



UNIVERSIDAD MICHOACANA
DE SAN NICOLÁS DE HIDALGO

Facultad de Ingeniería Eléctrica - División de Estudios de Posgrado

**UBICACIÓN ÓPTIMA DE MEDICIONES FASORIALES
PARA LA OBSERVABILIDAD Y CONTROLABILIDAD
DE SISTEMAS ELÉCTRICOS**

TESIS

Para obtener el grado de
MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

Presenta

Ing. Mario Llamas Rivas

Dr. Claudio Rubén Fuerte Esquivel

Director de Tesis

Dr. J. Jesús Rico Melgoza

Co-Director de Tesis

Enero 2022

Morelia, Michoacán

Dedicatoria

A mis padres

Resumen

En esta tesis se presenta la implementación de una metodología para la ubicación óptima de PMUs considerando diferentes mediciones para el análisis de la observabilidad completa en sistemas eléctricos de potencia. Esta metodología es formulada como un problema de optimización con base en la topología del sistema utilizando la programación lineal por enteros. Además, se abordan técnicas para la división de zonas de control de voltaje basadas en la matriz de sensibilidades del voltaje nodal respecto a las fuentes reactivas de generación. El seccionamiento de zonas se hace mediante los métodos k-means y el criterio por mayor energía modal. Por último, se aplican índices de estabilidad de voltaje para encontrar el nodo más vulnerable en cada zona de control.

Palabras clave: Ubicación óptima, PMUs, problema de optimización, seccionamiento, sensibilidades.

Abstract

This thesis presents the implementation of a methodology for the optimal location of PMUs considering different measurements for the analysis of complete observability in electrical power systems. This methodology is formulated as an optimization problem based on the topology of the system using integer linear programming. In addition, techniques are discussed for the division of voltage control zones based on the matrix of sensitivities of the nodal voltage with respect to the reactive sources of generation. The sectioning of zones is done using the k-means methods and the criterion of greater modal energy. Finally, voltage stability indices are applied to find the most vulnerable node in each control zone.

Agradecimientos

Quiero agradecer a mi asesor el Dr. Claudio Fuerte Esquivel, por su valiosa asesoría en esta tesis, paciencia, enseñanzas y el apoyo que me han brindado.

A mi coasesor el Dr. J. Jesús Rico Melgoza, por su conocimiento compartido, tiempo y disposición en el desarrollo de este trabajo.

Al Consejo Nacional de Investigación de Ciencia y Tecnología (CONACyT), México, en virtud del otorgamiento de la beca 956846 para realizar mis estudios de maestría.

A la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, especialmente a los profesores del posgrado de la Facultad de Ingeniería Eléctrica, por su guía durante mis estudios a lo largo de este tiempo.

A mis compañeros del programa de la Maestría en Ingeniería Eléctrica, por la amistad y ayuda que me brindaron a lo largo este tiempo.

A mis amigos, Víctor, Carlos, Alan y Sergio, por los buenos momentos, compañía y consejos.

A mi familia, por compartir momentos que realmente valen la pena y formar parte de mis cimientos académicos y personales.

Pero sobre todo a mis padres, por su apoyo incondicional, comprensión y amor.

Nomenclatura

A	Matriz de conectividad
A_{inc}	Matriz de incidencias
A'	Matriz de conectividad considerando mediciones de inyección cero
A''	Matriz de conectividad considerando mediciones convencionales
B	Vector unitario
B_{km}	Susceptancia del nodo k al nodo m
D	Matriz diagonal
D_{ij}	Distancia eléctrica del nodo i al nodo j
E	Matriz de comprobación de la conectividad de islas observables
E_c	Porcentaje predeterminado de energía modal
E_T	Energía modal total del sistema
E_{Ni}	Porcentaje energético aportado por el i -ésimo modo
F	Vector de balance de potencia
$E\%$	Porcentaje de energía modal hasta el modo p
G	Matriz de ganancia
G_{km}	Conductancia del nodo k al nodo m
H	Matriz de Jacobiana desacoplada de las mediciones convencionales
I_{nodal}	Matriz de corrientes nodales
J	Matriz Jacobiana
J_{VQ}	Matriz Jacobiana reducida
L	Matriz triangular inferior
L_j	Índice L-index en el nodo j
m	Número de soluciones óptimas
m_{sN}	Número óptimo de PMUs
N	Número total de nodos
N_{equi}	Número reducido de nodos considerando mediciones de inyección cero

N_k	Número de zonas de control
N_s	Número total de zonas
N_z	Número de elementos en la zona
n	Número de islas
n_k	Número nodos en la zona de control
p	Número de zonas de control
P_{dk}	Potencia activa demandada en el nodo k
P_{gk}	Potencia activa generada en el nodo k
P_k	Potencia activa en el nodo k
Q_{dk}	Potencia reactiva demandada en el nodo k
Q_{gk}	Potencia reactiva generada en el nodo k
Q_k	Potencia reactiva en el nodo k
S_{ik}	Sensibilidad entre el nodo i y el generador k
\mathbf{S}_{VQ}	Matriz de sensibilidades obtenida con la matriz Jacobiana reducida
$\mathbf{S}_{Q_g}^{P_g, Q_g}$	Matriz de sensibilidades entre la potencia generada y la potencia reactiva
$\mathbf{S}_{Q_g}^{\theta, V}$	Matriz de sensibilidades entre las variables de estado y la potencia reactiva
$\mathbf{S}_{Q_g}^V$	Matriz de sensibilidades entre el voltaje y la potencia reactiva
$\mathbf{S}_{Q_g}^\theta$	Matriz de sensibilidades entre el ángulo de voltaje y la potencia reactiva
$SORI$	Índice de redundancia de observabilidad del sistema
SSE_k	Sumatoria de las distancias eléctricas del centroide a los nodos en la zona k
\mathbf{T}	Matriz de transformación
\mathbf{v}	Vectores propios derechos
V_i	Magnitud de voltaje en el nodo i
\mathbf{V}_{nodal}	Matriz de voltajes nodales
\mathbf{W}	Conjunto de vectores propios izquierdos
\mathbf{W}_s	Matriz con las filas seleccionas de \mathbf{L}^{-1}
w	Número de soluciones conocidas

\mathbf{w}	Vectores propios izquierdos
\mathbf{X}	Vector de soluciones binario asociado a la instalación de un PMU
x_{ik}	Espacio euclidiano en el nodo i respecto al generador k
x_i^k	Nodo i en la zona de control k
x_{si}	Solución óptima encontrada en la iteración i
x_i	Variable binaria que indica si hay instalado un PMU en el nodo i
\mathbf{Y}_{bus}	Matriz de admitancias
Z_k	Número de centroides de las zonas de control
$\Delta\mathbf{P}$	Balance de potencia activa
ΔP_k	Balance de potencia activa en el nodo k
$\Delta\mathbf{Q}$	Balance de potencia reactiva
ΔQ_k	Balance de potencia reactiva en el nodo k
$\Delta\mathbf{Q}_m$	Incremento de potencia reactiva modal
$\Delta\mathbf{V}$	Diferencia de magnitud de voltaje
$\Delta\mathbf{V}_m$	Incremento de voltaje modal
$\Delta\mathbf{X}$	Variables de estado
$\Delta\theta$	Diferencia del ángulo de voltaje
η_R	Matriz del porcentaje de participación
η_{ij}	Porcentaje de participación del j -ésimo voltaje nodal en el i -ésimo voltaje modal
η_{Rij}	Porcentaje de participación real del voltaje nodal j respecto al voltaje modal i
θ_i	Ángulo de voltaje en el nodo i
Λ	Porcentajes de energía modal
λ	Valores propios
μ_k	Centroide en la zona de control k
Ω_i	i -ésima fila de la matriz \mathbf{W}

Acrónimos

BOI	Índice de Observabilidad del Nodo
BPSO	Optimización de Enjambre por Partículas Binarias
BSDP	Programación Binaria Semidefinida
DE	Evolución Diferencial
ES	Búsqueda Exhaustiva
GA	Algoritmos Genéticos
GPS	Sistema de Posicionamiento Global
IGA	Algoritmo Genético de Inmunidad
ILP	Programación Lineal por Enteros
NSGA	Algoritmo Genético de Clasificación no Dominado
OPP	Localización Óptima de Unidades de Medición Fasorial
PMU	Unidad de Medición Fasorial
SA	Simulación Recocida
SCADA	Sistema de Adquisición de Datos y Control Supervisorio
SEP	Sistemas Eléctricos de Potencia
SORI	Índice de Redundancia de Observabilidad del Sistema
SQP	Programación Cuadrática Secuencial
SSE	Sumatoria de las Distancias Eléctricas al Cuadrado

Contenido

Dedicatoria	II
Resumen	III
Abstract	IV
Agradecimientos	V
Nomenclatura	VI
Acrónimos	IX
Contenido	X
Lista de Figuras	XIII
Lista de Tablas	XV
1. Introducción	1
1.1. Introducción	1
1.2. Planteamiento del problema	4
1.3. Antecedentes	5
1.3.1. Antecedentes de observabilidad	5
1.3.2. Antecedentes de controlabilidad	9
1.4. Objetivo	11
1.5. Justificación	12
1.6. Metodología propuesta	13
1.7. Contenido de la tesis	13
2. Localización de PMUs para la Observabilidad de SEP	15
2.1. Introducción	15
2.2. Análisis de observabilidad de dispositivos PMUs	15
2.2.1. Análisis de observabilidad en sistemas eléctricos	16
2.2.2. Análisis de observabilidad incluyendo medidas de inyección cero	17
2.2.3. Análisis de observabilidad incluyendo medidas convencionales	18
2.3. Formulación matemática de localización óptima de PMUs	18
2.3.1. Observabilidad basada solo en mediciones de PMUs	19
2.3.2. Observabilidad con mediciones PMUs y de inyección cero	21
2.3.3. Observabilidad con mediciones PMUs y SCADA	22
2.4. Métodos de ubicación óptima de PMUs	24
2.5. Casos de estudio	25
2.5.1. Localización de PMUs con base a mediciones sincrofasoriales	26

2.5.2. Localización de PMUs con base a mediciones sincrofasoriales y de inyección cero	29
2.5.3. Localización de PMUs con base a mediciones sincrofasoriales y SCADA	33
2.6. Conclusiones	39
3. Casos de Estudio de Localización Óptima de PMUs.	40
3.1. Introducción	40
3.2. Descripción de los sistemas de prueba	40
3.3. Casos de estudio sin mediciones de inyección cero y SCADA	41
3.4. Casos de estudio con mediciones de inyección cero	49
3.5. Casos de estudio con mediciones SCADA	58
3.6. Conclusiones	61
4. Seccionamiento en Zonas de Control de Voltaje	63
4.1. Introducción	63
4.2. Problemática	63
4.3. Análisis de la matriz de sensibilidades	65
4.3.1. Formulación del problema de flujos de potencia	65
4.3.2. Matriz Jacobiana	67
4.3.3. Matriz Jacobiana reducida	69
4.3.4. Matriz de sensibilidades con la regla de la cadena	70
4.4. Áreas de control mediante técnicas de agrupamiento	71
4.4.1. Distancia eléctrica	71
4.4.2. Algoritmo k-means	73
4.4.3. Método del codo	74
4.5. División de áreas de control mediante el criterio de mayor energía modal	76
4.5.1. Número de zonas	78
4.5.2. Clasificación de los nodos en zonas de control	79
4.5.3. Selección del nodo piloto	81
4.6. Comparación cualitativa de las técnicas utilizadas	82
4.7. Índices de control	85
4.7.1. Índice L-index	85
4.8. Ejemplo ilustrativo	87
4.8.1. Ejemplo del algoritmo k-means	87
4.8.2. Ejemplo de método criterio por mayor energía modal y aplicación del índice L-index	93
4.9. Conclusiones	96
5. Casos de Estudio de Seccionamiento en Zonas de Control	97
5.1. Introducción	97
5.2. Descripción del diseño de experimento	97
5.3. Resultados de controlabilidad	99
5.3.1. Resultados del algoritmo k-means	99
5.3.2. Resultados del algoritmo criterio por mayor energía modal e índice L-index	102

5.4. Conclusiones	104
6. Conclusiones Generales y Trabajos Futuros	105
6.1. Conclusiones generales	105
6.2. Trabajos futuros	106
Referencias	125

Lista de Figuras

2.1. Análisis de observabilidad en un sistema eléctrico [Nuqui y Phadke, 2005].	16
2.2. Análisis de observabilidad incluyendo medidas de inyección cero.	17
2.3. Ejemplo de islas y líneas frontera.	18
2.4. Diagrama de flujo para encontrar todas las soluciones.	25
2.5. Sistema de 14 nodos IEEE.	26
2.6. Ubicación óptima PMU para el sistema de 14 nodos.	29
2.7. Sistema de 14 nodos IEEE incluyendo nodos de inyección cero.	30
2.8. Cambio de topología en la red de 14 nodos IEEE incluyendo el nodo de inyección cero.	30
2.9. Ubicación óptima PMUs con nodos de inyección cero en la red IEEE 14 de nodos.	32
2.10. Sistema de 14 nodos IEEE incluyendo medidas convencionales.	33
2.11. Islas observables del sistema de 14 nodos IEEE incluyendo medidas convencionales.	37
2.12. Ubicación óptima PMUs con medidas convencionales en la red 14 nodos	38
3.1. Red de prueba IEEE 14 nodos.	41
3.2. Red de prueba IEEE 24 nodos.	42
3.3. Red de prueba IEEE 30 nodos.	42
3.4. Red de prueba IEEE 39 nodos.	43
3.5. Red de prueba IEEE 57 nodos.	43
3.6. Red de prueba IEEE 118 nodos.	44
3.7. Red de prueba IEEE 14 nodos sin mediciones de inyección cero y SCADA.	47
3.8. Red de prueba IEEE 24 nodos sin mediciones de inyección cero y SCADA.	47
3.9. Red de prueba IEEE 30 nodos sin mediciones de inyección cero y SCADA.	47
3.10. Red de prueba IEEE 39 nodos sin mediciones de inyección cero y SCADA.	48
3.11. Red de prueba IEEE 57 nodos sin mediciones de inyección cero y SCADA.	48
3.12. Red de prueba IEEE 118 nodos sin mediciones de inyección cero y SCADA.	49
3.13. Red de prueba IEEE 14 nodos con medidas de inyección cero.	50
3.14. Red de prueba IEEE 24 nodos con medidas de inyección cero.	50
3.15. Red de prueba IEEE 30 nodos con medidas de inyección cero.	51
3.16. Red de prueba IEEE 39 nodos con medidas de inyección cero.	51
3.17. Red de prueba IEEE 57 nodos con medidas de inyección cero.	52
3.18. Red de prueba IEEE 118 nodos con medidas de inyección cero.	52

3.19. Red de prueba IEEE 14 nodos con medidas de inyección cero.	55
3.20. Red de prueba IEEE 24 nodos con medidas de inyección cero.	55
3.21. Red de prueba IEEE 30 nodos con medidas de inyección cero.	56
3.22. Red de prueba IEEE 39 nodos con medidas de inyección cero.	56
3.23. Red de prueba IEEE 57 nodos con medidas de inyección cero.	57
3.24. Red de prueba IEEE 118 nodos con medidas de inyección cero.	57
3.25. Red de prueba IEEE 14 nodos con medidas convencionales SCADA.	59
3.26. Red de prueba IEEE 118 nodos con medidas convencionales SCADA.	59
3.27. Ubicación de PMUs en la red de prueba IEEE 14 nodos con mediciones SCADA.	60
3.28. Ubicación de PMUs en la red de prueba IEEE 118 nodos con mediciones SCADA.	61
4.1. Definición de distancia eléctrica.	73
4.2. Definición de SSE.	75
4.3. Diagrama de flujo del algoritmo del criterio por mayor energía modal.	82
4.4. Red de prueba IEEE 14 nodos.	87
4.5. Red de prueba IEEE 14 nodos.	91
4.6. Red de prueba IEEE 14 nodos dividida en 4 zonas de control.	91
4.7. Red de prueba IEEE 14 nodos dividida en 3 zonas de control.	92
4.8. Red de prueba IEEE 14 nodos dividida en 2 zonas de control.	92
4.9. Red de prueba IEEE 30 nodos.	93
4.10. Red de prueba IEEE 30 nodos dividida en 5 zonas de control.	95
5.1. Red de prueba IEEE 30 nodos.	98
5.2. Red de prueba IEEE 57 nodos.	98
5.3. Método del codo para la red de prueba IEEE 30 nodos.	99
5.4. Red de prueba IEEE 30 nodos dividida en 5 zonas de control.	100
5.5. Red de prueba IEEE 30 nodos dividida en 7 zonas de control.	100
5.6. Método del codo en la red de prueba IEEE 57 nodos.	101
5.7. Red de prueba IEEE 57 nodos dividido en 11 zonas.	101
5.8. Red de prueba IEEE 57 nodos dividido en 12 zonas.	102
5.9. Red de prueba IEEE 30 nodos.	103
5.10. Red de prueba IEEE 57 nodos.	103

Lista de Tablas

1.1. Apagones en los últimos años.	2
3.1. Configuración de los sistemas de prueba.	41
3.2. Conjunto de soluciones para los sistemas de prueba IEEE.	45
3.3. Soluciones para los sistemas de prueba propuestos.	46
3.4. Mediciones de inyección cero para los sistemas de prueba.	50
3.5. Conjunto de soluciones reportadas en otras investigaciones para los sistemas de prueba IEEE considerando los nodos de inyección cero.	53
3.6. Ubicación de PMUs por el método propuesto considerando medidas de inyección cero.	53
3.7. Número de mediciones SCADA para los sistemas de prueba.	58
3.8. Localización de mediciones SCADA convencionales para los sistemas de prueba.	58
3.9. Ubicación de PMUs por el algoritmo propuesto considerando mediciones SCADA.	60
3.10. Ubicación de PMUs considerando mediciones SCADA.	60
4.1. SSE aplicando el método del codo en la red de prueba IEEE 14 nodos.	89
6.1. Datos de conectividad línea/ transformador- Sistema IEEE de 14 nodos.	107
6.2. Datos de conectividad línea/ transformador- Sistema IEEE de 30 nodos.	108
6.3. Continuación de datos de conectividad línea/transformador - Sistema IEEE de 30 nodos.	109
6.4. Datos de conectividad línea/transformador - Sistema IEEE de 39 nodos.	109
6.5. Continuación datos de conectividad línea/transformador - Sistema IEEE de 39 nodos.	109
6.6. Datos de conectividad línea/transformador - Sistema IEEE de 57 nodos.	110
6.7. Continuación datos de conectividad línea/transformador - Sistema IEEE de 57 nodos.	110
6.8. Continuación datos de conectividad línea/transformador - Sistema IEEE de 57 nodos.	111
6.9. Datos de conectividad línea/transformador - Sistema IEEE de 118 nodos.	112
6.10. Continuación datos de conectividad línea/transformador - Sistema IEEE de 118 nodos.	113
6.11. Continuación datos de conectividad línea/transformador - Sistema IEEE de 118 nodos.	113

6.12. Continuación datos de conectividad línea/transformador - Sistema IEEE de 118 nodos.	114
6.13. Continuación datos de conectividad línea/transformador - Sistema IEEE de 118 nodos.	115
6.14. Continuación datos de conectividad línea/transformador - Sistema IEEE de 118 nodos.	116
6.15. Datos del sistema IEEE 14 nodos.	118
6.16. Datos de los nodos del sistema IEEE 14 nodos.	118
6.17. Continuación datos de los nodos del sistema IEEE 14 nodos.	119
6.18. Datos del sistema IEEE 30 nodos.	119
6.19. Continuación datos del sistema IEEE 30 nodos.	120
6.20. Datos de los nodos del sistema IEEE 30 nodos.	120
6.21. Continuación datos de los nodos del sistema IEEE 30 nodos.	121
6.22. Datos del sistema IEEE 57 nodos.	121
6.23. Continuación datos del sistema IEEE 57 nodos.	122
6.24. Continuación de datos del sistema IEEE 30 nodos.	123
6.25. Datos de los nodos del sistema IEEE 57 nodos.	123

Capítulo 1

Introducción

1.1. Introducción

La complejidad operativa y escala topológica de las redes eléctricas ha ido incrementándose cada vez más en los últimos años debido al crecimiento de la demanda de potencia eléctrica y la integración de generadores eléctricos basados en energías renovables no convencionales de naturaleza aleatoria. En este contexto, la vulnerabilidad hace cada vez más propensos a los sistemas eléctricos de potencia (SEP) a sufrir apagones de gran escala. Cabe mencionar que la pérdida de suministro eléctrico de grandes áreas geográficas ha ocurrido desde la década de 1960, teniendo como referencia el apagón en el noreste de Estados Unidos ocurrido el 9 de noviembre de 1965. Este apagón causó la pérdida de 21 GW de carga y dejó a 30 millones de personas sin energía eléctrica durante 13 horas [D. E. Nye, 2010]. Otro ejemplo, fue el apagón en América del Norte, EUA, en 2013, el cual tuvo pérdidas económicas de entre 4,000 y 10,000 millones de dólares, afectando a más de 50 millones de personas. Otro importante ejemplo, fue el segundo apagón más grande en el mundo que tuvo lugar en la India el 30 y 31 de julio del 2012, el cual afectó a 600 millones de personas; es decir, casi un 10 % de la población mundial. En este apagón se perdieron 48 GW de capacidad de generación [United States Department of Energy and National Resources Canada, 2014]. Para contextualizar el impacto de este evento en un marco de nivel nacional, la demanda pico del sistema eléctrico interconectado nacional es de apro-

ximadamente 49 GW, es decir, la pérdida de generación reportada equivaldría a dejar sin suministro de potencia eléctrica a la república mexicana. Los apagones de gran escala tienen grandes consecuencias técnicas, económicas y sociales, por ello, es importante analizar algunos de estos eventos ocurridos recientemente. En la Tabla 1.1 se muestran algunos de los apagones más importantes de los últimos años alrededor del mundo [Haes H. et al, 2019].

Tabla 1.1: Apagones en los últimos años.

Día	Lugar	Efecto
10/01/2018	Sudan	Afectó a 24 millones de personas, tardó 41.5 horas en restaurarse y el evento fue por fallas en cascada.
03/07/2018	Azerbaiyán	Afectó a 8 millones de personas, el apagón tardó 8 horas en restaurarse y fue ocasionado por altas temperaturas.
20/12/2018	Canadá	Afectó a 0.6 millones de personas, el apagón tardó 4 horas en restaurarse y el origen fue por las altas velocidades del viento.
01/03/2017	EUA	Afectó a 21 millones de personas, el apagón tardó 11 hora en restaurarse y el evento fue por fallas en cascada.
26/08/2017	Uruguay	Afectó a 3.4 millones de personas, el apagón tardó 4 hora en restaurarse, fue ocasionado por fallas en cascada y malas condiciones climáticas
03/03/2016	Sri Lanka	Afectó a 10 millones de personas, el apagón tardó 16 hora en restaurarse y el origen fue una fuerte tormenta.
07/06/2016	Kenya	Afectó a 10 millones de personas, el apagón tardó 4 hora en restaurarse y fue ocasionado por un corto circuito en un transformador
23/12/2015	Ucrania	Afectó a 230 millones de personas, tardó 6 hora en restaurarse y fue por un cyber ataque.
26/01/2015	Ucrania	Afectó a 140 millones de personas, el apagón tardo 2 hora en restaurarse y fue por una falla en el SEP.
01/11/2014	Bangladesh	Afectó a 150 millones de personas, el apagón tardó 24 hora en restaurarse y fue por la salida de un HVDC.
30/06/2012	India	Afectó a 620 millones de personas, el apagón tardó 15 hora en restaurarse por una línea sobrecargada.
08/09/2011	EUA y México	2.7 millones de personas afectadas, incluyendo 1.4 millones en San Diego y 1.1 millones en México.
04/02/2011	Brasil	Afectó a 53 millones de personas, tardó 16 hora en restaurarse y fue por falla en una línea de transmisión.
10/11/2009	Brasil y Paraguay	60 millones de personas afectadas y 28.8 GW de carga perdidos.
04/11/2006	Sur de Europa	8 países 50 millones de personas afectadas. 17 GW de carga perdidos y el tardó 1.5 horas en restaurarse.

En el análisis de algunos de estos apagones a gran escala, se encontró que fueron provocados por eventos en cascada. De una manera general, esta secuencia de eventos sigue un proceso. Primero, se inician por uno o varios eventos, como pérdidas de líneas y generadores. Debido a carencia o acción inapropiada de un control correctivo, se tendrá un estado operativo de emergencia que provocará la operación de protecciones de otros componentes eléctricos del sistema debido a una inestabilidad de frecuencia, voltaje y/o el ángulo del rotor. Por último, esta serie de eventos en cascada conducirán a la falta de suministro de potencia eléctrica en diversas áreas geográficas de un país, referido como un apagón.

Para evitar que el sistema eléctrico entre en un estado operativo de emergencia, se debe monitorear y estimar en tiempo real su estado operativo [Baldwin, 1993],[Liacco, 1975] en términos de sus variables de estado, es decir, magnitud y ángulo de fase de cada voltaje nodal. Para lograr estos dos propósitos, existen dispositivos de medición que se colocan en puntos estratégicos del sistema de potencia para recopilar información de ciertas variables de estado de interés, dentro de los cuales se tienen a las unidades de medición fasorial (PMU, por su nombre en inglés).

Las PMUs se desarrollaron en la década de 1980 en conjunto con algoritmos para su aplicación en la estimación de estado y la protección de los SEP [Phadke y Bi, 2018]. La PMU es un dispositivo colocado en un nodo para monitorear magnitud y ángulo de fase del voltaje nodal y de la corriente eléctrica que fluye a través de elementos de transmisión conectados al nodo. El primer prototipo fue construido en 1992 en la Universidad de Virginia Tech [Ersan y Yasin, 2020]. En la actualidad, debido a la necesidad de un monitoreo y control de área amplia en redes eléctricas, el número de PMUs instalados ha ido aumentando significativamente. En este sentido, es posible monitorear un SEP con un mínimo de dispositivos para estimar su estado operativo, lo cual es una gran ventaja respecto al sistema de adquisición de datos y control supervisorio (SCADA, por su nombre en inglés) que requiere de muchos otros dispositivos de medición para el correcto monitoreo de la red eléctrica. Otra ventaja de las PMUs es que permiten un seguimiento preciso de eventos transitorios de tipo electromecánico por sus altas tasas de muestreo, lo que permite tener un control y una supervisión adecuada en tiempo real del sistema eléctrico [Baldwin, 1993],[Baldwin *et al.*, 1993]. Una desventaja que tienen estos dispositivos, sin em-

bargo, es su alto costo. Una estrategia para contrarrestar lo anterior es la ubicación óptima de PMUs, tal que se asegure la observabilidad completa del sistema eléctrico utilizando el número mínimo de PMUs [Mili *et al.*, 1990].

1.2. Planteamiento del problema

Dos de los desafíos actuales en el monitoreo y control de SEPs están asociados con la ubicación óptima de PMUs para garantizar la completa observabilidad del SEP y el seccionamiento de un SEP en áreas de control para facilitar su controlabilidad.

En cuanto a la observabilidad, se considera un reto moderno, debido a que no se han contemplado aspectos suficientes en un modelo matemático de optimización para una observabilidad completa o parcial del sistema. La consideración de algunos aspectos importantes son: la observabilidad, el costo de instalación, la ubicación óptima, las contingencias, la formación de islas, las mediciones de inyección cero, las mediciones SCADA, entre otros. Entonces, atender alguno de estos aspectos por separado, no es suficiente, porque la ubicación de PMUs en una red eléctrica podrá verse afectada al considerar simultáneamente alguna una combinación de estos efectos. Los modelos actuales de ubicación óptima arrojan soluciones, pero dejarán de ser óptimas cuando la red eléctrica esté sujeta a condiciones de operación reales. Por ello, es necesario un modelo matemático que considere la combinación de estos factores.

Por otro lado, para lograr una mejor supervisión del sistema eléctrico, es necesario un seccionamiento adecuado de los nodos de un SEP en zonas de control. Este seccionamiento presenta grandes ventajas al momento de tomar decisiones importantes para mantener al sistema en un estado normal de operación. Algunas de estas ventajas son las siguientes [Gómez Bedoya, 2014]: i) representar un sistema de gran escala en una versión reducida del sistema, ii) información de la interacción operativa de diferentes zonas de control basada en análisis matemáticos, iii) monitoreo más detallado de las variables de interés, y iv) la influencia de los nodos piloto por cada zona de control, entre otras.

Con base a lo anterior, es posible obtener información más completa del estado operativo de un SEP al mejorar su observabilidad con la ubicación óptima de PMUs y una mejor controlabilidad del SEP con su seccionamiento por zonas de control con base al desarrollo de índices de control.

1.3. Antecedentes

1.3.1. Antecedentes de observabilidad

Los objetivos para transformar las redes eléctricas convencionales en redes eléctricas inteligentes consiste en la integración de un sistema de monitoreo basado en los dispositivos PMUs. A diferencia de otros componentes de medición, las PMUs cuentan con un sistema de posicionamiento global (GPS) que permite saber con precisión el tiempo en que los datos de medición en tiempo real proporcionados por estos dispositivos fueron tomados. Lo anterior permite la sincronización y ordenamiento de todas las mediciones suministradas por PMUs. Este conocimiento es de vital importancia para los operadores y los ingenieros en los centros de control ya que garantiza tener una verdadera fotografía del comportamiento del SEP para un tiempo específico, y en un proceso de medición continua permite identificar, anticipar, prevenir y corregir posibles estados operativos de alerta o emergencia en los SEP. Aunque la implementación de estos dispositivos presenta grandes ventajas, la puesta en marcha ha sido tardía debido a la gran inversión económica para colocarlos en sitios específicos; sin embargo, se espera que en un futuro exista mayor demanda comercial y el precio de los PMUs disminuya.

En la actualidad, el SCADA tiene una tasa de muestreo de datos cada 2 a 4 segundos, mientras que los PMUs son capaces de muestrear de 30 a 60 puntos de datos por segundo [Khurana *et al.*, 2010]. Lo anterior permite que los datos adquiridos por PMUs puedan ser utilizados en la estimación más precisa del estado operativo los SEP y su control en tiempo real [Chen *et al.*, 2005]. En los últimos años, se han propuesto diversas metodologías basadas en algoritmos matemáticos y heurísticos para determinar la ubicación óptima de PMUs en SEPs para lograr la observabilidad total del sistema [Manousakis y Georgilakis, 2012]. Entre las formulaciones más destacadas para resolver este problema se encuentra la pro-

gramación lineal por enteros (ILP) para la optimización determinística, mientras que en el contexto de optimización heurística se encuentran la simulación recocida (SA), los algoritmos genéticos (GA), la búsqueda exhaustiva (ES), la evolución diferencial (DE) y la optimización de enjambre por partículas binarias (BPSO).

De entre todas estas formulaciones, la ILP es la más utilizada para resolver este problema debido a que es un algoritmo rápido, fácil de implementar y capaz de obtener resultados idénticos a otros algoritmos implementados para resolver el problema de ubicación óptima de PMUs. Además, presenta la ventaja de que puede emplearse en sistemas de gran escala de una manera muy eficiente. Sin embargo, en el análisis de algunos estudios se ha demostrado que la solución que se obtiene no es estrictamente óptima, ya que puede existir una gran variedad de soluciones en este tipo de problemas de optimización. Por ello, se requiere formular un algoritmo que pueda obtener las soluciones óptimas, que sea rápido, fácil de implementar y con una adecuada convergencia.

A continuación, se mencionan las propuestas de algunos trabajos donde se ha utilizado la formulación ILP y las consideraciones que se han hecho. En [Xu y A., 2004] se formuló el problema de ubicación óptima de PMUs (Optimal Phasor measurement unit Placement (OPP)) utilizando restricciones lineales basadas en la matriz de conectividad, lo cual facilita la observabilidad de la red. Sin embargo, las restricciones se convierten en lineales o no lineales cuando existen mediciones de inyección cero, dependiendo de la metodología y la formulación abordada se pueden considerar en las formulaciones del problema. La formulación será no lineal si la restricción de inyección cero está basada en potencias. En caso de que la restricción se exprese en función de corrientes, esta será lineal. En las redes eléctricas un nodo de inyección cero es definido como un nodo que no tiene generación ni carga, estos nodos reducen el número requerido de PMUs para hacer observable al sistema. En [Gou, 2008] se propuso una formulación basada en ILP considerando mediciones SCADA convencionales y de inyección cero. La formulación propuesta logró eliminar las restricciones no lineales de su formulación matemática. La propuesta se amplió añadiendo la observabilidad total e incompleta del SEP y una medida de redundancia. La medida de redundancia es un índice de observabilidad y se define como el total de veces que son

observados los nodo por el conjunto de PMUs instalados. En [Nuqui y Phadke, 2005] se presentó una formulación de ILP incorporando la pérdida de un PMU en el problema. En [Dua *et al.*, 2008] se presentó una formulación basada en un índice de observabilidad del nodo (BOI) y un índice de redundancia de observabilidad del sistema (SORI).

Otros estudios que abordaron la formulación del problema OPP considerando mediciones SCADA y otras restricciones son mencionados a continuación. En el trabajo [Abbasy e Ismail, 2009] se formuló el método de fusión de nodo como un problema de ILP binario. Este método consideró la pérdida de varios dispositivos PMU, incluyendo mediciones de inyección cero y SCADA. En [Mohammadi-Ivatloo y Hosseini, 2008] se utilizó la formulación ILP, reglas de selección de nodos, los índices BOI y de Redundancia de Observabilidad del Sistema (SORI) para garantizar soluciones de ubicación óptima de PMU. En [Aminifar *et al.*, 2010] se consideró el límite de canales de medición de las PMUs en la formulación del OPP, el modelo utilizado también considera restricciones asociadas con pérdidas de líneas de transmisión y PMUs. Por último, en [Korkali y Abur, 2009] se utilizó la formulación ILP mixta considerando la dispersión de la red.

Debido a que la formulación ILP solo puede producir una solución, la cual no necesariamente es estrictamente una solución global óptima, se han desarrollado varias metodologías para abordar esta desventaja, tal como se describe a continuación. En el trabajo [Theodorakatos *et al.*, 2015] se utilizó la programación cuadrática secuencial (SQP), con la cual se obtienen conjuntos de soluciones óptimas. Del conjunto de soluciones óptimas se selecciona la mejor solución en función del valor más alto de SORI. En [Korres *et al.*, 2015] se introdujo la programación binaria semidefinida (BSDP) para resolver el problema de OPP y obtener diversas soluciones óptimas. Aunque los resultados obtenidos con los métodos SQP y BSDP son considerados mejores que los obtenidos por la formulación ILP, algunas soluciones no son operativamente factibles en algunos casos. Esto debido a que no se encuentran otras soluciones con el mismo número de dispositivos óptimos y mayor índice SORI en comparación con ILP.

En general se prefiere la utilización de los algoritmos heurísticos sobre los algoritmos matemáticos cuando se requiere obtener una solución global. Esto es debido a que

con los métodos matemáticos no existe una formulación adecuada para obtener la solución óptima global, entonces, se prefirió la aplicación de los métodos heurísticos para conocer dicha solución. Sin embargo, se han desarrollado formulaciones adecuadas para obtener un gran número de soluciones óptimas con los algoritmos matemáticos. De tal manera, la obtención de una sola solución dejó de ser su principal desventaja. Sin embargo, se siguen utilizando los métodos heurísticos en el problema de OPP. Los métodos heurísticos por definición tratan de descubrir o aprender algo por ensayo y error, basándose en parámetros que requieren ajustes para garantizar que los algoritmos sean capaces de encontrar mejores soluciones. Sin embargo, el tiempo que toman en encontrar una solución puede aumentar a medida que incrementa el tamaño del problema. Además, es posible que exista la no convergencia a una solución óptima para un problema de gran escala. Dentro de los algoritmos heurísticos utilizados se tienen las siguientes propuestas.

En [Milosevic y Begovic, 2003] se propuso un algoritmo genético de clasificación no dominado (NSGA) para resolver el problema de OPP con base en la minimización óptima de dispositivos y la maximización del índice de redundancia de observabilidad del sistema (SORI). Se maximiza el índice SORI con la finalidad de obtener la mejor solución óptima, con ello más nodos son vistos por el conjunto de dispositivos PMUs instalados. La propuesta utiliza la teoría de grafos y algoritmos genéticos (GA) para dar soluciones óptimas individuales. En [Mohammadi Ivatloo, 2009] se presentó un algoritmo formulado con base en la topología que utilizan en GA para resolver el problema de OPP. Esta propuesta implica un proceso de fusión de nodos en las restricciones. Las conclusiones mencionan que el método propuesto puede ser utilizado para resolver el problema de OPP. En [Aminifar *et al.*, 2010] se utilizó un algoritmo genético de inmunidad (IGA) para determinar el número mínimo de PMUs necesarios para que el SEP sea observable. Los resultados del método indican que llegó a la solución más rápido en comparación con el método tradicional de GA, además, se redujo el proceso de convergencia, se previnieron operaciones innecesarias y se concluyó que es más eficiente para competir con otros métodos ya establecidos. En [Zhao *et al.*, 2015] se realizó una propuesta utilizando GA basado en las restricciones topológicas para determinar una ubicación óptima de PMUs.

La evolución diferencial (DE) es un método de optimización que depende de factores como la generación, la selección, el cruzamiento y la mutación de población, similar al método de GA. En [Al-Mohammed, 2011] se resolvió el problema de OPP considerando nodos de inyección cero y el índice de redundancia SORI. El método se aplicó en las redes de prueba IEEE con resultados comparables con los existentes en la literatura. En [Rajasekhar *et al.*, 2013] se determinó el número requerido de PMUs para fallas en la observabilidad del SEP, incluyendo los nodos de inyección cero. Los resultados se comparan con los obtenidos con la formulación ILP y aseguran la optimización global. En [Peng *et al.*, 2010] se propuso un algoritmo basado en la clasificación no dominada de Pareto para resolver un problema de OPP multiobjetivo. En este trabajo se determinó el número mínimo de PMUs considerando la pérdida de un dispositivo. En [Nuqui y Phadke, 2005] se adoptó un método de BPSO para encontrar la ubicación óptima de PMUs maximizando el índice de redundancia SORI asegurando una mayor observabilidad en caso de que falle algún dispositivo volviendo al sistema más redundante y confiable.

En [Liu *et al.*, 2013] se utilizó el método BPSO considerado como un método de corrección para mejorar la diversidad de partículas, evitándose que las partículas queden atrapadas en mínimos locales. En [Ahmadi *et al.*, 2011], se utilizó BPSO para encontrar el mínimo de dispositivos PMUs a ser conectados en el sistema tomando en cuenta la redundancia, los nodos de inyección cero y las mediciones SCADA. La finalidad es asegurar soluciones factibles que impulsen el enjambre a una mejor solución. Existen otros trabajos donde se ha implementado la solución del problema de OPP con otros métodos heurísticos, como la búsqueda exhaustiva [Saha Roy *et al.*, 2012], [Chakrabarti *et al.*, 2009] y la búsqueda Tabú [Koutsoukis *et al.*, 2013].

1.3.2. Antecedentes de controlabilidad

Para determinar el estado operativo de un SEP es necesario estimar todos las magnitudes y ángulos de fase de voltaje nodal) [Gayatri *et al.*, 2012] con las cuales se pueden calcular los flujos de potencia activa y reactiva a través de los elementos de transmisión para coordinar diferentes acciones de control. Para esta estimación es necesario información

confiable de los datos paramétricos y topológicos del modelo de red, así como mediciones confiables provistas por el sistema SCADA y PMUs [Stanley E. McHann, 2013]. Los avances en la tecnología y el procesamiento de la información han permitido el desarrollo de aplicaciones que puedan dar seguimiento al comportamiento dinámico de un SEP, considerando las PMUs como los dispositivos más importantes en el futuro de la operación de los SEP [Salehi *et al.*, 2011].

La primera aplicación de PMUs fue en 1992, por Georgia Power Comany en líneas de 500 kV ubicada en Estados Unidos. El objetivo de las pruebas era definir mejor los límites operativos y validar el modelo de la planta Scherer, para esto colocaron PMUs en 6 lugares diferentes en la red interconectada de Scherer. Los dispositivos PMU se activaron manualmente y se registraron los datos que se obtuvieron de las mediciones. Se registraron los voltajes de secuencia positiva en los nodos y las corrientes de secuencia positiva en las líneas de transmisión. A partir de estas mediciones, se puede calcular el flujo de potencia de secuencia positiva sobre las líneas. Dado que los fasores están sincronizados, los ángulos de fase en los voltajes y sus diferencias de ángulo de fase podrían medirse directamente. Al analizar estas pruebas, se observó que son dispositivos fiables para dar mediciones fasoriales precisas comparando con la precisión de los modelos utilizados en los programas para la simulación de los SEP [Burnett *et al.*, 1994]. El éxito que tuvieron las pruebas motivo la instalación de PMUs en diferentes países para continuar con la evaluación de factibilidad de uso de estos dispositivos [Phadke, 2008]. Las mediciones sincronizadas de fasores cuentan con una etiqueta de tiempo para que el control pueda basarse en el estado real operativo del SEP [De La Ree *et al.*, 2010]. Con esto se fomenta un óptimo desarrollo para mejorar la robustez de los SEP en la supervisión y el control de amortiguación de área amplia [Taylor *et al.*, 2005], [Zhang y Bose, 2008].

A pesar de que los sistemas SCADA tienen una tasa de muestreo limitada desde el punto de vista temporal, y no cuentan con una estampa de tiempo que garantice que dos o más mediciones correspondan a un mismo instante, su información es muy útil para la operación actual de los SEP, pero para el seguimiento y control de la operación dinámica de un SEP es necesario contar con mediciones fasoriales de PMUs [Salehi *et al.*, 2011].

Los esquemas actuales de control de voltaje son descentralizados por área de control, en los cuales existe un nodo representativo de cada área. En la mayoría de estos casos, el nodo más robusto es llamado nodo piloto. Algunos de los principales objetivos de este tipo de control son el seccionamiento y la selección del nodo piloto, debido a que este nodo tendrá una influencia importante en los nodos eléctricamente cercanos. También, es importante verificar el bajo acoplamiento eléctrico entre los nodos piloto, esto es para evitar problemas de interacción y con ello se verifica un correcto resultado de los análisis.

Los métodos existentes para el control de voltaje se clasifican en tres grandes grupos: métodos basados en distancias eléctricas [Sancha *et al.*, 1996], [Corsi *et al.*, 2004], en la teoría de grafos [Mehrjerdi *et al.*, 2013] y en análisis estadísticos [Conejo y Aguilar, 1998]. El método basado en las distancias eléctricas es el más utilizado para identificar las zonas de control de voltaje por su simplicidad y el uso de métricas basadas en conceptos físicos. En los métodos basados en la teoría de grafos, las zonas del sistema se identifican por medio de la selección de los nodos piloto, los cuales son los menos robustos y más representativos de cada zona de control. El control de voltaje está basado en la definición de una banda, la cual es activada solo cuando un nodo piloto excede el umbral permitido [Mariani y Murthy, 1997]. Por último, los métodos basados en análisis estadístico presentan particularidades de interés en la selección de nodos piloto y estrategias de control jerárquico del voltaje.

1.4. Objetivo

En este trabajo de investigación se tienen dos objetivos principales: i) determinar el número mínimo y localización óptima de PMUs para asegurar la observabilidad total de un SEP, y ii) la determinación de zonas de control de un SEP desde un contexto de controlabilidad de voltaje. El cumplimiento de estos objetivos se logrará con base a:

- El algoritmo para la determinación de la ubicación óptima de PMUs estará basado en la formulación ILP. La formulación tendrá la opción de considerar mediciones de inyección cero, mediciones SCADA y/o la observabilidad redundante del conjunto de PMUs.

- La determinación de zonas de control se basa en dos metodologías: i) el algoritmo k-means y el método de sensibilidades, y ii) el método de mayor energía modal . Finalmente, se aplica un índice de estabilidad de voltaje para obtener el nodo más vulnerable en cada zona de control e información acerca del punto de colapso de voltaje.

1.5. Justificación

Las problemáticas de encontrar la localización óptima de PMUs que asegure la observabilidad total de un SEP y de obtener la división de zonas de control desde un contexto de estabilidad de voltaje en SEP tienen una aplicación práctica.

Para el primer problema se identificaron muchos desafíos que enfrenta el despliegue de la tecnología de sincrofasores, pero esta investigación se centra en el desafío de la colocación óptima de PMUs en las redes eléctricas para una observabilidad completa. La localización de PMUs en conjunto con medidas de inyección cero y convencionales hacen a los sistemas eléctricos más redundantes, teniendo una mayor cantidad de mediciones para diferentes aplicaciones como: estimación de estado, y facilitación del monitoreo y control. El uso de estos dispositivos está siendo cada vez más necesario, ya que los datos fasoriales en tiempo real nos permiten una mejor supervisión de los SEP.

Para el segundo problema se considera un análisis matemático para la división de zonas de control, el cual nos proporciona mayor información del estado del sistema. Cuando se tiene una gran cantidad de datos se puede hacer difícil realizar un análisis, ya que toda la información no es procesada. En este sentido, las técnicas de reducción representan una ventaja significativa para el análisis de los SEP en tiempo real, así con menos información se pueden llegar a estimar variables eléctricas del sistema y las acciones que se deben de realizar para mantenerlos en límites operativos. Entre los papeles más importantes para hacer este procesamiento, se debe determinar un punto de operación con los datos del sistema, así se pueden plantear diferentes herramientas y metodologías que apoyen la supervisión correcta. En este trabajo se realiza la partición con dos métodos diferentes para establecer una comparación y llegar a una solución más completa.

Estos estudios combinados están fuertemente motivados por la reducción de las acciones de control, actualmente este problema está parcialmente sin resolver y se pretende abordarlo para la observabilidad y controlabilidad en los SEP.

1.6. Metodología propuesta

El desarrollo de la presente tesis se realiza con base a la siguiente metodología: En primer lugar, se realiza la revisión bibliográfica asociada a tópicos de optimización, controlabilidad y observabilidad con un enfoque en la ubicación óptima de PMUs, en el seccionamiento de un SEP en zonas de control y en índices de estabilidad. Con base a la revisión bibliográfica, se formularán matemáticamente los problemas de la ubicación óptima de PMUs, de la división de zonas de control y de la selección de un índice adecuado de control de voltaje. Estas formulaciones serán codificadas en el entorno de programación de MatLab® para realizar análisis de redes eléctricas de diversos tamaños con base a casos de estudio previamente diseñados. Los resultados obtenidos en estos casos de estudio serán comparados con los resultados reportados en la literatura abierta con propósitos de validación de las implementaciones realizadas.

1.7. Contenido de la tesis

En adición al presente capítulo, este trabajo de tesis está estructurado de la siguiente manera.

Los fundamentos matemáticos relevantes para la ubicación óptima de PMUs considerando los casos solo con mediciones de PMUs, mediciones PMU y de inyección cero, así como mediciones PMU, SCADA y de inyección cero son descritos en el Capítulo 2. Además, se presenta un ejemplo ilustrativo para cada uno de los diferentes casos referidos.

El Capítulo 3 presenta los resultados propios y los existentes en la literatura para la ubicación óptima de PMUs. Estos resultados están asociados a las redes eléctricas del IEEE: 14, 24, 30, 39, 57 y 118 nodos, así como redes eléctricas de gran escala de 7300, 7659, 8941 y 9038 nodos.

Los métodos para el seccionamiento de redes eléctricos en áreas de control con base al algoritmo k-means y el criterio por mayor energía modal son descritos en el Capítulo 4. También se detalla la división de zonas de control obtenida por cada método mediante un ejemplo ilustrativo. Por último, se hace una descripción de la aplicación de los índices de estabilidad de control voltaje en el contexto de zonas de control.

Los resultados obtenidos para la controlabilidad de las redes eléctricas IEEE de 30, 57 y 118 nodos, divididas en zonas de control, son reportados en el Capítulo 5. Este seccionamiento se realiza por medio del algoritmo k-means y el criterio de mayor energía modal. Además, se presenta la aplicación del índice L-index para cuantificar la estabilidad de voltaje en los sistema de prueba referidos.

Por último, las conclusiones generales y trabajos futuros asociados al presente trabajo se describen en el Capítulo 6.

Capítulo 2

Localización de PMUs para la Observabilidad de SEP

2.1. Introducción

En este capítulo se describen los fundamentos asociados con el concepto de observabilidad, los cuales son utilizados para el entendimiento e implementación de un modelo matemático para la ubicación óptima de unidades de medición fasorial que asegure la observabilidad completa de sistemas eléctricos de potencia. En este contexto, se consideran los siguientes tres casos de mediciones disponibles: i) solo mediciones PMUs, ii) Mediciones PMUs y de inyección cero, y iii) Mediciones PMUs, de inyección cero y SCADA. Finalmente, se presentan resultados numéricos donde se demuestra la aplicación del método de localización de PMUs implementado, así como la manera en que afectan otro tipo de mediciones en el número de PMUs que deben ser integrados a un sistema eléctrico.

2.2. Análisis de observabilidad de dispositivos PMUs

El análisis de observabilidad para la estimación de estado en sistemas eléctricos mediante mediciones proporcionadas por dispositivos PMUs ha cobrado una gran relevancia

debido a que estos dispositivos proporcionan una fotografía real del estado operativo del sistema eléctrico en un instante de tiempo seleccionado. En esta sección, se presentará el análisis conceptual de observabilidad considerando diferentes tipos de mediciones.

2.2.1. Análisis de observabilidad en sistemas eléctricos

Los dispositivos PMUs miden fasores de voltaje nodal y flujo de corriente. Con base a estas mediciones y la aplicación de la leyes de Kirchhoff es posible calcular el fasor de voltaje en nodos adyacentes al nodo en el cual se encuentra conectado el PMU. Por lo tanto, los nodos directamente monitoreados por un PMU son directamente observables, los nodos interconectados al nodo donde se encuentra un PMU son indirectamente observables y los otros nodos que no están interconectados a los nodos del PMU son inobservables. La descripción anterior se muestra de manera esquemática en la Figura 2.1.

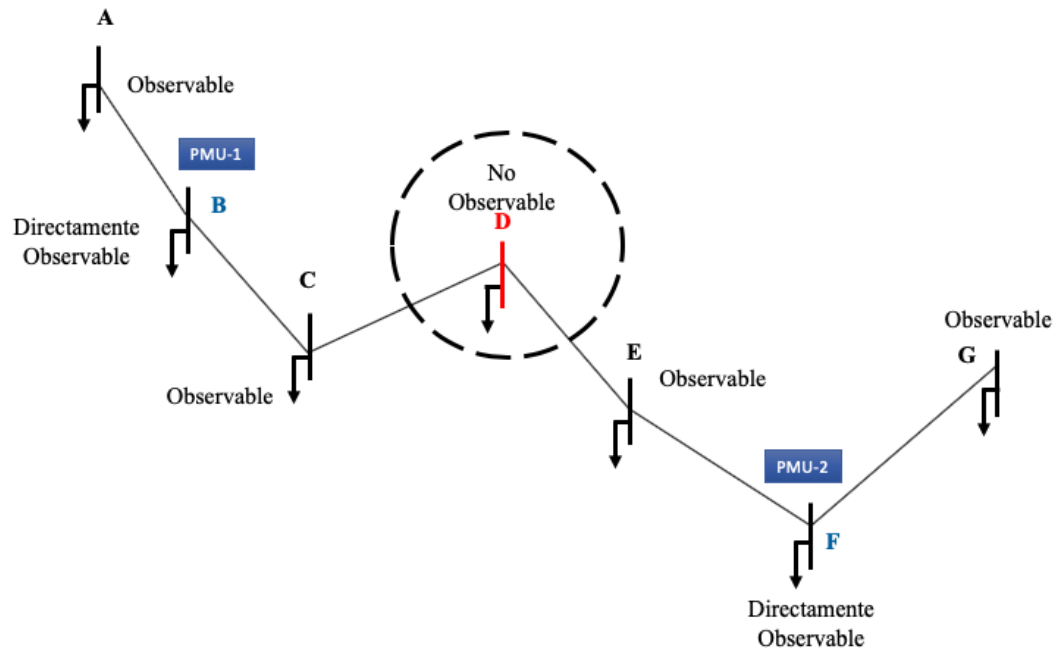


Figura 2.1: Análisis de observabilidad en un sistema eléctrico [Nuqui y Phadke, 2005].

Con la finalidad de explicar de manera particular lo referido en el párrafo anterior, se analiza el sistema eléctrico de 7 nodos mostrado en la Figura 2.1. Asumiendo que solo hay dos dispositivos PMU instalados, uno en el nodo B y el nodo F , estos nodos son directamente observables. Debido a que los pares de nodos $\{A, C\}$ y $\{E, G\}$ están conectados al nodo B

y F , respectivamente, ambos pares de nodos son indirectamente observables. Por último, el nodo D es inobservable debido a que no está asociado con ningún nodo donde se ubique un PMU, lo cual hace que este sistema sea no observable. De tal manera, desde un contexto de estimación de variables eléctricas, un sistema observable es aquel en que todos sus nodos son directamente o indirectamente observables por un esquema adecuado de colocación de dispositivos PMUs.

2.2.2. Análisis de observabilidad incluyendo medidas de inyección cero

Un nodo de inyección cero, también conocido como nodo de paso, es aquel donde no se inyecta o demanda potencia eléctrica por parte de un elemento activo o pasivo, e.g., generadores o cargas eléctricas. La Figura 2.2 muestra un nodo de inyección cero en un sistema eléctrico.

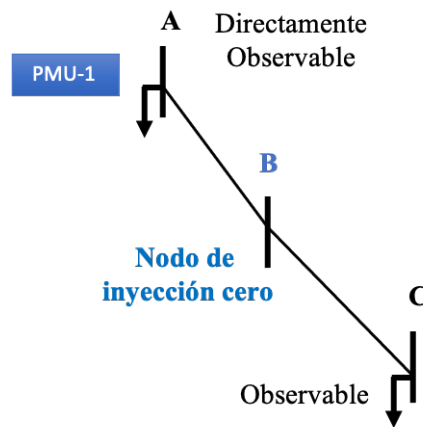


Figura 2.2: Análisis de observabilidad incluyendo medidas de inyección cero.

Con base en la Figura 2.2 y lo descrito en la Sección 2.2.1, el nodo A es directamente observable, mientras que el nodo B es indirectamente observable. Puesto que el nodo B es de inyección cero, la corriente que fluye a través de la línea $A-B$ es igual a la corriente que fluye a través de la línea $B-C$, por lo que es posible calcular el voltaje en el nodo C para clasificarlo como indirectamente observable. Por último, como todos los nodos son observables, el sistema es observable.

2.2.3. Análisis de observabilidad incluyendo medidas convencionales

En general, todos los SEP cuentan con un sistema SCADA que proporciona mediciones convencionales de inyecciones de potencia, flujos de potencia y magnitudes de voltaje. En este caso, la localización óptima de PMUs queda determinada por el número de mediciones convencionales y el concepto de islas observables [Gou y Abur, 2000].

En la metodología de las islas observables, los objetivos son obtener islas a partir de las medidas convencionales y resolver el problema de localización óptima de PMUs para condiciones normales de operación. Estas islas representan uno o más nodos y pueden estar conectadas mediante líneas frontera, donde a partir de varias islas y la ubicación de dispositivos PMUs se pretende llegar a una sola isla, logrando de esta manera la observabilidad completa del sistema eléctrico.

Un ejemplo de islas y líneas frontera es mostrado en la Figura 2.3, donde con 3 islas formadas se buscaría llegar a una sola con la instalación de dispositivos PMUs.

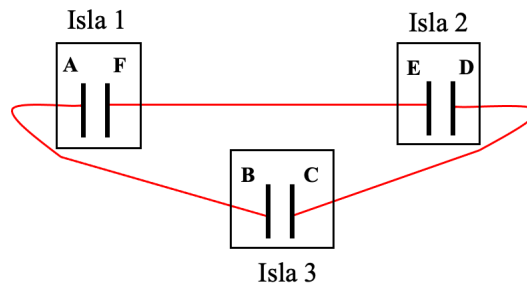


Figura 2.3: Ejemplo de islas y líneas frontera.

2.3. Formulación matemática de localización óptima de PMUs

El problema de localización óptima de PMUs para lograr la observabilidad completa de un sistema eléctrico se formula como un problema de optimización restringido, donde la función objetivo consiste en minimizar el número de PMUs instalados en el sistema, sujeto a que todos los nodos sean directa o indirectamente observables. El conjunto de restricciones dependerá del tipo de mediciones adicionales que se tengan en el sistema eléctrico bajo estudio.

2.3.1. Observabilidad basada solo en mediciones de PMUs

El modelo de optimización para lograr la observabilidad de un sistema eléctrico con base a solo mediciones de PMUs se formula de la siguiente manera:

$$\min \sum_{k=1}^N x_k \quad (2.1)$$

Sujeto a $\mathbf{A}_{NxN} \mathbf{X}_{Nx1} \geq \mathbf{B}_{Nx1}$

$$\mathbf{X}_{Nx1} = \begin{bmatrix} x_1 & x_2 & \dots & x_N \end{bmatrix}^T$$

$$x_i \in \{0, 1\}$$

donde N es el número total de nodos en la red eléctrica. El vector \mathbf{x}_N está compuesto por variables binarias asociadas a cada uno de los nodos, y cuyo valor indica si el nodo correspondiente tiene instalado un PMU: si el valor de la i -ésima variable binaria es 1, hay un PMU instalado en el nodo i -ésimo, lo contrario ocurre para un valor nulo de la variable binaria. \mathbf{A}_{NxN} es una matriz de conectividad nodal, cuyos elementos binarios se define en la ecuación (2.2):

$$a_{ij} = \begin{cases} 1, & \text{si } i=j \\ 1, & \text{si } i \text{ y } j \text{ están conectados} \\ 0, & \text{otro caso} \end{cases} \quad (2.2)$$

Debido a que cada nodo en el sistema debe ser observado por el conjunto de PMUs por al menos una trayectoria de conectividad, cada elemento del vector unitario \mathbf{B}_{Nx1} de (2.3) indica que el conjunto de nodos asociados a la correspondiente restricción son observados directa o indirectamente.

$$\mathbf{B}_{Nx1} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & \dots & 1 \end{bmatrix}^T \quad (2.3)$$

La solución del problema de optimización (2.3) proporciona el número y localización de PMUs en la red eléctrica. Sin embargo, es posible encontrar otra nueva solución al incluir la solución encontrada previamente como una restricción al problema de optimización. De tal manera, se pueden encontrar nuevas soluciones añadiendo como restricción al problema de optimización original la solución que ya se conoce. Asumiendo que

$\mathbf{x}_{s_1} = [x_{s_1,1}, x_{s_2,2}, \dots, x_{s_1,N}]$ es una solución óptima ya encontrada y m_{s_N} es el número óptimo de PMUs requeridos, la matriz \mathbf{A}_{NxN} y el vector \mathbf{B}_{Nx1} se modifican con la restricción adicional como se muestra en (2.4) y (2.5), respectivamente, para evitar que se repita la misma solución previa. Debe observarse que el elemento del vector \mathbf{B} asociado a la solución añadida como restricción no es unitario, sino que es menor en una unidad al número de PMUs encontrados en la solución añadida. De igual manera, como estos elementos añadidos a la matriz \mathbf{A} y el vector \mathbf{B} son negativos, lo que indica es que la restricción de desigualdad cambia de signo. Estas restricciones son añadidas con signo negativo para considerar soluciones adicionales y cumplir la condición de no negatividad del problema de optimización.

Si w soluciones son conocidas, la matriz \mathbf{A}_{NxN} y el vector \mathbf{B}_{Nx1} son modificados como se muestra en (2.4) y (2.5), respectivamente.

$$\mathbf{A}_{(N+w)xN} = \begin{bmatrix} & \mathbf{A}_{NxN} & & \\ -x_{s_1,1} & -x_{s_1,2} & \dots & -x_{s_1,N} \\ -x_{s_2,1} & -x_{s_2,2} & \dots & -x_{s_2,N} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ -x_{s_w,1} & -x_{s_w,2} & \dots & -x_{s_w,N} \end{bmatrix}_{(N+w)xN} \quad (2.4)$$

$$\mathbf{B}_{(N+w)x1} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & -(m_{s_1} - 1) & -(m_{s_2} - 1) & \dots & -(m_{s_w} - 1) \end{bmatrix}_{1x(N+w)}^T \quad (2.5)$$

La formulación general para mejorar el modelo y encontrar todas las soluciones óptimas es dada en (2.6).

$$\min \sum_{k=1}^N x_k \quad (2.6)$$

Sujeto a $\mathbf{A}_{(N+w)xN} \mathbf{X}_{Nx1} \geq \mathbf{B}_{(N+w)x1}$

$$\mathbf{X}_{Nx1} = [x_1 \quad x_2 \quad \dots \quad x_N]^T$$

$$x_i \in \{0, 1\}$$

Cuando se determina el número mínimo y localización óptima de PMUs en un sistema eléctrico, también se debe de prestar atención al Índice de Redundancia de Observabilidad del Sistema (SORI). Este índice define el número de PMUs que simultáneamente observan un nodo de una manera directa o indirecta. Entonces, a partir del producto de \mathbf{A}_{kxN} y el

vector de soluciones \mathbf{X}_{Nx1} se define el número de veces que es visto el nodo k por los PMUs. Entonces, el número de veces que son vistos los nodos por los PMUs en un sistema de forma directa o indirecta se calcula con el índice SORI dado por la ecuación (2.7).

$$SORI = \sum_{k=1}^N (\mathbf{A}_{kxN} \cdot \mathbf{X}_{Nx1}) \quad (2.7)$$

En este contexto, la solución con mayor $SORI$ se considera la mejor, debido a la redundancia existente en la observabilidad del sistema [Awon *et al.*, 2018]. Lo que se pretende con la redundancia es que al perder un PMU que observa al k -ésimo nodo, otro PMU permita observar este mismo nodo.

2.3.2. Observabilidad con mediciones PMUs y de inyección cero

Existen dos formas de formular el problema de optimización (2.1) cuando se consideran mediciones de inyección cero. La primera opción consiste en incluir restricciones no lineales de balance de potencia en los nodos de inyección cero, mientras que la segunda opción consiste en una transformación topológica y es la adoptada en este trabajo. Las ventajas de adoptar el método de transformación topológica son: i) un planteamiento sencillo resuelto con la formulación ILP, ii) las restricciones que se abordan son lineales, iii) es de fácil implementación y iv) se obtienen los mismos resultados que otros métodos con restricciones no lineales. La idea principal de este método es unir el nodo de inyección cero con cualquiera de sus nodos vecinos. La validez de esta fusión nodal es que si conocen los fasores de voltaje en los nodos adyacentes al nodo de inyección cero, el fasor de voltaje de este nodo puede ser calculado por la ley de Kirchhoff [Gou y Abur, 2000]. El modelo matemático, incluyendo las medidas de inyección cero y todas las soluciones óptimas es el descrito por (2.8).

$$\min \sum_{k=1}^{N_{equi}} x_k \quad (2.8)$$

Sujeto a $\mathbf{A}'_{(N_{equi}+w)xN_{equi}} \mathbf{X}_{N_{equi}x1} \geq \mathbf{B}_{(N_{equi}+w)x1}$

$$\mathbf{X}_{N_{equi}x1} = \begin{bmatrix} x_1 & x_2 & \dots & x_{N_{equi}} \end{bmatrix}^T$$

$$x_i \in \{0, 1\}$$

donde \mathbf{A}' es la matriz obtenida por la transformación topológica del sistema que depende del número de medidas de inyección cero que se tenga en el SEP. Y, N_{equi} es el número reducido de nodos que contiene el sistema. Esta variable puede ser calculada a partir del número total de nodos N menos el número de nodos de inyección cero, los cuales corresponden a los nodos que no cuentan con carga ni generación.

2.3.3. Observabilidad con mediciones PMUs y SCADA

Actualmente los SEP se monitorean con mediciones PMUs y SCADA, por ello es necesario abordar ambos tipos de mediciones aplicando el concepto de islas observables. Aunque los PMUs son más precisos en sus mediciones, el monitoreo completo de un sistema por estos dispositivos es caro. Por estas razones, es necesario recurrir a ambos tipos de mediciones en los análisis de observabilidad, reduciendo el número de PMUs.

El concepto de isla observable en un SEP está relacionado con las mediciones disponibles para monitorear el sistema. En caso de no tener mediciones que garanticen la observabilidad total del sistema, es posible llevar a cabo un estudio que identifique las zonas que no cuentan con mediciones o subsistemas no observables. En este contexto, el objetivo principal es dividir al sistema en islas eléctricas en las cuales se pueda realizar el proceso de estimación de estado con el menor número de mediciones posibles. El objetivo de este método es tener más de una isla observable solo con mediciones unidas con líneas frontera para resolver el problema de localización óptima, y hacer observable al sistema en una sola isla.

El modelo matemático es dado por la ecuación (2.9) [Chakrabarti *et al.*, 2009]:

$$\min \sum_{k=1}^N x_k \quad (2.9)$$

Sujeto a $\mathbf{A}''_{(N_s+w) \times N} \mathbf{X}_{Nx1} \geq \mathbf{B}_{(N+w) \times 1}$

$$\mathbf{X}_{Nx1} = \begin{bmatrix} x_1 & x_2 & \dots & x_N \end{bmatrix}^T$$

$$x_i \in \{0, 1\}$$

donde \mathbf{A}'' es la matriz obtenida por los nodos asociados a las islas observables con una dimensión de $N_s \times N$, siendo N_s el número de zonas encontradas en el sistema. De esta manera, con la matriz \mathbf{A}'' se consideran las mediciones PMUs y SCADA.

Para determinar las islas observables, es necesario analizar la matriz de ganancia \mathbf{G} , formulada a partir de la matriz de jacobiano desacoplado \mathbf{H} con las mediciones del sistema. La matriz de ganancia \mathbf{G} se forma como indica la ecuación (2.10) [Chakrabarti *et al.*, 2009].

$$\mathbf{G} = \mathbf{H}^T \cdot \mathbf{H} \quad (2.10)$$

Una vez obtenida la matriz de ganancia \mathbf{G} , es necesario expresar dicha matriz como el producto de tres matrices de la forma de la ecuación (2.11):

$$\mathbf{G} = \mathbf{L}\mathbf{D}\mathbf{L}^T \quad (2.11)$$

donde \mathbf{L} es una matriz triangular inferior, \mathbf{D} es una matriz diagonal y \mathbf{L}^T es la matriz triangular inferior transpuesta. Los elementos de las matrices \mathbf{L} y \mathbf{D} son determinados por medio de las ecuaciones (2.12) y (2.13), respectivamente.

$$L_{i,j} = \frac{1}{D_j} \left(A_{i,j} - \sum_{k=1}^{j-1} L_{ik} L_{jk} D_k \right), \text{ para } i > j \quad (2.12)$$

$$D_j = \left(A_{j,j} - \sum_{k=1}^{j-1} L_{jk}^2 D_k \right) \quad (2.13)$$

donde los elementos D_j de la ecuación (2.13) se representan con elementos diagonales con la ecuación (2.14),

$$\mathbf{D} = \text{diag} \left[d_{1,1} \quad d_{2,2} \quad \dots \quad d_{N,N} \right] \quad (2.14)$$

A partir de la matriz \mathbf{D} se hace el análisis de las posiciones de los elementos diagonales que son cero, esto para seleccionar las filas de interés de la matriz \mathbf{L}^{-1} y formar la matriz \mathbf{W}_s , como se muestra en la ecuación(2.15) [Gou y Abur, 2000] [Chakrabarti *et al.*, 2009].

$$\mathbf{W}_s = \mathbf{L}^{-1} = \left[w_1 \quad w_2 \quad \dots \quad w_N \right]^T \quad (2.15)$$

A continuación, se debe de realizar la comprobación de la conectividad entre islas. Para esto, existe un procedimiento sencillo el cual es calculando la matriz \mathbf{E} , como se define en (2.16) [Gou y Abur, 2000] [Chakrabarti *et al.*, 2009]:

$$\mathbf{E} = \mathbf{A}_{inc} \cdot \mathbf{W}_s^T \quad (2.16)$$

donde \mathbf{A}_{inc} es la matriz de incidencias del SEP y sus elementos describen en (2.17):

$$a_{inc}(i, j) = \begin{cases} 1, & \text{Si el nodo } j \text{ es el extremo emisor de la línea } i \\ -1, & \text{Si el nodo } j \text{ es el extremo receptor de la línea } i \\ 0, & \text{Caso contrario} \end{cases} \quad (2.17)$$

Si un elemento de la fila de la matriz \mathbf{E} no es igual a 0, significa que la línea correspondiente es no observable y se define como una línea frontera. Desde un punto de vista físico, esto representa las líneas que son inobservables y requieren de un PMU para que sean observadas. Los nodos que conforman las islas son obtenidas mediante la eliminación de las líneas no observable con la matriz \mathbf{E} . Así, la ubicación de un dispositivo PMU es capaz de eliminar las líneas no observables entre dos o más islas observables, esto se hace con el fin de que las islas sean observables y se conviertan en una sola isla observable.

2.4. Métodos de ubicación óptima de PMUs

El problema de optimización asociado con la ubicación de dispositivos PMU se puede resolver por diferentes metodologías que son clasificadas en dos categorías generales: algoritmos matemáticos y algoritmos heurísticos. En [Manousakis y Georgilakis, 2012] se presenta una descripción detallada del estado del arte de los métodos aplicados en el problema de optimización orientado a la ubicación óptima de PMUs.

En esta tesis se empleará la programación lineal entera (ILP) con el objetivo de minimizar el número de PMUs instaladas en el sistema y maximizar la observabilidad redundante. Puesto que la solución del problema de la ubicación óptima de los dispositivos PMUs está asociada al planteamiento de las restricciones lineales, se recurre al modelo matemático de la Sección 2.3 para encontrar diferentes localizaciones de PMUs. En este caso, y debido a

como se incluyen las soluciones como restricciones del problema de optimización, el número óptimo de PMUs encontrado corresponderá a la última solución óptima disponible. En este sentido, el criterio de paro utilizado en la obtención de múltiples soluciones de localización de PMUs corresponde a todas las soluciones del problema de OPP. El diagrama de flujo de la Figura 2.4 muestra el proceso para encontrar todas las soluciones en el problema de localización óptima.

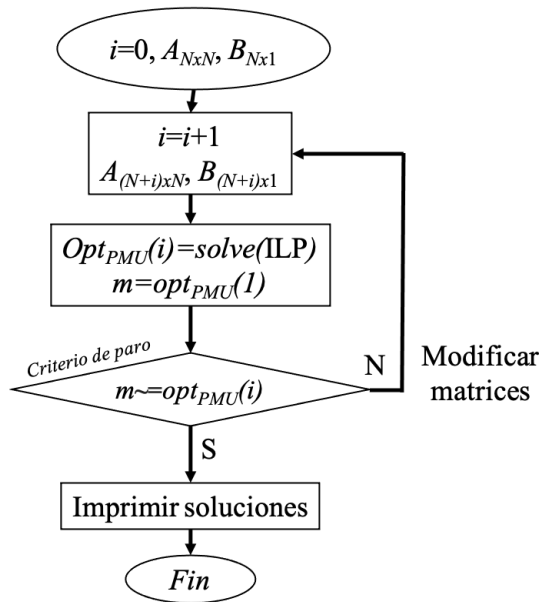


Figura 2.4: Diagrama de flujo para encontrar todas las soluciones.

2.5. Casos de estudio

En esta sección se detalla de manera numérica la metodología para la ubicación óptima de PMUs en la red de prueba IEEE 14 nodos mostrada en la Figura 2.5. Los casos de estudio corresponden a las tres opciones de disponibilidad de mediciones, previamente explicadas. En este contexto, se asume que el PMU localizado en el i -ésimo nodo mide el fasor de voltaje nodal y los fasores de corriente de rama a través de todos los elementos de transmisión conectados a este nodo.

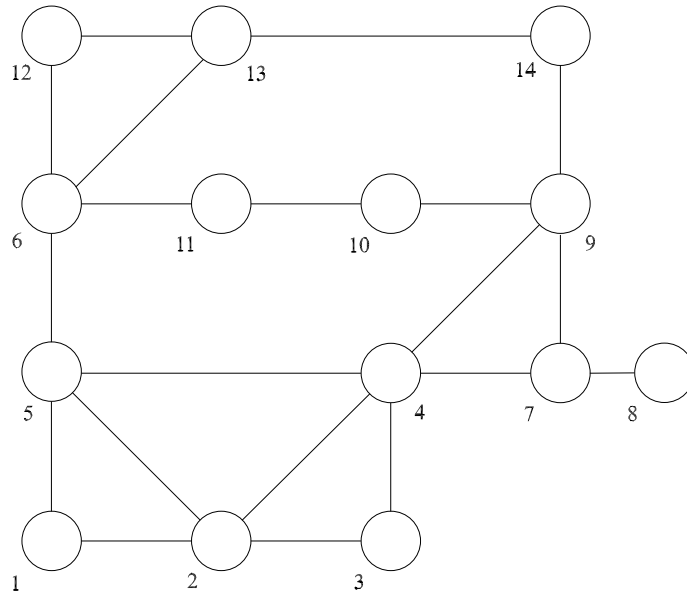


Figura 2.5: Sistema de 14 nodos IEEE.

2.5.1. Localización de PMUs con base a mediciones sincrofasoriales

Considerando que el sistema de prueba no tiene mediciones de inyección cero ni SCADA, el problema de optimización asociado a la localización de PMUs es formulado en (2.1). El problema para este sistema se puede formular como se muestra en la ecuación (2.18). Las restricciones permiten que cada nodo sea observado por un PMU al menos una vez. Sea x_k una variable de decisión binaria asociada al nodo k , la cual tiene el valor de 1 si se instala un PMU en el nodo i ; de lo contrario, tiene un valor nulo.

$$\min \sum_{k=1}^{14} x_k \quad (2.18)$$

Sujeto a:

$$\mathbf{A} \cdot \mathbf{X} = \begin{cases} \text{Nodo 1: } x_1 + x_2 + x_5 & \geq 1 \\ \text{Nodo 2: } x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5 & \geq 1 \\ \text{Nodo 3: } x_2 + x_3 + x_4 & \geq 1 \\ \text{Nodo 4: } x_2 + x_3 + x_4 + x_5 + x_7 + x_9 & \geq 1 \\ \text{Nodo 5: } x_1 + x_2 + x_4 + x_5 + x_6 & \geq 1 \\ \text{Nodo 6: } x_5 + x_6 + x_{11} + x_{12} + x_{13} & \geq 1 \\ \text{Nodo 7: } x_4 + x_7 + x_8 + x_9 & \geq 1 \\ \text{Nodo 8: } x_7 + x_8 & \geq 1 \\ \text{Nodo 9: } x_4 + x_7 + x_9 + x_{10} + x_{14} & \geq 1 \\ \text{Nodo 10: } x_9 + x_{10} + x_{11} & \geq 1 \\ \text{Nodo 11: } x_6 + x_{10} + x_{11} & \geq 1 \\ \text{Nodo 12: } x_6 + x_{12} + x_{13} & \geq 1 \\ \text{Nodo 13: } x_6 + x_{12} + x_{13} + x_{14} & \geq 1 \\ \text{Nodo 14: } x_9 + x_{13} + x_{14} & \geq 1 \end{cases}$$

donde,

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \end{bmatrix} \quad (2.19)$$

$$\mathbf{X} = \begin{bmatrix} x_1 & x_2 & x_3 & x_4 & x_5 & x_6 & x_7 & x_8 & x_9 & x_{10} & x_{11} & x_{12} & x_{13} & x_{14} \end{bmatrix}^T$$

$$x_i \in \{0, 1\}$$

Los valores binarios de la matriz de conectividad \mathbf{A} mostrada en la ecuación (2.19) están dados de la siguiente manera. Si un elemento de transmisión conecta el nodo i -ésimo con el nodo j -ésimo, los elementos matriciales (i,j) y (j,i) son iguales a 1, de lo contrario estos elementos son 0. Por último, los elementos diagonales son iguales a 1. El vector unitario \mathbf{B} indica que cada nodo debe ser observado directamente o indirectamente por el PMU al menos una vez. Para considerar la pérdida de la medición por un PMU en el nodo k se podría asignar el valor de 2 a la restricción asociada al k -ésimo elemento del vector \mathbf{B} , lo cual indica que el nodo debe de ser observado al menos dos veces de manera directa o indirecta por algún dispositivo. Esto significa que si un PMU está fuera de servicio en el sistema, todavía hay un PMU de respaldo disponible para proporcionar la observabilidad de este nodo. La solución del problema de optimización se realiza mediante el planteamiento de las ecuaciones

(2.18)-(2.19), la utilización de la función de programación lineal por enteros *intlinprog* implementada en el software Matlab® y el algoritmo de la Figura 2.4. La solución de (2.19) establece que el número de dispositivos a instalar es 4, en los nodos $[2 \ 6 \ 7 \ 9]$, como se muestra en la Figura 2.6.

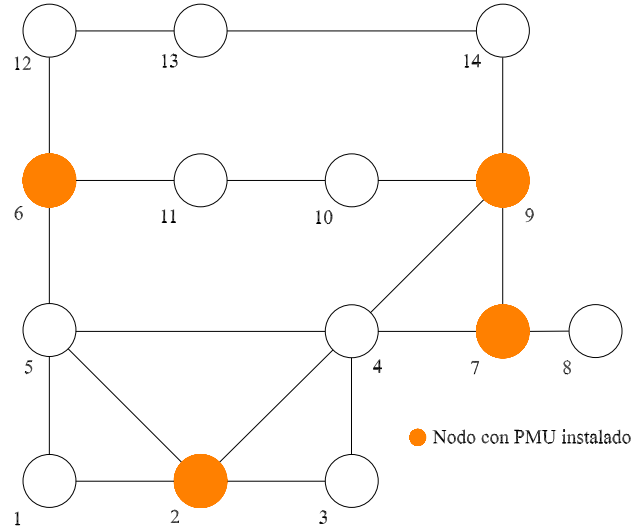


Figura 2.6: Ubicación óptima PMU para el sistema de 14 nodos.

Dado que se pueden encontrar más soluciones de ubicación de PMUs al considerar la última solución obtenida como una restricción adicional al problema de optimización, el proceso de solución vuelve a repetirse bajo esta premisa hasta obtener una solución con el mismo número óptimo de PMUs. Esta metodología continuará iterando hasta que el número óptimo de PMUs obtenidos sea mayor que el valor de PMUs óptimo, el cual es considerado como el criterio de paro. El número total de soluciones adicionales diferentes son 4 y corresponden a los nodos $[2 \ 7 \ 10 \ 13]$, $[2 \ 8 \ 10 \ 13]$, $[2 \ 7 \ 11 \ 13]$ y $[2 \ 6 \ 8 \ 9]$. La mejor solución óptima es aquella que tenga mayor redundancia o mayor índice *SORI*, en este caso es $[2 \ 6 \ 7 \ 9]$ con un índice *SORI* de 19.

2.5.2. Localización de PMUs con base a mediciones sincrofasoriales y de inyección cero

La red de prueba de 14 nodos con mediciones virtuales o de inyección cero se muestra en la Figura 2.7. En este caso, solo se tiene el nodo 7 con medición de inyección

ceros, el cual es identificado en color rojo. Al fusionar el nodo 7 con cualquiera de sus nodos adyacentes, en este caso el nodo 8, hay un cambio de topología que resulta en el nodo 8', como se muestra en la Figura 2.8. Así mismo, todos los nodos conectados al nodo 7 serán conectados al nodo 8'. Por ejemplo, la rama 8'-9 es un equivalente de tener la conexión original entre los nodos 7 y 9. De tal manera, la nueva topología de red se representa esquemáticamente en la Figura 2.8. Es necesario un análisis de observabilidad considerando las mediciones de inyección cero con el método de fusión para obtener una topología equivalente y una solución reduciendo el número de dispositivos PMUs.

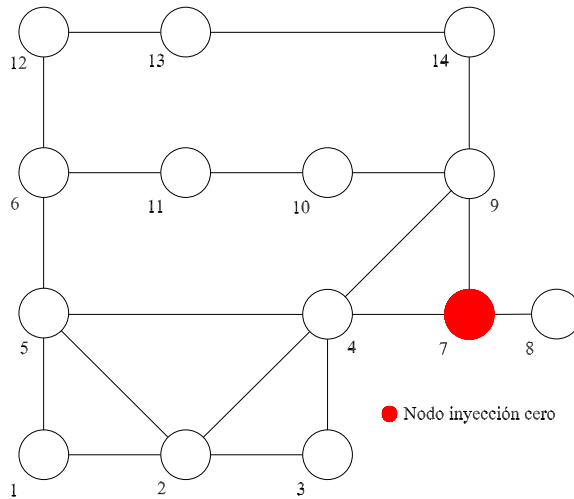


Figura 2.7: Sistema de 14 nodos IEEE incluyendo nodos de inyección cero.

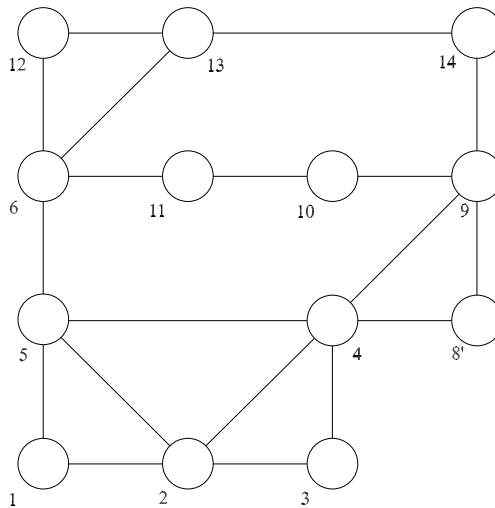


Figura 2.8: Cambio de topología en la red de 14 nodos IEEE incluyendo el nodo de inyección cero.

El problema de optimización para este caso queda formulado por la ecuación (2.20). Debe notarse que el conjunto de restricciones, no incluye a la restricción asociada al nodo eliminado. Por lo tanto, la matriz de conectividad \mathbf{A}' reduce su dimensión como se indica en la ecuación (2.21). De tal forma, esta matriz se encuentra a partir de la nueva topología de la Figura 2.8 y los nodos asociados al vector \mathbf{X} de la ecuación (2.21). La solución de esta ecuación da como resultado la instalación de tres PMUs en los nodos del sistema $[2 \ 6 \ 9]$, como se muestra en la Figura 2.9. Por último, no existen otras soluciones diferentes a la referida.

$$\min \sum_{k=1}^{13} x_k \quad (2.20)$$

Sujeto a:

$$\mathbf{A}' \cdot \mathbf{X} = \begin{cases} \text{Nodo 1: } x_1 + x_2 + x_5 & \geq 1 \\ \text{Nodo 2: } x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5 & \geq 1 \\ \text{Nodo 3: } x_2 + x_3 + x_4 & \geq 1 \\ \text{Nodo 4: } x_2 + x_3 + x_4 + x_5 + x_{8'} + x_9 & \geq 1 \\ \text{Nodo 5: } x_1 + x_2 + x_4 + x_5 + x_6 & \geq 1 \\ \text{Nodo 6: } x_5 + x_6 + x_{11} + x_{12} + x_{13} & \geq 1 \\ \text{Nodo 8': } x_4 + x_{8'} + x_9 & \geq 1 \\ \text{Nodo 9: } x_4 + x_{8'} + x_9 + x_{10} + x_{14} & \geq 1 \\ \text{Nodo 10: } x_9 + x_{10} + x_{11} & \geq 1 \\ \text{Nodo 11: } x_6 + x_{10} + x_{11} & \geq 1 \\ \text{Nodo 12: } x_6 + x_{12} + x_{12} & \geq 1 \\ \text{Nodo 13: } x_6 + x_{12} + x_{13} + x_{14} & \geq 1 \\ \text{Nodo 14: } x_9 + x_{13} + x_{14} & \geq 1 \end{cases}$$

donde,

$$\mathbf{A}' = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \quad (2.21)$$

$$\mathbf{X} = [x_1 \ x_2 \ x_3 \ x_4 \ x_5 \ x_6 \ x'_8 \ x_9 \ x_{10} \ x_{11} \ x_{12} \ x_{13} \ x_{14}]^T$$

$$x_i \in \{0, 1\}$$

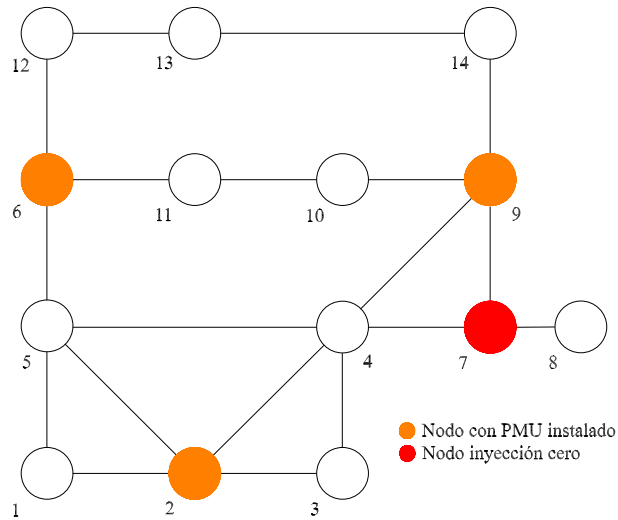


Figura 2.9: Ubicación óptima PMUs con nodos de inyección cero en la red IEEE 14 de nodos.

2.5.3. Localización de PMUs con base a mediciones sincrofásorales y SCADA

La red de prueba de 14 nodos del IEEE con mediciones SCADA de inyección y flujo de potencia se ilustra en la Figura 2.10. Con los datos de las mediciones se obtiene la matriz \mathbf{H} mostrada en (2.22), la cual corresponde al planteamiento de la matriz del jacobiana desacoplada de las mediciones de potencia reales (mediciones de flujo e inyección). Donde la matriz \mathbf{H} se relaciona con las mediciones de flujo de potencia entre los nodos 1-2, 4-9, 4-7, 7-8 y 7-9 para la formulación de los renglones 1-5 y las mediciones de inyección de potencia en los nodos 1, 2, 3, 4, 6, 9, 10, 12 y 13 para la formulación de los renglones 6-14.

Aplicando las ecuaciones (2.10)-(2.13) se obtiene la matriz de ganancia \mathbf{G} y los factores \mathbf{L} y \mathbf{D} , respectivamente. Los resultados de estas matrices son dadas en las ecuaciones (2.23), (2.24) y (2.25), para \mathbf{G} , \mathbf{L} y \mathbf{D} , respectivamente.

Se observa que los elementos de la diagonal en la matriz \mathbf{D} en la posición 13 y 14 son igual a cero, los cuales fueron encontrados en la factorización triangular de la matriz \mathbf{G} . Entonces, se puede formar la matriz \mathbf{W}_s a partir de \mathbf{L}^{-1} considerando únicamente las filas de interés 13 y 14, como se muestra en la matriz (2.26).

Con la matriz \mathbf{W}_s y con la matriz de incidencia \mathbf{A}_{inc} se puede calcular la matriz \mathbf{E} aplicando la ecuación (2.16), con los resultados mostrados en la ecuación (2.27).

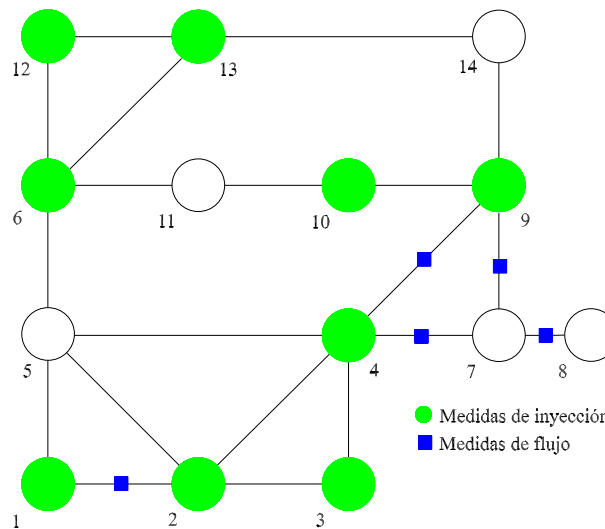


Figura 2.10: Sistema de 14 nodos IEEE incluyendo medidas convencionales.

$$\mathbf{H} = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 2 & -1 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 4 & -1 & -1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 2 & -1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & -1 & 5 & -1 & 0 & -1 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 4 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & -1 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & -1 & 0 & 4 & -1 & 0 & 0 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & -1 & 2 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 2 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & -1 & 3 & -1 \end{bmatrix} \quad (2.22)$$

$$\mathbf{G} = \begin{bmatrix} 6 & -7 & 1 & 1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -7 & 20 & -5 & -8 & -2 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & -5 & 6 & -6 & 2 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & -8 & -6 & 30 & -4 & 0 & -5 & 0 & -10 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ -1 & -2 & 2 & -4 & 4 & -4 & 1 & 0 & 1 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -4 & 18 & 0 & 0 & 0 & 0 & -4 & -5 & -6 & 1 \\ 0 & 1 & 1 & -5 & 1 & 0 & 5 & -1 & -4 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & -10 & 1 & 0 & -4 & 0 & 20 & -6 & 1 & 0 & 0 & -4 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & -6 & 5 & -2 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & -4 & 0 & 0 & 1 & -2 & 2 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & -5 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 6 & -4 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & -6 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & -4 & 11 & -3 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 1 & 0 & -4 & 1 & 0 & 1 & -3 & 2 \end{bmatrix} \quad (2.23)$$

$$\mathbf{L} = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1.1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0.1 & -0.3 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0.1 & -0.5 & -1.8 & -0.5 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -0.1 & -0.2 & 0.2 & 0.2 & -0.3 & 0.05 & -0.3 & 0.9 & -0.1 & -0.2 & -0.5 & -0.4 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -3.9 & 1 & 0.8 & -0.4 & 1 & 0 \\ -1 & 0 & 0.08 & 0.2 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0.08 & 0.2 & -1.2 & -1 & -0.7 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0.2 & 0.1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -0.4 & -0.2 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0.9 & 0.9 & -1.5 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0.9 & -2.8 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0.2 & 0.1 & 0.1 & -0.4 & 0.03 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (2.24)$$

$$\mathbf{D} = \text{diag} [1 \ 6 \ 11.8 \ 4.6 \ 3.5 \ 9.4 \ 4.5 \ 2 \ 1 \ 1.1 \ 1.4 \ 0.5 \ 0 \ 0] \quad (2.25)$$

$$\mathbf{W}_s = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1.8 & 3.7 & 0.4 & -0.1 & -1.8 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0.4 & 1 & 1 & 1 & -0.07 & -1.1 & 0.7 & 1.08 & 2.07 \end{bmatrix} \quad (2.26)$$

Los elementos de las filas de la matriz \mathbf{E} determinan las líneas de transmisión no observables o líneas frontera, de tal manera, si un elemento de la matriz no es igual a cero significa que la línea de transmisión correspondiente es no observable. Para este ejemplo, los renglones diferentes de cero de la matriz \mathbf{E} de (2.27) corresponden a las líneas de transmisión no observables 5-6, 6-11, 6-12, 6-13, 9-10, 9-14, 10-11, 12-13 y 13-14.

Además, los nodos que conforman las islas son obtenidos mediante la identificación de las líneas de transmisión observables que están eléctricamente conectadas. En este caso, los renglones (1-9, 14,15) de la matriz \mathbf{E} en (2.27) tienen (0,0) y corresponden a las líneas de transmisión observables 1-2, 1-5, 2-3, 2-4, 2-5, 3-4, 4-5, 4-7, 4-9, 7-8 y 7-9. Estas líneas de transmisión están eléctricamente conectadas, por ello, pertenecen a una misma isla observable definida como isla 1 (ver Figura 2.11).

Así, haciendo el análisis de las líneas observables y no observables se encuentran 7 islas observables, las cuales son: $\{1 \ 2 \ 3 \ 4 \ 5 \ 7 \ 8 \ 9\}$, $\{6\}$, $\{10\}$, $\{11\}$, $\{12\}$, $\{13\}$, $\{14\}$. En la Figura 2.11 se muestra las n islas para el caso de la red de prueba de 14 nodos con medidas convencionales, donde en color azul se muestran las islas observables encontradas y en color rojo las líneas frontera.

	Conectividad islas	Nodo envío	Nodo recepción		
$\mathbf{E} =$	0	0	1	2	(2.27)
	0	0	1	5	
	0	0	2	3	
	0	0	2	4	
	0	0	2	5	
	0	0	3	4	
	0	0	4	5	
	0	0	4	7	
	0	0	4	9	
	-1	0.57746	5	6	
	-2.71429	1.56741	6	11	
	0.57143	-0.32998	6	12	
	1.14286	-0.65995	6	13	
	0	0	7	8	
	0	0	7	9	
	-1.85714	1.07243	9	10	
	1.85714	-1.07243	9	14	
	-1.85715	1.07244	10	11	
0.57143	-0.32997	12	13		
1.71428	-0.98994	13	14		

A continuación, se necesita encontrar el conjunto de las nuevas restricciones a partir de las islas observables. Las restricciones formuladas consideran mediciones convencionales y el análisis de islas observables. Las ecuaciones de estas restricciones son mostradas en (2.28) y se calculan a partir de la Figura 2.11 con las islas formadas y los cortes de las líneas frontera.

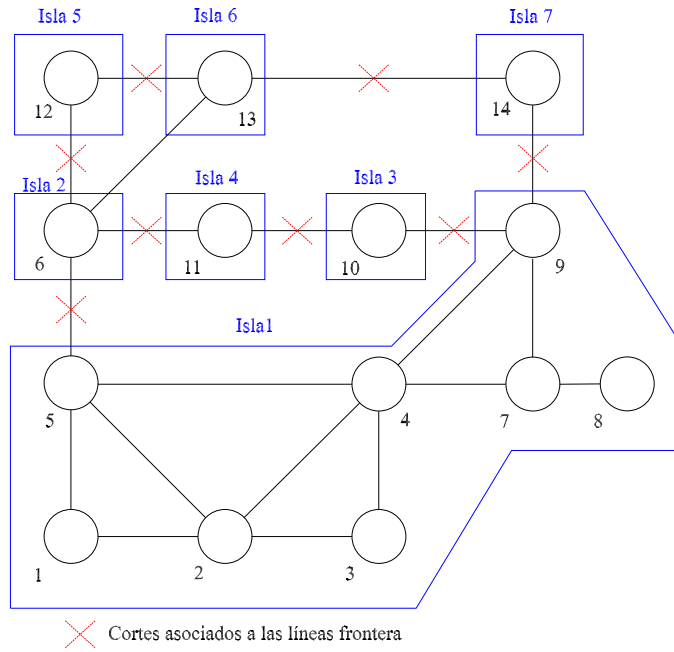


Figura 2.11: Islas observables del sistema de 14 nodos IEEE incluyendo medidas convencionales.

$$\mathbf{A}'' \cdot \mathbf{X} = \begin{cases} \text{Isla 1: } x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5 + x_6 + x_7 + x_8 + x_9 + x_{10} + x_{14} & \geq 1 \\ \text{Isla 2: } x_5 + x_6 + x_{11} + x_{12} + x_{13} & \geq 1 \\ \text{Isla 3: } x_9 + x_{10} + x_{11} & \geq 1 \\ \text{Isla 4: } x_6 + x_{10} + x_{11} & \geq 1 \\ \text{Isla 5: } x_6 + x_{12} + x_{13} & \geq 1 \\ \text{Isla 6: } x_6 + x_{12} + x_{13} + x_{14} & \geq 1 \\ \text{Isla 7: } x_9 + x_{13} + x_{14} & \geq 1 \end{cases} \quad (2.28)$$

De una forma matricial se muestra \mathbf{A}'' en (2.29) cuya dimensión es de 14×7 , que representa los 14 nodos y 7 islas observables.

$$\mathbf{A}'' = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 \end{bmatrix} \quad (2.29)$$

$$\mathbf{X} = \left[x_1 \ x_2 \ x_3 \ x_4 \ x_5 \ x_6 \ x_7 \ x_8 \ x_9 \ x_{10} \ x_{11} \ x_{12} \ x_{13} \ x_{14} \right]^T$$

$$x_i \in \{0, 1\}$$

Para este caso, se utiliza la matriz \mathbf{A}'' para resolver el OPP encontrando dos soluciones óptimas con dos dispositivos a instalar. Los dispositivos se instalaron en los nodos $[6 \ 9]$ y $[10 \ 13]$. Una solución obtenida se muestra en la Figura (2.12).

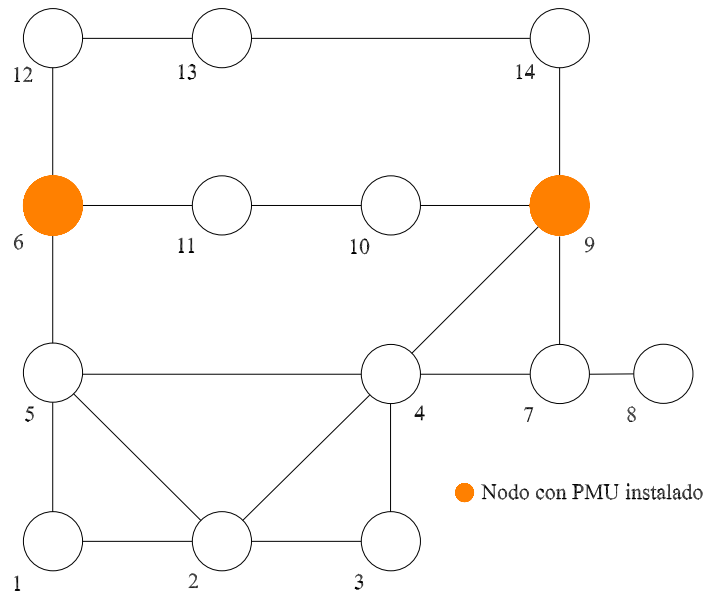


Figura 2.12: Ubicación óptima PMUs con medidas convencionales en la red 14 nodos

2.6. Conclusiones

En este capítulo se presentó la metodología para la localización de PMUs que aseguren la observabilidad de un sistema eléctrico considerando tres diferentes esquemas de medición. El impacto de estos esquemas es formulado matemáticamente mediante el conjunto de restricciones consideradas en el problema de optimización. La aplicación de la metodología descrita se ejemplificó numéricamente en la red de prueba de 14 nodos del IEEE. Como es de esperarse, los resultados obtenidos demuestran que el número de PMUs necesarios para hacer observable la red eléctrica disminuye si se tienen mediciones de inyección cero y SCADA. Es decir, requirió la utilización de 4, 3 y 2 dispositivos PMUs para el caso sin mediciones convencionales, con mediciones de inyección cero y con mediciones SCADA, respectivamente.

Capítulo 3

Casos de Estudio de Localización Óptima de PMUs.

3.1. Introducción

El modelo matemático y la formulación ILP descritos en el capítulo anterior son utilizados para la localización óptima de PMUs para hacer observables las redes eléctricas del IEEE 14, 24, 30, 39, 57 y 118 nodos y las redes de gran escala de 7300, 7659, 8941 y 9038 nodos. Los resultados obtenidos reportan el número mínimo de PMUs para lograr la observabilidad, el índice SORI y la mejor solución óptima de localización de PMUs. Algunos de estos resultados son comparados con los reportados en la literatura.

3.2. Descripción de los sistemas de prueba

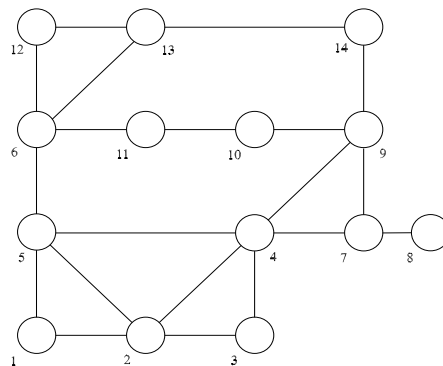
Los sistemas analizados corresponden a las redes de prueba del IEEE 14, 24, 30, 39, 57 y 118 nodos, y las redes eléctricas de 7300, 7659, 8941 y 9038 nodos. En la Tabla 3.1 se muestra la configuración general de cada sistema de acuerdo a su número de ramas, mediciones de inyección cero y convencionales SCADA asociadas a inyecciones y flujos de potencia entre nodos. Es importante mencionar, que no se han considerado otras mediciones en sistemas de gran escala. En los anexos A y B se encuentran las características para cada sistema de prueba en las simulaciones como la conectividad y puntos de operación evaluados.

Tabla 3.1: Configuración de los sistemas de prueba.

Sistema	Número de ramas	Número de medidas de inyección cero	Número de mediciones SCADA (Inyección de potencia)	Número de mediciones SCADA (Flujo de potencia entre ramas)
IEEE-14	20	1	5	9
IEEE-24	34	4	-	-
IEEE-30	41	5	-	-
IEEE-39	46	12	-	-
IEEE-57	80	15	-	-
IEEE-118	186	10	49	29
SE-7300	4358	-	-	-
SE-7659	4522	-	-	-
SE-8941	4491	-	-	-
SE-9038	4674	-	-	-

3.3. Casos de estudio sin mediciones de inyección cero y SCADA

Las Figuras 3.1 a 3.6 muestran los grafos para los sistemas de prueba IEEE de 14, 24, 30, 39, 57 y 118 nodos, respectivamente. Para más detalles de la conectividad de estos sistemas puede verse el Anexo A. Estos casos son denominados sin mediciones de inyección cero y SCADA debido a la ausencia de estos tipos de mediciones.

**Figura 3.1:** Red de prueba IEEE 14 nodos.

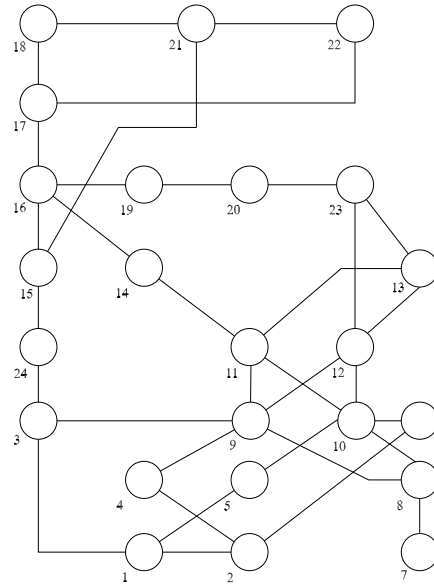


Figura 3.2: Red de prueba IEEE 24 nodos.

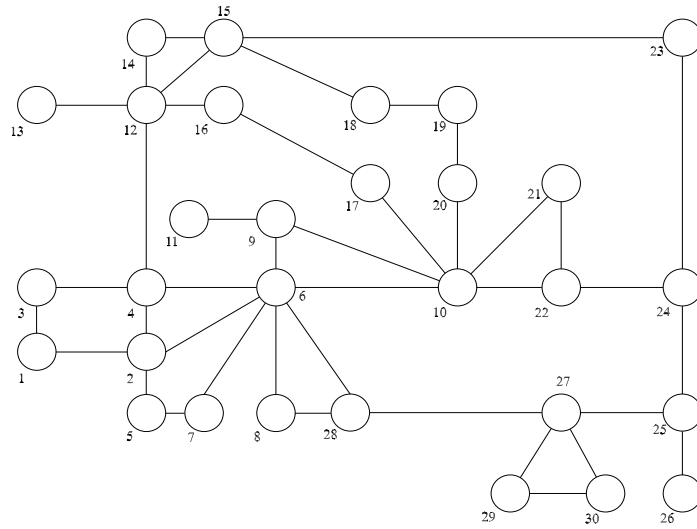


Figura 3.3: Red de prueba IEEE 30 nodos.

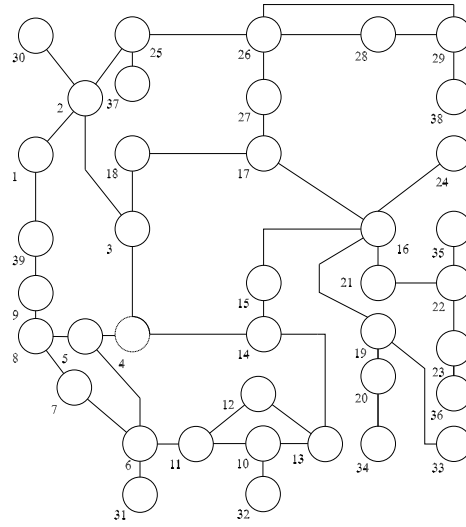


Figura 3.4: Red de prueba IEEE 39 nodos.

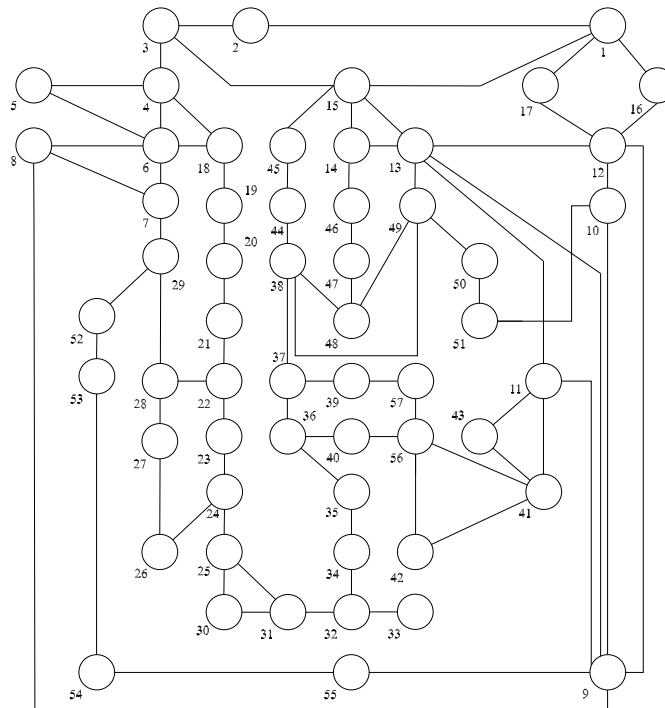


Figura 3.5: Red de prueba IEEE 57 nodos.

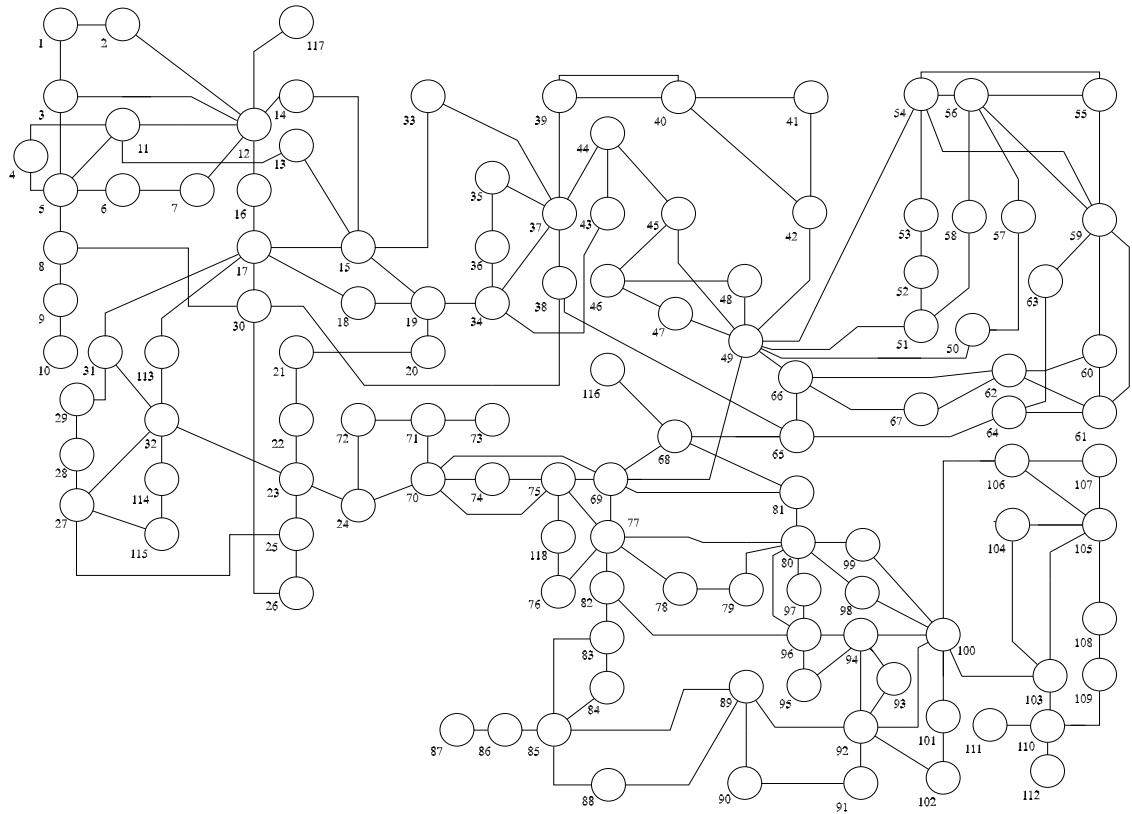


Figura 3.6: Red de prueba IEEE 118 nodos.

En la Tabla 3.2 se muestra el conjunto de soluciones y número óptimo de dispositivos PMUs obtenidos mediante la implementación de la metodología reportada en el Capítulo 2, así como algunas de las soluciones reportadas para cada sistema de prueba IEEE en otros trabajos de investigación. Cabe mencionar que algunas de las soluciones obtenidas coinciden con las reportadas en la literatura, tal como se muestra en la Tabla 3.2. En la Tabla 3.3 son mostradas las ubicaciones de PMUs asociadas a la máxima observabilidad redundante para los sistemas de prueba del IEEE y los sistemas de gran escala de 7300, 7659, 8941 y 9038 nodos. Los resultados reportados consisten en el número óptimo de PMUs, el número total de soluciones y cuantas de estas soluciones dan la máxima observabilidad redundante, así como la máxima SORI. Por último, las localizaciones mostradas en la última columna de la Tabla 3.3 corresponden a dichas soluciones óptimas con un valor de SORI máximo. Cabe mencionar, que en los sistemas de gran escala no se muestra la ubicación óptima de PMUs debido al gran número de dispositivos.

Tabla 3.2: Conjunto de soluciones para los sistemas de prueba IEEE.

Sistema	Número PMUs	Ubicación óptima obtenida por la metodología propuesta	Solución obtenida de manera similar en otras propuestas
IEEE-14	4	[2 6 8 9] [2 6 7 9] [2 7 10 13] [2 8 10 13] [2 7 11 13]	[Becejac y Stefanov, 2020] [Mohammadi-Ivatloo, 2009] [Paudel <i>et al.</i> , 2015] [Becejac y Stefanov, 2020] [Becejac y Stefanov, 2020]
IEEE-24	7	[2 3 7 10 16 21 23],[3 4 8 10 16 21 23] [2 3 8 10 16 21 23],[2 8 10 16 21 23 24] [3 4 7 10 16 21 23],	[Becejac y Stefanov, 2020] [Becejac y Stefanov, 2020] [Becejac y Stefanov, 2020]
IEEE-30	10	[1 2 6 10 11 12 15 19 25 29] [1 2 6 9 10 12 15 19 25 27] [1 5 8 10 11 12 19 23 26 29] [1 7 8 10 11 12 19 23 26 29] [2 4 6 9 10 12 15 19 25 30] [1 5 8 10 11 12 15 18 25 27] [1 2 6 9 10 12 15 18 25 27] [2 4 6 9 10 12 15 18 25 27]	[Paudel <i>et al.</i> , 2015] [Mohammadi-Ivatloo, 2009] [Babu y Bhattacharyya, 2019] [Babu y Bhattacharyya, 2019] [Babu y Bhattacharyya, 2019] [Babu y Bhattacharyya, 2019] [Babu y Bhattacharyya, 2019] [Babu y Bhattacharyya, 2019] [Becejac y Stefanov, 2020]
IEEE-39	13	[2 6 9 10 11 14 17 19 20 22 23 25 29] [2 6 9 12 14 17 22 23 29 32 33 34 37] [2 6 9 10 13 14 17 19 20 22 23 25 29] [2 6 9 10 11 14 17 20 22 23 25 29 33]	[Mohammadi-Ivatloo, 2009] [Babu y Bhattacharyya, 2019] [Babu y Bhattacharyya, 2019] [Babu y Bhattacharyya, 2019]
IEEE-57	17	[2 6 12 19 22 25 27 32 36 39 41 45 46 49 51 52 55]	[Paudel <i>et al.</i> , 2015]
IEEE-118	32	[2 5 10 12 15 17 21 25 29 34 37 41 45 49 53 62 64 72 73 75 77 80 85 87 91 94 101 105 110 114 116]	[Babu y Bhattacharyya, 2019]

La implicación de obtener distintos nodos para la ubicación de PMUs es que se tienen soluciones alternativas al problema de optimización, con diferentes niveles de redundancia, obtenidas a partir del diagrama de flujo de la Figura 2.4. También, cabe destacar que el número de soluciones óptimas obtenidas depende del sistema de prueba, su topología y el número mínimo de dispositivos para hacer observable al sistema. En las Figuras 3.7 a 3.12 se muestran algunas soluciones para los grafos de las redes de prueba IEEE de 14, 24, 30, 39, 57 y 118 nodos. Es importante, mencionar que las ubicaciones óptimas elegidas para estos casos son las de máximo SORI, es decir, son consideradas las mejores soluciones para este problema de OPP.

Tabla 3.3: Soluciones para los sistemas de prueba propuestos.

Sistema	Número PMUs	Número soluciones	Máxima SORI	Localizaciones
IEEE-14	4	5(1)	19	[2 6 7 9]
IEEE-24	7	5(1)	31	[2 3 8 10 16 21 23]
IEEE-30	10	858(3)	52	[2 4 6 9 10 12 15 19 25 27],[2 4 6 9 10 12 15 20 25 27] [2 4 6 9 10 12 15 18 25 27]
IEEE-39	11	48(2)	52	[2 6 9 10 11 14 17 19 20 22 23 25 29] [2 6 9 10 13 14 17 19 20 22 23 25 29]
IEEE-57	17	4185(24)	72	[1 4 6 9 15 20 24 28 31 32 36 38 41 46 50 53 57] [1 4 6 9 15 20 24 28 31 32 36 38 39 41 46 50 53] [1 4 6 9 15 20 24 28 30 32 36 38 39 41 47 50 53] [1 4 6 9 15 20 24 28 31 32 36 38 39 41 47 50 53] [1 4 6 9 15 20 24 25 28 32 36 38 39 41 47 50 53] [1 4 6 9 15 20 24 28 31 32 36 38 41 47 50 53 57] [1 4 6 9 15 20 24 28 30 32 36 38 41 47 50 53 57] [1 4 6 9 15 20 24 25 28 32 36 38 41 47 50 53 57] [1 4 6 9 15 20 24 28 30 32 36 38 39 41 47 51 53] [1 4 6 9 15 20 24 28 31 32 36 38 39 41 47 51 53] [1 4 6 9 15 20 24 25 28 32 36 38 39 41 47 51 53] [1 4 6 9 15 20 24 28 31 32 36 38 41 47 51 53 57] [1 4 6 9 15 20 24 28 30 32 36 38 41 47 51 53 57] [1 4 6 9 15 20 24 25 28 32 36 38 41 47 51 53 57] [1 4 6 9 15 20 24 28 30 32 36 38 41 46 50 53 57] [1 4 6 9 15 20 24 28 30 32 36 38 41 46 51 53 57] [1 4 6 9 15 20 24 28 30 32 36 38 39 41 46 51 53] [1 4 6 9 15 20 24 25 28 32 36 38 41 46 51 53 57] [1 4 6 9 15 20 24 28 30 32 36 38 39 41 46 50 53] [1 4 6 9 15 20 24 25 28 32 36 38 41 46 50 53 57] [1 4 6 9 15 20 24 25 28 32 36 38 39 41 46 50 53] [1 4 6 9 15 20 24 25 28 32 36 38 39 41 46 51 53] [1 4 6 9 15 20 24 28 31 32 36 38 41 46 51 53 57] [1 4 6 9 15 20 24 28 31 32 36 38 39 41 46 51 53]
IEEE-118	32	5580(2)	163	[3 5 10 12 15 17 21 23 28 30 34 37 40 45 49 52 56 62 64 68 71 75 77 80 85 86 91 94 101 105 110 115] [3 5 10 12 15 17 21 23 28 30 34 37 40 45 49 52 56 62 64 68 71 75 77 80 85 86 91 94 101 105 110 114]
SEP-7300	2534	27(2)	11034	-
SEP-7659	2758	41(1)	11294	-
SEP-8941	3246	50(1)	12961	-
SEP-9038	3281	75(2)	13205	-

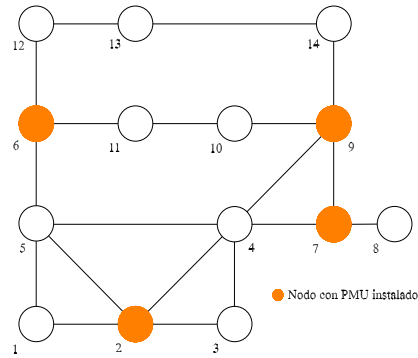


Figura 3.7: Red de prueba IEEE 14 nodos sin mediciones de inyección cero y SCADA.

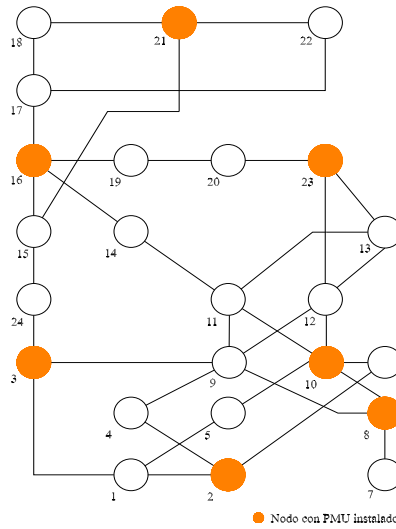


Figura 3.8: Red de prueba IEEE 24 nodos sin mediciones de inyección cero y SCADA.

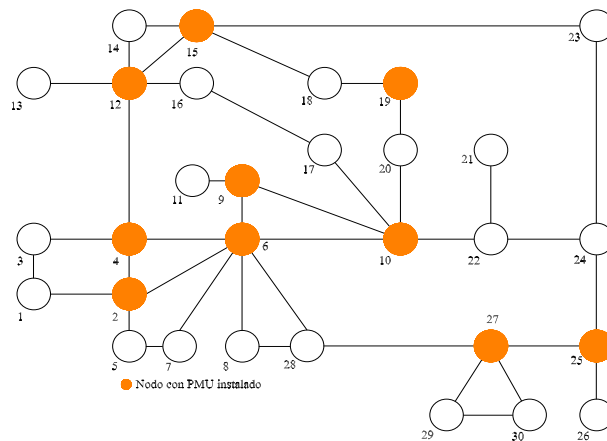


Figura 3.9: Red de prueba IEEE 30 nodos sin mediciones de inyección cero y SCADA.

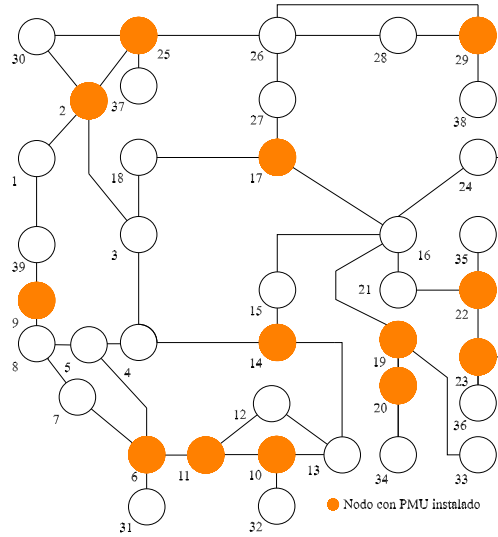


Figura 3.10: Red de prueba IEEE 39 nodos sin mediciones de inyección cero y SCADA.

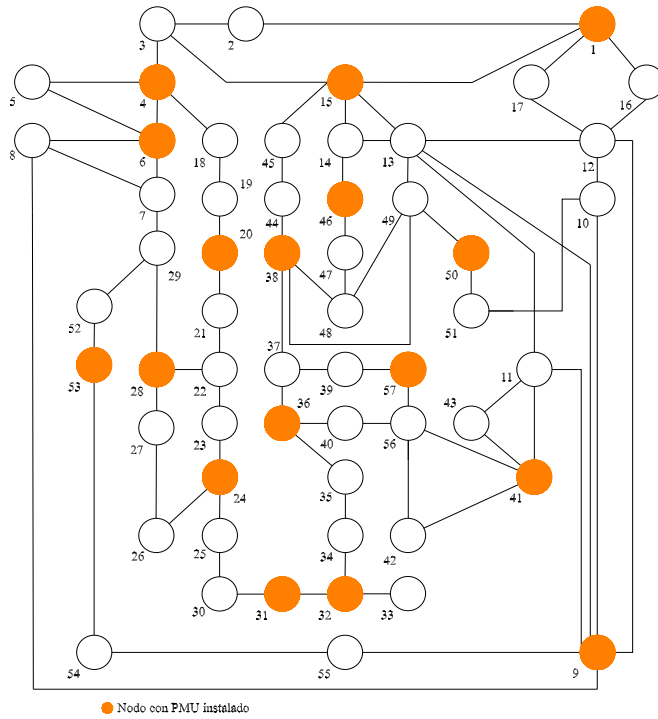


Figura 3.11: Red de prueba IEEE 57 nodos sin mediciones de inyección cero y SCADA.

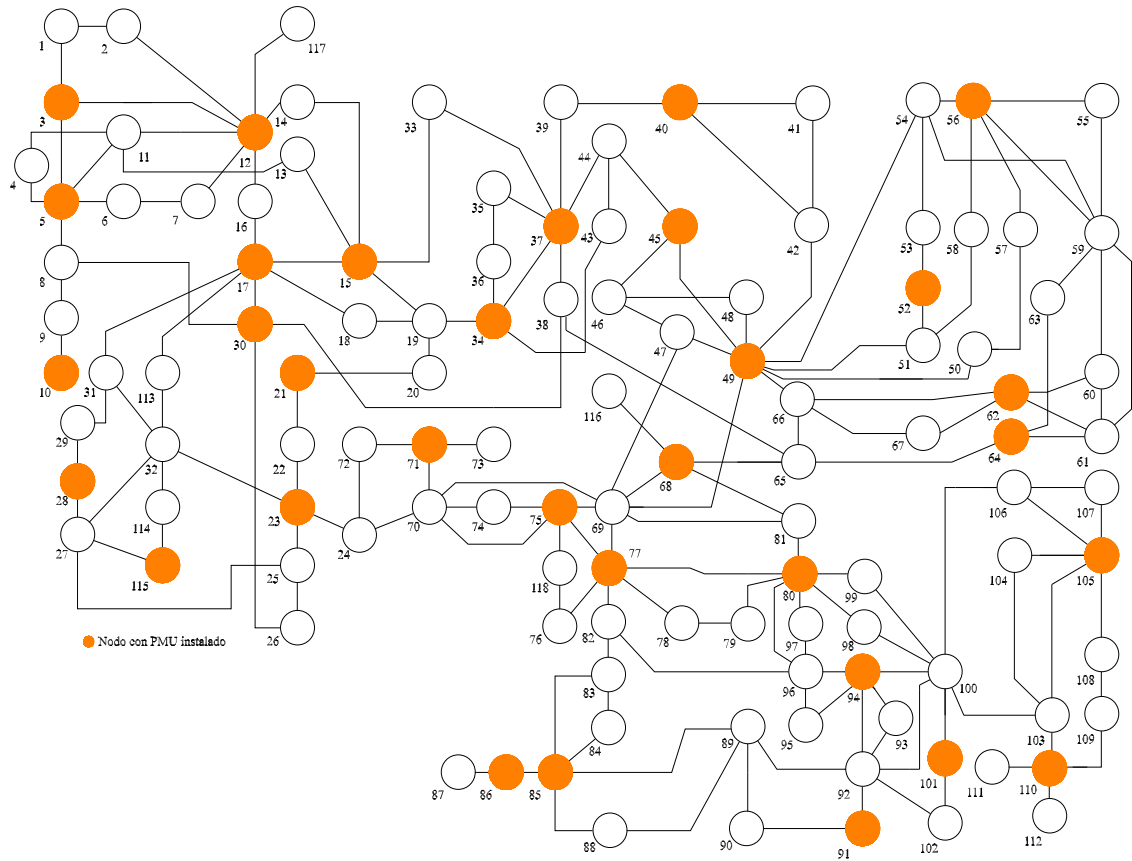


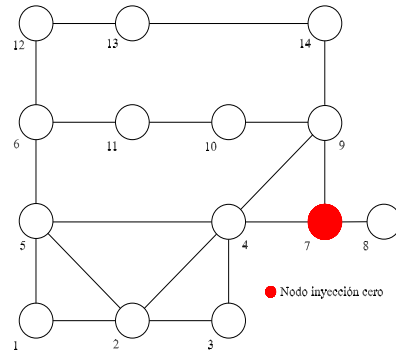
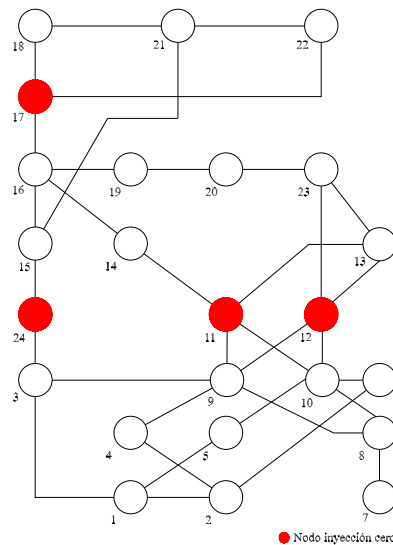
Figura 3.12: Red de prueba IEEE 118 nodos sin mediciones de inyección cero y SCADA.

3.4. Casos de estudio con mediciones de inyección cero

En esta sección se consideran mediciones de inyección cero para los sistemas de 14, 24, 30, 39, 57 y 118 nodos, tal como se describe en la Tabla 3.4. Además, se muestran los grafos donde se incluyen estas mediciones de inyección cero para cada sistema, que corresponde a las Figuras 3.13 a 3.18.

Tabla 3.4: Mediciones de inyección cero para los sistemas de prueba.

Sistema	Medidas de inyección cero	Ubicación de las medidas de inyección cero	Referencia
IEEE-14	1	[7]	[Xu y Abur, 2005]
IEEE-24	4	[11 12 17 24]	[Becejac y Stefanov, 2020]
IEEE-30	6	[6 9 11 25 28]	[Xu y Abur, 2005]
IEEE-39	12	[1 2 5 6 9 10 11 13 14 17 19 22]	[Mohammadi-Ivatloo, 2009]
IEEE-57	15	[4 7 11 21 22 24 26 34 36 37 39 40 45 46 48]	[Xu y Abur, 2005]
IEEE-118	10	[5 9 30 37 38 63 64 68 71 81]	[Xu y Abur, 2005]

**Figura 3.13:** Red de prueba IEEE 14 nodos con medidas de inyección cero.**Figura 3.14:** Red de prueba IEEE 24 nodos con medidas de inyección cero.

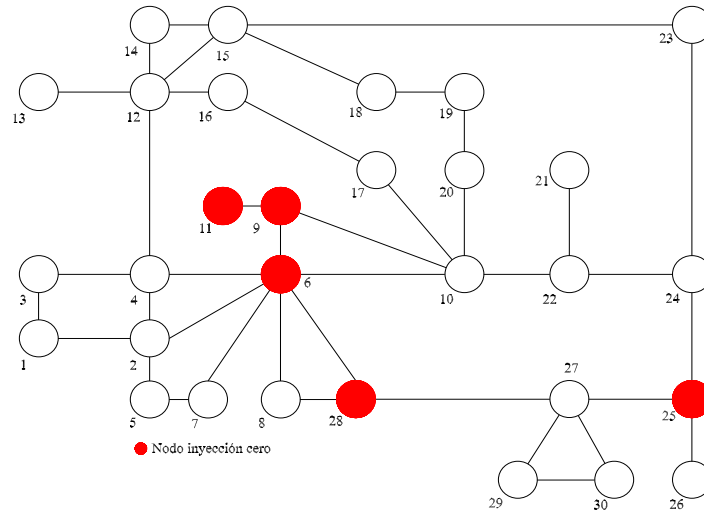


Figura 3.15: Red de prueba IEEE 30 nodos con medidas de inyección cero.

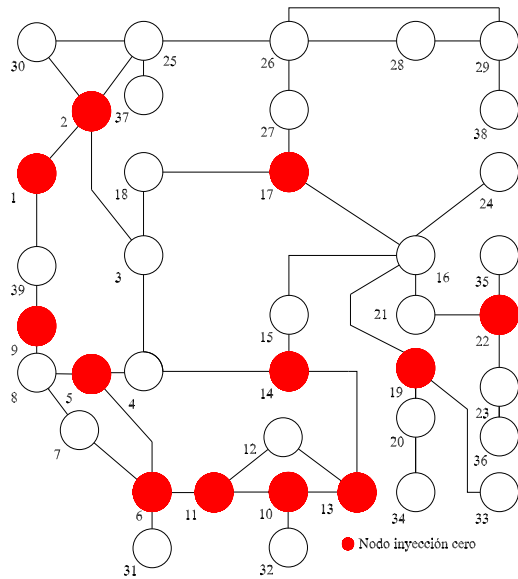


Figura 3.16: Red de prueba IEEE 39 nodos con medidas de inyección cero.

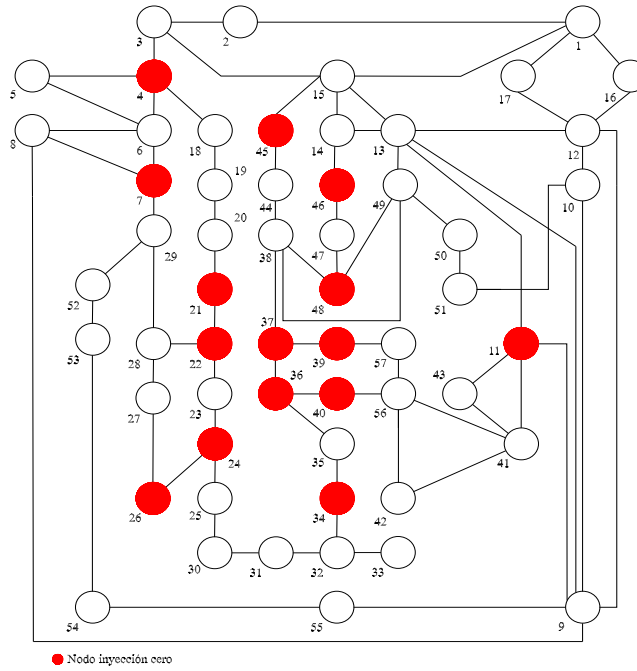


Figura 3.17: Red de prueba IEEE 57 nodos con medidas de inyección cero.

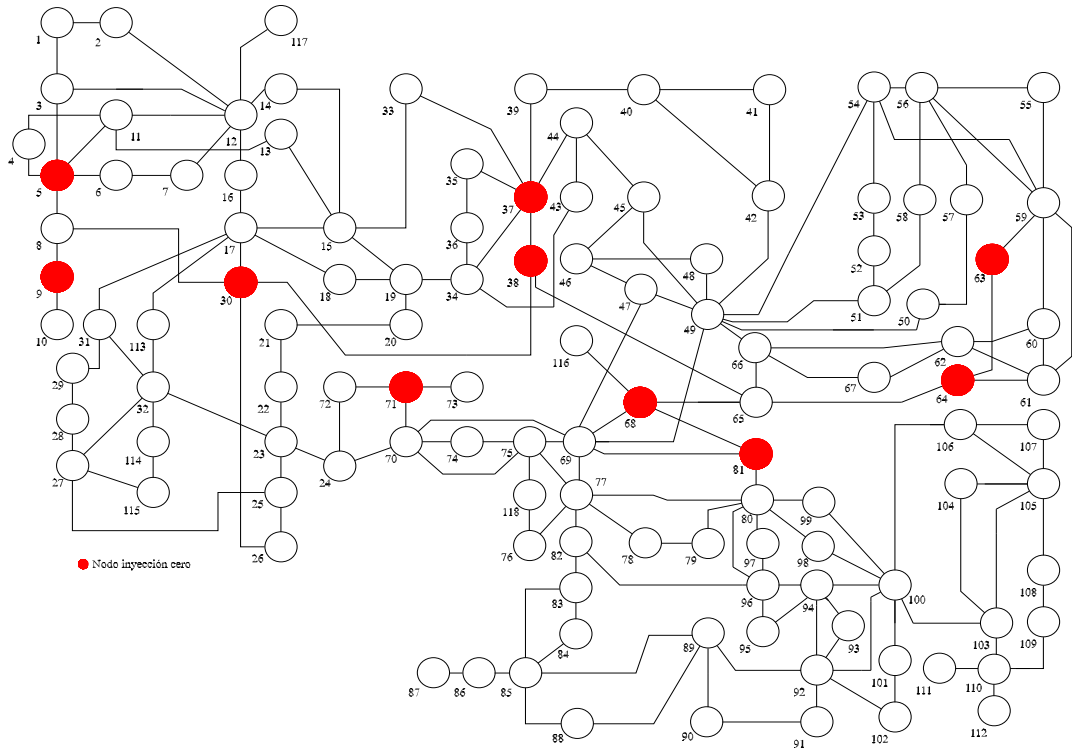


Figura 3.18: Red de prueba IEEE 118 nodos con medidas de inyección cero.

En la Tabla 3.5 se muestran algunos resultados de localización de PMUS para los sistemas del IEEE de 14, 24, 30, 39, 57 y 118 nodos que ya han sido reportados previamente en otros trabajos de investigación. En esta tabla se reportan los sistemas de prueba, el número de PMUs requeridos en el sistema, sus localizaciones óptimas y la referencia donde se reportan los resultados.

Tabla 3.5: Conjunto de soluciones reportadas en otras investigaciones para los sistemas de prueba IEEE considerando los nodos de inyección cero.

Sistema	Número PMUs	Localizaciones	Referencia
IEEE-14	3	[2 6 9]	[Mohammadi-Ivatloo, 2009], [Ahmadi <i>et al.</i> , 2011], [Jiménez y Vargas, 2016], [Akhlaghi, 2016], [Xu y Abur, 2005]
IEEE-24	6	[1 2 8 16 22 23]	[Singh y Singh, 2014]
IEEE-30	7	[1 7 10 12 19 24 27], [1 7 10 12 18 24 27] [2 4 10 12 19 24 27],[1 7 10 12 19 24 30] [3 5 10 12 18 23 27] [3 5 10 12 19 24 27] [3 7 10 12 18 24 27]	[Jiménez y Vargas, 2016] [Becejac y Stefanov, 2020] [Babu y Bhattacharyya, 2019] [Mohammadi-Ivatloo, 2009] [Jiménez y Vargas, 2016]
IEEE-57	12	[1 5 9 20 25 29 32 38 41 47 51 54] [1 5 10 15 19 25 29 32 38 41 49 54] [1 5 13 14 19 25 29 32 38 51 54 56] [1 5 12 19 25 29 32 38 41 47 51 54] [1 5 12 14 19 25 29 32 38 41 50 54] [1 5 9 19 25 29 32 38 41 47 51 53]	[Jiménez y Vargas, 2016] [Jiménez y Vargas, 2016] [Jiménez y Vargas, 2016] [Jiménez y Vargas, 2016] [Jiménez y Vargas, 2016] [Jiménez y Vargas, 2016]
IEEE-118	29	[1 10 11 12 17 21 23 29 34 39 41 45 49 52 56 62 72 75 77 80 85 86 90 94 101 105 110 115 116], [1 10 11 12 17 21 25 29 34 39 41 45 49 52 56 62 72 75 77 80 85 86 91 94 101 105 110 114 116]	[Jiménez y Vargas, 2016]

En la Tabla 3.6 se reportan los resultados encontrados mediante la herramienta desarrollada para los sistemas de prueba IEEE, donde se especifican el número óptimo de PMUs, el número de soluciones, la máxima redundancia SORI y las localizaciones de PMUs asociadas a las soluciones con máximo SORI. Por ejemplo, para el caso de la red de prueba de 14 nodos, si se han encontrado 6 soluciones óptimas, pero solo 3 de estas tienen el máximo valor de SORI.

Tabla 3.6: Ubicación de PMUs por el método propuesto considerando medidas de inyección cero.

Sistema	Número PMUs	Número soluciones	Máxima SORI	Localizaciones
IEEE-14	3	1	15	[2 6 9]
IEEE-24	6	6(3)	24	[1 2 8 13 19 21] [1 2 8 16 18 23] [1 2 8 16 21 23]
IEEE-30	7	36(5)	35	[2 4 10 12 19 24 27] [2 4 10 12 18 24 27] [3 7 10 12 18 24 27] [3 7 10 12 19 24 27] [1 7 10 12 18 24 27]
IEEE-39	8	2(1)	30	[8 16 18 20 23 25 29 32]
IEEE-57	12	122(4)	55	[1 5 10 13 20 25 29 32 38 41 49 54] [1 5 10 13 15 20 25 29 32 49 54 56] [1 5 10 13 20 25 29 32 38 49 54 56] [1 5 10 13 15 19 25 29 32 49 54 56]
IEEE-118	29	9792(12)	158	[3 8 11 12 17 21 27 31 32 34 39 42 45 49 53 56 62 69 72 75 77 80 85 86 90 94 101 105 110] [3 8 11 12 17 21 27 31 32 34 39 40 45 49 52 56 62 69 72 75 77 80 85 86 91 94 101 105 110] [3 8 11 12 17 21 27 31 32 34 39 42 45 49 52 56 62 69 72 75 77 80 85 86 90 94 101 105 110] [3 8 11 12 17 21 27 31 32 34 39 42 45 49 52 56 62 69 72 75 77 80 85 86 91 94 102 105 110] [3 8 11 12 17 21 27 31 32 34 39 40 45 49 53 56 62 69 72 75 77 80 85 86 91 94 101 105 110] [3 8 11 12 17 21 27 31 32 34 39 40 45 49 52 56 62 69 72 75 77 80 85 86 90 94 101 105 110] [3 8 11 12 17 21 27 31 32 34 39 42 45 49 53 56 62 69 72 75 77 80 85 86 91 94 101 105 110] [3 8 11 12 17 21 27 31 32 34 39 42 45 49 52 56 62 69 72 75 77 80 85 86 90 94 102 105 110] [3 8 11 12 17 21 27 31 32 34 39 42 45 49 53 56 62 69 72 75 77 80 85 86 90 94 102 105 110] [3 8 11 12 17 21 27 31 32 34 39 40 45 49 53 56 62 69 72 75 77 80 85 86 91 94 102 105 110] [3 8 11 12 17 21 27 31 32 34 39 40 45 49 52 56 62 69 72 75 77 80 85 86 91 94 102 105 110] [3 8 11 12 17 21 27 31 32 34 39 40 45 49 53 56 62 69 72 75 77 80 85 86 90 94 101 105 110]

Por último, en las Figuras 3.19 a 3.24 son mostradas algunas soluciones para los grafos de las redes de prueba de 14, 24, 30, 39, 57 y 118 nodos incluyendo mediciones de inyección cero. Es importante, mencionar que las ubicaciones óptimas elegidas para estos casos son las que tienen el máximo SORI; es decir, son consideradas las mejores soluciones para este problema de OPP y fueron tomadas de la Tabla 3.6.

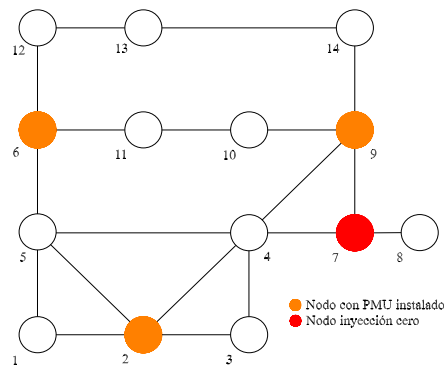


Figura 3.19: Red de prueba IEEE 14 nodos con medidas de inyección cero.

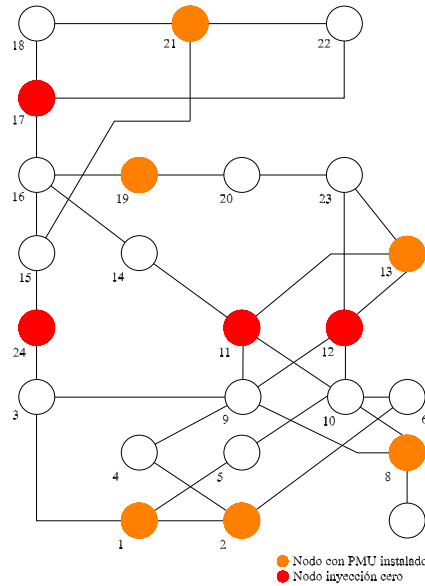


Figura 3.20: Red de prueba IEEE 24 nodos con medidas de inyección cero.

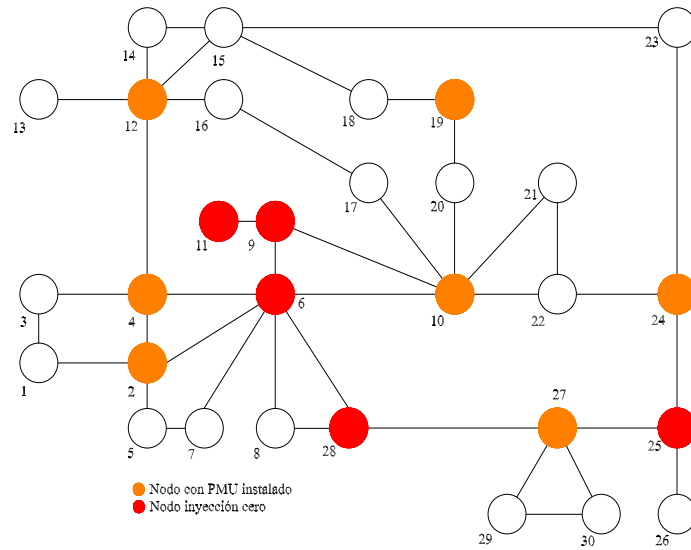


Figura 3.21: Red de prueba IEEE 30 nodos con medidas de inyección cero.

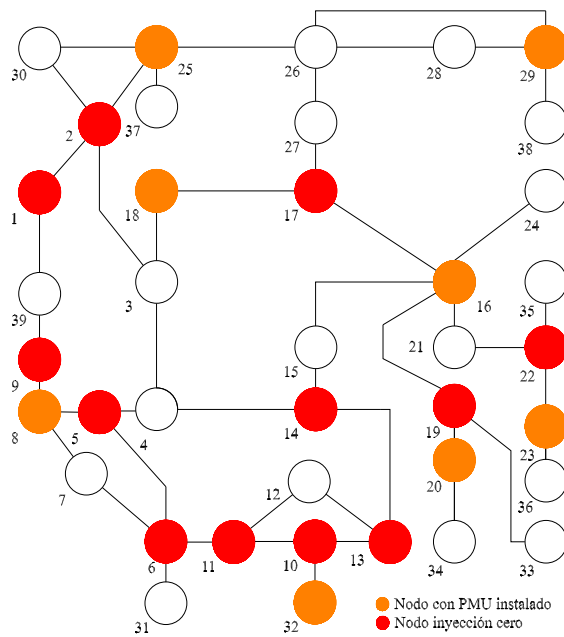


Figura 3.22: Red de prueba IEEE 39 nodos con medidas de inyección cero.

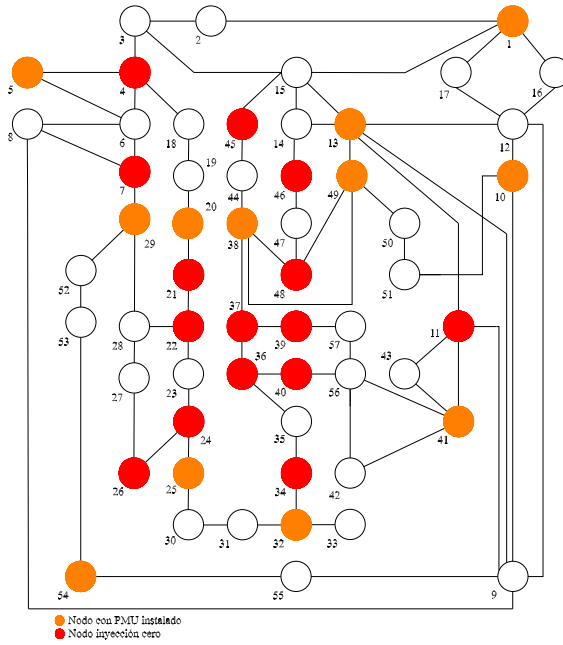


Figura 3.23: Red de prueba IEEE 57 nodos con medidas de inyección cero.

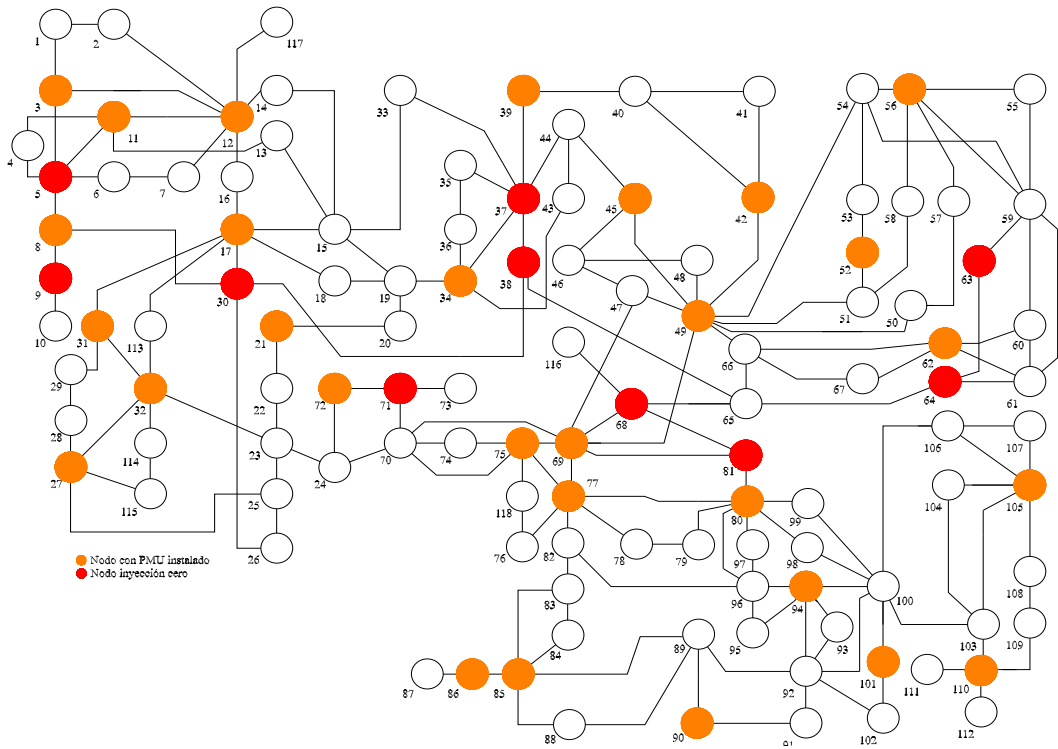


Figura 3.24: Red de prueba IEEE 118 nodos con medidas de inyección cero.

3.5. Casos de estudio con mediciones SCADA

En esta sección se presentan los detalles para los casos donde se incluyen las mediciones SCADA, donde en las Tablas 3.7 y 3.8 se muestran dichas mediciones para los sistemas de 14 y 118 nodos. En las Figuras 3.25 y 3.26 se muestran los grafos donde ya se incluyeron estas medidas. Así mismo, utilizando el método de islas observables presentado en el capítulo anterior y el algoritmo desarrollado en este trabajo, se presenta la ubicación óptima de PMUs incluyendo mediciones SCADA en esta sección.

Tabla 3.7: Número de mediciones SCADA para los sistemas de prueba.

Sistema	Número de mediciones de Inyección de potencia	Número de mediciones de Flujo de potencia	Referencia
IEEE-14	9	5	[Jiménez y Vargas, 2016]
IEEE-118	29	49	[Jiménez y Vargas, 2016]

Tabla 3.8: Localización de mediciones SCADA convencionales para los sistemas de prueba.

Sistema	Nodos con mediciones de inyecciones de potencia	Enlaces con mediciones de flujos de potencia
IEEE-14	1,2,3,4,6,9,10,12,13	1-2, 7-4, 7-8, 7-9, 9-4
IEEE-118	5, 9, 12, 19, 21, 27, 28, 30, 32, 37, 38, 41, 44, 47, 50, 53, 59, 62, 63, 64, 68, 71, 81, 83, 86, 94, 96, 108, 110	6-7, 5-6, 1-3, 3-12, 3-5, 8-30, 8-5, 8-9, 26-25, 25-27, 29-31, 28-29, 23-32, 32-114, 27-32, 70-74, 74-75, 47-69, 46-47, 82-83, 83-84, 93-94, 92-94, 94-100, 99-100, 98-100, 106-107, 105-107, 51-52, 51-58, 55-59, 54-59, 59-60, 15-19, 19-20, 19-34, 12-16, 12-117, 35-37, 34-37, 35-36, 38-37, 43-44, 49-50, 65-68, 68-116, 68-69, 110-111, 110-112

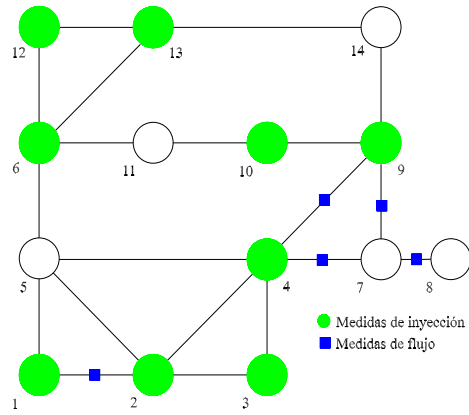


Figura 3.25: Red de prueba IEEE 14 nodos con medidas convencionales SCADA.

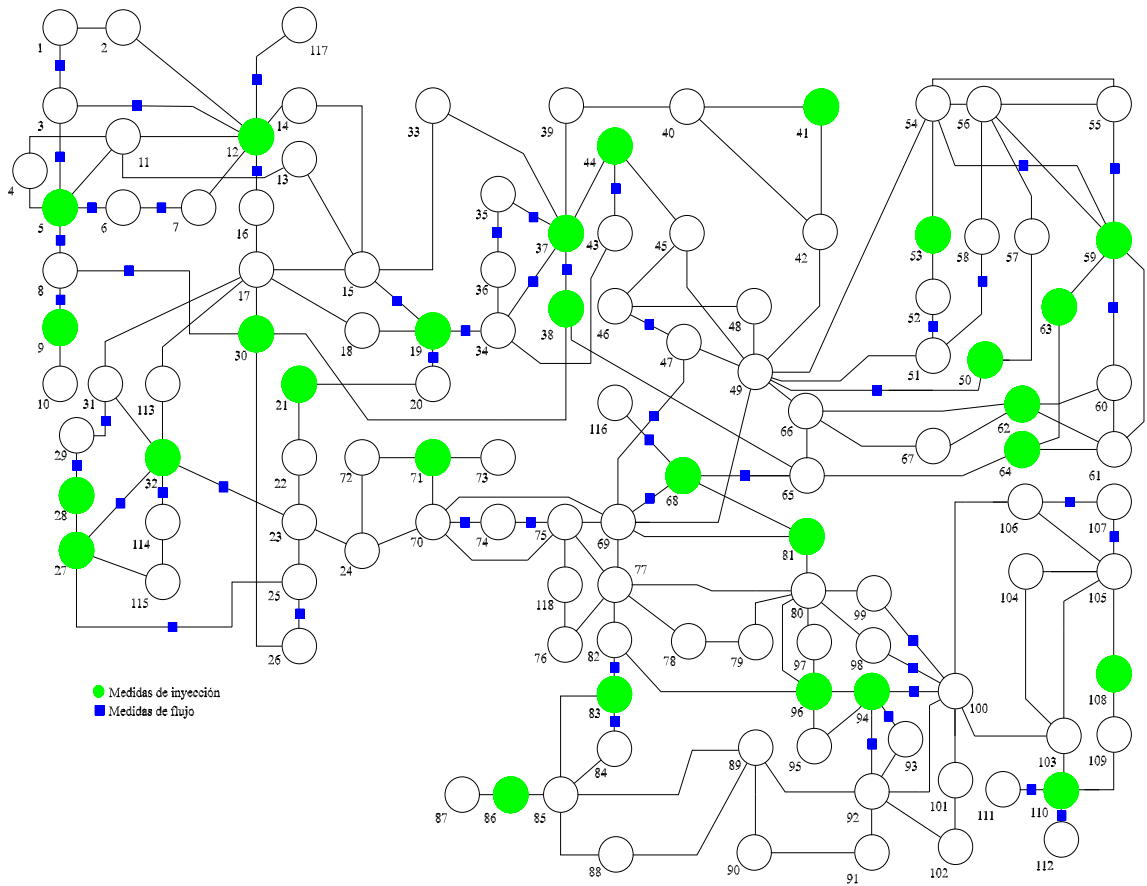


Figura 3.26: Red de prueba IEEE 118 nodos con medidas convencionales SCADA.

En la Tabla 3.9 se muestran los resultados encontrados para los sistemas de prueba IEEE de 14 y 118 nodos mediante la implementación de la metodología reportada en el Capítulo 2. Estos resultados consisten en el número óptimo de PMUs, el número total de soluciones, el máximo valor del índice de redundancia y las soluciones asociadas a estos índices. Estas soluciones son mostradas en las Figuras 3.27 y 3.28 para las redes de prueba IEEE de 14 y 118 nodos, respectivamente.

De igual manera, en la Tabla 3.10 se muestran los mismos resultados para el sistema de 14 nodos reportados en [Jiménez y Vargas, 2016], en el cual se especifica el sistema de prueba, el número de PMUs, la localización de los PMUs y la referencia donde se reportan estos resultados.

Tabla 3.9: Ubicación de PMUs por el algoritmo propuesto considerando mediciones SCADA.

Sistema	Número PMUs	Número soluciones	Máximo SORI	Localizaciones
IEEE-14	2	2 (1)	8	[6 9]
IEEE-118	20	6594 (2)	84	[11 12 15 22 40 49 54 62 64 70 71 76 78 85 86 89 92 96 100 109] [11 12 15 22 40 49 54 62 64 70 71 78 85 86 89 92 96 100 109 118]

Tabla 3.10: Ubicación de PMUs considerando mediciones SCADA.

Sistema	Número PMUs	Localizaciones	Referencia
IEEE-14	2	[6 9]	[Jiménez y Vargas, 2016]

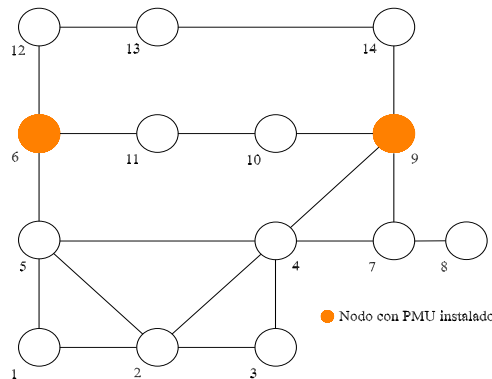


Figura 3.27: Ubicación de PMUs en la red de prueba IEEE 14 nodos con mediciones SCADA.

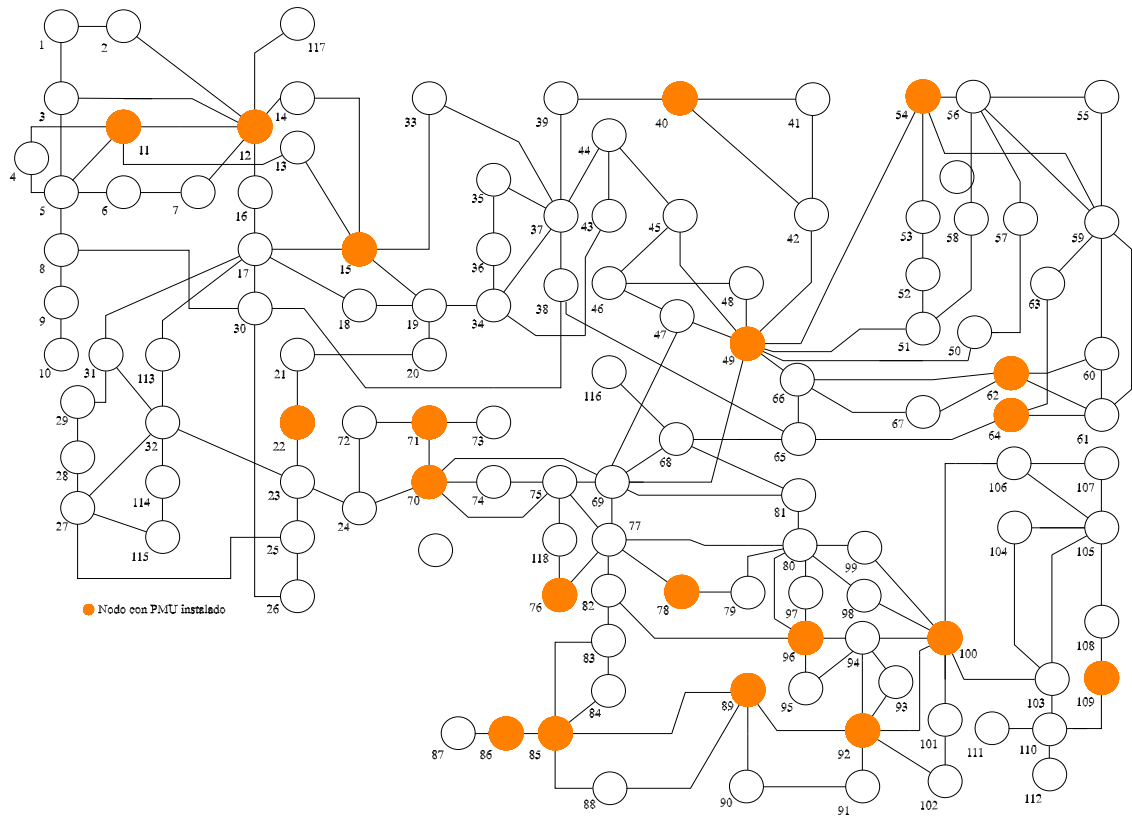


Figura 3.28: Ubicación de PMUs en la red de prueba IEEE 118 nodos con mediciones SCADA.

3.6. Conclusiones

En este capítulo, se presentan los resultados del problema de ubicación óptima de dispositivos PMU en los sistemas de prueba IEEE y sistemas de gran escala, referente al número mínimo requerido de unidades y su localización óptima para una observabilidad completa del sistema. Se abordó, la formulación de la programación lineal por enteros en el software de MatLab aplicado a los sistemas de prueba IEEE de 14, 24, 30, 39, 57 y 118 nodos considerando diferentes tipos de mediciones, como las de inyección cero y SCADA. Las soluciones óptimas son comparadas con las reportadas en la literatura y estableciendo una comparativa se han encontrado que estos resultados son satisfactorios. Sin embargo, es necesario considerar más aspectos con la finalidad de obtener un modelo más completo con mejores resultados. Algunos de estos aspectos son: los costos de instalación, las contingencias, el

número de canales analógicos del PMU y la confiabilidad de las mediciones. En este contexto, es indispensable mejorar dicho modelo para proporcionar información adicional en la toma de acciones de control preventivas por los operadores.

Capítulo 4

Seccionamiento en Zonas de Control de Voltaje

4.1. Introducción

En este capítulo se presentan los fundamentos matemáticos ligados con el concepto de controlabilidad de sistemas eléctricos de potencia, el cual es utilizado para comprender y elaborar un modelo matemático para la división de zonas de control. En este contexto se evalúan dos metodologías: i) Algoritmo k-means y ii) Criterio por mayor energía modal. Además, se considera el cálculo del índice L-index para evaluar posibles problemas de pérdida de estabilidad de voltaje en determinadas áreas de control de un sistema eléctrico. Por último, se muestran los resultados obtenidos para cada metodología, así como las ventajas y desventajas de cada algoritmo.

4.2. Problemática

Una de las principales problemáticas de los SEP es la adquisición y procesamiento en tiempo real de una gran cantidad de datos asociados a mediciones eléctricas para que el operador pueda tomar decisiones de control operativo que mantengan al sistema eléctrico en un estado normal, minimizando la ocurrencia de escenarios que conduzcan a la pérdida de estabilidad [Chenine *et al.*, 2011].

La pérdida de estabilidad de voltaje en los SEP es un fenómeno muy importantes debido a que impone muchas limitaciones operativas que pueden conducir a la falta de suministro eléctrico a gran escala [Omid y Rachid, 2011]. La operación ideal consiste en mantener las magnitudes de voltaje dentro de sus límites permisibles haciendo uso de la potencia reactiva disponible. Este control operativo se puede realizar mediante el análisis de la división en zonas de control, tal que las acciones tomadas están enfocadas a una región específica [Morison *et al.*, 2008].

El seccionamiento de un SEP en zonas de control presenta grandes ventajas para el monitoreo y control del perfil de magnitud de voltaje debido a la reducción de las acciones operativas y de las variables involucradas en el control de voltaje [Liang y Duan, 2004]. Asociado a este problema está la asignación de un nodo piloto que represente un grupo de nodos y su comportamiento referente a la sensibilidad del voltaje respecto a las fuentes de generación reactiva. En este contexto, el nodo piloto representa una zona de control de magnitud de voltaje, el cual puede ser modulado mediante el ajuste de potencia reactiva de las fuentes que integran el área de control. También, se considera la poca interacción con otros nodos piloto de manera que su relación sea casi nula o muy pequeña, lo cual permite hacer un control independiente por zonas de control.

Para la obtención del número óptimo de zonas de control en las cuales se puede clasificar el sistema existen algunos métodos que parten de un número conocido de áreas, donde este valor se puede obtener a partir de diferentes técnicas. Un ejemplo es el método utilizado en [Liang y Duan, 2004] donde se determina el número de zonas con técnicas de agrupamiento.

Otro problema es la división de zonas de control, donde se han desarrollado diferentes métricas en función del modelado del sistema. Estas métricas, se clasifican en tres grupos: i) Distancia eléctrica, ii) Teoría de grafos y iii) Análisis estadístico. Estos métodos se apoyan en el análisis de sensibilidades partiendo de las ecuaciones de flujo de carga linealizado.

Otro aspecto a considerar, es la asignación del nodo piloto con algún método adicional propuesto. Una de las metodologías más intuitivas es generar una función de optimización que tenga como objetivo minimizar la relación entre los nodos [Ilic-Spong *et al.*, 1988]. Por

otro lado, algunos de los inconvenientes que presenta el método es que puede llegar a dar soluciones en óptimos locales por una mala condición inicial y que el tiempo computacional es muy alto, pero al menos esto es un punto de partida en este tipo de problemas.

Para resolver algunas de estas problemáticas, se han considerado algunos métodos que han destacado por su manejo de datos y facilidad de implementación, los cuales son el algoritmo k-means y el criterio por mayor energía modal. En ambas técnicas, se utiliza el concepto de distancia eléctrica entre nodos, esto para evaluar los elementos del jacobiano que permiten una relación entre el voltaje nodal y la potencia reactiva. Ambos métodos son implementados y comparados en este capítulo.

4.3. Análisis de la matriz de sensibilidades

Con la finalidad de realizar un control adecuado de magnitudes de voltaje, es necesario cuantificar su sensibilidad con respecto a inyecciones de potencia reactiva. En ese contexto, el comportamiento estacionario de un SEP se puede describir usando expresiones algebraicas no lineales que relacionan variables de estado con parámetros de los elementos que lo conforman. La linealización de estas ecuaciones alrededor de un punto de equilibrio da como resultado una matriz Jacobiana, cuyos elementos pueden ser interpretados como sensibilidades de las funciones matemáticas con respecto a variables que determinan el estado operativo del sistema. Con base a esta matriz Jacobiana, es posible obtener sensibilidades que representan la razón de cambio de magnitudes de voltaje con respecto a cambios en la potencia reactiva de generación. Estas sensibilidades permiten realizar acciones de control de perfiles de voltaje en un SEP.

4.3.1. Formulación del problema de flujos de potencia

En la formulación del problema de flujos de potencia es indispensable el modelado de la matriz de admitancia del SEP, la cual relaciona los voltajes nodales \mathbf{V}_{nodal} con las corrientes inyectadas en cada nodo \mathbf{I}_{nodal} [Grainger y Stevenson Jr., 1996]. La ecuación (4.1) muestra la relación de dichas variables y en (4.2) se muestra la matriz de admitancias \mathbf{Y}_{bus} .

$$\mathbf{I}_{nodal} = \mathbf{Y}_{bus} \cdot \mathbf{V}_{nodal} \quad (4.1)$$

$$\mathbf{Y}_{bus} = \begin{bmatrix} y_{11} & \cdots & y_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ y_{n1} & \cdots & y_{nn} \end{bmatrix} \quad (4.2)$$

Los elementos diagonales y_{ii} de la matriz \mathbf{Y}_{bus} corresponden a la sumatoria de todas las admitancias conectadas al nodo i , mientras que los elementos fuera de la diagonal y_{ij} son el negativo de la admitancia equivalente serie del elemento de transmisión que conecta al nodo i con el nodo j . Con base a la ecuación (4.1) y al concepto de potencia compleja, se obtienen las ecuaciones (4.3) y (4.4) correspondientes a la inyección de potencia activa y reactiva en el nodo k -ésimo del SEP, respectivamente, [Monticelli, 1983].

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

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

En este caso, P_k y Q_k , denotan la potencia activa y reactiva inyectada en el nodo k , respectivamente. V_i y θ_i son la magnitud y ángulo del voltaje en el nodo i , $i = k, m$, respectivamente. G_{km} y B_{km} , son la parte real e imaginaria del elemento y_{km} de la matriz \mathbf{Y}_{bus} , respectivamente. Por último, k y m son los subíndices de dos nodos del SEP compuesto por un total de n nodos. A partir de (4.3) y (4.4) se obtiene el número total de ecuaciones de inyección de potencia nodal definiendo los tipos de nodo *PV*, *PQ* y *compensador*. En el nodo *PV* se fijan la potencia activa y la magnitud del voltaje. En el nodo *PQ* se fijan los valores de potencia activa y reactiva. Y en el nodo *compensador* se fija la magnitud y el ángulo del voltaje. Finalmente, la formulación del problema de flujos de potencia se realiza al plantear las ecuaciones de balance de potencia en cada uno de los nodos del SEP para ΔP_k y ΔQ_k , como se muestra en (4.5) y (4.6), respectivamente .

$$\Delta P_k = (P_{gk} - P_{dk}) - P_k = 0 \quad (4.5)$$

$$\Delta Q_k = (Q_{gk} - Q_{dk}) - Q_k = 0 \quad (4.6)$$

En este caso, P_{gk} y Q_{gk} , corresponden a la potencia activa y reactiva inyectada por un generador en el nodo k , respectivamente. P_{dk} y Q_{dk} denotan la potencia activa y reactiva demandada en el nodo k , respectivamente.

El estado estable del sistema eléctrico puede determinarse a partir de la solución del conjunto de ecuaciones algebraicas no lineales de balance de potencia. Existen diferentes métodos numéricos para la solución iterativa de este tipo de ecuaciones. Debido a su robustez y convergencia cuadrática, el método numérico que más se utiliza es el Newton-Raphson. El método de Newton-Raphson linealiza alrededor de un punto de operación las ecuaciones no lineales que describen el sistema, las cuales son resueltas mediante un análisis fuera de línea. El resultado de dicha linealización es un conjunto de ecuaciones algebraicas lineales $\mathbf{F}(x^{(i-1)}) = \mathbf{J}(X^{(i-1)})\Delta\mathbf{X}^{(i)}$, donde $\mathbf{F}(x^{(i-1)})$ es el vector de balance de potencia, $\mathbf{J}(X^{(i-1)})$ es la matriz Jacobiana dada por derivadas parciales de las ecuaciones de inyecciones de potencia con respecto a las variables de estado, y $\Delta\mathbf{X}^{(i)}$ es el vector de incrementos de las variables de estado del sistema. Así mismo, la variable (i) indica el paso del proceso iterativo del método Newton-Raphson y \mathbf{X} representa las variables de estado del sistema. Estas variables de estado son actualizadas durante el proceso iterativo $\mathbf{X}^{(i)} = \mathbf{X}^{(i-1)} + \Delta\mathbf{X}^{(i)}$ hasta que todas las ecuaciones de balance de potencia cumplen con una tolerancia especificada, o en su defecto, se cumple el máximo número de iteraciones permitidas. Finalmente, no existe un método definido para abordar el problema del seccionamiento en zonas de control. Sin embargo, se tiene la restricción de cumplimiento del balance de potencias en todos los nodos del sistema, por lo que el análisis de flujos de potencia garantiza una solución.

4.3.2. Matriz Jacobiana

El método de Newton-Raphson se utiliza en este trabajo para encontrar un punto de equilibrio asumiendo que los balances de potencia se cumplen. Es necesario, mencionar que existen consideraciones y manipulaciones matemáticas en los términos de la matriz Jacobiana que haría más eficiente el algoritmo Newton-Raphson. Sin embargo, en este trabajo no se han considerado esos aspectos. Entonces, partiendo del conjunto de ecuaciones (4.7) que describen un sistema eléctrico, el Jacobiano se obtiene derivando parcialmente cada una de las funciones respecto a cada una de sus variables, lo que resulta en la ecuación (4.8).

$$\mathbf{y} = f(x_1, x_2, \dots, x_n) = \begin{bmatrix} f_1(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ \vdots \\ f_n(x_1, x_2, \dots, x_n) \end{bmatrix} \quad (4.7)$$

$$\mathbf{J} = \begin{bmatrix} \frac{\delta f_1}{\delta x_1} & \dots & \frac{\delta f_1}{\delta x_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\delta f_n}{\delta x_1} & \dots & \frac{\delta f_n}{\delta x_n} \end{bmatrix} \quad (4.8)$$

En el contexto del problema de flujo de potencia, la matriz Jacobiana es dada por

$$\mathbf{J} = \begin{bmatrix} \frac{\delta P}{\delta \theta} & \vdots & \frac{\delta P}{\delta V} \\ \dots & \vdots & \dots \\ \frac{\delta Q}{\delta \theta} & \vdots & \frac{\delta Q}{\delta V} \end{bmatrix} \quad (4.9)$$

la cual puede ser subdividida en las siguientes matrices

$$\mathbf{H} = \frac{\delta P}{\delta \theta}, \mathbf{N} = \frac{\delta P}{\delta V}, \mathbf{M} = \frac{\delta Q}{\delta \theta}, \mathbf{L} = \frac{\delta Q}{\delta V} \quad (4.10)$$

Las expresiones para cada submatriz \mathbf{H} , \mathbf{N} , \mathbf{M} y \mathbf{L} están dadas por (4.11)-(4.18)

Para la matriz \mathbf{H} :

$$H_{kk} = \frac{\delta P_k}{\delta \theta_k} = -V_k^2 B_{kk} - V_k \sum_{m=1}^n V_m (G_{km} \text{sen}(\theta_k - \theta_m) - B_{km} \text{cos}(\theta_k - \theta_m)) \quad (4.11)$$

$$H_{km} = \frac{\delta P_k}{\delta \theta_m} = V_k V_m (G_{km} \text{sen}(\theta_k - \theta_m) - B_{km} \text{cos}(\theta_k - \theta_m)) \quad (4.12)$$

Para la matriz \mathbf{N} :

$$N_{kk} = \frac{\delta P_k}{\delta V_k} = V_k G_{kk} + \sum_{m=1}^n V_m (G_{km} \text{cos}(\theta_k - \theta_m) + B_{km} \text{sen}(\theta_k - \theta_m)) \quad (4.13)$$

$$N_{km} = \frac{\delta P_k}{\delta V_m} = V_k (G_{km} \text{cos}(\theta_k - \theta_m) + B_{km} \text{sen}(\theta_k - \theta_m)) \quad (4.14)$$

Para la matriz \mathbf{M} :

$$M_{kk} = \frac{\delta Q_k}{\delta \theta_k} = -V_k^2 G_{kk} + V_k \sum_{m=1}^n V_m (G_{km} \text{cos}(\theta_k - \theta_m) + B_{km} \text{sen}(\theta_k - \theta_m)) \quad (4.15)$$

$$M_{km} = \frac{\delta Q_k}{\delta \theta_m} = -V_k V_m (G_{km} \text{cos}(\theta_k - \theta_m) + B_{km} \text{sen}(\theta_k - \theta_m)) \quad (4.16)$$

Para la matriz \mathbf{L} :

$$L_{kk} = \frac{\delta Q_k}{\delta V_k} = -V_k B_{kk} + \sum_{m=1}^n V_m (G_{km} \text{sen}(\theta_k - \theta_m) - B_{km} \text{cos}(\theta_k - \theta_m)) \quad (4.17)$$

$$L_{km} = \frac{\delta Q_k}{\delta V_m} = V_k (G_{km} \text{sen}(\theta_k - \theta_m) - B_{km} \text{cos}(\theta_k - \theta_m)) \quad (4.18)$$

Finalmente, la relación de las ecuaciones de balance de potencia activa $\Delta \mathbf{P}$ y reactiva $\Delta \mathbf{Q}$ respecto a la diferencia del ángulo y magnitud de voltaje nodal $\Delta \boldsymbol{\theta}$ y $\Delta \mathbf{V}$ es dada por

$$\begin{bmatrix} \Delta \mathbf{P} \\ \dots \\ \Delta \mathbf{Q} \end{bmatrix} = \mathbf{J} \begin{bmatrix} \Delta \boldsymbol{\theta} \\ \dots \\ \Delta \mathbf{V} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{H} & \vdots & \mathbf{N} \\ \dots & \vdots & \dots \\ \mathbf{M} & \vdots & \mathbf{L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \boldsymbol{\theta} \\ \dots \\ \Delta \mathbf{V} \end{bmatrix} \quad (4.19)$$

4.3.3. Matriz Jacobiana reducida

La matriz Jacobiana (4.19) puede ser reducida para obtener la relación directa entre voltaje nodal y potencia reactiva considerando que la generación y demanda de potencia activa se mantiene constante $\Delta \mathbf{P} = 0$. Este desacoplamiento es una consideración válida, ya que se puede asumir un punto de operación donde la potencia activa es constante y las perturbaciones solo se realizan en la potencia reactiva. Un ejemplo de lo anterior está asociado a la curva de capacidad de un generador síncrono, donde para un valor específico de generación de potencia activa, se tiene un rango de inyección y absorción de potencia reactiva. Partiendo de (4.20) y resolviendo para $\Delta \mathbf{Q}$, se obtiene (4.21):

$$\begin{bmatrix} 0 \\ \dots \\ \Delta \mathbf{Q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{H} & \vdots & \mathbf{N} \\ \dots & \vdots & \dots \\ \mathbf{M} & \vdots & \mathbf{L} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \boldsymbol{\theta} \\ \dots \\ \Delta \mathbf{V} \end{bmatrix} \quad (4.20)$$

$$\Delta \mathbf{Q} = (-\mathbf{M} \cdot \mathbf{H}^{-1} \cdot \mathbf{N} + \mathbf{L}) \Delta \mathbf{V} = \mathbf{J}_{QV} \cdot \Delta \mathbf{V} \quad (4.21)$$

Por último, a partir de la ecuación (4.21) se pueden encontrar los cambios del voltaje respecto a la potencia reactiva aplicando la inversa a la matriz jacobiana reducida, lo cual resulta en la expresión (4.22). Es importante destacar, que

$$\Delta \mathbf{V} = \mathbf{J}_{VQ}^{-1} \cdot \Delta \mathbf{Q} \quad (4.22)$$

4.3.4. Matriz de sensibilidades con la regla de la cadena

La sensibilidad se define como una métrica de impacto en los cambio de alguna variable de interés con respecto a las variaciones de ciertos parámetros que define el comportamiento de un sistema [Peschon *et al.*, 1968]. En este trabajo, es necesario conocer el comportamiento del voltaje nodal V respecto a la potencia reactiva de generación Q_g . La ecuación (4.23) muestra los pequeños cambios de voltaje respecto a variaciones en la potencia reactiva usando la definición de sensibilidad.

$$S_{Q_g}^V = \frac{\delta V}{\delta Q_g} \quad (4.23)$$

La ecuación (4.23) se puede expresar como una igualdad entre los incrementos de voltaje δV y el producto de los incrementos de potencia reactiva δQ_g por la sensibilidad $S_{Q_g}^V$.

$$\delta V = S_{Q_g}^V \delta Q_g \quad (4.24)$$

La función de sensibilidad del voltaje nodal respecto a los cambios de potencia reactiva es una ecuación no lineal compuesta de varias funciones y variables que necesitan ser linealizadas. Para ello es necesario recurrir a la regla de la cadena, la cual permite determinar el cambio total de la función. De tal manera, a partir de la ecuación (4.25) se aplica la regla de cadena y reduciendo la expresión a (4.26) se obtiene la ecuación (4.27). De donde

$$\delta Q(\theta(\cdot), V(\cdot), Q_g) = -Q_g + Q_d + Q_{cal}(\theta(\cdot), V(\cdot)) = 0 \quad (4.25)$$

$$\frac{\delta Q}{\delta Q_g} = -\sum_{i=1}^g \frac{\delta Q_i}{\delta Q_i} + \sum_{i=1}^g \frac{\delta Q_d}{\delta Q_i} + \sum_{i=1}^g \frac{\delta Q_{cal}}{\delta \theta} \frac{\delta \theta}{\delta Q_i} + \sum_{i=1}^g \frac{\delta Q_{cal}}{\delta V} \frac{\delta V}{\delta Q_i} = 0 \quad (4.26)$$

$$\frac{\delta Q}{\delta Q_g} = -\sum_{i=1}^g \frac{\delta Q_i}{\delta Q_i} + \sum_{i=1}^g \frac{\delta Q_{cal}}{\delta \theta} \frac{\delta \theta}{\delta Q_i} + \sum_{i=1}^g \frac{\delta Q_{cal}}{\delta V} \frac{\delta V}{\delta Q_i} = 0 \quad (4.27)$$

De una manera general, es posible representar los cambios de generación con el uso de las sensibilidades y las ecuaciones de balance de potencia. Esta representación es mostrada en (4.28), donde es de interés conocer la submatriz $\mathbf{S}_{Q_g}^V$ dada en la ecuación (4.29).

$$\mathbf{S}_{Q_g}^{P_g, Q_g} + \mathbf{J} \mathbf{S}_{Q_g}^{\theta, V} = 0 \quad (4.28)$$

$$\mathbf{S}_{Q_g}^{\theta,V} = \begin{bmatrix} \mathbf{S}_{Q_g}^{\theta} \\ \mathbf{S}_{Q_g}^V \end{bmatrix} = -inv(\mathbf{J})(\mathbf{S}_{Q_g}^{P_g,Q_g}) \quad (4.29)$$

La aplicación de la matriz $\mathbf{S}_{Q_g}^V$ de la ecuación (4.29) por medio de la regla de la cadena es un cálculo con una mejor aproximación numérica de las sensibilidades del voltaje nodal respecto a los cambios de potencia reactiva que la matriz \mathbf{J}_{VQ}^{-1} de la ecuación (4.22) por medio de la matriz Jacobiana reducida en la sección anterior. El uso de una u otra expresión depende del tipo de características del problema, es decir, la red de prueba, el tiempo computacional requerido para resolver la matriz de sensibilidades, la aproximación y el método utilizado.

4.4. Áreas de control mediante técnicas de agrupamiento

Las metodologías de agrupamiento se encargan de clasificar un conjunto de individuos en diferentes subconjuntos, por ejemplo, clasificar nodos en zonas de control mediante una medida de similitud entre los elementos [Mann y Kaur, 2013]. En los sistemas de gran escala, los elementos con características comunes se les puede asignar alguna métrica. Los elementos más relacionados entre sí pueden quedar clasificados en un mismo grupo y cada subconjunto queda particionado por datos con características similares.

Una adecuada clasificación de los elementos en grupos es dada por el algoritmo de agrupamiento con base a la medida que se utilice para evaluar su similitud. En este trabajo se escoge la distancia eléctrica como medida de similitud para clasificarlos en zonas de control. Además, el cálculo de la distancia eléctrica involucra la matriz de sensibilidades descrita en la Sección 4.3. En el caso, la medida de evaluación es la distancia eléctrica descrita a continuación.

4.4.1. Distancia eléctrica

La distancia eléctrica es la métrica usada por algoritmos de agrupamiento para la división de un SEP en áreas de control. Aunque esta métrica no siempre se calcula de la misma forma, tiene la misma interpretación física. La distancia eléctrica se estima a partir de las relaciones de sensibilidades entre magnitudes de voltajes e inyecciones de potencias reactivas obtenidas de los elementos del Jacobiano \mathbf{J}_{QV} [Lagonotte *et al.*, 1989]. En este trabajo las

sensibilidades del cambio de magnitudes de voltajes δV con respecto a la potencias reactivas δQ_g es obtenida mediante la regla de la cadena con la ecuación (4.29). Esta matriz se representa de manera explícita en (4.30):

$$\mathbf{S}_{Q_g}^V = \left[\frac{\delta \mathbf{V}}{\delta \mathbf{Q}_g} \right] = \begin{bmatrix} S_{11} & \cdots & S_{1k} & \cdots & S_{1g} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ S_{i1} & \cdots & S_{ik} & \cdots & S_{ig} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ S_{n1} & \cdots & S_{nk} & \cdots & S_{ng} \end{bmatrix} \quad (4.30)$$

Asumiendo que existen g fuentes de potencia reactiva conectadas en un subconjunto de los n nodos que conforman el SEP, la sensibilidad S_{ik} cuantifica la razón de cambio de la magnitud de voltaje en el i -ésimo nodo con respecto al cambio de la inyección de potencia reactiva de la fuente conectada en el nodo k -ésimo. Para propósitos de este trabajo, la distancia eléctrica se calcula en el espacio de control reactivo definido por el espacio Euclidiano de dimensión igual al número de fuentes de potencia reactiva conectadas al SEP [Sun *et al.*, 2013]. En este mismo espacio vectorial, cada nodo de carga PQ queda definido por coordenadas espaciales con respecto a la localización de las fuentes de potencia reactiva. De tal manera, las coordenadas que definen al i -ésimo nodo de carga corresponden a $(x_{i1}, x_{i2}, \dots, x_{ig})$, donde $x_{ik} \forall k \in \{g\}$ es definido por las sensibilidades en la ecuación (4.30) es dada en (4.31):

$$x_{ik} = -\log_{10}(|S_{ik}|) \quad (4.31)$$

Con base a lo anterior, la distancia eléctrica entre dos nodos i y j , definidos por $(x_{i1}, x_{i2}, \dots, x_{ig})$ y $(x_{j1}, x_{j2}, \dots, x_{jg})$, respectivamente, es dada por la distancia Euclidiana

$$D_{ij} = \sqrt{|x_{i1} - x_{j1}|^2 + |x_{i2} - x_{j2}|^2 + \dots + |x_{ig} - x_{jg}|^2} \quad (4.32)$$

Por último, en la Figura 4.1 se ilustra la definición de distancia eléctrica para el i -ésimo nodo con respecto a los nodos del área z . Estas distancias se evalúan con la ecuación (4.32) desde el centroide (nodo i) hasta cada uno de los nodos j, k, l y m , las cuales son representadas por D_{ij} , $D_{i,k}$, $D_{i,l}$ y $D_{i,m}$, respectivamente.

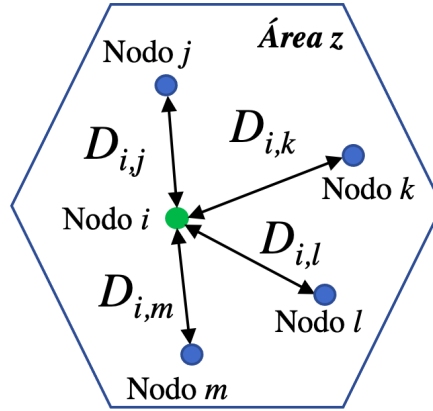


Figura 4.1: Definición de distancia eléctrica.

Puesto que el valor de cada componente del vector de coordenadas indica el nivel de acoplamiento del nodo con una fuente específica de potencia reactiva, todos aquellos nodos que tienen un fuerte acoplamiento con la misma fuente de potencia reactiva tendrán una distancia eléctrica muy baja y formarán un solo grupo en el espacio de control reactivo. Lo anterior implica que el problema de determinación de zonas de control se convierte en un problema de agrupamiento en el espacio multidimensional de control reactivo, tal como se describe a continuación.

4.4.2. Algoritmo k-means

El algoritmo k-means es una metodología de agrupamiento muy popular debido a su rápida convergencia y gran aplicación en sistemas con un gran volumen de datos. Este algoritmo es fuertemente dependiente del número de zonas, los centroides iniciales y las propiedades de los datos. Esta metodología utiliza la métrica de la distancia eléctrica planteada en la ecuación (4.32). Su objetivo es separar los nodos en un número adecuado de zonas de control garantizando que la suma de las distancias de los elementos que conforman estas zonas sea mínima y se obtenga una representación denominada centroide. A continuación, se presentan los pasos del algoritmo k-means [Satsangi *et al.*, 2011]:

- Paso 1: Calcular las distancias eléctricas entre los nodos que conforman el SEP usando la ecuación (4.32).
- Paso 2: Definir el número de áreas N_k en el cual se va a realizar el seccionamiento.

- Paso 3: Seleccionar los centroides iniciales para cada área de control. Esta selección puede hacerse tomando los N_k nodos que tienen las mínimas sumas de las distancias hacia otros nodos. Para esto se encuentran las distancias eléctricas Euclidianas de cada nodo con respecto a los otros nodos del sistema aplicando la ecuación (4.32). Después, se suman cada fila de la matriz \mathbf{D} y se consideran las N_k distancias con el menor valor. En este caso, cada uno de los centroides Z_k , donde $k=1, \dots, N_k$, tendrán definidas sus coordenadas en el espacio de control reactivo.
- Paso 4: Los nodos se distribuyen en N_k grupos, donde cada nodo se representa por su vector coordenado x_{ij} , y se calcula la distancia eléctrica existente entre cada nodo y cada uno de los centroides \mathbf{Z}_k . Así, el nodo se agrupa en el área cuyo centroide sea más cercano:

$$x \in \text{zona } k \text{ si } \|x - \mathbf{Z}_k\| < \|x - \mathbf{Z}_m\| \text{ para } m=1 \dots N_k, \text{ donde } m \neq k \quad (4.33)$$

- Paso 5: Para cada zona del paso 4, calcular un nuevo centroide con el objetivo de minimizar las distancias entre los elementos de una misma zona. Los nuevos centroides se encuentran con el promedio de los vectores coordenados que representan los nodos clasificados en cada zona como se muestra en la ecuación (4.34).

$$\mathbf{Z}_k = \frac{1}{N_z} \sum_{c=1}^{N_z} x_c \text{ donde } N_z \text{ es el número de elementos en la zona } k \text{ de control} \quad (4.34)$$

- Paso 6: Comparar los centroides de los pasos 4 y 5, si son iguales el algoritmo de agrupamiento ha sido exitoso. En caso contrario, el algoritmo de agrupamiento regresa al paso 4 considerando los centroides calculados en el paso 5.

4.4.3. Método del codo

En el algoritmo k-means es necesario especificar un número de áreas N_k , el cual puede ser determinado mediante el método del codo. Esta técnica consiste en aplicar el algoritmo k-means $n - 1$ veces, donde n es el número total de nodos del sistema. En cada iteración es calculada la sumatoria de las distancias eléctricas al cuadrado (SSE) por cada zona de control respecto a su centroide, como es dado en (4.35):

$$SSE_k = \sum_{k=1}^{N_k} \sum_{i=1}^{nk} \|x_i^k - \mu_k\|^2 \quad (4.35)$$

En este caso x_i^k es un nodo en la k -ésima zona de control, μ_k representa el centroide de la zona de control que corresponde a x_i , n_k es el número de nodos en la zona de control y N_k es el número de zonas de control. Dentro de las zonas de control, el centroide puede ser real o ficticio dependiendo de la forma en que se desee considerar. En este trabajo se consideraron N_k centroides iniciales dados a partir de las mínimas distancias calculadas con la ecuación (4.32). Es importante mencionar que en cada iteración se actualiza un centroide ficticio con la ecuación (4.34).

En la Figura 4.2 se presenta la definición gráfica de la SSE , donde hay 4 áreas de control con 3 nodos por área. La SSE representa la suma de las distancias eléctricas del centroide de la propia área de control a los nodos que conforman (ver Figura 4.2), es decir, $SSE_k = SSE_{k=1} + SSE_{k=2} + SSE_{k=3} + SSE_{k=4}$, donde en cada zona de control N_k existe un centroide y un conjunto de nodos que la componen. El valor de SSE_k se calcula con la ecuación (4.35) para $k = 1 \dots N_k$.

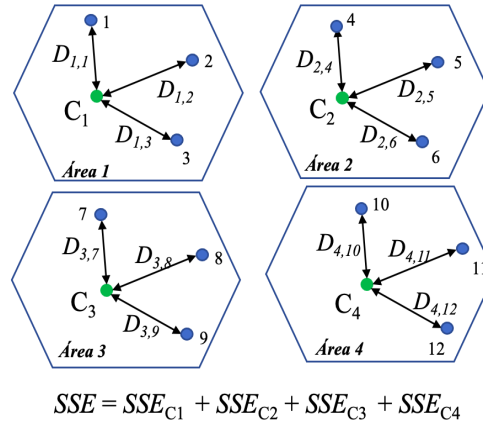


Figura 4.2: Definición de SSE.

El algoritmo para la partición del sistema en sus áreas de control utilizando técnicas de agrupamiento se muestra a continuación:

- Paso 1: Se calculan las distancias entre los nodos usando la ecuación (4.32).
- Paso 2: Inicializar el número de áreas como $k=1$.

- Paso 3: Ejecutar los pasos del 3 al 6 del algoritmo k-means.
- Paso 4: Calcular SSE_k con la ecuación (4.35).
- Paso 5: Si el número de zonas k es igual al número total de nodos del sistema n , pasar al paso 6. De lo contrario hacer $k = k + 1$ y regresar al paso 3.
- Paso 6: Graficar el comportamiento de SSE_k respecto a las N_k zonas de control y seleccionar el valor de k óptimo de acuerdo el criterio del método del codo enunciado en el siguiente párrafo. Finalmente, se tomará el número de zonas de control correspondiente al valor de k óptimo.

Una vez obtenidos los valores de SSE aplicando el algoritmo k-means y el método del codo, se puede elaborar una gráfica del SSE respecto al número de zonas N_k . En la cual, se aprecia un cambio brusco de la tendencia del valor de SSE con una forma similar a la de un brazo y un codo. El punto donde se observa un cambio considerable representará al codo y será el número óptimo de zonas de control para el sistema.

4.5. División de áreas de control mediante el criterio de mayor energía modal

El criterio de mayor energía modal es una técnica desarrollada en [Gou, 2008] que utiliza la teoría de sistemas lineales para dar una interpretación desde el punto de vista de control a la matriz jacobiana reducida relacionando las variaciones $\Delta \mathbf{Q}$ y $\Delta \mathbf{V}$. A partir de la matriz jacobiana reducida, se calculan los eigenvalores o modos de la matriz y es posible obtener los modos con mayor porcentaje de energía para encontrar el número de áreas con su respectivo seccionamiento. A continuación, se presenta la formulación matemática de este método, el cual es definido en [Gou, 2008].

La ecuación (4.22) de la Sección 4.4.3 describe la relación entre los incrementos de magnitudes de voltaje y de balances nodales de potencia reactiva, que corresponden a la representación lineal

$$\Delta \mathbf{V} = \mathbf{J}_{VQ}^{-1} \cdot \Delta \mathbf{Q} \quad (4.36)$$

donde $\mathbf{S}_{VQ} = \mathbf{J}_{VQ}^{-1}$ es una matriz cuadrada de la que es posible encontrar una representación modal con sus valores y vectores propios para obtener una proyección del sistema sobre su espacio modal denominado $\Delta\mathbf{Q}_m$ y $\Delta\mathbf{V}_m$.

Para el cálculo de los valores y vectores propios se aplica una transformación lineal que debe de cumplir dos condiciones. La primera condición es que la matriz $\mathbf{S}_{Q_g}^V$ multiplicada por un vector \mathbf{v} , sea igual al mismo vector \mathbf{v} escalado en un valor λ , es decir, $\mathbf{S}_{VQ}\mathbf{v} = \lambda\mathbf{v}$. Al conjunto de vectores \mathbf{v} que cumplen esta igualdad se llaman vectores propios derechos de \mathbf{S}_{VQ} y a los valores λ que cumplen la expresión se les llama valores propios. En la segunda condición, el conjunto de vectores propios izquierdos \mathbf{w} debe satisfacer la expresión $\mathbf{w}^T\mathbf{S}_{VQ} = \lambda\mathbf{w}^T$ [Gou, 2008]. Dadas estas condiciones, es importante mencionar la relación que existe entre el conjunto de vectores propios derechos e izquierdos, la cual es dada por

$$\mathbf{T} = \mathbf{W}^{-1} \quad (4.37)$$

donde las columnas de la matriz \mathbf{T} son el conjunto de los vectores propios derechos \mathbf{v} y las filas de la matriz \mathbf{W} son el conjunto de los vectores propios izquierdos \mathbf{w} [Gao *et al.*, 1992]. Finalmente, la relación entre variables nodales y modales esta dada por la matriz de transformación \mathbf{T} , lo que resulta en la ecuación (4.38), donde la multiplicación $(\mathbf{W} \cdot \mathbf{S}_{VQ} \cdot \mathbf{T})$ es una matriz diagonal de elementos λ_n que representa los valores propios del sistema.

$$\Delta\mathbf{V}_m = (\mathbf{W} \cdot \mathbf{S}_{VQ} \cdot \mathbf{T})\Delta\mathbf{Q}_m \quad (4.38)$$

$$\Delta\mathbf{V}_m = \begin{bmatrix} \lambda_1 & \cdots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \cdots & \lambda_n \end{bmatrix} \Delta\mathbf{Q}_m$$

Puesto que la energía modal total del sistema corresponde a la energía de la matriz Jacobiana reducida, esta energía es dada por la suma de las magnitudes de los eigenvalores de \mathbf{S}_{VQ} , tal como se reporta en (4.39) [Gao *et al.*, 1992]. Puesto que esta sumatoria es igual a 1, la interpretación física es que la energía modal total es el 100 % de la energía del sistema.

$$E_T = \sum_{i=1}^n |\lambda_i(\mathbf{J}_{VQ})| = 1 \quad (4.39)$$

De igual manera, la magnitud de los valores propios se ordenan de manera descendente para indicar los modos con mayor aporte de energía, tal como se expresa en el vector (4.40). Este ordenamiento facilita la localización de modos con mayor porcentaje de energía modal hasta un porcentaje predeterminado, es decir, se analizan primero los porcentajes con mayor energía modal.

$$\vec{\Lambda} = \begin{bmatrix} |\lambda_1(\mathbf{J}_{VQ})| \\ |\lambda_2(\mathbf{J}_{VQ})| \\ \vdots \\ |\lambda_n(\mathbf{J}_{VQ})| \end{bmatrix} \quad (4.40)$$

En este sentido, la magnitud de cada valor propio de $\vec{\Lambda}$, determina la debilidad del voltaje modal. Cuanto menor sea la magnitud de λ_n , más débil es el voltaje modal correspondiente. Si todos los valores propios son positivos, \mathbf{S}_{VQ} , es definida positiva, por lo tanto, las sensibilidades V - Q también son positivas, lo que indica que el sistema es estable en voltaje. A medida que el sistema tiende a la inestabilidad, los valores propios se vuelven cada vez más pequeños hasta llegar al punto crítico de la estabilidad del voltaje del sistema, lo cual ocasiona que al menos uno de los valores propios de \mathbf{S}_{VQ} sea igual a cero [Gao *et al.*, 1992]. En este caso, no se aplicaría el análisis para valores propios complejos como el caso de los sistemas dinámicos, debido a que no es de interés conocer un punto inestable del sistema para el seccionamiento de zonas de control. En este contexto, el porcentaje energético aportado por el i -ésimo modo a la energía modal total del sistema es dada por

$$E_{Ni} = \frac{\lambda_i(\mathbf{J}_{VQ}^2)}{\|\vec{\Lambda}\|^2} (100 \%) \quad (4.41)$$

4.5.1. Número de zonas

El método de energía modal determina el número de áreas seleccionando los p modos que contienen un porcentaje predeterminado E_c de la energía modal total del sistema. La selección de este porcentaje es un factor clave en la división de zonas y se recomienda un valor entre el 80 y 99 % [Gómez Bedoya, 2014].

El algoritmo para encontrar el número de zonas se describe a continuación:

- Paso 1: Definir E_c (se sugiere entre 80 % y 99 %) e iniciar $k = 1$

- Paso 2: Obtener el porcentaje de energía modal hasta el modo p , es decir, $E_{\%k}$

$$E_{\%} = \sum_{k=1}^p E_{Nk} \quad (4.42)$$

- Paso 3: El criterio de paro es dado por el cumplimiento de la desigualdad $E_{\%} \geq E_c$, donde p corresponde al número de zonas. En el caso contrario, hacer $k = k + 1$ y regresar al paso 2.

Una vez calculado el número de zonas de control en función de los modos, existe el inconveniente de que el número final de zonas pueda ser menor al calculado. Esto es debido a que en el proceso de clasificación de nodos por zonas de control, el cual es descrito en la siguiente Sección, algunas de estas zonas pueden quedar vacías. Así, el resultado final será igual a la cantidad de zonas de control que no sean vacías.

4.5.2. Clasificación de los nodos en zonas de control

Una vez conocido el número de zonas, se procede al agrupamiento de los nodos en zonas de control. Para realizar esta tarea, se hace uso de la matriz de las sensibilidades de cada incremento de voltaje modal $\Delta \mathbf{V}_m$ con respecto a cada una de los incrementos de magnitudes de voltaje nodal $\Delta \mathbf{V}$. En este contexto, la matriz de vectores propios izquierdos \mathbf{W} relaciona los incrementos de magnitudes de voltajes modales y nodales:

$$\Delta \mathbf{V}_m = \mathbf{W} \cdot \Delta \mathbf{V} \quad (4.43)$$

De esta ecuación puede deducirse que la sensibilidad de la i -ésima magnitud de voltaje modal con respecto a cada una de las magnitudes de voltaje nodal está dada por la i -ésima fila de la matriz \mathbf{W} , dada en la ecuación (4.44).

$$\mathbf{W} = \begin{bmatrix} w_{11} & \cdots & w_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ w_{n1} & \cdots & w_{nn} \end{bmatrix} \quad (4.44)$$

Con base a lo anterior, el porcentaje de participación del j -ésimo voltaje nodal en el i -ésimo voltaje modal es representado por η_{ij} y es dado por la ecuación (4.45). Donde Ω_i representa

la i -ésima fila de la matriz \mathbf{W} , es decir, $\Omega_i = [w_{i1} \ w_{i2} \ \cdots \ w_{in}]$.

$$\eta_{ij} = \frac{w_{ij}^2}{\|\Omega_i\|} (100 \%) \quad (4.45)$$

Por último, es posible calcular el porcentaje de participación real del voltaje nodal j respecto al voltaje modal i , considerando el porcentaje de participación del modo i en la energía total del sistema previamente calculado por (4.41):

$$\eta_{Rij} = \frac{E_{Ni} \cdot \eta_{ij}}{100} \quad (4.46)$$

El valor de η_{Rij} es utilizado para la asignación de cada uno de los nodos a una zona de control. En este caso, los nodos del sistema se agrupan de acuerdo a su porcentaje de participación real η_{Rij} en el porcentaje energético de cada uno de los modos que definen las áreas de control, los cuales fueron previamente definidos por (4.42).

Para la clasificación de áreas se analiza la matriz η_R con dimensiones de $n \times n$, donde sus elementos son calculados por la ecuación (4.46):

$$\eta_R = \begin{bmatrix} \eta_{R11} & \cdots & \eta_{R1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \eta_{Rn1} & \cdots & \eta_{Rnn} \end{bmatrix} \quad (4.47)$$

De la matriz (4.47) es importante mencionar que sus elementos son asociados al porcentaje de participación real de los voltajes nodales respecto a los voltajes modales.

Desde un punto de vista algorítmico, la clasificación de áreas se hace de la siguiente manera:

- Paso 1: Tomar las primeras p filas de la matriz η_R , esto para considerar los modos con mayor porcentaje de energía en el sistema.
- Paso 2: Para cada una de las columnas de la matriz reducida η_R del paso 1, tomar el elemento de mayor porcentaje de participación real η_{Rij} por columna, desde $j = 1 \dots n$, almacenando la posición del renglón i y la columna j .
- Paso 3: Con los índices almacenados, realizar la asignación del nodo j a la zona de control i .

4.5.3. Selección del nodo piloto

Finalmente, es necesario asignar el nodo más representativo de cada zona de control, en este caso es el nodo más robusto y es conocido como nodo piloto. Esta asignación se hace con base al porcentaje de participación real seleccionando el menor valor de η_{Rij} , el cual está asociado al nodo menos sensible a los cambios de potencia reactiva en el área de control.

En la Figura 4.3 se ilustra el diagrama de flujo del algoritmo del criterio por mayor energía modal, en donde se encuentra el número de zonas de control, la clasificación de los nodos en zonas de control y la selección de los nodos piloto. A continuación, este algoritmo es descrito brevemente:

Para el cálculo del número de zonas de control, primero, es necesario definir un porcentaje de energía total del sistema E_c (se sugiere entre 80 % y 99 %) e iniciar los contadores k e i en 1. Después, se calcula el porcentaje de energía modal $E_{\%k}$ desde k hasta el p modo dado en la ecuación (4.42). En cada iteración se busca que se cumpla la condición $E_{\%k} \geq E_c$ hasta definir el número de zonas de control mediante el número de modos p . Entonces, $E_{\%k}$ solamente puede tomar valores de entre 80 % y 99 % según sea definido el porcentaje E_c .

Para la clasificación de los nodos en zonas de control, es necesario conocer las p zonas previamente calculadas y encontrar los elementos de la matriz η_R , considerando solamente las p filas. Enseguida, se encuentra el valor máximo para cada columna de la matriz η_R en cada iteración desde i hasta p zonas de control, almacenando la posición del renglón i y la columna j . Entonces, con los índices almacenados se asigna el nodo j a la zona i .

Para la asignación del nodo piloto por zona, solamente se encuentra el valor mínimo de la matriz η_R definido en cada área de control.

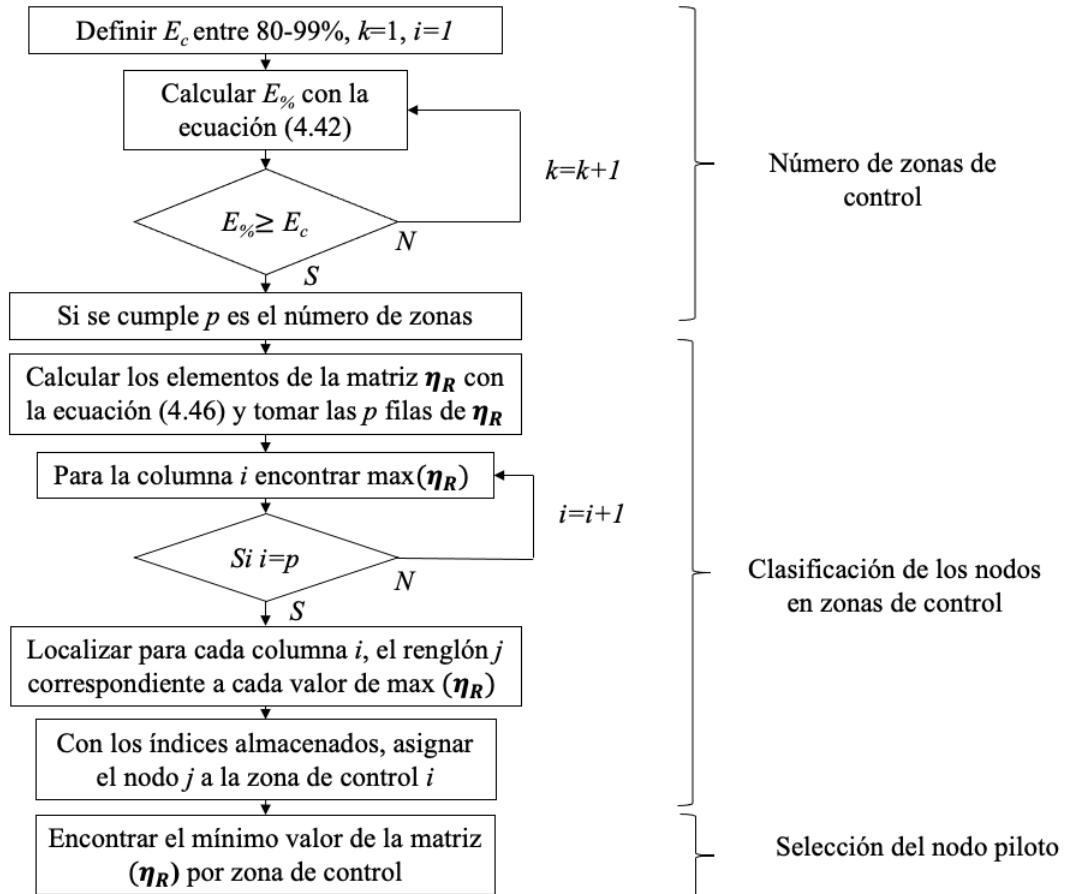


Figura 4.3: Diagrama de flujo del algoritmo del criterio por mayor energía modal.

4.6. Comparación cualitativa de las técnicas utilizadas

En esta sección se presentan ventajas y desventajas de los métodos utilizados para el seccionamiento de zonas de control. También, se describe de una manera general los fundamentos y características que tienen en común.

El primer método utilizado fue el algoritmo de agrupamiento k-means, el cual hace su clasificación mediante la métrica de la distancia eléctrica (basada en la matriz de sensibilidades). Esta técnica es iterativa y hace uso de los centroides para una clasificación de elementos, además utiliza el método del codo para encontrar el número óptimo de zonas de control.

El segundo método fue el criterio de mayor energía modal, el cual es empleado en análisis de sistemas lineales y de señal pequeña. Para hacer una clasificación de nodos en zonas de

control, fue primordial calcular la energía de la matriz Jacobiana reducida y hacer el análisis modal del sistema. Este método es más completo, debido a que arroja una mejor solución analítica y proporciona mayor información en cuestión de resultados.

Las características en común que presentan ambos métodos son el uso de la matriz Jacobiana, la cual relaciona el voltaje nodal y la potencia reactiva en los nodos de generación. Cabe señalar, que este trabajo utilizó la matriz de sensibilidades calculada mediante la regla de la cadena de la ecuación (4.29) en el algoritmo de agrupamiento k-means y la matriz Jacobiana reducida de la ecuación (4.22) para el criterio de mayor energía modal.

Es importante, mencionar que la única diferencia entre el cálculo de la matriz de sensibilidades de un método y otro, es la aproximación numérica. El método de sensibilidades por regla de la cadena es más preciso que la matriz Jacobiana reducida, debido a que en la regla de cadena se está considerando una derivación parcial de la potencia reactiva respecto al voltaje, a diferencia de la matriz Jacobiana reducida que hace la consideración de un desacoplamiento para cumplir el mismo objetivo.

En lo que respecta a los resultados entregados por cada método, cabe mencionar que no se puede hacer una comparativa directa entre una técnica y otra. En términos teóricos, como está planteado el problema del seccionamiento en zonas de control, se están considerando dos métodos con procesos y resultados diferentes.

El método k-means utilizó las sensibilidades encontradas por una derivada parcial para dividir el sistema en zonas de control, además, este algoritmo es apoyado por el método del codo para encontrar el número óptimo de zonas.

Para el caso del método por mayor criterio modal, se utilizó un desacoplamiento en el cálculo de las sensibilidades para obtener el número de zonas, el seccionamiento y la selección de un nodo piloto. También, se complementó con un análisis de índices de control para encontrar el nodo menos robusto en cada zona.

Entonces, comparar el desempeño de ambos métodos es complicado, debido a que son métodos con fundamentos teóricos, análisis y resultados diferentes. Sin embargo, se puede llegar a complementar entre ellos y obtener mejores resultados.

La información que entrega un método como resultado puede ser incompleta, esto dependiendo del algoritmo que se utilice. Así, para el primer caso en donde se utiliza el algoritmo k-means se entrega información referente a la clasificación de los nodos en cada zona de control, pero no entrega de una forma directa los nodos piloto. Por esta razón es necesario recurrir a otro método adicional para realizar esta tarea. En cambio, el método del criterio de mayor energía modal se considera más completo debido a que entrega mayor información obteniendo la clasificación de las zonas de control, el número de zonas y nodos piloto.

Por último, es importante mencionar las principales ventajas y desventajas considerando que el objetivo del trabajo es definir una metodología que se pueda aplicar en la operación de los SEP. En este caso, el criterio de mayor energía modal se convierte en la mejor opción, pero no debemos de descartar las técnicas de agrupamiento porque podrían ser un buen complemento para obtener mejores resultados. Dicho esto, se puede analizar este problema con las técnicas de agrupamiento pero no entregaría resultados tan completos como el método de criterio por mayor energía modal. Sin embargo, la aplicación del método de criterio por mayor energía modal sería complicado un análisis en sistemas de gran escala por la razón del acomodo manual de nodos que se realiza para las zonas queden eléctricamente conectadas. Entonces, el algoritmo de mayor energía modal presenta como principal ventaja que es una solución analítica, eficiente y basada en un modelo bien definido. Y como desventaja, se considera que la energía capturada elegida no sea representativa para la división del sistema, así existe la posibilidad de que un nodo se asigne erróneamente y que la zona de control no tenga un sentido topológico en la red. Además, para una aplicación de planeación se hace difícil la inclusión de diferentes escenarios, si se desea utilizar en una instancia de análisis fuera de línea se deben realizar varias simulaciones y luego agrupar resultados según el objetivo de estudio que se desea. En el algoritmo k-means, la principal ventaja que presenta es el trabajar con un gran número de datos de una manera sencilla, incluyendo contingencias y diferentes escenarios. En las desventajas se encuentra la fuerte dependencia de las entradas para inicializar el algoritmo y la definición del concepto de distancia eléctrica.

4.7. Índices de control

Los índices de estabilidad de voltaje son utilizados para determinar si un punto de operación se encuentra cerca o lejos del punto de colapso, siendo así un margen de estabilidad de voltaje. Los índices se han clasificado con base a la proximidad al colapso de voltaje en: i) Índices de gran desviación y ii) Índices basados en el estado actual del sistema. Los primeros se encargan de dar seguimiento a una variable eléctrica, como por ejemplo el voltaje, desde su operación normal hasta un estado de inestabilidad. Por el contrario, los segundos, parten de la evaluación de un punto de operación basado en una curva teórica PV para un valor dado de potencia reactiva Q [Zhao y Abur, 2005]. En [Sanz, 2014] se hace una revisión del estado del arte de la mayoría de estos índices y la manera de obtenerlos. Considerando que se requiere tener el cálculo de algún índice de forma rápida y precisa frente a la estabilidad de voltaje en un tiempo corto, en este trabajo se selecciona el índice L-index.

4.7.1. Índice L-index

El índice L-index es una métrica de tipo nodal que es fácil de calcular a partir de la matriz \mathbf{Y}_{bus} y con la que se evalúa el margen de la estabilidad de voltaje en estado estacionario. Este índice, entrega un valor cuantitativo de la distancia que hay entre el punto de operación del sistema y el punto de colapso de voltaje y tiene valores entre 0-1, donde el 1 representa el colapso de voltaje. Puesto que este índice se calcula para cada uno de los nodos del sistema, se tiene que el nodo que presenta mayor valor numérico es el más vulnerable. De tal manera, para un conjunto de nodos agrupados en una zona de control, la estabilidad por área está delimitada por el máximo valor de L-index de los nodos que componen dicha zona.

Para el cálculo matemático del índice L-index, se debe partir de la matriz de admitancia nodal que relaciona voltajes e inyecciones de corriente nodales, como se expresa en la ecuación:

$$\mathbf{I}_{nodal} = \mathbf{Y}_{bus} \mathbf{V}_{nodal} \quad (4.48)$$

donde,

$$\mathbf{Y}_{bus} = \begin{bmatrix} Y_{11} & \cdots & Y_{1N} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{N1} & \cdots & Y_{NN} \end{bmatrix} \quad (4.49)$$

La ecuación (4.48) puede ser particionada con base a los tipos de nodos que conforman el SEP: los nodos de generación representados por el subíndice g (nodos *compensador* y *PV*) y los nodos de carga representados por el subíndice l (nodos *PQ*). De esta manera, es posible ordenar la matriz \mathbf{Y}_{bus} como se muestra en la ecuación (4.50):

$$\begin{bmatrix} \mathbf{I}_L \\ \mathbf{I}_G \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{LL} & \mathbf{Y}_{LG} \\ \mathbf{Y}_{GL} & \mathbf{Y}_{GG} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{V}_L \\ \mathbf{V}_G \end{bmatrix} \quad (4.50)$$

Resolviendo (4.50) para los voltajes nodales en los nodos de carga e inyecciones de corriente en los nodos de generación, se obtiene la siguiente ecuación:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{V}_L \\ \mathbf{I}_G \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{Z}_{LL} & \mathbf{F}_{LG} \\ \mathbf{K}_{GL} & \mathbf{G}_{GG} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{I}_L \\ \mathbf{V}_G \end{bmatrix} \quad (4.51)$$

donde

$$\begin{aligned} \mathbf{Z}_{LL} &= \mathbf{Y}_{LL}^{-1} \\ \mathbf{F}_{LG} &= -\mathbf{Z}_{LL}\mathbf{Y}_{LG} \\ \mathbf{K}_{GL} &= \mathbf{Y}_{GL}\mathbf{Z}_{LL} \\ \mathbf{G}_{GG} &= \mathbf{Y}_{GG} - \mathbf{Y}_{GL}\mathbf{Z}_{LL}\mathbf{Y}_{LG} \end{aligned}$$

Con las expresiones anteriores y la matriz \mathbf{Y}_{bus} , se calcula el índice L-index como se muestra en la ecuación (4.52) [González, 2010] [Sanz, 2014]. Es importante mencionar que, para este análisis no se considera el nodo *compensador* en el cálculo del índice L_j .

$$L_j = \left| 1 - \frac{\sum_{i=1}^{N_g} F_{LG_{ji}} V_i}{V_j} \right| \quad (4.52)$$

Para efectos de aplicación de esta metodología, se utilizó el criterio de mayor energía modal debido a que entrega mayor información referente a las zonas de control, el número óptimo de zonas, un nodo representativo de cada zona de control y un grupo de nodos que se ven influenciados por el mismo. Lo anterior se complementa con la determinación del nodo más vulnerable de cada zona haciendo uso del índice L-index.

4.8. Ejemplo ilustrativo

En esta sección se presentan ejemplos para la aplicación del algoritmo k-means, el criterio por mayor energía modal y el índice L-índice en la red de prueba IEEE 14 y 30 nodos.

4.8.1. Ejemplo del algoritmo k-means

La red de prueba IEEE 14 mostrada en la Figura 4.4 tiene un punto de operación reportado en el Apéndice B de esta tesis. Con base a este punto operativo, se calcula la matriz de sensibilidades por medio de la regla de la cadena utilizando la ecuación (4.29). La matriz de sensibilidades resultante es dada en (4.53) y tiene un tamaño de 13×4 , lo cual representa a los nodos y generadores del sistema eléctrico, respectivamente. Es importante mencionar que se descartan las sensibilidades asociadas al nodo compensador, esto representa que no existe un cambio de voltaje respecto a la potencia reactiva de generación en ese nodo.

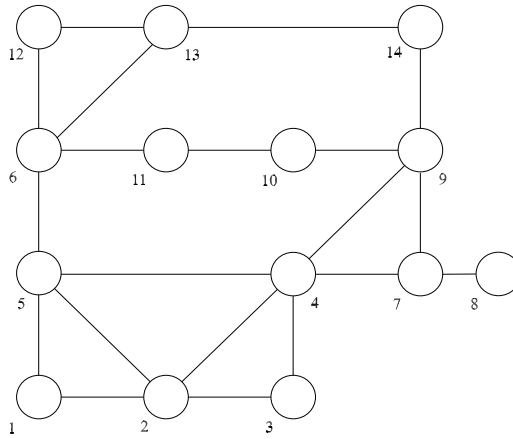


Figura 4.4: Red de prueba IEEE 14 nodos.

$$\mathbf{S}_{Q_g}^V = \begin{bmatrix} -0.1001 & -0.0935 & -0.0867 & -0.0826 \\ -0.0966 & -0.3174 & -0.1479 & -0.1476 \\ -0.0865 & -0.1530 & -0.1918 & -0.1948 \\ -0.0787 & -0.1253 & -0.1905 & -0.1645 \\ -0.0892 & -0.1476 & -0.5446 & -0.2775 \\ -0.0898 & -0.1561 & -0.2928 & -0.4538 \\ -0.0874 & -0.1518 & -0.2848 & -0.7690 \\ -0.0917 & -0.1579 & -0.3467 & -0.3898 \\ -0.0920 & -0.1573 & -0.3846 & -0.3729 \\ -0.0910 & -0.1531 & -0.4646 & -0.3273 \\ -0.0907 & -0.1506 & -0.5377 & -0.2902 \\ -0.0913 & -0.1519 & -0.5257 & -0.2994 \\ -0.0934 & -0.1584 & -0.4332 & -0.3574 \end{bmatrix} \quad (4.53)$$

Con la matriz $\mathbf{S}_{Q_g}^V$ y utilizando la ecuación (4.31), se encuentra la matriz de coordenadas \mathbf{X} dada en (4.54). Las distancias eléctricas D_{ij} son calculadas con (4.32), donde $D_{ij} = D_{ji}$, lo que resulta en la matriz de distancias eléctricas \mathbf{D} representada numéricamente en (4.55). Cabe destacar que esta matriz se compone de una diagonal de ceros correspondiente a la distancia eléctrica entre su mismo nodo y que el nodo compensador no se considera en este análisis de distancias eléctricas.

A partir de la matriz \mathbf{D} dada en (4.55) son seleccionados los centroides iniciales con base en la suma de distancias mínimas de los renglones de la matriz \mathbf{D} . Esta sumatoria en el renglón i se calcula como $D_{sum,i} = \sum_{j=1}^N D_{ij}$ y los resultados se muestran en (4.56).

En este punto del método es necesario definir las N_k áreas o aplicar el método del codo para encontrar un número óptimo de zonas para dividir el sistema eléctrico. En este caso se utilizó el método del codo y se obtuvieron los valores de SSE_k para cada número de zonas k , con los resultados son mostrados en la Tabla 4.1.

$$\mathbf{X} = \begin{bmatrix} 0.9996 & 1.0292 & 1.0620 & 1.0830 \\ 1.0150 & 0.4984 & 0.8300 & 0.8309 \\ 1.0630 & 0.8153 & 0.7172 & 0.7104 \\ 1.1040 & 0.9020 & 0.7201 & 0.7838 \\ 1.0496 & 0.8309 & 0.2639 & 0.5567 \\ 1.0467 & 0.8066 & 0.5334 & 0.3431 \\ 1.0585 & 0.8187 & 0.5455 & 0.1141 \\ 1.0376 & 0.8016 & 0.4600 & 0.4092 \\ 1.0362 & 0.8033 & 0.4150 & 0.4284 \\ 1.0410 & 0.8150 & 0.3329 & 0.4851 \\ 1.0424 & 0.8222 & 0.2695 & 0.5373 \\ 1.0395 & 0.8184 & 0.2793 & 0.5237 \\ 1.0297 & 0.8002 & 0.3633 & 0.4468 \end{bmatrix} \quad (4.54)$$

$$\mathbf{D} = \begin{bmatrix} 0 & 0.63 & 0.55 & 0.48 & 0.97 & 0.93 & 1.11 & 0.93 & 0.94 & 0.96 & 0.98 & 0.98 & 0.97 \\ 0.63 & 0 & 0.36 & 0.43 & 0.71 & 0.64 & 0.83 & 0.63 & 0.65 & 0.68 & 0.71 & 0.70 & 0.67 \\ 0.55 & 0.36 & 0 & 0.12 & 0.47 & 0.41 & 0.62 & 0.39 & 0.41 & 0.44 & 0.48 & 0.47 & 0.44 \\ 0.48 & 0.43 & 0.12 & 0 & 0.51 & 0.49 & 0.69 & 0.47 & 0.48 & 0.50 & 0.52 & 0.52 & 0.50 \\ 0.97 & 0.71 & 0.47 & 0.51 & 0 & 0.34 & 0.52 & 0.24 & 0.20 & 0.10 & 0.02 & 0.03 & 0.15 \\ 0.93 & 0.64 & 0.41 & 0.49 & 0.34 & 0 & 0.23 & 0.09 & 0.14 & 0.24 & 0.32 & 0.31 & 0.20 \\ 1.11 & 0.83 & 0.62 & 0.69 & 0.52 & 0.23 & 0 & 0.30 & 0.34 & 0.42 & 0.50 & 0.48 & 0.38 \\ 0.93 & 0.63 & 0.39 & 0.47 & 0.24 & 0.09 & 0.30 & 0 & 0.04 & 0.14 & 0.23 & 0.21 & 0.10 \\ 0.94 & 0.65 & 0.41 & 0.48 & 0.20 & 0.14 & 0.34 & 0.04 & 0 & 0.10 & 0.18 & 0.16 & 0.05 \\ 0.96 & 0.68 & 0.44 & 0.50 & 0.10 & 0.24 & 0.42 & 0.14 & 0.10 & 0 & 0.08 & 0.06 & 0.05 \\ 0.98 & 0.71 & 0.48 & 0.52 & 0.02 & 0.32 & 0.50 & 0.23 & 0.18 & 0.08 & 0 & 0.01 & 0.13 \\ 0.98 & 0.70 & 0.47 & 0.52 & 0.03 & 0.31 & 0.48 & 0.21 & 0.16 & 0.06 & 0.01 & 0 & 0.11 \\ 0.97 & 0.67 & 0.44 & 0.50 & 0.15 & 0.20 & 0.38 & 0.10 & 0.05 & 0.05 & 0.13 & 0.11 & 0 \end{bmatrix} \quad (4.55)$$

$$D_{sum} = \left[10.49 \quad 7.69 \quad 5.20 \quad 5.75 \quad 4.32 \quad 4.39 \quad 6.48 \quad 3.84 \quad 3.74 \quad 3.82 \quad 4.20 \quad 4.11 \quad 3.79 \right]^T \quad (4.56)$$

Tabla 4.1: SSE aplicando el método del codo en la red de prueba IEEE 14 nodos.

k	SSE
1	1.6180
2	0.5631
3	1.4083
4	0.3576
5	0.3473
6	0.3468
7	0.3465
8	0.3452
9	0.3187
10	0.1829
11	0.1817
12	0.0073
13	0

En la Figura 4.5 se muestran los valores obtenidos del SSE de la Tabla 4.1, en donde se puede observar que el punto de codo es en $k=3$. Sin embargo, es de interés analizar lo que pasa en iteraciones cercanas consideradas como soluciones alternativas, por ejemplo $k=2$ y $k=4$. Entonces, para este caso solamente son de interés 3 puntos encontrados con el método del codo. Es importante mencionar que la selección de $k=2, 3$ y 4 coinciden con el número de dispositivos PMUs para hacer completamente observable al sistema eléctrico de 14 nodos considerando diferentes tipos de mediciones (ver Tablas 3.6, 3.8, 3.10). Esto podría considerarse como un factor para la selección de zonas de control e idealmente se pensaría que es requerido un PMU para monitorear cada zona de control encontrada, pero cabe aclarar que no siempre es el caso.

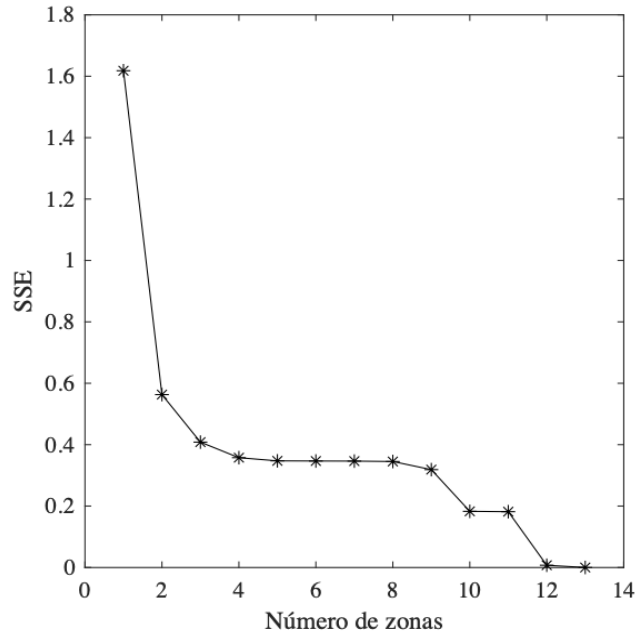


Figura 4.5: Red de prueba IEEE 14 nodos.

En las Figuras 4.6-4.8 se muestra la red de prueba IEEE 14 nodos utilizando el algoritmo k-means para una división de 4, 3 y 2 zonas de control, respectivamente. En este caso, para definir las zonas de control se utilizó el criterio de las técnicas de agrupamiento de la Sección 4.4 basado en el cálculo de la distancia eléctrica de la ecuación (4.32), el algoritmo k-means de la Sección 4.4.2 y el método del codo de la Sección 4.4.3.

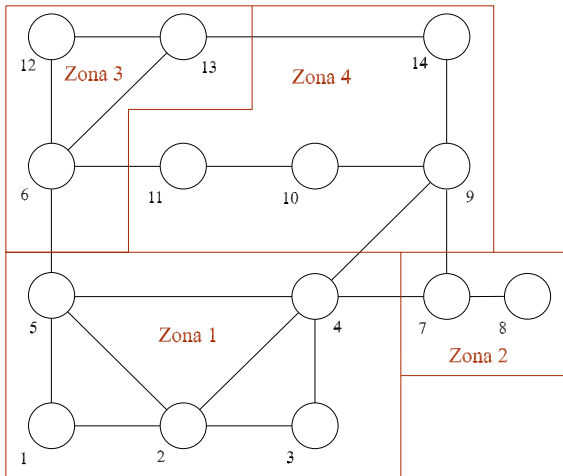


Figura 4.6: Red de prueba IEEE 14 nodos dividida en 4 zonas de control.

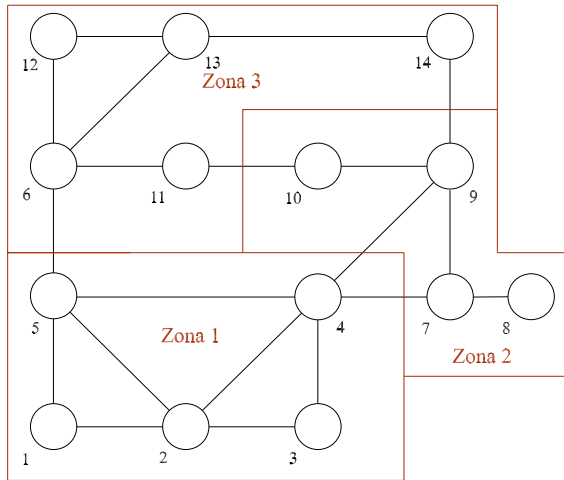


Figura 4.7: Red de prueba IEEE 14 nodos dividida en 3 zonas de control.

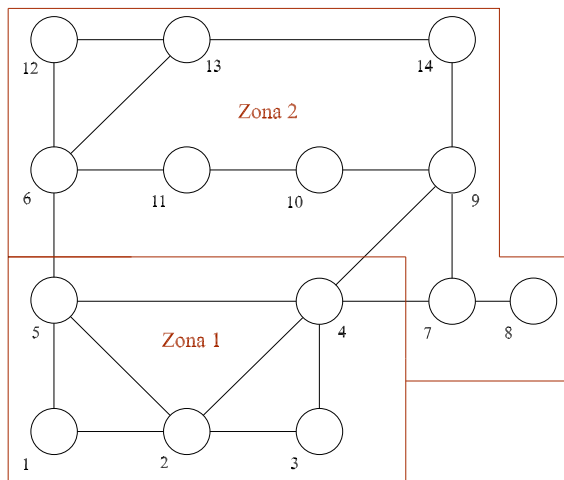


Figura 4.8: Red de prueba IEEE 14 nodos dividida en 2 zonas de control.

4.8.2. Ejemplo de método criterio por mayor energía modal y aplicación del índice L-index

Para este método se considera el caso de la red de prueba IEEE 30 nodos mostrada en la Figura 4.9. Para evaluar este algoritmo y obtener un punto de operación estable del sistema, se consideran los parámetros iniciales del Apéndice B.

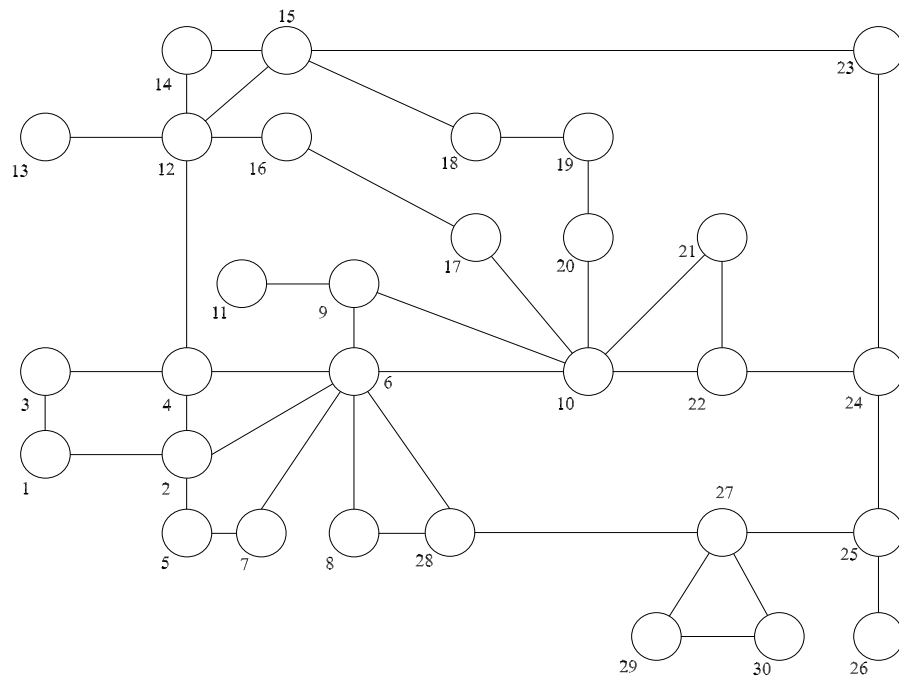


Figura 4.9: Red de prueba IEEE 30 nodos.

Como primer paso, se determina la matriz de sensibilidades \mathbf{J}_{VQ}^{-1} mediante la ecuación (4.36) y se calculan sus eigenvalores $\mathbf{\Lambda}$, los cuales son representados por la ecuación (4.40). Cabe mencionar, que el número de eigenvalores es igual al número de nodos PQ que es donde se calculan las magnitudes de voltaje en el problema de flujos de potencia. Los eigenvalores obtenidos son ordenados de manera descendente como se reporta en (4.57), mientras que la energía total del sistema calculada por la ecuación (4.39) corresponde a un valor de $E = 9.22$.

$$\Lambda = \begin{bmatrix} 4.6440 \\ 1.3119 \\ 0.5670 \\ 0.4147 \\ 0.3428 \\ 0.2706 \\ 0.2310 \\ 0.1926 \\ 0.1599 \\ 0.1380 \\ 0.1260 \\ 0.1129 \\ 0.1030 \\ 0.0712 \\ 0.0731 \\ 0.0594 \\ 0.0572 \\ 0.0521 \\ 0.0479 \\ 0.0394 \\ 0.0417 \\ 0.0317 \\ 0.0087 \\ 0.0144 \\ 0.0167 \\ 0.0099 \\ 0.0277 \\ 0.0264 \\ 0.0274 \end{bmatrix} \quad (4.57)$$

Para el seccionamiento de áreas de control se considera un 99% de la energía total del sistema y la aplicación el algoritmo de la Figura 4.3, lo que resulta en un total de 5 zonas de control. A continuación, se procede a hacer el acomodo de nodos con el algoritmo de mayor energía modal. Con el método del criterio por mayor energía modal se obtiene un seccionamiento basado en análisis matemáticos desde un punto de control. Sin embargo, algunas veces este seccionamiento no tiene sentido topológico, ya que conjunta nodos que no están físicamente conectados. Por ello, es necesario un acomodo manual de nodos en áreas de control. Es importante mencionar, que este ejercicio no es factible en sistemas de gran escala debido a que se vuelve complicado hacer este análisis manualmente, sin embargo, es posible la implementación de un programa adicional para abordar este problema. Una vez agrupados los nodos por zonas de control, se procede a encontrar el nodo piloto, considerado el nodo más robusto de cada zona control basado en el menor valor de η_{Rij} por zona (ver ecuación (4.46)). Entonces, el sistema quedará definido por 5 zonas de control cada una con su respectivo nodo piloto, como se muestra en la Figura 4.10.

Por último, se evalúa el índice L-index utilizando la ecuación (4.51) para los nodos PQ . En este caso, el máximo valor del índice reportado por zona representa al nodo más cercano al colapso de voltaje. Los resultados asociados a lo anteriormente referido se muestran en la Figura 4.10.

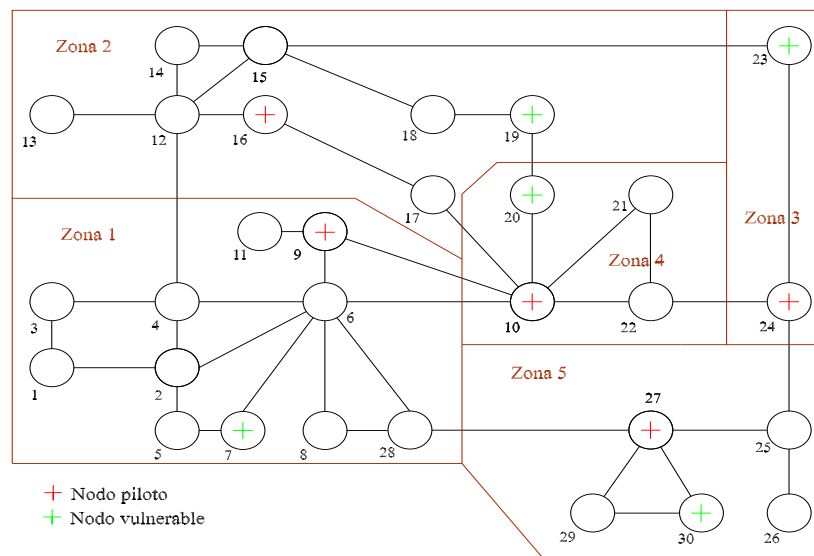


Figura 4.10: Red de prueba IEEE 30 nodos dividida en 5 zonas de control.

4.9. Conclusiones

En este capítulo se presentaron las técnicas para la división de zonas de control de voltaje para una mejor controlabilidad del sistema eléctrico. Estas técnicas están formuladas matemáticamente con base en la la matriz de sensibilidades del voltaje nodal respecto a las fuente reactivas de generación para un punto de operación conocido. La aplicación de estos métodos se llevó a cabo en las redes de prueba del IEEE de 14 y 30 nodos. Los resultados obtenidos en el ejemplo ilustrativo revelan que pueden existir múltiples soluciones para la división de la red y que es necesario conjuntar diversos escenarios para un adecuado seccionamiento. Además, es necesario identificar los nodos más vulnerables de cada zona de control con el fin de obtener mayor información de la red de prueba.

Capítulo 5

Casos de Estudio de Seccionamiento en Zonas de Control

5.1. Introducción

El modelo matemático de los método k-means y el criterio de mayor energía modal son utilizados en este capítulo para encontrar las zonas de control de las redes eléctricas de los sistemas IEEE 30 y 57 nodos. Los resultados reportados muestran la división y número óptimo de zonas de control, así como la aplicación del índice L-index para la estabilidad de voltaje. Los resultados de ambos métodos son comparados y se discuten algunas de sus ventajas y desventajas.

5.2. Descripción del diseño de experimento

En esta sección se describe el diseño de experimentos para la parte de controlabilidad. En las Figuras 5.1-5.2 se muestran los grafos para las redes de prueba IEEE 30 y 57 nodos, respectivamente. En los Apéndices A y B se reportan más detalles de la conectividad y los puntos de operación evaluados, respectivamente.

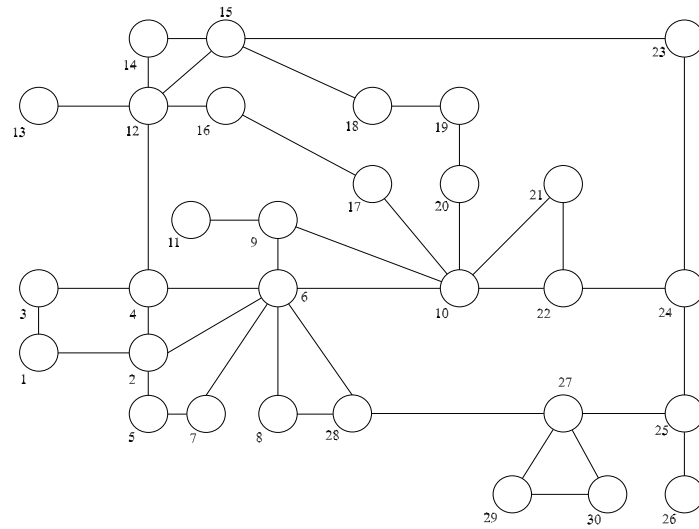


Figura 5.1: Red de prueba IEEE 30 nodos.

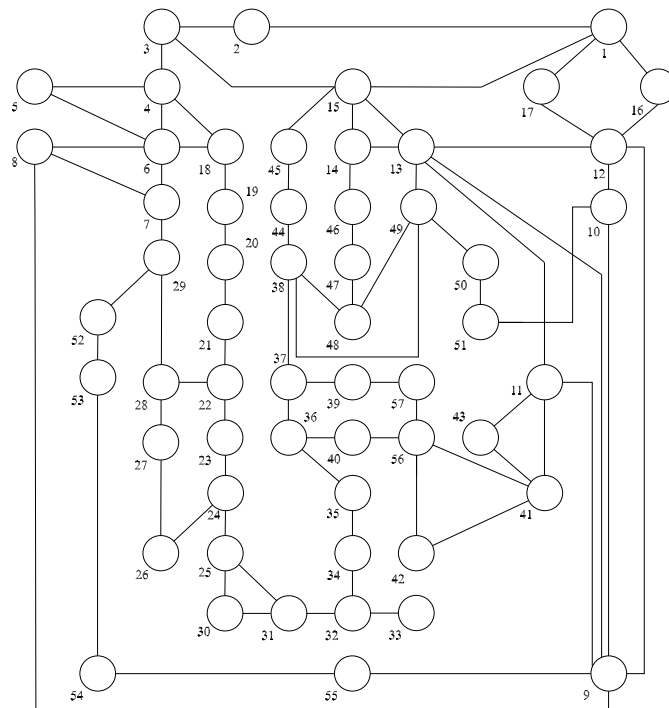


Figura 5.2: Red de prueba IEEE 57 nodos.

5.3. Resultados de controlabilidad

5.3.1. Resultados del algoritmo k-means

El seccionamiento y número óptimo de zonas de control se determinan para las redes de prueba IEEE de 30 y 57 nodos mediante la implementación del algoritmo k-means y método del codo. Es importante, mencionar que las soluciones obtenidas en el problema de observabilidad se relacionan con el problema de controlabilidad, considerando el número óptimo de PMUs para una observabilidad completa como el número de zonas de control.

En la Figura 5.3 son mostrados los resultados para la red de prueba IEEE 30 nodos aplicando el algoritmo k-means y el método del codo, en donde se observa el *SSE* contra el número de zonas. El número de zonas de control es definido por la marca del codo en la Figura 5.3 y la distribución de los nodos en zonas de control se lleva a cabo utilizando el algoritmo k-means de la Sección 4.4.2. A partir de esta figura se considera que el número óptimo de zonas de control es de 5, como se muestra en la Figura 5.4, pero se secciona también para 7 zonas como se presenta en la Figura 5.5. Esta última solución es considerada debido a la relación del número de dispositivos PMUs necesarios para hacer completamente observable al sistema ante diferentes tipos de mediciones.

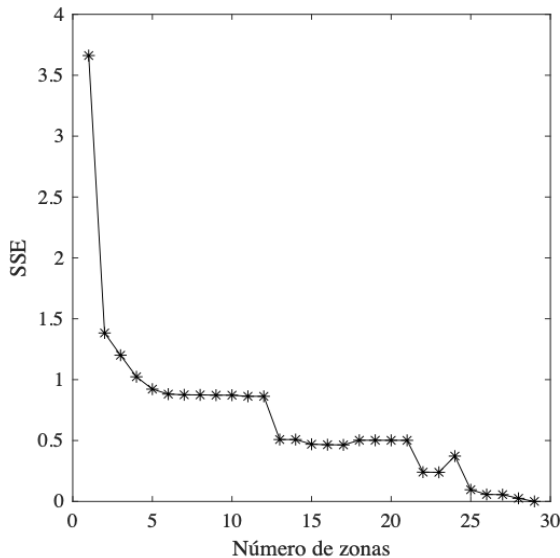


Figura 5.3: Método del codo para la red de prueba IEEE 30 nodos.

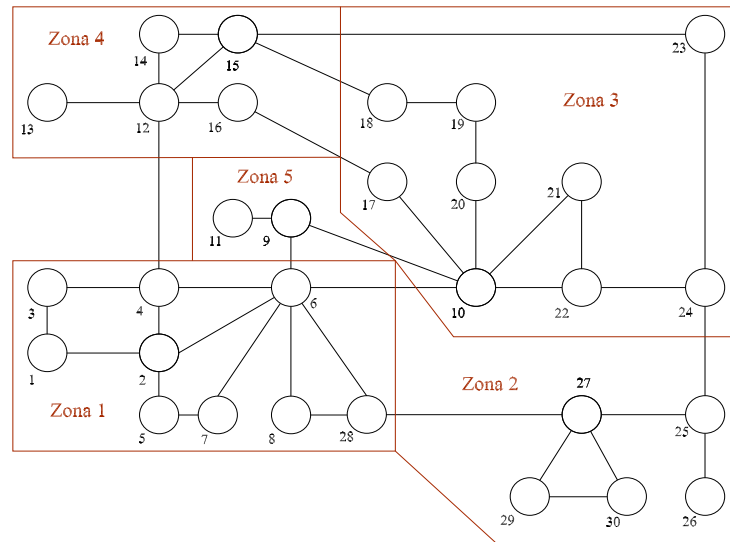


Figura 5.4: Red de prueba IEEE 30 nodos dividida en 5 zonas de control.

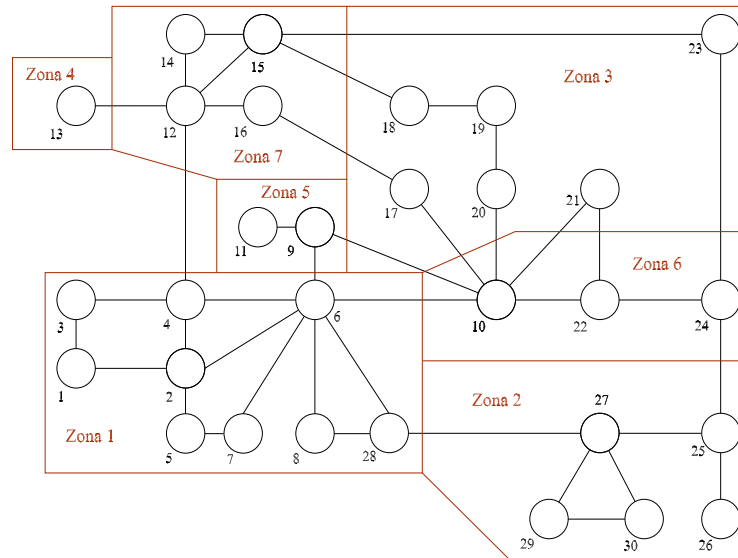


Figura 5.5: Red de prueba IEEE 30 nodos dividida en 7 zonas de control.

Por último, la Figura 5.6 son mostrados los resultados para la red de prueba IEEE 57 nodos aplicando el algoritmo k-means y el método del codo, en donde se observa que el número óptimo de zonas de control es 11. En las Figuras 5.7 y 5.8 se consideran un número óptimo de zonas como 11 y 12 zonas, respectivamente, basado en el número óptimo de PMUs para hacer completamente observable a este sistema con diferentes tipos de mediciones.

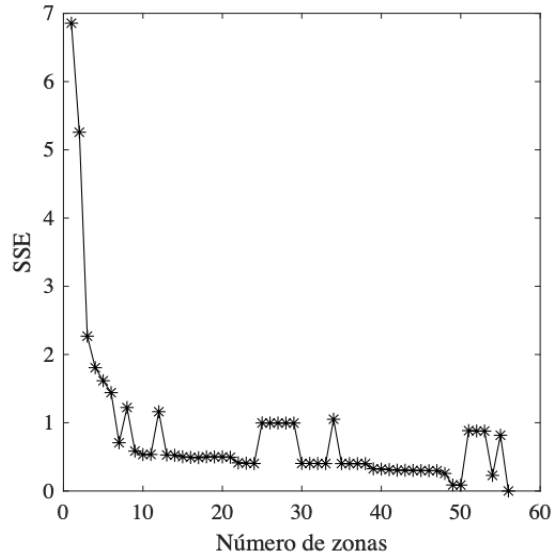


Figura 5.6: Método del codo en la red de prueba IEEE 57 nodos.

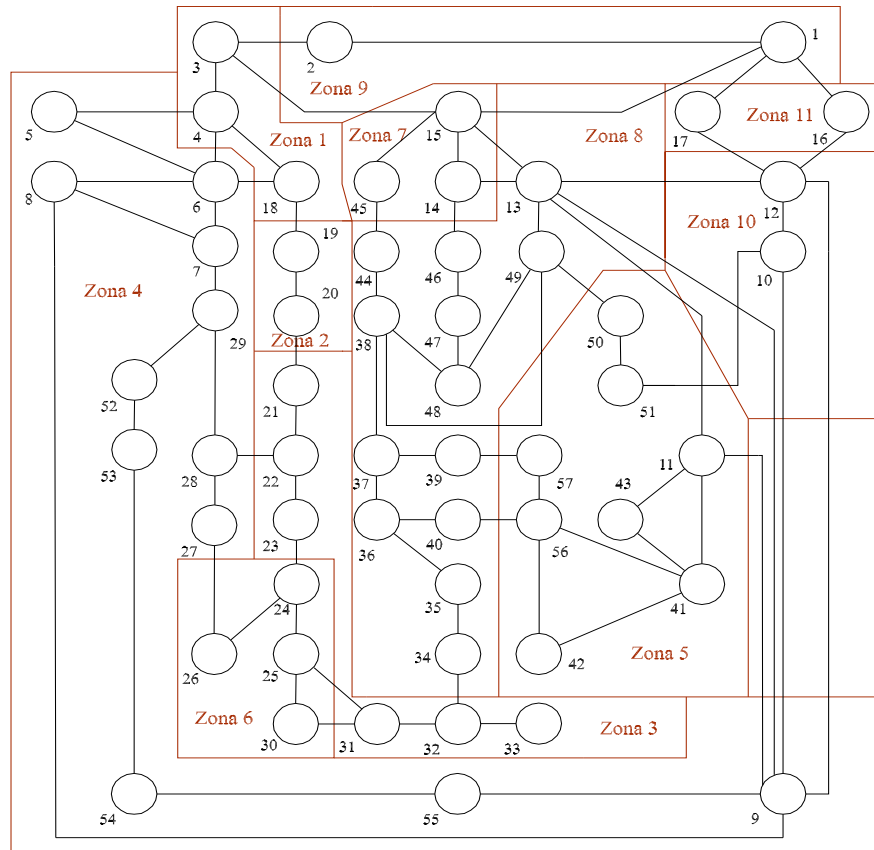


Figura 5.7: Red de prueba IEEE 57 nodos dividido en 11 zonas.

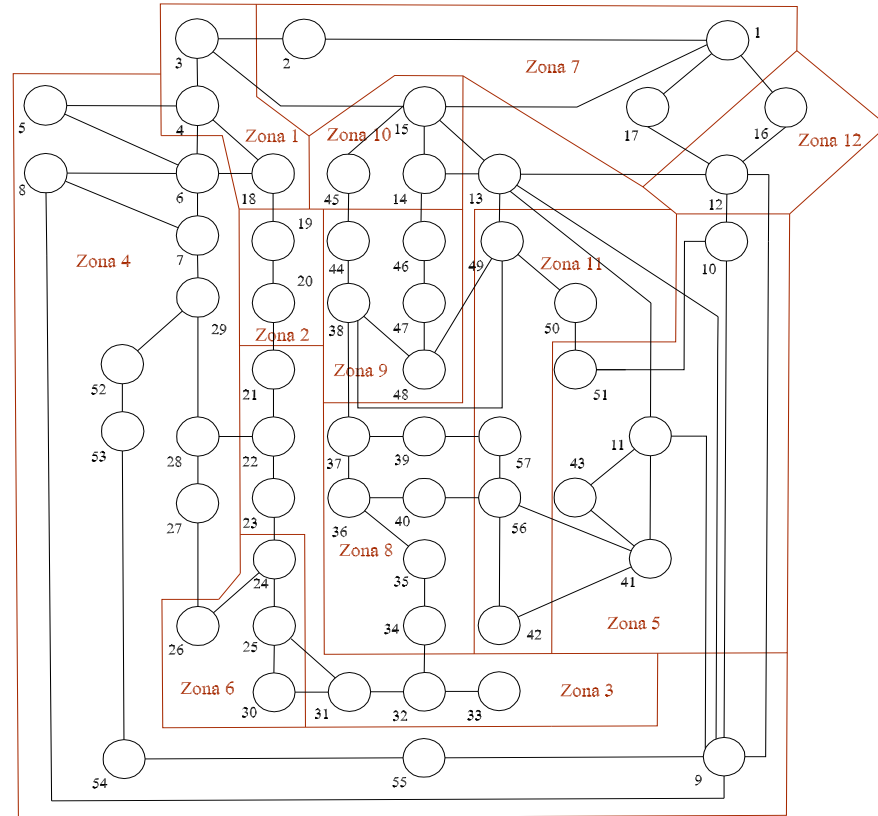


Figura 5.8: Red de prueba IEEE 57 nodos dividido en 12 zonas.

5.3.2. Resultados del algoritmo criterio por mayor energía modal e índice L-index

En esta Sección se muestran los resultados obtenidos para el seccionamiento de las redes de prueba IEEE de 30 y 57 nodos. Así mismo, se realiza la selección del nodo piloto y asignación del nodo más vulnerable para cada zona de control mediante la implementación del método criterio por mayor energía modal y el cálculo del índice L-index.

En las Figuras 5.9 y 5.10 son mostrados los resultados para la red de prueba IEEE 30 y 57 nodos, respectivamente, donde se reporta el nodo piloto y el nodo más vulnerable para cada zona de control.

El número de zonas de control, el seccionamiento, los nodos piloto y los nodos más vulnerables son identificados utilizando el planteamiento de la Sección 4.5.1, 4.5.2, 4.5.3 y 4.7, respectivamente.

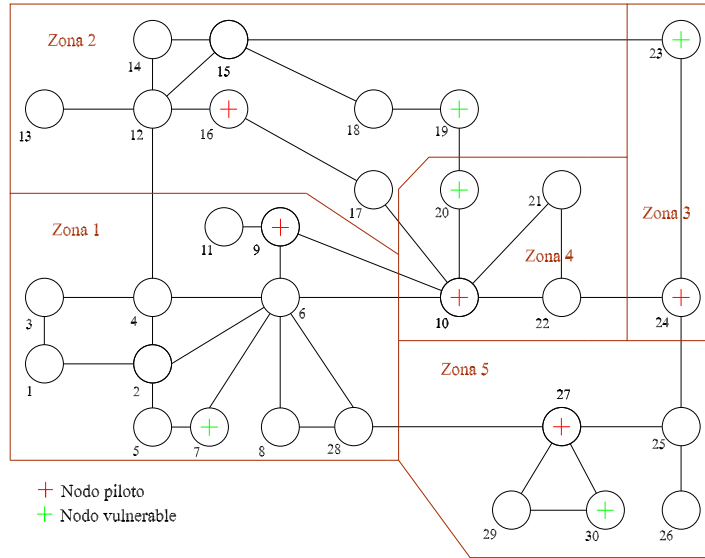


Figura 5.9: Red de prueba IEEE 30 nodos.

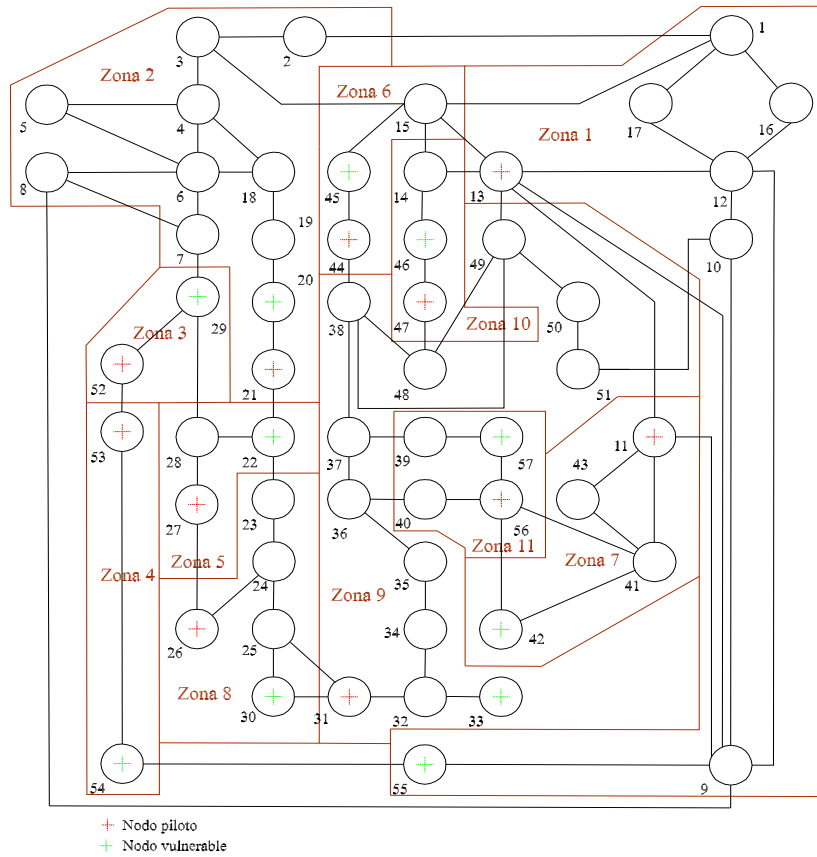


Figura 5.10: Red de prueba IEEE 57 nodos.

5.4. Conclusiones

En este capítulo se presentan los resultados del problema de seccionamiento en zonas de control en las redes de prueba IEEE de 30 y 57 nodos mediante el método k-means y el criterio por mayor energía modal. Los resultados obtenidos revelan que puede existir más de una solución para el seccionamiento, esto depende del método y las variables involucradas. Además, se aplican índices de estabilidad de voltaje para encontrar el nodo más vulnerable de cada zona de control. Se observa que el número óptimo de PMUs para hacer observable al sistema puede ser un factor clave a considerar para la selección del número de zonas de control.

Capítulo 6

Conclusiones Generales y Trabajos Futuros

6.1. Conclusiones generales

En los últimos años, la constante incorporación de fuentes alternas de energía en el sistema eléctrico lo ha hecho cada vez más propenso a fallas y vulnerable a apagones de gran escala. Por ello, surge la necesidad de un moniterio de calidad basado en dispositivos que garanticen mediciones adecuadas a un costo accesible. La observabilidad y controlabilidad de sistemas eléctricos basada en dispositivos PMUs asegura una mayor confiabilidad y mejor monitoreo para tomar decisiones ante contingencias.

El uso de PMUs en conjunto con mediciones convencionales existentes hacen que los sistemas eléctricos sean más redundantes, con esto se tiene una mayor cantidad de datos, facilitando el monitoreo y el control, además de reducir el uso de algoritmos complejos y cálculos de variables eléctricas.

La formulación ILP permite encontrar la localización óptima y el índice de redundancia considerando diferentes mediciones, lo que asegura la observabilidad completa del sistema eléctrico. Los resultados encontrados son aceptables comparados con la literatura expuesta, encontrado la misma cantidad mínima de PMUs con una redundancia alta, lo cual nos comprueba una solución de calidad y la validez del algoritmo desarrollado.

Las metodologías del algoritmo k-means y el criterio por mayor energía modal, permiten seccionar el sistema eléctrico en zonas de control, lo que presenta grandes ventajas desde el punto de vista de operación. El utilizar un método u otro, arroja diferentes resultados lo que podría ser un complemento de información dependiendo de los fines que se tengan. El seccionamiento del sistema en zonas de control no es único, pero el fundamentar este problema con bases matemáticas presenta mejores soluciones a problemas en la supervisión, control y monitoreo de los SEP.

6.2. Trabajos futuros

Con el avance de las tecnologías, es necesario tener las herramientas de estudio y análisis adecuados para encontrar mejores resultados y aplicaciones a problemas reales. A continuación, se describen algunos de los trabajos futuros que se pueden llevar a cabo.

Directamente siguiendo la corriente de este trabajo, se pueden seguir aplicando diferentes modelos matemáticos y metodologías para encontrar la localización óptima de PMUs. Algunas metodologías son: la simulación recocida, los algoritmos genéticos, la búsqueda exhaustiva, la evolución diferencial, la optimización de enjambre por partículas binarias, algoritmos inmunes, etc. Además, se pueden considerar diferentes factores para encontrar un seccionamiento adecuado de acuerdo a las necesidades aplicando una metodología o varias. Algunos de estos factores son las acciones correctivas o preventivas en un esquema de automatización, con el cual se llegaría a una protección sistemática de la inestabilidad de voltaje. Las acciones correctivas corresponden a salida de elementos, cambios topológicos del sistema, etc. Así, cuando se presente un posible colapso de voltaje se podría obtener un nuevo punto de operación con acciones remediales asegurando la confiabilidad del sistema.

Desarrollar una metodología que permita el mapeo o uso de varios índices de estabilidad para asegurar la controlabilidad del sistema arrojaría mayor información complementaria de gran utilidad. En este sentido se tiene la opción de definir alguna técnica para determinar los límites de los voltajes de los nodos piloto.

El análisis de estabilidad de índices voltaje de la presente tesis tiene que ver con la parte de estado estable, se podría proponer un análisis de estabilidad de voltaje de estado dinámico.

Apéndice

Apéndice A

En este anexo se abordan las características de los sistemas simulados en esta tesis referentes a conectividad de transformadores y líneas de transmisión.

Red de prueba IEEE 14 nodos

Tabla 6.1: Datos de conectividad línea/ transformador- Sistema IEEE de 14 nodos.

Número de línea	Nodo envío	Nodo recepción
1	1	2
2	1	5
3	2	3
4	2	4
5	2	5
6	3	4
7	4	5
8	4	7
9	4	9
10	5	6
11	6	11
12	6	12
13	6	13
14	7	8
15	7	9
16	9	10
17	9	14
18	10	11
19	12	13
20	13	14

Red de prueba IEEE 30 nodos

Tabla 6.2: Datos de conectividad línea/ transformador- Sistema IEEE de 30 nodos.

Número de línea	Nodo envío	Nodo recepción
1	1	2
2	1	3
3	2	4
4	2	5
5	2	6
6	3	4
7	4	6
8	4	12
9	5	7
10	6	7
11	6	8
12	6	9
13	6	10
14	6	28
15	8	28
16	9	11
17	9	10
18	10	20
19	10	17
20	10	21
21	10	22
22	12	13
23	12	14
24	12	15
25	12	16
26	14	15
27	15	18
28	15	23
29	16	17
30	18	19
31	19	20
32	21	22
33	22	24
34	23	24
35	24	25
36	25	26
37	25	27
38	27	29

Tabla 6.3: Continuación de datos de conectividad línea/transformador - Sistema IEEE de 30 nodos.

Número de línea	Nodo envío	Nodo recepción
39	27	30
40	28	27
41	29	30

Red de prueba IEEE 39 nodos

Tabla 6.4: Datos de conectividad línea/transformador - Sistema IEEE de 39 nodos.

Número de línea	Nodo envío	Nodo recepción
1	1	2
2	1	39
2	2	3
4	2	25
5	3	4
6	3	18
7	4	5
8	4	14
9	5	6
10	5	8
11	36	37
12	37	38
13	37	39
14	36	40
15	22	38
16	11	41
17	41	42
18	41	43
19	38	44
20	15	45
21	14	46
22	46	47
23	47	48
24	48	49
25	49	50
26	50	51
27	10	51

Tabla 6.5: Continuación datos de conectividad línea/transformador - Sistema IEEE de 39 nodos.

Número de línea	Nodo envío	Nodo recepción
28	13	49
29	29	52
30	52	53
31	53	54
32	54	55
33	11	43
34	44	45
35	40	56
36	56	41
37	56	42
38	39	57

Red de prueba IEEE 57 nodos**Tabla 6.6:** Datos de conectividad línea/transformador - Sistema IEEE de 57 nodos.

Número de línea	Nodo envío	Nodo recepción
1	1	2
2	2	3
3	3	4
4	4	5
5	4	6
6	6	7
7	6	8
8	8	9
9	9	10
10	9	11
11	9	12
12	9	13
13	13	14
14	13	15
15	1	15
16	1	16
17	1	17
18	3	15
19	4	18
20	4	181
21	5	6

Tabla 6.7: Continuación datos de conectividad línea/transformador - Sistema IEEE de 57 nodos.

Número de línea	Nodo envío	Nodo recepción
22	7	8
23	10	12
24	11	13
25	12	13
26	12	16
27	12	17
28	14	15
29	18	19
30	19	20
31	21	20
32	21	22
33	22	23
34	23	24
35	24	25
36	24	25
37	24	26
38	26	27
39	27	28
40	28	29
41	7	29
42	25	30
43	30	31
44	31	32
45	32	33
46	34	32
47	34	35
48	35	36
49	36	37
50	37	38
51	37	39
52	36	40
53	22	38
54	11	41
55	41	42
56	41	43
57	38	44
58	15	45
59	14	46
60	46	47

Tabla 6.8: Continuación datos de conectividad línea/transformador - Sistema IEEE de 57 nodos.

Número de línea	Nodo envío	Nodo recepción
61	47	48
62	48	49
63	49	50
64	50	51
65	10	51
66	13	49
67	29	52
68	52	53
69	53	54
70	54	55
71	11	43
72	44	45
73	40	56
74	56	41
75	56	42
76	39	57
77	57	56
78	38	49
79	38	48
80	9	55

Red de prueba IEEE 118 nodos

Tabla 6.9: Datos de conectividad línea/transformador - Sistema IEEE de 118 nodos.

Número de línea	Nodo envío	Nodo recepción
1	1	2
2	1	3
3	4	5
4	3	5
5	5	6
6	6	7
7	8	9
8	8	5
9	9	10
10	4	11
11	5	11
12	11	12
13	2	12

Tabla 6.10: Continuación datos de conectividad línea/transformador - Sistema IEEE de 118 nodos.

Número de línea	Nodo envío	Nodo recepción
14	3	12
15	7	12
16	11	13
17	12	14
18	13	15
19	14	15
20	12	16
21	15	17
22	16	17
23	17	18
24	18	19
25	19	20
26	15	19
27	20	21
28	21	22
29	22	23
30	23	24
31	23	25
32	26	25
33	25	27
34	27	28
35	28	29
36	30	17
37	8	30
38	26	30
39	17	31
40	29	31
41	23	32
42	31	32
43	27	32
44	15	33
45	19	34
46	35	36
47	35	37
48	33	37
49	34	36
50	34	37

Tabla 6.11: Continuación datos de conectividad línea/transformador - Sistema IEEE de 118 nodos.

Número de línea	Nodo envío	Nodo recepción
51	38	37
52	37	39
53	37	40
54	30	38
55	39	40
56	40	41
57	40	42
58	41	42
59	43	44
60	34	43
61	44	45
62	45	46
63	46	47
64	46	48
65	47	49
66	42	49
67	42	49
68	45	49
69	48	49
70	49	50
71	49	51
72	51	52
73	52	53
74	53	54
75	49	54
76	49	54
77	54	55
78	54	56
79	55	56
80	56	57
81	50	57
82	56	58
83	51	58
84	54	59
85	56	59
86	56	59
87	55	59
88	59	60

Tabla 6.12: Continuación datos de conectividad línea/transformador - Sistema IEEE de 118 nodos.

Número de línea	Nodo envío	Nodo recepción
89	59	61
90	60	61
91	60	62
92	61	62
93	63	59
94	63	64
95	64	61
96	38	65
97	64	65
98	49	66
99	49	66
100	62	66
101	62	67
102	65	66
103	66	67
104	65	68
105	47	69
106	49	69
107	68	69
108	69	70
109	24	70
110	70	71
111	24	72
112	71	72
113	71	73
114	70	74
115	70	75
116	69	75
117	74	75
118	76	77
119	69	77
120	75	77
121	77	78
122	78	79
123	77	80
124	77	80
125	79	80
126	68	81
127	81	80

Tabla 6.13: Continuación datos de conectividad línea/transformador - Sistema IEEE de 118 nodos.

Número de línea	Nodo envío	Nodo recepción
128	77	82
129	82	83
130	83	84
131	83	85
132	84	85
133	85	86
134	86	87
135	85	88
136	85	89
137	88	89
138	89	90
139	89	90
140	90	91
141	89	92
142	89	92
143	91	92
144	92	93
145	92	94
146	93	94
147	94	95
148	80	96
149	82	96
150	94	96
151	80	97
152	80	98
153	80	99
154	92	100
155	94	100
156	95	96
157	96	97
158	98	100
159	99	100
160	100	101
161	92	102
162	101	102
163	100	103
164	100	104
165	103	104

Tabla 6.14: Continuación datos de conectividad línea/transformador - Sistema IEEE de 118 nodos.

Número de línea	Nodo envío	Nodo recepción
166	103	105
167	100	106
168	104	105
169	105	106
170	105	107
171	105	108
172	106	107
173	108	109
174	103	110
175	109	110
176	110	111
177	110	112
178	17	113
179	32	113
180	32	114
181	27	115
182	114	115
183	68	116
184	12	117
185	75	118
186	76	118

Apéndice B

En este anexo se abordan las características de los sistemas simulados en esta tesis referentes a un punto de operación, los cuales se muestran a continuación.

Red de prueba IEEE 14 nodos

Tabla 6.15: Datos del sistema IEEE 14 nodos.

Desde el nodo	Hacia el nodo	Resistencia (pu)	Reactancia (pu)	Susceptancia shunt 1/2 (pu)
1	2	0.01938	0.05917	0.0264
1	5	0.05403	0.22304	0.0246
2	3	0.04699	0.19797	0.0219
2	4	0.05811	0.17632	0.0170
2	5	0.05695	0.17388	0.0173
3	4	0.06701	0.17103	0.0064
4	5	0.01335	0.04211	0
4	7	0	0.20912	0
4	9	0	0.55618	0
5	6	0	0.25202	0
6	11	0.09498	0.19890	0
6	12	0.12291	0.25581	0
6	13	0.06615	0.13027	0
7	8	0	0.17615	0
7	9	0	0.11001	0
9	10	0.03181	0.08450	0
9	14	0.12711	0.27038	0
10	11	0.08205	0.19207	0
12	13	0.22092	0.19988	0
13	14	0.17093	0.34802	0

Tabla 6.16: Datos de los nodos del sistema IEEE 14 nodos.

Nodo	P_d (pu)	Q_d (pu)	Tipo	P_g (pu)	Q_g (pu)	V_i (pu)	B_{shunt}
1	0	0	1	0	0	1.06	0
2	0.217	0.127	2	0.40	0.4240	1.045	0
3	0	0.234	3	0.942	0.19	1.01	0
4	0.478	-0.039	3	0.478	-0.039	1.0	0
5	0	0	3	0.076	0.016	1.0	0
6	0.122	0.112	3	0.075	-0.06	1.07	0
7	0	0	3	0	0	1.0	0
8	0	0.174	3	0	0	1.09	0

Tabla 6.17: Continuación datos de los nodos del sistema IEEE 14 nodos.

Nodo	P_d (pu)	Q_d (pu)	Tipo	P_g (pu)	Q_g (pu)	V_i (pu)	B_{shunt}
9	0	0	3	0.295	0.166	1.0	0
10	0	0	3	0.09	0.058	1.0	0
11	0	0	3	0.035	0.018	1.0	0
12	0	0	3	0.061	0.016	1.0	0
13	0	0	3	0.135	0.058	1.0	0
14	0	0	3	0.149	0.5	1.0	0

Red de prueba IEEE 30 nodos

Tabla 6.18: Datos del sistema IEEE 30 nodos.

Desde el nodo	Hacia el nodo	Resistencia (pu)	Reactancia (pu)	Susceptancia shunt 1/2 (pu)
1	2	0.0192	0.0575	0.0264
1	3	0.0452	0.1652	0.0204
2	4	0.057	0.1737	0.0184
3	4	0.0132	0.0379	0.0042
2	5	0.0472	0.1983	0.0209
2	6	0.0581	0.1763	0.0187
4	6	0.0119	0.0414	0.0045
5	7	0.046	0.116	0.0102
6	7	0.0267	0.082	0.0085
6	8	0.012	0.042	0.0045
6	9	0	0.208	0
6	10	0	0.556	0
9	11	0	0.208	0
9	10	0	0.11	0
4	12	0	0.256	0
12	13	0	0.14	0
12	14	0.1231	0.2559	0
12	15	0.0662	0.1304	0
12	16	0.0945	0.1987	0
14	15	0.221	0.1997	0
16	17	0.0524	0.1923	0
15	18	0.1073	0.2185	0
18	19	0.0639	0.1292	0
19	20	0.034	0.068	0
10	20	0.0936	0.209	0
10	17	0.0324	0.0845	0

Tabla 6.19: Continuación datos del sistema IEEE 30 nodos.

Desde el nodo	Hacia el nodo	Resistencia (pu)	Reactancia (pu)	Susceptancia shunt 1/2 (pu)
10	21	0.0348	0.0749	0
10	22	0.0727	0.1499	0
21	22	0.0116	0.0236	0
15	23	0.1	0.202	0
22	24	0.115	0.179	0
23	24	0.132	0.27	0
24	25	0.1885	0.3292	0
25	26	0.2544	0.38	0
28	27	0	0.396	0
27	29	0.2198	0.4153	0
27	30	0.3202	0.6027	0
29	30	0.2399	0.4533	0
8	28	0.0636	0.2	0.0214
6	28	0.0169	0.0599	0.0065

Tabla 6.20: Datos de los nodos del sistema IEEE 30 nodos.

Nodo	P_d (pu)	Q_d (pu)	Tipo	P_g (pu)	Q_g (pu)	V_{ini} (pu)	B_{shunt}
1	0	0	1	0.2496	-0.0464	1.06	0
2	0.217	0.127	2	0.6097	0.2768	1.04	0
3	0.024	0.012	3	0	0	1.00	0
4	0.076	0.016	3	0	0	1.00	0
5	0	0	2	0	0	1.01	0
6	0	0	3	0	0	1.00	0
7	0.228	0.109	3	0	0	1.00	0
8	0.3	0.3	2	0	0	1.01	0
9	0	0	3	0	0	1.00	0
10	0.0592	0.02	3	0	0	1.00	0.19
11	0	0	2	0	0	1.08	0
12	0.112	0.075	3	0	0	1.00	0
13	0	0	2	0.37	0.1395	1.07	0
14	0.062	0.016	3	0	0	1.00	0
15	0.082	0.025	3	0	0	1.00	0
16	0.035	0.018	3	0	0	1.00	0
17	0.09	0.058	3	0	0	1.00	0
18	0.032	0.009	3	0	0	1.00	0
19	0.095	0.034	3	0	0	1.00	0

Tabla 6.21: Continuación datos de los nodos del sistema IEEE 30 nodos.

Nodo	P_d (pu)	Q_d (pu)	Tipo	P_g (pu)	Q_g (pu)	V_{ini} (pu)	B_{shunt}
20	0.022	0.007	3	0	0	1.00	0
21	0.1967	0.112	3	0	0	1.00	0
22	0	0	3	0.3159	0.4034	1.00	0
23	0.032	0.016	3	0.222	0.0813	1.00	0
24	0.15	0.067	3	0	0	1.00	0.043
25	0.01	0	3	0	0	1.00	0
26	0.035	0.023	3	0	0	1.00	0
27	0	0	3	0.2891	0.1097	1.00	0
28	0	0	3	0	0	1.00	0
29	0.0366	0.009	3	0	0	1.00	0
30	0.12	0.019	3	0	0	1.00	0

Red de prueba IEEE 57 nodos

Tabla 6.22: Datos del sistema IEEE 57 nodos.

Desde el nodo	Hacia el nodo	Resistencia (pu)	Reactancia (pu)	Susceptancia shunt 1/2 (pu)
1	2	0.0083	0.028	0.0645
2	3	0.0298	0.085	0.0409
3	4	0.0112	0.0366	0.019
4	5	0.0625	0.132	0.0129
4	6	0.043	0.148	0.0174
6	7	0.02	0.102	0.0138
6	8	0.0339	0.173	0.0235
8	9	0.0099	0.0505	0.0274
9	10	0.0369	0.1679	0.022
9	11	0.0258	0.0848	0.0109
9	12	0.0648	0.295	0.0386
9	13	0.0481	0.158	0.0203
13	14	0.0132	0.0434	0.0055
13	15	0.0269	0.0869	0.0115
1	15	0.0178	0.091	0.0494
1	16	0.0454	0.206	0.0273
1	17	0.0238	0.108	0.0143
3	15	0.0162	0.053	0.0272
4	18	0	0.555	0
4	18	0	0.43	0
5	6	0.0302	0.0641	0.0062

Tabla 6.23: Continuación datos del sistema IEEE 57 nodos.

Desde el nodo	Hacia el nodo	Resistencia (pu)	Reactancia (pu)	Susceptancia shunt 1/2 (pu)
7	8	0.0139	0.0712	0.0097
10	12	0.0277	0.1262	0.0164
11	13	0.0223	0.0732	0.0094
12	13	0.0178	0.058	0.0302
12	16	0.018	0.0813	0.0108
12	17	0.0397	0.179	0.0238
14	15	0.0171	0.0547	0.0074
18	19	0.461	0.685	0
19	20	0.283	0.434	0
21	20	0	0.7767	0
21	22	0.0736	0.117	0
22	23	0.0099	0.0152	0
23	24	0.1660	0.2560	0.0042
24	25	0	1.1820	0
24	25	0	1.2300	0
24	26	0	0.0473	0
26	27	0.165	0.254	0
27	28	0.0618	0.0954	0
28	29	0.0418	0.0587	0
7	29	0	0.0648	0
25	30	0.135	0.202	0
30	31	0.326	0.497	0
31	32	0.507	0.755	0
32	33	0.0392	0.036	0
34	32	0	0.953	0
34	35	0.052	0.078	0.0016
35	36	0.043	0.0537	0.0008
36	37	0.029	0.0366	0
37	38	0.0651	0.1009	0.001
37	39	0.0239	0.0379	0
36	40	0.03	0.0466	0
22	38	0.0192	0.0295	0
11	41	0	0.749	0
41	42	0.207	0.352	0
41	43	0	0.412	0
38	44	0.0289	0.0585	0.001
15	45	0	0.1042	0
14	46	0	0.0735	0

Tabla 6.24: Continuación de datos del sistema IEEE 30 nodos.

Desde el nodo	Hacia el nodo	Resistencia (pu)	Reactancia (pu)	Susceptancia shunt 1/2 (pu)
46	47	0.023	0.068	0.0016
47	48	0.0182	0.0233	0
48	49	0.0834	0.129	0.0024
49	50	0.0834	0.129	0.0024
50	51	0.1386	0.22	0
10	51	0	0.0712	0
13	49	0	0.191	0
29	52	0.1442	0.187	0
52	53	0.0762	0.0984	0
53	54	0.1878	0.232	0
54	55	0.1732	0.2265	0
11	43	0	0.153	0
44	45	0.0624	0.1242	0.002
40	56	0	1.195	0
56	41	0.553	0.549	0
56	42	0.2125	0.354	0
39	57	0	1.355	0
57	56	0.174	0.26	0
38	49	0.115	0.177	0.0015
38	48	0.0312	0.0482	0
9	55	0	0.1205	0

Tabla 6.25: Datos de los nodos del sistema IEEE 57 nodos.

Nodo	P_d (pu)	Q_d (pu)	Tipo	P_g (pu)	Q_g (pu)	V_{ini} (pu)	B_{shunt}
1	0.55	0.17	1	2.066	0	1.04	0
2	0.03	0.88	2	0	0	1.01	0
3	0.41	0.21	2	0.6412	0	0.985	0
4	0	0	3	0	0	0.981	0
5	0.13	0.04	3	0	0	0.976	0
6	0.75	0.02	2	0	0	0.98	0
7	0	0	3	0	0	0.984	0
8	1.5	0.22	2	7.2136	0	1.005	0
9	1.21	0.26	2	0	0	0.98	0
10	0.05	0.02	3	0	0	0.986	0
11	0	0	3	0	0	0.974	0
12	3.77	0.24	2	4.9694	0	1.015	0
13	0.18	0.023	3	0	0	0.979	0

Nodo	P_d (pu)	Q_d (pu)	Tipo	P_g (pu)	Q_g (pu)	V_{ini} (pu)	B_{shunt}
14	0.105	0.053	3	0	0	0.97	0
15	0.22	0.05	3	0	0	0.988	0
16	0.43	0.03	3	0	0	1.013	0
17	0.42	0.08	3	0	0	1.017	0
18	0.272	0.098	3	0	0	1.001	0.1
19	0.033	0.006	3	0	0	0.97	0
20	0.023	0.01	3	0	0	0.964	0
21	0	0	3	0	0	1.008	0
22	0	0	3	0	0	1.01	0
23	0.063	0.021	3	0	0	1.008	0
24	0	0	3	0	0	0.999	0
25	0.063	0.032	3	0	0	0.982	0.059
26	0	0	3	0	0	0.959	0
27	0.093	0.005	3	0	0	0.982	0
28	0.046	0.023	3	0	0	0.997	0
29	0.17	0.026	3	0	0	1.01	0
30	0.036	0.018	3	0	0	0.962	0
31	0.058	0.029	3	0	0	0.936	0
32	0.016	0.008	3	0	0	0.949	0
33	0.038	0.019	3	0	0	0.947	0
34	0	0	3	0	0	0.959	0
35	0.06	0.03	3	0	0	0.966	0
36	0	0	3	0	0	0.976	0
37	0	0	3	0	0	0.985	0
38	0.14	0.07	3	0	0	1.013	0
39	0	0	3	0	0	0.983	0
40	0	0	3	0	0	0.973	0
41	0.063	0.03	3	0	0	0.996	0
42	0.071	0.044	3	0	0	0.966	0
43	0.02	0.01	3	0	0	1.01	0
44	0.12	0.018	3	0	0	1.017	0
45	0	0	3	0	0	1.036	0
46	0	0	3	0	0	1.05	0
47	0.297	0.116	3	0	0	1.033	0
48	0	0	3	0	0	1.027	0
49	0.18	0.085	3	0	0	1.036	0
50	0.21	0.105	3	0	0	1.023	0
51	0.18	0.053	3	0	0	1.052	0
52	0.049	0.022	3	0	0	0.98	0
53	0.2	0.1	3	0	0	0.971	0.063
54	0.041	0.014	3	0	0	0.996	0
55	0.068	0.034	3	0	0	1.031	0
56	0.076	0.022	3	0	0	0.968	0
57	0.067	0.02	3	0	0	0.965	0

Referencias

- [Abbasy e Ismail, 2009] Abbasy, N. e Ismail, H. (2009). A unified approach for the optimal pmu location for power system state estimation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(2):806–813.
- [Ahmadi *et al.*, 2011] Ahmadi, A., Alinejad-Beromi, Y., y Moradi, M. (2011). Optimal pmu placement for power system observability using binary particle swarm optimization and considering measurement redundancy. *Expert Systems with Applications*, 38(6):7263–7269.
- [Akhlaghi, 2016] Akhlaghi, S. (2016). Optimal pmu placement considering contingency-constraints for power system observability and measurement redundancy. *2016 IEEE Power and Energy Conference at Illinois (PECI)*, pp. 1–7.
- [Al-Mohammed, 2011] Al-Mohammed, A.H., A. M. . M. M. (2011). Optimal placement of synchronized phasor measurement units based on differential evolution algorithm. *IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies - Middle East.*, pp. 1–9.
- [Aminifar *et al.*, 2010] Aminifar, F., Khodaei, A., Fotuhi-Firuzabad, M., y Shahidehpour, M. (2010). Contingency-constrained pmu placement in power networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, 25(1):516–523.
- [Awon *et al.*, 2018] Awon, M., Butt, H. Z., Abdullah Khalid, H., y Janjua, A. K. (2018). System redundancy index based optimized phasor measurement unit placement for complete network observability. pp. 1–5.
- [Babu y Bhattacharyya, 2019] Babu, R. y Bhattacharyya, B. (2019). Strategic placements

- of pmus for power network observability considering redundancy. *Measurement*, 134:606–623.
- [Baldwin, 1993] Baldwin, T. (1993). Real-time phasor measurements for improved monitoring and control of power system stability. *PhD thesis, Virginia Polytechnic Institute and State University*.
- [Baldwin *et al.*, 1993] Baldwin, T. L., Mili, L., Boisen, M. B., y Adapa, R. (1993). Power system observability with minimal phasor measurement placement. *IEEE Transactions on Power Systems*, 8(2):707–715.
- [Becejac y Stefanov, 2020] Becejac, V. y Stefanov, P. (2020). Groebner bases algorithm for optimal pmu placement. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 115:1–10.
- [Burnett *et al.*, 1994] Burnett, R., Butts, M., Cease, T., Centeno, V., Michel, G., Murphy, R., y Phadke, A. (1994). Synchronized phasor measurements of a power system event, in *IEEE Transactions on Power Systems*. *International Journal of Computer Applications*, 9(3):1642–1650.
- [Chakrabarti *et al.*, 2009] Chakrabarti, S., Kyriakides, E., y Eliades, D. G. (2009). Placement of synchronized measurements for power system observability. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 24(1):12–19.
- [Chen *et al.*, 2005] Chen, E., Timorabadi, H. S., y Dawson, F. P. (2005). Real-time phasor measurement method including a gps common time-stamp for distributed power system monitoring and control. pp. 441–444.
- [Chenine *et al.*, 2011] Chenine, M., Vanfretti, Luigi ans Bengtsson, S., y Nordstrom, L. (2011). Implementation of an experimental wide-area monitoring platform for development of synchronized phasor measurement applications. *IEEE*.
- [Conejo y Aguilar, 1998] Conejo, A. y Aguilar, M. (1998). Secondary voltage control: Non-linear selection of pilot buses, design of an optimal control law, and simulation results. *IEEE Proceeding Generation, Transmission and Distribution*, 145(1):77–81.

- [Corsi *et al.*, 2004] Corsi, S., Pozzi, M., Sabelli, C., y Serrani, A. (2004). The coordinated automatic voltage control of the italian transmission grid-part i: reasons of the choice and overview of the consolidated hierarchical system. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(4):1723–1732.
- [De La Ree *et al.*, 2010] De La Ree, J., Centeno, V., Thorp, J., y Phadke, A. (2010). Synchronized phasor measurement applications in power systems. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 1(1):20–27.
- [Dua *et al.*, 2008] Dua, D., Dambhare, S., Gajbhiye, R., y Soman, S. (2008). Optimal multistage scheduling of pmu placement: An ilp approach. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 23(4):1812–1820.
- [Ersan y Yasin, 2020] Ersan, K. y Yasin, K. (2020). From smart grid to internet of energy. Elsevier(1st Edition):1–376.
- [Gao *et al.*, 1992] Gao, B., Morison, G., y Kundur, P. (1992). Voltage stability evaluation using modal analysis. *IEEE Transactions on Power Systems*, 7(4):1529–1542.
- [Gayatri *et al.*, 2012] Gayatri, M., Sarma, V., y Radha Charan, C. (2012). Fast initial state assessment for state estimator using optimally located phasor measurement units. *International Journal of Computer Applications*, 50(17):24–28.
- [Gómez Bedoya, 2014] Gómez Bedoya, D. A. (2014). Metodología para el análisis de estabilidad de tensión mediante la división de redes en áreas de control. *Trabajo de grado de maestría*, (Universidad Nacional de Colombia).
- [González, 2010] González, X. R. (2010). Control jerárquico de potencia reactiva a partir del algoritmo evolutivo nsga-ii. *Tesis de maestría Centro de Investigación y de Estudios Avanzados del Instituto Politécnico Nacional Unidad Guadalajara*, CINVESTAV Unidad Guadalajara.
- [Gou, 2008] Gou, B. (2008). Generalized integer linear programming formulation for optimal pmu placement. *IEEE Trans. Power Syst.*, 23(3).

- [Gou y Abur, 2000] Gou, B. y Abur, A. (2000). A direct numerical method for observability analysis. *IEEE Transactions on Power Deliver*, 15(2):625–630.
- [Grainger y Stevenson Jr., 1996] Grainger, J. J. y Stevenson Jr., W. D. (1996). Análisis de sistemas de potencia, editorial mc graw hill.
- [Ilic-Spong *et al.*, 1988] Ilic-Spong, I., Christensen, J., y Eichorn, K. (1988). Secondary voltage control using pilot point information. *IEEE Transactions on Power Systems*, 3:660–668.
- [Jiménez y Vargas, 2016] Jiménez, D. y Vargas, W. (2016). Ubicación óptima de unidades de medición sincrofasoriales pmus para mejorar la observabilidad de un sistema eléctrico de potencia. *Revista Técnica Energía*; 12(1):331–344.
- [Khurana *et al.*, 2010] Khurana, H., Hadley, M., Lu, N., y D.A., F. (2010). Smart-grid security issues. *IEEE Secur. Priv*, 8(1):81–85.
- [Korkali y Abur, 2009] Korkali, M. y Abur, A. (2009). Placement of pmus with channel limits. pp. 1–4.
- [Korres *et al.*, 2015] Korres, G., Manousakis, N., Xygkis, T., y L’ofberg, J. (2015). Optimal phasor measurement unit placement for numerical observability in the presence of conventional measurements using semi definite programming. *IET Gener. Transm. Distrib.*, 9(15):2427–2436.
- [Koutsoukis *et al.*, 2013] Koutsoukis, N. C., Korres, G. N., Georgilakis, P. S., y Manousakis, N. M. (2013). Numerical observability method for optimal phasor measurement units placement using recursive tabu search method. *IET Gener. Transm. Distrib.*, 7(4):347–356.
- [Lagonotte *et al.*, 1989] Lagonotte, P., SabonnadiGre, J., Leost, J., y Paul, J. (1989). Structural analysis of the electrical system: application to secondary voltage control in france. *IEEE Transactions on Power Systems*, 4(2):479–486.
- [Liacco, 1975] Liacco, T. (1975). Real-time computer control of power systems. *Proceedings of the IEEE*, 62(7):884–891.

- [Liang y Duan, 2004] Liang, C. y Duan, X. (2004). A clustering validation based method for zone number determination in network partitioning for voltage control. *39th International Universities Power Engineering Conference (UPEC 2004)*, 1:727–731.
- [Liu *et al.*, 2013] Liu, Z., C., Z., C., y P., T. (2013). Optimal pmu placement by improved particle swarm optimization. *2013 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT Asia)*., pp. 1–6.
- [Mann y Kaur, 2013] Mann, K. y Kaur, N. (2013). Review paper on clustering techniques. *Global Journal of Computer Science and Technology, Software & Data Engineering*, 13.
- [Manousakis y Georgilakis, 2012] Manousakis, N. M. and Korres, G. N. y Georgilakis, P. S. (2012). Taxonomy of pmu placement methodologies. *IEEE Transactions on Power Systems*, 27(2):1070–1077.
- [Mariani y Murthy, 1997] Mariani, E. y Murthy, S. (1997). Control of modern integrated power systems, advances in industrial control, springer verlag, london limited.
- [Mehrjerdi *et al.*, 2013] Mehrjerdi, H., Lefebvre, S., Saad, M., y Asber, D. (2013). A decentralized control of partitioned power networks for voltage regulation and prevention against disturbance propagation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(2):1461–1469.
- [Mili *et al.*, 1990] Mili, L., Baldwin, T. L., y Adapa, R. (1990). Phasor measurement placement for voltage stability analysis of power systems. *29th IEEE Conference on Decision and Control*, 6:3033–3038.
- [Milosevic y Begovic, 2003] Milosevic, B. y Begovic, M. (2003). Nondominated sorting genetic algorithm for optimal phasor measurement placement. *IEEE Trans. Power Syst.*, 18(1):69–75.
- [Mohammadi Ivatloo, 2009] Mohammadi Ivatloo, B. (2009). Optimal placement of pmus for power system observability using topology based formulated algorithms. *Journal of Applied Sciences*, 9(13):2463–2468.

- [Mohammadi-Ivatloo, 2009] Mohammadi-Ivatloo, B. (2009). Optimal placement of pmus for power system observability using topology based formulated algorithms. *Journal of Applied Sciences*, 9(13):2463–2468.
- [Mohammadi-Ivatloo y Hosseini, 2008] Mohammadi-Ivatloo, B. y Hosseini, S. (2008). Optimal pmu placement for power system observability considering secondary voltage control. pp. 365–368.
- [Monticelli, 1983] Monticelli, A. J. (1983). Editora edgard blãcher ltda. *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*.
- [Morison *et al.*, 2008] Morison, K., Wang, X., Moshref, A., y Edris, A. (2008). Identification of voltage control areas and reactive power reserve; an advancement in on-line voltage security assessment. *Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*.
- [Nuqui y Phadke, 2005] Nuqui, R. F. y Phadke, A. G. (2005). Phasor measurement unit placement techniques for complete and incomplete observability. *IEEE Transactions on Power Deliver*, 20(4):2381–2388.
- [Omid y Rachid, 2011] Omid, A. M. y Rachid, C. (2011). Literature survey on fundamental issues of voltage and reactive power control. *Deliverable of the MARS Project financially supported by swisselectric research*.
- [Paudel *et al.*, 2015] Paudel, J., Xu, X., Balasubramaniam, K., y Makram, E. B. (2015). A strategy for pmu placement considering the resiliency of measurement system. *Journal of Power and Energy Engineering*, (3):29–36.
- [Peng *et al.*, 2010] Peng, C., Sun, H., y Guo, J. (2010). Multi-objective optimal pmu placement using a non-dominated sorting differential evolution algorithm,. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 32(8):886–892.
- [Peschon *et al.*, 1968] Peschon, J., Piercy, D., Tinney, W., y Tveit, O. (1968). Sensitivity in power systems. *PIEEE Trans. Power Apparatus and Systems PAS*, 87(8):1687–1696.

- [Phadke, 2008] Phadke, A. (2008). The wide world of wide-area measurement. *IEEE Power and Energy Magazine*, 6(5):52–65.
- [Phadke y Bi, 2018] Phadke, A. G. y Bi, T. (2018). Phasor measurement units, wams, and their applications in protection and control of power systems. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 6(4):619–629.
- [Rajasekhar *et al.*, 2013] Rajasekhar, B., Chandel, A. K., y Vedik, B. (2013). Differential evolution based optimal pmu placement for fault observability of power system. *Students Conference on Engineering and Systems (SCES)*, pp. 1–5.
- [Saha Roy *et al.*, 2012] Saha Roy, B., Sinha, A., y Pradhan, A. (2012). An optimal pmu placement technique for power system observability. *IET Gener. Transm. Distrib.*, 42(1):71–77.
- [Salehi *et al.*, 2011] Salehi, V., Mazloomzadeh, A., y Mohammed, O. (2011). Development and implementation of a phasor measurement unit for real-time monitoring, control and protection of power systems. *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1–7.
- [Sancha *et al.*, 1996] Sancha, J., Fernandez, J., Cortes, A., y Abarca, J. (1996). Secondary voltage control: analysis, solutions and simulation results for the spanish transmission system. *IEEE Transactions on Power Systems*, 11(2):630–638.
- [Sanz, 2014] Sanz, F. A. (2014). Statistical estimation of power system vulnerability. *Tesis de doctorado*, CINVESTAV Unidad Guadalajara.
- [Satsangi *et al.*, 2011] Satsangi, S., Saini, A., y Saraswat, A. (2011). Voltage control areas for reactive power management using clustering approach in deregulated power system. *Chennai and Dr.MGR University Second International Conference on Sustainable Energy and Intelligent System*.
- [Singh y Singh, 2014] Singh, S. y Singh, S. (2014). Optimal pmu placement in power system considering the measurement redundancy. *Advance in Electronic and Electric Engineering*, 4:593–598.

- [Stanley E. McHann, 2013] Stanley E. McHann, J. (2013). Grid analytics: How much data do you really need?y. *IEEE*.
- [Sun *et al.*, 2013] Sun, H., Guo, Q., Zhang, B., Wu, W., y Wang, B. (2013). An adaptive zone-division-based automatic voltage control system with applications in china. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28.
- [Taylor *et al.*, 2005] Taylor, C., Erickson, D., Martin, K., Wilson, R., y Venkatasubramanian, V. (2005). Wacs - wide-area stability and voltage control system: R&d and online demonstration. *Proceedings of the IEEE*, 93(5):892–906.
- [Theodorakatos *et al.*, 2015] Theodorakatos, N., Manousakis, N., y Korres, G. (2015). A sequential quadratic programming method for contingency constrained phasor measurement unit placement. *Int. Trans. Electr. Energ. Syst.*, (25):3185–3211.
- [Xu y A., 2004] Xu, B. y A., A. (2004). Observability analysis and measurement placement for systems with pmus. 2:943–946.
- [Xu y Abur, 2005] Xu, B. y Abur, A. (2005). Optimal placement of phasor measurement units for state estimation. *Final Project Report, Power Systems Engineering Research Center(PSEERC), Publication 05-58*.
- [Zhang y Bose, 2008] Zhang, Y. y Bose, A. (2008). Design of wide-area damping controllers for interarea oscillations. *IEEE Transactions on Power Systems*, 23(3):1136–1143.
- [Zhao y Abur, 2005] Zhao, L. y Abur, A. (2005). Multiarea state estimation using synchronized phasor measurements. *IEEE Trans. Power Syst.*, 20(2):611–617.
- [Zhao *et al.*, 2015] Zhao, Y., Yuan, P., Ai, Q., y Lv, T. (2015). Optimal pmu placement considering topology constraints. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 73:240–248.