en la zona sur

# de la Contingencia	Nombre de la Contingencia	¿Viola L_{max} en Flujos de Potencia Activa?	Elementos
1	Línea 2	No	Ninguno
2	Línea 1	No	Ninguno
3	Línea 12	No	Ninguno

En la Tabla 5.22, coincidentemente con la Tabla 5.21, ninguna de las contingencias de su "lista corta", producen violaciones de L_{max} en flujos de potencia activa por líneas de transmisión en la red. Por lo tanto, se puede constatar en las Tablas 5.21 y 5.22, que éste es un caso especial de la red, debido a que ninguna de las contingencias analizadas en la zona sur (salida de líneas y cargas), producen violaciones de límites operativos, siendo capaz la RMT-CU de restablecer sus condiciones de operación óptimas.

5.8.3. Análisis de contingencias de la zona poniente

A continuación, se muestran los resultados arrojados por el algoritmo del epígrafe 5.7 para la zona poniente de la RMT-CU:

Tabla 5.23. Comportamiento de la magnitud de los voltajes nodales en la zona poniente

# de la Contingencia	Nombre de la Contingencia	¿Viola L_{max} o L_{min} de Voltaje?	Elementos
1	Línea 1	Mínimo	Nodos 2 y 5 - 22
2	Línea 2	Mínimo	Nodos 3 y 23-26
3	Línea 3	Mínimo	Nodos 4 y 27-31
4	Línea 23	No	Ninguno

Como expone la Tabla 5.23, en la zona poniente de la RMT-CU, tres de las cuatro contingencias que conforman su "lista corta" (salida de las líneas 1, 2 y 3), producen violaciones de L_{min} en los voltajes nodales de la red. Además, cada caso tiene conectado sus líneas de enlace a una misma subestación general, razón por la cual al ocurrir una contingencia crítica en la zona poniente, las subestaciones generales involucradas en el evento quedan totalmente aisladas de la red, perdiéndose todas las cargas pertenecientes a la subestación y sus voltajes nodales caen estrepitosamente a cero. Para la salida de la línea 1 que alimenta la SG4 (nodos 2 y del 5-22), salida de la línea 2 que alimenta la SG5 (nodos 3 y del 23-26) y la salida de la línea 3 que alimenta la SG6 (nodos 4 y del 27-31). A continuación, se muestra gráficamente en la Figura 5.7:

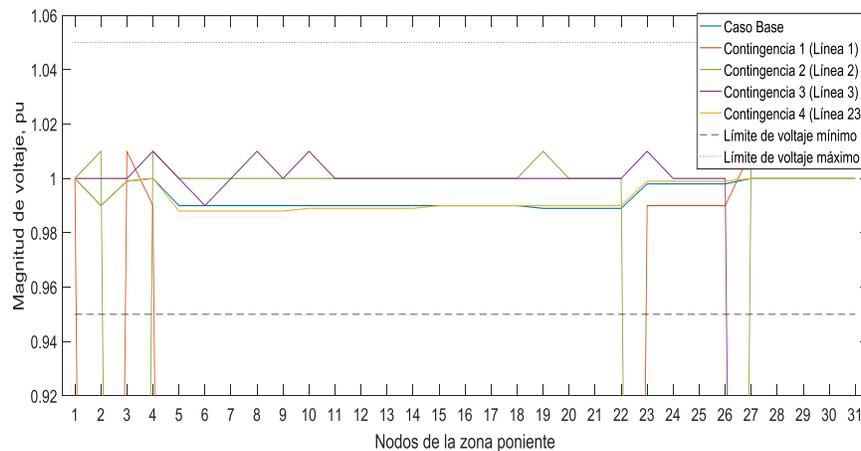


Figura 5.7. Comparación de perfil de voltaje del caso base vs contingencias de la zona poniente

Tabla 5.24. Comportamiento del flujo de potencia activa en la zona poniente

# de la Contingencia	Nombre de la Contingencia	¿Viola L_{max} en Flujos de Potencia Activa?	Elementos
1	Línea 1	No	Ninguno
2	Línea 2	No	Ninguno
3	Línea 3	No	Ninguno
4	Línea 23	No	Ninguno

Tabla 5.25. Comportamiento de los anillos de la zona poniente

# de la Contingencia	Nombre de la Contingencia	¿Pérdida de anillos?	Anillos
1	Línea 1	Si	Anillo J y K
2	Línea 2	Si	Anillo I
3	Línea 3	Si	Anillo EO
4	Línea 23	No	Ninguno

5.9. Análisis de acciones correctivas para la RMT-CU

Como se ha mencionado, el análisis de acciones correctivas está encaminado a mitigar los efectos sobre la operatividad de la RMT-CU, al ocurrir una contingencia crítica. El estudio propone soluciones por zonas de operación que conforman la red de distribución de la UNAM.

5.9.1. Análisis de acciones correctivas para la zona oriente

Por la importancia que representa la salida de las líneas 2 y 1 (en ese orden) para la operación de la zona oriente en la RMT-CU, se evalúan diferentes escenarios que pueden presentarse en la red al ocurrir estas contingencias. Además, se establecen planes de acción capaces de mitigar sus efectos sobre la operación de la red y así evitar la salida en cascada de los elementos que la componen, e incluso un apagón.

A continuación, se proponen soluciones acordes con las contingencias y escenarios operativos en consideración:

Contingencia 1: Salida de la línea 2, ODB-SG2.

Primer Escenario: Ocorre la contingencia 1, entra en operación correctamente su línea de AE y no operan los respaldos (líneas de enlace) de sus anillos (A-H).

- Entra en servicio la AE (Figura 5.1), que se alimenta de ODB 24 y llega a la SG2. Al implementarse la solución propuesta, se restablecen de forma instantánea las condiciones de operación de la zona oriente ante la salida de la línea 2, Figura 5.8.

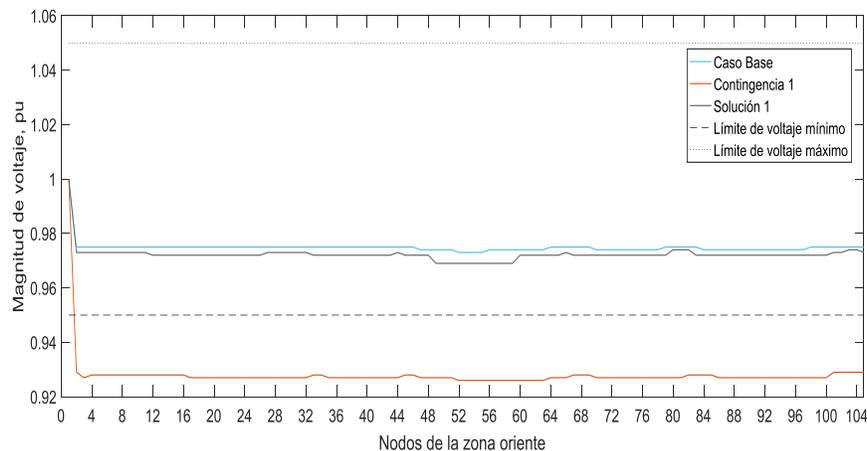


Figura 5.8. Comparación de perfil de voltaje del caso base vs contingencia 1 vs solución implementada

Segundo Escenario: Ocurre la contingencia 1, no entra en operación la línea de AE y operan los respaldos (líneas de enlace) de sus anillos (A-H).

- No entra en servicio la línea de AE, que se alimenta de ODB 24 y llega a la SG2, por lo cual deben encontrarse soluciones alternativas para recuperar el control sobre la operación de la red. Para lograr este objetivo, es de vital importancia eliminar las violaciones de L_{min} que se producen en los voltajes nodales de toda la zona oriente, así como de L_{max} en los flujos de potencia activa por elementos de transmisión.

Con base en los valores tabulados y graficados en 5.8 para este escenario de operación, se crea un esquema de desconexión de carga automática por bajo voltaje y sobretransferencia de flujos potencia activa para la zona oriente de la RMT-CU. La desconexión de carga se lleva a cabo por etapas y niveles de jerarquía establecidos por el CC de la red, en otras palabras, se tiene en cuenta aquellas cargas que bajo ningún concepto deben salir de servicio en la zona oriente de la RMT-CU (cargas críticas). Se toma como referencia la SG2 para la primera etapa de desconexión de cargas, debido a que es el nodo principal al que está conectado tanto la línea 2 (contingencia 1), como su AE. Además, presenta valores de voltaje muy por debajo del L_{min} de operación.

La SG2 está conformada por un alimentador a 23 kV, nombrado como línea 2 (ODB 21-SG2), y tiene conectada un total de 48 cargas distribuidas en los 8 anillos de la zona, que equivalen a 6263.963 kW. Con base en los niveles de jerarquía de la red, para la primera etapa de desconexión se seleccionan 19 cargas (3675.53 kW). A continuación, se presentan los gráficos de comportamiento del voltaje y de los flujos de potencia activa, al ocurrir la contingencia 1 y luego de realizarse la primera etapa de desconexión de cargas.

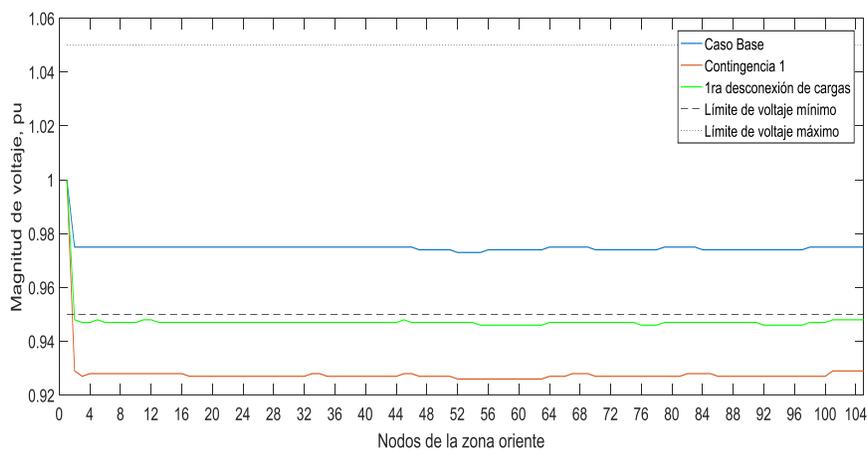


Figura 5.9. Comparación de perfil de voltaje del caso base vs contingencia 1 vs 1ra etapa de desconexión de cargas

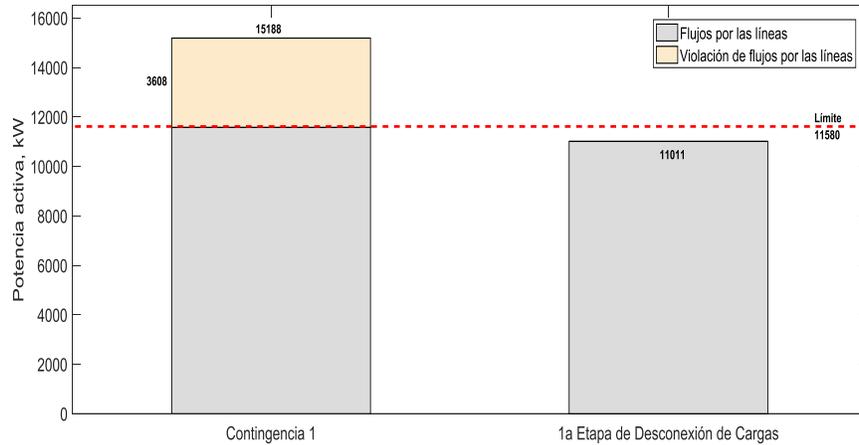


Figura 5.10. Comparación del flujo de potencias activa a través de la línea 1 (flujo máximo vs flujo al ocurrir la contingencia 1 vs 1ra etapa de desconexión de cargas)

Se observa de la Figura 5.9, como al desconectar 3675.53 kW de carga pertenecientes a la SG2, tiende a mejorar el voltaje y se alcanzan valores muy cercanos al L_{min} de operación (0.95 pu) en todos los nodos de la red. Concluyéndose que la primera etapa de desconexión de cargas ha sido exitosa, pues ha marcado el camino a seguir para restablecer las condiciones de operación previas a la contingencia 1. Esto se debe en gran medida a que mejora el nivel de voltaje nodal en la zona oriente y disminuye el flujo de potencia activa a través de la línea 1 de 15188 kW a 11011 kW (Figura 5.10), lográndose desaparecer la violación del L_{max} de flujo de potencia activa y evitar que actúen las protecciones eléctricas establecidas en la RMT-CU para estos casos.

Se sigue el camino marcado por la primera etapa de desconexión de cargas y se toma ahora como referencia la SG1 para una segunda etapa. Esto se debe a que éste nodo conecta la línea 1 que alimenta toda la zona oriente luego de ocurrir la contingencia 1. Además, presenta valores de voltaje muy por debajo del L_{min} de operación.

La SG1 está conformada por un alimentador a 23 kV, nombrado como línea 1 (ODB 24-SG1), y tiene conectada 46 cargas distribuidas en los 8 anillos de la zona, que equivalen a un total de 7937.608 kW. Con base en los niveles de jerarquía de la red, para la segunda etapa de desconexión se seleccionan 10 cargas (1550.42 kW), que al sumarse a las cargas desconectadas en la primera etapa, se tiene un total de 5225.95 kW. A continuación, se presentan los gráficos del comportamiento del voltaje y de los flujos de potencia activa, al ocurrir la contingencia 1 y luego de ejecutarse la segunda etapa de desconexión de cargas en la red.

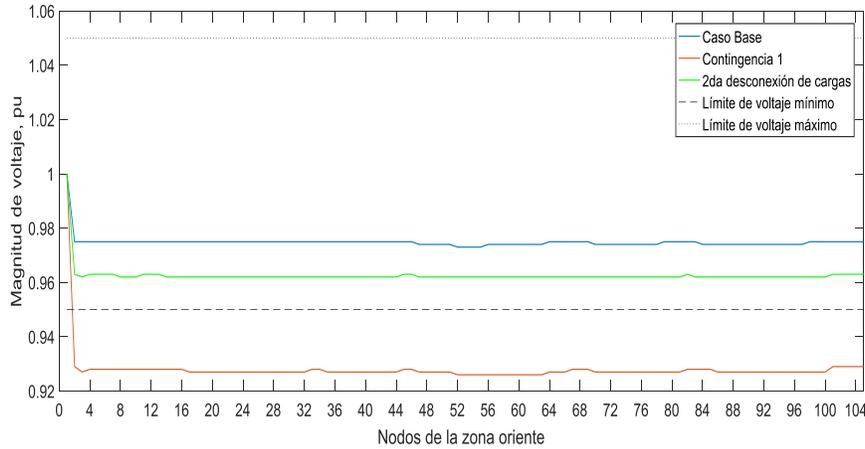


Figura 5.11. Comparación de perfil de voltaje del caso base vs contingencia 1 vs 2da etapa de desconexión de cargas

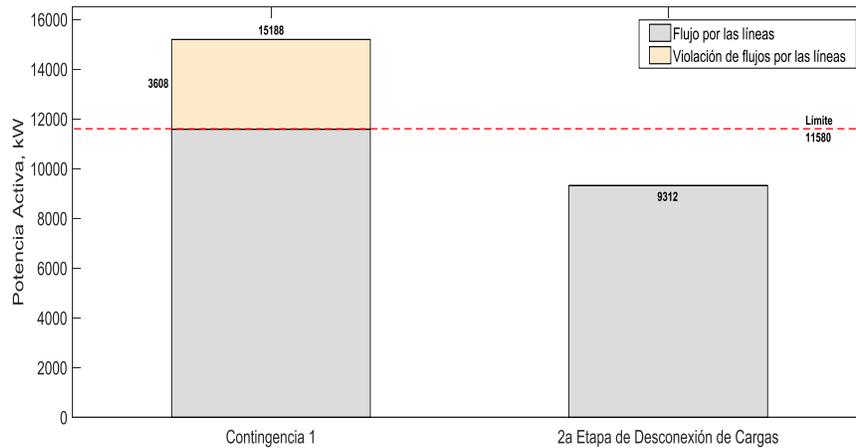


Figura 5.12. Comparación del flujo de potencia activa a través de la línea 1 (flujo máximo vs flujo al ocurrir la contingencia 1 y luego de la 2da etapa de desconexión de cargas)

Se observa de la Figura 5.11, que los voltajes nodales han mejorado sustancialmente desde la primera etapa de desconexión de cargas y posteriormente en una segunda etapa, alcanzando valores por encima del L_{min} establecido en la red para su correcta operación, e incluso muy cercanos a los existentes antes de ocurrir la contingencia 1 y con buenos márgenes de seguridad. Asimismo, continúa minimizándose el flujo de potencia activa a través de la línea 1 (Figura 5.12).

Contingencia 2: Salida de la línea 1, ODB-SG1.

Primer Escenario: Ocurre la contingencia 2, entra en operación correctamente su línea de AE y no operan los respaldos (líneas de enlace) de sus anillos (A-H).

- Entra en servicio la AE (Figura 5.1), que se alimenta de ODB 27 y llega a la SG1. Al implementarse la solución propuesta, se restablecen de forma instantánea las condiciones de operación de la zona oriente ante la salida de la línea 1, Figura 5.13.

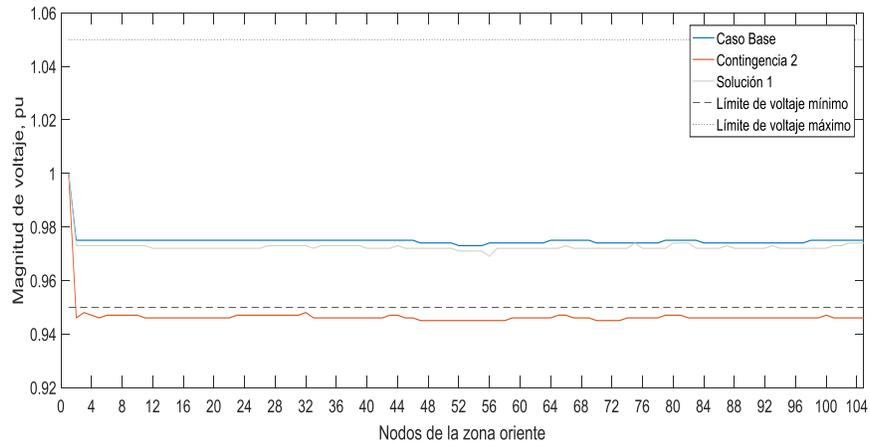


Figura 5.13. Comparación de perfil de voltaje del caso base vs contingencia 2 vs solución implementada

Segundo Escenario: Ocurre la contingencia 2, no entra en operación la línea de AE y operan los respaldos (líneas de enlace) de sus anillos (A-H).

- No entra en servicio la línea de AE, que se alimenta de ODB 27 y llega a la SG1, por lo cual deben encontrarse soluciones alternativas para recuperar el control sobre la operación de la red. Para lograr este objetivo, es de vital importancia eliminar las violaciones de L_{min} que se producen en los voltajes nodales de toda la zona oriente, así como de L_{max} flujos máximos de potencia activa por elementos de transmisión.

Con base en los valores tabulados y graficados en 5.8 para este escenario de operación, se crea un esquema de desconexión de carga automática por bajo voltaje y sobretransferencia de potencia activa para la zona oriente de la RMT-CU. La desconexión de carga se lleva a cabo por etapas y niveles de jerarquía establecidos por el CC de la red, en otras palabras, teniendo en cuenta aquellas cargas que bajo ningún concepto deben salir de servicio en la zona oriente de la RMT-CU (cargas críticas). Se toma como referencia la SG1 para la primera etapa de desconexión de cargas, debido a que es el nodo principal al que está conectado tanto la línea 1 (contingencia 2), como su AE. Además, presenta valores de voltaje muy por debajo del L_{min} de operación.

Se tiene en cuenta los niveles de jerarquía establecidos para la red, y en la primera etapa de desconexión se seleccionan 12 cargas (3200.52 kW). A continuación, se presentan los

gráficos de comportamiento del voltaje y de los flujos de potencia activa, al ocurrir la contingencia 2 y luego de realizarse la primera etapa de desconexión de cargas en la red.

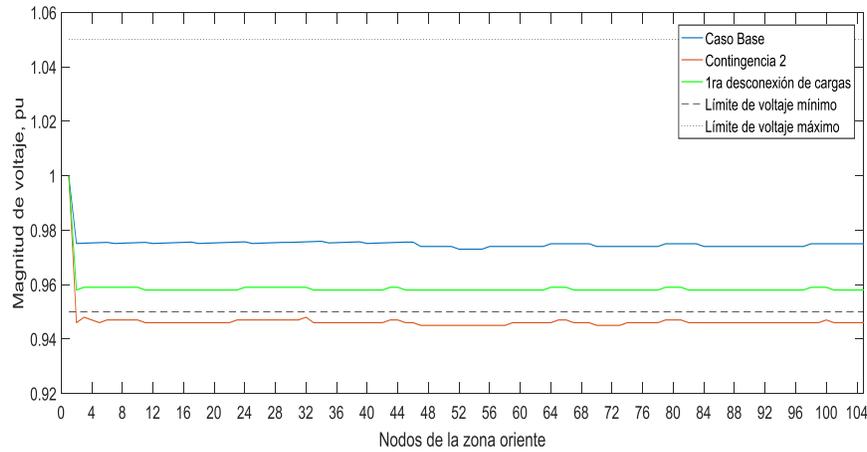


Figura 5.14. Comparación de perfil de voltaje del caso base vs contingencia 2 vs 1ra etapa de desconexión de cargas

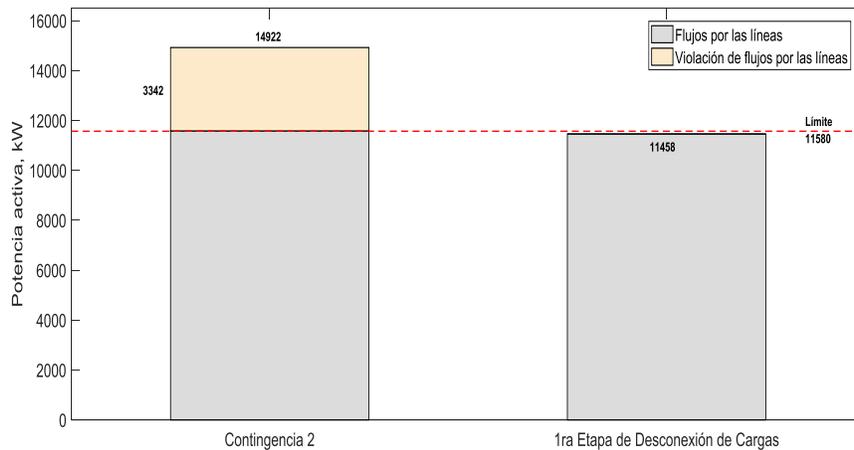


Figura 5.15. Comparación del flujo de potencias activa a través de la línea 2 (flujo máximo vs flujo al ocurrir la contingencia 2 vs 1ra etapa de desconexión de cargas)

Se observa de la Figura 5.14, como al desconectar 3200.52 kW de carga pertenecientes a la SG1, tiende a mejorar el voltaje y se alcanzan valores levemente superiores al L_{min} de operación en todos los nodos de la red. Concluyéndose de manera semejante al caso de estudio realizado para la contingencia 1, que la primera etapa de desconexión de cargas ha sido exitosa, pues ha marcado el camino a seguir para restablecer las condiciones de operación previas a la contingencia 2. Esto se debe en gran medida a que mejora el nivel de voltaje nodal en la zona oriente y disminuye el flujo de potencia activa a través de la línea 2 de 14922 kW a 11458 kW (Figura 5.15), lográndose desaparecer la violación del

L_{max} de flujo de potencia activa y evitar que actúen las protecciones eléctricas establecidas en la RMT-CU para estos casos.

Se sigue el camino marcado por la primera etapa de desconexión de cargas y se toma ahora como referencia la SG2 para una segunda etapa. Esto se debe a que éste nodo conecta la línea 2 que alimenta toda la zona oriente luego de ocurrir la contingencia 2 y además presenta valores de voltaje por debajo del L_{min} de operación. Con base en los niveles de jerarquía de la red, para la segunda etapa de desconexión de cargas se seleccionan 8 cargas (883.49 kW), que al sumarse a las cargas desconectadas en la primera etapa se tiene un total de 4084.01 kW. A continuación, se presentan los gráficos del comportamiento del voltaje nodal y de los flujos de potencia activa, al ocurrir la contingencia 2 y al ejecutarse la segunda etapa de desconexión de cargas en la red.

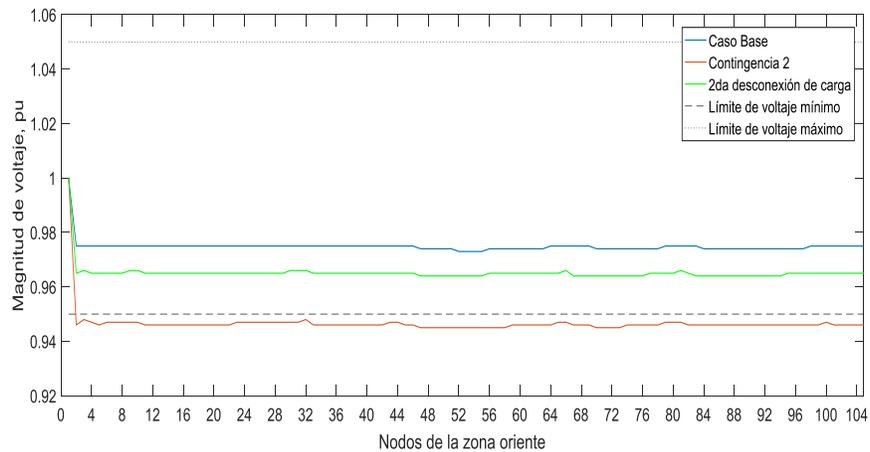


Figura 5.16. Comparación de perfil de voltaje del caso base vs contingencia 2 vs 2da etapa de desconexión de cargas

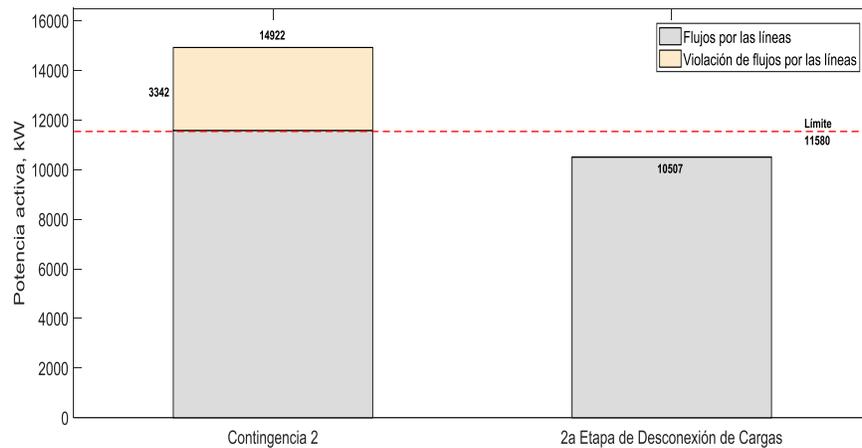


Figura 5.17. Comparación de flujos de potencias activas a través de la línea 2 (flujo máximo vs flujo al ocurrir la contingencia 2 vs 2da etapa de desconexión de cargas)

Se observa de la Figura 5.16, que los voltajes nodales han mejorado sustancialmente desde la primera etapa de desconexión de cargas y posteriormente en una segunda etapa, alcanzando valores por encima L_{min} establecido en la red para su correcta operación, e incluso muy cercanos a los existentes antes de ocurrir la contingencia 2 y con buenos márgenes de seguridad. Asimismo, continúa minimizándose el flujo de potencia activa a través de la línea 2 Figura 5.17.

Con los análisis anteriores se concluye, que los segundos escenarios que se presentan para las contingencias críticas en la zona oriente de la RMT-CU (contingencia 1 y 2), deben considerarse estados de operación de emergencia, ya que se violan límites de seguridad previamente establecidos para la correcta operación de la red. En estos casos la desconexión de cargas en etapas programadas, representa una solución viable y fácil de aplicar, que permite una rápida recuperación del control en la operación de la zona. Esto se debe a que mejora el nivel de voltaje en todos los nodos con tendencia al colapso, así como la disminución de los flujos de potencias a través de las líneas con violaciones de L_{max} , que pueden operar las protecciones eléctricas de la red y producir apagones.

5.9.2. Análisis de acciones correctivas para la zona sur

En la Figura 5.6, se puede constatar una reducción de los márgenes de seguridad en la operación de la zona sur, pasando así, de un estado normal de operación a un estado de alerta, que coloca a la red en una situación muy delicada en caso de ocurrir otro evento no programado. Por lo tanto, se proponen soluciones con el fin de restablecer las condiciones de operación en la zona sur antes de ocurrir una de las contingencias que conforman la lista corta para la zona (salida de las líneas 1, 2 y 12) en el menor tiempo posible, y no debido al grado de afectación que tienen sobre los voltajes nodales, o sobre los flujos de potencias activas a través de los elementos de transmisión de la RMT-CU. Lo anterior se debe a que las contingencias analizadas no producen prácticamente ningún efecto negativo sobre la operación de la red.

A continuación, se proponen soluciones acordes con las contingencias y escenarios operativos en consideración:

Contingencia 1: Salida de la línea 1, ODB-SG3.

Primer Escenario: Ocurre la contingencia 1, entra en operación correctamente su línea de AE y no operan los respaldos (líneas de enlace) de sus anillos (L, M y N).

- Entra en servicio la AE (Figura 5.1), que se alimenta de ODB 24 y llega a la SG3. Al implementarse la solución propuesta, se restablecen de forma instantánea las condiciones de operación de la zona sur ante la salida de la línea 1, Figura 5.18.

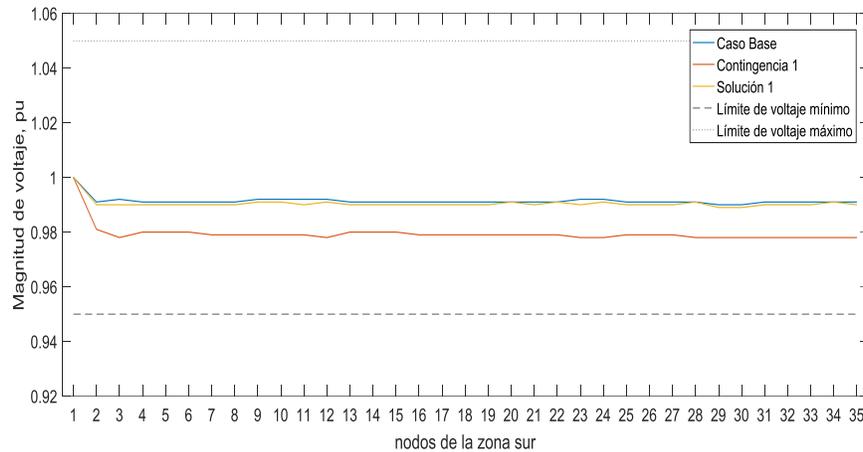


Figura 5.18. Comparación de perfil de voltaje del caso base vs contingencia 1 vs solución implementada

Segundo Escenario: Ocurre la contingencia 1, no entra en operación la AE y operan los respaldos (líneas de enlace) de sus anillos (L, M y N).

- No entra en servicio la línea de AE, que se alimenta de ODB 24 y llega a la SG3, pero aun en estas condiciones la SG7 es capaz de asumir las cargas asociadas a la SG3, sin violar límites operativos y manteniendo la correcta operación en la zona sur de la RMT-CU, con buenos márgenes de seguridad. Razón por la cual no existe una necesidad real de soluciones alternativas para restablecer las condiciones operativas de la red, Figura 5.19.

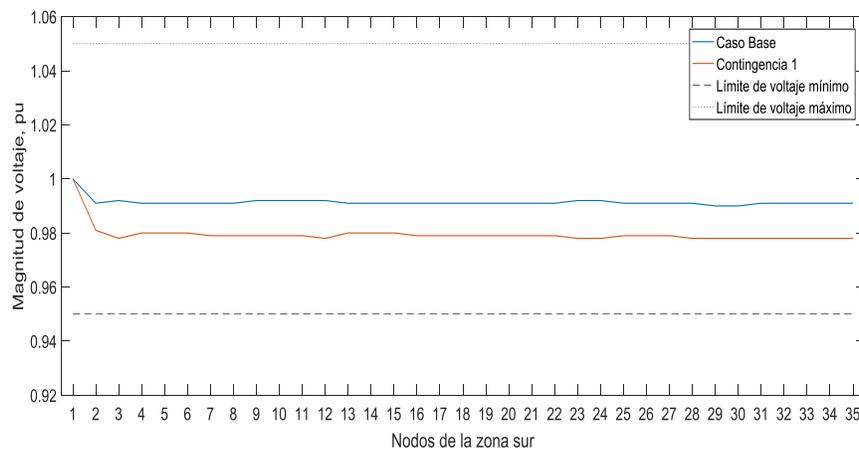


Figura 5.19. Comparación de perfil de voltaje del caso base vs contingencia 1

Contingencia 2: Salida de la línea 2, ODB-SG7.

Primer Escenario: Ocurre la contingencia 2, entra en operación correctamente su línea de AE y no operan los respaldos (líneas de enlace) de sus anillos (L, M y N).

- Entra en servicio la AE (Figura 5.1), que se alimenta de ODB 24 y llega a la SG7. Al implementarse la solución propuesta, se restablecen de forma instantánea las condiciones de operación de la zona sur ante la salida de la línea 2, Figura 5.20.

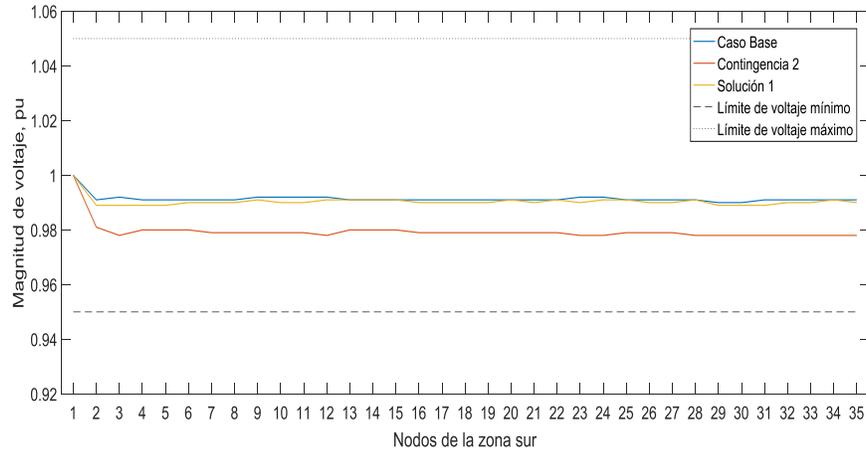


Figura 5.20. Comparación de perfil de voltaje del caso base vs contingencia 2 vs solución implementada

Segundo Escenario: Ocurre la contingencia 1, no entra en operación la línea de AE y operan los respaldos (líneas de enlace) de sus anillos (L, M y N).

- No entra en servicio la AE (Figura 5.1), que se alimenta de ODB 24 y llega a la SG3, pero aun en estas condiciones la SG3 es capaz de asumir las cargas asociadas a la SG7, sin violar límites operativos y manteniendo la correcta operación en la zona sur de la RMT-CU, con buenos márgenes de seguridad. Razón por la cual no existe una necesidad real de soluciones alternativas para restablecer las condiciones operativas de la red, Figura 5.21.

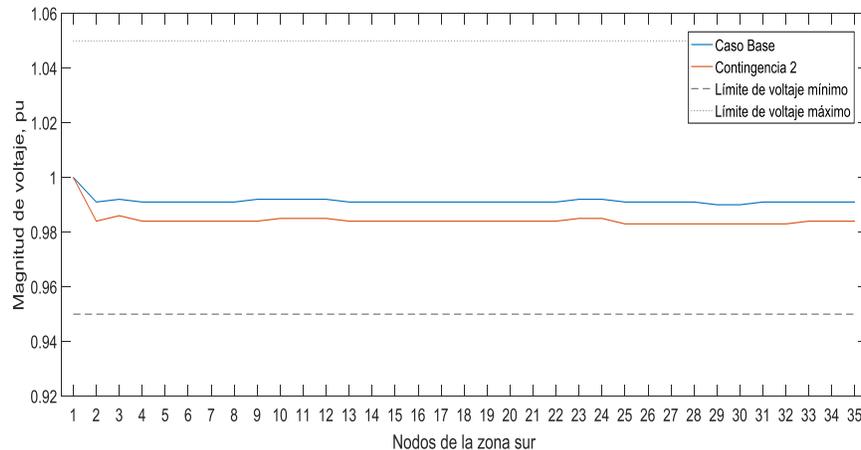


Figura 5.21. Comparación de perfil de voltaje del caso base vs contingencia 2

Con los análisis anteriores se concluye, que los primeros escenarios que se presentan para las contingencias críticas en la zona sur de la RMT-CU (contingencia 1 y 2), se tienen comportamientos similares sin violar límites operativos y con buenos márgenes de seguridad. En estos casos las soluciones implementadas tienen como objetivo principal restablecer las condiciones de operación antes de ocurrir una contingencia, y así devolver la red a un estado de operación normal. Para los segundos escenarios presentados, ocurre algo similar a los primeros, y la red funciona correctamente sin violar límites operativos. Por tal motivo, esta zona es considerada como segura dentro de la RMT-CU, ante contingencias de tipo n-1.

5.9.3. Análisis de acciones correctivas para la zona poniente

Dada la importancia que representa la salida de las líneas 1, 2 y 3 (en ese orden) para la operación de la zona poniente de la RMT-CU, se evalúan diferentes escenarios que pueden presentarse en la red al ocurrir estas contingencias. Además, se establecen planes de acción capaces de mitigar sus efectos sobre la operación de la red y así evitar la salida en cascada de los elementos que la componen, e incluso un apagón.

A continuación, se proponen soluciones acordes con las contingencias y escenarios operativos en consideración:

Contingencia 1: Salida de la línea 1, ODB-SG4.

Primer Escenario: Ocurre la contingencia 1, entra en operación correctamente su línea de AE y no operan los respaldos (líneas de enlace) de sus anillos (I, J, K y EO).

- Entra en servicio la AE (Figura 5.1), que se alimenta de ODB 24 y llega a la SG4. Al implementarse la solución propuesta, se restablecen de forma instantánea las

condiciones de operación de la zona poniente ante la salida de la línea 1, Figura 5.22.

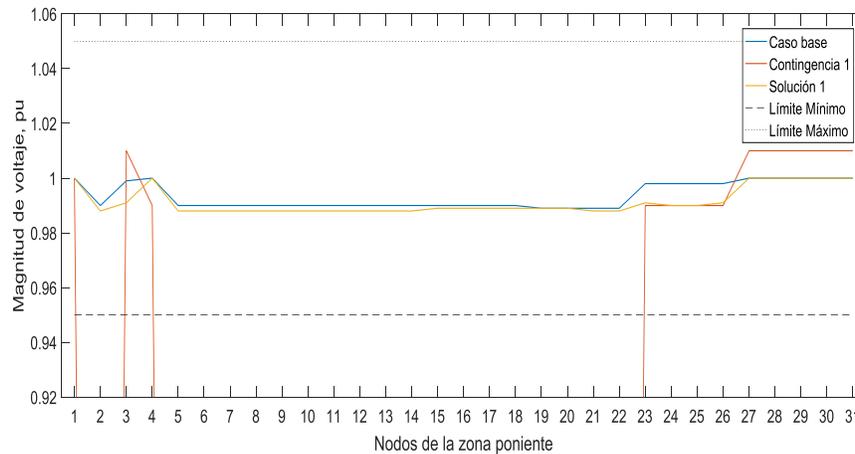


Figura 5.22. Comparación de perfil de voltaje del caso base vs contingencia 1 vs solución implementada

De la Figura 5.22, se observa claramente el comportamiento del voltaje al ocurrir la salida de la línea 1 y luego de implementarse la solución propuesta. Además, se puede constatar que a diferencia de las zonas oriente y sur, en poniente los anillos tienen sus extremos conectados a una misma subestación. Para este caso de estudio la alimentación de los anillos J y K depende en su totalidad de la SG4, razón por la cual cuando tiene lugar esta contingencia, las cargas pertenecientes a esos anillos quedan sin alimentación y aisladas de la RMT-CU. Además, el voltaje en los nodos 2 y del 5-22, cae estrepitosamente a 0. Entonces se deben idear planes de acción capaces de reincorporar estas cargas a la red, sin violar límites operativos y con buenos márgenes de seguridad.

Segundo Escenario: Ocurre la contingencia 1, no entra en operación la línea de respaldo AE y operan los respaldos (líneas de enlace) de sus anillos (J y K), mientras que los respaldos de los anillos I y EO se mantienen operando NA.

- No entra en servicio la AE (Figura 5.1), que se alimenta de ODB 24 y llega a la SG4. Las cargas pertenecientes a los anillos J y K, quedan sin alimentación y aisladas de la RMT-CU.

Con base en los valores tabulados y graficados en 5.8 para este escenario de operación. Se proponen modificaciones topológicas en la zona poniente de la RMT-CU, con el objetivo de integrar los anillos J y K a la red, sin violar límites operativos y con buenos márgenes de seguridad.

Modificaciones Topológicas Propuestas

1. Creación de una línea que conecte al anillo K con el anillo I (Figura 5.23), y operar la línea de respaldo perteneciente al anillo I (Figura 5.1). Esta solución integra nuevamente las cargas pertinentes a los anillos J y K a la red, sin violar límites operativos y manteniendo buenos márgenes de seguridad (Figura 5.24 y 5.25). Además, se incrementa la seguridad en la operación de la zona poniente de la RMT-CU, ante estos eventos. La nueva línea tiene como características principales las expuestas en la Tabla 5.26.

Tabla 5.26. Características de la línea de enlace I_K

Nombre	Número	Metros	Z (pu)	Operación	Conexión	Ne	Nr
Enlace I_K	Línea 35	401	0.01592 + J0.0119	NA	Trifásica	18	24

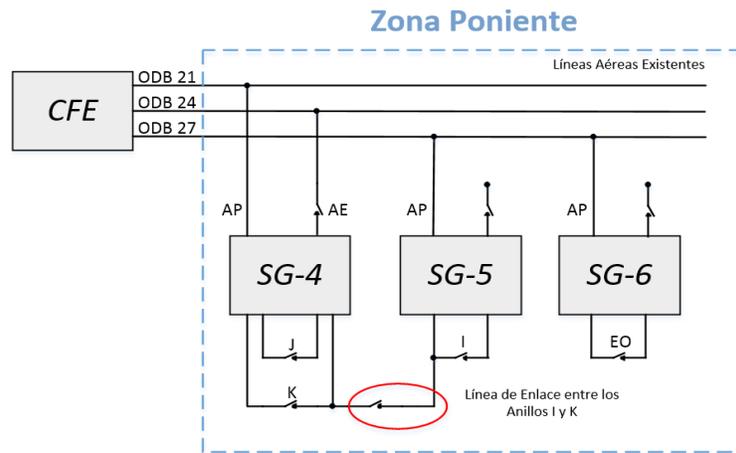


Figura 5.23. Conexión de la línea de enlace I_K

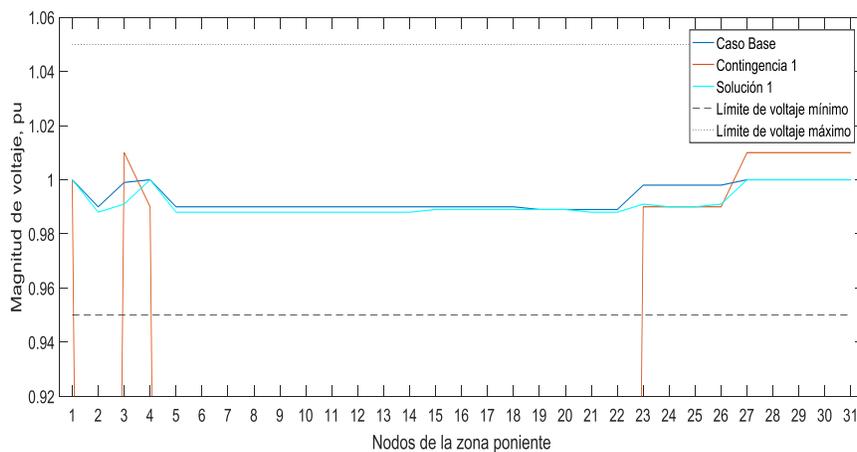


Figura 5.24. Comparación de perfil de voltaje del caso base vs contingencia 1 vs solución 1

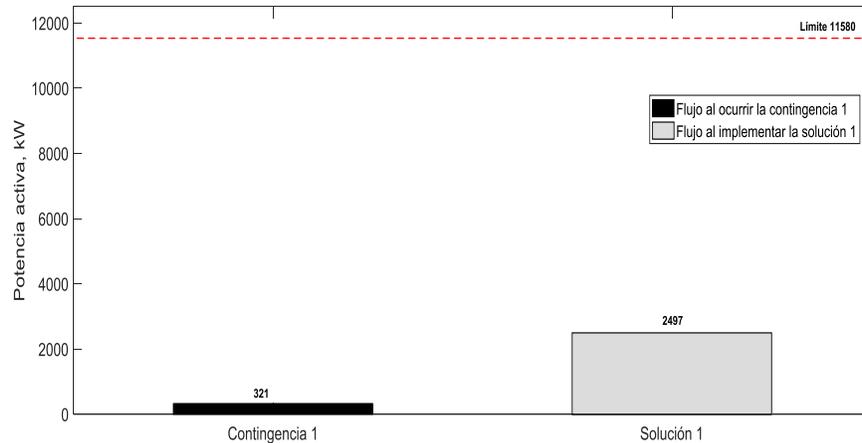


Figura 5.25. Comparación del flujo de potencia activa por la AP de la SG5 (flujo máximo vs flujo al ocurrir la contingencia 1 vs solución 1)

Se observa, que una vez implementada la solución propuesta, los voltajes nodales se restablecen con valores cercanos a los existentes antes de ocurrir la contingencia 1 en la zona poniente (Figura 5.24). Además, se produce un aumento del flujo de potencia activa de 2176 kW (Figura 5.25) a través de línea 2 que alimenta a la SG5, sin representar peligro alguno para la correcta operación de la zona poniente, por lo cual se concluye para todo propósito práctico, que la solución propuesta ha sido exitosa.

Contingencia 2: Salida de la línea 2, ODB-SG5.

Como se ha mencionado, la SG5 solo cuenta con la AP y no tiene AE, que pueda brindarle respaldo en caso de ocurrir la contingencia a analizar en el presente caso de estudio.

Primer Escenario: Ocurre la contingencia 2, opera el respaldo (línea de enlace) del anillo I, mientras los respaldos pertinentes a los anillos J, K y EO permanecen en operación normal (abiertos).

- Al no contar con una AE, las cargas pertenecientes al anillo I, quedan sin alimentación y aisladas de la RMT-CU. Razón por la cual se deben idear planes de acción capaces de reincorporar estas cargas a la red, sin violar límites operativos y manteniendo buenos márgenes de seguridad.

Con base en los valores tabulados y graficados en 5.8 para este escenario de operación. Se proponen modificaciones topológicas en la zona poniente de la RMT-CU, con el objetivo de integrar el anillo I a la red.

Modificaciones Topológicas Propuestas

1. Creación de una línea de AE, que conecte ODB 24 a la SG5 (Figura 5.26), con las mismas características y especificaciones de la AE que se conecta a la SG4 (Figura 5.1). Esta solución permite integrar las cargas pertinentes al anillo I a la red, sin violar límites operativos y manteniendo buenos márgenes de seguridad (Figura 5.27). Además, se incrementa la seguridad en la operación de la zona poniente de la RMT-CU ante estos eventos. La nueva línea tiene como características principales las expuestas en la Tabla 5.27.

Tabla 5.27. Características de la línea AE de la SG5

Nombre	Z (pu)	Operación	Conexión	NE	Nr
AE	0.372 + J0.286	NA	Trifásica	1	3

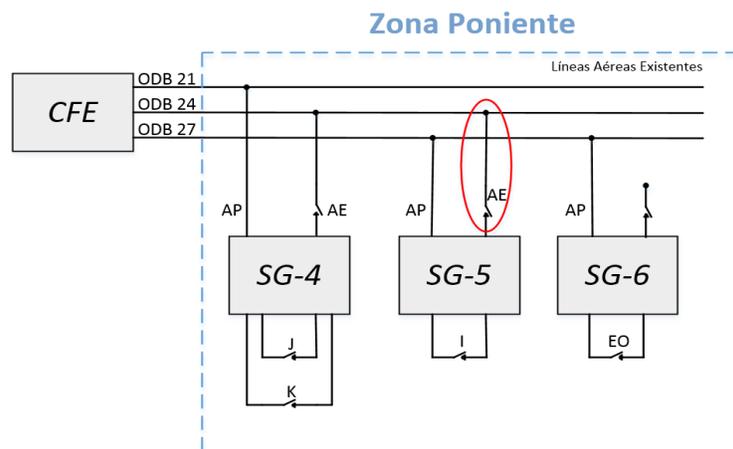


Figura 5.26. Conexión de la línea de AE de la SG5

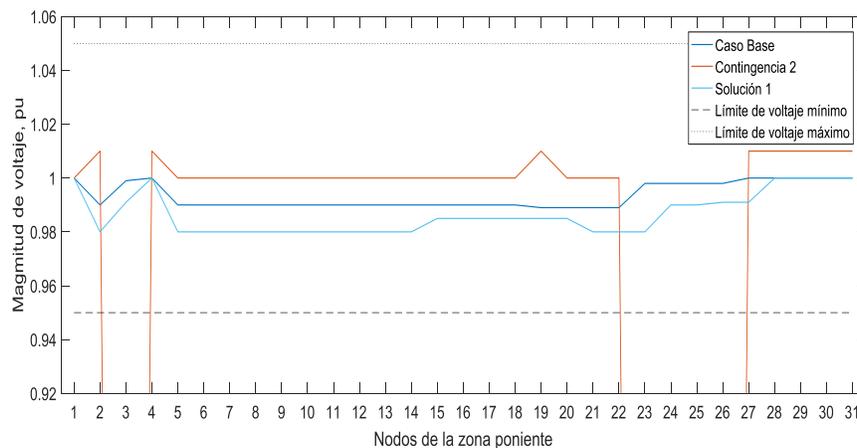


Figura 5.27. Comparación de perfil de voltaje del caso base vs contingencia 2 vs solución 1

Se observa, que una vez implementada la primera solución propuesta, los voltajes nodales se restablecen con valores cercanos a los existentes antes de ocurrir la contingencia 2 (Figura 5.27). Asimismo, el flujo de potencia activa a través de la AE hacia la SG5 se restablece totalmente y no se ve afectado, por lo cual se concluye para todo propósito práctico, que la primera solución propuesta ha sido exitosa.

2. Creación de una línea que conecte al anillo K con el anillo I (Figura 5.23), y operar las líneas de respaldo pertenecientes a los anillos J y K (Figura 5.1). Esta solución reincorpora las cargas pertinentes al anillo I a la red, sin violar límites operativos y manteniendo buenos márgenes de seguridad (Figura 5.28 y 5.29). Además, se incrementa la seguridad en la operación de la zona poniente de la RMT-CU, ante estos eventos.

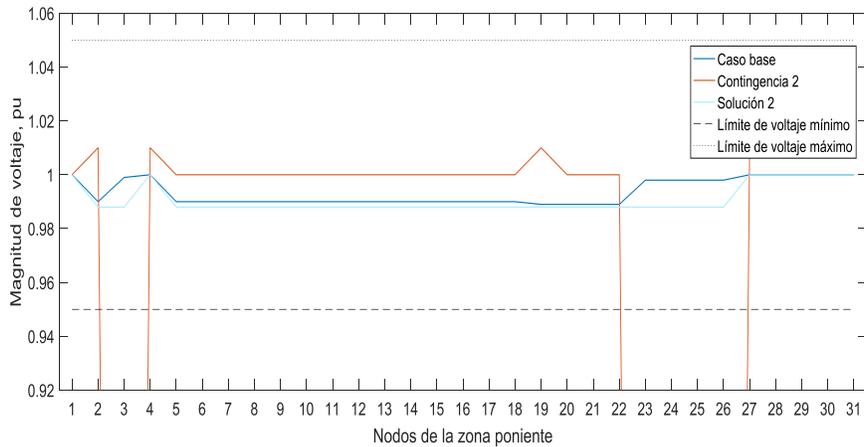


Figura 5.28. Comparación de perfil de voltaje del caso base vs contingencia 2 vs solución 2

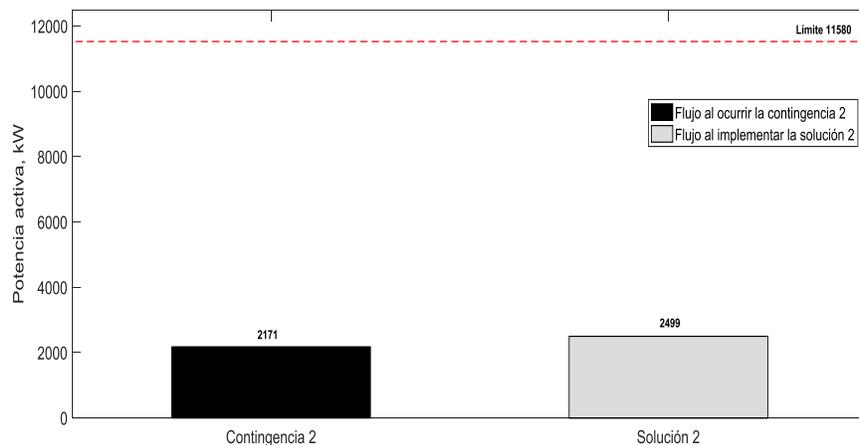


Figura 5.29. Comparación del flujo de potencia activa a través de la AP de la SG4 (flujo máximo vs flujo al ocurrir la contingencia 2 vs solución 2)

Se observa, que una vez implementada la segunda solución propuesta, los voltajes nodales se restablecen con valores cercanos a los existentes antes de ocurrir la contingencia 2 (Figura 5.28). Además, se produce un aumento del flujo de potencia activa de 328 kW (Figura 5.29) a través de línea que alimenta la SG4 (línea 1), sin representar un peligro real para la operación de la zona poniente. Además, se incrementa la seguridad en la operación de la zona poniente de la RMT-CU ante estos eventos, por lo cual se concluye para todo propósito práctico, que la solución propuesta ha sido exitosa.

3. Creación de una línea que conecte al anillo I con el anillo del EO (Figura 5.30), y operar la línea de respaldo perteneciente al anillo EO. Esta solución reincorpora las cargas pertinentes al anillo I a la red, sin violar límites operativos y manteniendo buenos márgenes de seguridad (Figura 5.31 y 5.32). Además, se incrementa la seguridad en la operación de la zona poniente de la RMT-CU, ante estos eventos. La nueva línea tiene como características principales las expuestas en la Tabla 5.28.

Tabla 5.28. Características de la línea de enlace I_EO

Nombre	Número	Metros	Z (pu)	Operación	Conexión	Ne	Nr
Enlace I_EO	Línea 36	354	0.01405 + J0.0151	NA	Trifásica	24	30

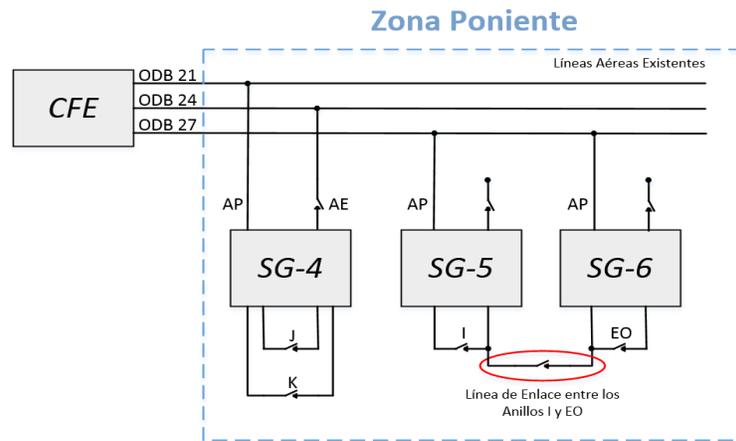


Figura 5.30. Conexión de la línea de enlace I_EO

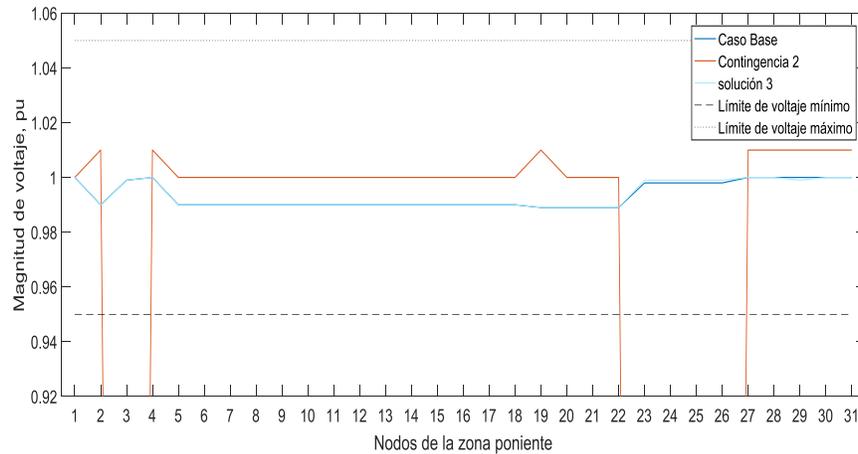


Figura 5.31. Comparación de perfil de voltaje del caso base vs contingencia 2 vs solución 3

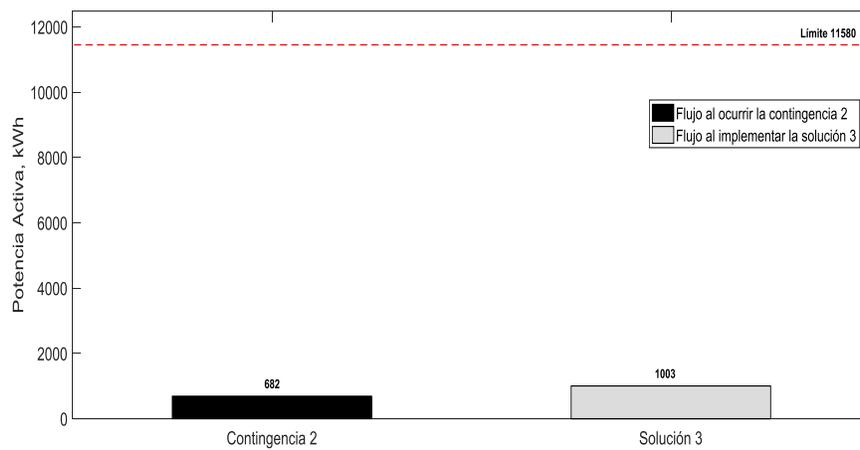


Figura 5.32. Comparación del flujo de potencia activa a través de la AP de la SG6 (flujo máximo vs flujo al ocurrir la contingencia 2 vs solución 3)

Se observa, que una vez implementada la tercera solución propuesta, los voltajes nodales se restablecen con valores cercanos a los existentes antes de ocurrir la contingencia 2 (Figura 5.31). Además, se produce un aumento del flujo de potencia activa de 321 kW (Figura 5.32) a través de línea que alimenta la SG6 (línea 3), sin representar un peligro real para la operación de la zona poniente, por lo cual se concluye para todo propósito práctico, que la solución propuesta ha sido exitosa.

4. Operación conjunta de la segunda y tercera solución (Figura 5.33). Esta solución permite incrementar la seguridad en la operación de la zona poniente de la RMT-CU e integrar las cargas pertinentes al anillo I a la red, sin violar límites operativos y manteniendo buenos márgenes de seguridad (Figura 5.34 y 5.35). Las características de estas líneas se encuentran en las Tablas 5.27 y 5.28, respectivamente.

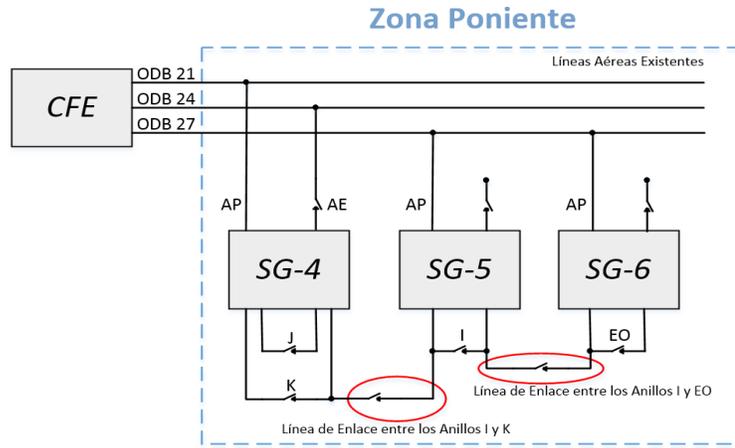


Figura 5.33. Conexión simultánea de las líneas de enlace I_K e I_EO

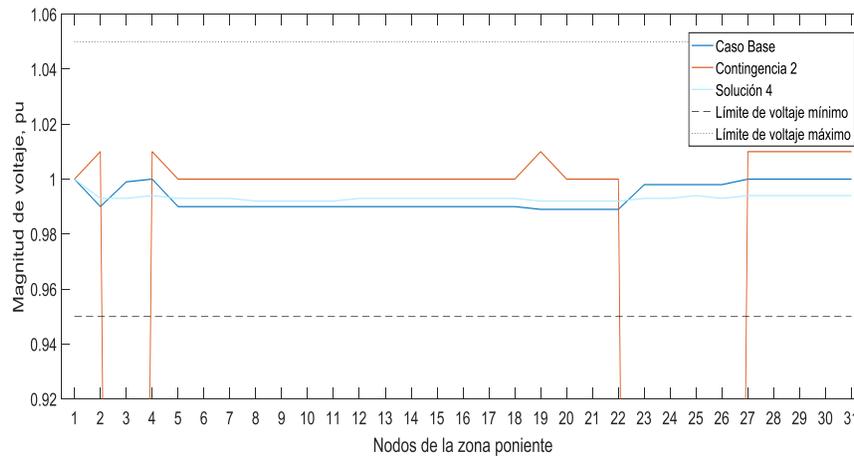


Figura 5.34. Comparación de perfil de voltaje del caso base vs contingencia 2 vs solución 4

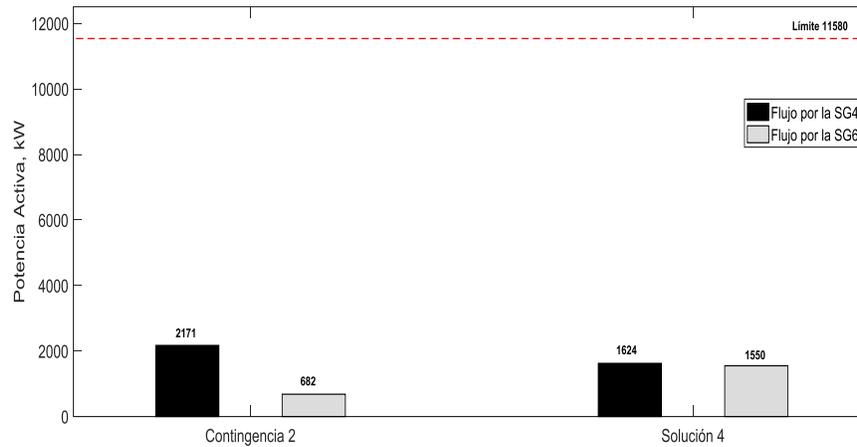


Figura 5.35. Comparación del flujo de potencia activa a través de las líneas de AP de la SG4 y la SG6 (flujo máximo vs flujo al ocurrir la contingencia 2 vs solución 4)

Se observa, una vez implementada la cuarta solución propuesta, se obtienen voltajes nodales con valores cercanos a los existentes antes de la contingencia 2 (Figura 5.34). Además, tiene lugar una redistribución del flujo de potencia activa en la zona, reflejada en una disminución de 547 kW a través de línea que alimenta la SG4 (línea 1) y un aumento de 868 kW a través de línea que alimenta la SG6 (línea 3), Figura 5.35, sin representar peligro real para la operación de la zona poniente. Razón por la cual se concluye para todo propósito práctico, que la solución propuesta ha sido exitosa.

Contingencia 3: Salida de la línea 3, ODB-SG6.

Como se ha mencionado, la SG6 solo cuenta con una AP y no tiene una AE, que pueda brindarle respaldo a la SG6 en caso de ocurrir la contingencia a analizar en el presente caso de estudio.

Primer Escenario: Ocurre la contingencia 3, opera el respaldo (línea de enlace) del anillo EO, mientras los respaldos pertinentes a los anillos I, J y K permanecen en operación normal (abiertos).

- Al no contar con una AE, las cargas pertenecientes al anillo EO, quedan sin alimentación y aisladas de la RMT-CU. Razón por la cual se deben idear planes de acción capaces de reincorporar estas cargas a la red, sin violar límites operativos y manteniendo buenos márgenes de seguridad.

Con base en los valores tabulados y graficados en 5.8 para este escenario de operación. Se proponen modificaciones topológicas en la zona poniente de la RMT-CU, con el objetivo de integrar nuevamente el anillo EO a la red.

Modificaciones Topológicas Propuestas

1. Creación de una AE, que conecte ODB 24 a la SG6 (Figura 5.36), con las mismas características y especificaciones que la línea de AE conectada a la SG5 (Figura 5.1). Esta solución permite integrar las cargas pertinentes al anillo EO a la red, sin violar límites operativos y manteniendo buenos márgenes de seguridad (Figura 5.37). Además, se incrementa la seguridad en la operación de la zona poniente de la RMT-CU ante estos eventos.

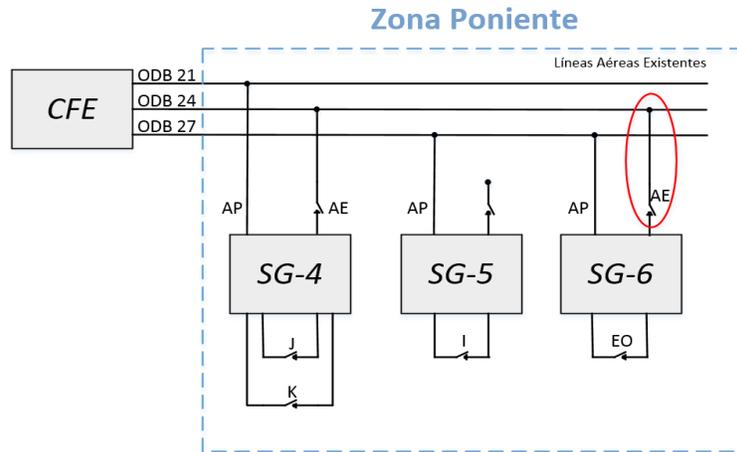


Figura 5.36. Conexión de la línea de AE de la SG6

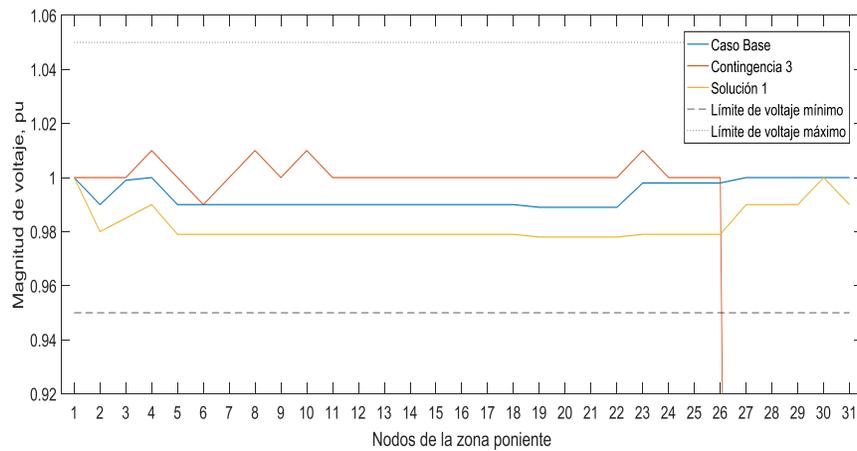


Figura 5.37. Comparación de perfil de voltaje del caso base vs contingencia 3 vs solución 1

Se observa, que una vez implementada la primera solución propuesta, se restablecen los voltajes nodales con valores cercanos a los existentes antes de ocurrir la contingencia 3 (Figura 5.37). Además, el flujo de potencia activa a través de la AE hacia la SG6, queda restablecido en su totalidad y no se ve afectado, por lo cual se concluye para todo propósito práctico, que la primera solución propuesta ha sido exitosa.

2. Creación de una línea que conecte al anillo I con el anillo del EO (Figura 5.30). Esta solución permite integrar las cargas pertinentes al anillo EO a la red, sin violar límites operativos y manteniendo buenos márgenes de seguridad (Figura 5.38 y 5.39). Además, se incrementa la seguridad en la operación de la zona poniente de la RMT-CU ante estos eventos. Las características de esta línea se encuentran en la Tabla 5.28.

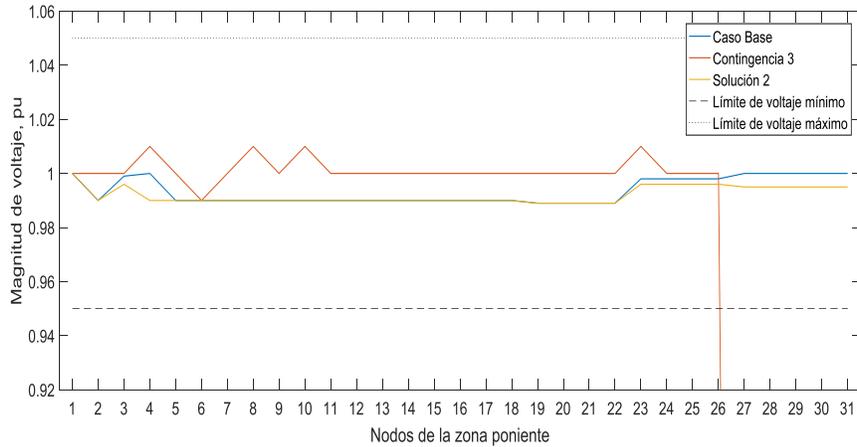


Figura 5.38: Comparación de perfil de voltaje del caso base vs contingencia 3 vs solución 2

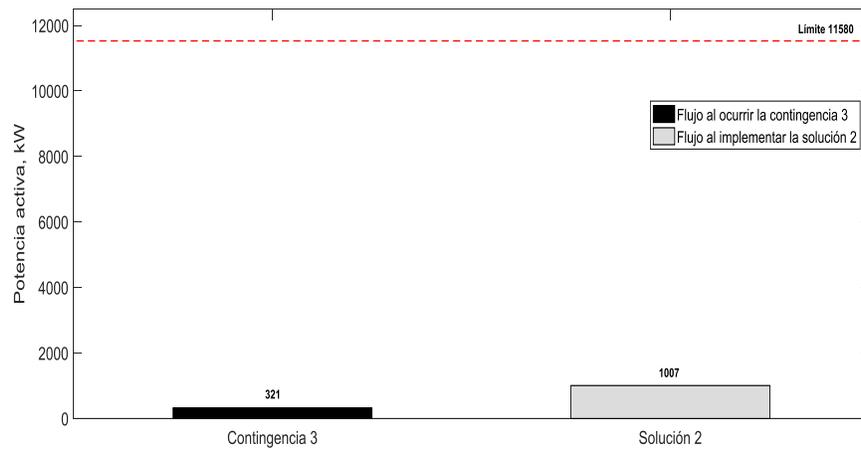


Figura 5.39. Comparación del flujo de potencia activa a través de la AP de la SG5 (flujo máximo vs flujo al ocurrir la contingencia 3 vs solución 2)

Se observa, que una vez implementada la segunda solución propuesta, se restablecen los voltajes nodales con valores cercanos a los existentes antes de ocurrir la contingencia 3 (Figura 5.38). Además, se produce un aumento del flujo de potencia activa de 686 kW (Figura 5.39) a través de línea que alimenta la SG5 (línea 2), sin representar un peligro real para la operación de la zona poniente, por lo cual se concluye para todo propósito práctico, que la solución propuesta ha sido exitosa.

CAPÍTULO VI: PROPUESTA DE PLAN DE ACCIÓN ANTE CONTINGENCIAS EN LA RMT-CU, CONCLUSIONES, RECOMENDACIONES Y TRABAJOS FUTUROS

6.1. Introducción

La automatización de las redes de distribución está y seguirá estando durante las próximas dos décadas en un profundo proceso de transformación y modernización que permitirá a la red de distribución ser más robusta, segura y confiable [34]. Haciendo del análisis y clasificación de un estado de la REP (cuando ocurre una perturbación) una tarea de suma importancia que exige modelar las acciones correctivas necesarias para en primer lugar restablecer el nivel de seguridad de operación y posteriormente satisfacer la totalidad de la demanda con los mínimos costos posibles. Mientras que, para los casos de contingencias críticas en la red, se procurará minimizar el número de usuarios sin servicio. Estas operaciones incluyen tanto las acciones manuales del operador de la red como el desempeño de los mecanismos automáticos, que con diferentes tiempos de respuesta modifican el estado de la REP (protecciones ante violaciones de valores límites, etc.).

6.2. Propuesta de plan de acción, por zonas en la RMT-CU

Para llegar a la propuesta de plan de acción, se modeló la operación real de la RMT-CU, para los diferentes escenarios que se pueden presentar ante las contingencias críticas expuestas en las "listas cortas" conformadas para cada zona de operación (oriente, sur y poniente) y las soluciones propuestas para estos casos tal cual aparece en el capítulo V del documento. Por lo tanto, dado que el presente trabajo de tesis se realiza en el marco de la programación de la operación diaria, son consideradas aquellas acciones correctivas que pueden ser implementadas de manera inmediata y otras a cometer en el futuro, estas últimas con el objetivo de incrementar la seguridad en la operación de la red a mediano y largo plazo.

A continuación, se proponen de manera tabulada soluciones acordes con las contingencias y escenarios en consideración:

Tabla 6.1. Propuesta de plan de acción para la RMT-CU

Contingencias por zonas	1er Escenario	2do Escenario	¿Viola L_{max} o L_{min} de V ?	¿Viola L_{max} o L_{min} de P ?	¿Existe pérdida de alimentación de anillos?	Acciones Correctivas		
						Inmediatas	A Futuro	
ZONA ORIENTE	L 2	X	Mínimos	Máximos	No	1- Operar su AE, y no operar las líneas de respaldo de sus anillos, A-H.	----	
			X	Mínimos	Máximos	No	1- Operar las líneas de respaldo de sus anillos (A-H), y aplicar el esquema de desconexión automática de carga por etapas.	----
	L 1	X		Mínimos	Máximos	No	1- Operar su AE, y no operar las líneas de respaldo de sus anillos, A-H.	----
			X	Mínimos	Máximos	No	1- Operar las líneas de respaldo de sus anillos, A-H, y aplicar el esquema de desconexión automática de carga por etapas.	----
	L 48	X		No	No	No	----	----
			----	----	----	----	----	----
	L 49	X		No	No	No	----	----
			----	----	----	----	----	----
	L 50	X		No	No	No	----	----
			----	----	----	----	----	----
	L 47	X		No	No	No	----	----
			----	----	----	----	----	----
	L 4	X		No	No	No	----	----
			----	----	----	----	----	----
	L 24	X		No	No	No	----	----
			----	----	----	----	----	----
	L 5	X		No	No	No	----	----
			----	----	----	----	----	----
	L 69	X		No	No	No	----	----
			----	----	----	----	----	----
L 93	X		No	No	No	----	----	
		----	----	----	----	----	----	
L 112	X		No	No	No	----	----	
		----	----	----	----	----	----	
L 63	X		No	No	No	----	----	
		----	----	----	----	----	----	
L 10	X		No	No	No	----	----	
		----	----	----	----	----	----	

ZONA SUR	L2	X		No	No	No	1- Operar su AE, y no operar las líneas de respaldo de sus anillos, L-N.	----
			X	No	No	No	----	----
	L1	X		No	No	No	1- Operar su AE, y no operar las líneas de respaldo de sus anillos, L-N.	----
			X	No	No	No	----	----
	L12	X		No	No	No	----	----
			----	----	----	----	----	----
ZONA PONIENTE	L1	X		Mínimos	No	Anillos J y K	1- Operar su AE, y no operar las líneas de respaldo de sus anillos, I-K y EO.	----
			X	Mínimos	No	Anillos J y K		1- Crear una línea que conecte el anillo K con el anillo I (Figura 5.23), y operar las líneas de respaldo de los anillos I, J y K.
	L2							1- Crear una AE que conecte al ODB 24 con la SG5 (Figura 5.26).
		X		Mínimos	No	Anillo I		2- Crear una línea que conecte el anillo K con el anillo I (Figura 5.23), y operar las líneas de respaldo de los anillos I, J y K.
								3- Crear una línea que conecte el anillo del EO con el anillo I (Figura 5.30), y operar las líneas de respaldo de los anillos I y EO.
			----	----	----	----	----	4- Operación conjunta de la segunda y tercera solución (Figura 5.33).
	L3	X		Mínimos	No	Anillo EO		1- Crear una AE que conecte al ODB 24 con la SG6 (Figura 5.36).
								2- Crear una línea que conecte el anillo del EO con el anillo I (Figura 5.30), y operar las líneas de respaldo de los anillos I y EO.
	L23	X		No	No	No		----

Donde:

L : Líneas; L_{max} : Límite máximo; L_{min} : Límite mínimo P : Potencia activa;

6.3. Conclusiones

A continuación, se exponen las principales conclusiones relativas a la pertinencia del trabajo de tesis:

1. Al considerar las magnitudes de los voltajes nodales como unitarias y una diferencia angular cercana a cero, se permite mantener una matriz Jacobiana constante, con lo cual se reduce el esfuerzo computacional pues en cada iteración sólo es necesario evaluar los errores de P_k y Q_k .
2. El desarrollo de la metodología para cálculo aproximado de flujos de potencia en CA, nombrada NRS, permite resolver diferentes redes eléctricas de distribución sin perder las propiedades de convergencia del NRF. Además, al validar el algoritmo codificado, se observa que a pesar de necesitar más iteraciones que el NRF llega prácticamente a los mismos resultados, superándolo en velocidad de cálculo y utilizando menos recursos computacionales.
3. Con base en el NRS, el algoritmo desarrollado en el trabajo de tesis para análisis de contingencias en RGD permite conocer el comportamiento de la RMT-CU en los distintos escenarios de operación que se pueden presentar al ocurrir una contingencia simple, así como identificar L_{max} o L_{min} de operación violados.
4. El uso del modelo aproximado en secuencia positiva de la RMT-CU para el cálculo de índices IP_v e IP_{mw} , y los registros históricos de contingencias ocurridos en los últimos 2 años, permite identificar y ordenar en "listas cortas" las contingencias críticas, severas y las de mayor probabilidad a ocurrir, en cada zona de operación de la red.
5. Con la propuesta del plan de acción por zonas de operación que se realiza en el capítulo VI del documento, se incrementan los niveles de seguridad en la operación de la RMT-CU a corto, mediano y largo plazo.
6. Se comprueba que la RMT-CU es capaz de solventar sin necesidad de ninguna acción correctiva, las contingencias simples que se puedan presentar en cargas de la red y las líneas de distribución subterráneas a 23 kV, no siendo así para algunos alimentadores principales de CFE, al ocurrir las contingencias críticas en la zona oriente.
7. En este trabajo se busca no solo plantear soluciones a una necesidad, sino desarrollar un estudio útil para una posible aplicación en el CC de la RMT-CU y que asimismo se utilice como fuente de conocimientos para los operadores de la red. De esta manera minimizar los tiempos de respuesta ante contingencias.
8. De manera concisa se puede decir que la realización de la presente tesis de maestría y la forma en la que se desarrolló, abre un amplio panorama para el estudio de contingencias en los SGD. Ofreciendo además una gran riqueza de conocimientos de la topología, datos y criterios básicos específicos de la RMT-CU.

6.4. Recomendaciones

A partir del trabajo realizado en la tesis se presentan nuevas alternativas para ampliar sus aportes, a continuación:

1. Incluir las modificaciones topológicas realizadas en el capítulo V del trabajo de tesis, o al menos las más factibles desde el punto de vista económico a la RMT-CU, pues esto le permitirá al CC de la red operar con mayor seguridad, y al mismo tiempo aumentar la calidad y confiabilidad en el servicio.

6.5. Trabajos futuros

A continuación, se exponen los principales trabajos futuros relativos a la pertinencia de este trabajo de tesis:

1. Utilizar la información recopilada en este trabajo de tesis en las labores de integración de la zona poniente al SCADA, de la RMT-CU, que permitirá realizar la recolección de datos de la red más fácil y confiable.
2. Incluir casos de estudio con inyecciones de reactivos en las subestaciones generales y analizar el comportamiento del voltaje al ocurrir una contingencia crítica. Luego comparar los resultados con los obtenidos en el presente trabajo sin considerar elementos compensadores de reactivos.
3. Continuar el presente trabajo, y llevar el algoritmo propuesto a realizar flujos trifásicos desbalanceados, teniendo en cuenta mantener los tiempos de ejecución del algoritmo.
4. Integrar al algoritmo desarrollado en el epígrafe 5.7, subrutinas para realizar flujos de potencia óptimos con restricciones de seguridad en la red, que permita mejorar las soluciones propuestas en el trabajo para cada escenario de operación.
5. Incluir estudios de contingencias múltiples, para la RMT-CU.
6. Realizar una evaluación de factibilidad económica a las propuestas de solución a cometer (modificaciones topológicas de la RMT-CU), con el fin de establecer cuáles son las más viables a realizar a corto y mediano plazo.
7. Profundizar el estudio de las cargas de la RMT-CU, y su comportamiento, con el fin de optimizar el proceso de desconexión automática de cargas por etapas, ante contingencia, y así disminuir el número de usuarios fuera de servicio, en los escenarios de operación críticos estudiados para la zona oriente.
8. Integrar el algoritmo propuesto al SCADA, de la RMT-CU, para realizar estudios de contingencias en tiempo real a la red, para lo cual es necesario crear una herramienta computacional que permita recopilar, organizar y actualizar todos sus datos, y al mismo tiempo facilitar su lectura por el algoritmo desde un archivo Excel.

BIOGRAFÍA

- [1] Alejandro Díaz Bautista, "Experiencias internacionales en la desregulación eléctrica y el sector eléctrico en México," Tijuana, Baja California: Plaza y Valdés, SA de CV, 2005.
- [2] Jaime Millán, Entre el mercado y el Estado: Tres décadas de reformas en el sector eléctrico de América Latina: Departamento de Desarrollo Sostenible del BID, 2006.
- [3] P.J. Zarco Períñan and A. Gomez Expósito, "Estimación de estado y de parámetros en redes eléctricas," Secretariado de Publicaciones–Universidad de Sevilla, 1999.
- [4] A. Rendón Salgado, C. R. Fuerte Esquivel, and J. G. C. Guizar, "SCADA and PMU Measurements for Improving Power System State Estimation," IEEE Latin America Transactions, vol. 13, pp. 2245-2251, 2015.
- [5] L. Alfonso Gallego Pareja and A. Escobar Zuluaga, "Análisis Estático de Contingencias de Potencia activa en Sistemas Eléctricos de Potencia", Scientia Et Technica, vol. 2, pp. 1-6, 2004.
- [6] A. J. Wood and B. F. Wollenberg, Power generation, operation, and control: John Wiley & Sons, 2012.
- [7] J. F. Masache Masache, C. Mera Gencón, and R.E. Salao Paredes, "Análisis de contingencia del sistema nacional interconectado," 2009.
- [8] R. J. Viscarra Jaramillo, "Utilización del simulador powerworld para la evaluación de la operación de los sistemas eléctricos de potencia," Tesis. Escuela Politécnica del Litoral, 2007.
- [9] J. A. Momoh, A. Chuka, and G. Powell, "Expert system aided contingency analysis and corrections," in Systems, Man and Cybernetics, 1990. Conference Proceedings., IEEE International Conference on, 1990, pp. 260-264.
- [10] H. Liao and D. Niebur, "Symbolic/Numeric Steady-State Contingency Analysis of Electric Power Systems," in 2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, 2006, pp. 372-373.
- [11] A. Gómez Expósito, A. J. Conejo, and C. Cañizares, "Electric energy systems": analysis and operation: Libro. CRC Press, Taylor and Francis Group, 2016.
- [12] M. A. M. García, "Análisis de Seguridad en Sistemas Eléctricos de Potencia en Estado Estable", Tesis de Maestría, Sección de Estudios de Posgrado e Investigación, ESIME-IPN, México, D.F, Junio de 1985.
- [13] J. J. Grainger and W. D. Stevenson, "Power system analysis": McGraw-Hill, 1996.
- [14] A. Garcia, A. Monticelli, and P. Abreu, "Fast decoupled state estimation and bad data processing," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, pp. 1645-1652, 1979.
- [15] A. Rendón Salgado, "Estimación de Estados Distribuida de Sistemas Eléctricos de Potencia Mediante Mediciones Fasoriales". Tesis de Mestría. UNAM, 2013.
- [16] F. Wu and A. Monticelli, "Network observability: theory," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. 5, pp. 1042-1048, 1985.
- [17] R. Moreno, M. A. Ríos, and A. Torres, "Security schemes of power systems against blackouts," in Bulk Power System Dynamics and Control VIII (IREP), 2010, pp. 1-6.
- [18] J. F. Robledo Montealegre, "Análisis de colapsos en sistemas eléctricos de potencia". Tesis. Universidad Tecnológica de Pereira, 2014.

- [19] D. Salazar Guerrero and T. Eléctrico, "Análisis de colapsos de tensión en sistemas eléctricos de potencia usando NEPLAN," 2016.
- [20] V. D. Hernández Ramírez, "Análisis de colapsos en sistemas eléctricos de potencia," Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira, 2015.
- [21] P. Ledesma, «Open Course Ware,» 25-9-2008. [En línea]. Available: http://ocw.uc3m.es/ingenieria-electrica/operacion-y-control-de-sistemas-electricos/II_OCSE_RT/node19.html. [Último acceso: 08-05-2017].
- [22] E. Montoya Monroy " Estudio Estoácstico de Cargabilidad en Líneas de Transmisión". Tesis de Licenciatura. Instituto Politecnico Nacional, 2008.
- [23] G. E. Harper, "Técnicas computacionales en sistemas eléctricos de potencia": Limusa, 1986.
- [24] L. A. Gallego Pareja, "Planeamiento de la expansión de redes de transmisión de energía eléctrica considerando contingencias," Universidad Tecnológica de Pereira. Facultad de Ingeniería eléctrica, 2005.
- [25] R. G. Ortiz, "Estimación de Estado en Sistemas Eléctricos de Distribución Desbalanceados Aplicando la Técnica de Mínimos Cuadrados," Tesis de Maestría, Sección de Estudios de Posgrado e Investigación, ESIME-IPN, México, D.F., Diciembre de 1998.
- [26] T. D. Liacco, "Real-time computer control of power systems," Proceedings of the IEEE, vol. 62, pp. 884-891, 1974.
- [27] J. Arrillaga and C.P. Arnold. "Computer Analysis of Power Systems". John Wiley & Sons, 1990.
- [28] P. Kundur "Power System Stability and Control". McGraw-Hill, 1994.
- [29] G.W. Stagg and A.H. El-Abiad. "Computer Methods in Power System Analysis". McGraw-Hill Book Company, 1968.
- [30] Srinivasan, N. et al.: "Some New Algorithms for State Estimation in Power Systems", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS 93, No. 3, pp. 982-987, May /June, 1984.
- [31] E. Acha, C. R. Fuerte-Esquivel, H. Ambriz-Perez, and C. Ángeles-Camacho, FACTS: modelling and simulation in power networks: John Wiley & Sons, 2004.
- [32] D. Das, H. S. Nagi, D. P. Kothari, , "Novel Method for Solving Radial Distribution Networks", IEEE Gener. Trans. Distrib., Vol. 141, No 4, July, 1994, pp. 291 – 298.
- [33] Josué Gabriel Deras Campos, "Modelado de la Red Eléctrica de Media Tensión de Ciudad Universitaria y Diseño de un Sistema para Monitoreo Sincrofasorial". Tesis de Maestría. UNAM. México, Ciudad de México Enero, 2017.
- [34] A. Espinosa Reza, S. Gonzáles Castro, B. Sierra Rodriguez, "Automatización de la distribución: presente y futuro". [En línea]. Available: <https://www.ineel.mx/boletin022011/divulga.pdf>. [Último acceso: 02-05-2017].

APÉNDICES

Apéndice A: Información de impedancias y potencias de carga para los sistemas modelados.

A continuación, se presentan los datos de las redes utilizadas en el capítulo IV, para aplicar la técnica de solución para sistemas eléctricos de distribución NRS. Esta información es nodos de envío (N_e), nodos de recibo (N_r), resistencia (R), reactancia (X), de cada elemento de la red, así como la potencia activa de demanda (P_{Dem}), potencia reactiva de demanda (Q_{Dem}), en kW y kVAR respectivamente para cada uno de los nodos de la red. Además de información adicional que muestra el número de nodos (NN) de la red, así como también el número de ramales (#R) de la red.

A 1: Red de 5 nodos

Esta REP, está constituida por 5 nodos, 2 generadores, 7 líneas y 5 cargas que se describen a continuación:

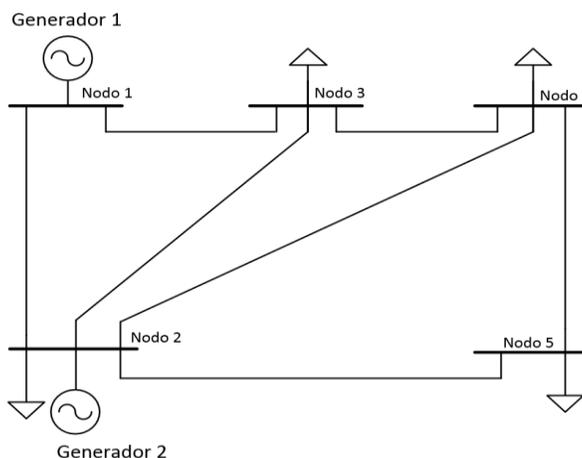


Figura A.1. Red de 5 nodos

Tabla A.1. Información de impedancia y potencia de la red de 5 nodos

N_e	N_r	R	X	Nodo	P_{Dem}	Q_{Dem}	P_{Gen}	Q_{Gen}
1	2	0.020	0.060	1	0.000	0.000	---	---
1	3	0.080	0.240	2	$20 \cdot 10^3$	$10 \cdot 10^3$	$40 \cdot 10^3$	$30 \cdot 10^3$
2	3	0.060	0.180	3	$45 \cdot 10^3$	$15 \cdot 10^3$	0.000	0.000
2	4	0.060	0.180	4	$40 \cdot 10^3$	$5 \cdot 10^3$	0.000	0.000
2	5	0.040	0.120	5	$60 \cdot 10^3$	$10 \cdot 10^3$	0.000	0.000
3	4	0.010	0.030					
4	5	0.080	0.240					

A 2: Red de 12 nodos

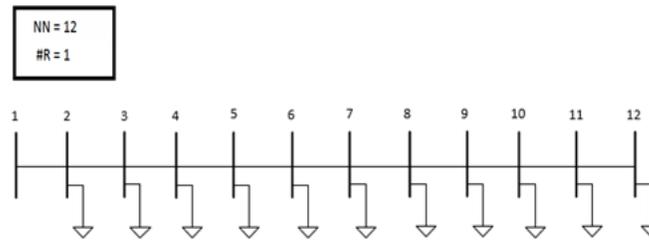


Figura A.2. Red de distribución de 12 nodos

Tabla A.2. Información de impedancia y potencia de la red de 12 nodos

Ne	Nr	R	X	Nodo	P_{Dem}	Q_{Dem}
1	2	0.00903	0.00376	1	0.000	0.000
2	3	0.00979	0.00408	2	60	60
3	4	0.01731	0.00721	3	40	30
4	5	0.02568	0.01098	4	55	55
5	6	0.00903	0.00376	5	30	30
6	7	0.00828	0.00345	6	20	15
7	8	0.03638	0.01004	7	55	55
8	9	0.04663	0.01320	8	45	45
9	10	0.02388	0.00676	9	40	40
10	11	0.01251	0.00354	10	35	30
11	12	0.01023	0.0290	11	40	30
				12	15	15

A 3: Red de 28 nodos

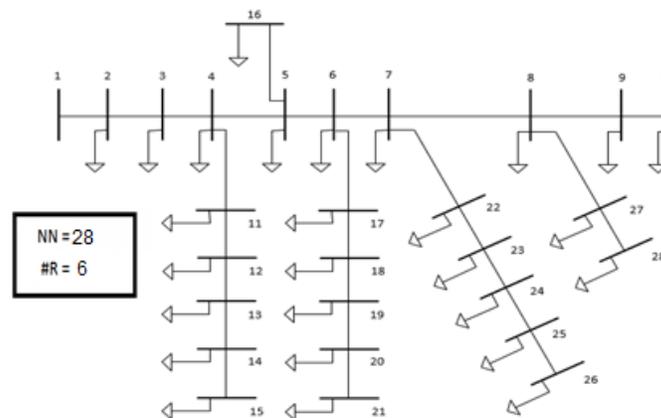


Figura A.3. Red de distribución de 28 nodos

Tabla A.3. Información de impedancia y potencia de la red de 28 nodos

Ne	Nr	R	X	Nodo	P_{Dem}	Q_{Dem}
1	2	0.00989	0.00678	1	0.000	0.000
2	3	0.01484	0.01017	2	35.28	35.99
3	4	0.01079	0.00740	3	14	14.28
4	5	0.01530	0.01048	4	35.28	35.99
5	6	0.01260	0.00863	5	14	14.28
6	7	0.01574	0.01079	6	35.28	35.99
7	8	0.00989	0.00678	7	35.28	35.99
8	9	0.00540	0.00369	8	35.28	35.99
9	10	0.00945	0.00678	9	14	14.28
4	11	0.02333	0.00969	10	14	14.28
11	12	0.00979	0.00406	11	56	57.13
12	13	0.00828	0.00344	12	35.28	35.99
13	14	0.00376	0.00156	13	35.28	35.99
14	15	0.00451	0.00188	14	14	14.28
5	16	0.02107	0.00874	15	35.28	35.99
6	17	0.01179	0.00469	16	35.28	35.99
17	18	0.00677	0.00281	17	8.96	9.14
18	19	0.01279	0.00531	18	8.96	9.14
19	20	0.01129	0.00469	19	35.28	35.99
20	21	0.02936	0.01218	20	35.28	35.99
7	22	0.01279	0.00531	21	14	14.28
22	23	0.00902	0.00374	22	35.28	35.99
23	24	0.00752	0.00312	23	8.96	9.14
24	25	0.00376	0.00156	24	56	57.13
25	26	0.00301	0.00125	25	8.96	9.14
8	27	0.00451	0.00187	26	35.28	35.99
27	28	0.00226	0.00110	27	35.28	35.99
				28	35.28	35.99

Apéndice B: Ordenamiento de contingencias por zonas de operación de la RMT-CU

A partir de los resultados de voltajes nodales y los flujos de potencia por los elementos de transmisión, entregados, utilizando el método NRF para cada caso, se evalúa el índice escalar de severidad IP_v e IP_{mw} de cada contingencia (líneas y cargas), utilizando las expresiones presentadas en el capítulo III.

A continuación, se tabulan en orden de severidad descendiente los análisis completos para pérdida de elementos (líneas y cargas). Lo anterior se realiza dividiendo la RMT-CU en zonas de operación (oriente, sur y poniente).

B 1: Ordenamiento completo de contingencias de la zona oriente

A continuación, se muestran de forma tabulada el análisis completo y los resultados obtenidos, para las líneas (Figuras B1 a) y b)) y cargas (Figuras B2 a) y b)), de la zona oriente:

Tabla B.1. Índice IP_v (a) e índice IP_{mv} (b) para líneas de la zona oriente (completo)

a)				b)			
Nombre de la Contingencia	Ne	Nr	IP_v	Nombre de la Contingencia	Ne	Nr	IP_{mv}
Línea 2	1	3	7.0278	Línea 2	1	3	0.614
Línea 1	1	2	2.1662	Línea 1	1	2	0.576
Línea 48	2	45	0.2555	Línea 48	2	45	0.1149
Línea 49	45	46	0.2478	Línea 49	45	46	0.1080
Línea 50	46	47	0.2425	Línea 50	46	47	0.1050
Línea 51	47	48	0.2358	Línea 70	3	66	0.1036
Línea 70	3	66	0.2348	Línea 69	66	65	0.1012
Línea 52	48	49	0.2319	Línea 51	47	48	0.0989
Línea 69	66	65	0.2312	Línea 68	65	64	0.0983
Línea 68	65	64	0.2275	Línea 52	48	49	0.0974
Línea 87	2	82	0.2272	Línea 67	64	63	0.0931
Línea 86	3	81	0.2271	Línea 66	63	62	0.0917
Línea 88	82	83	0.2241	Línea 65	62	61	0.0867
Línea 67	64	63	0.2239	Línea 64	61	60	0.0851
Línea 65	62	61	0.2235	Línea 63	60	59	0.0867
Línea 34	3	32	0.2226	Línea 53	49	50	0.0829
Línea 66	63	62	0.2214	Línea 62	59	58	0.0814
Línea 33	32	31	0.2212	Línea 54	50	51	0.0812
Línea 53	49	50	0.2208	Línea 61	58	57	0.0798
Línea 106	3	100	0.2207	Línea 55	51	52	0.0792
Línea 89	83	84	0.2201	Línea 86	3	81	0.0792
Línea 84	80	79	0.2201	Línea 71	2	67	0.0784
Línea 32	31	30	0.2197	Línea 87	2	82	0.0784
Línea 105	100	99	0.2184	Línea 85	81	80	0.0781
Línea 71	2	67	0.2181	Línea 88	82	83	0.0779
Línea 54	54	51	0.2178	Línea 12	2	11	0.0774
Línea 65	62	61	0.2174	Línea 84	80	79	0.0774
Línea 31	30	29	0.2160	Línea 59	55	56	0.0773
Línea 12	2	11	0.2160	Línea 72	67	68	0.0773
Línea 103	98	97	0.2158	Línea 56	52	53	0.0772
Línea 64	61	60	0.2152	Línea 89	83	84	0.0772
Línea 90	84	85	0.2151	Línea 106	3	100	0.0770
Línea 55	51	52	0.2148	Línea 13	11	12	0.0768
Línea 30	29	28	0.2147	Línea 57	53	54	0.0767
Línea 72	67	68	0.2146	Línea 105	100	99	0.0767
Línea 47	3	44	0.2145	Línea 73	68	69	0.0767
Línea 13	11	12	0.2138	Línea 103	98	97	0.0767
Línea 91	85	86	0.2138	Línea 74	69	70	0.0766
Línea 83	79	78	0.2137	Línea 34	3	32	0.0762
Línea 63	60	59	0.2134	Línea 90	84	85	0.0762
Línea 29	28	27	0.2128	Línea 75	70	71	0.0762
Línea 102	97	96	0.2127	Línea 35	2	33	0.0762
Línea 46	3	44	0.2125	Línea 33	32	31	0.0762
Línea 73	68	69	0.2125	Línea 14	12	13	0.0762

Línea 56	52	53	0.2121
Línea 101	96	95	0.2118
Línea 14	12	13	0.2117
Línea 28	27	26	0.2115
Línea 45	43	42	0.2115
Línea 62	59	58	0.2115
Línea 74	69	70	0.2114
Línea 92	86	87	0.2111
Línea 27	26	25	0.2110
Línea 82	78	77	0.2110
Línea 57	53	54	0.2108
Línea 35	2	33	0.2107
Línea 44	42	41	0.2105
Línea 93	87	88	0.2104
Línea 26	25	24	0.2103
Línea 15	13	14	0.2103
Línea 75	70	71	0.2102
Línea 61	58	57	0.2101
Línea 36	33	34	0.2100
Línea 81	77	76	0.2098
Línea 25	24	23	0.2098
Línea 94	88	89	0.2097
Línea 100	95	94	0.2096
Línea 43	41	40	0.2096
Línea 16	14	15	0.2095
Línea 58	54	55	0.2093
Línea 37	34	35	0.2093
Línea 24	23	22	0.2093
Línea 76	71	72	0.2092
Línea 11	3	10	0.2091
Línea 17	15	16	0.2091
Línea 3	2	4	0.2091
Línea 23	22	21	0.2090
Línea 10	10	9	0.2089
Línea 80	76	75	0.2089
Línea 41	38	39	0.2089
Línea 38	35	36	0.2089
Línea 9	9	8	0.2088
Línea 99	94	93	0.2088
Línea 77	72	73	0.2088
Línea 22	21	20	0.2087
Línea 96	86	87	0.2087
Línea 18	16	17	0.2087
Línea 112	2	105	0.2087
Línea 7	6	7	0.2086
Línea 40	37	38	0.2086
Línea 107	2	101	0.2086
Línea 97	92	91	0.2085
Línea 111	104	105	0.2085

Línea 91	85	86	0.0761
Línea 32	31	30	0.0761
Línea 36	33	34	0.0760
Línea 102	97	96	0.0760
Línea 101	96	95	0.0759
Línea 76	71	72	0.0759
Línea 15	13	14	0.0759
Línea 47	3	44	0.0758
Línea 37	34	35	0.0758
Línea 77	72	73	0.0758
Línea 92	86	87	0.0757
Línea 16	14	15	0.0757
Línea 93	87	88	0.0757
Línea 38	35	36	0.0757
Línea 31	30	29	0.0757
Línea 17	15	16	0.0757
Línea 58	54	55	0.0756
Línea 94	88	89	0.0756
Línea 30	29	28	0.0756
Línea 83	79	78	0.0756
Línea 18	16	17	0.0756
Línea 46	44	43	0.0756
Línea 100	95	94	0.0755
Línea 96	91	90	0.0755
Línea 97	92	91	0.0755
Línea 98	93	92	0.0755
Línea 29	28	27	0.0755
Línea 39	36	37	0.0755
Línea 112	2	105	0.0755
Línea 45	43	42	0.0755
Línea 107	2	101	0.0755
Línea 108	101	102	0.0755
Línea 111	104	105	0.0755
Línea 110	103	104	0.0755
Línea 99	94	93	0.0755
Línea 19	17	18	0.0755
Línea 20	18	19	0.0755
Línea 78	73	74	0.0754
Línea 28	27	26	0.0754
Línea 5	2	5	0.0754
Línea 27	26	25	0.0754
Línea 26	25	24	0.0754
Línea 22	21	20	0.0754
Línea 25	24	23	0.0754
Línea 23	22	21	0.0754
Línea 24	23	22	0.0754
Línea 44	42	41	0.0754
Línea 6	5	6	0.0754
Línea 7	6	7	0.0754

Línea 6	5	6	0.2085
Línea 39	36	37	0.2085
Línea 108	101	102	0.2085
Línea 110	103	104	0.2085
Línea 78	73	74	0.2085
Línea 59	55	56	0.2085
Línea 5	2	5	0.2085
Línea 98	93	92	0.2084
Línea 20	17	18	0.2084
Línea 19	18	19	0.2083

Línea 40	37	38	0.0754
Línea 43	41	40	0.0754
Línea 41	38	39	0.0754
Línea 9	9	8	0.0754
Línea 10	10	9	0.0754
Línea 11	3	10	0.0754
Línea 80	76	75	0.0753
Línea 82	78	77	0.0753
Línea 81	77	76	0.0753
Línea 3	2	4	0.0750

Tabla B.2. Índice IP_v (a) e índice IP_{mw} (b) para cargas de la zona oriente (completo)

a)

Nombre de la Contingencia	Número de Nodo	IP_v
Carga 22	22	0.2079
Carga 9	9	0.2076
Carga 26	26	0.2076
Carga 96	96	0.2075
Carga 98	98	0.2074
Carga 32	32	0.2071
Carga 21	21	0.2070
Carga 92	92	0.2069
Carga 91	91	0.2067
Carga 10	10	0.2065
Carga 6	6	0.2065
Carga 87	87	0.2064
Carga 31	31	0.2062
Carga 18	18	0.2061
Carga 24	24	0.2059
Carga 48	48	0.2056
Carga 85	85	0.2056
Carga 104	104	0.2054
Carga 102	102	0.2054
Carga 69	69	0.2050
Carga 63	63	0.2049
Carga 23	23	0.2044
Carga 8	8	0.2044
Carga 53	53	0.2043
Carga 15	15	0.2041
Carga 25	25	0.2041
Carga 66	66	0.2041
Carga 88	88	0.2038
Carga 46	46	0.2037
Carga 100	100	0.2036
Carga 33	33	0.2034
Carga 72	72	0.2034
Carga 82	82	0.2033

b)

Nombre de la Contingencia	Número de Nodo	IP_{mw}
Carga 22	22	0.0753
Carga 9	9	0.0752
Carga 26	26	0.0752
Carga 96	96	0.0751
Carga 98	98	0.0751
Carga 32	32	0.0750
Carga 21	21	0.0750
Carga 92	92	0.0749
Carga 91	91	0.0749
Carga 6	6	0.0748
Carga 10	10	0.0748
Carga 29	29	0.0748
Carga 87	87	0.0748
Carga 18	18	0.0747
Carga 31	31	0.0747
Carga 24	24	0.0746
Carga 85	85	0.0745
Carga 48	48	0.0744
Carga 69	69	0.0743
Carga 102	102	0.0742
Carga 104	104	0.0742
Carga 63	63	0.0742
Carga 23	23	0.0741
Carga 8	8	0.0740
Carga 15	15	0.0740
Carga 25	25	0.0740
Carga 66	66	0.0739
Carga 88	88	0.0739
Carga 53	53	0.0738
Carga 100	100	0.0738
Carga 72	72	0.0737
Carga 33	33	0.0737
Carga 82	82	0.0737

Carga 29	29	0.2032
Carga 101	101	0.2031
Carga 60	60	0.2030
Carga 65	65	0.2028
Carga 38	38	0.2028
Carga 14	14	0.2027
Carga 16	16	0.2027
Carga 61	61	0.2027
Carga 81	81	0.2023
Carga 43	43	0.2023
Carga 27	27	0.2017
Carga 40	40	0.2016
Carga 35	35	0.2014
Carga 50	50	0.2009
Carga 80	80	0.2006
Carga 42	42	0.2005
Carga 70	70	0.2004
Carga 90	90	0.2003
Carga 58	58	0.2000
Carga 77	77	0.1999
Carga 28	28	0.1994
Carga 71	71	0.1992
Carga 68	68	0.1991
Carga 75	75	0.1989
Carga 45	45	0.1989
Carga 5	5	0.1987
Carga 20	20	0.1987
Carga 59	59	0.1986
Carga 17	17	0.1984
Carga 11	11	0.1984
Carga 34	34	0.1983
Carga 83	83	0.1982
Carga 94	94	0.1980
Carga 41	41	0.1977
Carga 13	13	0.1977
Carga 47	47	0.1976
Carga 76	76	0.1975
Carga 51	51	0.1975
Carga 105	105	0.1973
Carga 64	64	0.1971
Carga 12	12	0.1956
Carga 44	44	0.1946
Carga 62	62	0.1942
Carga 52	52	0.1941
Carga 67	67	0.1938
Carga 73	73	0.1936
Carga 86	86	0.1936
Carga 54	54	0.1935
Carga 93	93	0.1934

Carga 46	46	0.0737
Carga 101	101	0.0736
Carga 14	14	0.0735
Carga 16	16	0.0735
Carga 38	38	0.0735
Carga 65	65	0.0734
Carga 60	60	0.0734
Carga 61	61	0.0733
Carga 43	43	0.0733
Carga 81	81	0.0733
Carga 27	27	0.0731
Carga 40	40	0.0731
Carga 35	35	0.0730
Carga 42	42	0.0727
Carga 90	90	0.0727
Carga 70	70	0.0727
Carga 80	80	0.0727
Carga 50	50	0.0725
Carga 77	77	0.0725
Carga 28	28	0.0723
Carga 71	71	0.0723
Carga 58	58	0.0723
Carga 68	68	0.0723
Carga 75	75	0.0722
Carga 20	20	0.0722
Carga 5	5	0.0721
Carga 17	17	0.0721
Carga 45	45	0.0721
Carga 11	11	0.0720
Carga 34	34	0.0720
Carga 83	83	0.0720
Carga 94	94	0.0719
Carga 13	13	0.0718
Carga 59	59	0.0718
Carga 41	41	0.0718
Carga 76	76	0.0717
Carga 105	105	0.0716
Carga 47	47	0.0714
Carga 64	64	0.0713
Carga 51	51	0.0712
Carga 12	12	0.0711
Carga 44	44	0.0706
Carga 67	67	0.0705
Carga 86	86	0.0704
Carga 93	93	0.0704
Carga 73	73	0.0704
Carga 62	62	0.0702
Carga 30	30	0.0701
Carga 4	4	0.0701

Carga 30	30	0.1933
Carga 4	4	0.1931
Carga 36	36	0.1927
Carga 97	97	0.1926
Carga 57	57	0.1913
Carga 37	37	0.1901
Carga 78	78	0.1900
Carga 84	84	0.1893
Carga 95	95	0.1886
Carga 79	79	0.1748
Carga 49	49	0.1704
Carga 55	55	0.1645

Carga 36	36	0.0701
Carga 97	97	0.0700
Carga 52	52	0.0699
Carga 54	54	0.0697
Carga 37	37	0.0692
Carga 57	57	0.0690
Carga 78	78	0.0690
Carga 84	84	0.0689
Carga 95	95	0.0687
Carga 79	79	0.0636
Carga 49	49	0.0610
Carga 55	55	0.0559

B 2: Ordenamiento completo de contingencias de la zona sur

A continuación, se muestran de forma tabulada el análisis completo y los resultados obtenidos, para las líneas (Figuras B3 a) y b)) y cargas (Figuras B4 a) y b)), de la zona sur:

Tabla B.3. Índice IP_v (a) e índice IP_{mv} (b) para líneas de la zona sur (completo)

a)

Nombre de la Contingencia	Ne	Nr	IP_v
Línea 2	1	3	0.0170
Línea 1	1	2	0.0057
Línea 12	3	12	0.0007
Línea 13	2	13	0.0007
Línea 25	3	24	0.0007
Línea 14	13	14	0.0007
Línea 24	24	23	0.0007
Línea 37	3	35	0.0007
Línea 26	2	25	0.0007
Línea 11	12	11	0.0007
Línea 15	14	15	0.0007
Línea 36	35	34	0.0006
Línea 27	25	26	0.0006
Línea 28	26	27	0.0006
Línea 16	15	16	0.0006
Línea 23	23	22	0.0006
Línea 10	11	10	0.0006
Línea 3	2	4	0.0006
Línea 9	10	9	0.0006
Línea 22	22	21	0.0006
Línea 29	27	28	0.0006
Línea 4	4	5	0.0006
Línea 17	16	17	0.0006

b)

Nombre de la Contingencia	Ne	Nr	IP_{mv}
Línea 2	1	3	0.0046
Línea 1	1	2	0.0039
Línea 12	3	12	0.0011
Línea 25	3	24	0.0009
Línea 24	24	23	0.0009
Línea 3	2	4	0.0009
Línea 13	2	13	0.0009
Línea 14	13	14	0.0008
Línea 4	4	5	0.0008
Línea 15	14	15	0.0008
Línea 5	5	6	0.0008
Línea 11	12	11	0.0008
Línea 6	6	7	0.0007
Línea 7	7	8	0.0007
Línea 16	15	16	0.0006
Línea 23	23	22	0.0006
Línea 37	3	35	0.0006
Línea 22	22	21	0.0006
Línea 36	35	34	0.0006
Línea 17	16	17	0.0006
Línea 10	11	10	0.0006
Línea 9	10	9	0.0006
Línea 26	2	25	0.0005

Línea 35	34	33	0.0006
Línea 21	21	20	0.0005
Línea 5	5	6	0.0005
Línea 18	17	18	0.0005
Línea 30	28	29	0.0005
Línea 6	6	7	0.0005
Línea 20	20	19	0.0005
Línea 34	33	32	0.0005
Línea 7	7	8	0.0005
Línea 33	32	31	0.0005
Línea 31	29	30	0.0005

Línea 18	17	18	0.0005
Línea 27	25	26	0.0005
Línea 28	26	27	0.0005
Línea 21	21	20	0.0005
Línea 35	34	33	0.0005
Línea 29	27	28	0.0005
Línea 33	32	31	0.0005
Línea 34	33	32	0.0005
Línea 30	28	29	0.0005
Línea 31	29	30	0.0005
Línea 20	20	19	0.0005

Tabla B.4. Índice IP_v (a) e índice IP_{mw} (b) para cargas de la zona sur (completo)

a)

Nombre de la Contingencia	Número de Nodo	IP_v
Carga 24	24	0.0005
Carga 13	13	0.0005
Carga 22	22	0.0005
Carga 25	25	0.0005
Carga 27	27	0.0005
Carga 29	29	0.0005
Carga 4	4	0.0005
Carga 35	35	0.0005
Carga 5	5	0.0005
Carga 6	6	0.0005
Carga 14	14	0.0005
Carga 33	33	0.0005
Carga 7	7	0.0005
Carga 17	17	0.0005
Carga 28	28	0.0005
Carga 15	15	0.0005
Carga 21	21	0.0005
Carga 16	16	0.0005
Carga 31	31	0.0004
Carga 34	34	0.0004
Carga 12	12	0.0004
Carga 20	20	0.0004
Carga 18	18	0.0004
Carga 30	30	0.0004
Carga 11	11	0.0004
Carga 23	23	0.0004
Carga 8	8	0.0004
Carga 9	9	0.0003

b)

Nombre de la Contingencia	Número de Nodo	IP_{mw}
Carga 24	24	0.0005
Carga 25	25	0.0005
Carga 13	13	0.0005
Carga 27	27	0.0005
Carga 29	29	0.0005
Carga 22	22	0.0005
Carga 35	35	0.0005
Carga 4	4	0.0005
Carga 5	5	0.0005
Carga 14	14	0.0005
Carga 6	6	0.0005
Carga 33	33	0.0005
Carga 28	28	0.0005
Carga 7	7	0.0005
Carga 17	17	0.0005
Carga 31	31	0.0004
Carga 34	34	0.0004
Carga 15	15	0.0004
Carga 21	21	0.0004
Carga 16	16	0.0004
Carga 30	30	0.0004
Carga 12	12	0.0004
Carga 20	20	0.0004
Carga 18	18	0.0004
Carga 23	23	0.0004
Carga 11	11	0.0004
Carga 8	8	0.0003
Carga 9	9	0.0003

B 3: Ordenamiento completo de contingencias de la zona poniente

A continuación, se muestran de forma tabulada el análisis completo y los resultados obtenidos, para las líneas (Figuras B5 a) y b)) y cargas (Figuras B6 a) y b)), de la zona poniente:

Tabla B.5. Índice IP_v (a) e índice IP_{mw} (b) para líneas de la zona poniente (completo)

a)				b)			
Nombre de la Contingencia	Ne	Nr	IP_v	Nombre de la Contingencia	Ne	Nr	IP_{mw}
Línea 1	1	2	15.3673	Línea 1	1	2	0.0213
Línea 2	1	3	13.2392	Línea 2	1	3	0.0054
Línea 3	1	4	8.4510	Línea 3	1	4	0.0010
Línea 23	2	22	0.0007	Línea 23	2	22	0.0006
Línea 4	2	5	0.0007	Línea 15	2	15	0.0004
Línea 22	22	21	0.0006	Línea 16	15	16	0.0003
Línea 5	5	6	0.0006	Línea 22	22	21	0.0003
Línea 14	2	14	0.0006	Línea 17	17	16	0.0003
Línea 6	6	7	0.0006	Línea 18	17	18	0.0003
Línea 13	14	13	0.0006	Línea 4	2	5	0.0003
Línea 7	7	8	0.0006	Línea 14	2	14	0.0003
Línea 15	2	15	0.0006	Línea 34	4	31	0.0003
Línea 21	21	20	0.0006	Línea 13	14	13	0.0003
Línea 12	13	12	0.0006	Línea 29	4	27	0.0003
Línea 8	8	9	0.0006	Línea 5	5	6	0.0003
Línea 16	15	16	0.0006	Línea 12	13	12	0.0003
Línea 11	12	11	0.0006	Línea 30	27	28	0.0003
Línea 9	9	10	0.0006	Línea 11	12	11	0.0003
Línea 17	17	16	0.0006	Línea 33	31	30	0.0003
Línea 20	20	19	0.0006	Línea 6	6	7	0.0003
Línea 33	31	30	0.0006	Línea 9	9	10	0.0003
Línea 28	3	26	0.0006	Línea 24	3	23	0.0003
Línea 27	26	25	0.0006	Línea 28	3	26	0.0003
Línea 24	3	23	0.0006	Línea 7	7	8	0.0003
Línea 34	4	31	0.0006	Línea 27	26	25	0.0003
Línea 29	4	27	0.0006	Línea 31	28	29	0.0003
Línea 25	23	24	0.0006	Línea 25	23	24	0.0003
Línea 30	27	28	0.0006	Línea 8	8	9	0.0003
Línea 31	28	29	0.0006	Línea 9	9	10	0.0003
Línea 33	31	30	0.0006	Línea 20	20	19	0.0003
Línea 18	17	18	0.0006	Línea 21	21	20	0.0003

Tabla B.6. Índice IP_v (a) e índice IP_{mv} (b) para cargas de la zona poniente (completo)

a)

Nombre de la Contingencia	Número de Nodo	IP_v
Carga 4	4	0.0006
Carga 27	27	0.0006
Carga 30	30	0.0006
Carga 28	28	0.0006
Carga 29	29	0.0006
Carga 31	31	0.0006
Carga 3	3	0.0006
Carga 26	26	0.0006
Carga 24	24	0.0006
Carga 23	23	0.0006
Carga 25	25	0.0006
Carga 2	2	0.0005
Carga 14	14	0.0005
Carga 12	12	0.0005
Carga 10	10	0.0005
Carga 15	15	0.0005
Carga 8	8	0.0005
Carga 9	9	0.0005
Carga 6	6	0.0005
Carga 16	16	0.0005
Carga 18	18	0.0005
Carga 17	17	0.0005
Carga 7	7	0.0005
Carga 19	19	0.0005
Carga 13	13	0.0005
Carga 20	20	0.0004
Carga 11	11	0.0004
Carga 5	5	0.0004
Carga 22	22	0.0002
Carga 21	21	0.0002

b)

Nombre de la Contingencia	Número de Nodo	IP_{mv}
Carga 3	3	0.0003
Carga 24	24	0.0003
Carga 26	26	0.0003
Carga 23	23	0.0003
Carga 25	25	0.0003
Carga 4	4	0.0003
Carga 27	27	0.0003
Carga 30	30	0.0003
Carga 31	31	0.0003
Carga 28	28	0.0003
Carga 29	29	0.0003
Carga 2	2	0.0003
Carga 14	14	0.0003
Carga 12	12	0.0003
Carga 10	10	0.0003
Carga 9	9	0.0003
Carga 8	8	0.0003
Carga 15	15	0.0003
Carga 6	6	0.0003
Carga 7	7	0.0003
Carga 16	16	0.0003
Carga 17	17	0.0003
Carga 18	18	0.0003
Carga 13	13	0.0003
Carga 19	19	0.0002
Carga 11	11	0.0002
Carga 5	5	0.0002
Carga 20	20	0.0002
Carga 22	22	0.0001
Carga 21	21	0.0001

Apéndice C: Descripción del algoritmo presentado en el capítulo V del documento.

A continuación, se exponen los principales acrónimos relativos a la pertinencia del algoritmo desarrollado en el epígrafe 5.7:

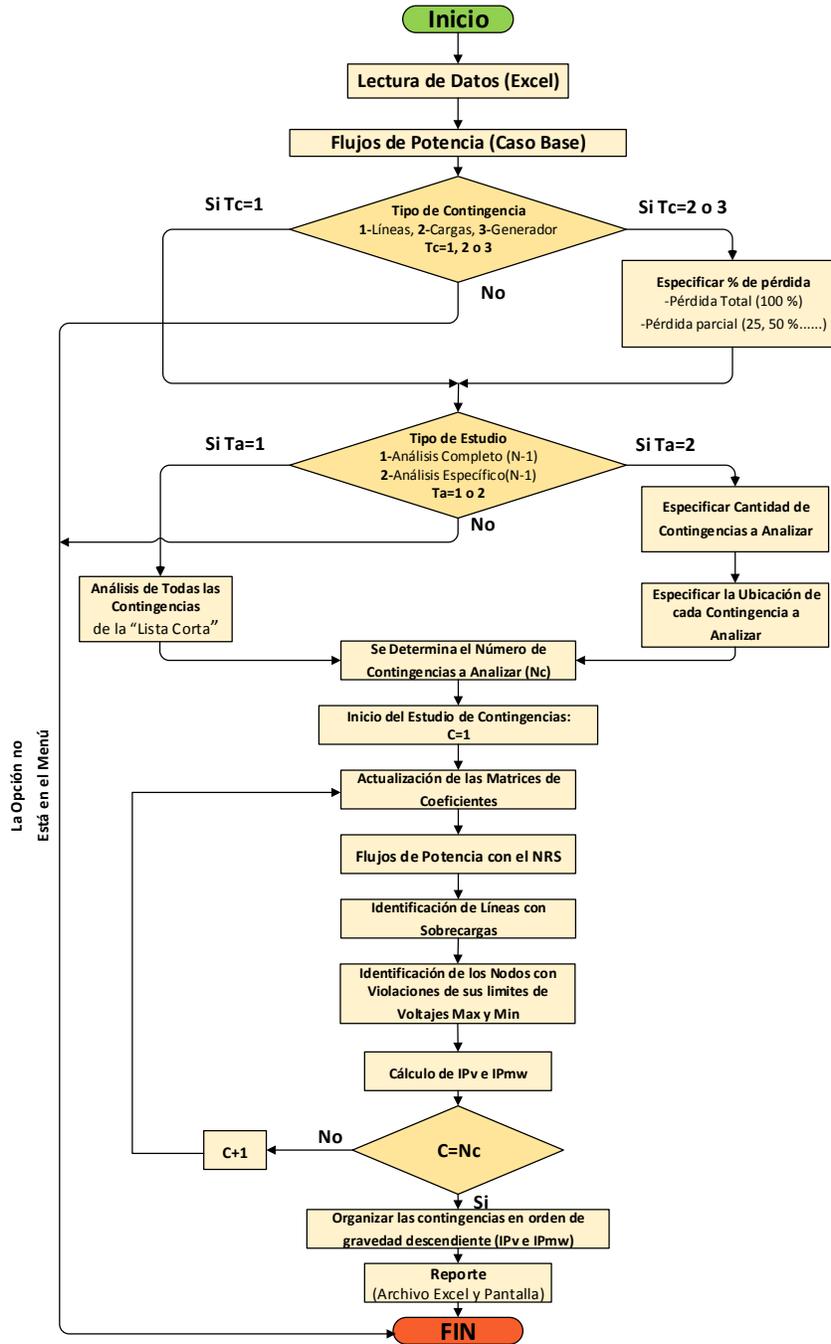


Figura C.1. Algoritmo para análisis de contingencias en la RMT-CU.

- **Acrónimos del algoritmo propuesto**

Tc: Tipo de contingencia a analizar.

Ta: Tipo de análisis a realizar.

C: Contador.

Nc: Número de contingencias a analizar.

“Lista Corta”: Es la matriz de contingencias que analiza el algoritmo.