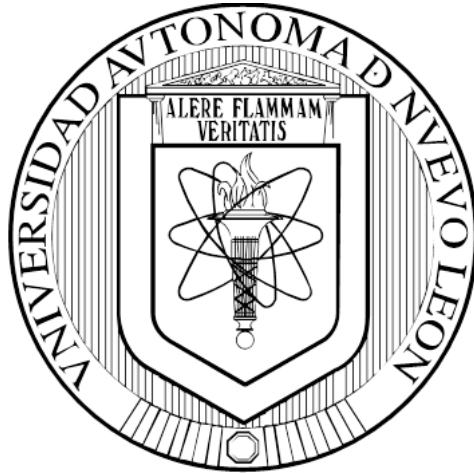


UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA



**DETECCIÓN DINÁMICA DE ISLAS EN SISTEMAS DE POTENCIA BAJO
CONTINGENCIAS EXTREMAS**

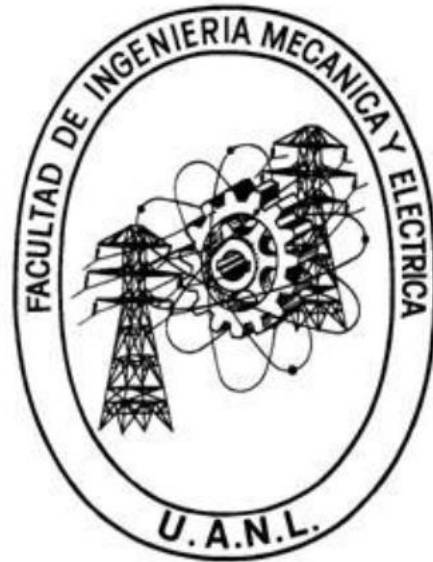
POR

GUSTAVO RODRÍGUEZ AGUILAR

**COMO REQUISITO PARA OBTENER EL GRADO DE MAESTRÍA
EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA ELÉCTRICA**

JULIO, 2018

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA
SUBDIRECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO



**DETECCIÓN DINÁMICA DE ISLAS EN SISTEMAS DE POTENCIA BAJO
CONTINGENCIAS EXTREMAS**

POR

GUSTAVO RODRÍGUEZ AGUILAR

**COMO REQUISITO PARA OBTENER EL GRADO DE MAestrÍA
EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA ELÉCTRICA**

JULIO, 2018


UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA
SUBDIRECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO

Los miembros del comité de tesis recomendamos que la tesis “**DETECCIÓN DINÁMICA DE ISLAS EN SISTEMAS DE POTENCIA BAJO CONTINGENCIAS EXTREMAS**”, realizada por el estudiante Gustavo Rodríguez Aguilar, con matrícula 1880640, sea aceptada para su defensa como opción al grado de Maestría en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica.

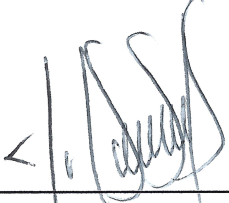
COMITÉ DE TESIS



Dr. Manuel Antonio Andrade Soto
Asesor




Dr. Ernesto Vázquez Martínez
Revisor



Dr. Fernando Salinas Salinas
Revisor

Vo. Bo.



Dr. Simón Martínez Martínez
Subdirector de Estudios de
Posgrado



AGRADECIMIENTOS

Este trabajo no habría sido posible sin la guía académica de mi asesor, el Dr. Manuel Antonio Andrade Soto y mi compañera Ing. Martha Nohemí Acosta Montalvo, ya que gracias a sus consejos académicos he logrado llegar a los resultados deseados.

De igual manera quiero agradecer al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología por el apoyo tanto académico como económico que me ha brindado a través de estos dos años.

Por ultimo, agradezco a mi familia y amigos, cuyo apoyo incondicional me ha inspirado a alcanzar mis metas.

RESUMEN

Gustavo Rodríguez Aguilar

Fecha de graduación: julio de 2018

Universidad Autónoma de Nuevo León

Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica

Título del estudio: DETECCIÓN DINÁMICA DE ISLAS EN SISTEMAS DE POTENCIA BAJO CONTINGENCIAS EXTREMAS

Número de páginas: 85

Candidato para el grado de Maestría en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica

Propósito y método de estudio: Debido al gran tamaño y complejidad del sistema eléctrico de potencia es común que se presenten fallas y perturbaciones; bajo ciertas circunstancias, estas fallas pueden llegar a inestabilizar y sacar de sincronismo los diferentes generadores eléctricos. Una manera de minimizar este impacto es mediante la separación del SEP en islas eléctricas. Sin embargo, estas islas serán viables únicamente si los generadores que están contenidos dentro de estas son coherentes.

Esta tesis presenta un método basado en la covarianza de los ángulos de los voltajes en los buses de generación, con el cual es posible identificar los grupos coherentes de generadores en un sistema eléctrico de potencia que se ve afectado por una falla eléctrica. Al emplear este método, es posible reducir la cantidad de información a manejar y a la vez obtener las características necesarias para realizar el agrupamiento de los generadores. La información obtenida es llevada a un nuevo subespacio mediante el algoritmo de componentes principales. Este método es capaz de identificar la coherencia aún cuando se tiene generación no convencional y se presentan cambios en la topología de la red, esto gracias a los datos de entrada con los que trabaja.

El método propuesto es evaluado en el sistema de prueba de 39 buses de la IEEE mediante la simulación de diferentes fallas, para las cuales se determina la coherencia de los diferentes generadores. La metodología presenta resultados de una manera rápida y con una precisión aceptable, por lo cual se ve la posibilidad de implementarla en tiempo real.

Asesor: Dr. Manuel Antonio Andrade Soto

TABLA DE CONTENIDO

Capítulo	Página
1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Antecedentes	2
1.3. Objetivo Particular	5
1.4. Alcances	5
1.5. Estructura de la Tesis	6
2. Coherencia en un Sistema Eléctrico de Potencia	8
2.1. Introducción	8
2.1.1. Estabilidad del SEP	9
2.2. Identificación de Generadores Coherentes	10
2.2.1. Aplicaciones	11
2.3. Enfoques Clásicos para la Detección de Generadores Coherentes . .	13
2.3.1. Simulación en el dominio del tiempo	14
2.3.2. Coherencia modal	14
2.3.3. Coherencia lenta	16
2.3.4. Acoplamiento débil	20
2.4. Enfoques Modernos para la Detección de Generadores Coherentes .	21
2.4.1. Mediciones	21
2.5. Metodologías Recientes para la Detección de Generadores Coherentes	21
2.5.1. Método para la identificación de coherencia basado en la des- composición en valores singulares	22
2.5.2. Identificación de coherencia entre generadores basada en la linealización de las ecuaciones del SEP	24
2.5.3. Identificación de coherencia en un sistema de potencia a través del análisis de componentes principales	25
2.5.4. Búsqueda de la proyección: una metodología para la identifica- ción de coherencia de área amplia en un SEP robusto	26

2.5.5.	Evaluación de coherencia de generadores en tiempo real a través de la transformada de Hilbert y la similaridad morfológica entre señales	28
2.5.6.	Determinación de coherencia en tiempo real basada en el análisis de Fourier	30
2.6.	Conclusiones	31
3.	Metodología Propuesta	33
3.1.	Introducción	33
3.2.	Covarianza	34
3.3.	Análisis de Componentes Principales	34
3.4.	Eigenvalores y Eigenvectores	36
3.5.	Sensibilidad del Eigenvalor	37
3.5.1.	Factores de participación	38
3.6.	Descomposición de Valores Singulares	39
3.7.	Mapa Auto-organizado	41
3.7.1.	Algoritmo del SOM	42
3.8.	Aspectos Importantes	43
3.9.	Algoritmo Propuesto	44
3.9.1.	Adquisición de las señales de entrada	45
3.9.2.	Ventana deslizante	46
3.9.3.	Vector de índices de sensibilidad mutua y PCA	49
3.9.4.	Agrupamiento	50
3.10.	Conclusiones	54
4.	Resultados	55
4.1.	Introducción	55
4.2.	Sistemas de Prueba	55
4.2.1.	Sistema de prueba de 39 buses de la IEEE	56
4.2.2.	Sistema de prueba de 14 buses de la IEEE	57
4.3.	Casos de Prueba	58
4.3.1.	Casos en el sistema de 39 buses	58
4.3.2.	Casos en el sistema de 14 buses	59
4.4.	Resultados	59
4.5.	Conclusiones	71
5.	Conclusiones y Recomendaciones	73

5.1. Introducción	73
5.2. Conclusiones	73
5.3. Aportaciones	74
5.4. Recomendaciones para Trabajos Futuros	75
Referencias	76

LISTA DE FIGURAS

Figura	Página
1. Respuesta del ángulo del rotor a un disturbio transitorio	10
2. Comportamiento de un grupo de generadores coherentes durante un disturbio	11
3. Separación del sistema en dos áreas	12
4. Vectores fila de V_s cuando los generadores son coherentes	19
5. Componentes principales de un grupo de datos en dos dimensiones	35
6. Modelo básico de neurona	41
7. Arquitectura de un SOM	42
8. Resultado de una red neuronal tipo SOM	43
9. Comportamiento del ángulo interno de la máquina y comportamiento del ángulo del fasor de voltaje en el bus de generación cuando el SEP es sujeto a una falla trifásica: (a) estable; (b) inestable	47
10. Ventana deslizante	48
11. Algoritmo para el cálculo del vector de índices de sensibilidad mutua	52
12. Algoritmo para la formación de grupos en base al vector de índices de sensibili- dad mutua	53
13. Sistema de prueba de 39 buses de la IEEE	56
14. Sistema de prueba de 14 buses de la IEEE	57
15. Información obtenida como resultado del algoritmo en el Caso I	60
16. Información obtenida como resultado del algoritmo en el Caso II	62
17. Información obtenida como resultado del algoritmo en el Caso III	64
18. Información obtenida como resultado del algoritmo en el Caso IV	66
19. Información obtenida como resultado del algoritmo en el Caso V	68
20. Información obtenida como resultado del algoritmo en el Caso VI	70
21. Sistema de prueba de 39 buses de la IEEE	80
22. Sistema de prueba de 14 buses de la IEEE	85

LISTA DE TABLAS

Tabla	Página
1. Resultados de la red neuronal en las diferentes ventanas del Caso I	61
2. Resultados de la red neuronal en las diferentes ventanas del Caso II	63
3. Resumen de los agrupamientos obtenidos para los Casos I y II	63
4. Resultados de la red neuronal en las diferentes ventanas del Caso III	65
5. Resultados de la red neuronal en las diferentes ventanas del Caso IV	67
6. Tabla resumen de los Casos III y IV	67
7. Resultados de la red neuronal en las diferentes ventanas del Caso V	69
8. Resultados de la red neuronal en las diferentes ventanas del Caso VI	71
9. Resumen de los Casos V y VI	71
10. Despacho de los generadores	81
11. Parámetros de los generadores	81
12. Parámetros de las líneas de transmisión	82
13. Parámetros de los transformadores	83
14. Carga	84
15. Despacho de los generadores	86
16. Carga	86
17. Parámetros de las líneas de transmisión	87
18. Parámetros de los transformadores	87
19. Parámetros de los generadores	88

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 Motivación

Vivimos en un mundo que crece de una manera muy acelerada, la población aumenta de una manera exponencial y los centros de población intentan crecer a la par. Estos fenómenos conllevan a una demanda cada vez más grande de energía eléctrica, lo que a su vez implica un crecimiento de los sistemas eléctricos de potencia (SEP) en la misma proporción. Sin embargo, dicho crecimiento no es algo trivial debido a la gran cantidad de esfuerzo y dinero que implica. Estas complicaciones generan un retraso en el crecimiento de los SEP, lo que provoca que los generadores eléctricos y las líneas de transmisión operen cada día más cerca de su límite de estabilidad.

Las empresas suministradoras de energía eléctrica emplean una gran cantidad de recursos para llevar a cabo estudios que evalúen la capacidad del sistema para permanecer estable después de que se presenta un gran disturbio. La razón de estos estudios obedece a que cuando un SEP opera cercano a sus límites de estabilidad, es muy propenso a ser transitoriamente inestable ante un escenario de falla. Ocasionalmente con ello, costosos cortes de energía.

Es posible prevenir la pérdida de estabilidad de todo el sistema postfalla a través de la formación de islas eléctricas de una forma controlada. Una isla eléctrica se consigue separando el SEP en grupos pequeños que se encuentran aislados eléctricamente entre

sí. Sin embargo, esta es una tarea difícil debido a que una isla eléctrica debe de cumplir con ciertos requerimientos, como lo son el balance carga-generación, el monitoreo de las subsecuentes oscilaciones del generador después de la separación y la coherencia entre los generadores contenidos en una misma isla eléctrica [1].

Se dice que dos generadores son coherentes si los ángulos de los rotores de dichos generadores tienen un comportamiento dinámico similar. Si dos generadores inestables o cuyo comportamiento dinámico no es similar son agrupados en una misma isla eléctrica se presentarán grandes fluctuaciones en el voltaje, corriente y la potencia de salida de los generadores, lo que causará que las protecciones operen, sacando más máquinas de operación. Este fenómeno se presenta debido al deslizamiento entre el campo del estátor (cuya velocidad depende de la frecuencia del sistema) y el campo del rotor (velocidad del rotor de la máquina).

Debido a lo complejo que puede llegar a ser la formación de islas eléctricas, aunado a la importancia que estas podrían llegar a tener ante un gran disturbio, es vital el desarrollo de metodologías que permitan la detección de generadores coherentes para aplicaciones en línea de una manera rápida y eficiente [2]. Dicha necesidad está haciendo que cada día más investigadores enfoquen sus esfuerzos para acelerar el proceso de formación de islas eléctricas intencionales de una manera rápida y segura.

1.2 Antecedentes

Históricamente, la identificación de coherencia se ha estudiado desde dos perspectivas principales: los métodos basados en modelos y los métodos basados en mediciones. El primer enfoque, como su nombre lo indica, está basado en la linealización de algún modelo del SEP alrededor de un punto de operación para después analizar la respuesta de dicho modelo ante una perturbación [3–6]. Debido a su gran eficiencia computacional,

estos métodos se han usado ampliamente. Sin embargo, la precisión de estos depende del modelo usado, así como de la información que se tenga de dicho sistema. Estas características hacen que el empleo de esta metodología sea cada vez más inconveniente a medida que el tamaño del SEP aumenta. Además, estos métodos solo son efectivos ante pequeños disturbios.

Algunos algoritmos basados en los diferentes modelos del SEP se describen a continuación: En [3], se linealiza la ecuación de oscilación de los diferentes generadores para después aplicar la teoría «slow coherency», con lo que se consigue separar la matriz de coeficientes del sistema de tal forma que pueda ser usada para definir el acoplamiento dinámico entre los sub-sistemas formados por los distintos generadores.

En [4], los modelos de segundo orden del generador son linealizados para obtener la matriz de estados del sistema, se seleccionan el eigenvalor y el eigenvector asociados al modo dominante, a partir de estos se calcula el índice de coherencia, de tal forma que la coherencia entre un par de generadores es directamente proporcional a la magnitud de dicho índice.

En [5], se propone un esquema de generación de islas intencionales basado en la extensión de la teoría de «slow coherency», usando eliminación gaussiana. Con este método es posible separar el sistema considerando tanto la coherencia entre los generadores como el balance carga-generación, y además se toma en cuenta el aporte del bus en el modo de oscilación que rige la isla en la que se encuentra dicho bus.

En [6], propone la linealización del modelo clásico de la máquina. Se analizan un coeficiente calculado a partir de los factores de participación de las máquinas en los modos inter área, de tal forma que aquellos cuyos coeficientes sean similares pertenecerán a un mismo grupo coherente. Además, se analiza la cercanía eléctrica de las máquinas mediante la matriz de admitancias con lo que se consigue generar islas eléctricas basadas

tanto en la coherencia entre generadores como en su cercanía eléctrica.

Los algoritmos de detección de coherencia basados en la linealización del algún modelo del SEP alrededor de un punto de operación se siguen investigando ampliamente. Sin embargo, como se mencionó anteriormente, su aplicación es cada vez más difícil debido al crecimiento de los sistemas eléctricos de potencia y a la complejidad creciente de la dinámica de los mismos.

Con la introducción de las unidades de medición de fasores (o PMU por sus siglas en inglés) y los sistemas de medición de área amplia (o WAMS por sus siglas en inglés) en los SEPs, existe la posibilidad de la detección de coherencia a través de la medición de diferentes parámetros del sistema sin depender del tipo de contingencia, modelos dinámicos tan detallados o parámetros tan precisos. Estas ventajas han atraído la atención hacia el desarrollo de métodos basados en mediciones. A continuación se describen algunas investigaciones de dicho tema:

En [7], se obtienen los ángulos y las velocidades de las máquinas con respecto al centro de inercia del sistema (COI por sus siglas en inglés) mediante el uso de PMUs. Esta información es analizada mediante una serie de coeficientes con lo que se logra agrupar aquellos generadores cuyo comportamiento dinámico es similar; es decir, se agrupan los generadores coherentes. Este método tiene la ventaja de analizar únicamente los ángulos y las velocidades de las máquinas, por lo que es capaz de trabajar aún y cuando haya generación eólica. Sin embargo, estas mediciones son tomadas con respecto al COI, por lo que el método deja de ser efectivo ante la salida de operación de algún generador, ya que este hecho movería el COI, por lo que este debe de volver a calcularse.

En [8], se utiliza una matriz elaborada a partir de las mediciones de los ángulos de los rotores de los generadores. Esta matriz es sometida a una descomposición en valores singulares (SVD), se retiene el valor singular más grande y se construye una nueva matriz

a partir de los vectores izquierdos y derechos asociados a este valor singular. Es posible determinar la coherencia entre generadores a partir de esta nueva matriz mediante un algoritmo de agrupamiento, en dicha publicación se propone el algoritmo k -means.

En [9], se recaudan las mediciones de las velocidades de los generadores, así como los ángulos de los voltajes en los buses de generación, para después ser procesadas a través del análisis de componentes principales (PCA por sus siglas en inglés). Mientras que en [10], las velocidades de los generadores son procesadas utilizando un análisis de componentes independiente (ICA por sus siglas en inglés), logrando así el mismo objetivo. En este trabajo se plantea que el uso de PCA no es adecuado para analizar las formas de onda resultantes de un disturbio eléctrico debido a que estas contienen más de una componente.

1.3 Objetivo Particular

Esta tesis tiene como objetivo estudiar el comportamiento dinámico de los generadores eléctricos después de que ocurre un disturbio en el SEP, con la finalidad de determinar de una forma rápida y precisa cuáles generadores son coherentes y por lo tanto cuáles generadores pueden formar una isla eléctrica.

1.4 Alcances

El alcance de este trabajo de tesis es el desarrollo de un nuevo algoritmo basado en los ángulos de los voltajes de generación adquiridos mediante WAMS, con el fin de poder obtener un agrupamiento coherente sin importar el tipo de la fuente. Al ser considerados únicamente los buses de generación, el algoritmo es capaz de seguir funcionando correctamente, aún y cuando haya un cambio grande en la topología de la red, o incluso ante

la salida de algún generador. Se utiliza PCA para procesar la información resultante, y entonces, es posible utilizar algún método cuantitativo para formar los grupos coherentes. Este algoritmo tiene la capacidad de ser utilizado para aplicaciones en línea, de tal forma que no sea necesaria la intervención de algún usuario para determinar los generadores que deben ser agrupados. Para demostrar la efectividad del método se emplean dos sistemas de prueba, que son simulados en DIgSILENT PowerFactory.

1.5 Estructura de la Tesis

El presente trabajo de tesis está compuesto por 5 capítulos, que están desarrollados de la siguiente manera:

En el Capítulo 1 se presenta la motivación, se describen las principales razones que impulsaron el desarrollo de este trabajo de tesis, los antecedentes del problema y una breve revisión bibliográfica de los métodos existentes. Por otra parte, se da a conocer el objetivo principal y el aporte del presente trabajo de investigación.

En el Capítulo 2 se introduce el concepto de coherencia en un sistema eléctrico de potencia y sus diferentes aplicaciones; se describen los principales enfoques que han sido utilizados para su estudio a lo largo del tiempo, y por último se presentan las metodologías propuestas recientemente para la detección de coherencia entre generadores.

En el Capítulo 3 se presenta la teoría y las propiedades de la solución del problema de eigenvalores, incluyendo la sensibilidad de los eigenvalores, los factores de participación, la descomposición en valores singulares y los mapas auto-organizados. Se describe cómo se aplican dichas teorías para el análisis hecho en esta tesis y se presenta un algoritmo que permite detectar la coherencia entre generadores cuando se presenta una falla eléctrica.

En el Capítulo 4 se presentan los sistemas de prueba y se plantean diversos escenarios de falla. Los resultados obtenidos de estos escenarios son utilizados para evaluar el desempeño del algoritmo propuesto.

En el Capítulo 5 se mencionan las conclusiones y se discuten los resultados derivados de este trabajo de investigación, además se indican las recomendaciones para trabajos futuros.

CAPÍTULO 2

COHERENCIA EN UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

2.1 Introducción

Una máquina síncrona está formada por dos partes esenciales: el devanado de armadura, que típicamente se encuentra en el estátor, y el devanado de campo que es excitado por corriente continua o CC por sus siglas en inglés. Cuando el rotor es movido a través de un primomotor, el campo magnético rotatorio que es generado por el devanado de campo induce un voltaje en el devanado de armadura.

Cuando dos o más máquinas síncronas son interconectadas, los voltajes y corrientes deben tener la misma frecuencia, y a su vez la velocidad mecánica de cada rotor debe estar sincronizada a dicha frecuencia. Bajo condiciones normales de operación, el campo del rotor y el campo giratorio del estátor rotan a la misma velocidad. Una máquina que opera en estas condiciones se dice que está en estado de equilibrio, ya que hay un equilibrio entre la entre el par mecánico de entrada y el par eléctrico de salida, lo que permite que la velocidad de la máquina permanezca constante. Cuando una máquina pierde el sincronismo con el resto del sistema, su rotor gira a una velocidad mayor o menor que la requerida para generar voltajes y corrientes a la frecuencia del sistema.

La pérdida de sincronismo puede ocurrir entre una máquina y el resto del sistema o entre grupos de máquinas. En el último caso, el sincronismo puede ser mantenido con la separación del sistema en diferentes grupos [1].

2.1.1 Estabilidad del SEP

La estabilidad en un sistema eléctrico de potencia puede definirse brevemente como la propiedad del sistema de permanecer en un equilibrio operativo después de ser sujeto a un disturbio, es decir, mantener el sistema en operación síncrona.

La estabilidad es una condición de equilibrio entre dos fuerzas opuestas. Si se presenta una perturbación en el sistema eléctrico, este equilibrio se rompe, lo que da como resultado una aceleración o desaceleración en el generador, aumentando la posición angular relativa de una máquina con respecto a la otra.

Para evaluar la estabilidad de un SEP, este es sometido a diferentes disturbios transitorios. Estos pueden ser grandes o pequeños y el sistema debe de ser capaz de operar satisfactoriamente bajo estas condiciones. Por conveniencia, este análisis puede clasificarse en dos categorías:

1. Análisis de pequeña señal: es la habilidad del sistema para permanecer en sincronismo ante pequeños disturbios. Estos disturbios ocurren cotidianamente en el SEP, presentándose como variaciones en la carga y en la generación y son lo suficientemente pequeños como para permitir la linealización de las ecuaciones diferenciales que rigen el SEP. La respuesta del sistema ante estos disturbios dependerá de diversos factores dentro de los cuales se incluye el estado de operación de los generadores y las líneas de transmisión, así como el control de las máquinas.
2. Estabilidad transitoria: es la habilidad del SEP de permanecer en sincronismo cuando es sujeto a un gran disturbio. La respuesta del sistema depende del punto de operación del sistema, así como de la severidad del disturbio. Usualmente un gran disturbio involucra un cambio en la topología de la red, por lo que el sistema no llega al mismo punto de operación una vez que se presenta el disturbio.

La Figura 1 ilustra el comportamiento de un generador síncrono después de un disturbio. En el Caso 1, el ángulo del rotor oscila con una amplitud decreciente hasta llegar al estado estable. En el Caso 2, el ángulo del rotor continua incrementando hasta que se pierde el sincronismo. Mientras que en el Caso 3, el sistema se vuelve inestable como resultado de las oscilaciones no amortiguadas.

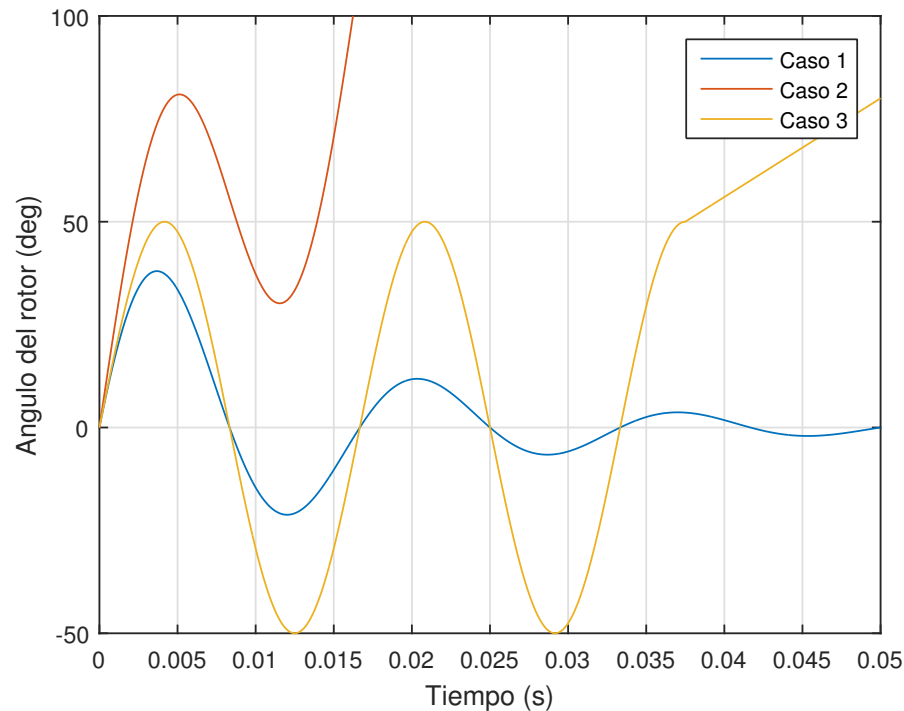


Figura 1. Respuesta del ángulo del rotor a un disturbio transitorio.

2.2 Identificación de Generadores Coherentes

La coherencia entre máquinas se traduce como la exhibición de un mismo comportamiento oscilatorio después de un disturbio. Es decir, dos generadores son coherentes si su diferencia angular es constante (con cierta tolerancia) a lo largo de un intervalo de

tiempo $[0, \tau]$. Esto puede ser expresado matemáticamente como

$$\max_{t \in [0, \tau]} |\Delta\delta_i - \Delta\delta_j| \leq \epsilon, \quad (1)$$

donde ϵ es una constante pequeña y positiva. Por lo tanto, (1) es el criterio básico para la detección de coherencia entre generadores (ver Figura 2).

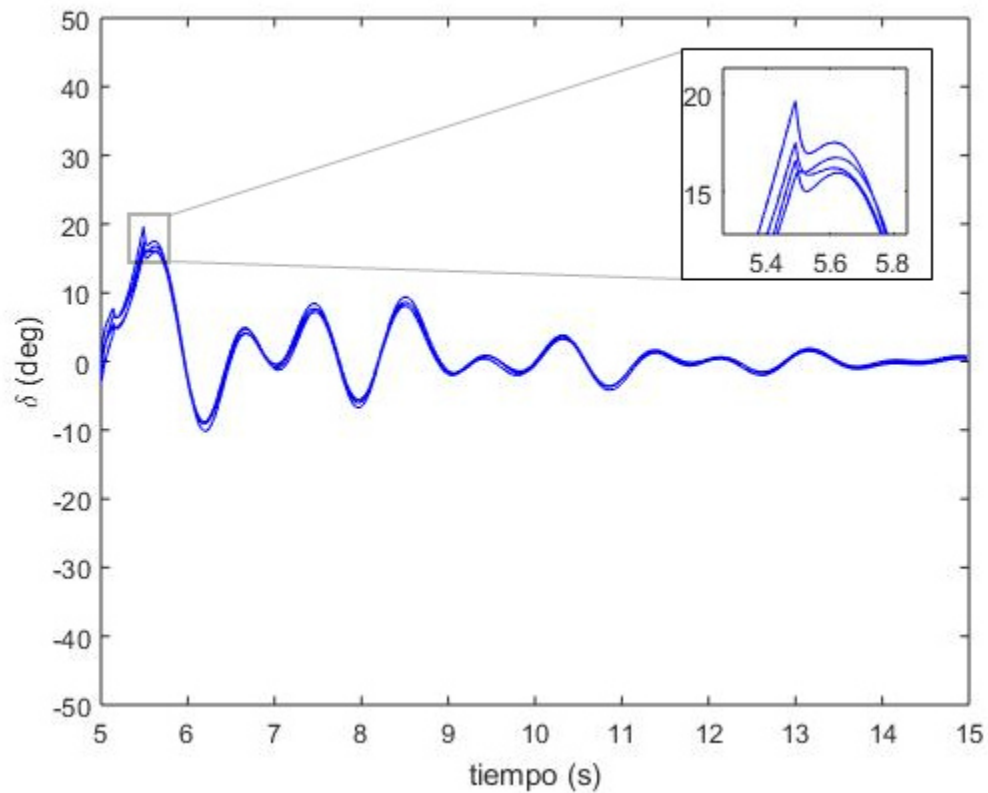


Figura 2. Comportamiento de un grupo de generadores coherentes durante un disturbio.

2.2.1 Aplicaciones

El estudio de la coherencia ha impactado en diferentes áreas. A continuación se describen algunas aplicaciones:

- Reducción del modelo dinámico: Al realizar una simulación de un SEP para un

estudio de estabilidad es normal buscar reducir el sistema de tal forma que se tenga una respuesta dinámica muy similar al sistema original, pero a su vez se optimice el costo computacional. Una de las propuestas para la solución de este problema es hacer una separación geográfica del sistema, basada en las áreas coherentes del mismo. El propósito de este método es determinar la respuesta de los generadores en una región debido a un disturbio dentro de esta, mientras se observa cómo otras regiones se ven afectadas por una falla en otra región (ver Figura 3).

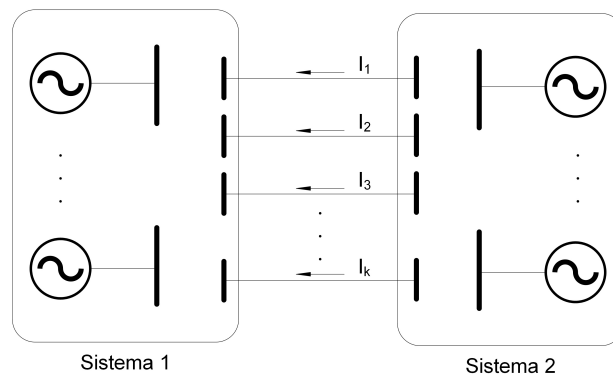


Figura 3. Separación del sistema en dos áreas.

Los disturbios no afectarán en gran manera al sistema donde no ocurrió la falla, por lo que puede emplearse un modelo menos detallado para este.

- **Análisis modal interárea y diseño de controladores amortiguantes:** Las oscilaciones electromecánicas interárea son fenómenos inherentes de un SEP y por ello la estabilidad de estas oscilaciones es de vital interés y preocupación, ya que este fenómeno se presenta típicamente cuando se conectan dos grandes sistemas a través de un enlace débil y por lo tanto deben desarrollarse controles especiales que solucionen este problema. Estos modos pueden involucrar grupos de generadores, ya sea en uno o ambos lados del enlace, oscilando entre sí. En [11], se presenta el desarrollo de un control para un compensador serie controlado por tiristores o TCSC por sus siglas en inglés.
- **Análisis de seguridad dinámica:** La seguridad dinámica de los sistemas eléctricos

de potencia involucra los temas de transitorios electromecánicos, voltaje y análisis de pequeña señal y típicamente dicta el comportamiento del sistema ante un grupo de contingencias. Los problemas que más despiertan interés en este aspecto son cómo los modos interárea viajan a través de las áreas coherentes y cómo fluctúan los voltaje en los nodos adyacentes a estos enlaces. En [12], se presenta un análisis más detallado de este aspecto.

- Generación intencional de islas eléctricas: Como ya se mencionó anteriormente, el sistema de potencia está sujeto a grandes disturbios que lo pueden volver transitoriamente inestable y es posible prevenir la pérdida de sincronismo de todo el sistema postfalla mediante la separación del mismo en pequeños subsistemas, siempre y cuando se cumplan ciertas condiciones como la identificación de grupos de generadores coherentes.

2.3 Enfoques Clásicos para la Detección de Generadores Coherentes

A lo largo del tiempo se han desarrollado diferentes enfoques cuyo objetivo es la detección de coherencia entre generadores. Estos enfoques hacen dos suposiciones primordiales:

- Los grupos coherentes de generadores son independientes del tamaño del disturbio, así que se puede usar un modelo linealizado para determinar la coherencia.
- Los grupos de generadores coherentes son independientes del nivel de detalle del modelo, por lo que es posible usar el modelo clásico del generador.

La primera suposición puede ser confirmada considerando una falla en un bus, y observando que el comportamiento entre generadores coherentes no tiene un cambio significativo cuando se incrementa el tiempo de liberación de falla. La segunda suposición está basada en la observación de que un modelo detallado de la unidad de generación

tiene un efecto muy significativo en las curvas de oscilación, particularmente en el amortiguamiento, pero no hay un gran cambio en características más básicas como lo son las frecuencias naturales y el análisis modal. A continuación se describen los enfoques principales.

2.3.1 Simulación en el dominio del tiempo

La simulación en el dominio del tiempo es uno de los métodos más ampliamente utilizados para el análisis de coherencia. En este método, el conjunto de ecuaciones diferenciales algebraicas que representan al SEP es resuelto aplicando técnicas de integración numérica, lo que permite obtener una solución aproximada de dichas ecuaciones. Estas técnicas de integración emplean procedimientos paso por paso, que pueden ser de amplitud constante o variable.

Las técnicas de integración numéricas citadas en la literatura son [13]:

- Métodos explícitos.
 - Euler.
 - Euler modificado.
 - Método Runge-Kutta (R-K).
- Métodos implícitos.
 - Regla trapezoidal.

2.3.2 Coherencia modal

La identificación de generadores coherentes basada en un análisis modal requiere la representación del SEP en un espacio de estados linealizado en un punto de opera-

ción

$$\dot{x} = AX, \quad (2)$$

donde x es un vector de estados de n dimensiones y A es una matriz de estados de $n \times n$. Nótese que los elementos de A dependen de los parámetros del sistema y su punto de operación. Las raíces del polinomios característicos de la matriz A son

$$\det(A - \lambda I) = 0, \quad (3)$$

dando como resultado los eigenvalores $\lambda = \lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n$ asociados a la matriz A . Mientras que los eigenvectores asociados a λ_i están dados por

$$A\phi_i = \lambda_i\phi_i \quad i = 1, 2, \dots, n. \quad (4)$$

Los eigenvalores y los eigenvectores obtenidos mediante (3) y (4), respectivamente, cuentan con un gran número de propiedades. La propiedad que permite el desarrollo de la teoría de coherencia modal es aquella que indica la capacidad de escribir la i -ésima variable de estado en terminos de los eigenvalores y los eigenvectores [1]:

$$x_i(t) = \phi_{i1}c_1e^{\lambda_1t} + \phi_{i2}c_2e^{\lambda_2t} + \dots + \phi_{in}c_n e^{\lambda_nt}, \quad (5)$$

donde ϕ_i tiene la forma

$$\phi_i = \begin{bmatrix} \phi_{1i} \\ \phi_{2i} \\ \vdots \\ \phi_{ni} \end{bmatrix}, \quad (6)$$

y c_i son las constantes que dependen de las condiciones iniciales del sistema. Los modos e^{λ_it} determinan cómo evoluciona el i -ésimo estado a través del tiempo. Cada modo está

asociado a un eigenvalor de A y viceversa. Por lo tanto, cada eigenvector determina la influencia de cada modo en los estados del sistema.

Los modos electromecánicos son los modos predominantes del sistema y estos se encuentran asociados a las variables de estado δ y ω , que corresponden al ángulo del rotor y a la velocidad angular, respectivamente. Una vez que estos modos son identificados, se deben encontrar aquellas máquinas que tienen un aporte significativo sobre ellos. Una vez hecho esto, es posible agrupar los generadores coherentes basado en que aquellas máquinas asociadas al mismo modo tendrán un comportamiento dinámico similar.

2.3.3 Coherencia lenta

Este método asume que las variables de estado de un sistema de orden n están divididas en r número de estados lentos Y , y $(n - r)$ número de estados rápidos Z , de tal forma que los r estados lentos representan r número de grupos con coherencia lenta.

Considere un sistema de n máquinas y N buses. La máquina i se modela como un voltaje constante E_i detrás de una reactancia x'_{di} . La dinámica del rotor está dada por

$$m_i \ddot{\delta}_i = P_{mi} - P_{ei} = P_{mi} - \frac{E_i V_j \text{sen}(\delta_i - \theta_j)}{x'_{di}} = f_i(\delta, V), \quad (7)$$

donde

$$V_j = \sqrt{V_{jre}^2 + V_{jim}^2}, \quad \theta_j = \arctan\left(\frac{V_{jim}}{V_{jre}}\right), \quad (8)$$

P_{mi} es la potencia mecánica de entrada, P_{ei} es la potencia eléctrica de salida, V_{jre} y V_{jim} son la parte real e imaginaria del fasor de voltaje en el bus j , en el cual está conectada la máquina i , δ es un vector de longitud n con los ángulos de las máquinas, V es un vector de $2N$ elementos que contiene las partes reales e imaginarias de los buses de carga, $m_i = 2H_i/\Omega$ donde H_i es la inercia de la máquina y $\Omega = 2\pi f_0$ es la frecuencia nominal del

sistema en rad/s. Nótese que el amortiguamiento es despreciado en (7).

Para cada bus de carga j , la potencia activa en el bus es

$$P_{ej} - \Re \left\{ \sum_{k=1, k \neq j}^N (V_{jre} + jV_{jim} - V_{kre} - jV_{kim}) \left(\frac{V_{jre} + jV_{jim}}{R_{Ljk} + jX_{Ljk}} \right)^* \right\} - V_j^2 G_j = g_{2j-1} = 0, \quad (9)$$

y la potencia reactiva está dada por

$$Q_{ej} - \Im \left\{ \sum_{k=1, k \neq j}^N (V_{jre} + jV_{jim} - V_{kre} - jV_{kim}) \left(\frac{V_{jre} + jV_{jim}}{R_{Ljk} + jX_{Ljk}} \right)^* \right\} - V_j^2 B_j + V_j^2 \frac{B_{Ljk}}{2} = g_{2j} = 0, \quad (10)$$

donde R_{Ljk} , X_{Ljk} y B_{Ljk} son la resistencia, reactancia y la susceptancia de los buses interconectados j y k respectivamente, P_{ej} y Q_{ej} son la potencia activa y reactiva del generador, respectivamente. Si el bus j es un bus de generación, G_j y B_j son la carga conectada al bus j .

Las ecuaciones (7), (9) y (10) pueden ser expresadas vectorialmente en la forma

$$M\ddot{\delta} = f(\delta, V), \quad \mathbf{0} = g(\delta, V), \quad (11)$$

donde M es la matriz de inercias de las máquinas, f es el vector de pares acelerantes y g es la ecuación de flujos de potencia en las líneas de transmisión.

Linealizando (11) en el punto de equilibrio (δ_0, V_0) :

$$M\Delta\ddot{\delta} = \left. \frac{\partial f(\delta, V)}{\partial \delta} \right|_{\delta_0 V_0} \Delta\delta + \left. \frac{\partial f(\delta, V)}{\partial V} \right|_{\delta_0 V_0} \Delta V = K_1 \Delta\delta + K_2 \Delta V, \quad (12)$$

$$\mathbf{0} = \left. \frac{\partial g(\delta, V)}{\partial \delta} \right|_{\delta_0 V_0} \Delta\delta + \left. \frac{\partial g(\delta, V)}{\partial V} \right|_{\delta_0 V_0} \Delta V = K_3 \Delta\delta + K_4 \Delta V, \quad (13)$$

donde $\Delta\delta$ es un vector de longitud n que contiene la desviaciones del ángulo de la máqui-

na con respecto a δ_0 y ΔV es un vector de $2N$ que contiene la parte real e imaginaria de las desviaciones del voltaje con respecto a V_0 en los buses de carga. Las matrices K_1 , K_2 y K_3 están formadas por las derivadas parciales de la transferencia de potencia entre las máquinas y sus buses. En particular, K_1 es una matriz diagonal, mientras que la matriz K_4 es la matriz de admitancias de la red.

Ya que K_4 es una matriz no singular, podemos resolver (12) tal que

$$\Delta V = -K_4^{-1}K_3\Delta\delta, \quad (14)$$

y eliminar ΔV en (13) para obtener el modelo electromecánico reducido y linealizado:

$$M\Delta\ddot{\delta} = K\Delta\delta, \quad (15)$$

donde

$$K = K_1 - K_2K_4^{-1}K_3. \quad (16)$$

Mediante los eigenvectores de $M^{-1}K$ es posible obtener el perfil modal o «mode shape» de los modos electromecánicos. Si las máquinas i y j tienen una participación similar en el k -ésimo modo, se puede concluir que esas máquinas son coherentes con respecto a dicho modo. Es decir, para que un grupo de máquinas presente coherencia lenta, sus «mode shapes» con respecto a los modos interárea de baja frecuencia deben ser similares. En otras palabras, si V_s es una matriz de eigenvectores asociados a los eigenvalores más pequeños de $M^{-1}K$, entonces, aquellos grupos de máquinas que presenten coherencia lenta deben tener vectores fila similares en V_s (ver Figura 4).

Asumiendo que el sistema (12) y (13) tiene r grupos de máquinas coherentes, es posible atribuir dicho fenómeno a la robustez de los enlaces entre dichas máquinas, de tal forma que aquellas máquinas que pertenecen a una misma grupo coherente tendrán

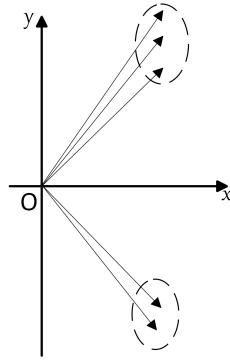


Figura 4. Vectores fila de V_s cuando los generadores son coherentes.

enlaces más robustos entre sí, mientras que las máquinas de diferentes grupos estarán débilmente conectadas. Esta diferencia puede darse por dos razones principales:

1. La admitancia de las conexiones externas B_{ij}^E : Estas conexiones entre áreas son mucho más pequeñas que la admitancia de las conexiones internas B_{pq}^I . Esta condición puede representarse por el parámetro

$$\epsilon_1 = \frac{B_{ij}^E}{B_{pq}^I}, \quad (17)$$

donde E denota la admitancia externa, e I la interna; mientras que i, j, p y q son los buses. Esta situación se ve incrementada por líneas de transmisión altamente cargadas o líneas de transmisión muy largas entre dos áreas coherentes.

2. El número de conexiones externas es mucho menor que el número de conexiones internas, condiciones que puede representarse por el parámetro

$$\epsilon_2 = \frac{\bar{\gamma}^E}{\underline{\gamma}^I}, \quad (18)$$

donde

$$\bar{\gamma}^E = \max_{\alpha} (\gamma_{\alpha}^E), \quad \underline{\gamma}^I = \min_{\alpha} (\gamma_{\alpha}^I), \quad \alpha = 1, \dots, r, \quad (19)$$

$\gamma_{\alpha}^E = (\text{Número de conexiones externas del área } \alpha) / N^{\alpha}$, $\gamma_{\alpha}^I = (\text{Número de conexiones$

internas del área α)/ N^α y N^α es el número de buses en el área α

En un sistema eléctrico muy grande, las conexiones débiles entre áreas coherentes pueden deberse a la combinación de estos factores, por lo que un indicador de lo fuerte o débil de las conexiones de un sistema es

$$\epsilon = \epsilon_1 \epsilon_2. \quad (20)$$

2.3.4 Acoplamiento débil

Este método permite desacoplar un sistema considerando una perturbación no singular del lado derecho de una ecuación diferencial linealizada como se observa en

$$\begin{bmatrix} \dot{x}_1 \\ \dot{x}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_{11} & \varepsilon A_{12} \\ \varepsilon A_{21} & A_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} B_1 & 0 \\ 0 & B_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \end{bmatrix}, \quad (21)$$

donde ε tiene un valor pequeño y positivo. Cuando $\varepsilon \ll 1$, se obtienen dos subsistemas débilmente acoplados; y si $\varepsilon = 0$, se obtienen dos subsistemas completamente independientes.

En [14], se establece que dos áreas que presentan coherencia lenta están débilmente acopladas entre ellas por lo que es posible formar un algoritmo basado en esta afirmación. Dicha referencia obtiene áreas coherentes utilizando una matriz de agrupamiento basada en los eigenvalores del sistema; entonces el acoplamiento débil entre áreas es confirmado mediante la evaluación de una función escalar.

2.4 Enfoques Modernos para la Detección de Generadores Coherentes

2.4.1 Mediciones

Los métodos que se han mencionado anteriormente son derivados de formulas complejas y requieren de una gran cantidad de información a medida que el tamaño del SEP aumenta, lo que hace que estos métodos no sean convenientes para SEP de gran tamaño. Por este motivo, se ha propuesto un nuevo enfoque basado en las mediciones directas de parámetros del sistema eléctrico. Esto es posible debido a que algunas características, como el ángulo del rotor de la máquina, proveen una gran cantidad de información acerca del comportamiento dinámico del generador.

En la actualidad, la adquisición de estos datos es llevada a cabo gracias a los WAMS y a los PMU. La diferencia entre las investigaciones basadas en estos enfoques radica en la que dichos datos son manipulados, siendo las técnicas principales:

- Trayectoria de los generadores con respecto al centro de inercia del sistema [7].
- Descomposición en valores singulares (SVD por sus siglas en inglés) [8].
- Analisis de componentes principales (PCA por sus siglas en inglés) [9].

2.5 Metodologías Recientes para la Detección de Generadores Coherentes

A lo largo del tiempo se han desarrollado numerosas metodologías para el análisis de la detección de generadores coherentes. Estas metodologías son derivadas de los enfoques mencionados en la sección anterior. A continuación se describen algunos de los algoritmos más recientes.

2.5.1 Método para la identificación de coherencia basado en la descomposición en valores singulares

En [8], se propone un método basado en SVD para la identificación de generadores coherentes. El método emplea una descomposición en SVD de los ángulos de los rotores obtenidos en tiempo real mediante WAMS. Al emplear SVD, se consigue reducir la dimensionalidad de la matriz compuesta por los ángulos de los rotores. Entonces, se utiliza un algoritmo de agrupamiento para analizar los coeficientes característicos de dicha matriz.

El procedimiento es el siguiente: se consideran p generadores en el sistema, donde el p -ésimo generador es utilizado como el generador de referencia. Supóngase que fueron tomadas n muestras del ángulo de los rotores, por lo que se forma una matriz H compuesta como

$$H = \begin{bmatrix} \delta_1(T) & \delta_2(T) & \cdots & \delta_p(T) \\ \delta_1(2T) & \delta_2(2T) & \cdots & \delta_p(2T) \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ \delta_1(nT) & \delta_2(nT) & \cdots & \delta_p(nT) \end{bmatrix}. \quad (22)$$

Se construye una nueva matriz a partir de H que refleje la tendencia de oscilación. Esta matriz está formada tal que

$$A_{ij} = H_{ij} - H_{1j}. \quad (23)$$

Se procede a realizar una descomposición en valores singulares de A dando como

resultado

$$A = U \begin{bmatrix} \Delta & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} V^T. \quad (24)$$

Se retiene el k -ésimo valor singular, siendo este el de mayor magnitud, entonces se procede a construir la matriz A_k como

$$A_k = \sigma_1 u_1 v_1^T + \sigma_2 u_2 v_2^T + \cdots + \sigma_k u_k v_k^T, \quad (25)$$

donde u_i , para $i = 1, 2, \dots, k$, pueden considerarse como los vectores base, por lo que cada columna de A_k puede ser generada como una combinación lineal de u_i . Los coeficientes de combinación de u_i correspondientes a A_k son $\sigma_i v_{ij}$. Por lo tanto, los coeficientes de combinación $\sigma_i v_{ij}$ indican la relatividad entre cada vector columna de A_k , dando como resultado

$$M = \begin{bmatrix} \sigma_1 v_{11} & \sigma_1 v_{21} & \cdots & \sigma_1 v_{p1} \\ \sigma_2 v_{12} & \sigma_2 v_{22} & \cdots & \sigma_2 v_{p2} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ \sigma_k v_{1k} & \sigma_k v_{2k} & \cdots & \sigma_k v_{pk} \end{bmatrix}, \quad (26)$$

donde la i -ésima columna contiene información acerca de la coherencia del i -ésimo generador, con lo que se pueden implementar algoritmos de agrupamiento en la matriz M para encontrar generadores coherentes.

2.5.2 Identificación de coherencia entre generadores basada en la linealización de las ecuaciones del SEP

En [4], se propone la identificación de generadores coherentes basada en la linealización de las ecuaciones que describen al SEP alrededor de un punto de no equilibrio. Los modos de oscilación entre generadores pueden ser obtenidos usando los eigenvalores de la matriz de coeficientes de los modelos linealizados y se identifican aquellos que afectan las trayectorias de los ángulos de los rotores. Entonces, se define un coeficiente para determinar la coherencia acorde a los eigenvectores correspondientes al modo de oscilación dominante.

Los pasos son los siguientes:

1. Se obtienen los datos de la red y las variables de estado del sistema una vez que se ha despejado la falla y con esto se calculan los coeficientes de la matriz A dada como

$$A = \frac{df(\delta_0)}{d\delta} = -M^{-1} \left. \frac{dP_e}{d\delta} \right|_{\delta=\delta_0}, \quad (27)$$

donde P_e es el vector columna compuesto por la potencia eléctrica de salida y M es una matriz diagonal con las inercias de las máquinas.

2. Se calculan los eigenvalores y los eigenvectores derechos de la matriz de coeficientes A y se selecciona el eigenvalor asociado al modo dominante (el modo de mayor valor).
3. Se calcula el coeficiente de coherencia entre generadores utilizando el eigenvector asociado al modo dominante. Si $u_k = [u_{k1}, u_{k2}, \dots, u_{kn}]$ es el eigenvector correspondiente al modo dominante $z_i(t)$, el índice de coherencia η , entre los generadores

p y q está dado por

$$\eta_{pq} = 1 - \frac{(u_{kp} - u_{kq})^2}{\sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=1+1}^n (u_{ki} - u_{kj})^2} \times \frac{n(n-1)}{2}, \quad (28)$$

donde n es el número total de generadores. Una vez hecho esto, se debe seleccionar un umbral η_{set} .

4. Se sigue la trayectoria η_{pq} durante un tiempo t . Si se cumple $\eta_{pq} \geq \eta_{\text{set}}$ durante este intervalo de tiempo, se concluye que los generadores p y q son coherentes.

2.5.3 Identificación de coherencia en un sistema de potencia a través del análisis de componentes principales

Este enfoque propone utilizar el análisis de componentes principales (PCA) en las mediciones de la velocidad del generador y del ángulo de voltaje en el bus de generación.

PCA es una técnica que transporta un grupo de p variables que se encuentran correlacionadas a un nuevo subespacio conformado por las llamadas componentes principales. Las variables dentro del nuevo subespacio son una combinación lineal de las variables originales. La transformación es en sí misma una rotación ortogonal a un subespacio de menor dimensión.

Suponga que la matriz de datos $X_{m \times n}$ está compuesta por las mediciones de los m generadores que fueron muestreados n veces a lo largo de un tiempo t ($n \gg m$). Por lo tanto, una descomposición mediante PCA plantea la matriz X como la suma de las m

bases ortonormales w'_m

$$X = \begin{pmatrix} x_{1,1} \\ \vdots \\ x_{n,1} \end{pmatrix} w'_1 + \begin{pmatrix} x_{1,2} \\ \vdots \\ x_{n,2} \end{pmatrix} w'_2 + \cdots + \begin{pmatrix} x_{1,m} \\ \vdots \\ x_{n,m} \end{pmatrix} w'_m, \quad (29)$$

donde w'_i son los eigenvectores derechos normalizados de la matriz $X'X$.

La expresión dada por (29) puede escribirse como

$$X = xW'. \quad (30)$$

Los vectores que componen X pueden ser representados mediante sus pesos en el nuevo subespacio formado por las componentes principales, de tal forma que aquellos vectores que sean similares tendrán coordenadas similares. Esta característica es explotada para identificar grupos de generadores coherentes tomando ventaja de que solo son requeridas las mediciones de los ángulos en los buses de generación.

2.5.4 Búsqueda de la proyección: una metodología para la identificación de coherencia de área amplia en un SEP robusto

La referencia [15] propone utilizar la teoría de búsqueda de la proyección o PP por sus siglas en inglés. En la metodología propuesta se busca la dirección de la proyección óptima en un espacio ortonormal de gran dimension para determinar los grupos coherentes.

En dicha referencia se describe el principio de PP de la siguiente manera: se define X como una matriz compuesta por p vectores o una matriz de $p \times n$ donde $X \in \mathfrak{R}^{p \times n}$. Para formar una proyección lineal o no lineal invariable de X , es necesario un vector α de

dimension p , donde α debe de satisfacer que $\alpha^T \alpha = 1$ y debe ser de longitud unitaria. De esta forma, la proyección de X puede ser escrita como

$$Y = \alpha^T X, \quad (31)$$

donde Y es la proyección de X .

El algoritmo propuesto se basa en el concepto de la velocidad del rotor ω_{COI} en el COI, que es calculada como

$$\omega_{\text{COI}} = H^T [\omega_1, \omega_2, \dots, \omega_p]^T, \quad (32)$$

donde $H \in \mathcal{R}^{p \times 1}$. La expresión detallada de H se encuentra en [1]. La velocidad del rotor ω_{COI} es de hecho una proyección de las velocidades del rotor de todos los generadores del sistema a través del vector H . Este hecho puede notarse si se comparan (31) y (32). Una característica muy importante es que las entradas de H que tengan el mismo signo, corresponden a generadores que pueden ser considerados coherentes.

Ahora, asumiendo X como la matriz que contiene las mediciones de las trayectorias de los generadores, donde $X \in \mathcal{R}^{p \times n}$, A como la matriz de proyección $A \in \mathcal{R}^{p \times p}$ y Y como la matriz de datos proyectados $Y \in \mathcal{R}^{p \times n}$; es posible desarrollar un algoritmo de detección de coherencia acorde a (32), ya que los signos de los elementos de A_i pueden ser usados para identificar generadores coherentes. Sin embargo, es necesario encontrar la dirección de la proyección que retenga la mayor cantidad de información posible en Y_i , valor que puede ser calculado como

$$\text{máx PI}(A(i), X) \quad \text{s.t} \begin{cases} \|A(i)\| = 1 \\ A(i) \perp A(1), A(2), \dots, A(i-1) \end{cases} \quad (33)$$

donde $i = 1, 2, \dots, p$; p es el número de generadores en el sistema y PI es el índice de proyección dado por

$$\text{PI}(A(i), X) = \text{var}(Y(i)), \quad (34)$$

usado para evaluar la cantidad de información proyectada en $Y(i)$

Es bien sabido que existen muchos modos de oscilación en el SEP, por lo que es necesario encontrar aquellos modos que sean críticos en el sistema. Para esto, se proponen el índice de contribución a la proyección (PCR) λ_k y el índice acumulativo de contribución a la proyección (PCCR) c_k , definidos como

$$\begin{cases} \lambda_k = \text{PI}(A(k), X) / \sum_{i=1}^p \text{PI}(A(i), X) \\ c_k = \sum_{i=1}^k \text{PI}(A(i), X) / \sum_{i=1}^p \text{PI}(A(i), X) \end{cases} \quad (35)$$

Con estos elementos se establece que los signos de los elementos en el vector $A(i)$ que contiene las direcciones de las proyecciones son capaces de reflejar la coherencia entre generadores: los generadores cuyos elementos correspondientes en $A(i)$ tienen el mismo signo son considerados coherentes. Mientras más direcciones sean consideradas, podrán determinarse más grupos y los generadores que tengan la misma combinación de signos en todas las proyecciones serán considerados como coherentes.

2.5.5 Evaluación de coherencia de generadores en tiempo real a través de la transformada de Hilbert y la similaridad morfológica entre señales

El proceso de estimación propuesto en [16] está basado en la combinación de la transformada de Hilbert implementada a través del método Hilbert-Boche y el índice Bray-Curtis modificado.

La deducción del método parte de la transformada de Hilbert (HT) de la señal $x(t)$

dada por

$$H[x(t)] = \frac{1}{\pi} \text{P.V.} \int_{-\infty}^{\infty} \frac{x(\tau)}{t - \tau} d\tau = \frac{1}{\pi} \text{P.V.} \int_{-\infty}^{\infty} \frac{x(t - \tau)}{\tau} d\tau. \quad (36)$$

Como se puede notar en la ecuación (36), la HT representa la convolución entre el transformador $1/\pi t$ y la función $x(t)$, es decir $H[x(t)] = (1/\pi t) * x(t)$. La señal $x(t)$ y su transformada de Hilbert $x_H(t)$ puede ser arreglada mediante una representación canónica llamada señal analítica:

$$x(t) + ix_H(t) = A(t)e^{i\vartheta(t)}, \quad (37)$$

donde $A(t) = \sqrt{x^2(t) + x_H^2(t)}$ es la amplitud de la señal analítica, $\vartheta(t) = \tan^{-1}(x_H(t)/x(t))$ es la fase de la señal analítica y $x(t)$ es una señal discreta capaz de representar la dinámica del generador (e.g. los ángulos de los rotores o la velocidad angular del generador).

Una vez que se ha calculado la amplitud instantánea $A(t)$, es necesario utilizar un algoritmo que identifique cuando el generador que brinda esta señal es coherente con otro generador. Para esto, se propone utilizar el índice Bray-Curtis modificado, que es empleado frecuentemente para medir la similaridad entre señales. Se elige este índice debido a su bajo costo computacional. El índice Bray-Curtis modificado está dado por la relación

$$\text{mBc}(X, Y) = 1 - \frac{\sum_{i=1}^N |x(i) - y(i)|}{\sum_{i=1}^N |x(i) + y(i)|}, \quad (38)$$

donde $X = \{x(i)\}$ y $Y = \{y(i)\}$ son dos señales discretas de longitud N . Mediante (38) es posible determinar el nivel de coherencia entre dos generadores, de tal forma que a medida que la coherencia entre generadores aumenta, el resultado de (38) será cada vez más próximo a 1. En cambio, si la coherencia entre generadores disminuye, el resultado será cada vez más próximo a 0.

2.5.6 Determinación de coherencia en tiempo real basada en el análisis de Fourier

La referencia [17] propone que las mediciones de la velocidad en los generadores, combinadas con un análisis de Fourier pueden ser utilizadas para determinar grupos de generadores coherentes. Para el desarrollo del método se parte de que la desviación de la velocidad de un generador eléctrico es capaz de reflejar la energía absorbida o liberada por el generador y esta puede ser usada para distinguir oscilaciones de potencia. De igual manera, estas diferencias de velocidades son asociadas con las interacciones de energía en el sistema. Esta metodología cuenta con la ventaja de que no requiere cálculos extensos y que además al estar basada en las velocidades de los generadores, no se requiere de parámetros complejos y difíciles de obtener.

Si se mide la velocidad de un generador y se aplica un análisis de Fourier a la misma, se encontrará que la velocidad fundamental estará dada por la componente cero, mientras que las desviaciones de la velocidad pueden ser obtenidas del resto de componentes frecuenciales. Este proceso está dado por

$$C[k, i] = \sum_{m=0}^{i-1} \omega[k + m] h[m] e^{-j \frac{2\pi i m}{n}}, \quad (39)$$

donde k e i son números enteros tales que $-\infty \leq k \leq \infty$ y $0 \leq i \leq n - 1$. El parámetro ω representa la velocidad muestreada del generador y h la ventana de muestreo. Para este enfoque se toma en cuenta una ventana rectangular definida como $h[m] = 1$ para $0 \leq m \leq l - 1$, de otra forma $h[m] = 0$

Los modos de oscilación presentes en el sistema se ven reflejados como picos en las componentes diferentes de cero en el espectro de frecuencia. De acuerdo a (39), es posible construir un vector c_k que contenga las componentes $c_{k,1}, \dots, c_{k,i}, \dots, c_{k,n-1}$, cada k segundos. Estos coeficientes son complejos y denotan la magnitud y fase de cada

modo de oscilación. Puesto que solo los modos dominantes son de interés, es necesario determinar aquellos modos que tienen mayor magnitud mediante la expresión

$$A_{k,\text{dom}} = \text{máx} \{c_{k,1}, \dots, c_{k,i}, \dots, c_{k,n-1}\}. \quad (40)$$

Sin embargo, en ocasiones pudieran presentarse pequeñas oscilaciones debidas a variaciones de carga o algunos otros fenómenos, por lo que es necesario establecer un umbral $A_{\text{pick-up}}$ para aceptar $A_{k,\text{dom}}$ como el modo dominante.

Una vez que se ha identificado el modo dominante, se calcula su fase para involucrar todos los generadores del sistema. Estas fases son organizadas de la siguiente manera:

$$\varphi_{k,\text{dom}} = \left(\arg \{c_{k,\text{dom},1}\}, \dots, \arg \{c_{k,\text{dom},l}\}, \dots, \arg \{c_{k,\text{dom},p}\} \right). \quad (41)$$

Finalmente, se lleva a cabo una comparación de fase mediante

$$\Delta\varphi_{k,\text{dom}} = \varphi_{\text{ref}} \cdot E - \varphi_{k,\text{dom}}, \quad (42)$$

donde la fase de un generador es tomada como ángulo de referencia φ_{ref} y la coherencia entre generadores es definida como $\Delta\varphi_{k,\text{dom}}$, a la vez que E , es un vector unitario de longitud p . Los generadores que tengan la misma diferencia de fase con respecto a $\Delta\varphi_{k,\text{ref}}$ representarán un grupo coherente.

2.6 Conclusiones

Como se pudo ver a lo largo de este capítulo, la estabilidad y la coherencia entre máquinas son dos conceptos fuertemente relacionados, ya que la coherencia entre generadores se pierde al ocurrir un gran disturbio eléctrico. Este suceso puede llevar a la

inestabilidad del SEP. Esto ha despertado el interés entre los investigadores. Sin embargo, a medida que se ha profundizado el estudio de este fenómeno, y se ha observado su importancia, se han desarrollado nuevas aplicaciones para este concepto que van desde el desarrollo de controladores hasta el desarrollo de nuevas técnicas. La aplicación que más ha despertado interés recientemente es la generación intencional de islas eléctricas, debido a que los SEP operan cada día más cerca a su límite de estabilidad, haciéndolos más susceptibles a grandes disturbios, que pueden ser controlados a través de este procedimiento.

Históricamente, la coherencia entre generadores se ha estudiado desde diferentes enfoques, y como es obvio, los métodos más antiguos presentan ciertas desventajas como el tiempo de cómputo o la dificultad para obtener los parámetros que el método requiere; sin mencionar que el sistema es modelado sin considerar ciertos factores como los controles de los generadores, las pérdidas en las líneas de transmisión o cambios en la topología del sistema, aún sabiendo que la falla en sí representa un cambio topológico.

Los nuevos enfoques tienen como característica principal usar datos de WAMS o PMU con la finalidad de evitar el uso de las ecuaciones que rigen el sistema. Aunque estos métodos cumplen con el objetivo de realizar un análisis para encontrar la coherencia entre generadores, en cierta medida algunas técnicas siguen dependiendo de parámetros del sistema como el centro de inercia.

Lo anterior ha motivado a formular nuevas metodologías que proporcionen resultados confiables, que disminuyan el tiempo de cómputo y consideren modelos completos para todos los elementos del SEP.

CAPÍTULO 3

METODOLOGÍA PROPUESTA

3.1 Introducción

En este capítulo se hace una reseña de la teoría utilizada para el desarrollo de la metodología propuesta en esta tesis. Además, se hace una descripción de las etapas que conforman dicho algoritmo.

El algoritmo propuesto en esta tesis utiliza los ángulos de los voltajes de generación, con el fin de obtener un agrupamiento sin importar de qué tipo es la fuente que genera dicho voltaje. Al ser considerados únicamente los buses de generación, el algoritmo es capaz de seguir funcionando correctamente cuando haya un cambio grande en la topología de la red, o incluso ante la salida de algún generador.

Este algoritmo está basado en la sensibilidad de la matriz de covarianza de los ángulos de los voltajes, con lo que se busca reducir la cantidad de información a manejar y a la vez obtener las características necesarias para realizar el agrupamiento de los generadores. Se utiliza PCA para procesar la información resultante para después agrupar dicha información mediante una red neuronal del tipo mapa auto-organizado (SOM por sus siglas en inglés) por lo que no es necesaria la intervención de algún usuario para definir el número de grupos a formar. Estas características hacen que el algoritmo propuesto tenga la capacidad de ser utilizado para aplicaciones en línea.

3.2 Covarianza

La covarianza es una medida del nivel de correlación entre dos variables, X y Y , con n observaciones independientes cada una [18]. Cuando estas guardan una relación lineal, de tal forma que son directamente proporcionales, el signo de la covarianza será positivo. Por otro lado, si la relación es inversamente proporcional, el signo será negativo. Si las variables no están correlacionadas el valor será cero. La covarianza está definida como

$$S_{XY} = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y}). \quad (43)$$

Cuando hay un gran número de variables a analizar, es conveniente representar de una manera ordenada la covarianza de estas variables, para esto, se tiene la «matriz de covarianza»:

$$S = \begin{bmatrix} s_{1,1} & \cdots & s_{1,m} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ s_{m,1} & \cdots & s_{m,m} \end{bmatrix}, \quad (44)$$

donde los elementos en la diagonal de la matriz representan la varianza de la k -ésima variable, mientras que los elementos fuera de la diagonal representarán la covarianza entre la k -ésima y la j -ésima variable.

3.3 Análisis de Componentes Principales

Como se mencionó anteriormente, el análisis de componentes principales o PCA es un método muy popular, basado en una transformación lineal, donde un grupo de m variables son llevadas a un nuevo espacio formado por las llamadas «componentes principales». Estas componentes son una combinación lineal de las variables originales, y de hecho, son una rotación ortogonal en un espacio de n' dimensiones, donde n'

será el número de componentes principales elegidas por el usuario, de tal forma que la representación en el nuevo espacio sea la más adecuada. Se puede encontrar una descripción más detallada de PCA en [19]. El análisis de componentes principales define un mapeo lineal

$$H = BZ, \quad (45)$$

donde $Z \in \mathcal{R}^n$ es una proyección en un espacio de gran dimension (n), mientras que $H \in \mathcal{R}^{n'}$ es una proyección en un espacio de menor dimension (n'). B es una matriz de transformación de $n' \times n$ [20]. Esta matriz está dada como la solución de

$$\min_B \sum_i \|z_i - B^T B z_i\|^2. \quad (46)$$

Observando (46), se puede notar que las filas de la matriz de proyección corresponden a las direcciones que tienen la varianza más grandes y por lo tanto corresponden a las componentes principales, como se ve en la Figura 5.

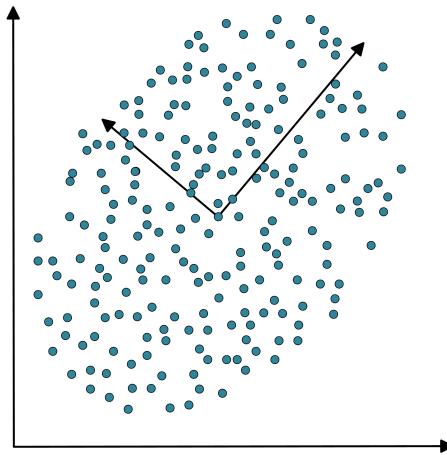


Figura 5. Componentes principales de un grupo de datos en dos dimensiones.

3.4 Eigenvalores y Eigenvectores

Los eigenvalores de una matriz A de $m \times m$ están dados por un escalar λ_i , para el cual existe una solución no trivial para los sistemas [1]:

$$A\phi_i = \lambda_i\phi_i \quad (47)$$

$$A\psi_i = \lambda_i\psi_i, \quad (48)$$

donde ϕ_i es un vector de $m \times 1$, ψ_i es un vector de $1 \times m$ y estos son los eigenvectores derechos e izquierdos respectivamente, asociados al eigenvalor λ_i para $i = 1, 2, \dots, m$.

Los eigenvectores izquierdos y derechos correspondientes a diferentes eigenvalores son ortogonales, por lo tanto

$$\psi_i\phi_i = 0. \quad (49)$$

Por otro lado, si estos corresponden al mismo eigenvalor y a su vez se encuentran normalizados se tiene que

$$\psi_i\phi_i = 1. \quad (50)$$

Las ecuaciones (47) y (50) se expresan en forma matricial

$$A\Phi = \Lambda\Phi, \quad (51)$$

$$\Psi\Phi = I, \quad \Psi = \Phi^{-1}, \quad (52)$$

$$\Phi^{-1}A\Phi = \Lambda, \quad (53)$$

donde Λ es una matriz diagonal que contiene los eigenvalores de A :

$$\Lambda = \begin{bmatrix} \lambda_1 & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & \lambda_2 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & 0 & \lambda_m \end{bmatrix}, \quad (54)$$

y la matriz Φ contiene los eigenvectores correspondientes a $\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_m$:

$$\Phi = [\phi_1, \phi_2, \dots, \phi_m]. \quad (55)$$

3.5 Sensibilidad del Eigenvalor

Los eigenvalores dependen de todos los parámetros de diseño y control del SEP, por lo que un cambio en cualquiera de estos parámetros afectan el desempeño del sistema provocando un cambio en el comportamiento del eigenvalor. La magnitud de este cambio depende de la sensibilidad que tengan los eigenvalores con respecto al parámetro que fue modificado, así como la magnitud de dicho cambio [21].

Para examinar la sensibilidad del eigenvalor λ_i con respecto al elemento a_{kj} de una matriz A es necesario derivar parcialmente (47) con respecto a dicho elemento:

$$\frac{\partial A}{\partial a_{kj}} \phi_i + A \frac{\partial \phi_i}{\partial a_{kj}} = \frac{\partial \lambda_i}{\partial a_{kj}} \phi_i + \lambda_i \frac{\partial \phi_i}{\partial a_{kj}}, \quad (56)$$

ahora, premultiplicando (56) por Ψ_i se obtiene

$$\psi_i \frac{\partial A}{\partial a_{kj}} \phi_i = \frac{\partial \lambda_i}{\partial a_{kj}}. \quad (57)$$

La ecuación (57) se puede simplificar mediante (50), y sabiendo que $\psi_i (A - \lambda_i I) = 0$, con lo que se obtiene que

$$\frac{\partial \lambda_i}{\partial a_{kj}} = \psi_{ik} \phi_{ji}. \quad (58)$$

Observando (58), se nota que la sensibilidad del eigenvalor λ_i con respecto del elemento a_{kj} de la matriz A , es igual al producto del elemento ψ_{ik} del eigenvector izquierdo y el elemento ϕ_{ji} del eigenvector derecho.

3.5.1 Factores de participación

La matriz de participación (P) combina los eigenvectores derechos e izquierdos como una medida de la asociación entre las variables de una matriz y sus eigenvalores:

$$P = [p_1, p_2, \dots, p_n]$$

$$p_i = \begin{bmatrix} p_{1i} \\ p_{2i} \\ \vdots \\ p_{ni} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \phi_{1i} \psi_{i1} \\ \phi_{2i} \psi_{i2} \\ \vdots \\ \phi_{ni} \psi_{in} \end{bmatrix}, \quad (59)$$

donde ϕ_{ki} es el elemento de la k -ésima fila y la i -ésima columna de la matriz Φ , ψ_{ik} es el elemento de la i -ésima fila y la k -ésima columna de la matriz Ψ y el elemento p_{ki} es llamado factor de participación.

Si los eigenvectores se encuentran normalizados, la suma de los factores de participación asociados con cualquier eigenvalor o cualquier variable es 1.

Puede notarse en (58) que el factor de participación p_{ki} es igual a la sensibilidad

del eigenvalor λ_i con respecto al elemento a_{kk} de la matriz A :

$$p_{ki} = \frac{\partial \lambda_i}{\partial a_{kk}}, \quad (60)$$

por lo tanto, los factores de participación de λ_i serán todos los elementos de la diagonal de la matriz de sensibilidad, calculados mediante (60), mientras que el resto de los elementos de dicha matriz serán calculados a través de (58).

3.6 Descomposición de Valores Singulares

La descomposición de valores singulares es una factorización estrechamente asociada con la factorización eigenvalor-eigenvector de una matriz simétrica dada por [22]

$$A = Q\Lambda Q^T, \quad (61)$$

donde Λ es una matriz diagonal que contiene los eigenvalores de A , y Q es una matriz ortogonal que contiene los eigenvectores de A .

Cualquier matriz A de $m \times n$ puede ser factorizada como

$$A = V_1 \Sigma V_2^T. \quad (62)$$

Las columnas de la matriz ortogonal V_1 de $m \times m$ son los eigenvectores de AA^T , y las columnas de la matriz ortogonal V_2 de $n \times n$ son los eigenvectores de $A^T A$. La matriz diagonal Λ de $m \times n$ contiene los valores singulares de A denotados como $\sigma_1, \dots, \sigma_r$. Estos llenan los primeros r lugares de la matriz Λ , donde r es el rango de A , el resto de lugares ($n - r$) son ceros.

La matriz simétrica $A^T A$ tiene un conjunto de eigenvectores ortonormales x_j , los

cuales están en las columnas de V_2 :

$$A^T A x_j = \lambda_j x_j, \quad (63)$$

con $x_j^T x_j = 1$ y $x_i^T x_j = 0$ para $i \neq j$. Tomando el producto interno de (63) con x_j , se tiene que todos los eigenvalores son positivos, es decir $\lambda_j \geq 0$:

$$x_j^T A^T A x_j = \lambda_j x_j^T x_j, \quad (64)$$

esta expresión es equivalente a

$$\|Ax_j\|^2 = \lambda_j, \quad (65)$$

donde $\|\cdot\|$ representa la norma euclidiana. Aplicando la raíz cuadrada en ambos lados de (65) se tiene

$$\|Ax_j\| = \sqrt{\lambda_j}. \quad (66)$$

A partir de (66) se tiene que para cada eigenvalor no nulo de las matrices AA^T y $A^T A$ existe un valor singular representado por

$$\sigma_j = \sqrt{\lambda_j}, \quad (67)$$

la cual cumple que

$$\begin{aligned} \sigma_{\max} &= \sqrt{\lambda_{\max}}, & \sigma_{\min} &= \sqrt{\lambda_{\min}}, \\ \sigma_{\min} &\leq |\lambda_j| \leq \sigma_{\max}. \end{aligned} \quad (68)$$

Puede verse en (68), que los valores singulares máximos y mínimos de A proporcionan un rango de las magnitudes que pueden tomar los eigenvalores del sistema.

3.7 Mapa Auto-organizado

Los mapas auto-organizados son un tipo de red neuronal que emplean aprendizaje no supervisado; ya que no existe ningún maestro externo que indique si la red neuronal está operando correcta o incorrectamente, debido a que no se dispone de ninguna salida objetivo hacia la cual la red deba tender. Este es uno de los métodos de agrupamiento más usados para el análisis de datos por su habilidad de agrupar mediante relaciones topológicas [23]. Estas redes neuronales son capaces de descubrir rasgos comunes, regularidades, correlaciones o categorías en los datos de entrada, e incorporarlos a su estructura interna de conexiones. Se dice, por tanto, que las neuronas deben auto-organizarse en función de los estímulos (datos) procedentes del exterior [24].

Una red neuronal del tipo SOM está formada por elementos llamados neuronas. Cada neurona consiste en dos vectores: el primer vector, w_i contiene los pesos y su longitud es igual a la del vector que contiene los datos de entrada. Mientras que el segundo vector, x_i , contiene las coordenadas de la ubicación de dicha neurona en un plano.

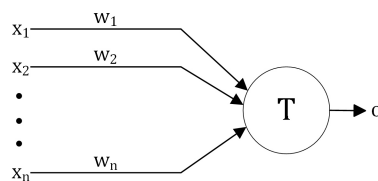


Figura 6. Modelo básico de neurona.

Típicamente un modelo SOM está compuesto por dos capas de neuronas. La capa de entrada (formada por N neuronas, una por cada variable de entrada) se encarga de recibir y transmitir a la capa de salida la información procedente del exterior. La capa de salida (formada por M neuronas) es la encargada de procesar la información y formar el mapa de rasgos. Normalmente, las neuronas de la capa de salida se organizan en forma de mapa bidimensional como se muestra en la Figura 7.

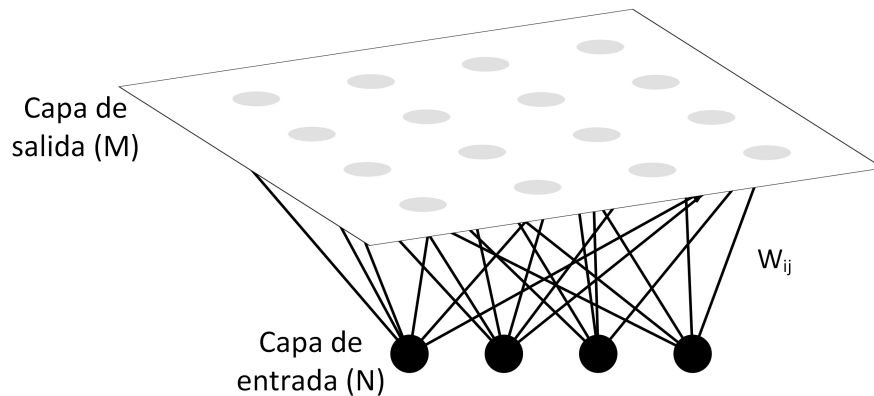


Figura 7. Arquitectura de un SOM.

3.7.1 Algoritmo del SOM

El desarrollo de la red neuronal ocurre de la siguiente manera:

1. Se proporcionan las condiciones iniciales de la red neuronal: con esto se construye una versión inicial de la red al establecerse el número de neuronas y los vectores de pesos asociados a estas.
2. Un vector x_i es seleccionado al azar del conjunto de datos y se calcula su distancia (similitud) a los vectores asociados a las neuronas, usando, por ejemplo, la distancia euclidiana:

$$\|x_i - w_b\| = \min_i \|x_i - w_i\|. \quad (69)$$

3. Una vez que se ha encontrado el vector más próximo o BMU (best matching unit), el resto de vectores asociados a las neuronas es actualizado. El BMU y sus vecinos (en sentido topológico) se mueven cerca del vector x_i en el espacio de datos.

Mientras se va produciendo el proceso de actualización y nuevos vectores se asignan al mapa, la tasa de aprendizaje decrece gradualmente hacia cero. Junto con ella también decrece el radio de vecindad.

La regla de actualización para el vector de referencia es el siguiente:

$$w_i(t+1) = \begin{cases} w_i(t) + \alpha(t)(x(t) - w_i(t)) & j \in N_c(t), \\ w_i(t) & \end{cases} \quad (70)$$

donde t es el instante de tiempo, $\alpha(t)$ es el coeficiente de adaptación dado por un número real y positivo que determina la magnitud del cambio y en consecuencia la velocidad del aprendizaje de las neuronas.

El entrenamiento de la red neuronal termina una vez que se ha cumplido un número específico de iteraciones de los pasos 2 y 3, con lo que se han establecido los vectores de pesos finales para cada neurona.

4. Implementación de la red: Como resultado del entrenamiento, la red neuronal es capaz de dividir en grupos aquellos elementos de x cuyas características sean similares (ver Figura 8).

3.8 Aspectos Importantes

1. Eigenvalor Dominante: La dinámica de los eigenvalores y las características de los eigenvectores resultan de gran interés debido a que la respuesta del sistema puede ser expresada como una combinación lineal de los m modos oscilatorios, que a su

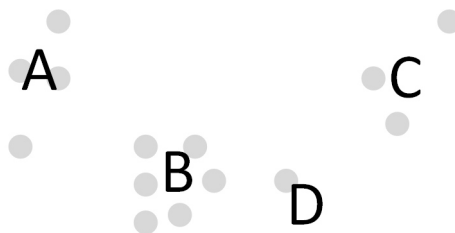


Figura 8. Resultado de una red neuronal tipo SOM.

vez se encuentran en función de los eigenvalores [13]:

$$\mathbf{x}(t) = \sum_{i=1}^m \phi_i e^{\lambda_i t} [\psi_i^T \mathbf{x}(t)]. \quad (71)$$

Este hecho da una interpretación física a (47) y (48), donde la matriz A tiene el efecto de aumentar o disminuir la magnitud de los eigenvectores izquierdos y derechos sin cambiar su dirección, por lo tanto el eigenvalor mide la razón de cambio de la magnitud de los eigenvectores [25–27]. Dicho lo anterior, resulta de interés observar el comportamiento del eigenvalor que genera el máximo cambio en los eigenvectores, es decir, el eigenvalor dominante λ_i , el cual está definido como el eigenvalor con la máxima magnitud [28]. Por esto, en esta tesis se propone la sensibilidad del eigenvalor dominante λ_i para representar la dinámica de los generadores.

2. La matriz A : Si la dinámica del sistema es adquirida a través de un proceso de muestreo, la matriz A formada con esta información será de dimension $n \times m$, donde n es el número de muestras y m el número de variables de interés ($n \gg m$). Para reducir la dimensión de la matriz, se realiza una transformación mediante la matriz de covarianza, con lo cual la matriz es proyectada a un espacio de $\mathfrak{R}^{m \times m}$. En esta tesis las variables medidas serán $\delta_1, \delta_2, \dots, \delta_m$ (los ángulos de los voltajes en las terminales de los generadores) obtenidas a través de WAMS.

3.9 Algoritmo Propuesto

Como se mencionó anteriormente el algoritmo propuesto en esta tesis está basado en la sensibilidad de la matriz de covarianza de los ángulos de los voltajes, con lo que se busca reducir la cantidad de información analizada y a la vez obtener las características necesarias para realizar el agrupamiento de los generadores. Se utiliza PCA para proce-

sar la información resultante y después agrupar dicha información mediante una red neuronal del tipo SOM. Con este algoritmo se consigue agrupar los generadores en base a las características de la información de entrada, evitando errores humanos de algún tipo.

A continuación se presenta descripción detallada de las etapas que conforman el algoritmo propuesto.

3.9.1 Adquisición de las señales de entrada

Para determinar la coherencia entre generadores y obtener resultados confiables es necesario contar con un modelo preciso del SEP, que contenga la información de la conexión de la red y los parámetros de los elementos que lo conforman. En la actualidad, tener un modelo realista del SEP representa un gran reto debido al constante cambio de la conexión de la red, la dinámica de las cargas y a los modelos complejos de las líneas de transmisión. El surgimiento de los sistemas WAMS ofrece una nueva oportunidad para el análisis dinámico del SEP; los datos obtenidos por WAMS son precisos y dinámicos, lo cual hace posible construir un modelo del SEP detallado a partir de estos y además poder disminuir el costo computacional eliminando la solución de las ecuaciones diferenciales [29].

En este trabajo de tesis los datos de entrada para el algoritmo serán dos señales obtenidos a través de WAMS. Estas señales son:

1. Ángulo de los fasores de voltaje en los buses de generación: Debido a la dificultad que representa medir el ángulo interno de la máquina en un sistema real, en este trabajo de tesis se asume que la dinámica del ángulo del fasor de voltaje en los nodos de generación obtenido de WAMS, es representativa de la dinámica del ángulo

interno de la máquina, cuando de un disturbio eléctrico se trata [30] (ver Fig. 9).

Al asumir este hecho como cierto, los ángulos de los voltajes en los buses de generación denotados como $\delta_1, \delta_2, \dots, \delta_m$, donde m representa el número de máquinas, son capaces de representar el comportamiento dinámico de los generadores eléctricos.

2. Señales de referencia: Las señales de referencia contienen el comportamiento de los ángulos de los voltajes en los buses de generación cuando los generadores operan en estado estable. Los ángulos son denotados como $\delta_{01}, \delta_{02}, \dots, \delta_{0m}$, donde m representa el número de máquinas del sistema.

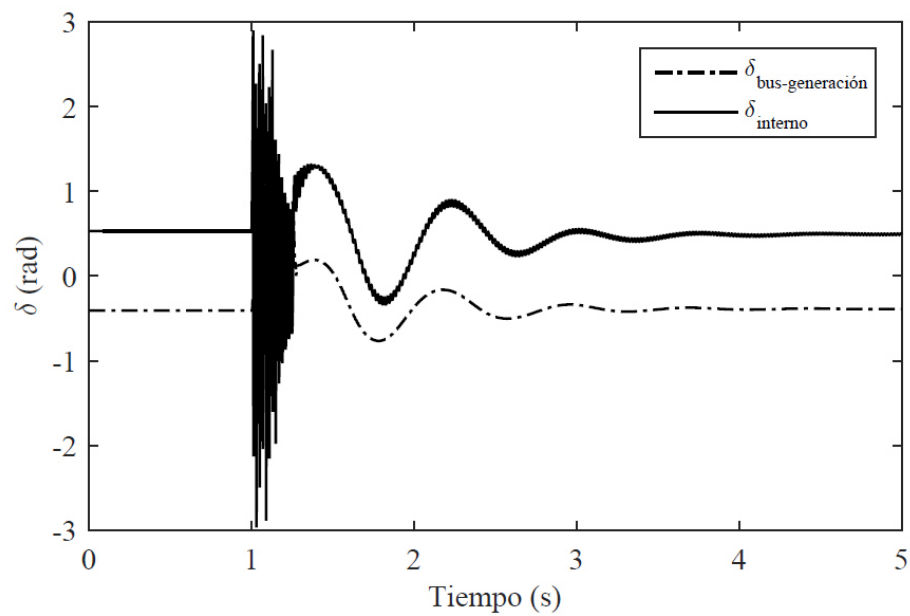
3.9.2 Ventana deslizante

Las señales de entrada al algoritmo se discretizan con una ventana móvil de 32 muestras, tomadas a una frecuencia de muestro de 32 Hz, cumpliendo así con el teorema de Nyquist (ver Figura 10).

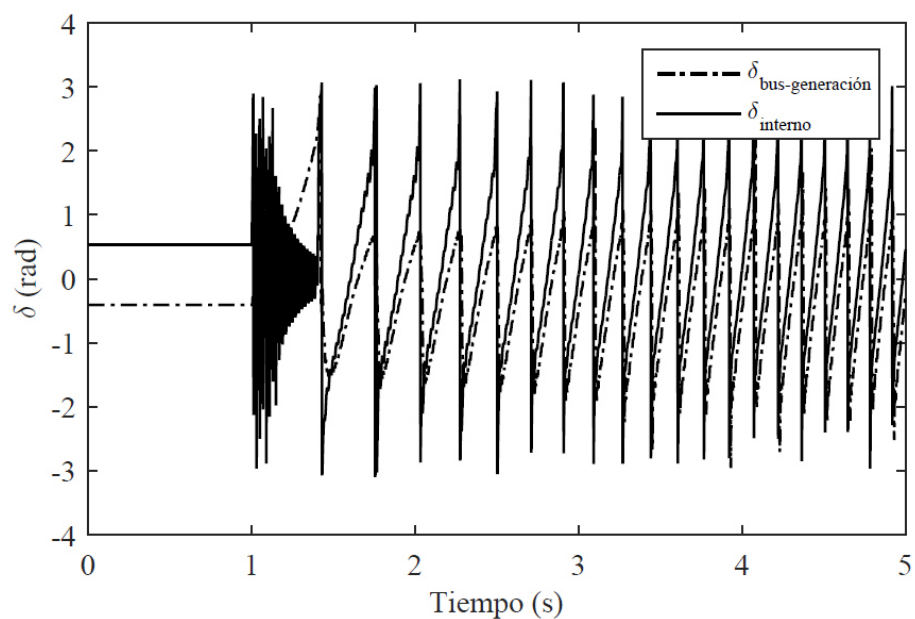
Cada ventana de datos A , forma una matriz de $n \times m$:

$$A = \begin{bmatrix} \delta_1(T) & \delta_2(T) & \cdots & \delta_m(T) \\ \delta_1(2T) & \delta_2(2T) & \cdots & \delta_m(2T) \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \delta_1(nT) & \delta_2(nT) & \cdots & \delta_m(nT) \end{bmatrix}. \quad (72)$$

La coherencia entre generadores depende de la similitud del comportamiento oscilatorio de los mismos. Por esto, es necesario formular una nueva matriz donde este comportamiento se vea realizado. Se propone una matriz \hat{A} calculada a partir de los



(a)



(b)

Figura 9. Comportamiento del ángulo interno de la máquina y comportamiento del ángulo del fasor de voltaje en el bus de generación cuando el SEP es sujeto a una falla trifásica: (a) estable; (b) inestable.

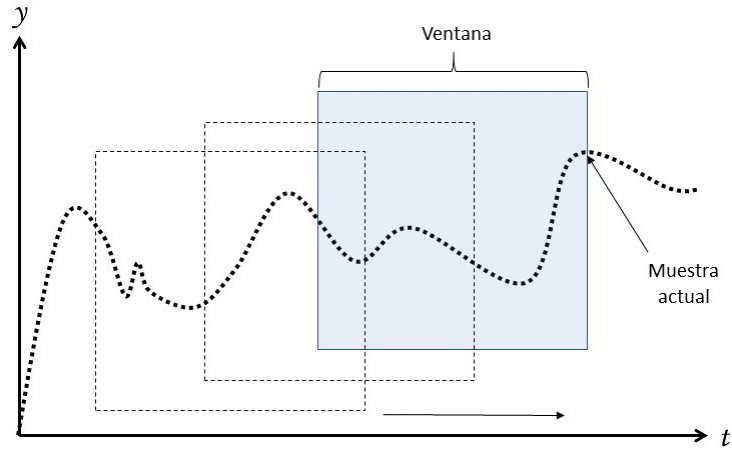


Figura 10. Ventana deslizante.

elementos de A , de tal forma que el elemento \hat{a}_{kj} es obtenido al sustraer δ_{0j} de a_{kj} [8]:

$$\hat{a}_{kj} = a_{kj} - \delta_{0j}, \quad (73)$$

donde δ_{0j} es el ángulo del voltaje del bus j en estado estable. Después de implementar (73), se procede a obtener la matriz de covarianza mediante (44), dando como resultado una matriz $S_{\hat{A}}$ que será descompuesta como

$$U^T S_{\hat{A}} V = L, \quad (74)$$

donde los elementos diagonales de L son los eigenvalores de $S_{\hat{A}}$, mientras que los vectores columnas de U^T y V son los eigenvectores derechos e izquierdos asociados a estos eigenvalores. En este punto es necesario encontrar el eigenvalor dominante; que como se mencionó anteriormente será el eigenvalor de mayor magnitud en comparación a los demás eigenvalores. Una vez hecho, se debe verificar que el eigenvalor dominante de $S_{\hat{A}}$ presenta una magnitud mucho mayor a la de los demás eigenvalores. Así, su respuesta es mucho más representativa y puede ser utilizada para caracterizar la respuesta del sistema sin temor a una respuesta errónea debido a la pérdida de información. Para

esto, se calcula el porcentaje que el eigenvalor dominante representa por sí solo en dicha respuesta [31]:

$$\%P_i = \frac{\lambda_i}{\lambda_1 + \lambda_2 + \dots + \lambda_m} \times 100. \quad (75)$$

3.9.3 Vector de índices de sensibilidad mutua y PCA

En este punto, las señales de entrada $\delta_1, \delta_2, \dots, \delta_m$ están formadas por más de una componente oscilatoria, característica inherente en un sistema eléctrico. Este hecho hace que estas señales tiendan a distribuirse de una forma elipsoidal [32]. Este tipo de distribución exhibe una gran varianza para cada clase, lo que conlleva a que estas señales sean difíciles de distinguir entre sí mediante PCA. Este fenómeno se presenta debido a que la matriz de covarianza que es construida a partir de estos datos no es capaz de representar la información subyacente en los mismos datos. Por lo tanto, en una distribución tal que la varianza s_{kk} sea mucho más grande que la covarianza s_{kj} , PCA no será capaz de realizar una distinción multi-clase eficiente [33].

Para solucionar este problema, se propone descomponer la respuesta del sistema con m modos oscilatorios a través de la sensibilidad de $S_{\hat{A}}$ con respecto al modo dominante (eigenvalor dominante):

$$c_{kj} = \frac{\partial \lambda_i}{\partial s_{\hat{A}kj}}. \quad (76)$$

Cada renglón de la matriz C brinda información acerca del comportamiento dinámico de los generadores del sistema visto desde la perspectiva del modo dominante. Por lo tanto, si se suman los elementos de los renglones, no solo se reducirá la dimension de los datos a manejar, también se resaltarán las diferencias y similitudes en el comportamiento de los generadores. Puesto que se está analizando el acoplamiento entre generadores, los

elementos en la diagonal no son de interés, ya que estos elementos brindan información acerca del comportamiento del k -ésimo generador en el i -ésimo modo y no acerca de su acoplamiento con los generadores restantes [1].

Se define el vector de índices de sensibilidad mutua como

$$z_j = \sum_{k \neq j}^m c_{kj}. \quad (77)$$

Es posible identificar la coherencia entre los generadores k y j a través del seguimiento de la trayectoria de z_k y z_j , de tal forma que los generadores coherentes tendrán trayectorias muy similares, mientras que los no coherentes tendrán trayectorias distintas. Por esto, es necesario implementar un algoritmo capaz de agrupar o discriminar las trayectorias del vector de índices de sensibilidad. Como se mencionó anteriormente, en este trabajo de investigación se propone el uso de PCA para extraer las características básicas del vector de índices de sensibilidad, y entonces implementar un proceso de reconocimiento de patrones que logre discriminar entre los generadores coherentes y los no coherentes, por lo que el algoritmo de PCA será implementado según (45) con $n' = 2$.

3.9.4 Agrupamiento

En algunas ocasiones no es fácil distinguir a simple vista aquellos generadores que son coherentes entre sí. Además, los grupos formados por los generadores coherentes son altamente cambiantes ya que dependen de la falla y su localización, así como del punto de operación del sistema. Por estas razones, es necesario implementar un algoritmo de agrupamiento que pueda trabajar de forma no supervisada a través de las correlaciones descubiertas entre los datos de entrada obtenidos mediante PCA. En esta tesis se propone el uso de un mapa auto-organizado para satisfacer estos requerimientos.

Se utiliza como criterio de similitud la distancia euclidiana. Como salida, la red determina el número de grupos y cuáles generadores pertenecen a cada grupo.

Existen tres posibles respuestas del SOM:

1. Grupos erróneos: Existe la posibilidad que el SOM coloque generadores cuyas dinámicas sean muy diferentes en un mismo grupo, evidentemente esto será catalogado como una salida incorrecta.
2. Grupos no óptimos: Los generadores eléctricos están agrupados correctamente en base a su comportamiento dinámico. Sin embargo, el número de grupos a la salida del SOM no es el menor número posible.
3. Grupos óptimos: Los generadores eléctricos están agrupados correctamente en base a su comportamiento dinámico y además el número de grupos a la salida del SOM es el menor número posible.

Como se mencionó anteriormente, el algoritmo propuesto funciona con base en una ventana móvil, y puesto que esta es la forma en la que este conoce la dinámica del sistema, es necesario que esta ventana comience a llenarse con los datos de falla para que el algoritmo sea efectivo. Se encontró experimentalmente que para este algoritmo los resultados son confiables a partir de la décima ventana de muestreo contada a partir de que esta comienza a llenarse con los datos de falla, y que es posible dar un agrupamiento correcto seis ventanas después como mínimo. Además, debido a la naturaleza cambiante de los datos de entrada del algoritmo, existe la posibilidad de obtener una respuesta diferente del SOM en cada ventana. Por lo tanto es necesario determinar cual de todas estas respuestas debe de ser tomada como cierta y cuales deben de ser descartadas. Una solución muy simple y lógica a este problema es tomar como respuesta la agrupación que más se repite dentro de las ventanas consideradas como «confiables».

Es posible distinguir que el algoritmo se divide en dos partes esenciales: la primera

parte es aquella que genera el vector de índices de sensibilidad mutua, mientras que la segunda parte es aquella encargada de distinguir las diferencias en dicho vector. En la Figura 11 y en la Figura 12 se muestran los diagramas de proceso que explican ambas partes.

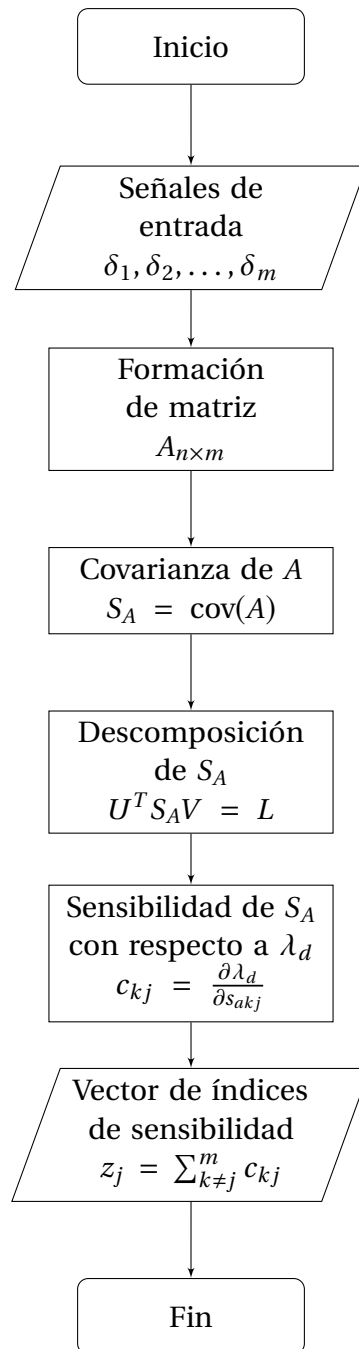


Figura 11. Algoritmo para el cálculo del vector de índices de sensibilidad mutua.

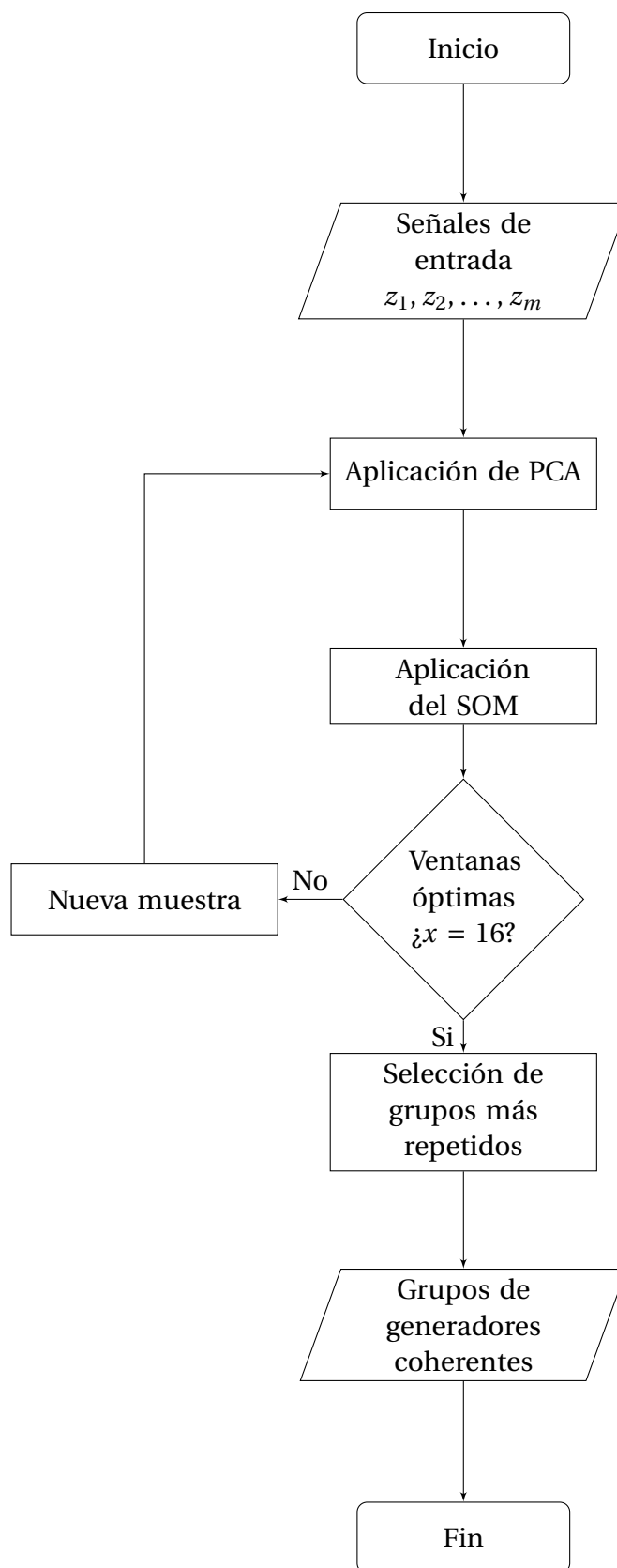


Figura 12. Algoritmo para la formación de grupos en base al vector de índices de sensibilidad mutua.

3.10 Conclusiones

La matriz de covarianza y la descomposición en valores singulares son métodos probados que se han implementado en diferentes investigaciones. Los vectores U y V^T , obtenidos mediante estos métodos son ortogonales, por lo que nunca cambian el tamaño de un vector. Esto resulta ideal para realizar cálculos numéricos estables [22]. Las aplicaciones más difundidas para estos métodos se encuentran en el procesamiento digital de imágenes [34–39]; y ahora se están aplicando en el estudio de SEP [40, 41].

El algoritmo propuesto en este capítulo no requiere realizar la simulación de las ecuaciones diferenciales y algebraicas, tampoco de conocer los parámetros de los elementos de la red o la conexión de la misma. La única información que se requiere es la medición de las variables de interés del sistema a partir de WAMS.

CAPÍTULO 4

RESULTADOS

4.1 Introducción

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos de la evaluación de la metodología propuesta en el capítulo anterior. El algoritmo propuesto para la detección dinámica de coherencia entre generadores es evaluado en dos sistemas de prueba: un sistema de 5 generadores con 14 buses, y un sistema de 10 generadores con 39 buses. Los sistemas de prueba fueron implementados en un software de simulación y las variables medidas fueron consideradas como la información obtenida en tiempo real mediante WAMS.

Para la evaluación del algoritmo se propusieron diferentes casos de prueba. Para cada caso, se simula una falla trifásica en algún punto del sistema, seguida de una serie de eventos. En este documento se presentan solo los casos más representativos.

4.2 Sistemas de Prueba

A continuación se describen los sistemas utilizados para probar la metodología propuesta en este trabajo.

4.2.1 Sistema de prueba de 39 buses de la IEEE

El sistema de prueba está formado por 10 generadores, 12 transformadores, 34 líneas de transmisión y 19 cargas. La frecuencia nominal del sistema de transmisión es de 60 Hz y el nivel de voltaje es de 345 kV. El generador G2, conectado al bus 31 representa la interconexión con el resto del sistema de transmisión y es considerado el nodo compensador. Las líneas de transmisión son representadas con el modelo Π . Las turbinas de los generadores G2-G9 son modeladas como IEEEG1 y la del generador 10 como IEEEG3. Todos los parámetros del sistema son descritos en el Apéndice A; el sistema se muestra en la Figura 13.

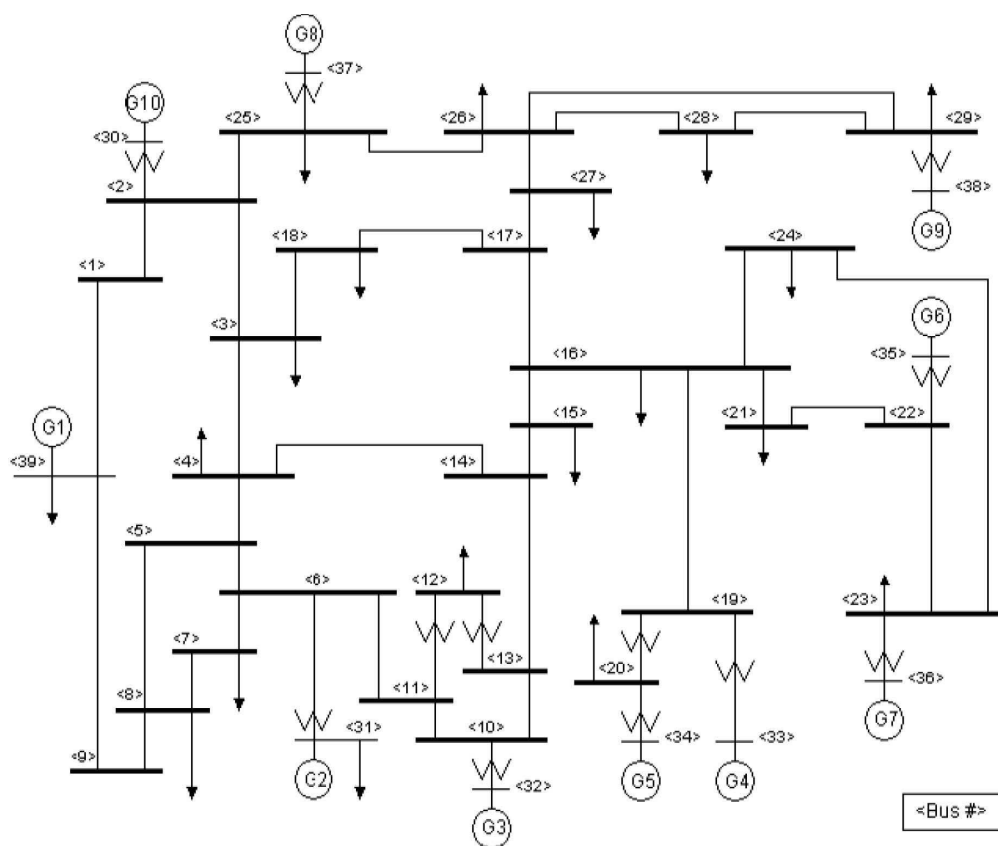


Figura 13. Sistema de prueba de 39 buses de la IEEE.

Para evaluar el desempeño del algoritmo en el sistema de 39 buses de la IEEE, los resultados de las fallas simuladas son comparadas con los resultados presentados por [42].

Además, se evalúa el comportamiento del algoritmo ante generación no convencional al sustituir un generador por una granja eólica.

4.2.2 Sistema de prueba de 14 buses de la IEEE

Este sistema de prueba está formado por 5 generadores, 4 transformadores, 20 líneas de transmisión y 11 cargas. La frecuencia nominal de este sistema de transmisión es de 60 Hz, mientras que los niveles de voltajes son 13.8, 18 y 69 kV. El generador G1, conectado al bus 1, es el nodo compensador. Las líneas de transmisión son representadas con el modelo Π . Todos los parámetros del sistema son descritos en el Apéndice B; el sistema se muestra en la Figura 14.

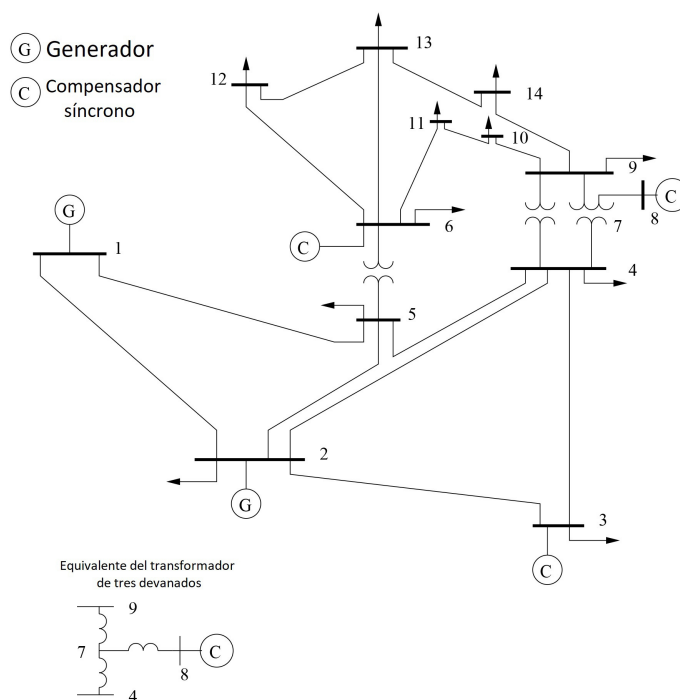


Figura 14. Sistema de prueba de 14 buses de la IEEE.

4.3 Casos de Prueba

En esta sección se describen los diferentes casos utilizados para probar el funcionamiento del algoritmo propuesto.

4.3.1 Casos en el sistema de 39 buses

CASO I Para el primer caso, se simula una falla trifásica en el bus 20 del sistema de prueba de 39 buses de la IEEE. La falla ocurre en $t = 5$ s y es liberada 200 ms después, sin la desconexión de algún elemento del sistema.

CASO II Para este caso, se repite el mismo escenario que en el Caso I, pero en esta ocasión el generador conectado al bus 33 es sustituido por una granja eólica con la misma capacidad de generación.

CASO III Retomando el sistema original de 39 buses de la IEEE, se simula una falla trifásica en la línea L_{25-2} muy próxima al bus 25. La falla ocurre en $t = 5$ s y es liberada 140 ms después, desconectando la línea fallada. Los generadores B37 y B38 continúan acelerándose a la par, por lo que se decide separarlos formando una isla eléctrica desconectando la línea L_{17-27} en $t = 5.5$ s. Después de esta maniobra, los generadores pierden sincronía, por lo que es necesario sacarlos de operación en $t = 5.7$ s.

CASO IV Para este caso, se repite el escenario del caso anterior, pero el generador conectado al bus 33 es sustituido nuevamente por una granja eólica con la misma capacidad de generación.

4.3.2 Casos en el sistema de 14 buses

CASO V Se simula una falla trifásica en la mitad de la línea L_{3-4} del sistema de 14 buses de la IEEE. La falla ocurre en $t = 1$ s y es liberada 150 ms después, desconectando la línea fallada.

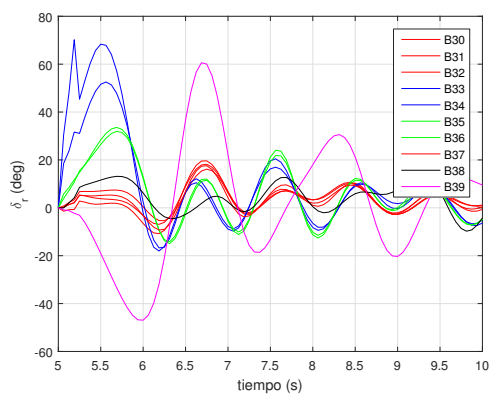
CASO VI Continuando con el sistema de 14 buses de la IEEE, se simula una falla trifásica en el bus 5 en $t = 1$ s. La falla es liberada 500 ms después, sin la desconexión de algún elemento del sistema.

4.4 Resultados

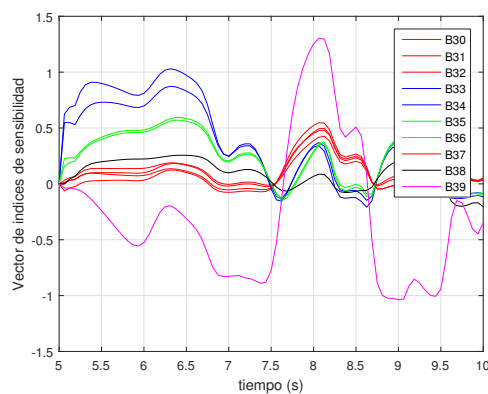
A continuación se presentan los resultados obtenidos de los casos descritos en la sección anterior.

En el Caso I puede observarse que los generadores exhiben comportamientos oscilatorios como los mostrados en la Figura 15(a), donde es obvio el fenómeno de coherencia, ya que se puede observar fácilmente como algunos de generadores tiene un comportamiento dinámico muy similar entre sí.

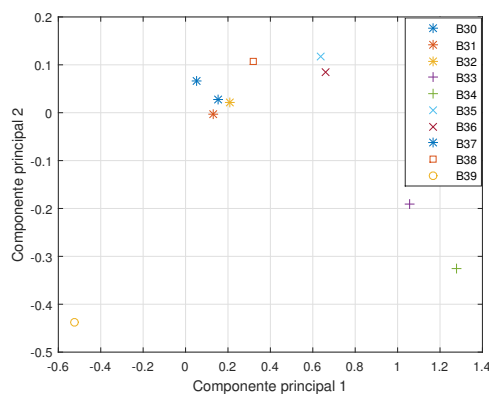
De acuerdo a la Figura 15(a) y a [42], se clasifican los generadores en 5 grupos coherentes (ver Tabla 1). Al aplicar la metodología propuesta se obtienen los vectores de índices de sensibilidad mostrados en la Figura 15(b). Se aplica PCA al vector de índices de sensibilidad, obteniéndose la proyección mostrada en la Figura 15(c). Una vez que se obtienen las componentes principales, se agrupa la información mediante una red neuronal del tipo SOM utilizando como criterio la distancia euclidiana. La relación de las neuronas ganadoras y su posición respecto a los generadores se muestran en la Figura 15(d). La Figura 15(e) muestra el número de generadores agrupados por cada neurona.



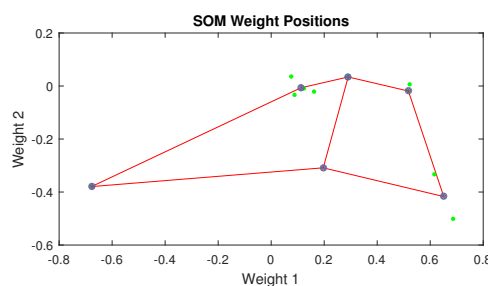
(a)



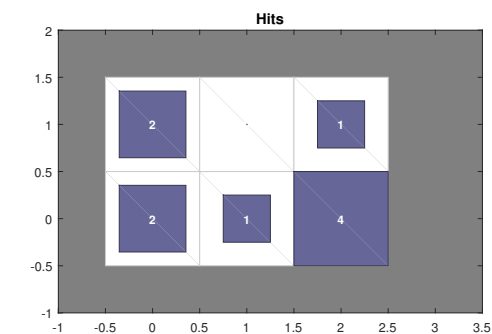
(b)



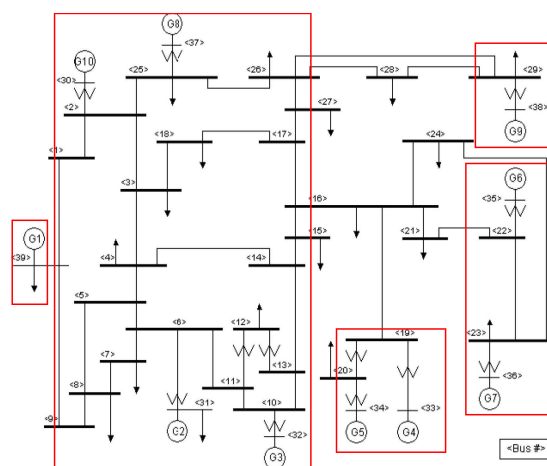
(c)



(d)



(e)



(f)

Figura 15. Información obtenida como resultado del algoritmo en el Caso I: (a) ángulo de los fasores de voltaje, (b) vector de índices de sensibilidad, (c) proyección en componentes principales, (d) acomodo de las neuronas según los datos de entrada, (e) generadores agrupados por neurona y (f) grupos de generadores coherentes.

La implementación del algoritmo propuesto da como resultado los grupos mostrados en la Tabla 1. Tomando el agrupamiento más repetido en dicha tabla, se concluye que los grupos de generadores coherentes son: (B30,B31,B32,B37),(B33,B34),(B35,B36),(B38) y (B39) (ver Figura 15(f)). Estos resultados coinciden con los presentados en [42]. Se puede observar que 6 de las 7 ventanas muestran un agrupamiento óptimo, mientras que la ventana restante (ventana 16) es un agrupamiento erróneo.

TABLA 1

Resultados de la red neuronal en las diferentes ventanas del Caso I

Ventana	B30	B31	B32	B33	B34	B35	B36	B37	B38	B39
10	3	3	3	1	1	2	2	3	5	6
11	6	6	6	1	1	4	4	6	5	3
12	6	6	6	1	1	4	4	6	5	3
13	6	6	6	1	1	2	2	6	5	3
14	6	6	6	1	1	4	4	6	5	3
15	3	3	3	4	4	1	1	3	2	6
16	5	2	5	1	1	4	4	5	4	3

Para el Caso II, como se puede observar en la Figura 16(a), los grupos formados son los mismos que en el Caso I, a pesar de que se ha cambiado un generador. Se infiere que los grupos coherentes no cambian con la introducción de una granja eólica; esto se debe a que una granja eólica no cuenta con la inercia suficiente para ocasionar un cambio en los grupos coherentes [42]. Pero, hay un cambio en la tolerancia entre los ángulos de los generadores que pertenecen al mismo grupo, calculada a partir de (1).

Aplicando el algoritmo propuesto, se obtienen los vectores de índice de sensibilidad mostrados en la Figura 16(b). Tales índices se proyectaron en dos componentes principales, como se observa en la Figura 16(c). La agrupación de los generadores, asociada a cada neurona del SOM se observa en la Figura 16(d). Además, el número de generadores agrupados por neurona es mostrado en la Figura 16(e).

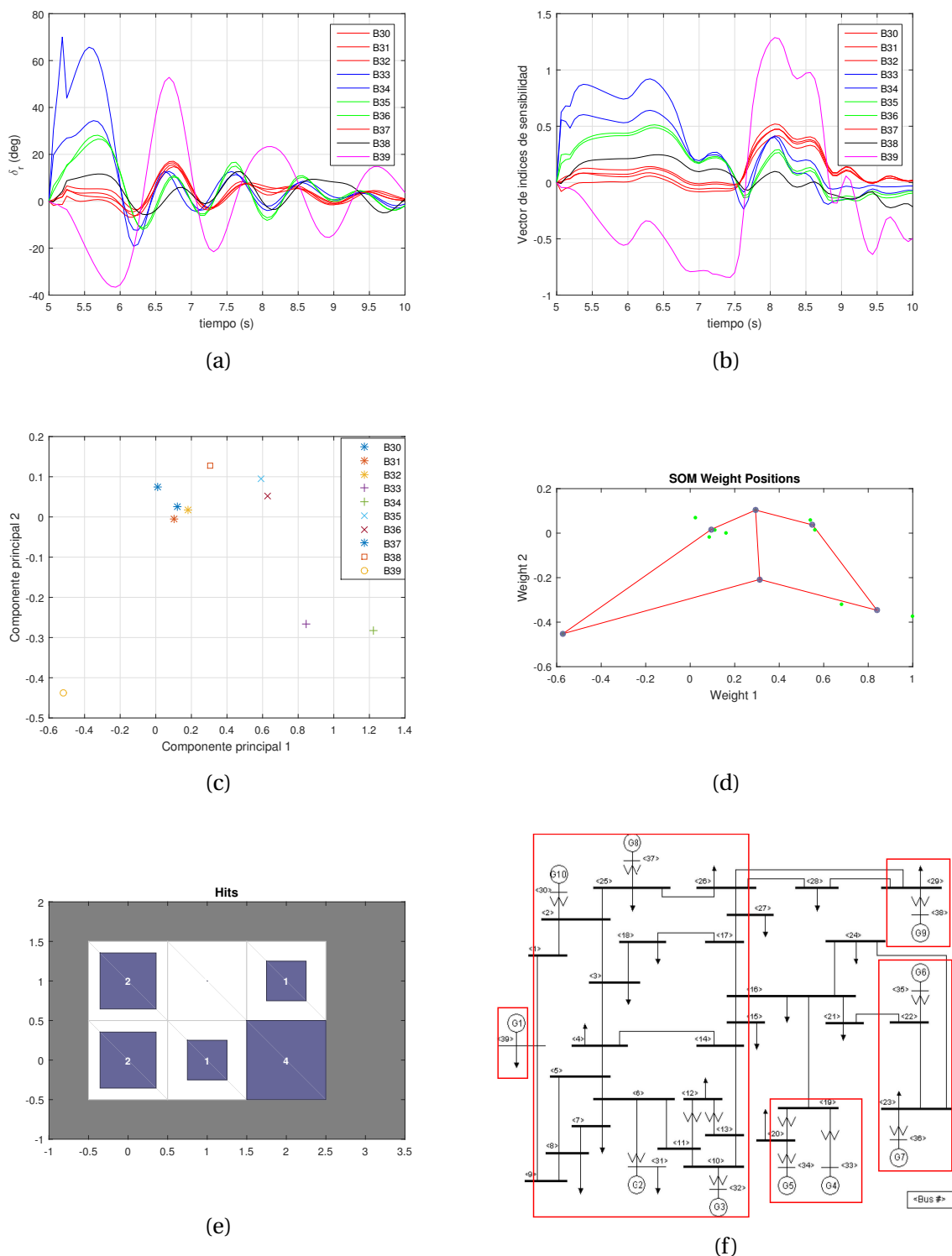


Figura 16. Información obtenida como resultado del algoritmo en el Caso II: (a) ángulo de los fasores de voltaje, (b) vector de índices de sensibilidad, (c) proyección en componentes principales, (d) acomodo de las neuronas según los datos de entrada, (e) generadores agrupados por neurona y (f) grupos de generadores coherentes.

Como resultado final, para este caso se obtienen los grupos mostrados en la Tabla 2. Estos son (B30,B31,B32,B37),(B33,B34),(B35,B36),(B38) y (B39), los mismos grupos que en el caso anterior (ver Figura 16(f)). En esta ocasión, la ventana 14 es una agrupación no óptima, mientras que la ventana 16 presenta un grupo erróneo. El resumen de los agrupamientos obtenidos mediante los Casos I y II se presenta en la Tabla 3.

TABLA 2

Resultados de la red neuronal en las diferentes ventanas del
Caso II

Ventana	B30	B31	B32	B33	B34	B35	B36	B37	B38	B39
10	3	3	3	4	4	1	1	3	2	6
11	6	6	6	1	1	4	4	6	5	3
12	6	6	6	1	1	4	4	6	5	3
13	3	3	3	4	4	1	1	3	2	3
14	3	3	3	5	4	1	1	3	2	6
15	3	3	3	4	4	1	1	3	2	6
16	1	1	1	1	2	6	4	1	5	3

TABLA 3

Resumen de los agrupamientos obtenidos para los Casos I y II

Caso	Bus fallado	CCT (ms)	Granja eólica	Grupos coherentes
I	20	200	No	(30,31,32,37) (33,34)(35,36)(38)(39)
II	20	200	Si	(30,31,32,37) (33,34)(35,36)(38)(39)

En el Caso III, los generadores exhiben el comportamiento mostrado en la Figura 17(a). El vector de índices de sensibilidad obtenidos de dicho caso es mostrado en la Figura 17(b), mientras que su proyección en PCA se observa en la Figura 17(c). En la Figura 17(d) se puede observar la posición final de las neuronas, mientras que en la Figura 17(e) se puede observar la asociación neurona-generador.

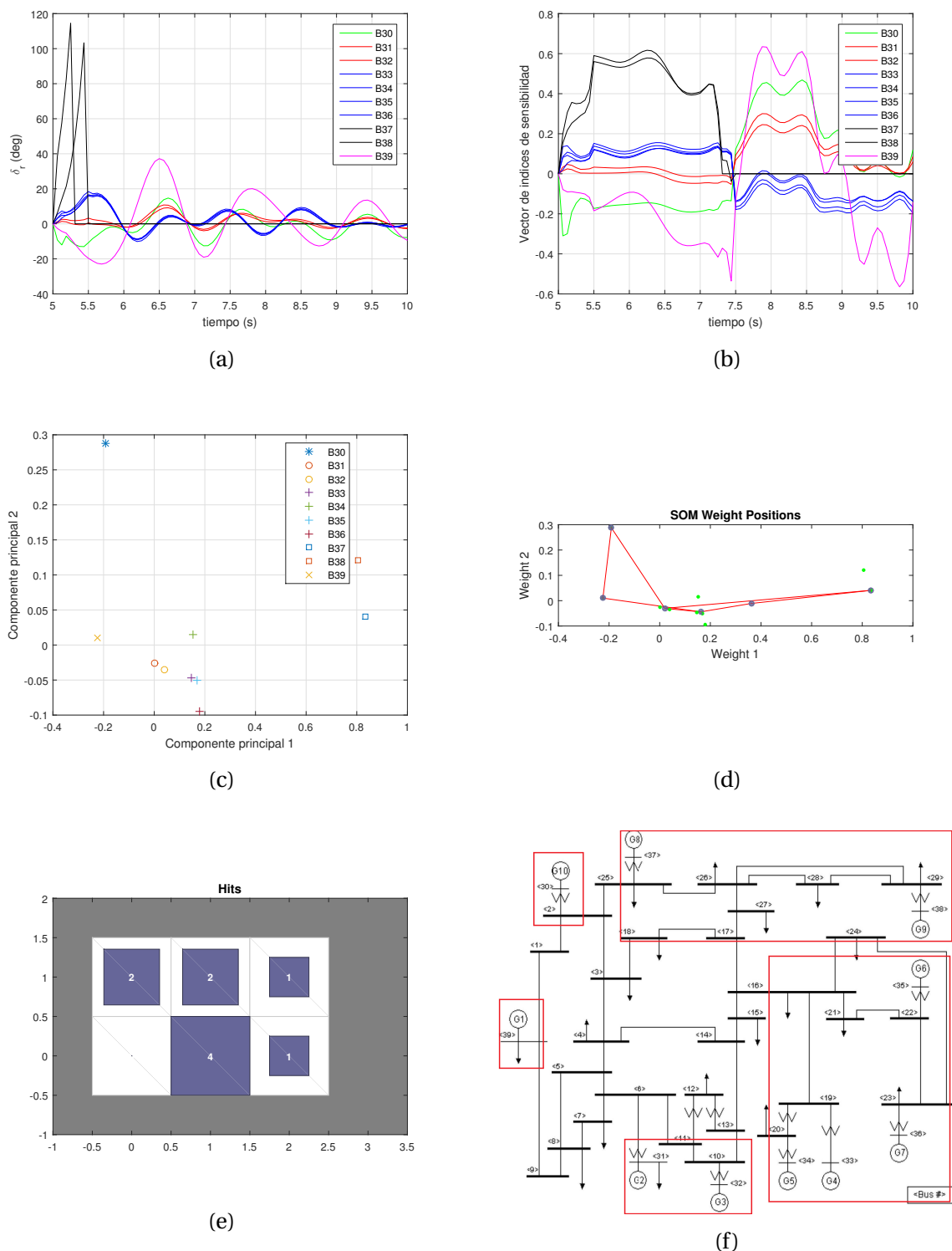


Figura 17. Información obtenida como resultado del algoritmo en el Caso III: (a) ángulo de los fasores de voltaje, (b) vector de índices de sensibilidad, (c) proyección en componentes principales, (d) acomodo de las neuronas según los datos de entrada, (e) generadores agrupados por neurona y (f) grupos de generadores coherentes.

La Tabla 4 muestra el resultado del algoritmo para el Caso III. Tomando el agrupamiento más repetido de la Tabla 4, se concluye que los grupos de generadores coherentes son: (B30), (B31, B32), (B33, B34, B35, B36), (B37, B38) y (B39) (ver Figura 17(f)). En esta ocasión, la ventana 10 presenta una agrupación errónea, mientras que la 15, un agrupamiento no óptimo.

TABLA 4

Resultados de la red neuronal en las diferentes ventanas del
Caso III

Ventana	B30	B31	B32	B33	B34	B35	B36	B37	B38	B39
10	3	6	6	5	2	5	5	1	1	3
11	6	2	2	5	5	5	5	4	4	3
12	3	5	5	2	2	2	2	1	1	6
13	3	2	2	5	5	5	5	4	4	6
14	6	2	2	5	5	5	5	4	4	3
15	6	2	2	5	5	5	5	4	4	3
16	1	3	3	2	5	2	2	4	4	6

Para el Caso IV, se repite el escenario del caso anterior, pero el generador conectado al bus 33 nuevamente es sustituido por una granja eólica; estos hechos son mostrados en la Figura 18(a).

Se obtienen los vectores de índice de sensibilidad mostrados en la Figura 18(b), estos son proyectados mediante PCA (ver Figura 18(c)). La posición final de las neuronas, así como los generadores asociados a estas se observan en las Figuras 18(d) y 18(e).

Los grupos coherentes formados por la red neuronal son mostrados en la Tabla 5. En esta ocasión, los grupos más repetidos y por lo tanto el resultado final del algoritmo son (B30), (B31,B32), (B33,B34,B36,B36),(B37,B38) y (B39) (ver Figura 18(f)). Para este caso, en la ventana 16 ocurre el único grupo erróneo que ha encontrado el SOM.

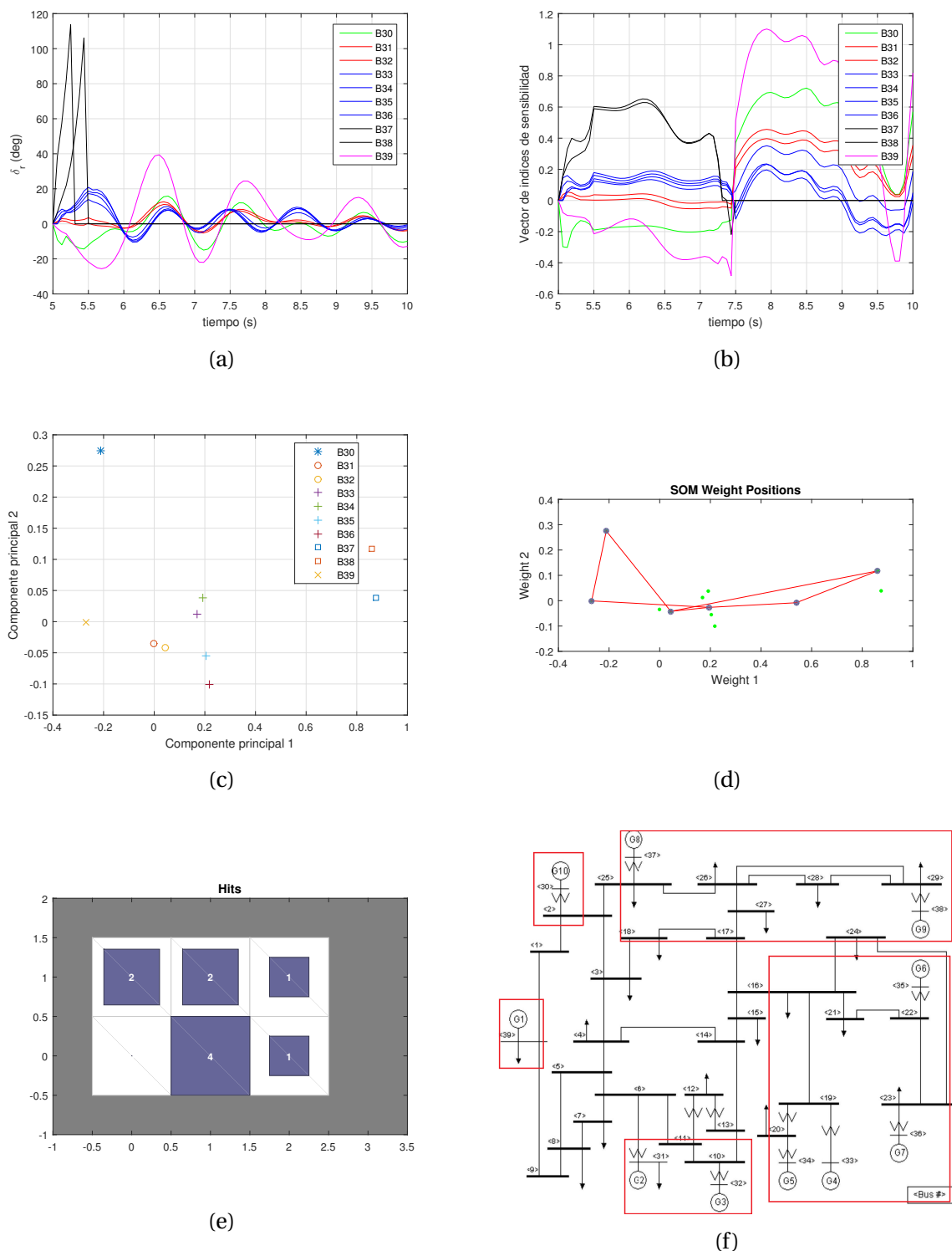


Figura 18. Información obtenida como resultado del algoritmo en el Caso IV: (a) ángulo de los fasores de voltaje, (b) vector de índices de sensibilidad, (c) proyección en componentes principales, (d) acomodo de las neuronas según los datos de entrada, (e) generadores agrupados por neurona y (f) grupos de generadores coherentes.

TABLA 5

Resultados de la red neuronal en las diferentes ventanas del
Caso IV

Ventana	B30	B31	B32	B33	B34	B35	B36	B37	B38	B39
10	4	5	5	2	2	2	2	6	6	1
11	4	2	2	5	5	5	5	6	6	1
12	4	5	5	2	2	2	2	6	6	1
13	4	2	2	5	5	5	5	6	6	1
14	4	2	2	5	5	5	5	6	6	1
15	2	5	5	4	4	4	4	6	6	1
16	2	4	4	4	4	4	4	6	3	1

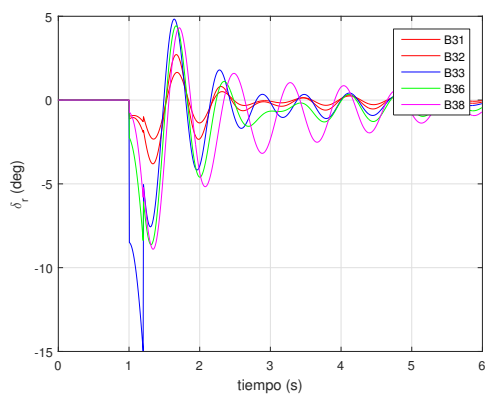
El resumen de los agrupamientos óptimos obtenidos en los Casos III y IV se presenta en la Tabla 6.

TABLA 6

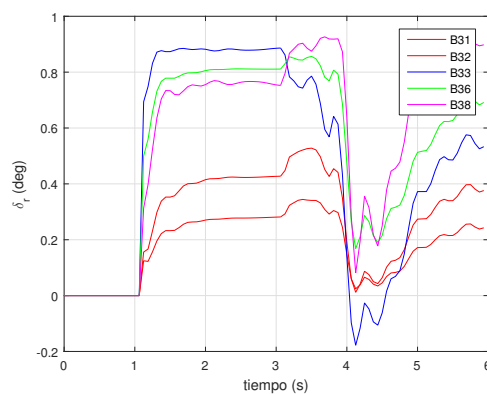
Tabla resumen de los Casos III y IV

Caso	Bus fallado	CCT (ms)	Granja eólica	Grupos coherentes
III	25	140	No	(30)(31,32)(39) (33,34,35,36)(37,38)
IV	25	140	Si	(30)(31,32)(39) (33,34,35,36)(37,38)

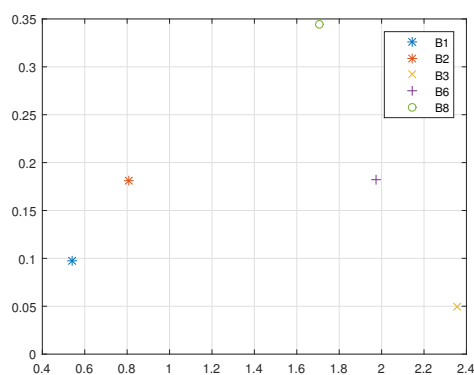
El comportamiento de los generadores eléctricos para el Caso V es presentado en la Figura 19(a). Los vectores de índice de sensibilidad son mostrados en la Figura 19(b). El análisis de componentes principales del vector de índices de sensibilidad se observa en la Figura 19(c). En la Figura 19(d) se puede observar la posición final de las neuronas como respuesta a la información de la Figura 19(c). El número de generadores agrupados por neurona es mostrado en la Figura 19(e).



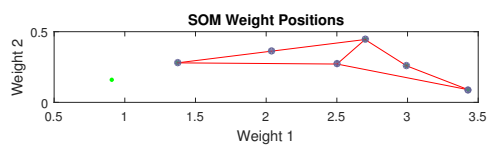
(a)



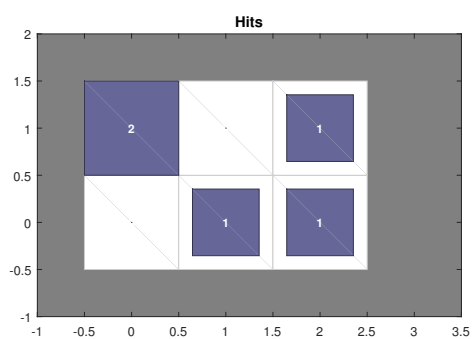
(b)



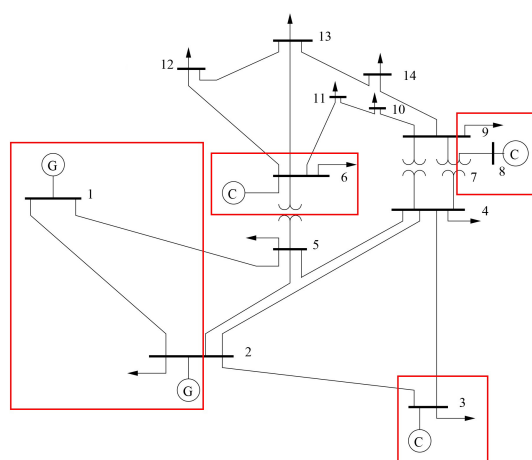
(c)



(d)



(e)



(f)

Figura 19. Información obtenida como resultado del algoritmo en el Caso V: (a) ángulo de los fasores de voltaje, (b) vector de índices de sensibilidad, (c) proyección en componentes principales, (d) acomodo de las neuronas según los datos de entrada, (e) generadores agrupados por neurona y (f) grupos de generadores coherentes.

Los grupos de generadores coherentes que se dan como resultado de la metodología propuesta son mostrados en la Tabla 7. El agrupamiento (B1, B2), (B3), (B6) y (B8) es tomado como respuesta final, ya que este ha sido el más repetido (ver Figura 19(f)). Se puede observar que la ventana número 12 genera un grupo erróneo, mientras que la ventana número 13 presenta un grupo no óptimo.

TABLA 7

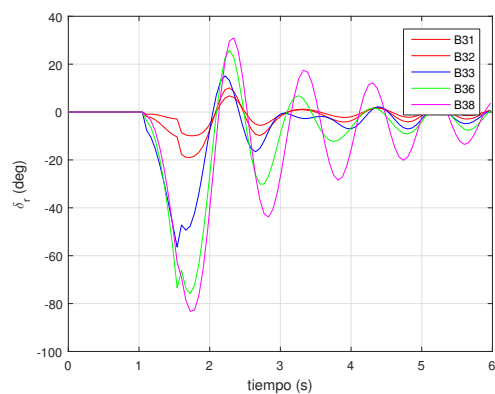
Resultados de la red neuronal en las diferentes ventanas del
Caso V

Ventana	B1	B2	B3	B6	B8
10	1	1	3	6	5
11	1	1	5	6	3
12	1	1	3	3	5
13	1	4	3	6	5
14	1	1	3	6	5
15	1	1	5	6	3
16	1	1	5	6	3

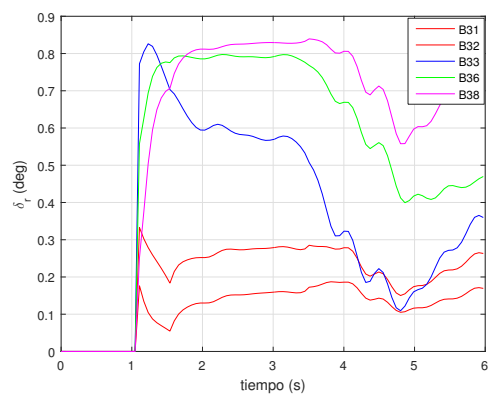
Para el Caso VI, se puede observar la respuesta de los generadores en la Figura 20(a).

Se obtienen los vectores de índice de sensibilidad mostrados en la Figura 20(b). Estos son proyectados en un plano bidimensional para su análisis (ver Figura 20(c)), una vez hecho esto, se procede a utilizar la información resultante como datos de entrada para la red neuronal del tipo SOM que se ha propuesto como método de agrupamiento. La respuesta de esta red neuronal se puede observar en la Tabla 8, mientras que el acomodo de las neuronas se observa en la Figura 20(d). Además, el número de generadores agrupados por neurona es mostrado en la Figura 20(e).

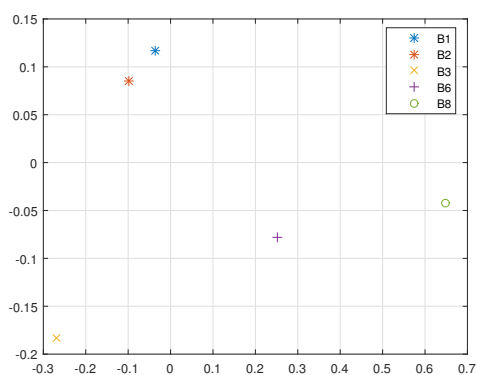
Como resultado final, el algoritmo propone como grupos coherentes (B1, B2), (B3), (B6) y (B8) (ver Figura 20(f)). En esta ocasión, los grupos arrojados por las ventanas 13 y 14 son grupos erróneos.



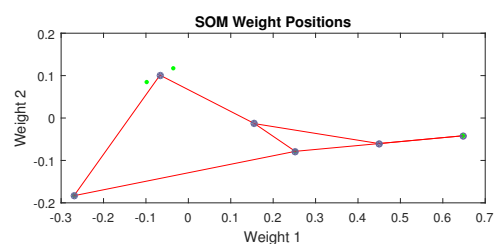
(a)



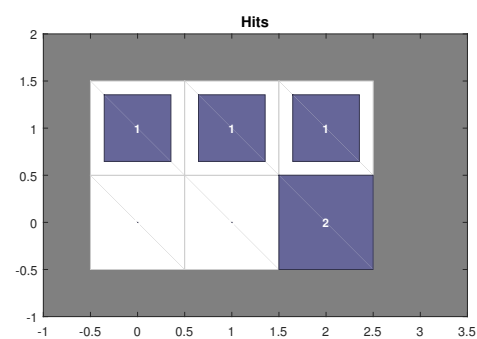
(b)



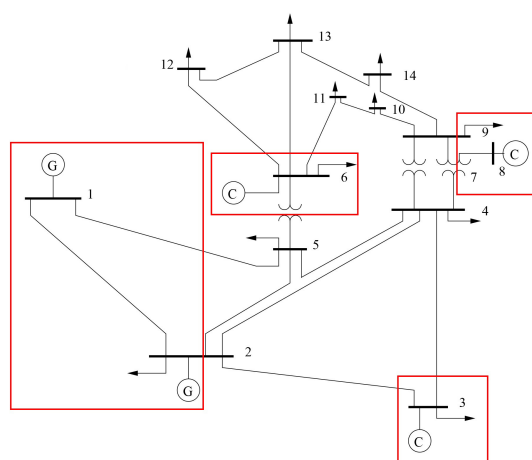
(c)



(d)



(e)



(f)

Figura 20. Información obtenida como resultado del algoritmo en el Caso VI: (a) ángulo de los fasores de voltaje, (b) vector de índices de sensibilidad, (c) proyección en componentes principales, (d) acomodo de las neuronas según los datos de entrada, (e) generadores agrupados por neurona y (f) grupos de generadores coherentes.

TABLA 8

Resultados de la red neuronal en las diferentes ventanas del
Caso VI

Ventana	B1	B2	B3	B6	B8
10	3	3	1	4	5
11	3	3	1	4	5
12	3	3	1	4	5
13	3	3	1	1	5
14	3	3	1	1	1
15	6	6	2	1	4
16	3	3	6	5	4

El resumen de los agrupamientos óptimos obtenidos de los Casos V y VI se presenta en la Tabla 9.

TABLA 9

Resumen de los Casos V y VI

Caso	Elemento fallado	CCT (ms)	Granja eólica	Grupos coherentes
V	L ₃₋₄	150	No	(1,2)(3) (6)(8)
VI	B25	500	No	(1,2)(3) (6)(8)

4.5 Conclusiones

El algoritmo propuesto en esta tesis para la detección de coherencia entre generadores presenta buenos resultados, y es capaz de determinar correctamente la coherencia entre generadores para diferentes escenarios.

Con base en los Casos III y IV es posible concluir que el algoritmo desarrollado es

capaz de responder correctamente ante cambios en la topología del sistema y además responde correctamente ante la presencia de generación no convencional.

Como se ha observado en todos los ejemplos que se han plasmado en esta tesis, el algoritmo de agrupamiento no es capaz de determinar el agrupamiento óptimo para algunas ventanas de tiempo. Sin embargo, se han logrado identificar los grupos coherentes sin la intervención de algún usuario. Esto le da al algoritmo un gran potencial para su aplicación en tiempo real en los centros de control de energía.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Introducción

En esta tesis se ha propuesto un nuevo sistema para la detección de coherencia entre generadores que utiliza las mediciones fasoriales disponibles en la red, con la finalidad de formar islas eléctricas intencionales.

Este capítulo va enfocado a mencionar las conclusiones finales, alcances y limitaciones de esta investigación, así como recomendaciones para trabajos futuros relacionados.

5.2 Conclusiones

Se concluyen los siguientes puntos:

- La identificación de coherencia entre generadores tiene muchas utilidades, una de las más importantes es la formación de islas eléctricas, ya que esta medida puede evitar la propagación de un disturbio.
- Determinar cuáles generadores son coherentes no es una tarea sencilla, no solo debido a la gran cantidad de información que llega a los centros de control durante un falla, sino también porque el fenómeno de coherencia es dependiente de la localización de la falla y del punto de operación en el que se encuentre el sistema.

- Con el fin de evitar utilizar grandes cantidades de datos, es posible emplear únicamente las mediciones en los buses de generación en conjunto con el análisis de componentes principales, con lo que se logra reducir la complejidad del problema.
- El vector de índices de sensibilidad mutua aquí propuesto es una medida novedosa para terminar la coherencia entre generadores eléctricos.
- Al emplear una red neuronal del tipo SOM, es posible determinar los grupos de generadores coherentes sin la intervención de un usuario, lo que brinda la posibilidad de que el algoritmo propuesto se aplicado en tiempo real, siempre considerando la carga computacional del mismo.
- En esta investigación, se ha propuesto emplear PCA en conjunto con una red neuronal para el agrupamiento de datos. Sin embargo, este método identifica agrupamientos erróneos en algunas ventanas. Este hecho hace que sea necesario esperar a que transcurra cierto número de ventanas y en consecuencia se retrase la respuesta final del algoritmo.

5.3 Aportaciones

Las principales aportaciones de este trabajo de investigación son las siguientes:

- Se propuso un sistema para la detección de coherencia basado en las mediciones obtenidas mediante WAMS. Como únicamente se consideran los buses de generación, el algoritmo es capaz de trabajar aún cuando se presentan grandes cambios en la topología de la red.
- Debido a que se considera el ángulo del voltaje en los buses de generación y no una medición interna propia de los generadores eléctricos en cuestión, el algoritmo es capaz de trabajar satisfactoriamente ante la presencia de generación no convencional.

5.4 Recomendaciones para Trabajos Futuros

En base a los resultados obtenidos del algoritmo para la detección de generadores coherentes que se ha propuesto en este trabajo de investigación, se recomienda continuar trabajando en los siguientes aspectos:

- Analizar el comportamiento del algoritmo ante diferentes tipos de generación.
- Ampliar el algoritmo al punto de que este sea capaz de determinar aquellas líneas que deben ser desconectadas para formar la isla eléctrica una vez que se ha obtenido la coherencia entre los generadores eléctricos.
- Mejorar el sistema de agrupamiento de datos para acelerar la respuesta del algoritmo.

REFERENCIAS

1. P. Kundur, *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill, New York, 1994, ISBN 007035958X.
2. Task Force on Blackout Experience, Mitigation, and Role of New Technologies, *Blackout Experiences and Lessons, Best Practices for System Dynamic Performance, and the Role of New Technologies*. IEEE Task Force Report, IEEE Power Engineering Society, 2007.
3. Lei Ding, F. M. Gonzalez-Longatt, P. Wall y V. Terzija, *Two-step spectral clustering controlled islanding algorithm*. IEEE Transactions on Power Systems, 28(1):75–84, Febrero 2013, ISSN 0885-8950.
4. Zhenbin Ma, Lei Ding, Zhifan Liu, Yichen Guo, Qian Liu y Weiyu Bao, *The application of a generator coherency identification method based on linearization in complex power system*. En *2016 China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*, páginas 1–5, Agosto 2016.
5. R. Nath, S. S Lamba y K. s. P. Rao, *Coherency based system decomposition into study and external areas using weak coupling*. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, PAS-104(6):1443–1449, Junio 1985, ISSN 0018-9510.
6. A. Vahidnia, G. Ledwich, E. Palmer y A. Ghosh, *Generator coherency and area detection in large power systems*. IET Generation, Transmission Distribution, 6(9):874–883, Septiembre 2012, ISSN 1751-8687.
7. Lin Zhenzhi, Wen Fushuan, Ding Yi y Xue Yusheng, *Wide-area coherency identification of generators in interconnected power systems with renewables*. IET Generation, Transmission Distribution, 11(18):4444–4455, 2017, ISSN 1751-8687.
8. Qiaomu Zhu, Jinfu Chen, Xianzhong Duan, Xin Sun, Yinhong Li y Dongyuan Shi, *A method for coherency identification based on singular value decomposition*. En *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, páginas 1–5, Julio 2016.
9. K. K. Anaparthi, B. Chaudhuri, N. F. Thornhill y B. C. Pal, *Coherency identification in power systems through principal component analysis*. IEEE Transactions on Power Systems, 20(3):1658–1660, Agosto 2005, ISSN 0885-8950.
10. M. A. M. Ariff y B. C. Pal, *Coherency identification in interconnected power system—An independent component analysis approach*. IEEE Transactions on Power Systems, 28(2):1747–1755, May 2013, ISSN 0885-8950.

11. C. Gama, L. Ångquist, G. Ingeström y M. Noroozian, *Commissioning and operative experience of TCSC for damping power oscillation in the brazilian north south interconnection*. En *Papers & Proceedings of the Session CIGRÉ 2000*, páginas 1–6, 2000.
12. L. Vanfretti, *Phasor Measurement Based State Estimation of Electric Power Systems and Linearized Analysis of Power System Network Oscillations*. Tesis de Doctorado, Rensselaer Polytechnic Institute, Troy, NY, Diciembre 2009.
13. J. H. Chow, *Power System Coherency and Model Reduction*. Springer, New York; London, 2013, ISBN 9781461418023.
14. P. V. Kokotovic, B. Avramovic, J. H. Chow y J. R. Winkelman, *Coherency based decomposition and aggregation*. *Automatica*, 18(1):47–56, 1982, ISSN 0005-1098.
15. Tao Jiang, Hongjie Jia, Haoyu Yuan, Ning Zhou y Fangxing Li, *Projection pursuit: A general methodology of wide-area coherency detection in bulk power grid*. *IEEE Transactions on Power Systems*, 31(4):2776–2786, Julio 2016, ISSN 0885-8950.
16. D. Lauria y C. Pisani, *Real time generator coherency evaluation via Hilbert transform and signals morphological similarity*. En *2014 International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion*, páginas 78–83, Junio 2014.
17. M. Jonsson, M. Begovic y J. Daalder, *A new method suitable for real-time generator coherency determination*. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(3):1473–.1482, Agosto 2004, ISSN 0885-8950.
18. L. Rodríguez, *Probabilidad y Estadística Básica Para Ingenieros: Con el Soporte de MATLAB Para Cálculos y Gráficos Estadísticos*. Escuela Superior Politécnica del Litoral, Guayaquil, Ecuador, 2007.
19. C. Chatfield y A. J. Collins, *Introduction to Multivariate Analysis*. Springer US, Boston, MA, 2018, ISBN 9780412160301.
20. A. Gisbrecht, *Advances in Dissimilarity Based Data Visualisation*. Tesis de Doctorado, Universität Bielefeld, Bielefeld, Alemania, 2015.
21. Z. S. Elrazaz, *Eigenvalue Sensitivities Applied to Power System Dynamics*. Tesis de Doctorado, McMaster University, Hamilton, Canadá, Mayo 1982.
22. G. Strang, *Introduction to Linear Algebra*. Wellesley-Cambridge Press/SIAM, Wellesley, MA, 5ª edición, 2016, ISBN 9780980232776.
23. F. Bação, V. Lobo y M. Painho, *Self-organizing maps as substitutes for k-means clustering*. En *International Conference on Computational Science*, páginas 476–483, 2005, ISBN 9783540321187.
24. J. Vesanto y E. Alhoniemi, *Clustering of the self-organizing map*. *IEEE Transactions on Neural Networks*, 11(3):586–600, May 2000, ISSN 1045-9227.

25. Chi-Tsong Chen, *Linear System Theory and Design*. Oxford University Press, New York, 4ª edición, 2013, ISBN 9780199959570.
26. B. Kolman y D. R. Hill, *Introductory Linear Algebra: An Applied First Course*. Pearson/Prentice Hall, Upper Saddle River, N.J., 8ª edición, 2005, ISBN 9780131437402.
27. A. Nussbaum, *Applied Group Theory for Chemists, Physicists and Engineers*. Prentice-Hall, Englewood Cliffs, N.J., 1971.
28. R. L. Burden y J. D. Faires, *Numerical Analysis*. PWS-Kent Pub. Co., Boston, MA, c1993, ISBN 0534932193.
29. Hui-zhi Zhou, Fei Tang, Jun Jia y Xiao-li Ye, *The transient stability analysis based on WAMS and online admittance parameter identification*. En *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*, páginas 1–6, Junio 2015, ISBN 9781479976935.
30. Thanh Long Vu, S. M. Al Araifi, M. S. El Moursi y K. Turitsyn, *Toward simulation-free estimation of critical clearing time*. *IEEE Transactions on Power Systems*, 31(6):4722–4731, Noviembre 2016, ISSN 0885-8950.
31. J. E. Jackson, *A User's Guide to Principal Components*. Wiley-Interscience, 2003.
32. C. Lee y D. A. Landgrebe, *Analyzing high-dimensional multispectral data*. *IEEE Transactions on Geoscience and Remote Sensing*, 31(4):792–800, Julio 1993, ISSN 0196-2892.
33. A. Cheriyyadat y L. M. Bruce, *Why principal component analysis is not an appropriate feature extraction method for hyperspectral data*. En *Proceedings of the 2003 IEEE International Geoscience and Remote Sensing Symposium*, volumen 6, páginas 3420–3422, Julio 2003, ISBN 0780379292.
34. Jar Ferr Yang y Chiou Liang Lu, *Combined techniques of singular value decomposition and vector quantization for image coding*. *IEEE Transactions on Image Processing*, 4(8):1141–1–146, Agosto 1995, ISSN 1057-7149.
35. K. Konstantinides, B. Natarajan y G. S. Yovanof, *Noise estimation and filtering using block-based singular value decomposition*. *IEEE Transactions on Image Processing*, 6(3):479–483, Marzo 1997, ISSN 1057-7149.
36. Lin-Ping Song y Shu-Yi Zhang, *Singular value decomposition-based reconstruction algorithm for seismic travelttime tomography*. *IEEE Transactions on Image Processing*, 8(8):1152–1154, Agosto 1999, ISSN 1057-7149.
37. R. Kakarala y P. O. Ogunbona, *Signal analysis using a multiresolution form of the singular value decomposition*. *IEEE Transactions on Image Processing*, 10(5):724–735, Mayo 2001, ISSN 1057-7149.
38. Zhouye Gu, Weisi Lin, Bu-sung Lee y ChiewTong Lau, *Low-complexity video coding based on two-dimensional singular value decomposition*. *IEEE Transactions on Image Processing*, 21(2):674–687, Febrero 2012, ISSN 1057-7149.

39. Junli Liang, Yang He, Ding Liu y Xianju Zeng, *Image fusion using higher order singular value decomposition*. IEEE Transactions on Image Processing, 21(5):2898–2909, Mayo 2012, ISSN 1057-7149.
40. M. Dehghani, B. Shayanfard y A. R. Khayatian, *PMU ranking based on singular value decomposition of dynamic stability matrix*. IEEE Transactions on Power Systems, 28(3):2263–2270, Agosto 2013, ISSN 0885-8950.
41. Tianying Wu, S. A. N. Sarmadi, V. Venkatasubramanian, A. Pothen y A. Kalyanaraman, *Fast SVD computations for synchrophasor algorithms*. IEEE Transactions on Power Systems, 31(2):1651–1652, Marzo 2016, ISSN 0885-8950.
42. P. K. Naik, W. A. Qureshi y N. K. C. Nair, *Identification of coherent generator groups in power system networks with windfarms*. En *2011 21st Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, páginas 1–5, Septiembre 2011, ISBN 9781921897078.

APÉNDICE A

A continuación se describen los parámetros de los componentes del sistema de prueba de 39 buses de la IEEE (ver Figura 21) utilizado para los Casos I, II, III y IV.

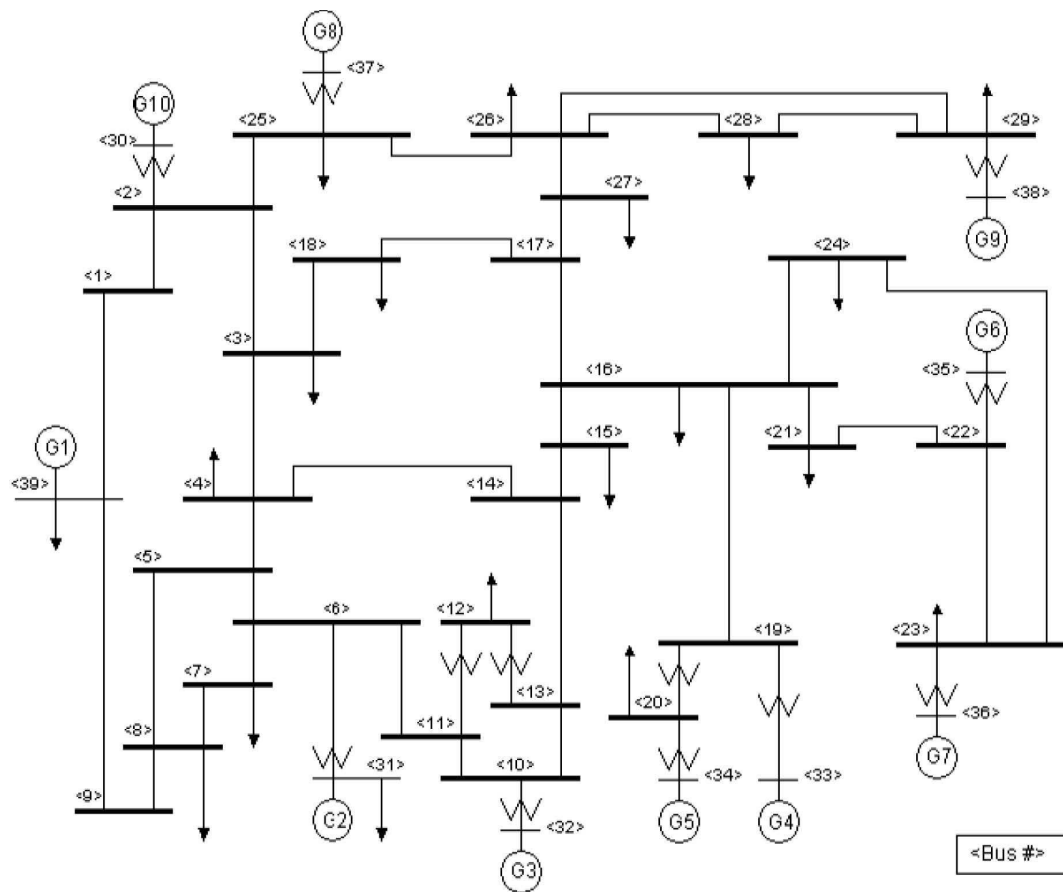


Figura 21. Sistema de prueba de 39 buses de la IEEE.

TABLA 10

Despacho de los generadores

Generador	Bus	Tipo de bus	P (MW)	V (p.u.)
G01	39	PV	1000	1.03
G02	31	Slack	N.A.	0.982
G03	32	PV	650	0.9831
G04	33	PV	632	0.9972
G05	34	PV	508	1.0123
G06	35	PV	650	1.0493
G07	36	PV	569	1.0635
G08	37	PV	540	1.0278
G09	38	PV	830	1.0265
G10	30	PV	250	1.0475

TABLA 11

Parámetros de los generadores

Unidad	H	Ra	X'_d	X'_q	X_d	X_q	T'_{d0}	T'_{q0}	X_I	X''	T''_{d0}	T''_{q0}
1	500	0	0.006	0.008	0.02	0.019	7	0.7	0.003	0.004	0.05	0.035
2	30.3	0	0.0697	0.17	0.295	0.282	6.56	1.5	0.035	0.05	0.05	0.035
3	35.8	0	0.0531	0.0876	0.2495	0.237	5.7	1.5	0.0304	0.045	0.05	0.035
4	28.6	0	0.0436	0.166	0.262	0.258	5.69	1.5	0.0295	0.035	0.05	0.035
5	26	0	0.132	0.166	0.67	0.62	5.4	0.44	0.054	0.089	0.05	0.035
6	34.8	0	0.05	0.0814	0.254	0.241	7.3	0.44	0.0224	0.044	0.05	0.035
7	26.4	0	0.049	0.186	0.295	0.292	5.66	1.5	0.0322	0.044	0.05	0.035
8	24.3	0	0.057	0.0911	0.29	0.28	6.7	0.41	0.028	0.045	0.05	0.035
9	34.5	0	0.057	0.0587	0.2106	0.205	4.79	1.96	0.0298	0.045	0.05	0.035
10	42	0	0.031	0.05	0.1	0.069	10.2	0	0.0125	0.045	0.05	0.035

TABLA 12

Parámetros de las líneas de transmisión

de Bus	a Bus	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)
01	02	0.0035	0.0411	0.687
01	39	0.0001	0.025	0.75
02	03	0.0013	0.0151	0.2572
02	25	0.0007	0.0086	0.146
03	04	0.0013	0.0213	0.2214
03	18	0.001	0.0133	0.2138
04	05	0.0008	0.0128	0.1342
04	14	0.0008	0.0129	0.1382
05	06	0.0002	0.0026	0.0434
05	08	0.0008	0.0112	0.1476
06	07	0.0006	0.0092	0.113
06	11	0.0007	0.0082	0.1389
07	08	0.0004	0.0046	0.078
08	09	0.0023	0.0363	0.3804
09	39	0.001	0.025	1.2
10	11	0.0004	0.0043	0.0729
10	13	0.0004	0.0043	0.0729
13	14	0.0009	0.0101	0.1723
14	15	0.0018	0.0217	0.366
15	16	0.0009	0.0094	0.171
16	17	0.0007	0.0089	0.1342
16	19	0.0016	0.0195	0.304
16	21	0.0008	0.0135	0.2548
16	24	0.0003	0.0059	0.068
17	18	0.0007	0.0082	0.1319
17	27	0.0013	0.0173	0.3216
21	22	0.0008	0.014	0.2565
22	23	0.0006	0.0096	0.1846
23	24	0.0022	0.035	0.361
25	26	0.0032	0.0323	0.513
26	27	0.0014	0.0147	0.2396
26	28	0.0043	0.0474	0.7802
26	29	0.0057	0.0625	1.029
28	29	0.0014	0.0151	0.249

TABLA 13
Parámetros de los transformadores

de Bus	a Bus	R (p.u.)	X (p.u.)	Tap del transformador	
				Magnitud (p.u.)	Ángulo (p.u.)
12	11	0.0016	0.0435	1.006	0
12	13	0.0016	0.0435	1.006	0
06	01	0	0.025	1.07	0
10	32	0	0.02	1.07	0
19	33	0.0007	0.0142	1.07	0
20	34	0.0009	0.018	1.009	0
22	35	0	0.0143	1.025	0
23	36	0.0005	0.0272	1	0
25	37	0.0006	0.0232	1.025	0
02	30	0	0.0181	1.025	0
29	38	0.0008	0.0156	1.025	0
19	20	0.0007	0.0138	1.06	0

TABLA 14

Carga

Carga	Bus	<i>P</i> (MW)	<i>Q</i> (MVAR)
C3	03	322	2.4
C4	04	500	184
C7	07	233.8	84
C8	08	522	176
C12	12	7.5	88
C15	15	320	153
C16	16	329	32.3
C18	18	158	30
C20	20	628	103
C21	21	274	115
C23	23	247.5	84.6
C24	24	308.6	-92.2
C25	25	224	47.2
C26	26	139	17
C27	27	281	75.5
C28	28	206	27.6
C29	29	283.5	26.9
C31	31	9.2	4.6
C39	39	1104	250

APÉNDICE B

A continuación se describen los parámetros de los componentes del sistema de prueba de 14 buses de la IEEE (ver Figura 22) utilizado para los Casos V y VI.

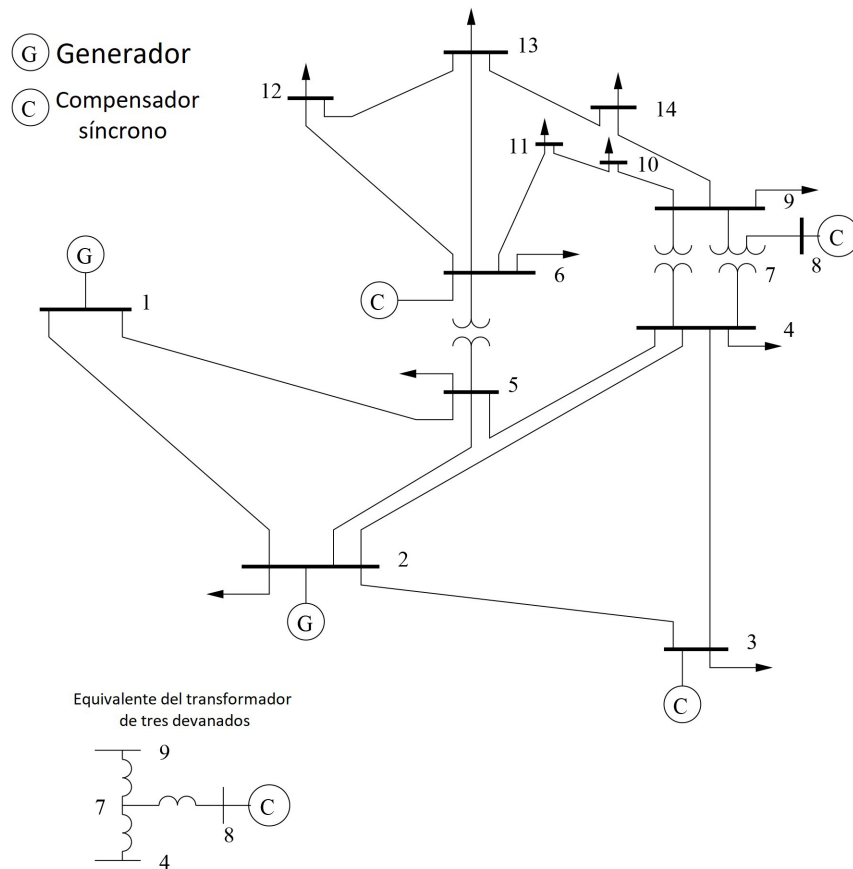


Figura 22. Sistema de prueba de 14 buses de la IEEE.

TABLA 15

Despacho de los generadores

Generador	Bus	Tipo de bus	P (MW)	V (p.u.)
G01	01	Slack	N.A.	1.06
G02	02	PV	40	1.045
G03	03	PV	0	1.01
G04	06	PV	0	1.07
G05	08	PV	0	1.09

TABLA 16

Carga

Carga	Bus	P (MW)	Q (MVAR)
C2	02	21.7	12.7
C3	03	94.2	19
C4	04	47.8	4
C5	05	7.6	1.6
C6	06	11.2	7.5
C9	09	29.5	16.6
C10	10	9	5.8
C11	11	3.5	1.8
C12	12	6.1	1.6
C13	13	13.5	5.8
C14	14	14.9	5

TABLA 17

Parámetros de las líneas de transmisión

de Bus	a Bus	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)
01	02	0.0193	0.0591	0.0528
01	05	0.0540	0.2230	0.0492
02	04	0.0581	0.1763	0.0374
02	05	0.0569	0.1738	0.0340
03	02	0.0469	0.1979	0.0438
03	04	0.0670	0.1710	0.0346
05	04	0.0133	0.0421	0.0128
05	08	0.0008	0.0112	0.1476
06	11	0.0949	0.1989	0.0000
06	12	0.1229	0.2556	0.0000
06	13	0.0661	0.1302	0.0000
09	10	0.0318	0.0845	0.0000
09	14	0.1271	0.2703	0.0000
11	10	0.8205	0.1920	0.0000
12	13	0.2209	0.1998	0.0000
14	13	0.1709	0.3480	0.0000

TABLA 18

Parámetros de los transformadores

de Bus	a Bus	R (p.u.)	X (p.u.)	Tap del transformador	
				Magnitud (p.u.)	Ángulo (p.u.)
04	07	0	0.2091	0.9780	0
04	09	0	0.5561	0.9690	0
05	06	0	0.2520	0.9320	0
08	07	0	0.1761	1.3043	0

TABLA 19

Parámetros de los generadores

Unidad	H	Ra	X'_d	X'_q	X_d	X_q	T'_{d0}	T'_{q0}	X_I	X''	T''_{d0}	T''_{q0}
1	5.14	0	0.6	0.646	0.8979	0.646	7.4	0	0.2396	0.004	0.03	0.033
2	6.54	0.0031	0.185	0.36	1.05	0.98	6.1	0.3	0	0.05	0.04	0.099
3	6.54	0.0031	0.185	0.36	1.05	0.98	6.1	0.3	0	0.045	0.04	0.099
4	5.06	0.0014	0.232	0.715	1.25	1.22	4.75	1.5	0.134	0.035	0.06	0.21
5	5.06	0.0014	0.232	0.715	1.25	1.22	4.75	1.5	0.134	0.089	0.06	0.21