



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
INGENIERÍA ELÉCTRICA - SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

**EVALUACIÓN DE LA SEVERIDAD DE LA INTEGRACIÓN MASIVA DE
ENERGÍA RENOVABLE EN REDES ELÉCTRICAS MEDIANTE EL
EXPONENTE DE LYAPUNOV Y PATRONES MODALES DERIVADOS DE
MEDICIONES SINCRUFASORIALES**

TESIS

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA

ING. JOSÉ MANUEL RAMOS GUERRERO

TUTOR PRINCIPAL

DR. MARIO ROBERTO ARRIETA PATERNINA
FACULTAD DE INGENIERÍA

CIUDAD DE MÉXICO, MAYO 2024



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

**PROPUESTA UNIVERSITARIA DE INTEGRIDAD Y
HONESTIDAD ACADÉMICA Y PROFESIONAL
(Graduación con trabajo escrito)**

De conformidad con lo dispuesto en los artículos 87, fracción V, del Estatuto General, 68, primer párrafo, del Reglamento General de Estudios Universitarios y 26, fracción 1, y 35 del Reglamento General de Exámenes, me comprometo en todo tiempo a honrar a la Institución y a cumplir con los principios establecidos en el Código de Ética de la Universidad Nacional Autónoma de México, especialmente con los de integridad y honestidad académica.

De acuerdo con lo anterior, manifiesto que el trabajo escrito titulado Evaluación de la severidad de la integración masiva de energía renovable en redes eléctricas mediante el exponente de Lyapunov y patrones modales derivados de mediciones sincrofásicas, que presenté para obtener el grado de Maestría es original, de mi autoría y lo realicé con el rigor metodológico exigido por mi programa de posgrado, citando las fuentes de ideas, textos, imágenes, gráficos u otro tipo de obras empleadas para su desarrollo.

En consecuencia, acepto que la falta de cumplimiento de las disposiciones reglamentarias y normativas de la Universidad, en particular las ya referidas en el Código de Ética, llevará a la nulidad de los actos de carácter académico administrativo del proceso de graduación.

Atentamente



José Manuel Ramos Guerrero
314068686

(Nombre, firma y Número de cuenta de la persona alumna)

JURADO ASIGNADO:

Presidente: DR. GERARDO RENÉ ESPINOSA PÉREZ

Secretario: DR. RUBÉN TAPIA OLVERA

Vocal: DR. MARIO ROBERTO ARRIETA PATERNINA

1er. Suplente: DR. JUAN GUSTAVO RUEDA ESCOBEDO

2do. Suplente: DR. FÉLIX RAFAEL SEGUNDO SEVILLA

Lugares donde se realizó la tesis:

FACULTAD DE INGENIERÍA, UNAM, CIUDAD DE MÉXICO, MÉXICO.

TUTOR DE TESIS:

DR. MARIO ROBERTO ARRIETA PATERNINA



FIRMA

Agradecimientos

A mis padres José y María Ángela, que siempre me brindaron su cariño y ayuda incondicional de todas las formas posibles, sin los cuales no hubiera podido llegar a este punto.

A mi hermano Israel, que sin importar nada, tenía palabras de aliento día tras día para motivarme.

A mi novia, Sofia que siempre me brindó apoyo, y estuvo a mi lado siempre que lo necesité.

Al Dr. Mario Roberto Arrieta Paternina que me asesoró siempre con la mayor calidez y sabiduría, y además me brindó su amistad, la cual es invaluable.

Finalmente, quiero agradecer a la UNAM, agradezco al proyecto PAPIIT con número IT102723 y al CONAHCYT, por brindarme la oportunidad de llevar a cabo este proyecto con los recursos brindados.

Resumen

La presente tesis propone una metodología para realizar una evaluación de la estabilidad transitoria para una integración masiva de energía renovables utilizando el exponente de Lyapunov como métrica para evaluar la severidad, utilizando una extracción de patrones modales derivados de mediciones sincrofasoriales basadas en simulación.

La estrategia utilizada para la extracción de patrones modales se basa en una técnica de vanguardia denominada banco de filtros de Fourier-Coseno. Esta técnica procesa señales multivariantes descomponiendo todos sus componentes y proporcionando diferentes características como estimaciones de amplitud modal, de naturaleza lineal que disminuyen el peso computacional de el análisis de severidad, pudiendo analizar diferentes escenarios, a la vez de diferentes eventos en el sistema de potencia.

Estos modos, alimentan tres índices de estabilidad que se acoplan en un índice general de desempeño para evaluar y clasificar la estabilidad del sistema cuando se producen grandes perturbaciones y se integran diferentes niveles de fuentes de energía renovable. El desempeño y la eficacia de la propuesta se corroboran y validan en un entorno de simulación.

El sistema de referencia de Nueva Inglaterra con 68 buses y 16 máquinas es con el que se realizará el análisis de severidad a partir de los patrones modales extraídos de simulaciones transitorias. El sistema estará provisto con una penetración eólica variante. También, se demuestra que tanto la frecuencia como sus patrones modales pueden ser utilizados para evaluar la severidad de diferentes eventos a partir de escenarios donde la energía renovable

es variada. Se muestra que se puede realizar un análisis cuantitativo y cualitativo de cada evento pudiendo analizar grandes cantidades de datos de manera eficaz y clara.

Abstract

The present thesis proposes a methodology to perform a transient stability assessment for a massive renewable energy integration using the Lyapunov exponent as a metric to evaluate the severity, using an extraction of modal patterns derived from simulation-based synchrophasor measurements.

The strategy used for modal pattern extraction is based on a state-of-the-art technique called Fourier-Coseno filter bank. This technique processes multivariate signals by decomposing all their components and providing different characteristics as modal amplitude estimates, which in turn, feed three stability indices that are coupled into an overall performance index to evaluate and rank system stability when large disturbances occur and different levels of renewable energy sources are integrated. The performance and effectiveness of the proposal is corroborated and validated in a simulation environment.

The New England reference system with 68 buses and 16 machines is used to perform the severity analysis based on the modal patterns extracted from transient simulations. The system would be provided with a variant of an electrical penetration. It is shown that both the frequency and its modal patterns can be used to evaluate the severity of different events from scenarios where the renewable energy is varied. It is shown that a quantitative and qualitative analysis of each event can be performed and large amounts of data can be analyzed efficiently and clearly.

Contenido

1	Introducción	1
1.1	Motivación y justificación	1
1.1.1	Justificación	5
1.2	Estado del arte	7
1.2.1	Discusión	11
1.3	Delimitación y planteamiento del problema	12
1.4	Hipótesis	12
1.5	Objetivos	13
1.5.1	Objetivo general	13
1.5.2	Objetivos específicos	13
1.6	Metodología	14
1.7	Originalidad	15
1.8	Publicaciones	16
2	Marco teórico	17
2.1	Estabilidad transitoria	17

CONTENIDO	vi
2.2 Sistemas de Monitoreo de Área Ampla (WAMS)	20
2.3 Simulación de SEPs para estudios de estabilidad transitoria	22
2.3.1 Modelo Industrial	23
2.4 Power System Toolbox (PST)	24
2.4.1 Modelo de la máquina síncrona	26
2.4.2 Generadores eólicos	27
2.5 Extracción de patrones modales en SEPs	35
2.5.1 Banco de Filtros de Fourier-Coseno	36
2.6 Índices de severidad	43
2.6.1 Amplitud máxima	45
2.6.2 Variación de la velocidad	45
2.6.3 Exponente de Lyapunov	46
2.6.4 Índice general de desempeño	48
3 Metodología para la Evaluación de Severidad en Sistemas Eléctricos de Potencia	49
3.1 Escenarios de penetración de energía eólica	49
3.2 Eventos asociados con disparos de cargas, líneas y generadores	50
3.2.1 Disparos de generación	51
3.2.2 Disparos de líneas	51
3.2.3 Disparos de cargas	52
3.3 Mediciones sincrofasoriales basadas en simulación	52

CONTENIDO	vii
3.4 Patrones modales	53
3.5 Evaluación de índices	53
3.6 Descripción de la Metodología	54
3.6.1 Etapa A: Simulaciones Transitorias de Múltiples Máquinas y Biblioteca de Datos de Casos de Prueba	56
3.6.2 Etapa B: Banco de Filtros Fourier-Coseno para la Extracción de Patrones Modales	56
3.6.3 Etapa C: Índices de Severidad y Clasificación	58
4 Entorno de simulación y caso de prueba	60
4.1 Caso de estudio: Sistema de Potencia NETS-NYPS	60
4.2 Escenarios de Integración Eólica	61
4.2.1 Integración del 5% de Generación Renovable	62
4.2.2 Integración del 10% de Generación Renovable	63
4.2.3 Integración del 15% de Generación Renovable	63
4.2.4 Integración del 20% de Generación Renovable	63
4.2.5 Disparos de generación, líneas y cargas	63
4.3 Descomposición modal	65
4.4 Evaluación de la severidad	66
5 Desempeño de la Evaluación de Estabilidad Transitoria Basada en Datos Mediante Índices de Severidad Basados en Patrones Modales	67
5.1 Evaluación y Clasificación de la Severidad	68

CONTENIDO	viii
5.1.1 Disparos de generadores	68
5.1.2 Disparos de líneas	70
5.1.3 Disparos de cargas	72
6 Conclusiones y trabajos futuros	74
6.1 Conclusiones	74
6.2 Trabajos futuros	75
Referencias	77
A Evaluación y clasificación de la Severidad de los Disparos en los Sistemas Eléctricos de Potencia Basado en Frecuencia	87
A.1 Metodología para Clasificar la Severidad	88
A.2 Entorno de Simulación y Caso de Prueba: Sistema Interconectado Mexicano	90
A.2.1 Disparos de Generadores	93
A.2.2 Disparos de Líneas	94
A.2.3 Disparos de Cargas	94
A.3 Evaluación y Clasificación de la Severidad de los disparos en el SIM	94
A.3.1 Disparos de Generadores	95
A.3.2 Disparos de Líneas	96
A.3.3 Disparos de Cargas	97
A.3.4 Evaluación General	97
A.3.5 Discusión	99

Lista de Acrónimos

CCT	: Tiempo crítico de liberación de falla
DFIG	: Generador de Inducción Doblemente Alimentado
ERCOT	: Electric Reliability Council of Texas
FIR	: Filtros de Respuesta Finita al Impulso
GEI	: Gases de Efecto Invernadero
GS	: Generador Síncrono
PDC	: Concentrador de Datos Fasoriales
PI	: Proporcional-Integral
PMU	: Unidad de Medición Fasorial
PMSG	: Generador Síncrono de Imanes Permanentes
POI	: Punto de Interconexión
PST	: Power System Toolbox
RES	: Fuentes de Energía Renovables
RoCoA	: Tasa de Cambio de la Amplitud
RoCoF	: Tasa de Cambio de la Frecuencia
SEP	: Sistemas Eléctricos de Potencia

SIM	: Sistema Interconectado Mexicano
SMT	: Sistemas de Medición Sincronizada
VSC	: Compensador Estático de VArS
WAMS	: Sistema de Monitoreo de área Amplia
WECC	: Western Electricity Coordinating Council
WPP	: Parque Eólico
WT3	: Turbina Eólica Genérica Tipo 3

Lista de Tablas

Tabla 2.1 Frecuencias del filtro coseno. 38

Tabla 2.2 Parámetros para múltiples señales mixtas sintéticas. 38

Lista de Figuras

Figura 1.1	Perfil de viento medido en el parque eólico La Venta, recolectado durante el mes de abril del 2018 por el Centro Mexicano de Innovación en Energía Eólica.	2
Figura 1.2	Reducción de la inercia del sistema a medida que aumenta la penetración de las energías renovables en el sistema eléctrico síncrono único de Irlanda e Irlanda del Norte.	4
Figura 1.3	Propuesta de trabajo de tesis.	15
Figura 2.1	Dinámicas de un evento en un SEP de acuerdo con el tiempo de ocurrencia.	18
Figura 2.2	Clasificación de los estudios en SEPs con base en el tiempo.	22
Figura 2.3	Interacción entre componentes dinámicos y algebraicos del modelado industrial.	23
Figura 2.4	Modelo industrial.	24
Figura 2.5	Modelo industrial para simulaciones transitorias adaptado para programación.	25
Figura 2.6	Modelo de aerogenerador tipo 3.	30
Figura 2.7	Estructura del aerogenerador tipo 3.	32

Figura 2.8	Modelo generador/convertidor.	33
Figura 2.9	Modelo del control eléctrico.	34
Figura 2.10	Modelo de la turbina.	35
Figura 2.11	Señal oscilante sintética con 2 modos estables. (a) Forma de onda. (b) Espectro.	39
Figura 2.12	Base bi-ortogonal para el diseño de bancos de filtros FIR. (a) Funciones coseno escaladas. (b) Espectros de Fourier.	40
Figura 2.13	Energía en los 2 primeros modos en función del muestreo (L) de las funciones coseno.	42
Figura 2.14	Porcentaje de contribución de la energía del modo a la señal en orden descendente.	43
Figura 2.15	Monocomponentes extraídos de la señal oscilante. (a) Considerando 10 monocomponentes. a) Considerando 2 monocomponentes con la energía más alta.	44
Figura 2.16	Trayectoria de la amplitud de los modos.	44
Figura 3.1	Comportamiento de la medición sincrofasorial de frecuencia resultante de la simulación en PST.	52
Figura 3.2	Estrategia de ventana deslizante para calcular los exponentes de Lyapunov.	54
Figura 3.3	Metodología para evaluar y clasificar la severidad de la integración masiva de energía renovable.	55
Figura 3.4	Proceso de las simulaciones transitorias en PST con integración eólica.	57

Figura 4.1 Diagrama unifilar del NETS-NYPS de 68 buses y 16 máquinas con diferentes niveles de penetración renovable eólica.	62
Figura 4.2 Resultado de las simulaciones transitorias ejecutadas en PST (a) Disparo de generador. (b) Disparo de carga. (c) Disparo de línea	64
Figura 4.3 Descomposición de la amplitud modal del primer modo ante el disparo del G1.	65
Figura 4.4 Cálculo de los índices de severidad para la amplitud de los 4 modos ante el disparo del G1.	66
Figura 5.1 Clasificación de la severidad de los generadores empleando el índice general de rendimiento en la red NETS-NYPS con 4 niveles diferentes niveles de penetración eólica. (a) Análisis de la amplitud del modo 1. (b) Análisis de la amplitud del modo 2. (c) Análisis de la amplitud del modo 3. (d) Análisis de la amplitud del modo 4.	69
Figura 5.2 Clasificación de la severidad de las líneas de transmisión empleando el índice general de rendimiento en la red NETS-NYPS con 4 niveles diferentes niveles de penetración eólica. (a) Análisis de la amplitud del modo 1. (b) Análisis de la amplitud del modo 2. (c) Análisis de la amplitud del modo 3. (d) Análisis de la amplitud del modo 4.	71
Figura 5.3 Clasificación de la severidad de las cargas empleando el índice general de rendimiento en la red NETS-NYPS con 4 niveles diferentes niveles de penetración eólica. (a) Análisis de la amplitud del modo 1. (b) Análisis de la amplitud del modo 2. (c) Análisis de la amplitud del modo 3. (d) Análisis de la amplitud del modo 4.	72
Figura A.1 Metodología para evaluar y clasificar la severidad de los disparos en el sistema mexicano.	88

Figura A.2 Diagrama unifilar del sistema de potencia Mexicano de 190 buses, 46 máquinas y con 8% de penetración eólica.	92
Figura A.3 Comportamiento de los índices en el SIM sin penetración eólica. (a) Disparos de generación. (b) Disparos de línea. (c) Disparos de carga.	95
Figura A.4 Comportamiento de los índices en el SIM con un 8 % de penetración eólica. (a) Disparos de generación. (b) Disparos de línea. (c) Disparos de carga.	96
Figura A.5 Clasificación de la severidad de todos los disparos en el SIM. (a) Sin generación eólica. (b) Con generación eólica.	98
Figura A.6 Comportamiento de la respuesta del sistema simulado para: (a) la perturbación menos grave; y (b) la perturbación más grave.	99

Capítulo 1

Introducción

En este capítulo se aborda la introducción de este trabajo, definiendo una motivación y justificación del problema planteado a partir de un exhaustivo análisis del estado del arte compuesto por referencias consultadas en bibliotecas indexadas de artículos de Ingeniería Eléctrica. También se describe la metodología y los objetivos a cumplir con el desarrollo de esta investigación.

1.1 Motivación y justificación

El avance de los desarrollos tecnológicos y sociales que la humanidad ha venido demandando debido a su crecimiento [1], han aumentado la producción de gases de efecto invernadero, lo que provoca un aumento en el calentamiento global, teniendo como consecuencia severos efectos en la salud como por ejemplo muertes causados por olas de calor, tormentas e inundaciones [2]. Las emisiones de carbón son la principal causa de calentamiento global, lo que ha llevado a los gobiernos de todo el mundo a tomar acciones para reducir estas emisiones [3]. Una de las medidas se ha centrado en sustituir las fuentes de generación convencional de combustibles fósiles por generación renovable [4, 5]. Las energías solar y eólica han tenido un crecimiento acelerado en su implementación desde hace ya dos décadas [6]. Sin embargo,

estas tecnologías presentan desafíos a solucionar, en diversas áreas de la Ingeniería Eléctrica [7]. Por ejemplo, son causantes aun de problemas de confiabilidad en torno a la estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia (SEP), entre otras cosas, debido a la variabilidad del recurso renovable y a la dificultad para predecir y controlar este comportamiento.

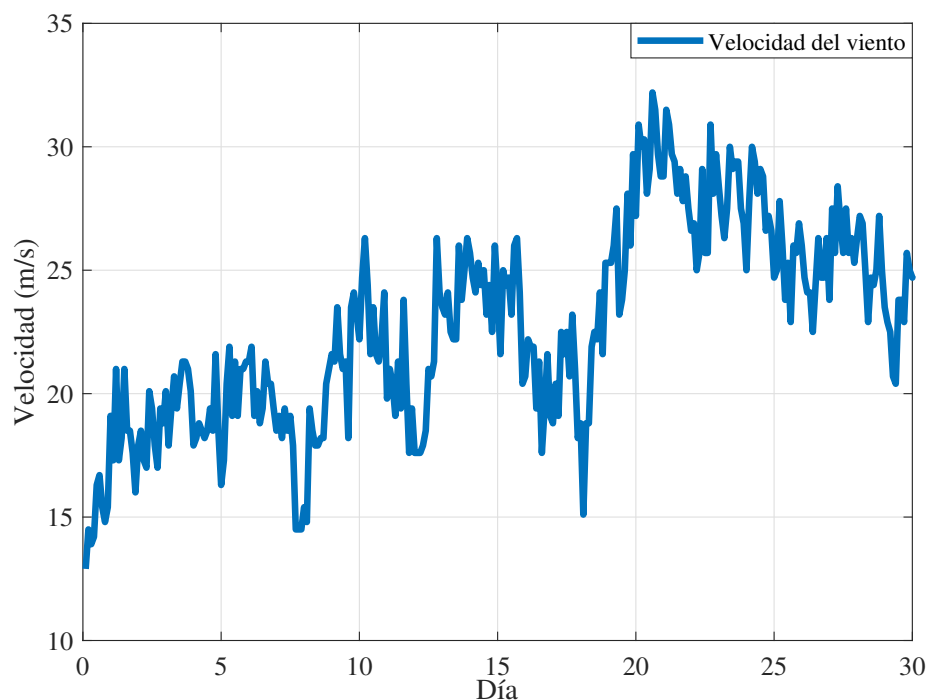


Figura 1.1: Perfil de viento medido en el parque eólico La Venta, recolectado durante el mes de abril del 2018 por el Centro Mexicano de Innovación en Energía Eólica.

Esta variabilidad se puede apreciar, por ejemplo, en el recurso eólico. En la Fig. 1.1 se muestra el comportamiento de un perfil de viento medido durante el mes de abril de 2018 el parque eólico La Venta, México obtenido del Atlas eólico mexicano, publicado por el Centro Mexicano de Innovación en Energía Eólica [8]. Se puede observar que dicha generación es extremadamente volátil y cambia aleatoriamente durante periodos cortos de tiempo.

Otro problema que surge al momento de incrementar la generación renovable es la pérdida de inercia [9] al sustituir las masas rotatorias de las máquinas de generación convencional por dispositivos de electrónica de potencia que no proveen inercia al sistema y por lo tanto

la estabilidad puede verse afectada si no existe una correcta planificación de elegir los buses óptimos de las plantas renovables que se planean construir.

Debido a estos problemas (variabilidad y pérdida de inercia), en la actualidad se están diseñando metodologías de planeación [10], control [11] y operación [12] de los SEPs, enfocadas en dar confiabilidad y continuidad, con la combinación de fuentes de generación renovable (RES) y convencional. Dentro de estos estudios se considera también el análisis de estabilidad, tanto en tiempo real, como en planeación de la expansión de fuentes de energía renovable.

Para realizar una correcta planeación es necesario evaluar la estabilidad del sistema con las plantas renovables integradas, para determinar la severidad de los disturbios que pudieran ocurrir y posteriormente decidir si la planta propuesta afecta la operación y continuidad del sistema. Para estos estudios se realiza un análisis de estabilidad transitoria [13]. La estabilidad transitoria comúnmente evalúa la estabilidad del ángulo del rotor de los generadores síncronos del sistema, cuantificando la habilidad del sistema a mantener el sincronismo después de sufrir una perturbación severa.

El principal efecto de la generación renovable en la estabilidad transitoria está relacionado con el hecho de que proporciona poca inercia a un sistema porque está parcial o completamente desacoplada mecánicamente. Con la sustitución progresiva de la generación convencional por RES no síncrona, la inercia del sistema disponible disminuye como se observa en la Fig. 1.2 donde se muestra la tendencia de disminución en la inercia al introducir RES en el sistema eléctrico síncrono único de Irlanda [14], lo que significa que si se produce un desequilibrio de potencia. La desviación de frecuencia para el mismo desequilibrio es mayor en un sistema que tenga menos inercia disponible. Hasta cierto punto, el problema puede aliviarse mediante la introducción de mecanismos de respuesta de frecuencia rápida (algunos de los cuales se denominan inercia virtual), pero la inercia genuina proporcionada por una planta síncrona puede replicarse completamente sólo por una planta basada en convertidor si

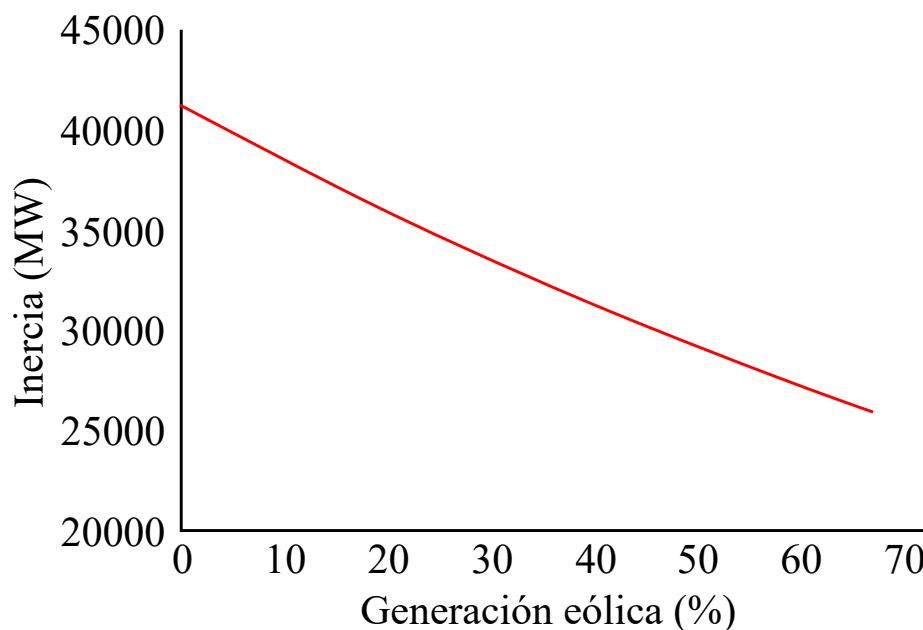


Figura 1.2: Reducción de la inercia del sistema a medida que aumenta la penetración de las energías renovables en el sistema eléctrico síncrono único de Irlanda e Irlanda del Norte.

el desequilibrio de potencia en el sistema se evalúa y compensa directamente en tiempo real.

Para poder realizar los estudios de estabilidad es necesario conocer el comportamiento del SEP ante la inserción de renovables para lo cual las Unidades de Medición Sincrofasorial (PMU) realizan un monitoreo de las variables del sistema para crear conciencia situacional sobre el comportamiento del sistema en todo momento, con el fin de brindar toda la información posible en tiempo real [15]. Para el análisis de estos datos, existen diversos Sistemas de Monitoreo de área Amplia (WAMS) que trabajan a partir de los datos concentrados de múltiples PMUs. El conjunto de herramientas WAMS permite visualizar y analizar una gran cantidad de información colectando parámetros eléctricos como frecuencia, voltaje, corriente, ángulos y las potencias, a través de los PMUs instalados en diferentes locaciones del sistema de potencia [16, 17, 18]. Por lo tanto, cuanto más PMUs se instalen mayor es la observabilidad del sistema [16]. La principal característica de los PMUs es que todas las mediciones están sincronizadas a una sola estampa de tiempo, lo que permite un

análisis comparando otras mediciones de PMUs. Adicionalmente los PMUs tienen una mayor tasa de muestreo comparado por ejemplo con los sistemas SCADA (sistema de supervisión, control y adquisición de datos) lo que permite mayor precisión en la obtención de los datos del sistema [19].

1.1.1 Justificación

El cambio climático es un problema global que tiene consecuencias negativas directamente relacionadas con el medio ambiente, como el aumento de la temperatura del aire y el cambio del régimen de precipitaciones, eventos climáticos extremos más frecuentes (registrados en el 58 % de los países), las sequías de verano (50 % de los países) y viento/tormenta (29 % de los países) [20]. Particularmente en México, se ha incrementado en la región norte los terrenos estériles, aumento de la temperatura en la región centro del país, adelantamiento de las épocas de calor, aceleración de la pérdida de bosques, desaparición de los glaciares en los volcanes Pico de Orizaba, Popocatépetl e Iztaccíhuatl y finalmente aparición de enfermedades como el dengue en Chihuahua, zona donde no se tenían casos registrados [21]. Debido a esto es importante que se tomen medidas urgentes y efectivas para reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y mitigar los efectos del cambio climático. Una de las formas de reducir las emisiones de GEI es mediante el aumento de la generación de energía renovable, en particular solar y eólica.

El sector eléctrico es uno de los principales emisores de GEI [22], por lo que, para reducir estas emisiones, se busca aumentar la participación de las fuentes renovables en la matriz eléctrica. Sin embargo, la integración de estas fuentes representa un gran desafío para la operación y planificación del sistema eléctrico. Esto se debe a que las energías renovables son intermitentes y su disponibilidad depende de las condiciones climáticas, lo que puede afectar la estabilidad de la red eléctrica. Además, su integración puede disminuir la inercia del sistema, lo que puede aumentar la vulnerabilidad del sistema ante perturbaciones.

Por lo tanto, es importante desarrollar herramientas para evaluar la integración de las energías renovables en el sistema eléctrico y su efecto en la estabilidad del sistema. Esto permite una planificación adecuada de la infraestructura y una operación segura y confiable del sistema eléctrico. Además, la evaluación de la integración de las energías renovables puede ayudar a cumplir con los objetivos internacionales establecidos en el Acuerdo de París donde se busca que el aumento de la temperatura media global no supere los 2 respecto a los niveles preindustriales, así como el compromiso de todos los países de hacer esfuerzos adicionales para conseguir que este incremento de la temperatura no supere 1,5[3]. Para poder cumplir este acuerdo México se ha establecido reducir las emisiones de efecto invernadero en un 22% antes del 2030 introduciendo generación renovable como un camino para lograr esto [23].

La evaluación de la integración de las energías renovables en el sistema eléctrico se puede realizar mediante el análisis de la dinámica de las variables asociadas a este. Un enfoque que puede ser utilizado es el análisis de las trayectorias de los modos, que se basa en la identificación de los modos a partir de mediciones sincrofasoriales. La dinámica del sistema eléctrico se puede representar mediante un modelo matemático, que puede ser resuelto utilizando herramientas computacionales. Debido a esto, esta investigación busca desarrollar herramientas para evaluar estabilidad en sistemas eléctricos de gran escala. En particular, se busca evaluar el efecto de la integración de la energía eólica en la estabilidad del sistema eléctrico mediante la extracción de patrones modales.

Para lograr este objetivo, se utiliza el exponente de Lyapunov, que es una medida de la sensibilidad del sistema a las condiciones iniciales. El exponente de Lyapunov se puede utilizar para evaluar la estabilidad de los modos de oscilación del sistema eléctrico y su sensibilidad a las perturbaciones. La evaluación se realiza mediante el análisis de datos de mediciones sincrofasoriales, que permiten obtener información detallada sobre la dinámica del sistema eléctrico.

Los resultados de esta investigación tienen un impacto significativo en la planificación y

operación de los sistemas eléctricos. La evaluación de la integración de las energías renovables permite identificar los posibles problemas.

1.2 Estado del arte

En esta sección se presentan el análisis de documentación indexada que han abordado esta problemática a partir de la evaluación de la estabilidad y el uso de mediciones sincrofasoriales para análisis de severidad utilizando patrones modales.

De acuerdo a una recopilación de trabajos en torno al análisis de la estabilidad transitoria mostrados en [24] la llegada de las RES ha degradado esta estabilidad; Se muestran por ejemplo, que para niveles del 50% de penetración eólica la estabilidad del sistema ha disminuido significativamente en el sistema de potencia IEEE de 14 buses [25]. Debido a esto, para mantener la continuidad y confiabilidad de los sistemas de potencia es necesario poder cuantificar el impacto de la generación renovable en la estabilidad del sistema, ante la ocurrencia de perturbaciones, con el fin de poder planificar una correcta expansión del sistema sin perder la estabilidad transitoria [26]. Estos estudios pueden llegar a ser difíciles de ejecutar debido a la intermitencia y las dificultades para prever el comportamiento de las RES [27], lo que ha llevado a investigar la cuantificación de este impacto a partir de diferentes perspectivas [28]. También, en [29] se aborda el análisis de estabilidad transitoria incorporando la intermitencia y volatilidad del recurso eólico para evaluar la estabilidad transitoria en presencia de parques eólicos equipados con generadores de inducción de doble alimentación (DFIG) y generadores síncronos de imanes permanentes (PMSG).

Aunado a los estudios de estabilidad, para poder mejorar la interpretabilidad de los análisis, se han implementado formas de mostrar de manera precisa la evaluación de la estabilidad transitoria [30], complementando el análisis cuando ocurren eventos en cascada [31], y evaluar la penetración de energía renovable, en las que se han propuesto varios índices

de estabilidad. En [32], una colección de índices de estabilidad muestra que las variables de ángulo y velocidad angular del rotor de los generadores síncronos son ampliamente utilizadas, resultando en hasta 13 índices de estabilidad, y siendo los más utilizados aquellos asociados con el ángulo del rotor de las máquinas síncronas [33]. También se han evaluado los límites críticos determinados por el tiempo crítico de liberación de falla (CCT por sus siglas en inglés) [24], la correlación entre la inyección de potencia activa y la respuesta del ángulo del rotor [34], o el índice de sensibilidad al voltaje [35]. En [34], los autores proponen el límite de estabilidad angular que evalúa la relación entre la potencia activa y el ángulo del rotor a diferentes contingencias, dando como resultado una región que indica los límites de estabilidad por magnitud. Se consideran la relación entre la estabilidad transitoria y la reducción de la inercia, donde se calculan el umbral crítico de inercia y las curvas de respuesta de carga del sistema [36], así como la desviación máxima de frecuencia después de una perturbación [37], y la estabilidad transitoria basada en el límite de penetración renovable [38]. Además, se consideran enfoques compuestos basados en múltiples métricas individuales [39], y para medir la propagación de un disturbio [40], así como índices de clasificación multi-paso complejos que se basan en técnicas de aprendizaje automático como redes neuronales convolucionales [41] o árboles de clasificación y regresión [42]. Sin embargo, la observabilidad de las técnicas que utilizan una sola métrica tiende a ser menor que la de las técnicas complejas. Además, la complejidad de estas últimas las hace desafiantes de escalar cuando se aplican a sistemas de potencia con un gran número de elementos, considerando la recolección de datos a partir de diferentes técnicas.

Una de las técnicas más usadas para recolectar datos son los dispositivos WAMS que se han implementado en diversas partes del mundo. En Tennessee se cuenta con una plataforma WAMS que puede detectar eventos, detectar oscilaciones y tiene un diccionario de eventos [43]. En Brasil se implementó una plataforma WAMS que permite monitorear el sistema en tiempo real, estimar los parámetros de las líneas de transmisión y realizar una localización de fallas [44].

De los parámetros obtenidos a partir de WAMS se pueden obtener patrones modales como la trayectoria de los modos, la frecuencia de oscilación y el amortiguamiento, a partir de métodos basados en técnicas de análisis modal sobre un modelo linealizado del SEP [45, 46, 47, 48], en particular mediante análisis de valores propios. En [45, 46, 47, 48, 49] se proponen métodos de análisis ringdown lineal y métodos de análisis de medidores de modo, que son estrategias de procesamiento digital de señales y datos ambientales. Para los modos oscilantes interárea, se han propuesto estrategias modernas en [50] y [51] utilizando el análisis lineal ringdown. Asimismo, se han propuesto métodos de análisis no lineal que utilizan la transformada de Hilbert-Huang [52], [53]. Cabe destacar que dichos métodos son capaces de proporcionar información sobre los modos oscilantes, empleando información de la señal completa.

De acuerdo con todos los índices reportados en [32], uno de los peores problemas es encontrar los umbrales correctos cuando se evalúan grandes muestras de datos; este problema aparece al final de las ventanas de análisis debido a las pérdidas de información que suelen ocurrir durante la transmisión. Otro problema está relacionado con el número de señales analizadas, por ejemplo, la referencia [33] presenta que un gran número de señales puede provocar índices de desviación angular que son difíciles de observar gráficamente debido al volumen de variables. Algunos índices como el CCT pueden proporcionar información precisa sobre la variable temporal, sin embargo, este índice deja de lado el análisis de la conformidad del código de red. El monitoreo en tiempo real se utiliza para el análisis de estabilidad en dos referencias [54, 55], en microredes, pero no se informa en sistemas de potencia grandes.

Debido a estas problemáticas en la evaluación de estabilidad, se puede revisar como se ha analizado el problema en otras áreas de la ciencia, en las que investigaciones en la última década han dejado claro que muchos sistemas de interés físico, biológico, eléctrico y químico exhiben un comportamiento altamente inestable o caótico [56]. Por lo tanto el problema de detectar y cuantificar el caos se ha vuelto de suma importancia. Existen

una gran cantidad de técnicas para visualizar una gran clase de manifestaciones gráficas interesantes del comportamiento caótico en los sistemas dinámicos. Se sabe gracias a los autores en [57] que los exponentes de Lyapunov cuantifican la estabilidad media de los modos oscilatorios, y se observa que este exponente tiene una dependencia en los parámetros de bifurcación de ecuaciones logísticas. De estos exponentes de Lyapunov, se puede mostrar su comportamiento como mapas gráficos y también evaluando los signos de éste. Un mapa unidimensional es caracterizado por un exponente de Lyapunov que es positivo para caos, cero para una órbita marginalmente estable y negativo cuando es estable. Cualquier sistema que contenga al menos un exponente de Lyapunov positivo se define como caótico, y la magnitud del exponente refleja la escala de tiempo en la que la dinámica del sistema se vuelve impredecible. También se ha utilizado el exponente de Lyapunov [58] para evaluar estabilidad en otras ramas científicas. Por ejemplo, el máximo exponente de Lyapunov se ha utilizado para la detección temprana del cáncer [59] y para evaluar el caos a diferentes condiciones iniciales [60]. El cálculo de los exponentes de Lyapunov se puede implementar de acuerdo con la naturaleza de la señal analizada y la precisión deseada. En [61], los autores han demostrado que el cálculo de los exponentes en tiempo discreto es adecuado cuando se involucran proyecciones en el sistema lineal, requiriendo menos esfuerzo computacional y obteniendo resultados confiables. En el área de sistemas de potencia se han propuesto para evaluar estabilidad de voltaje y el CCT [62]. Por ejemplo, los autores en [63] proponen una metodología para calcular la estabilidad de voltaje a corto plazo y el CCT observando las variaciones en el exponente de Lyapunov basadas en mediciones de voltaje en tiempo real. Por el contrario, la investigación realizada en [64] propone una clasificación de severidad de eventos en la red basada en mediciones de frecuencia y el exponente de Lyapunov. Se han introducido para evaluar la estabilidad transitoria bajo la penetración masiva de parques eólicos [65]. Ellos muestran cómo la estabilidad del sistema se degrada cuando aumenta el porcentaje de integración de energía renovable. Además, los autores demuestran que la pérdida de inercia contribuye a la degradación de la estabilidad. En [66], los exponentes se

utilizan para encontrar el bus óptimo para integrar recursos energéticos distribuidos mediante el cálculo del máximo exponente de Lyapunov a partir de señales de voltaje de fasor y seleccionando los valores negativos con una amplitud más alta entre un conjunto de buses. Todos estos resultados mostraron que este índice es una buena alternativa para evaluar la estabilidad de redes de potencia a gran escala bajo diversas condiciones de operación, niveles de penetración renovable y diferentes tipos de perturbaciones.

1.2.1 Discusión

El análisis de estado del arte revela varias áreas interesantes para la investigación en el campo de la estabilidad transitoria de los sistemas de potencia. Se destaca la relevancia de los exponentes de Lyapunov como una herramienta matemática adecuada para analizar dicha estabilidad. Se observa que, hasta el momento, estos exponentes han recibido poca atención en el ámbito del análisis de la generación no convencional, lo que representa una oportunidad para futuras investigaciones.

Otra área de oportunidad provista por el estado del arte es el estudio de los patrones modales que se obtienen de los sistemas WAMS, derivados de los patrones modales. La obtención de patrones modales como la amplitud, frecuencia, y amortiguamiento permiten obtener trayectorias variables en el tiempo de estas mediciones, con las que se permitiría realizar análisis de estabilidad transitoria de manera eficiente.

En conclusión, el estado del arte resalta la importancia de los exponentes de Lyapunov como herramienta de análisis en la estabilidad transitoria de los sistemas de potencia. Además, se identifica la necesidad de investigar y explorar el uso de estos exponentes para evaluar la severidad ante diferentes escenarios como el porcentaje de energía renovable en el SEP. Se plantea el uso de mediciones sincrofasoriales. Este enfoque ofrece vías prometedoras para comprender y mejorar la estabilidad transitoria en los sistemas de potencia, tanto en términos de eficiencia computacional como de análisis en tiempo real.

1.3 Delimitación y planteamiento del problema

La transición energética, impulsada por la necesidad de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y mitigar el cambio climático, ha promovido una creciente penetración de las fuentes de energía renovable en la matriz energética global. Esta transición está generando cambios significativos en los sistemas eléctricos de potencia dando lugar a una constante evolución para adaptarse a las nuevas condiciones y superar los retos que plantea la integración de estas tecnologías [3].

Con este aumento, es necesario determinar con precisión los umbrales de estabilidad para su integración. La significativa diversidad de índices utilizados para evaluar la integración de energías renovables en [32] y [64] proporciona información específica sobre ciertos aspectos del sistema. Sin embargo, esta variedad de índices puede llevar a un análisis incompleto, donde algunas características pueden pasar desapercibidas, complicando la toma de decisiones. Adicionalmente con el desarrollo de nuevas plataformas de monitoreo como los WAMS, es necesario desarrollar e integrar herramientas de evaluación de estabilidad que puedan trabajar con los datos que estos obtienen. Debido a la naturaleza no lineal de los datos, es necesario buscar soluciones para el análisis de estabilidad transitoria, donde se pueda analizar bajo un enfoque de ventana deslizante la estabilidad contrariamente a una muestra de datos estática donde tradicionalmente se evalúa la estabilidad con el estudio de los eigenvalores.

1.4 Hipótesis

Se puede desarrollar una herramienta basada en el exponente de Lyapunov que puede ser una solución eficaz para determinar la severidad de la integración de energías renovables, ya que es un indicador de la sensibilidad de un sistema dinámico a las condiciones iniciales. Además, los patrones modales obtenidos a partir de mediciones sincrofasoriales pueden proporcionar

la información adecuada sobre la dinámica del sistema en cuanto a estabilidad se refiere.

Por tanto, el desarrollo de una herramienta basada en el exponente de Lyapunov y los patrones modales derivados de mediciones sincrofasoriales pueden, en conjunto, permitir una evaluación precisa y efectiva de la integración de energías renovables en los sistemas eléctricos de potencia. Esta herramienta puede ayudar a analizar y cuantificar de forma cualitativa y cuantitativa la severidad de los eventos que ocurren en el SEP, mostrando tanto gráficamente como en cantidad la severidad, mostrando en un mapa de calor múltiples simulaciones ayudando a clarificar el procesamiento de estos resultados. Con esta herramienta se puede mejorar la planeación de nuevas plantas renovables, que producen energía libre de dióxido de carbono, lo que reduce el impacto en el cambio climático.

1.5 Objetivos

1.5.1 Objetivo general

Desarrollar una metodología para evaluar la severidad de la integración masiva de la energía renovable en redes eléctricas mediante el exponente de Lyapunov y patrones modales derivados de mediciones sincrofasoriales de eventos en sistemas de potencia y que permita generar un índice de severidad con tres tipos de eventos (salida de líneas, cargas y generadores) que de acuerdo con [67] y [68] son los eventos que más pérdida de estabilidad transitoria causan en los sistemas de potencia.

1.5.2 Objetivos específicos

- Recopilar información a partir de una consulta de publicaciones indexadas, para obtener un estado del arte del problema propuesto.

- Diseñar una metodología mediante el conocimiento del estado del arte que permita resolver el problema planteado.
- Implementar en forma algorítmica la metodología que permita evaluar la severidad ante la integración masiva de energías renovables en sistemas de energía eléctrica, considerando la presencia de múltiples tipos de perturbaciones (entrada/salida de líneas, conexión/desconexión de cargas, disparo de generadores), intermitencia en el recurso eólico, variabilidad en la generación renovable, y grandes excursiones de frecuencia.
- Validar la herramienta basada en los exponentes de Lyapunov realizando una clasificación de eventos con un sistema de prueba propuesto.

1.6 Metodología

En la primera etapa se lleva a cabo un estudio exhaustivo del estado del arte, por medio de consulta de bases de datos de publicaciones indexadas, basado en un análisis detallado de la implementación de índices para evaluar la estabilidad transitoria de frecuencia, utilizando patrones modales derivados de mediciones sincrofasoriales. Esto permite obtener un conocimiento profundo del tema, fundamental para poder proponer soluciones significativas encontradas en esta investigación.

En la segunda etapa se implementa una metodología enfocada en abordar la problemática planteada. Esta metodología contiene todos los pasos y dispositivos necesarios de cómputo, para plantear una solución de manera sistemática.

Para la tercera etapa se desarrolla el índice basado en el exponente de Lyapunov. Implementando el algoritmo para realizar la integración de RES, luego se realiza la programación de un índice que capture toda la información característica de la amplitud

modal, para identificar y categorizar los eventos.

La cuarta etapa es la validación de la solución en un SEP de prueba. En primer lugar, se realiza una selección de los eventos más severos en el sistema de prueba, para posteriormente realizar simulaciones transitorias que permite generar un ranking de severidad de estos eventos.

1.7 Originalidad

La propuesta de tesis se puede ver en la Fig. 1.3.

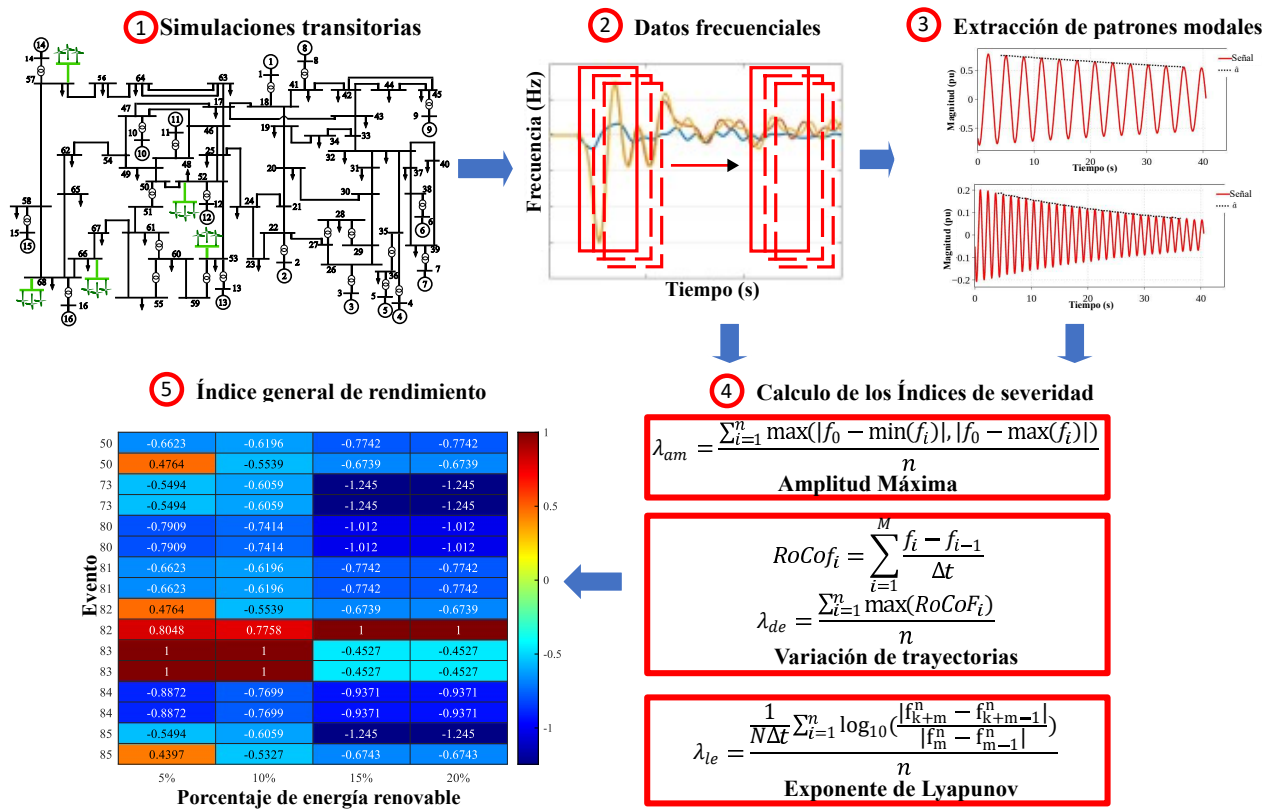


Figura 1.3: Propuesta de trabajo de tesis.

El primer paso es desarrollar una rutina para poder realizar simulaciones de un sistema eléctrico de potencia. En el sistema de potencia propuesto, se introducen diferentes porcentajes de energía renovable eólica. Luego se simulan diferentes eventos: salida de generación, carga y líneas de transmisión.

A partir de los eventos obtenidos con diferentes niveles de renovables y eventos en el sistema se procede a realizar el análisis de severidad, para el sistema de 68 buses de Nueva Inglaterra donde se realiza una extracción de patrones modales por tres métodos para dar robustez a la tesis que están indicados como paso 2 y 3 en la Fig. 1.3.

El paso número 4 en la Fig. 1.3 es evaluar la severidad de cada evento con base en tres índices de severidad, para determinar qué porcentaje y en que bus la penetración renovable provoca pérdida de estabilidad en el sistema de potencia.

Por último, en el paso 5 de la Fig. 1.3 se calcula el índice general de rendimiento de acuerdo con la asignación de valores de peso para cada índice de severidad.

1.8 Publicaciones

1. **J. M. Ramos-Guerrero**, M. R. A. Paternina, F. R. Segundo Sevilla, A. Obusevs, J. A. Moreno-Corbea, D. Rodales, A. Sánchez, A. Zamora, J. M. Ramírez, José Ortiz-Bejar, "Assessment and Ranking of the Severity of Disturbances in the Mexican Interconnected System," 2023 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC), Ixtapa, Mexico, 2023, pp. 1-6, doi: 10.1109/ROPEC58757.2023.10409316.
2. **J. M. Ramos-Guerrero**, R.D. Reyes, F. Zelaya, M.R.A. Paternina, A. Zamora, "Data-Driven Transient Stability Assessment by Modal Patterns-based Severity Indices," 2024 North American Power Symposium (NAPS), University of Texas at El Paso (UTEP), 2024, sometido.

Capítulo 2

Marco teórico

En este capítulo se abordan los conceptos matemáticos y físicos fundamentales para el desarrollo de la investigación. Se define el concepto de estabilidad transitoria, y los modelos que se utilizan para la simulación de SEP. Se introduce la teoría sobre filtro Fourier-Coseno y su uso para extraer patrones modales. Finalmente, se explican los índices para evaluar estabilidad transitoria.

2.1 Estabilidad transitoria

La estabilidad transitoria en un SEP se refiere a su capacidad para regresar a un estado de equilibrio luego de ser perturbado físicamente, manteniendo la mayoría de sus variables dentro de los límites establecidos por los códigos de red, sin sufrir daños significativos [69]. Dada la variedad de fenómenos posibles, estos estudios han sido abordados desde diversos enfoques [70]. Una de estas perspectivas se centra en la variación de los ángulos del rotor en función del tiempo. Si el ángulo del rotor δ_i de una máquina o un grupo de máquinas sigue aumentando con respecto al resto del sistema en una contingencia, se dice que el sistema es inestable. El ángulo del rotor δ_i de cada máquina se mide con respecto a un sistema de referencia de rotación fijo que es el sistema de referencia síncrono. Por lo tanto,

la inestabilidad de una máquina significa que el ángulo del rotor de la máquina i se aleja del resto del sistema. A partir de este ángulo se puede obtener la frecuencia del sistema, como su primera derivada [71]. Gracias a que los sistemas WAMS pueden entregar directamente el comportamiento dinámico de la frecuencia, esta variable también se utiliza para evaluar estabilidad transitoria [72, 73]. En su forma más simple, un sistema de potencia sometido a una perturbación puede describirse mediante un conjunto de tres ecuaciones diferenciales [74]. La Fig. 2.1 muestra las dinámicas del sistema de potencia de acuerdo al tiempo en que ocurren.

$$\dot{x}(t) = f^I(x(t)) \quad -\infty < t < 0 \quad (2.1.1)$$

$$\dot{x}(t) = f^F(x(t)) \quad 0 < t < t_{cl} \quad (2.1.2)$$

$$\dot{x}(t) = f^E(x(t)) \quad t_{cl} < t < \infty \quad (2.1.3)$$

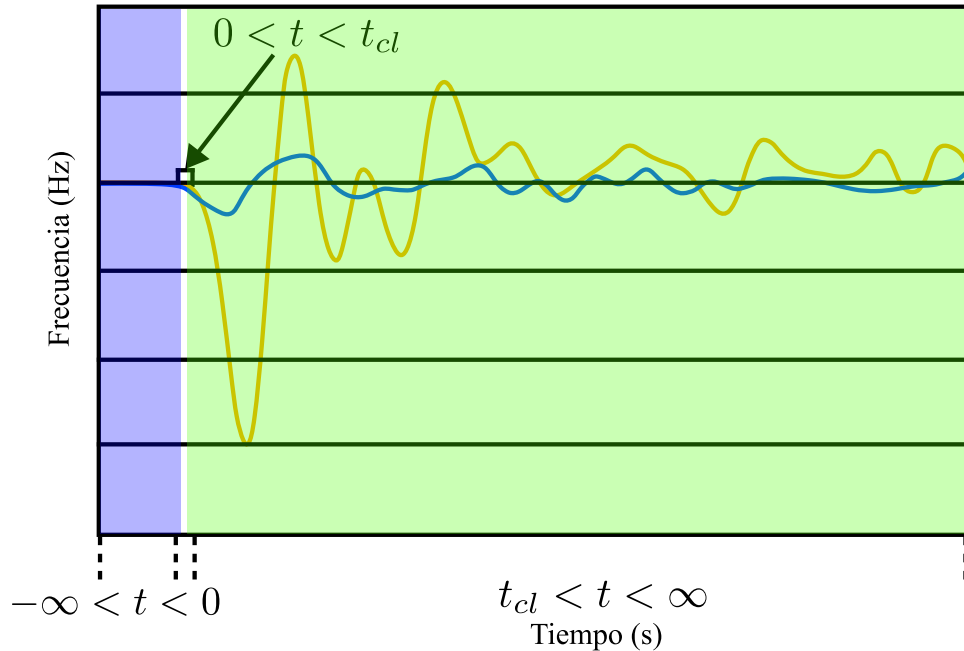


Figura 2.1: Dinámicas de un evento en un SEP de acuerdo con el tiempo de ocurrencia.

donde $x(t)$ es el vector de variables estables del sistema en el tiempo t , f^I representa la dinámica del sistema en la etapa previa a la perturbación, f^F describe la dinámica del sistema durante una condición de falla, f^E simboliza la dinámica del sistema después de la falla, y t_{cl} es el momento en que se elimina la falla. En $t = 0$, se produce un disturbio en el sistema y la dinámica cambia de f^I a f^F . El periodo $0 < t < t_{cl}$ se denomina periodo de falla, en el que el sistema se rige por la dinámica de la perturbación f^F . Antes de que la falla se elimine en $t = t_{cl}$, podemos tener varias conmutaciones en la red, cada una dando lugar a un f^F diferente. Cuando la falla se elimina en $t = t_{cl}$, tenemos la dinámica posterior al disturbio $f^E(x(t))$. En el período anterior a la falla $-\infty < t < 0$, el sistema se habría estabilizado en un estado estacionario, de modo que se conoce $x(0) = x_o$.

$$\dot{x}(t) = f^F(x(t)) \quad 0 < t < t_{cl} \quad (2.1.4)$$

$$x(0) = x_o \quad (2.1.5)$$

y

$$\dot{x}(t) = f^E(x(t)) \quad t > t_{cl} \quad (2.1.6)$$

La solución de las ecuaciones (2.1.4) y (2.1.5) proporciona en cada instante de tiempo las posibles condiciones iniciales para (2.1.6). Es posible suponer que (2.1.6) tiene un punto de equilibrio estable x_s . La cuestión es si la trayectoria $x(t)$ para (2.1.6) con la condición inicial $x(t_{cl})$ converge a x_s como $t \rightarrow \infty$. El CCT se calcula como el valor más largo de t_{cl} en el que se mantiene esta condición [75]. La estabilidad transitoria puede ser analizada, sin importar la variabilidad de recursos de generación con los que cuente el sistema de potencia que se analiza.

Adicionalmente debido a la naturaleza no lineal de los SEPs se pueden modelar los sistemas con un conjunto de ecuaciones diferenciales (2.1.4-2.1.6) y algebraicas de la forma [76].

$$\dot{x} = f(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \mathbf{u}) \quad (2.1.7)$$

$$0 = g(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \quad (2.1.8)$$

Para poder realizar el análisis de la severidad, es necesario poder medir guardar y analizar las variables físicas del SEP. Para este propósito se han implementado diversos esquemas de medición que combinan elementos físicos y herramientas computacionales para tal fin. Los más comunes en SEPs son los sistemas SCADA y los Sistemas de Monitoreo de Área Amplia [77].

2.2 Sistemas de Monitoreo de Área Amplia (WAMS)

Los WAMS han revolucionado significativamente la operación y gestión de los sistemas eléctricos modernos. Su capacidad para proporcionar una visión detallada y en tiempo real del comportamiento dinámico de la red eléctrica ha sido posible gracias al desarrollo continuo de tecnologías de medición sincronizada y la implementación de PMUs [78].

El WAMS, al recopilar mediciones de múltiples ubicaciones remotas en todo el sistema de potencia, ofrece una visión instantánea completa y sincronizada del estado del sistema eléctrico en un momento dado. Esto es esencial para comprender mejor la dinámica de la red y para permitir una respuesta rápida ante eventos o perturbaciones inesperadas. La tecnología de medición sincronizada (SMT por sus siglas en inglés) desempeña un papel fundamental en el WAMS, utilizando señales horarias de Sistema de Posicionamiento Global (GPS por sus siglas en inglés) para marcar con precisión la temporalidad de las mediciones. Esta sincronización temporal es crucial para garantizar la integridad y coherencia de los datos recopilados, permitiendo la combinación de mediciones y el análisis preciso del comportamiento de la red.

Los PMUs, como componentes clave del WAMS, fueron desarrollados en los inicios de la década de 1980 y se han convertido en la forma más ampliamente utilizada de tecnología de medición sincronizada en la industria eléctrica. Estos dispositivos tienen la capacidad de

medir fasores de voltaje y corriente a una velocidad de una vez por ciclo, lo que proporciona una representación precisa y detallada del estado eléctrico de la red. El estándar IEEE C37.118 establece los requisitos de rendimiento de medición y un protocolo de comunicación para los PMU, asegurando la interoperabilidad y la consistencia en la implementación de esta tecnología en diferentes sistemas eléctricos.

Es importante destacar que el estándar IEEE C37.118 también ofrece la flexibilidad de incluir valores analógicos y digitales en los flujos de medición, permitiendo la transmisión de señales de estado binarias y mediciones de formas de onda junto con los datos fasoriales. Esta capacidad amplía las posibilidades de aplicación del WAMS, permitiendo el monitoreo y la evaluación de una amplia gama de parámetros eléctricos que son críticos para la operación segura y eficiente de la red eléctrica.

Su arquitectura puede ser altamente compleja y variar significativamente según las necesidades y características específicas de cada sistema eléctrico. En la literatura especializada [79, 80], se pueden encontrar diversos ejemplos y metodologías para diseñar e implementar estos sistemas que se adapten a las necesidades particulares de cada caso de estudio. La consideración de la latencia, la variabilidad temporal y la confiabilidad de la red de comunicación son aspectos críticos en el diseño y despliegue de un WAMS, especialmente en lo que respecta al soporte de funciones de protección.

La red de comunicación que conecta los dispositivos PMU y otros componentes del WAMS debe garantizar la entrega oportuna, confiable y consistente de las mediciones a los sistemas de protección y control. La calidad y la integridad de estas mediciones son fundamentales para garantizar una respuesta efectiva ante eventos adversos y para mantener la estabilidad y seguridad operativa del sistema eléctrico en todo momento.

Debido a las limitaciones que se tienen al acceso a un sistema WAMS, así como para fines de validación, en este trabajo se realizarán simulaciones, en donde se obtienen los parámetros que tradicionalmente se podrían obtener de ellos.

2.3 Simulación de SEPs para estudios de estabilidad transitoria

Un sistema de potencia consiste en elementos dinámicos (Generadores, transformadores, líneas de transmisión y cargas) acoplados por la red eléctrica. De acuerdo con la Fig. 2.2 que muestra la clasificación de acuerdo con [13], para la estabilidad transitoria, los estudios dinámicos se encuentran en escalas de tiempo de segundos, por lo que los circuitos de potencia pueden ser representados como redes de secuencia positiva [75]. Entonces la simulación de los eventos es basada con una red eléctrica modelada con un conjunto de ecuaciones diferenciales y algebraicas.

Las ecuaciones algebraicas son lineales si las cargas son modeladas como impedancia, potencia o corriente constante como es el caso de este trabajo. La Fig. 2.3 muestra la interacción entre componentes dinámicos y algebraicos del modelado del sistema de potencia.

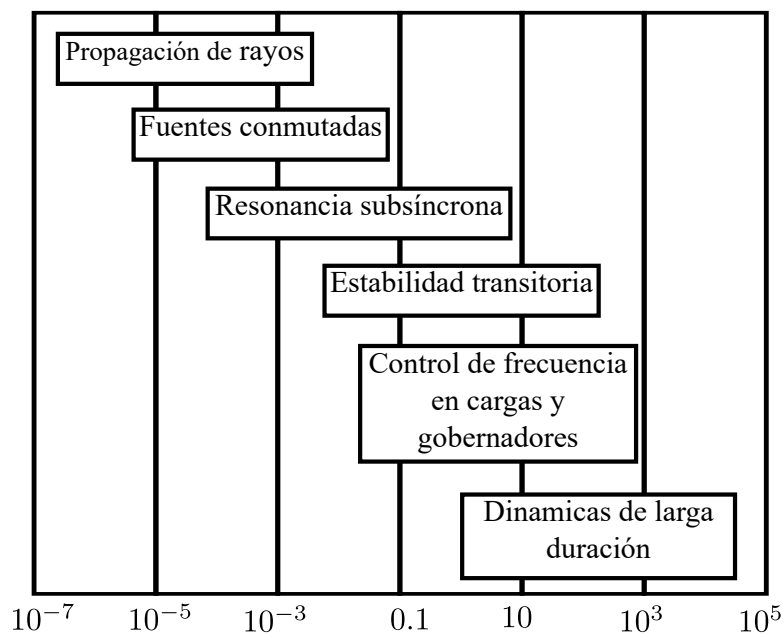


Figura 2.2: Clasificación de los estudios en SEPs con base en el tiempo.

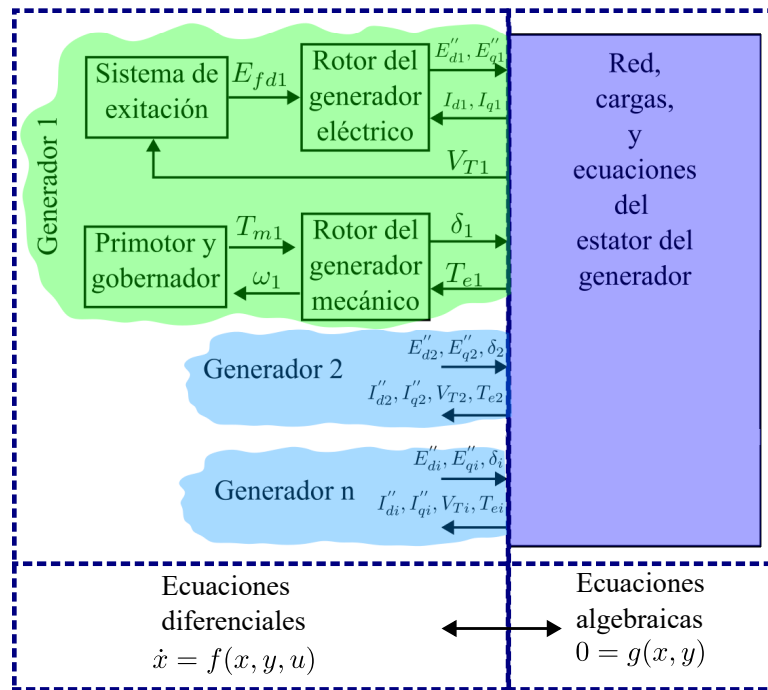


Figura 2.3: Interacción entre componentes dinámicos y algebraicos del modelado industrial.

2.3.1 Modelo Industrial

Una formulación alternativa para las simulaciones multi-máquina que es usada ampliamente en paquetes de simulación de SEPs es llamada el modelo industrial [81]. La principal diferencia es en términos del conveniente reordenamiento de las ecuaciones para un punto de vista de programación.

Por lo que el modelado adopta el modelo industrial mostrado en la Fig. 2.4. La complejidad surge de inicializar los valores de equilibrio de los estados (como los flujos de los generadores) antes de comenzar un evento y luego resolver la solución de la red requerida para cada paso de tiempo de integración después de que la falla ha sido aplicada. En adición el programa también necesita hacer uso de varios modelos de generadores (Como unidades de generación de vapor e hidráulicas) y de sistemas de excitación (fuentes AC y DC). Un diagrama de flujo de los pasos involucrados en la simulación dinámica es la mostrada en la

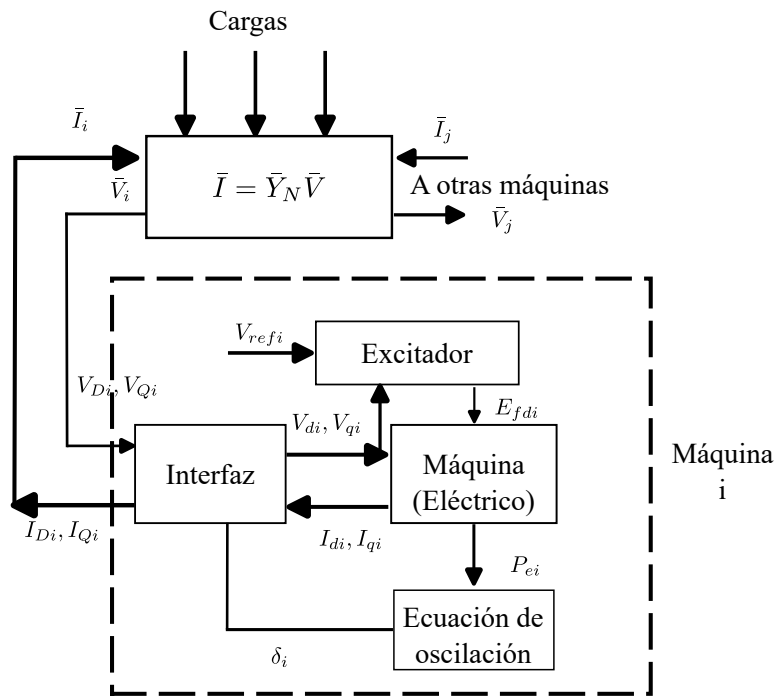


Figura 2.4: Modelo industrial.

Fig. 2.5. Para realizar simulaciones se han desarrollado varias herramientas computacionales. Para este trabajo se ha utilizado el paquete Power System Toolbox (PST), debido a que se puede ejecutar en el software Matlab.

2.4 Power System Toolbox (PST)

En esta sección se presenta este paquete de herramientas y análisis en sistemas de potencia, desarrollado por Joe H. Chow y Kwok W. Cheung en 1992 [82]. PST fue diseñado para para uso científico y estudiantil. El software provee modelos de los elementos del sistema en código y funciones de Matlab. Debido a el acceso al código en Matlab, se pueden implementar nuevas funciones o modificar las ya existentes para los casos de simulación deseados. PST puede realizar funciones de red como solución de flujos de potencia, cálculo de la matriz Y y soluciones de redes con cargas no conformes. Sin embargo, también permite realizar estudios

con modelos dinámicos los cuales se presentan a continuación.

- Modelos de máquinas: Tres tipos de modelos están disponibles: modelo electromecánico, modelo que incluye los efectos transitorios y modelo que incluye los efectos subtransitorios [83].

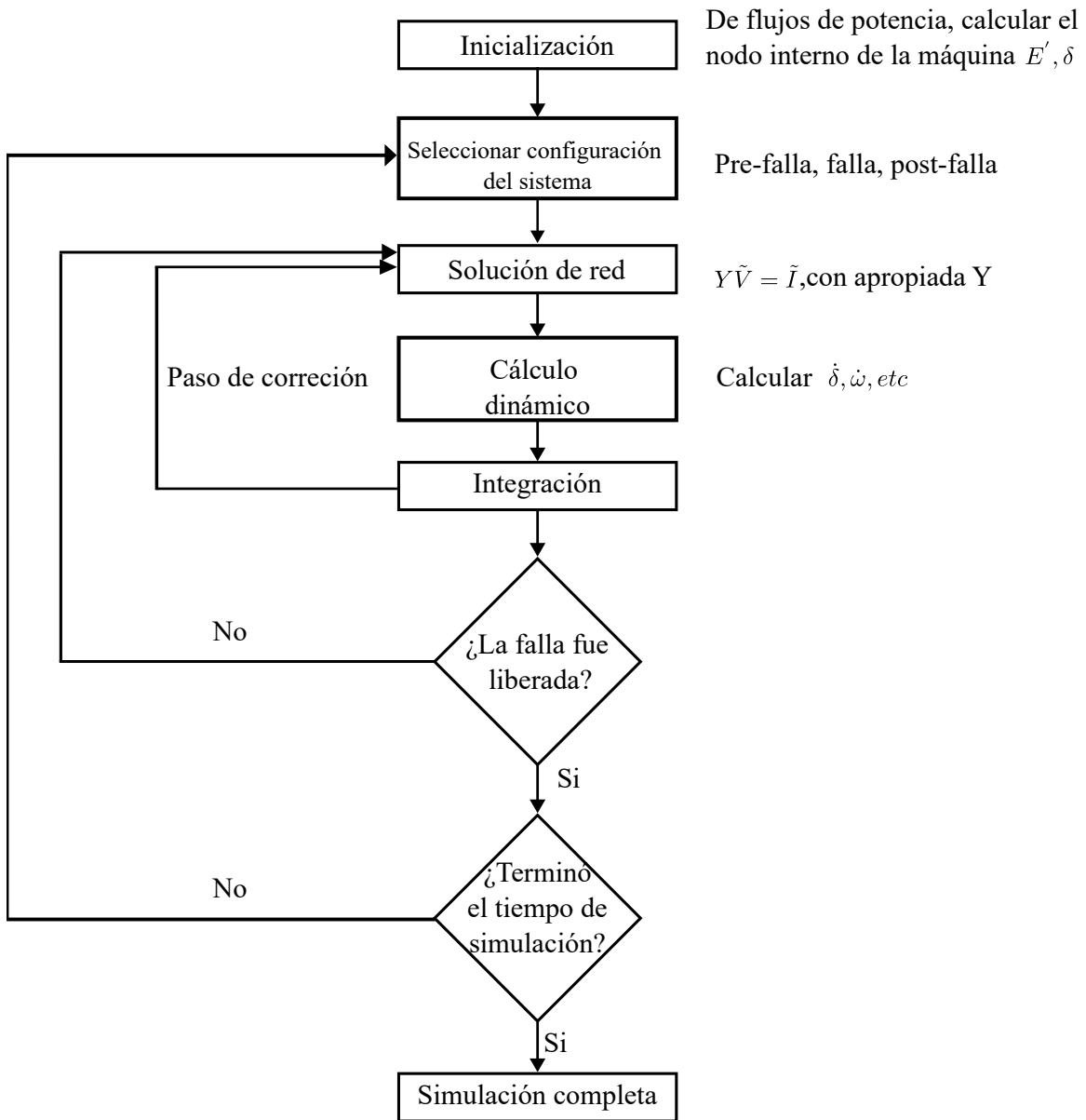


Figura 2.5: Modelo industrial para simulaciones transitorias adaptado para programación.

- Modelos del sistema de excitación: Modelos IEEE tipo DC1, DC2 y ST3 [84].
- Modelo del sistema de control estático de vares [85].
- Modelo del estabilizador del sistema de potencia [86].

Para esta investigación se utiliza un modelo de 4 orden la máquina síncrona y el modelo de excitador DC1 que se explican a continuación.

2.4.1 Modelo de la máquina síncrona

El modelo de 4 orden de la máquina síncrona equipada con excitador tipo I se muestra a continuación, las ecuaciones (2.4.1) a (2.4.4) son las del generador, y las ecuaciones (2.4.5) a (2.4.7) son las del excitador. El modelo de dos ejes representado en las ecuaciones diferenciales-algebraicas para el sistema de potencia de m máquinas se presenta en [87].

$$T'_{doi} \frac{dE'_{qi}}{dt} = -E'_{qi} - (X_{di} - X'_{di}) I_{di} + E_{fdi} \quad i = 1, \dots, m \quad (2.4.1)$$

$$T'_{qoi} \frac{dE'_{di}}{dt} = -E'_{di} + (X_{qi} - X'_{qi}) I_{qi} \quad i = 1, \dots, m \quad (2.4.2)$$

$$\frac{d\delta_i}{dt} = \omega_i - \omega_s \quad i = 1, \dots, m \quad (2.4.3)$$

$$\frac{2H_i}{\omega_s} \frac{d\omega_i}{dt} = T_{Mi} - E'_{di} I_{di} - E'_{qi} I_{qi} - (X'_{qi} - X'_{di}) I_{di} I_{qi} - D_i (\omega_i - \omega_s) \quad i = 1, \dots, m \quad (2.4.4)$$

$$T_{Ei} \frac{dE_{fdi}}{dt} = -(K_{Ei} + S_{Ei}(E_{fdi})) E_{fdi} + V_{Ri} \quad i = 1, \dots, m \quad (2.4.5)$$

$$T_{Fi} \frac{dR_{fi}}{dt} = -R_{fi} + \frac{K_{Fi}}{T_{Fi}} E_{fdi} \quad i = 1, \dots, m \quad (2.4.6)$$

$$T_{Ai} \frac{dV_{Ri}}{dt} = -V_{Ri} + K_{Ai} R_{fi} - \frac{K_{Ai} K_{Fi}}{T_{Fi}} E_{fdi} + K_{Ai} (V_{refi} - V_i) \quad i = 1, \dots, m \quad (2.4.7)$$

donde T'_{di} y T'_{qi} son las constantes de tiempo transitorias del eje d y del eje q , respectivamente, T_{Ei} y T_{Mi} son el par electromagnético y mecánico, respectivamente. T_{Fi} es un torque de fricción y arrastre. E'_{qi} y E'_{di} son las tensiones transitorias del estator en los ejes D y Q, respectivamente. E_{fdi} es la tensión de campo. X_{di} y X_{qi} son las reactancias de dispersión en los ejes d y q , respectivamente. X'_{di} y X'_{qi} son las reactancias transitorias de dispersión en los ejes d y q , respectivamente. I_{di} y I_{qi} son las corrientes del estator en los ejes d y q , respectivamente. ω_s y δ_i son la velocidad síncrona y el ángulo de la máquina, respectivamente. V_{Ri} es la tensión escalada a la base de potencia del sistema y V_i es la tensión de entrada del regulador de voltaje. R_{fi} es la variable de retroalimentación del estabilizador, K_{Fi} es la constante de retroalimentación del excitador, K_{Ai} es la ganancia del amplificador en el regulador de voltaje y K_{Ei} es la constante de autoexcitación.

Todas estas funciones en conjunto pueden ser puestas acorde a la aplicación para la cual se requiera y la simulación se basa en el modelo industrial de la sección 2.3.1, de acuerdo con la Fig. 2.5.

2.4.2 Generadores eólicos

Los SEPs están constituidos por tres etapas fundamentales: generación, transmisión y distribución. Para la parte de generación eléctrica se ocupan fuentes primarias de energía cinética, las cuales por medio de una conversión energética pueden producir electricidad para satisfacer las necesidades humanas. Estas energías de generación son comúnmente agrupadas

en fuentes renovables o no renovables. Las fuentes de energía renovables son aquellas que su tiempo de regeneración es muy bajo, o que son inagotables. Muchas de estas fuentes de energía no producen impacto sobre el cambio climático o la contaminación al ser usadas; por lo que en los últimos años se ha optado por desarrollar tecnologías centradas en este tipo de generación, en un afán por reducir el uso de las fuentes no renovables y con ello el impacto ambiental que estas producen. Debido a la disposición de los recursos energéticos renovables en todo el mundo, también se opta por este tipo de energías para proveer de electricidad a comunidades en donde, por cuestiones económicas, el sistema eléctrico no suministra el servicio, ya que le es incosteable construir toda la infraestructura necesaria a estos lugares. Las fuentes renovables permiten obtener la energía eléctrica muy cerca a los poblados más alejados de la civilización, por lo cual no se necesitan grandes instalaciones externas para producir electricidad. Las fuentes de energías renovables más utilizadas son: solar, hidráulica, eólica, biomasa y geotérmica. La tierra cuenta con una capa que la cubre y protege de radiaciones y elementos externos, llamada atmosfera, debido a la cual el viento no puede escapar. Debido a radiación solar, que genera cambios en la presión atmosférica, el viento se mueve dentro de la atmósfera terrestre, lo que produce energía cinética, que es aprovechada entonces para poder producir un trabajo. Es por esta razón que se puede decir que la potencia eólica también en forma indirecta es una forma de energía solar, ya que sin sol no hay corrientes de viento [88].

Clasificación de generadores eólicos

Los generadores eólicos o aerogeneradores son máquinas encargadas de convertir la energía cinética proporcionada por el viento a eléctrica. Mecánicamente la fuerza cinética del viento se obtiene principalmente mediante palas aerodinámicas, el rotor también dispone de un dispositivo de control de paso cuya función es mover las palas. Su eje longitudinal, y una góndola en lo alto de la torre, se utiliza para almacenar el generador. El sistema de propulsión

con caja multiplicadora para aumentar la velocidad y por lo tanto el voltaje del generador eléctrico. Por último, está la torreta, que es la estructura que soporta la góndola y el rotor, además de los convertidores electrónicos de potencia internos y el transformador.

Estos generadores comúnmente están agrupados en lugares donde el recurso eólico es abundante [89]. A una agrupación de aerogeneradores se le llama comúnmente granja eólica. Debido a la cantidad de granjas eólicas que se encuentran conectadas a la red es común a la hora de realizar estudios, obtener un equivalente de cada granja, con el fin de estudiar un solo generador que represente la granja completa. Esto ayuda a disminuir los tiempos de simulación y el peso computacional, brindando resultados satisfactorios para estudios que comprenden a todo un sistema de potencia. Existen varios tipos de generadores eólicos, para los cuales el Western Electricity Coordinating Council (WECC) ha creado una clasificación [90] que dependen de la tecnología implementada para el control de la velocidad de las turbinas. El tipo 1 y tipo 2 que son diseños de velocidad fija por lo que no se utilizan para análisis con vientos variables o maximización de energía. Pero también existen modelos de generadores que si pueden analizarse a condiciones de cambio faltante, siendo el tipo 3 un generador de inducción doblemente alimentado (DFIG por sus siglas en inglés) y el tipo 4 un generador de imanes permanentes (PMSG por sus siglas en inglés).

Modelo de aerogenerador Tipo 3: DFIG

El aerogenerador tipo 3 DFIG es mostrado en la Fig. 2.6. Éste consiste en un generador de inducción de rotor bobinado con anillos rozantes. Los anillos rozantes sirven de interfaz entre los devanados del rotor y un convertidor de tensión (VSC). Contiene una caja de cambios de aceleración, un convertidor CA/CC (CA a CC), para conectar el rotor a la red y un sistema de protección para la protección de los devanados del rotor cuando existen fallas. Los devanados del estator se conectan directamente a la red y los devanados del rotor se conectan mediante convertidores de tensión basados en electrónica de potencia. Su principal ventaja es que, al

estar conectados de forma independiente, se puede controlar tanto la potencia del rotor como la del estator [81]. Con esta disposición, la frecuencia de accionamiento se puede ajustar muy rápidamente, lo que permite controlar la velocidad del rotor en un amplio rango de velocidades que puede variar desde 0.7 p.u. hasta 1.1 p.u. de la frecuencia síncrona del sistema, además de la potencia total de la turbina.

El convertidor permite el intercambio de potencia entre el circuito del rotor y la red eléctrica. Una consecuencia de esta disposición es que la potencia activa se divide entre los circuitos del estator y del rotor aproximadamente en proporción a la frecuencia de deslizamiento denotada como s , es decir, $P_{rotor} = -sP_{estator}$ (sin tener en cuenta las pérdidas). Para valores de deslizamiento negativos (velocidades del rotor superiores a la velocidad síncrona), la potencia activa del rotor se inyecta en la red a través del convertidor. Por el contrario, para velocidades del rotor inferiores a la velocidad síncrona, la potencia activa fluye de la red al rotor, como se indica en la Fig. 2.6 extraída de [81]. En ambos casos, el estator inyecta potencia activa en la red. No hay flujo de potencia del convertidor entre la red y el rotor cuando la máquina funciona a velocidad síncrona ($s = 0$) y se desprecian las pérdidas. Una planta eólica consta de cientos de generadores eólicos. Cada generador está equipado con un transformador elevador y están conectados al sistema a través de una red eléctrica a un bus llamado punto de interconexión (POI por sus siglas en inglés) [81].

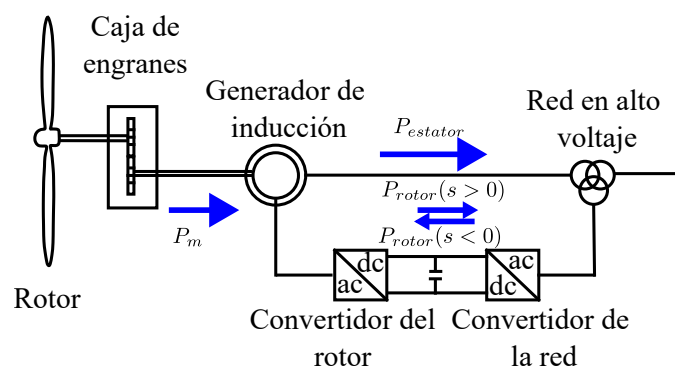


Figura 2.6: Modelo de aerogenerador tipo 3.

Modelo de aerogenerador Tipo 3 en simulaciones dinámicas mediante PST

Los modelos dinámicos de turbinas eólicas para estudios de planificación reflejan las limitaciones prácticas asociadas con la representación de equipos avanzados cuyas características dinámicas abarcan un amplio marco de tiempo. En este tipo de modelo, los controles mecánicos de la turbina se simplifican y la dinámica muy rápida asociada con los convertidores se modela mediante ecuaciones algebraicas. El modelo es adecuado para representar aerogeneradores individuales o un conjunto equivalente, y se ha implementado en programas comerciales de estabilidad transitoria utilizados para realizar estudios de planificación [90]. El modelo se ajusta a varios supuestos de modelado y rendimiento, que incluyen [91]:

- El modelo está destinado a la simulación de eventos en un tiempo asociado con simulaciones típicas de estabilidad transitoria, es decir, 10 a 50 segundos.
- Se supone que para los estudios de condición de falla en el período de tiempo de simulación (10-50 segundos), la velocidad del viento permanece constante y es la entrada del modelo de la Fig. 2.7 de acuerdo con [92].

Los sistemas de control de las turbinas eólicas son más complejos que los de las máquinas síncronas. En una máquina síncrona, el punto de ajuste de potencia mecánica para el gobernador y el punto de ajuste de voltaje para el sistema de excitación están determinados por el despacho óptimo y pueden ser establecidos externamente por un centro de control. Para una turbina eólica, los puntos de ajuste de potencia activa y reactiva están determinados por la velocidad del viento y las condiciones de interconexión. Sus valores de referencia se calculan mediante funciones de control adicionales. Desde el punto de vista del flujo de carga, se necesitan modelos estándar de generador y transformador para inicializar los programas de simulación dinámica. Estos dos dispositivos se representan mediante modelos de flujo de carga convencionales. La implementación se estructura de forma similar a la de los

generadores convencionales. Para construir un modelo de aerogenerador tipo 3 completo, se utilizan tres modelos de dispositivo, y los supuestos descritos en esta sección como se muestra en la Fig. 2.7 extraída de [81].

- Modelo de generador/convertidor
- Modelo de control eléctrico
- Turbina y modelo de control de la turbina

Modelo generador/convertidor

Este modelo se utiliza para estudios transitorios y de planificación [81]. Es esencialmente un modelo algebraico donde para poder emular la respuesta rápida a los comandos del nivel superior de los controles eléctricos a través del convertidor se elimina la dinámica rápida del flujo. Existen componentes dinámicos del modelo, que representan pequeños retardos de

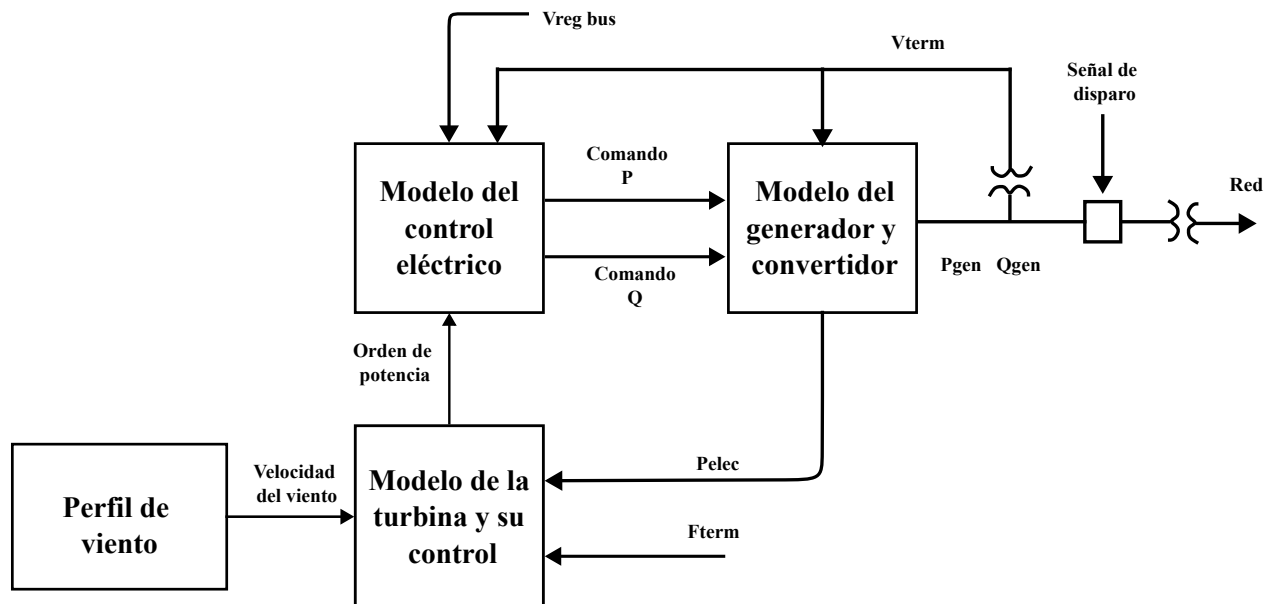


Figura 2.7: Estructura del aerogenerador tipo 3.

tiempo de la señal. En la Fig. 2.8 se muestra la estructura básica del modelo. Este modelo inyecta componentes activas y reactivas (I_p y I_q) de la corriente del inversor de la red en respuesta a los comandos de corriente (I_{pcmd} y I_{qcmd}) del controlador eléctrico.

Modelo del control eléctrico

El modelo de control eléctrico simula operaciones de regulación de potencia activa y reactiva. Su función es calcular por separado la inyección de corriente activa I_{pcmd} y la inyección de corriente reactiva I_{qcmd} , que se introducen en el modelo de generador/convertidor mostrado en la Fig. 2.9 extraída de [81]. El modelo de control eléctrico tiene tres entradas: el voltaje del terminal del generador V_{term} , la potencia reactiva del generador Q_{gen} y la referencia de potencia activa P_{ref} establecida por el controlador de torque. Si la representación del generador incluye un modelo de controlador a nivel de planta, este modelo define la referencia de potencia reactiva Q_{ref} . El modelo de control eléctrico consta de dos reguladores esencialmente independientes. El primero consta de dos bloques proporcional-integral (PI) para controlar la potencia reactiva y la tensión local. El segundo calcula el comando de corriente activa basándose en el valor de referencia de la potencia activa del regulador de par y el voltaje en los terminales del generador (la constante de tiempo T_{rv} representa el retraso

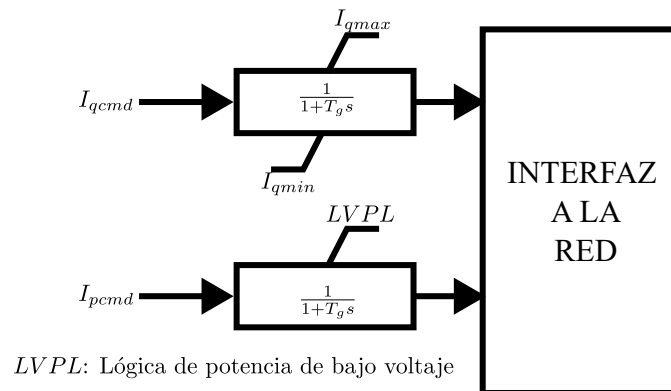


Figura 2.8: Modelo generador/convertidor.

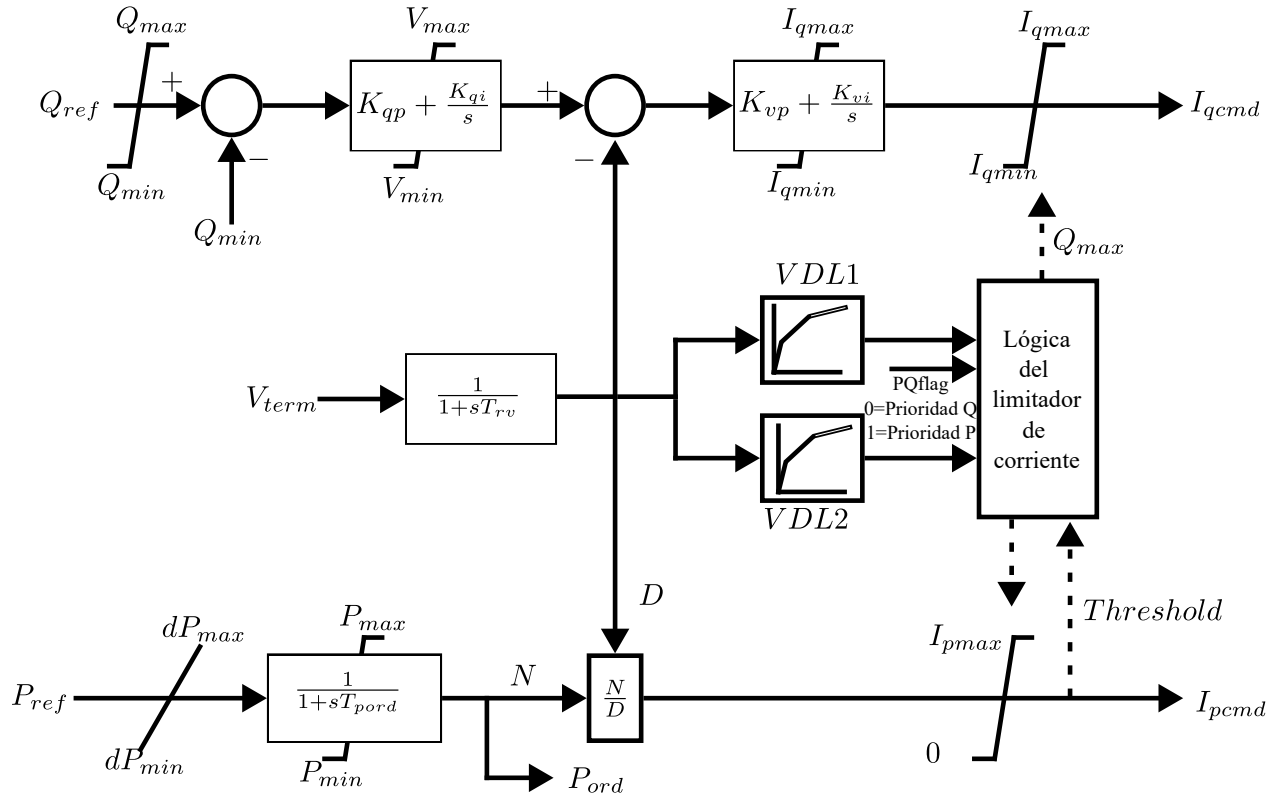


Figura 2.9: Modelo del control eléctrico.

de medición y suele ser pequeña).

Modelo del control de la turbina

El modelo de la turbina que representa la dinámica de los componentes inerciales del aerogenerador. Aunque el grupo de turbogeneradores consta de varias masas, entre ellas las del buje, los álabes de la turbina, la caja de cambios y el generador, así como los coeficientes de amortiguación y las constantes de resorte asociados, para los estudios de planificación resulta adecuado un modelo de dos masas. En el modelo de dos masas, las constantes de inercia de la turbina y del generador, H_t y H_g , respectivamente, se representan como dos entidades separadas, como se muestra en la Fig. 2.10. El coeficiente de amortiguación torsional D_{tg} se aproxima a la amortiguación proporcionada por una función de amortiguación

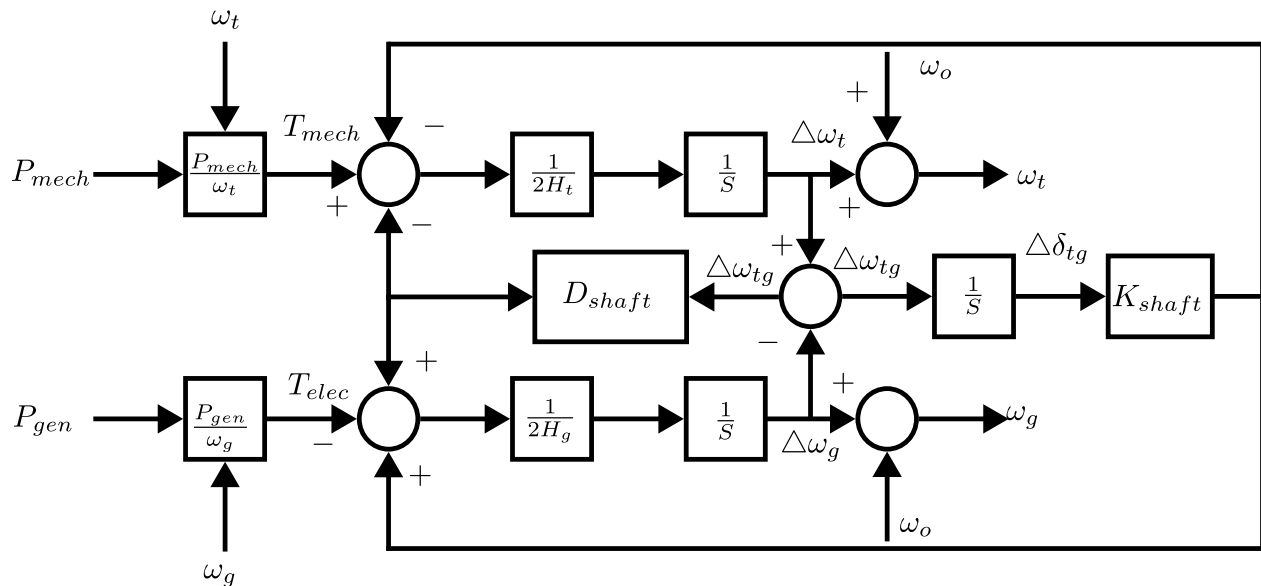


Figura 2.10: Modelo de la turbina.

en el controlador real de la turbina. La constante de resorte K_{shaft} es la constante de rigidez. La velocidad inicial es representada por ω_o .

2.5 Extracción de patrones modales en SEPs

Debido a la complejidad de las señales no lineales suministradas por los sistemas WAMS, se puede realizar una extracción modal que en conjunto pueden separar directamente la información modal de la respuesta del sistema a una perturbación, incluyendo la magnitud, fase, frecuencia y factor de amortiguamiento del modo, con la ventaja de que las variaciones dinámicas son siempre lineales. Se han utilizado métodos de identificación para calcular la amortiguación, las frecuencias y las formas de los modos asociados con modos electromecánicos ligeramente amortiguados en SEPs a partir de datos en el dominio del tiempo. La fuente de datos en este dominio pueden ser mediciones o análogos digitales. Se reconoce que la aplicación de estas técnicas se extiende a otras áreas de análisis relacionadas

con el conocimiento de los modos; Hay dos métodos diferentes para calcular modos y formas de modos asociados en un SEP. Un método se basa en la linealización de ecuaciones, el otro método se basa en el cálculo de información modal (identificación) a partir de datos en el dominio del tiempo. El método utilizado depende de varios factores, incluida la disponibilidad de datos, los recursos computacionales y los objetivos de la investigación. Los métodos de identificación del sistema proporcionan otro método de linealización para calcular la información modal. Estos métodos están diseñados para procesar registros en el dominio del tiempo, como resultados de simulación o datos de medición, y no están limitados por el tamaño del sistema; su rendimiento depende de la disponibilidad y calidad de la señal en el dominio del tiempo. Los métodos de identificación son la única alternativa para calcular modelos cuando los cálculos linealizados del sistema no son posibles o solo se encuentran disponibles datos en el dominio del tiempo. Además, los métodos de identificación suelen ser la forma más sencilla de calcular modos ligeramente amortiguados y permiten el cálculo eficiente de sistemas lineales de orden relativamente bajo a partir de datos en el dominio del tiempo. Su valor práctico ha sido demostrado en varios estudios, incluida la validación de modelos, el análisis de estabilidad y el diseño de control. Los métodos de análisis de decaimiento lineal son típicamente utilizados para procesar señales de decaimiento, es decir, señales que surgen después de un evento transitorio. Ejemplos de tales eventos son fallas, acciones de conmutación y entradas de paso en sistemas de control. Se cubren tres métodos: el método de Prony, ERA (Algoritmo de Realización de Eigenvalores) y el Método de Pencil [93]. En esta tesis se propone el uso de un banco de filtro Fourier-Coseno, adicionando funciones de Bessel para extraer la amplitud modal.

2.5.1 Banco de Filtros de Fourier-Coseno

El banco de Filtros de Fourier-Coseno se propone como una herramienta para extraer modos a partir del banco de filtros de Fourier-Coseno para analizar todas las señales de frecuencia

e identificar sus patrones modales, como la amplitud y la amortiguación. **El Algoritmo 1** procesa todos los resultados provenientes de las simulaciones transitorias para segregarse todos los modos de cada señal oscilante y un parámetro de longitud denominado L que se calcula a través de todos los máximos locales y el espectro de Fourier.

Algoritmo 1 Cálculo de los patrones modales a través del banco de filtros de Fourier-coseno.

Garantizar: Proporcionar patrones modales procesados por un conjunto de bancos de filtros.

Entrada: Un conjunto de n datos de series temporales de la señal registrada $f(n, M)$ con N muestras cada una.

- 1: Calcular el muestreo L de la función coseno.
- 2: Escalar la función coseno $\cos(\omega nt)$, donde $n = 1, 2, \dots, n$, y construir la matriz \mathbf{C} .
- 3: Construir la base de la matriz bi-ortogonal \mathbf{B} mediante la pseudoinversa de la matriz de cosenos.

$$\mathbf{B} = (\mathbf{C}^T \mathbf{C})^{-1} \mathbf{C}^T \quad (2.5.1)$$

- 4: Calcular la mejor estimación utilizando la solución de mínimos cuadrados.

$$\hat{\xi} = (\mathbf{C}^T \mathbf{C})^{-1} \mathbf{C}^T \mathbf{s} = \mathbf{B}^\dagger \mathbf{s} \quad (2.5.2)$$

Con el fin de obtener patrones modales a partir de una señal compuesta de múltiples modos, se aplica un banco de filtros de Fourier-Coseno con 10 frecuencias, como se muestra en la Tabla 2.1. Para ello, se escala una función coseno unitaria para generar el banco de filtros, que contiene un conjunto de filtros de respuesta finita al impulso (FIR por sus siglas en inglés) desde 0.15 hasta 1.5 Hz. Estas frecuencias se eligieron debido al rango de fenómenos de oscilaciones de baja frecuencia que ocurren en los sistemas eléctricos después de una perturbación.

Para ilustrar el proceso de extracción de patrones modales, se considera el siguiente ejemplo. Supongamos una señal oscilante que contiene 2 frecuencias de interés. La Fig. 2.11(a) muestra 50 segundos del comportamiento de la señal, y la Fig. 2.11(b) muestra los espectros de Fourier en los que claramente hay 2 modos principales.

Para demostrar el rendimiento multivariante del método propuesto y considerar las

Tabla 2.1: Frecuencias del filtro coseno.

f_1	f_2	f_3	f_4	f_5
0.1591	0.3183	0.4774	0.6366	0.7957
f_6	f_7	f_8	f_9	f_{10}
0.9549	1.1140	1.2732	1.4323	1.5915

condiciones, los componentes de las señales son:

$$s_a(t) = s_1(t) + s_2(t) \quad (2.5.3)$$

donde

$$\begin{aligned} s_1(t) &= a_1 e^{\sigma_1 t} \cos(2\pi f_1 t + \theta_1) \\ s_2(t) &= a_2 e^{\sigma_2 t} \cos(2\pi f_2 t + \theta_2) \end{aligned} \quad (2.5.4)$$

Todos los parámetros para las señales s_1 y s_2 se resumen en la Tabla 2.2.

El siguiente paso es construir la base bi-ortogonal \mathbf{B}^\dagger con la matriz de funciones coseno \mathbf{C} . Esto se logra aplicando la matriz de Gram a \mathbf{C} .

$$\mathbf{B}^\dagger = (\mathbf{C}^T \mathbf{C})^{-1} \mathbf{C}^T \quad (2.5.5)$$

La matriz \mathbf{C} en (2.5.6) se construye escalando funciones coseno, las cuales están basadas en las frecuencias de interés en el estudio.

Tabla 2.2: Parámetros para múltiples señales mixtas sintéticas.

Índice	Magnitud	Amortiguamiento	Frecuencia	Ángulo
i	a_i	σ_i	f_i	θ_i
1	10	-0.01	0.33	$\pi/6$
2	3	-0.03	0.77	0

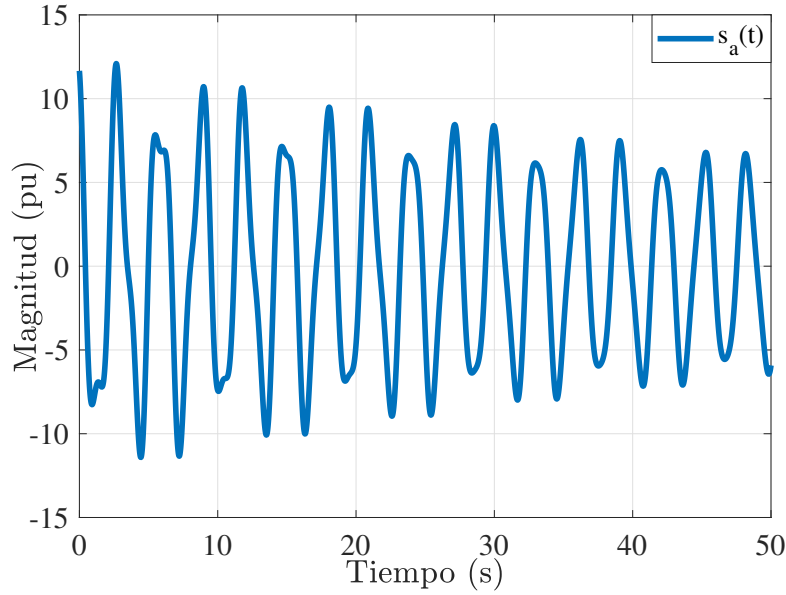
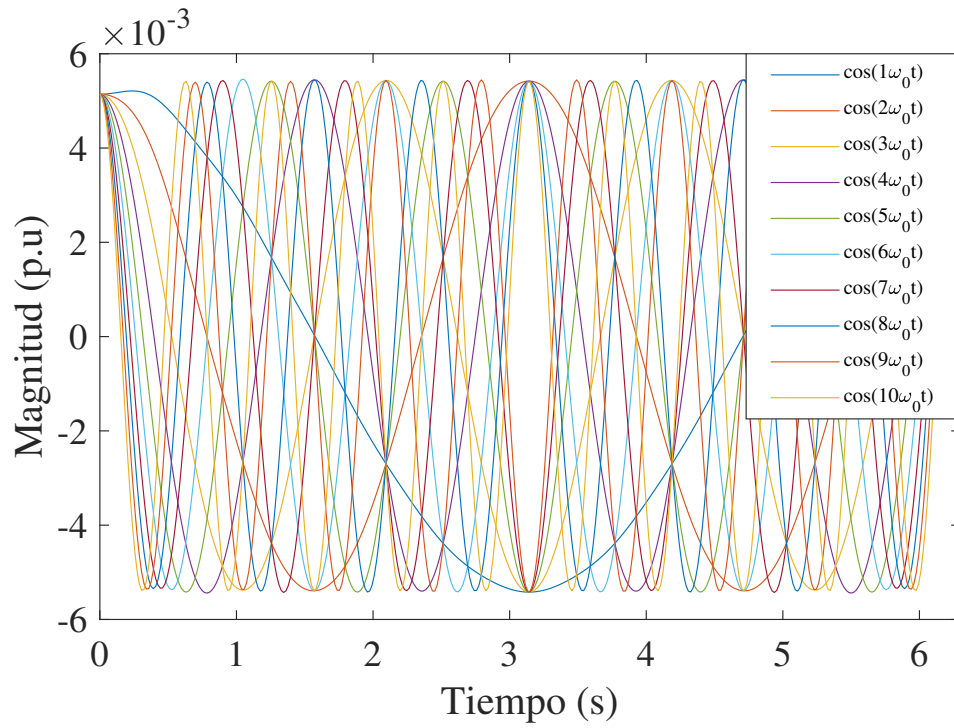


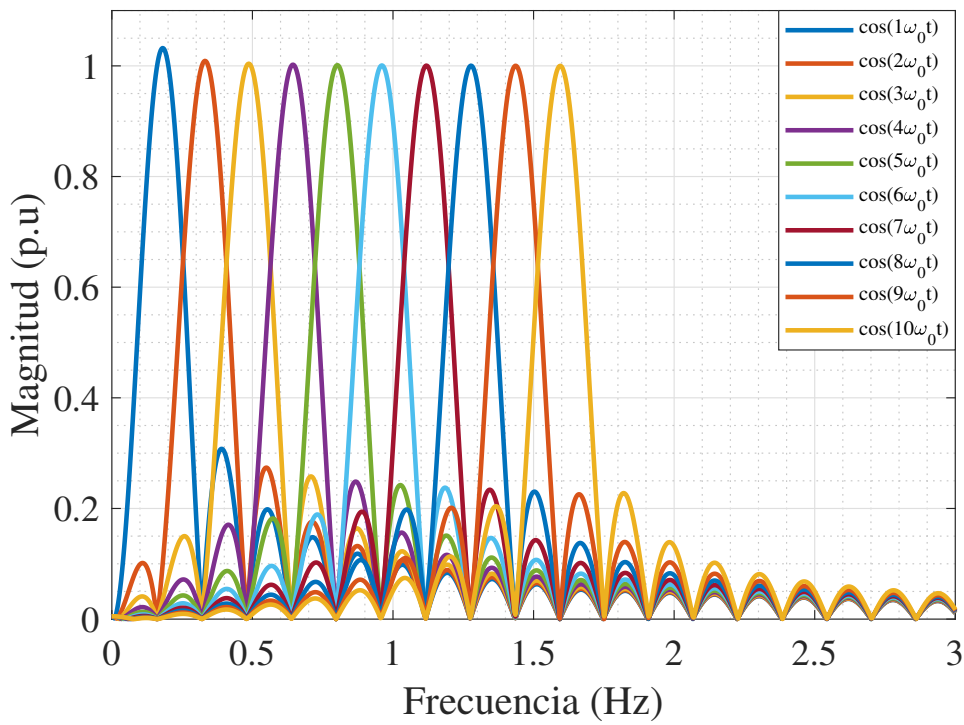
Figura 2.11: Señal oscilante sintética con 2 modos estables. (a) Forma de onda. (b) Espectro.

$$\mathbf{C}_{kj} = \begin{bmatrix} \cos(1\omega_o t_1) & \cos(1\omega_o t_2) & \dots & \cos(1\omega_o t_j) \\ \cos(2\omega_o t_1) & \cos(2\omega_o t_2) & \dots & \cos(2\omega_o t_j) \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \cos(k\omega_o t_1) & \cos(k\omega_o t_2) & \dots & \cos(k\omega_o t_j) \end{bmatrix} \quad (2.5.6)$$

donde k es la escala $k = 1, 2, 3, \dots, n$. t_j es el vector de tiempo con L muestras. La velocidad angular $\omega_o = 2\pi f_o$, donde f_o es la frecuencia de interés que se analiza en la señal en estudio. La Fig. 2.12(a) muestra la base bi-ortogonal con sus respectivas 10 frecuencias, en un segmento de 0 a 2π , donde la longitud depende de la escala de las funciones coseno. Además, la Fig. 2.12(b) muestra su espectro de Fourier, en el cual se pueden observar las 10 frecuencias que componen el banco de filtros. Hay 10 frecuencias uniformemente espaciadas para poder segregar diferentes modos contenidos en una señal de múltiples componentes.



(a)



(b)

Figura 2.12: Base bi-ortogonal para el diseño de bancos de filtros FIR. (a) Funciones coseno escaladas. (b) Espectros de Fourier.

Luego, se realiza el algoritmo del filtro utilizando la solución de mínimos cuadrados:

$$\hat{\xi} = (\mathbf{C}^T \mathbf{C})^{-1} \mathbf{C}^T \mathbf{s} = \mathbf{B}^\dagger \mathbf{s} \quad (2.5.7)$$

donde las ecuaciones de síntesis y análisis se describen respectivamente en (2.5.8) y (2.5.9):

$$\hat{\mathbf{s}} = \mathbf{B} \hat{\xi} \quad (2.5.8)$$

$$\hat{\xi} = \mathbf{B}^\dagger \mathbf{s} \quad (2.5.9)$$

En este método es importante seleccionar el valor correcto de L , que es la muestra de la matriz de funciones coseno \mathbf{C} . Esto se debe a la resolución del análisis discreto en una base bi-ortogonal de una señal.

Para seleccionar el valor óptimo de L , se realiza una separación de mono-componentes con el banco de filtros con diferentes valores de L , y las señales ordenadas de mayor a menor magnitud son analizadas. Se consideran las primeras m mono-componentes con la mayor cantidad de energía para definir el L que se utiliza en el análisis. Esto nos permite obtener las mono-componentes sin la menor cantidad de ruido u otras componentes. Así, se selecciona L de manera que los primeros 2 modos contengan más energía. La Fig. 2.13 muestra el comportamiento de la energía contenida en los primeros 2 modos en función del parámetro L . La Fig. 2.13 también muestra que hay varias posibilidades para elegir el L correcto, porque hay varios máximos locales en los cuales el valor de L puede ser el correcto; por ejemplo: 380, 570, 570, y 950. Estas son diferentes opciones para obtener las características modales, pero se debe considerar el esfuerzo computacional para evitar la selección de un L grande. Para este ejemplo, se adopta $L = 570$.

La correcta selección del parámetro L también se puede observar en la Fig. 2.14, que muestra la energía por modo, los modos están ordenados en orden descendente. De esta manera, se observa que el primer modo contiene casi toda la energía de la señal y el modo 2 también tiene una pequeña contribución; sin embargo, los otros 8 modos tienen casi cero contribución a la señal.

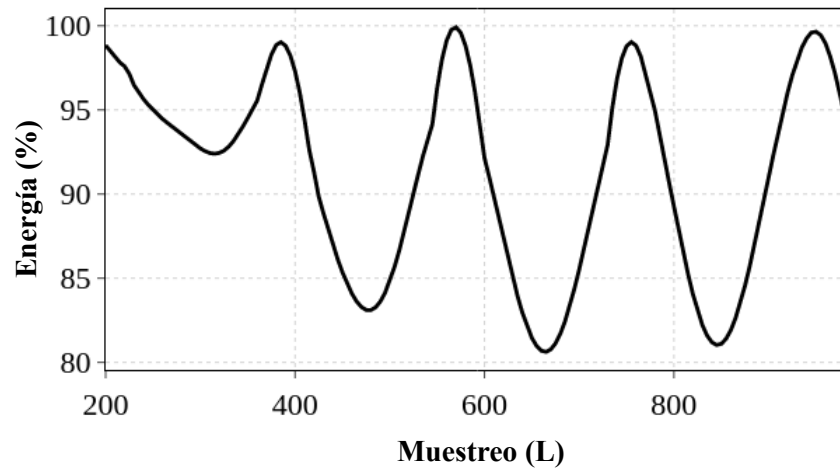


Figura 2.13: Energía en los 2 primeros modos en función del muestreo (L) de las funciones coseno.

Después de aplicar el filtrado a la señal, obtenemos 10 señales mono-componentes como se muestra en la Fig. 2.15 (a). En este ejemplo, los resultados son simples, dado que de las 10 señales mono-componentes, solo 2 son las más excitadas. Fueron las que resonaron más con cada filtro del banco.

Aunque el resultado es visiblemente claro, este algoritmo está programado para seleccionar las m señales mono-componentes que tienen la mayor energía, como se muestra en la Fig. 2.15 (b). Se seleccionan las señales mono-componentes con mayor participación en la señal, evitando ruido y otras componentes contenidas en la señal.

Una vez calculadas las señales mono-componentes, se extraen los patrones modales como la amplitud en (2.5.10) de cada señal. La amplitud se define como:

$$\hat{a}_j(t) = 2|\hat{\xi}_j| \quad (2.5.10)$$

La trayectoria de amplitud se ilustra en la Fig. 2.16.

Aunque el resultado es visiblemente claro, este algoritmo está programado para seleccionar las m señales mono-componentes que tienen la mayor energía, como se muestra en la Fig. 2.15

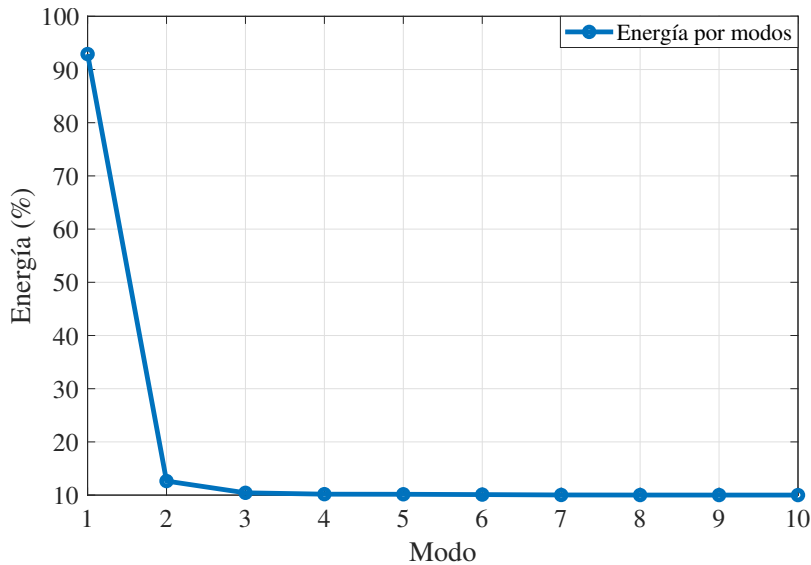


Figura 2.14: Porcentaje de contribución de la energía del modo a la señal en orden descendente.

(b). Se seleccionan las señales mono-componentes con mayor participación en la señal, evitando ruido y otras componentes contenidas en la señal.

2.6 Índices de severidad

La gravedad de las perturbaciones de red en los sistemas eléctricos a gran escala puede evaluarse y clasificarse mediante índices de acuerdo con el estado del arte. En esta tesis se utilizan el exponente de Lyapunov, la amplitud máxima y la variación de velocidad [94]. Estos índices se describen a continuación. Se pueden evaluar a partir de las señales de los buses, como voltaje o también puede evaluarse mediante trayectorias basadas en patrones modales. En esta tesis, se adoptan estos tres índices de estabilidad, para clasificar la gravedad de las perturbaciones cuando se integran distintos porcentajes de generación renovable en la red eléctrica. Para realizar esta evaluación y clasificación, se utilizan dos grupos de datos.

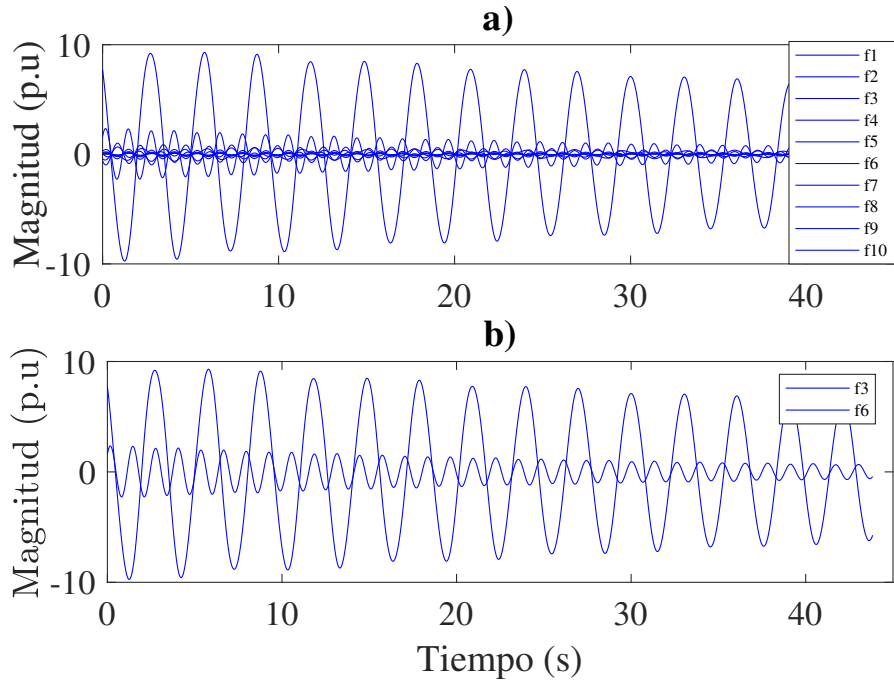


Figura 2.15: Monocomponentes extraídos de la señal oscilante. (a) Considerando 10 monocomponentes. a) Considerando 2 monocomponentes con la energía más alta.

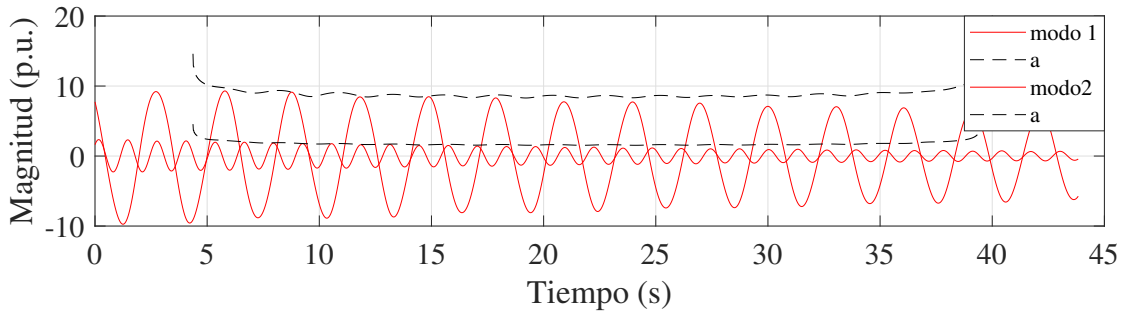


Figura 2.16: Trayectoria de la amplitud de los modos.

El primer grupo son las señales frecuenciales obtenidas a través de PST de cada bus del sistema de prueba. El segundo es el patrón modal de amplitud que se puede estimar mediante el método de Fourier-Coseno de acuerdo con la sección 2.5 y que se utiliza ahora como entrada para cuantificar la severidad. Los tres índices que se utilizan se definen como

sigue.

2.6.1 Amplitud máxima

La amplitud máxima se calcula para garantizar el cumplimiento de los códigos de red. Utiliza un valor normalizado de la amplitud máxima correspondiente a la medición durante o después de que se produzca la perturbación, como se indica a continuación:

$$\lambda_{am} = \frac{\sum_{i=1}^n \max(|f_0 - \min(f_i)|, |f_0 - \max(f_i)|)}{n} \quad (2.6.1)$$

donde n representa el número total de buses, f_0 indica la frecuencia fundamental del sistema, f_i corresponde a la frecuencia en el i -ésimo bus. Y para el patrón modal el índice de amplitud máxima se obtiene para determinar el crecimiento de los modos y se calcula de la siguiente manera:

$$\lambda_{am} = \frac{\sum_{i=1}^n \max(|\hat{a}_0 - \min(\hat{a}_i)|, |\hat{a}_0 - \max(\hat{a}_i)|)}{n} \quad (2.6.2)$$

donde \hat{a}_0 representa la amplitud modal, y \hat{a}_i corresponde a la suma de amplitudes modales en el i -ésimo bus.

2.6.2 Variación de la velocidad

Dado que los transitorios rápidos son perjudiciales para la estabilidad global y el sincronismo, la variación de velocidad se aplica a las oscilaciones de la velocidad del rotor de los generadores de gran escala. La desviación máxima de la velocidad del rotor la alcanza la frecuencia del bus durante o después del fallo y la tasa de variación de la frecuencia (RoCof) [64].

$$RoCoF_i = \sum_{i=1}^M \frac{f_i - f_{i-1}}{\Delta t} \quad (2.6.3)$$

$$\lambda_{de} = \frac{\sum_{i=1}^n \max(RoCoF_i)}{n} \quad (2.6.4)$$

donde M es el número total de muestras y f_{i-1} es la frecuencia en la muestra anterior espaciada por el tamaño del paso (Δt). Para los patrones modales, el índice de cambio de amplitud (RoCoA) proporciona las desviaciones de amplitud en el tiempo y se calcula en (2.6.5). El valor mínimo de desviación de este índice expresa el valor de la amplitud modal máxima.

$$RoCoA_i = \sum_{i=1}^M \frac{\hat{a}_i - \hat{a}_{i-1}}{\Delta t} \quad (2.6.5)$$

$$\lambda_{de} = \frac{\sum_{i=1}^n \min(RoCoA_i)}{n} \quad (2.6.6)$$

donde \hat{a}_i es la amplitud en la muestra actual y \hat{a}_{i-1} es la amplitud en la muestra anterior que está espaciada por Δt .

2.6.3 Exponente de Lyapunov

Se pueden elegir varios enfoques para evaluar el problema de estabilidad con energía renovable [95]. Uno de ellos es evaluar una trayectoria medible, en función de cómo evoluciona en el tiempo en función de sus condiciones iniciales. Para ello, los exponentes de Lyapunov son comúnmente utilizados ya que permiten evaluar dichas trayectorias a partir de un punto de equilibrio y determinar si la trayectoria es caótica o no en función del signo resultante. Un exponente positivo indica que la trayectoria es caótica en el tiempo (es una trayectoria inestable), mientras que un exponente negativo indica que la trayectoria tiende a converger a un punto (es una trayectoria estable) [96]. En los sistemas de potencia, la estabilidad a corto plazo puede analizarse partiendo de un punto de equilibrio en estado estacionario.

Por lo tanto, el exponente de Lyapunov es un buen indicador para determinar la estabilidad transitoria [97]. Los exponentes de Lyapunov se calculan convencionalmente para sistemas dinámicos en la forma [98]:

$$\dot{x} = F(x) \quad (2.6.7)$$

cuya solución se supone como $f^t(x)$. Ahora bien, si se consideran dos condiciones iniciales tales como x_0 y $x_0 + \delta x_0$, siendo δx_0 una pequeña perturbación alrededor de x_0 ; entonces después de un periodo de tiempo t , las soluciones para cada condición inicial vienen dadas por $f^t(x_0)$ y $f^t(x_0 + \delta x_0)$, respectivamente, estableciéndose dos trayectorias. Así, la separación entre estas trayectorias puede definirse por $\Delta f^t = f^t(x_0 + \delta x_0) - f^t(x_0)$, indicando divergencia o convergencia, y a su vez si el sistema es inestable o estable, respectivamente. Cuando una de las trayectorias se comporta caóticamente, entonces la separación Δf^t varía erráticamente en el tiempo, siendo necesario introducir una tasa medida exponencial para cuantificar dicha separación entre trayectorias que puede expresarse como:

$$\lambda = \lim_{t \rightarrow \infty} \ln \left| \frac{\Delta f^t}{\delta x_0} \right| \quad (2.6.8)$$

donde λ es el exponente de Lyapunov y δx_0 se supone que tiende a cero. Si f^t se linealiza, satisface:

$$\Delta f^t = f^t(x_0 + \delta x_0) - f^t(x_0) = D_{x_0} f^t(x_0) \delta x_0 \quad (2.6.9)$$

donde D_{x_0} simboliza la derivada parcial $\partial f / \partial x_0$. Así, (2.6.8) puede ser reescrito como:

$$\lambda = \lim_{t \rightarrow \infty} \frac{|D_{x_0} f^t(x_0) \delta x_0|}{|\delta x_0|} \quad (2.6.10)$$

Obsérvese que el término δx_0 representa la separación inicial, que contiene cualquier componente en la dirección asociada al máximo exponente de Lyapunov. Dado el crecimiento exponencial del exponente de Lyapunov, el efecto sobre otros exponentes se atenúa hasta desaparecer en el tiempo. De acuerdo con [64, 63], la aplicación de los exponentes de Lyapunov en sistemas de potencia se puede implementar para analizar señales de tensión

y frecuencia. Así, para la frecuencia, tenemos

$$LE^m = \frac{1}{N\Delta t} \sum_{m=1}^N \log_{10} \left(\frac{|f_{k+m}^n - f_{k+m-1}^n|}{|f_m^n - f_{m-1}^n|} \right) \quad (2.6.11)$$

El exponente de Lyapunov también se puede utilizar para medir las medidas de caos en las trayectorias de los patrones modales, también se adopta y se calcula como [63]:

$$LE^m = \frac{1}{N\Delta t} \sum_{m=1}^N \log_{10} \left(\frac{|\hat{a}_{k+m}^n - \hat{a}_{k+m-1}^n|}{|\hat{a}_m^n - \hat{a}_{m-1}^n|} \right) \quad (2.6.12)$$

2.6.4 Índice general de desempeño

Una vez calculados todos los índices, el índice general de desempeño (λ_g) permite clasificar la gravedad de la perturbación. Se calcula mediante:

$$\lambda_g = \lambda_{am} * \omega_{am} + \lambda_{de} * \omega_{de} + \lambda_{le} * \omega_{le} \quad (2.6.13)$$

donde ω_{am} , ω_{de} y ω_{le} son factores de ponderación que corresponden respectivamente a cada índice, los cuales se calculan de acuerdo con el comportamiento de las perturbaciones y en cumplimiento de los códigos de red [99]. Así, el factor de peso asociado a la amplitud máxima se establece como el de mayor peso, ya que aunque el sistema pueda ser estable en el tiempo, las oscilaciones deben estar siempre dentro de los umbrales permitidos; el segundo está relacionado con los exponentes de Lyapunov causados por ref. [98] establece que el exponente proporciona un indicador gráfico directo y preciso de la estabilidad del sistema, y el factor más bajo se deja a la variación de velocidad, ya que este índice proporciona información precisa sobre la velocidad de desviación de los generadores. Todos los índices se normalizan para garantizar el mismo orden de magnitud entre ellos. Por último, la evaluación de la gravedad se realiza mediante un índice general que reúne información de todos los índices de gravedad y cuantifica la gravedad de todos los patrones modales. Con toda la información contenida en el índice de severidad, se define el ranking de severidad aplicándoles factores de peso, como en (2.6.13), lo que permite clasificar todas las perturbaciones.

Capítulo 3

Metodología para la Evaluación de Severidad en Sistemas Eléctricos de Potencia

En este capítulo se introducen los criterios a seguir para elaborar una metodología que permita la evaluación de severidad en sistemas eléctricos de potencia. Entre ellos se encuentran: los escenarios de penetración renovable; los eventos asociados con disparos de cargas, líneas y generadores; las mediciones fasoriales basadas en simulación; los patrones modales; y los índices de estabilidad.

3.1 Escenarios de penetración de energía eólica

La expansión de generación eólica en el mundo ha sido un objetivo claro en la mayoría de los países que cuentan con este recurso natural. Planeaciones nacionales de la expansión de los SEPs muestran objetivos de porcentaje de generación renovable a futuro. Por ejemplo, en la referencia [99], se muestra que para México se espera pasar de un 6% en 2020 a 13% en 2027 de porcentaje de generación eólica instalada. Por su parte en [100], se muestra que en Estados Unidos se tiene como perspectiva a 2050 pasar de un 30% a un 50% de generación renovable total. Sin embargo, hoy en el mundo existe una gran variedad de porcentajes,

siendo el máximo un 60% de generación eólica en Dinamarca de acuerdo con [101], siendo mundialmente en su mayoría porcentajes entre el 10% y el 30%. Es por eso que, para este trabajo, se eligen 4 casos de penetración eólica. Se comienza con un 5% y se aumentan hasta el 20% en incrementos de 5% quedando: 5%, 10%, 15% y 20%.

Para la integración de energía eólica al sistema se realiza de acuerdo con el procedimiento mostrado en [102], donde se proponen tres métodos de inserción de renovables.

- La primera estrategia es colocar una planta eólica en el final de la línea con la mayor cantidad de pérdidas. Este es el método más común, si no se consideran restricciones como la locación, potencia eólica y disponibilidad [103].
- Colocar la planta eólica en los buses con la mayor carga del sistema.
- Colocar la planta eólica en el extremo de las líneas más congestionadas.

Para los estudios realizados en esta tesis, se eligió el primer método, debido a que no se consideran las restricciones antes mencionadas y es una forma común para realizar los estudios. Finalmente, se elige el modelo aerogenerador tipo 3 presentado en la sección 2.4.2, creando un arreglo de estos en cada bus seleccionado.

3.2 Eventos asociados con disparos de cargas, líneas y generadores

De acuerdo con [104] cuando se realizan estudios de estabilidad transitoria las causas de fallas en este contexto son cortocircuitos y desconexión de líneas, generadores y cargas. Por lo que la elección de eventos es enfocada a cubrir estos disparos, para estudiar el fenómeno transitorio de manera correcta. Para el trabajo se lleva a cabo la salida de generadores, líneas y cargas. Se evalúa un evento de desconexión permanente del elemento que ocurre a

1 segundo de iniciada la simulación. Se realiza la evaluación de la severidad para todos los generadores del sistema de prueba. Por otro lado, se realiza la desconexión de las cargas que consumen más potencia aparente de acuerdo con un análisis previo de flujos de potencia. Para el caso de las líneas se realiza una desconexión de las líneas por las que fluye la mayor potencia en el sistema.

3.2.1 Disparos de generación

Para analizar todas las perturbaciones asociadas con los disparos de generadores y encontrar la región con mayor severidad, se procede a desconectar todos los generadores, uno a la vez. Este enfoque se concibe para identificar los buses de generación con mayor compatibilidad para la interconexión de parques eólicos, especialmente aquellos buses cercanos a los buses de generación seleccionados. El conocimiento a priori de los valores de severidad de los disparos de generación es crucial para prevenir eventos masivos en cascada, ya que se intensifican cuando la penetración de energías renovables aumenta [105].

3.2.2 Disparos de líneas

Para seleccionar las líneas de transmisión para la evaluación y clasificación de la severidad de las perturbaciones, se establece un criterio basado en el flujo de potencia, eligiendo todas las líneas de transmisión cuyos flujos de potencia son mayores que 10 pu (con una potencia base de 100 MVA). Posteriormente, cada línea de transmisión se desconecta una a la vez en la rutina de simulación transitoria para evaluar la respuesta del sistema a cada evento.

3.2.3 Disparos de cargas

La selección de las cargas a disparar se realiza eligiendo todas las cargas mayores que 10 pu, ya que sus disparos impactan considerablemente en la estabilidad del sistema eléctrico. Así, el análisis busca examinar la severidad de la desconexión repentina de las cargas.

3.3 Mediciones sincrofatorias basadas en simulación

Para la obtención de mediciones sincrofatorias, se utiliza PST como herramienta de simulación multi-máquina acorde a las Secciones 2.3-2.4. Para ello las simulaciones se realizan a una tasa de muestreo típica de un PMU, en esta investigación es de 60 Hz. Luego de ejecutar PST, las mediciones de magnitud y ángulo del voltaje, así como la frecuencia en cada bus del sistema de potencia son almacenadas. Para ejemplificar, la Fig. A.6 ilustra el comportamiento de la frecuencia en todos los buses, permitiendo evidenciar excursiones de frecuencia producto de un evento de disparo de línea, el cual a su vez desencadena una oscilación de baja frecuencia.

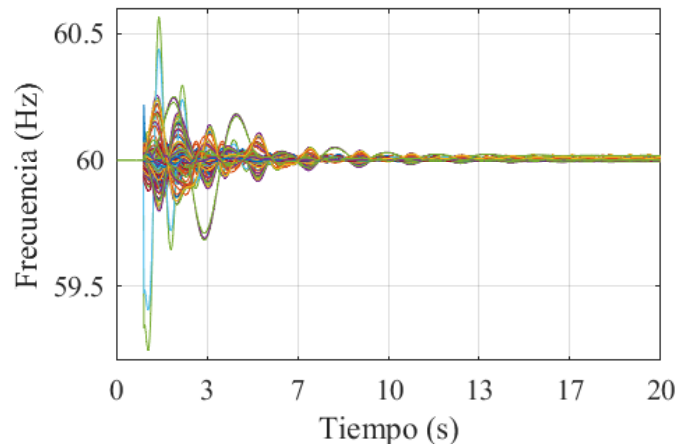


Figura 3.1: Comportamiento de la medición sincrofatorial de frecuencia resultante de la simulación en PST.

3.4 Patrones modales

Para la extracción de patrones modales se utiliza el banco de filtros Fourier-Coseno presentado en el capítulo 2.6. Estos son extraídos a partir de las señales de frecuencia obtenidas de los PMUs. Debido a la gran cantidad de datos y a la dinámica inherente de las mediciones sincrofasoriales, se realizan comúnmente análisis de ventana deslizante sobre las señales de frecuencia, proveyendo una variación dinámica del patrón modal a lo largo del tiempo [106]. Debido a estas características se opta por realizar únicamente la extracción de la amplitud del i -ésimo modo (\hat{a}_i), la cual va a variar su trayectoria en el tiempo, haciendo a este modo idóneo para aplicar la teoría de los exponentes de Lyapunov presentada en el capítulo 2.6, con la cual se puede determinar la estabilidad transitoria dinámica del sistema después de un disturbio.

3.5 Evaluación de índices

En la presente metodología, se adoptaron los índices presentados en la Sección 2.6 para evaluar la severidad de la integración masiva de energías renovables. Estos índices utilizan el patrón modal de amplitud asociado con el i -ésimo modo (\hat{a}_i). Para la evaluación de los índices de amplitud máxima y variación de velocidad en (2.6.2) y (2.6.6), se tomaron valores consecutivos de las trayectorias asociadas con el patrón modal de amplitud.

Por otro lado, para realizar la evaluación del exponente de Lyapunov en (2.6.12), se utiliza una estrategia con ventanas deslizantes para analizar las señales de frecuencia y comparar el exponente con la condición de estado estacionario antes de que se produzca la perturbación. Esta estrategia se muestra en la Fig. 3.2, donde la longitud de la ventana comienza en el instante $d + N$, siendo N el instante donde la señal de frecuencia tiene el segundo pico después de que se produzca la perturbación, y d es el instante después de que la señal de

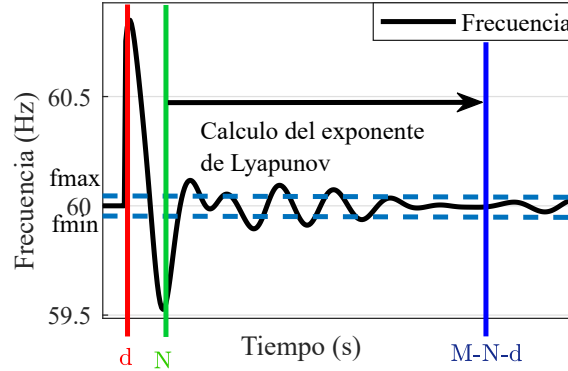


Figura 3.2: Estrategia de ventana deslizante para calcular los exponentes de Lyapunov.

frecuencia esté fuera de los límites de frecuencia. A continuación, se calcula el exponente de Lyapunov hasta el instante $M - N - d$.

Para el n -ésimo bus, se puede calcular una media LE como [64]:

$$\alpha_{le}^n = \frac{\sum_{m=N+d}^{M-N-d} LE^m}{M - 2N - 2d} \quad (3.5.1)$$

Por último, el índice global del exponente de Lyapunov para toda la red eléctrica se calcula como:

$$\lambda_{le} = \frac{\sum_{i=1}^n \alpha_{le}^n}{n} \quad (3.5.2)$$

3.6 Descripción de la Metodología

La estrategia detrás de esta metodología concibe tres etapas (A, B y C en la Fig. 3.3). Busca evaluar la estabilidad transitoria de los sistemas eléctricos mediante el empleo de índices de severidad basados en patrones modales (Amplitud del modo). La **Etapa A en 3.6.1** tiene como objetivo crear una biblioteca de casos de prueba basada en datos, compuesta por mediciones de frecuencia obtenidas de múltiples resultados de simulaciones transitorias, donde los eventos están asociados con desconexiones de generación, líneas y carga. La **Etapa**

B en **3.6.2** se encarga de crear una biblioteca de patrones modales después de extraer las amplitudes modales utilizando el filtro de coseno de Fourier en el **Algoritmo 1**. Finalmente, en la **Etapa C** en **3.6.3**, todos los índices de severidad procesan todos los casos en la biblioteca de patrones modales para proporcionar una clasificación cuantitativa (utilizando un índice de rendimiento general, λ_g) y cualitativa (utilizando una escala de colores) de la severidad; esta etapa se ejecuta utilizando el **Algoritmo 3**. Todas las etapas se describen a continuación.

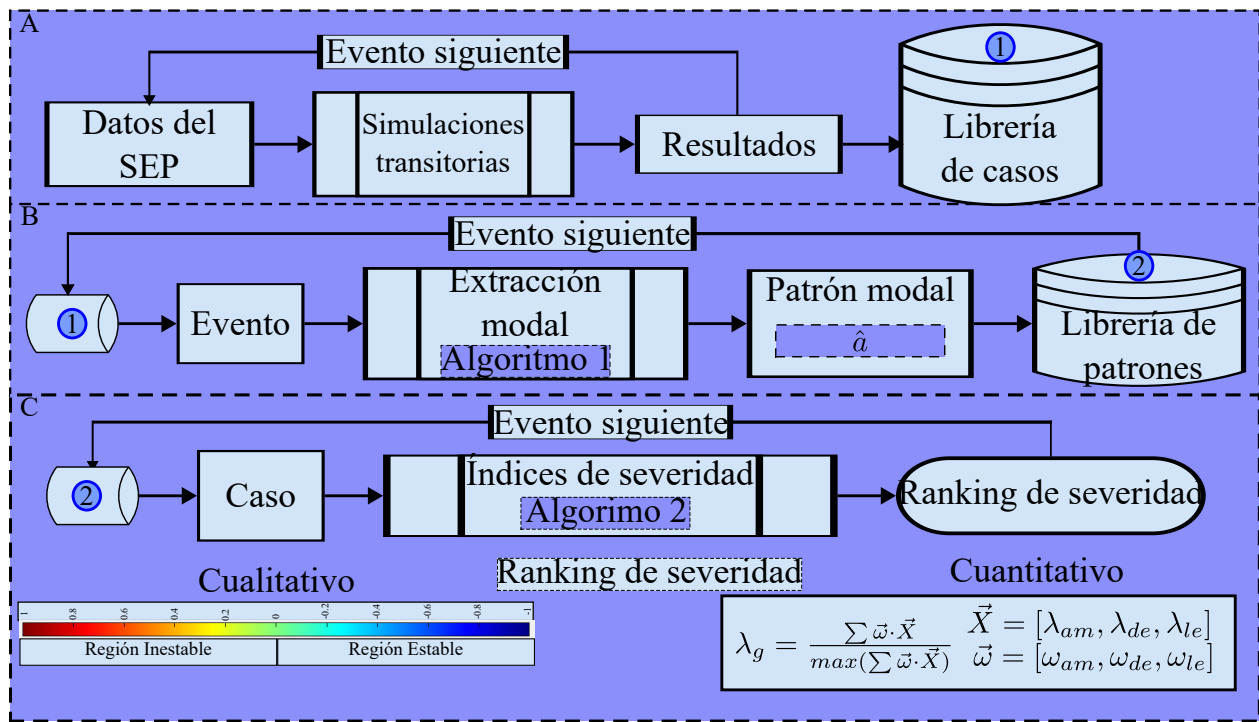


Figura 3.3: Metodología para evaluar y clasificar la severidad de la integración masiva de energía renovable.

3.6.1 Etapa A: Simulaciones Transitorias de Múltiples Máquinas y Biblioteca de Datos de Casos de Prueba

Aquí, se ejecutan simulaciones transitorias de múltiples máquinas que incluyen diferentes porcentajes de integración eólica, desde un 5% hasta un 20%. Todas las simulaciones están preparadas para ejecutarse en PST [107], donde la frecuencia en todos los buses del sistema se mide para cada evento y se registra en una biblioteca de casos de prueba como se muestra en la Fig. 3.4, donde para cada porcentaje se realiza una selección del bus óptimo para ser POI de acuerdo a los criterios mostrados en la sección 3.1 de acuerdo a un análisis previo de flujos de potencia. Cada parque eólico (WPP por sus siglas en inglés) se simula con el modelo de estabilidad de turbina eólica genérica del WECC tipo 3 (WT3) desarrollado para simular el rendimiento de una turbina eólica que emplea un DFIG con control activo mediante un convertidor de potencia conectado a los terminales del rotor. Cada parque eólico está equipado con 100 unidades de 4.5 MVA. Esta configuración ensambla parques eólicos de 450 MVA cada uno [108]. El siguiente paso es seleccionar el elemento a disparar modificando la matriz `sw_con` en el archivo de data de PST. Aquí se puede seleccionar el tiempo de simulación, el instante de tiempo donde va a ocurrir la desconexión y el elemento a desconectar. Por último, se realiza una simulación transitoria multi-máquina de acuerdo a lo descrito en la sección 3.4.

3.6.2 Etapa B: Banco de Filtros Fourier-Coseno para la Extracción de Patrones Modales

En esta etapa se utiliza la técnica de extracción de patrones modales que se alimenta de las respuestas simuladas del sistema eléctrico. Aquí, se propone el banco de filtros Fourier-coseno para analizar todas las señales de frecuencia e identificar el patrón modal de la amplitud. El **Algoritmo 1** procesa todos los resultados provenientes de las simulaciones transitorias

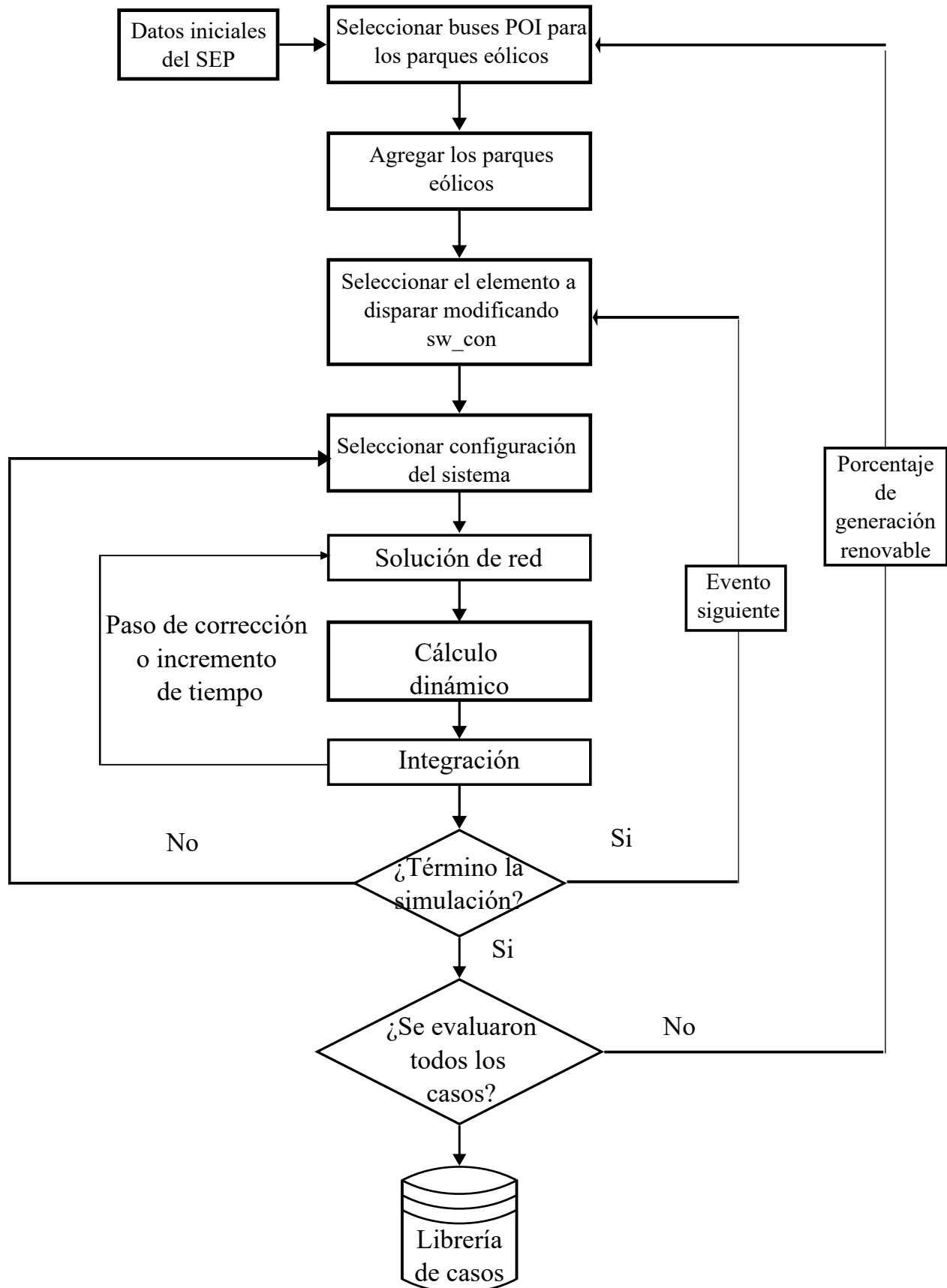


Figura 3.4: Proceso de las simulaciones transitorias en PST con integración eólica.

para segregar todos los modos de cada señal oscilante, así se alimenta de todas las señales de frecuencia obtenidas de PST y un parámetro de longitud llamado L que se calcula a través de todos los máximos locales y el espectro de Fourier.

Para obtener patrones modales de una señal compuesta de múltiples modos, se aplica un banco de filtros Fourier-Coseno con 10 frecuencias, como se muestra en la Tabla 2.1 del capítulo 2. Para ello, una función coseno unitaria se escala para generar el banco de filtros, que contiene un conjunto de filtros FIR desde 0.15 hasta 1.15 Hz. Estas frecuencias fueron elegidas debido al rango de fenómenos de oscilaciones de baja frecuencia que ocurren en los sistemas de potencia después de una perturbación.

3.6.3 Etapa C: Índices de Severidad y Clasificación

Esta etapa finalmente evalúa la severidad de las perturbaciones en la estabilidad del sistema eléctrico a través de las trayectorias basadas en la amplitud modal. Tres índices de estabilidad como la amplitud máxima, la variación de velocidad y el exponente de Lyapunov (que se pueden calcular mediante las ecuaciones (2.6.1)-(3.5.2), se adoptan para clasificar la severidad de la perturbación cuando diferentes porcentajes de RES son integrados en la red eléctrica. El cálculo de todos los índices de severidad se realiza mediante la implementación del **Algoritmo 2**. Este algoritmo requiere como entradas las trayectorias de amplitud y amortiguamiento de los modos. Este conjunto de entradas se utiliza como datos base para calcular los tres índices de severidad. Para realizar esta evaluación y clasificación, el patrón modal de amplitud, que fue previamente estimado por el método Fourier-Coseno, ahora se utiliza como entrada para cuantificar los tres índices que se definieron en el capítulo 2.

Para el índice de amplitud máxima, se analizan las trayectorias modales determinando su valor máximo, ya sea positivo o negativo, de la amplitud de los modos normalizados según (2.6.1). Para el índice de variación de amplitud, todas las trayectorias se procesan muestra a muestra, como se indica en (2.6.1)-(2.6.4), utilizando la frecuencia de muestreo. Para el

Algoritmo 2 Cálculo de la severidad de las perturbaciones y clasificación.

Entrada: Un conjunto de n trayectorias modales $\hat{a}(n, M)$ con M muestras cada una.

Garantizar: Clasificación de la severidad λ_g

- 1: **mientras** $i \leq n$ **hacer**
- 2: **Inicialización:** $d = 1, j = 1, h = 1, \alpha = 0$ y $l_e = 0$
- 3: Para calcular la amplitud modal máxima:

$$\lambda_{am} = \max[|\hat{a}_0 - \min(\hat{a}(i, :)), |\hat{a}_0 - \max(\hat{a}(i, :))|]$$
- 4: Para calcular la variación modal:

$$\lambda_{de} = \min\left(\frac{\hat{a}(i, 2:l) - \hat{a}(i, 1:l-1)}{\Delta t}\right)$$
- 5: Para calcular el Exponente de Lyapunov:
- 6: **para** $k = (N + d) : (M - N - d)$ **hacer**
- 7: **para** $m = 1 : N - d$ **hacer**

$$l_e = l_e + \log_{10} \left(\frac{|\hat{a}(i, k + m) - \hat{a}(i, k + m - 1)|}{|\hat{a}(i, m) - \hat{a}(i, m - 1)|} \right)$$

- 8: **fin para**
- 9: **fin para**
- 10: Para calcular el promedio del Exponente de Lyapunov

$$LE(i, k) = \frac{l_e}{N \times \Delta t}$$
- 11: **para** $p = (N + d) : (M - N - d)$ **hacer**
- 12: $\alpha = LE(i, p) + \alpha$
- 13: **fin para**
- 14: $\lambda_{le} = \frac{\alpha}{M - 2N - 2d}$
- 15: $i = i + 1$
- 16: **fin mientras**
- 17: Para calcular la clasificación de la severidad:

$$\lambda_g = \lambda_{am} * \omega_{am} + \lambda_{de} * \omega_{de} + \lambda_{le} * \omega_{le}$$

exponente de Lyapunov, se analizan todas las trayectorias mediante (2.6.11), comenzando el análisis en el segundo ciclo después de que tiene lugar la perturbación y estableciendo una ventana deslizante como en [109]. Una vez que se calculan todos los exponentes de Lyapunov, se promedian según (2.6.12).

Finalmente, la evaluación de la severidad se lleva a cabo mediante el uso de un índice general que recopila información de todos los índices de severidad y cuantifica la severidad de todos los patrones modales. Con toda la información contenida en el índice de severidad, la clasificación de severidad se define aplicando factores de ponderación a los mismos, como en (3.5.1), lo que permite clasificar todas las perturbaciones.

Capítulo 4

Entorno de simulación y caso de prueba

En este capítulo se presenta el caso de prueba elegido para la validación de la metodología diseñada e implementada, presentando los escenarios a simular de acuerdo con los criterios seleccionados.

4.1 Caso de estudio: Sistema de Potencia NETS-NYPS

Para mostrar la propuesta, se adopta como caso de prueba el sistema de referencia integrado por las versiones reducidas del sistema de transmisión de Nueva Inglaterra y el sistema de potencia de Nueva York (por sus siglas del inglés NETS-NYPS), como se muestra en la Fig. 4.1. Este sistema se divide en 5 regiones geográficas que representan el sistema interconectado de Nueva Inglaterra con 9 generadores síncronos (GS) (G1-G9), la ISO de Nueva York con 4 GS (G10-G13) y 3 GS equivalentes que son las interconexiones con Ontario-Hydro, Michigan ISO y PJM (G14, G15, G16). Todos los GS están modelados por un modelo de cuarto orden y un sistema de excitación IEEE tipo DC1. Para todos los escenarios simulados, el tiempo total de simulación es de 50 s con un paso de tiempo de 16.66 ms. Todas las simulaciones se centran en eventos particulares: disparos de generadores,

disparos de líneas y la pérdida de carga; cada evento se analiza de manera independiente.

La ejecución de todas las simulaciones transitorias correspondiente a la etapa A de la metodología descrita en la Fig. 3.3 se implementa utilizando la función PST llamada `s_simu`, que a su vez llama a todas las funciones y modelos de PST como se muestra en la sección 2.4. La función `s_simu` permite la selección de datos de archivo, la solución de flujo de carga, la inicialización de los modelos, la interacción entre la red y todas las dinámicas, y el cálculo de todas las dinámicas a través del método de integración según el proceso detallado en [75] y en el capítulo 2. En la Fig. 4.2(a) se muestra el comportamiento de la frecuencia en los buses del sistema ante el disparo del generador 1. En la Fig. 4.2(b) se muestra el disparo de la carga 36 y por último en la Fig. 4.2(c) se muestra el comportamiento en frecuencia ante el disparo de la línea 80. Para crear el diccionario de casos de simulaciones transitorias se simularon los casos que se describen a continuación. Para la realización del diccionario de eventos entonces se utiliza la ejecución de ciclos for en PST de acuerdo con lo descrito en la sección 3.6.1, con 4 diferentes escenarios de integración eólica y disparos de generación, líneas y cargas resultando en un total de 124 simulaciones transitorias para este sistema de prueba.

4.2 Escenarios de Integración Eólica

En esta sección se describen los 4 escenarios que se tomaron en cuenta de acuerdo con la sección 3.1. Se describe cada evento de acuerdo con el POI y la cantidad de parques eólicos a colocar.

4.2.1 Integración del 5% de Generación Renovable

Se obtiene una potencia aparente total generada de 183.64 p.u con una base de 100 MVA mediante la integración del 5% de generación eólica al sistema de 68 buses. Los buses óptimos para la conexión de parques eólicos fueron el número 68 y el número 53, debido a sus altas pérdidas de línea. Dos parques eólicos se instalaron en estos buses, agregando una potencia adicional de 9.11 p.u. El diagrama unifilar de este escenario se muestra en la Fig. 4.1.

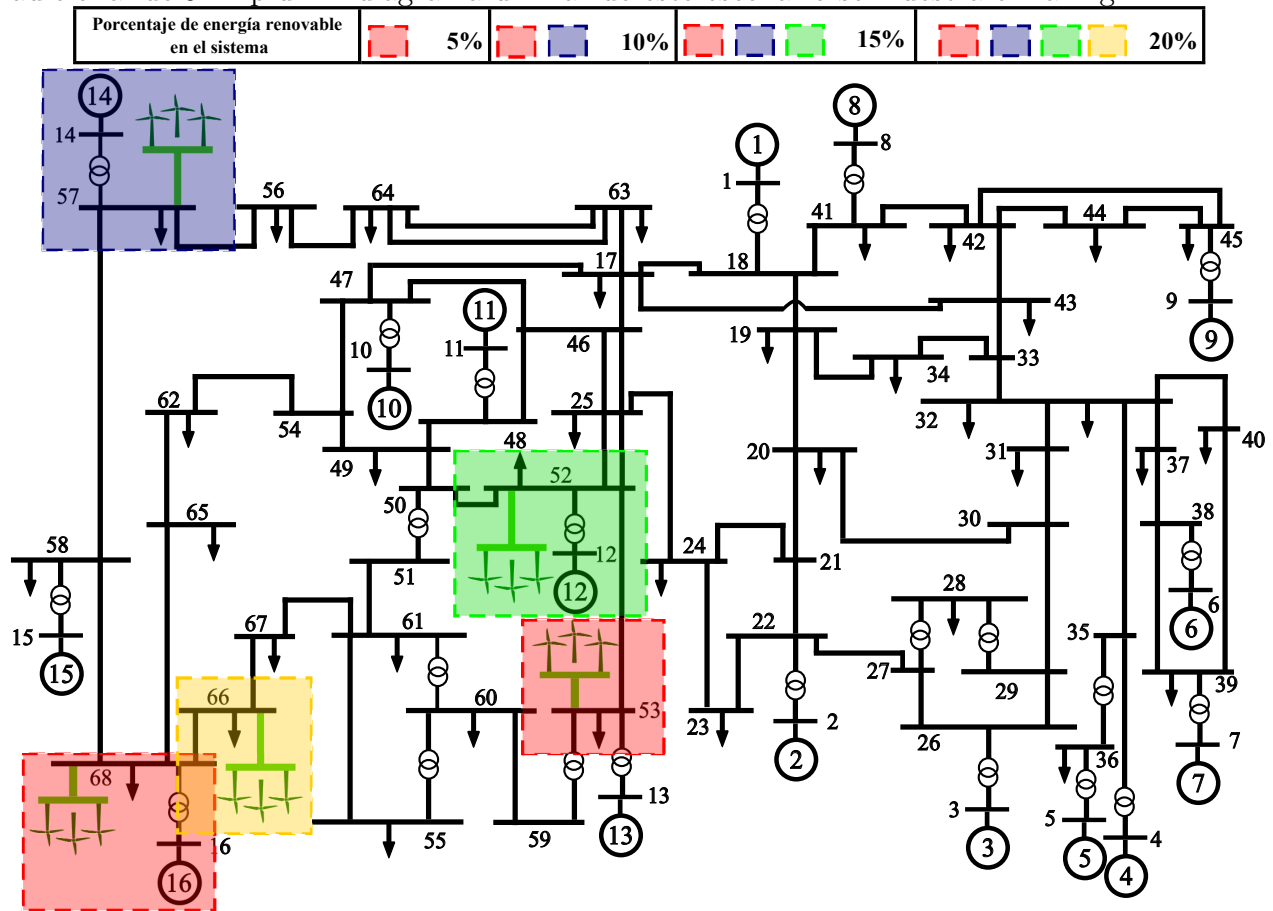


Figura 4.1: Diagrama unifilar del NETS-NYPS de 68 buses y 16 máquinas con diferentes niveles de penetración renovable eólica.

4.2.2 Integración del 10% de Generación Renovable

El bus adicional seleccionado para la integración del 10% de generación eólica fue el número 57, conectado al generador 13. Esto agregó una potencia adicional de 18 p.u al sistema. El diagrama unifilar correspondiente se presenta en la Fig. 4.1.

4.2.3 Integración del 15% de Generación Renovable

En este caso, se seleccionó el bus número 48, donde se conecta el generador 12, como el punto óptimo adicional para la integración del 15% de generación eólica. Esto sumó una potencia adicional de 27.3 p.u al sistema. El diagrama unifilar se puede visualizar en la Fig. 4.1.

4.2.4 Integración del 20% de Generación Renovable

Se eligió el bus número 66 para la integración del 20% de generación eólica. Esto agregó una potencia adicional de 36 p.u al sistema. El diagrama unifilar correspondiente se muestra en la Fig. 4.1.

4.2.5 Disparos de generación, líneas y cargas

Para analizar todas las perturbaciones asociadas con los disparos de generadores y encontrar la región con mayor severidad, se desconectaron los 16 generadores, uno a la vez. Se seleccionó un conjunto de 8 de 43 líneas de transmisión asegurando que este conjunto represente componentes críticos a lo largo de la red de transmisión. Posteriormente, cada línea de transmisión se desconecta una a la vez en la rutina de simulación transitoria para evaluar la respuesta del sistema a cada evento. En total, la evaluación se realiza desconectando un conjunto de 7 cargas seleccionadas estratégicamente.

En la Fig. 4.2 se presenta una muestra del resultado de las simulaciones transitorias ejecutadas en PST para disparos de generador, carga y línea.

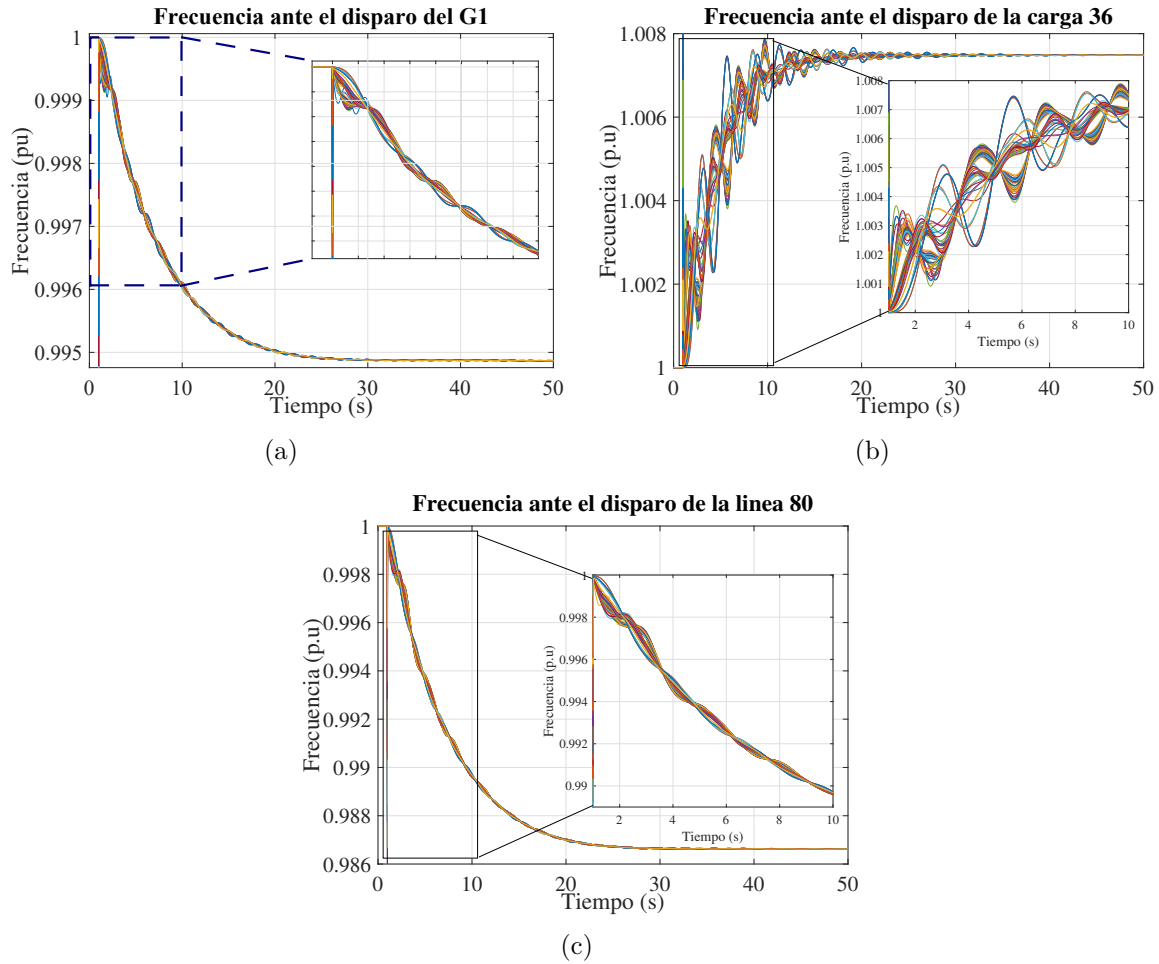


Figura 4.2: Resultado de las simulaciones transitorias ejecutadas en PST (a) Disparo de generador. (b) Disparo de carga. (c) Disparo de línea

4.3 Descomposición modal

La etapa B descrita en la Fig. 3.3 tiene como objetivo crear una librería de amplitudes modales de cada caso a partir de la librería de casos marcada como número 1 en la Fig. 3.3 utilizando el algoritmo de Fourier-Coseno. Para cada evento se extraen los 4 modos con mayor energía y se crea un nuevo elemento de la librería de patrones que contiene 4 descomposiciones de amplitud modal por cada disparo evaluado, resultando en 496 casos evaluados. La descomposición de la amplitud modal del primer modo ante el disparo del generador 1 se puede observar en la Fig. 4.3.

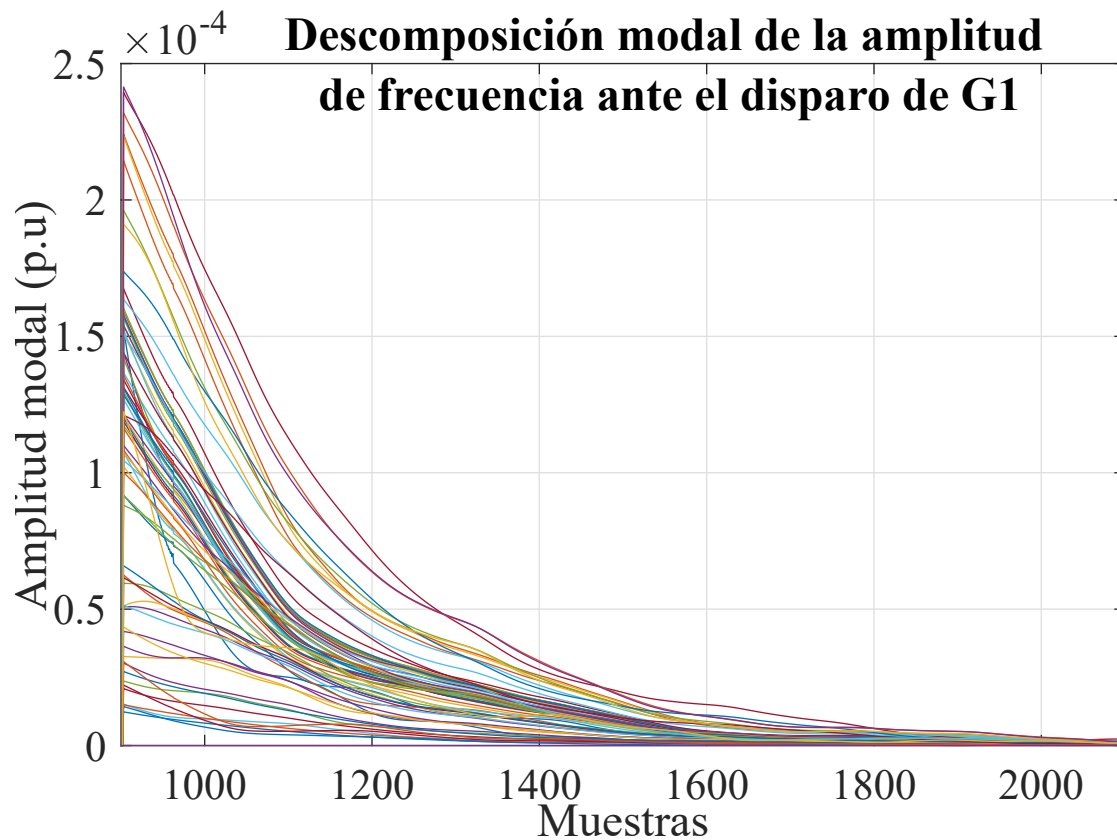


Figura 4.3: Descomposición de la amplitud modal del primer modo ante el disparo del G1.

4.4 Evaluación de la severidad

Por último, para cada caso, se ejecuta la etapa C de la Fig. 3.3, en donde se analiza por medio de los índices descritos en la sección 2.6 para evaluar y clasificar la severidad. Cada índice se puede ver en la Fig. 4.4 donde se calcula de amplitud máxima, el exponente de Lyapunov y la variación de la amplitud.

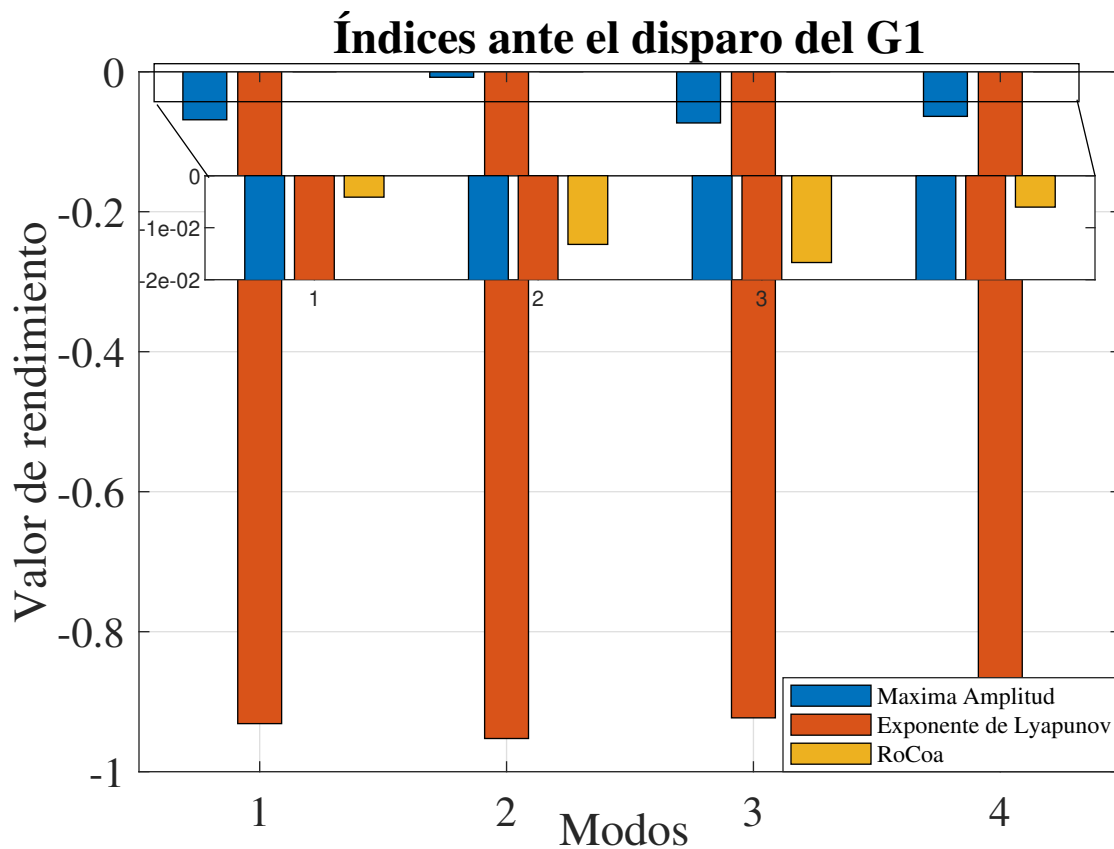


Figura 4.4: Cálculo de los índices de severidad para la amplitud de los 4 modos ante el disparo del G1.

Capítulo 5

Desempeño de la Evaluación de Estabilidad Transitoria Basada en Datos Mediante Índices de Severidad Basados en Patrones Modales

Este capítulo propone una metodología para llevar a cabo una evaluación de la estabilidad transitoria basada en datos, aprovechando los patrones modales extraídos de múltiples mediciones sincrofasoriales. La estrategia detrás de esta metodología se basa en una técnica de vanguardia para extraer patrones modales denominada el banco de filtros de Fourier-Coseno. Esta técnica procesa señales multivariantes descomponiendo todos sus componentes y proporcionando diferentes características, como estimaciones de amplitud, que a su vez alimentan tres índices de estabilidad que se ensamblan en un índice de desempeño general para evaluar y clasificar la estabilidad del sistema cuando se producen grandes perturbaciones y se integran diferentes niveles de fuentes de energía renovable. El desempeño y la eficacia de la propuesta se corroboran y validan en un entorno de simulación que emplea el sistema de referencia de 68 buses y 16 máquinas provisto con una penetración eólica del 5%, 10%, 15% y 20%. Finalmente, se demuestra que la inclusión de trayectorias modales mejora la calidad de los índices de severidad.

5.1 Evaluación y Clasificación de la Severidad

Para evaluar y clasificar todas las perturbaciones aumentando el porcentaje de penetración eólica, se calculan los tres índices de severidad junto con el índice de rendimiento general en el **Algoritmo 3**. Se utilizan los mapas de calor para visualizar el comportamiento de las tres variables asociadas con los resultados, como se muestra en las Figs. 5.1, 5.2, y 5.3. El porcentaje de integración eólica se representa por columna desde el 5% hasta el 20% en el eje x ; mientras que el disparo de generadores, líneas de transmisión o cargas se indica en el eje y , de acuerdo con el número correspondiente en la parte izquierda del mapa de calor. Finalmente, el valor del índice de severidad general se informa en cada celda del mapa de calor con su color respectivo. Las perturbaciones menos graves se encuentran cerca de -1, mientras que las más graves están más cerca de 1. Todas las perturbaciones estables se evidencian con un signo negativo. Además del valor numérico de cada celda, se incorpora una banda de colores en la parte derecha del mapa de calor, que varía desde azul hasta rojo, donde el color azul es indicativo de las perturbaciones menos graves y el rojo representa las más graves.

Estos mapas de calor proporcionan una herramienta visual efectiva para la evaluación de la severidad de todos los eventos en la red considerados de acuerdo con el nivel de penetración eólica, ya que facilitan de manera oportuna y rápida la identificación de patrones y tendencias. La visualización combinada de valores numéricos y códigos de color mejora la interpretabilidad de la información, permitiendo la toma de decisiones informada en relación con la planificación y operación del sistema eléctrico en diferentes escenarios.

5.1.1 Disparos de generadores

Todas las perturbaciones asociadas con los disparos de los generadores se han ordenado según el número de generador y el porcentaje de integración mostrado en el mapa de calor en la

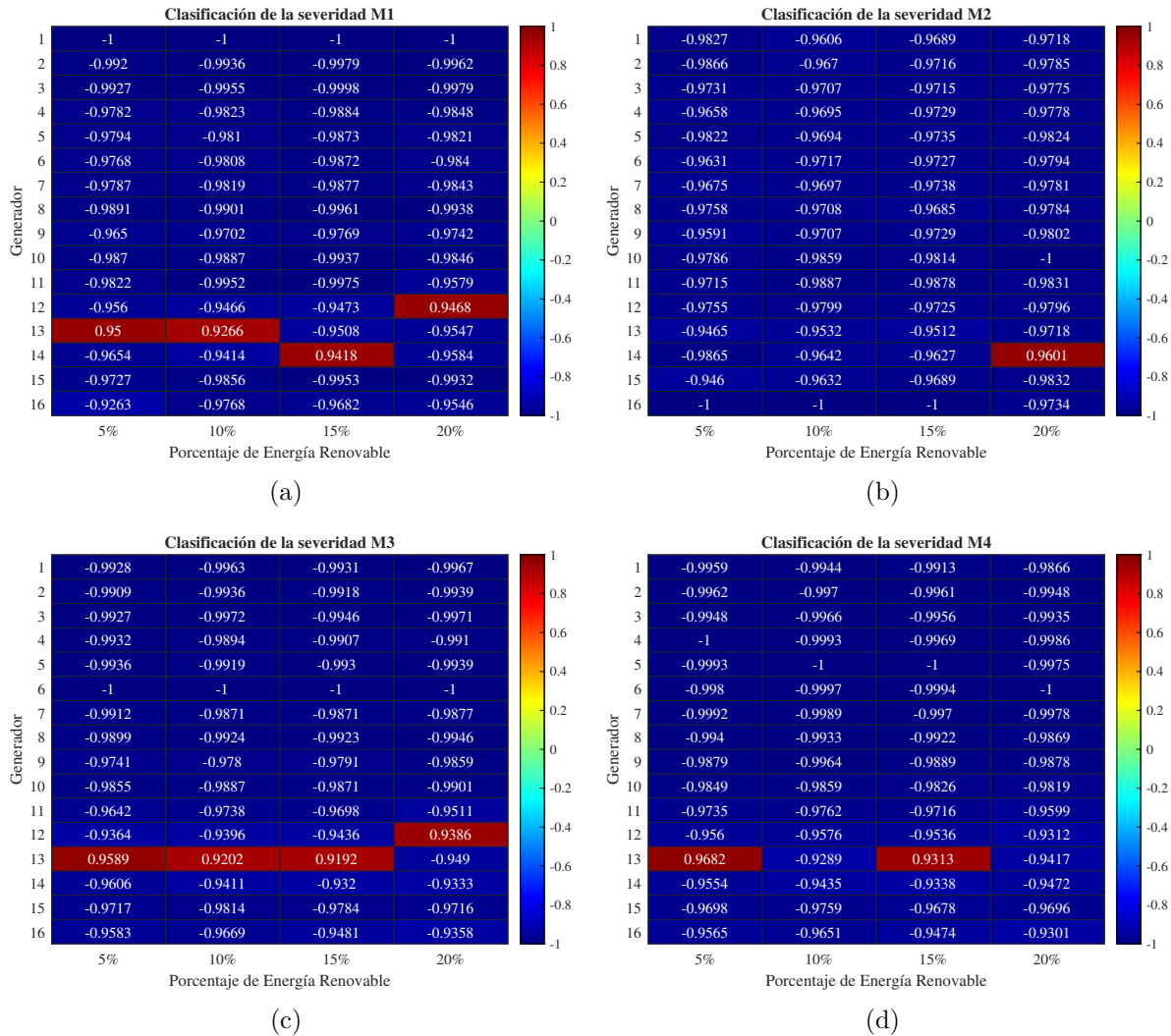


Figura 5.1: Clasificación de la severidad de los generadores empleando el índice general de rendimiento en la red NETS-NYPS con 4 niveles diferentes niveles de penetración eólica. (a) Análisis de la amplitud del modo 1. (b) Análisis de la amplitud del modo 2. (c) Análisis de la amplitud del modo 3. (d) Análisis de la amplitud del modo 4.

Fig. 5.1. Se muestra un mapa de calor para el análisis de cada amplitud modal analizada. Se extrajeron 4 modos, de acuerdo con la L elegida. La Fig. 5.1(a) muestra el comportamiento del primer patrón modal de los generadores. Se analizaron un total de 64 casos de los cuales solo el 6 % resultó inestable. El generador G12 causó inestabilidad en este modo solo cuando la presentación renovable fue del 20%. El generador 14 solo al 15% de penetración renovable.

Finalmente se puede ver que el generador G13 causa inestabilidad desde el 5% hasta el 10%.

Para el modo M2 solo el generador 14 hace inestable el sistema, cuando hay una penetración renovable de 20%. El modo M3 establece que el generador G13 hace inestable el sistema en los casos del 5% al 15% de renovables y la salida del generador G12 hace inestable el sistema ante un 20% de renovables. Finalmente, para el modo M4 el generador 13 solo hace inestable el sistema ante el 5% y el 15% de renovables.

Un hallazgo relevante es la inestabilidad que se evidencia cuando los generadores G12, G13 y G14 se disparan repentinamente, independientemente del nivel de penetración eólica. Este resultado enfatiza la necesidad crítica de implementar acciones específicas en términos de control de voltaje y ángulo que contrarresten las inestabilidades introducidas por la pérdida de este generador para futuras expansiones de fuentes de energía renovable eólica en la red.

Por otro lado, se observa en la Fig. 5.1 que los generadores G1 a G11 no presentan problemas de estabilidad cuando se disparan, ya que el índice general de severidad es negativo, también indicado por un exponente de Lyapunov negativo. Esta característica implica que los modos asociados con estos generadores disminuyen en magnitud con el tiempo y evidencian una respuesta estable del sistema.

5.1.2 Disparos de líneas

Estos escenarios resultaron en el mapa de calor en la Fig. 5.2. Se puede ver que, para el primer modo, la salida de las líneas L73, L83 y L85 produce un modo inestable. Para el caso de la L73 y la L85, se produce inestabilidad en el sistema a la hora de introducir 5% de renovables en el sistema. Para el segundo modo solo las líneas L73 y L85 hacen inestable el sistema cuando se integran 5% de penetración renovable. Por último para los modos M3 y M4 de nuevo la línea 73 y la línea 85 logran desequilibrar el sistema cuando salen repentinamente, cuando hay una penetración del 5%.

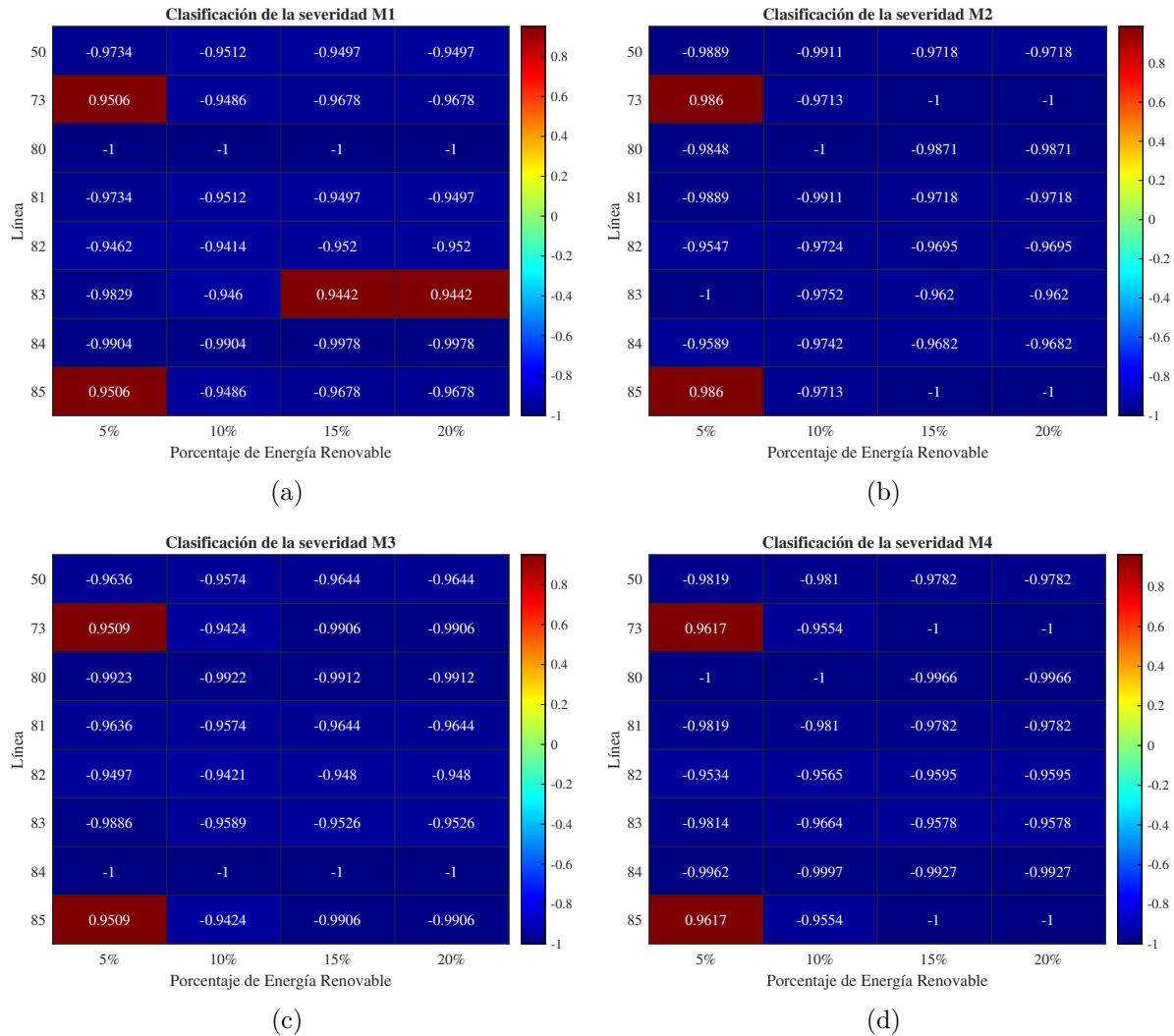


Figura 5.2: Clasificación de la severidad de las líneas de transmisión empleando el índice general de rendimiento en la red NETS-NYPS con 4 niveles diferentes niveles de penetración eólica. (a) Análisis de la amplitud del modo 1. (b) Análisis de la amplitud del modo 2. (c) Análisis de la amplitud del modo 3. (d) Análisis de la amplitud del modo 4.

Se puede observar que la pérdida repentina de la línea L85 provocó inestabilidad en la red para todos los niveles de penetración. El análisis de las demás líneas no causa ninguna pérdida de estabilidad a pesar del porcentaje de integración de centrales eólicas.

5.1.3 Disparos de cargas

Se puede observar que los disparos de carga tienen una mayor dinámica respecto a la estabilidad del sistema de potencia, ya que se encuentran en un mayor rango de valores dentro de los mapas de calor que se muestran en las Figs. 5.3. Se observa que al desconectarse

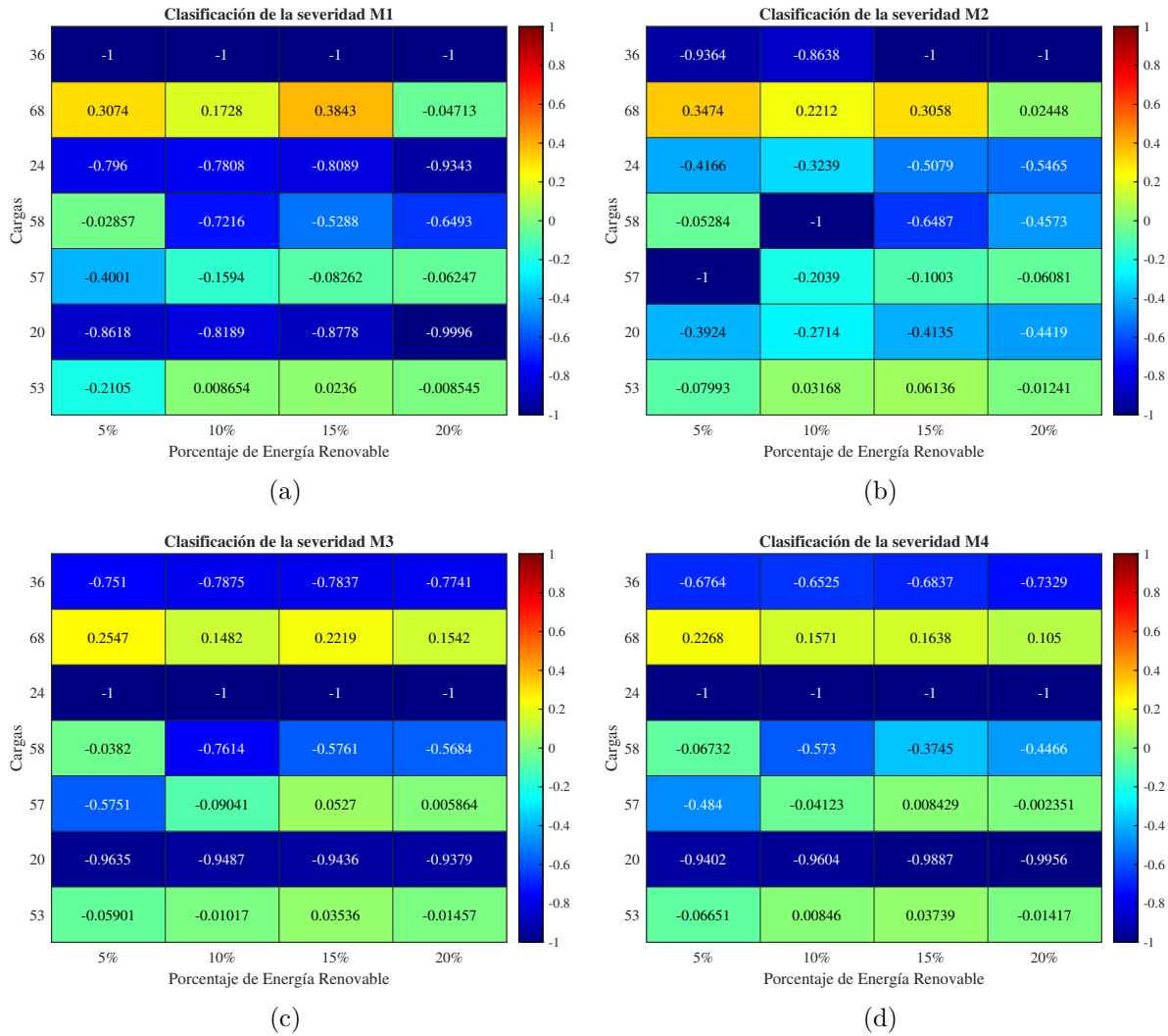


Figura 5.3: Clasificación de la severidad de las cargas empleando el índice general de rendimiento en la red NETS-NYPS con 4 niveles diferentes niveles de penetración eólica. (a) Análisis de la amplitud del modo 1. (b) Análisis de la amplitud del modo 2. (c) Análisis de la amplitud del modo 3. (d) Análisis de la amplitud del modo 4.

la carga 36 el sistema tiene la capacidad para volver a la estabilidad, de acuerdo con el comportamiento de los 4 modos de mayor energía analizados. Por el contrario, la carga 68 es la más severa dentro del sistema, ya que al desconectarse hace el sistema inestable, para todos los porcentajes de penetración renovable. A pesar de que los valores se encuentran cerca de cero, se evidencia que el sistema se vuelve inestable aunque en un tiempo mayor que si el índice general de rendimiento estuviera más cercano a 1. Las cargas 24 y 58 representan una severidad alta pero el sistema logra mantener la estabilidad transitoria después de un tiempo. Cuando se desconecta la carga 57 el sistema se vuelve inestable a partir del 15%.

En términos generales, el mapa de calor proporciona una visión clara de los disparos repentinos de carga que deben evitarse, ya que desencadenan eventos en cascada que comprometen gravemente la operación del sistema eléctrico. Estos resultados destacan la importancia de gestionar cuidadosamente los disparos de carga, especialmente en aquellos buses con una mayor concentración de carga que garantizan la estabilidad operativa de la red. Además, abogan por la necesidad de estrategias de control y mitigación que eviten la desencadenación de problemas sistémicos.

Capítulo 6

Conclusiones y trabajos futuros

6.1 Conclusiones

En este trabajo se demostró que la evaluación y clasificación de la severidad de las perturbaciones pueden beneficiarse del uso de características modales extraídas de mediciones de frecuencia. Dichas características analíticas fueron procesadas mediante la técnica de banco de filtros Fourier-Coseno, ya que proporciona trayectorias modales en el tiempo gracias a la estrategia basada en ventanas deslizantes. Asimismo, este hecho nos permitió evaluar y clasificar la severidad en las trayectorias modales en lugar de en mediciones que son susceptibles a ruido, valores atípicos, datos faltantes y otros problemas de calidad de datos. Además, se demostró la efectividad del método de Fourier-Coseno en la segregación de componentes modales y en la captura de las trayectorias asociadas con las amplitudes modales. De la misma manera, el índice general de desempeño resultó ser un indicador cuantitativo del nivel de severidad, ya que considera los tres índices para evaluar y clasificar el comportamiento de las trayectorias modales. Así, este índice constituye una herramienta viable para el análisis de la estabilidad del sistema eléctrico en presencia de perturbaciones importantes. Todos los archivos utilizados en esta investigación se encuentran disponibles en línea en [99].

En cuanto a las perturbaciones en la red, la propuesta discriminó que el 96% de los disparos de los generadores fueron estables en los cuatro escenarios de integración. Los disparos de las líneas de transmisión resultaron en un 92.18% de casos estables; sin embargo, 4 líneas con alta capacidad de carga presentaron inestabilidades en al menos dos escenarios de integración. Estas líneas representan interconexiones entre ISO, confirmando que la pérdida de interconexiones puede comprometer gravemente la estabilidad del sistema. Para los disparos de carga, el comportamiento fue diverso cercano a un índice cero.

Los exponentes de Lyapunov demostraron ser una herramienta viable en el proceso de toma de decisiones para clasificar los escenarios según la severidad de las perturbaciones, permitiendo determinar el comportamiento del sistema a diferentes niveles de penetración eólica. La metodología aplicada a la red NETS-NYPS utilizando perturbaciones en la generación, carga y líneas de transmisión permitió identificar patrones significativos que afectan la estabilidad del sistema.

La asignación estratégica de los generadores eólicos desempeña un papel clave en la estabilidad, ya que algunos escenarios demostraron que pueden contribuir a fortalecerla. Este hecho destaca la relación entre la penetración de centrales eólicas y la estabilidad, ya que enfatiza la importancia de asignar adecuadamente las centrales eólicas durante la planificación de la expansión.

6.2 Trabajos futuros

A partir de los resultados obtenidos en este trabajo se identifican las siguientes actividades a desarrollar en trabajos futuros:

1. Extender la investigación validando los resultados en software profesionales tales como PSSE, PowerFactory, u otro.

2. Desarrollar un entorno con mediciones reales en tiempo real para el análisis de estabilidad basado en datos sincrofasoriales.
3. Incluir una técnica de identificación de pesos para determinar de manera estadística los pesos asociados a cada variable.
4. Integración de técnicas basadas en Machine Learning para hacer uso de las información almacenada en las simulaciones.
5. Implementar y comparar el comportamiento con otros índices en la literatura.

Referencias

- [1] NASA. (2024) Causes of climate change. [Online]. Available: <https://science.nasa.gov/climate-change/causes/>
- [2] S. Fang, Y. Xu, Z. Li, Z. Ding, L. Liu, and H. Wang, “Optimal sizing of shipboard carbon capture system for maritime greenhouse emission control,” IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 55, no. 6, pp. 5543–5553, 2019.
- [3] O. de las Naciones Unidas (ONU), “Acuerdo de parís de la convención marco de las naciones unidas sobre el cambio climático (unfccc),” 02 2015.
- [4] K. Sun, H. Xiao, S. Liu, S. You, F. Yang, Y. Dong, W. Wang, and Y. Liu, “A review of clean electricity policies from countries to utilities,” Sustainability, vol. 12, p. 7946, 09 2020.
- [5] Z. Ding, J. Guo, K. Lai, and W.-J. Lee, “Spatial-temporal demand management and benefit allocation for geo-distributed charging station and ev aggregators,” IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 56, no. 6, pp. 6238–6249, 2020.
- [6] P. Wang, Y. Cao, and Z. Ding, “Flexible multi-energy scheduling scheme for data center to facilitate wind power integration,” IEEE Access, vol. 8, pp. 88 876–88 891, 2020.
- [7] H. Rudnick and L. Barroso, “Flexibility needed: Challenges for future energy storage systems [guest editorial],” IEEE Power and Energy Magazine, vol. 15, no. 5, pp. 12–19, 2017.
- [8] Revista de transición energética. [Online]. Available: <https://transicionenergetica.ineel.mx/Revista.mvc/CD1n2v3>
- [9] S. Eftekharijad, V. Vittal, G. T. Heydt, B. Keel, and J. Loehr, “Impact of increased penetration of photovoltaic generation on power systems,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 28, no. 2, pp. 893–901, 2013.

- [10] A. Moreira, D. Pozo, A. Street, and E. Sauma, "Reliable renewable generation and transmission expansion planning: Co-optimizing system's resources for meeting renewable targets," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 32, no. 4, pp. 3246–3257, 2017.
- [11] Q.-H. Wu, A. Bose, C. Singh, J. H. Chow, G. Mu, Y. Sun, Z. Liu, Z. Li, and Y. Liu, "Control and stability of large-scale power system with highly distributed renewable energy generation: Viewpoints from six aspects," CSEE Journal of Power and Energy Systems, vol. 9, no. 1, pp. 8–14, 2023.
- [12] Q. Hou, E. Du, N. Zhang, and C. Kang, "Impact of high renewable penetration on the power system operation mode: A data-driven approach," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 35, no. 1, pp. 731–741, 2020.
- [13] N. Hatziaargyriou, J. Milanović, C. Rahmann, V. Ajjarapu, C. Canizares, I. Erlich, D. Hill, I. Hiskens, I. Kamwa, B. Pal, P. Pourbeik, J. Sanchez-Gasca, A. Stankovic, T. Van Cutsem, V. Vittal, and C. Vournas, Stability Definitions and Characterization of Dynamic Behavior in Systems with High Penetration of Power Electronic Interfaced Technologies, 05 2020.
- [14] I. M. Dudurych, "The impact of renewables on operational security: Operating power systems that have extremely high penetrations of nonsynchronous renewable sources," IEEE Power and Energy Magazine, vol. 19, no. 2, pp. 37–45, 2021.
- [15] H. B. Bahabadi, A. Mirzaei, and M. Moallem, "Optimal placement of phasor measurement units for harmonic state estimation in unbalanced distribution system using genetic algorithms," in 2011 21st International Conference on Systems Engineering, 2011, pp. 100–105.
- [16] A. Zamora-Mendez, R. D. R. de Luna, J. A. de la O Serna, J. H. Chow, and M. R. A. Paternina, "Electromechanical modes identification based on an iterative eigenvalue decomposition of the hankel matrix," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 38, no. 1, pp. 155–167, 2023.
- [17] U. of Tennessee at Knoxville, FNET GridEye Frequency Display, (Accesado Febrero 12, 2024), <https://fnetpublic.utk.edu/tabledisplay.html>.
- [18] A. Zamora, V. M. Venkatasubramanian, J. A. de la O Serna, J. M. Ramirez, and M. Paternina, "Multi-dimensional ringdown modal analysis by filtering," Electric Power Systems Research, vol. 143, pp. 748–759, 2017. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779616304199>
- [19] J. Cai, Z. Huang, J. Hauer, and K. Martin, "Current status and experience of wams implementation in north america," in 2005 IEEE/PES Transmission Distribution Conference Exposition: Asia and Pacific, 2005, pp. 1–7.

- [20] D. Nuccitelli, R. Way, R. Painting, J. Church, and J. Cook, "Comment on "climate sensitivity estimated from temperature reconstructions of the last millennium"," Science, vol. 344, no. 6183, p. 707, 2014. [Online]. Available: <https://www.science.org/doi/10.1126/science.1173004>
- [21] Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT). (2024) Cómo afecta el cambio climático a México. [Online]. Available: <https://www.gob.mx/semarnat/articulos/como-afecta-el-cambio-climatico-a-mexico>
- [22] Y. Yan, Y. Qian, H. Sharif, and D. Tipper, "A survey on smart grid communication infrastructures: Motivations, requirements and challenges," IEEE Communications Surveys Tutorials, vol. 15, no. 1, pp. 5–20, 2013.
- [23] Iniciativa Climática de México. (2021) Contribuciones determinadas a nivel nacional (ndcs) de cop26 de México. [Online]. Available: https://www.iniciativaclimatica.org/wp-content/uploads/2021/08/COP26-T2_NDCs.pdf
- [24] N. Khadka *et al.*, "Transient stability in renewable energy penetrated power systems: A review," 12 2020.
- [25] L. Meegahapola, D. Flynn, and T. Littler, "Transient stability analysis of a power system with high wind penetration," in 2008 43rd International Universities Power Engineering Conference, 2008, pp. 1–5.
- [26] S. Impram, S. Nese, and B. Oral, "Challenges of renewable energy penetration on power system flexibility: A survey," Energy Strategy Reviews, vol. 31, p. 100539, 09 2020.
- [27] B. Mohandes, M. Moursi, N. Hatziargyriou, and S. Khatib, "A review of power system flexibility with high penetration of renewables," IEEE Trans. Power Systems, vol. Early access, pp. 1–13, 01 2019.
- [28] N. Koltsaklis, A. Dagoumas, and I. Panapakidis, "Impact of the penetration of renewables on flexibility needs," Energy Policy, vol. 109, pp. 360–369, 10 2017.
- [29] L. Shi, S. Sun, L. Yao, Y. Ni, and M. Bazargan, "Effects of wind generation intermittency and volatility on power system transient stability," IET Renewable Power Generation, vol. 8, no. 5, pp. 509–521, 2014.
- [30] P. Kundur, Power System Stability And Control, ser. EPRI power system engineering series. McGraw-Hill, 1994.
- [31] S. Savulescu, Real-Time Stability in Power Systems: Techniques for Early Detection of the Risk of Blackout, ser. Power Electronics and Power Systems. Springer International Publishing, 2014.

- [32] S. Rovnyak et al., “Angle stability predictive indices,” in IEEE PES GM, 2012.
- [33] O. Gomez and M. Rios, “Interarea stability prediction index based on phasorial measurement,” 01 2012.
- [34] Y. Wu et al., “Monitoring power system transient stability using synchrophasor data,” in IEEE PES GM, 2015.
- [35] B. B. Adetokun, J. O. Ojo, and C. M. Muriithi, “Reactive power-voltage-based voltage instability sensitivity indices for power grid with increasing renewable energy penetration,” IEEE Access, vol. 8, pp. 85 401–85 410, 2020.
- [36] W. Y. Choi, K. Kook, and J.-O. Lee, “Frequency stability-based penetration limit evaluation of variable energy resources in power systems for online application,” IEEE Access, vol. PP, pp. 1–1, 01 2024.
- [37] I. Egido, F. Fernandez-Bernal, P. Centeno, and L. Rouco, “Maximum frequency deviation calculation in small isolated power systems,” IEEE Trans. Power Systems, vol. 24, no. 4, pp. 1731–1738, 2009.
- [38] L. Liu et al., “An analytical model for frequency nadir prediction following a major disturbance,” IEEE Trans. Power Systems, vol. 35, no. 4, pp. 2527–2536, 2020.
- [39] V. Brandwajn et al., “Severity indices for contingency screening in dynamic security assessment,” IEEE Trans. power systems, vol. 12, no. 3, pp. 1136–1142, 1997.
- [40] H. Cui et al., “Disturbance propagation in power grids with high converter penetration,” Proceedings of the IEEE, vol. 111, no. 7, pp. 873–890, 2023.
- [41] L. Zhu, D. J. Hill, and C. Lu, “Hierarchical deep learning machine for power system online transient stability prediction,” IEEE Trans. Power Systems, vol. 35, no. 3, pp. 2399–2411, 2020.
- [42] K. Sun et al., “An online dynamic security assessment scheme using phasor measurements and decision trees,” IEEE Trans. Power Systems, vol. 22, no. 4, pp. 1935–1943, 2007.
- [43] “Fnet public,” <https://fnetpublic.utk.edu/index.html>, 2024.
- [44] “Medfasee - medidas de adaptación y mitigación para las fases iniciales de la implementación de los acuerdos de parís en el cono sur,” <http://www.medfasee.ufsc.br/conosur/>, s/f.
- [45] J. Hauer, C. Demeure, and L. Scharf, “Initial results in prony analysis of power system response signals,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 5, no. 1, pp. 80–89, 1990.
- [46] J. M. Johnson and D. Trudnowski, BPA/PNNL Dynamic System Identification DSITools; Ringdown Analysis Tool. Usa Columbus, OH, USA, 1998.

- [47] U.S. Department of Energy, “Electric system toolbox: A comprehensive analysis and visualization system for electric power grid evaluation,” U.S. Department of Energy, Tech. Rep., 2014. [Online]. Available: <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2014/09/f18/10-2014TR-PeerReview-Tuffner-toolbox.pdf>
- [48] J. Rommes, N. Martins, and F. D. Freitas, “Computing rightmost eigenvalues for small-signal stability assessment of large-scale power systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, no. 2, pp. 929–938, 2010.
- [49] J. Pierre, D. Trudnowski, and M. Donnelly, “Initial results in electromechanical mode identification from ambient data,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, no. 3, pp. 1245–1251, 1997.
- [50] P. Zhang, X. Wang, X. Wang, and J. S. Thorp, “Synchronized measurement based estimation of inter-area electromechanical modes using the ibrahim time domain method,” *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 111, pp. 85–95, Jun. 2014.
- [51] C. A. Ordóñez and M. A. Ríos, “Electromechanical modes identification based on sliding-window data from a wide-area monitoring system,” *Elect. Power Comput. Syst.*, vol. 41, no. 13, pp. 1264–1279, Aug. 2013.
- [52] A. R. Messina and V. Vittal, “Nonlinear, non-stationary analysis of interarea oscillations via hilbert spectral analysis,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 21, no. 3, pp. 1234–1241, Aug. 2006.
- [53] D. S. Laila, A. R. Messina, and B. C. Pal, “A refined hilbert–huang transform with applications to interarea oscillation monitoring,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 2, pp. 610–620, May 2009.
- [54] F. Ferdowsi, H. Vahedi, A. Jafarian Abianeh, C. S. Edrington, and T. Elmezyani, “A data-driven real-time stability metric for sst-based microgrids,” *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, vol. 134, p. 107397, 2022. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061521006360>
- [55] A. Egorov, “On the stability analysis of equations with bounded time-varying delaythe reported study was funded by rfbr according to the research project no. 19-01-00146,” *IFAC-PapersOnLine*, vol. 52, no. 18, pp. 85–90, 2019, 15th IFAC Workshop on Time Delay Systems TDS 2019. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2405896319320907>
- [56] W. Ditto and T. Munakata, “Principles and applications of chaotic systems,” vol. 38, no. 11, p. 96102, nov 1995. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1145/219717.219797>

- [57] C. Pickover, “Visualizing chaos: Lyapunov surfaces and volumes,” IEEE Computer Graphics and Applications, vol. 10, no. 2, pp. 15–19, 1990.
- [58] J. Holzfuss and U. Parlitz, “Lyapunov exponents from time series,” in Proc. Conf. held in Oberwolfach, 1990. Springer, 2006, pp. 263–270.
- [59] H. Khodadadi and et al, “Applying a modified version of lyapunov exponent for cancer diagnosis in biomedical images: the case of breast mammograms,” Multidimensional Systems and Signal Processing, vol. 29, 01 2018.
- [60] B. Kharabian and H. Mirinejad, “Fuzzy Lyapunov exponents placement for chaos stabilization,” Physica D Nonlinear Phenomena, vol. 445, p. 133648, Mar. 2023.
- [61] H. Verdejo, L. Vargas, and W. Kliemann, “Stability of linear stochastic systems via lyapunov exponents and applications to power systems,” Applied Mathematics and Computation, vol. 218, p. 1102111032, 07 2012.
- [62] —, “Linear stability via lyapunov exponents in electrical power systems,” Latin America Trans., IEEE (Revista IEEE America Latina), vol. 11, pp. 1332–1337, 12 2013.
- [63] S. Dasgupta, M. Paramasivam, U. Vaidya, and V. Ajjarapu, “Real-time monitoring of short-term voltage stability using pmu data,” IEEE Trans. Power Systems, vol. 28, no. 4, pp. 3702–3711, 2013.
- [64] C. Rueger, J. Dobrowolski, P. Korba, and F. R. S. Sevilla, “Lyapunov exponent for evaluation and ranking of the severity of grid events on extra-large power systems,” in 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe), 2019, pp. 1–5.
- [65] M. Amiri, M. Dehghani, A. Khayatian, and M. Mohammadi, “Lyapunov exponent based stability assessment of power systems,” 10 2019, pp. 1–5.
- [66] K. Yoon, D. Choi, S. H. Lee, and J.-W. Park, “Optimal placement algorithm of multiple dgs based on model-free lyapunov exponent estimation,” IEEE Access, vol. PP, pp. 1–1, 07 2020.
- [67] G. V. de S. Lopes, G. R. Moraes, D. Issicaba, and D. Dotta, “Wams-based two-level robust detection methodology of power system events,” Sustainable Energy, Grids and Networks, vol. 31, p. 100689, 2022. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352467722000455>
- [68] V. Miranda, P. A. Cardoso, R. J. Bessa, and I. Decker, “Through the looking glass: Seeing events in power systems dynamics,” International Journal of Electrical Power Energy Systems, vol. 106, pp. 411–419, 2019. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S014206151832194X>

- [69] A. R. Sobbouhi and A. Vahedi, "Transient stability prediction of power system; a review on methods, classification and considerations," Electric Power Systems Research, vol. 190, p. 106853, 2021. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779620306520>
- [70] N. Hatziargyriou, J. Milanovic, C. Rahmann, V. Ajjarapu, C. Canizares, I. Erlich, D. Hill, I. Hiskens, I. Kamwa, B. Pal, P. Pourbeik, J. Sanchez-Gasca, A. Stankovic, T. Van Cutsem, V. Vittal, and C. Vournas, "Definition and classification of power system stability revisited extended," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 36, no. 4, pp. 3271–3281, 2021.
- [71] "Ieee standard for synchrophasor measurements for power systems," IEEE Std C37.118.1-2011 (Revision of IEEE Std C37.118-2005), pp. 1–61, 2011.
- [72] J. Chen, M. Liu, and F. Milano, "Aggregated model of virtual power plants for transient frequency and voltage stability analysis," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 36, no. 5, pp. 4366–4375, 2021.
- [73] A. Xue, J. Zhang, L. Zhang, Y. Sun, J. Cui, and J. Wang, "Transient frequency stability emergency control for the power system interconnected with offshore wind power through vsc-hvdc," IEEE Access, vol. 8, pp. 53 133–53 140, 2020.
- [74] Q.-H. Wu, Y. Lin, C. Hong, Y. Su, T. Wen, and Y. Liu, "Transient stability analysis of large-scale power systems: A survey," CSEE Journal of Power and Energy Systems, vol. 9, no. 4, pp. 1284–1300, 2023.
- [75] P. W. Sauer et al., Power system dynamics and stability with Synchrophasor Measurement and Power System Toolbox, second edition. John Wiley & Sons, 2017.
- [76] J. Machowski, J. Bialek, and J. Bumby, Power System Dynamics: Stability and Control. Wiley, 2011. [Online]. Available: <https://books.google.com.mx/books?id=wZv92UdKxi4C>
- [77] S. S. Mousavi-Seyedi, F. Aminifar, and S. Afsharnia, "Application of wams and scada data to online modeling of series-compensated transmission lines," IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 8, no. 4, pp. 1968–1976, 2017.
- [78] A. G. Phadke, J. S. Thorp, and M. G. Adamiak, "A new measurement technique for tracking voltage phasors, local system frequency, and rate of change of frequency," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-102, no. 5, pp. 1025–1038, 1983.
- [79] V. Terzija, G. Valverde, D. Cai, P. Regulski, V. Madani, J. Fitch, S. Skok, M. M. Begovic, and A. Phadke, "Wide-area monitoring, protection, and control of future electric power networks," Proceedings of the IEEE, vol. 99, no. 1, pp. 80–93, 2011.

- [80] S. Chakrabarti, E. Kyriakides, T. Bi, D. Cai, and V. Terzija, “Measurements get together,” IEEE Power and Energy Magazine, vol. 7, no. 1, pp. 41–49, 2009.
- [81] Wind Power Generation and Modeling. John Wiley Sons, Ltd, 2019, ch. 15, pp. 487–530. [Online]. Available: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/9781119546924.ch15>
- [82] J. Chow and K. Cheung, “A toolbox for power system dynamics and control engineering education and research,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 7, no. 4, pp. 1559–1564, 1992.
- [83] P. Dandeno, “Current usage suggested practices in power system stability simulations for synchronous machines,” IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. EC-1, no. 1, pp. 77–93, 1986.
- [84] I. C. Report, “Excitation system models for power system stability studies,” IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-100, no. 2, pp. 494–509, 1981.
- [85] E. Larsen and J. Chow, “Svc control design concepts for system dynamic performance,” application of static VAR systems for system dynamic performance, pp. 36–53, 1987.
- [86] E. V. Larsen and D. A. Swann, “Applying power system stabilizers part i: General concepts,” IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-100, no. 6, pp. 3017–3024, 1981.
- [87] P. Sauer and M. Pai, Power System Dynamics and Stability, 1st ed. Prentice Hall, 1998.
- [88] J. M. Ramos Guerrero, “Diseño de un generador eléctrico para aerogeneradores de eje vertical y de baja potencia,” 2022.
- [89] C. F. M. Camila, “Control de oscilaciones electromecánicas en sistemas de energía eléctrica mediante plantas de generación eólica,” 2023-09-22.
- [90] J. J. Sanchez-Gasca, “Generic wind turbine generator models for wecc - a second status report,” in 2015 IEEE Power Energy Society General Meeting, 2015, pp. 1–5.
- [91] A. Ellis, Y. Kazachkov, E. Muljadi, P. Pourbeik, and J. J. Sanchez-Gasca, “Description and technical specifications for generic wtg models a status report,” in 2011 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition, 2011, pp. 1–8.
- [92] F. Wilches-Bernal, J. J. Sanchez-Gasca, and J. H. Chow, “Implementation of wind turbine generator models in the power system toolbox,” in 2014 Power and Energy Conference at Illinois (PECI), 2014, pp. 1–5.

- [93] Pest report: The definition, implementation, and testing of multi-vendor plug-and-play distributed energy resources. [Online]. Available: https://resourcecenter.ieee.org/publications/technical-reports/pestr15?check_logged_in=1#
- [94] C. Rueger, J. Dobrowolski, P. Korba, and F. R. S. Sevilla, "Stability effects after massive integration of renewable energy sources on extra-large power systems," in 2020 IEEE PES Transmission Distribution Conference and Exhibition - Latin America (TD LA), 2020, pp. 1–6.
- [95] I. M. Dudurych, "The impact of renewables on operational security: Operating power systems that have extremely high penetrations of nonsynchronous renewable sources," IEEE Power and Energy Magazine, vol. 19, no. 2, pp. 37–45, 2021.
- [96] C. Pickover, "Visualizing chaos: Lyapunov surfaces and volumes," IEEE Computer Graphics and Applications, vol. 10, no. 2, pp. 15–19, 1990.
- [97] J. Holzfuss and U. Parlitz, Lyapunov exponents from time series, 11 2006, vol. 915, pp. 263–270.
- [98] H. Bosetti and S. Khan, "Transient stability in oscillating multi-machine systems using lyapunov vectors," IEEE Trans. Power Systems, vol. 33, no. 2, pp. 2078–2086, 2018.
- [99] CENACE, Public Information about the Mexican Interconnected System, 2023 (accessed May 9, 2023), <https://github.com/64josemanuel/mexicansystem.git>.
- [100] T. Mai, M. M. Hand, S. F. Baldwin, R. H. Wiser, G. L. Brinkman, P. Denholm, D. J. Arent, G. Porro, D. Sandor, D. J. Hostick, M. Milligan, E. A. DeMeo, and M. Bazilian, "Renewable electricity futures for the united states," IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 5, no. 2, pp. 372–378, 2014.
- [101] Global Wind Energy Council. (2024) Global wind report 2024. [Online]. Available: https://gwec.net/wp-content/uploads/2024/04/GWR-2024_digital-version_final-1.pdf
- [102] G. Tian, Investigations on solar power grid integration and simulation, 2016.
- [103] M. Yue and X. Wang, "Dynamic modeling of grid integrated solar and battery energy system for cloud transient impact study," in 2013 IEEE Energytech, 2013, pp. 1–6.
- [104] H. Wang and Z. Li, "A review of power system transient stability analysis and assessment," in 2019 Prognostics and System Health Management Conference (PHM-Qingdao), 2019, pp. 1–6.
- [105] N. A. Masood, R. Yan, and T. Kumar Saha, "Cascading contingencies in a renewable dominated power system: Risk of blackouts and its mitigation," in 2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting, 2018, pp. 1–5.

- [106] Q.-H. Wu, A. Bose, C. Singh, J. H. Chow, G. Mu, Y. Sun, Z. Liu, Z. Li, and Y. Liu, “Control and stability of large-scale power system with highly distributed renewable energy generation: Viewpoints from six aspects,” CSEE Journal of Power and Energy Systems, vol. 9, no. 1, pp. 8–14, 2023.
- [107] J. H. Chow, K. Cheung, and R. Graham, “Power system toolbox webpage,” 1990, [Web; accedido el 21-04-2023]. [Online]. Available: URL{https://sites.ecse.rpi.edu/~chowj/PST_2020_Aug_10.zip}
- [108] A. Argüello, L. Lugnani, and D. Dotta, “Dfig model considering turbine mechanical limitations for frequency response control studies,” in 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America), 2019, pp. 1–6.
- [109] C. Ordonez and M. Rios, “Electromechanical modes identification based on sliding-window data from a wide-area monitoring system,” Electric Power Components and Systems, vol. 41, 10 2013.
- [110] “Ieee standard for synchrophasor measurements for power systems,” IEEE Std C37.118.1-2011 (Revision of IEEE Std C37.118-2005), pp. 1–61, Dec 2011.
- [111] IEEE, “IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems – Amendment 1: Modification of Selected Performance Requirements,” IEEE Std C37.118.1a-2014 (Amendment to IEEE Std C37.118.1-2011), pp. 1–25, April 2014.
- [112] A. Messina, J. Ramirez, and J. Canedo C., “An investigation on the use of power system stabilizers for damping inter-area oscillations in longitudinal power systems,” IEEE Trans. Power Systems, vol. 13, no. 2, pp. 552–559, 1998.
- [113] M. R. A. Paternina, J. M. Ramirez-Arredondo, J. D. Lara-Jiménez, and A. Zamora-Mendez, “Dynamic equivalents by modal decomposition of tie-line active power flows,” IEEE Trans. Power Systems, vol. 32, no. 2, pp. 1304–1314, 2017.

Anexo A

Evaluación y clasificación de la Severidad de los Disparos en los Sistemas Eléctricos de Potencia Basado en Frecuencia

La principal contribución de este capítulo radica en mostrar los resultados de la adopción de la metodología para evaluar y clasificar la severidad de los disparos en los sistemas eléctricos de potencia a partir de señales frecuenciales. Para validar y confirmar la propuesta, se simulan diferentes perturbaciones en el sistema eléctrico interconectado mexicano, incluidas las centrales eólicas. Esta metodología permite clasificar todos los disparos de menor a mayor severidad, utilizando tres índices de estabilidad: (*i*) el exponente de Lyapunov que permite conocer la capacidad de recuperación del sistema; (*ii*) la variación de velocidad que permite rastrear cambios rápidos y repentinos; y (*iii*) la amplitud de oscilación para cumplir con los códigos de red vigentes [96]. Asimismo, se utiliza un índice de rendimiento general que cumple y proporciona una contribución específica mediante la asignación de factores de peso a cada índice de estabilidad. Para llevar a cabo esta propuesta, se utiliza PST en [107, 75] para realizar simulaciones de estabilidad transitoria en la red interconectada mexicana implementando disparos de generación, líneas y cargas.

A.1 Metodología para Clasificar la Severidad

Para clasificar la severidad de los disparos, se expone la metodología en la Fig. A.1 en tres etapas. Esto permite obtener un índice de rendimiento general para determinar el grado de estabilidad, ordenando la severidad de los disparos desde las menos severas hasta las más críticas. Cada etapa se describe a continuación.

La primera etapa se presenta en el cuadro gris en la Fig. A.1, consiste en realizar simulaciones transitorias de múltiples máquinas en PST para obtener señales de frecuencia que se almacenan en un PDC. El cálculo de la frecuencia se implementa de acuerdo con la norma IEEE C37.118.1, donde se concibe como la primera derivada del ángulo de fase, de la

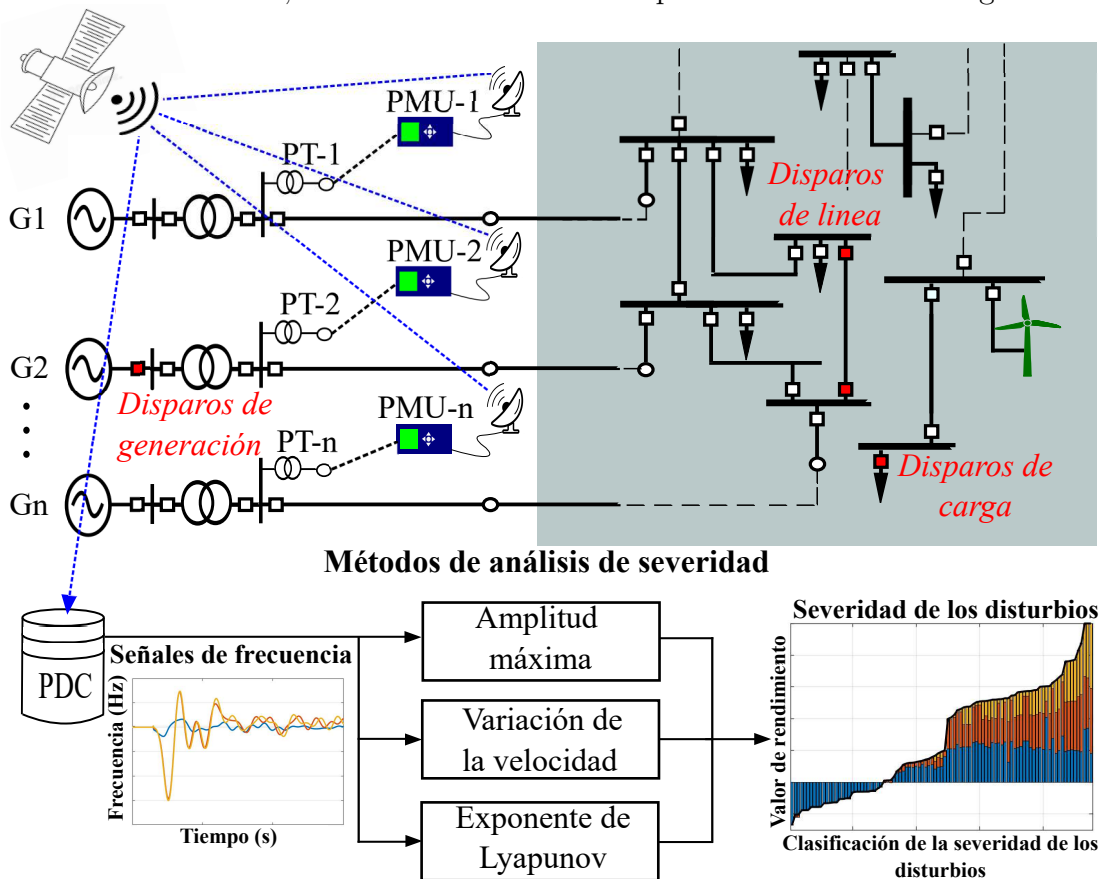


Figura A.1: Metodología para evaluar y clasificar la severidad de los disparos en el sistema mexicano.

siguiente manera [110, 111]:

$$f(t) = f_0 + \Delta f(t), \quad (\text{A.1.1})$$

donde f_0 es la frecuencia fundamental y $\Delta f(t)$ es la desviación de la frecuencia con respecto a la nominal dada por

$$\Delta f(t) = \frac{1}{2\pi} \left[\frac{\hat{\varphi}_{a1,k} - \hat{\varphi}_{a1,k-1}}{\Delta t} \right], \quad (\text{A.1.2})$$

Donde $\hat{\varphi}$ es el ángulo fasorial de secuencia positiva, k indica la iteración actual procesada en la simulación, y $\Delta(t)$ corresponde al tiempo de ventana entre cada sincrofasor estimado.

La segunda etapa se muestra en la parte inferior de la Fig. A.1, donde se realiza el cálculo de los índices, como la amplitud máxima, la variación de velocidad y el exponente de Lyapunov, a través de las ecuaciones (2.6.1)-(3.5.2) en la sección 2.6.

Finalmente, la evaluación de la clasificación de severidad se realiza en la tercera etapa al obtener un índice de rendimiento general que utiliza la información proporcionada por los tres índices que cuantifican la severidad de los disparos, como se muestra en la Fig. A.1.

La evaluación completa se lleva a cabo implementando el **Algoritmo 3** para evaluar y clasificar la severidad de los disparos. Este algoritmo requiere un conjunto de n series temporales de datos de frecuencia f con M muestras, la frecuencia nominal f_0 , y los umbrales de frecuencia mínima f_{min} y máxima f_{max} establecidos por el código de red; para el sistema mexicano, estos límites se definen como $f_0 = \pm 0.01$ Hz. Este conjunto se utiliza como entrada para calcular los tres índices de severidad. Para el índice de amplitud máxima, las señales se analizan encontrando el valor máximo, ya sea positivo o negativo, de las señales de frecuencia normalizadas por la frecuencia fundamental, como se muestra en (2.6.1). Para el índice de variación de velocidad, todas las señales se procesan muestra por muestra, como se indica en (2.6.3)-(2.6.4), donde se utiliza una tasa de muestreo de 60 Hz. Para el exponente de Lyapunov, todas las señales se analizan mediante (2.6.11), donde es necesario detectar cuando las señales de frecuencia están fuera de la banda entre la frecuencia mínima f_{min} y la frecuencia máxima f_{max} , luego se detecta el segundo pico después de la perturbación para

establecer N , con el objetivo de determinar la longitud de la ventana de análisis. Una vez que se calculan todos los exponentes de Lyapunov, se promedian mediante (2.6.12). Una vez calculados todos los índices, la clasificación de la severidad se define aplicando factores de peso a los índices, como se muestra en (3.5.1), lo que permite la clasificación de todos los disparos.

A.2 Entorno de Simulación y Caso de Prueba: Sistema Interconectado Mexicano

Esta sección simula una versión reducida del Sistema Interconectado Mexicano (SIM) en PST. Todas las simulaciones consisten en un tiempo total de simulación de 20 segundos, con una perturbación que comienza a 1 segundo, tiene una duración de 50 milisegundos y una frecuencia de muestreo de 60 Hz. El SIM se evalúa bajo eventos de desconexión de generadores, salidas de línea y pérdida de carga, generando tres casos C1, C2 y C3, respectivamente. Los casos para desconexión de generadores (C1), salidas de línea (C2) y pérdida de carga (C3) se llevan a cabo modificando los datos de conmutación en *sw_con* para definir los buses asociados con esos elementos. Finalmente, se realiza una desconexión en la línea que conecta directamente el generador o la línea a desconectar.

En cualquier caso, la lectura de estas funciones se encuentra en *s_simu*; la función *s_simu* llama a los modelos de PST para la selección del archivo de datos, el desarrollo y la solución del flujo de carga, la inicialización de los modelos de simulación no lineales y la integración paso a paso de las ecuaciones dinámicas para responder a una falla en el sistema especificada por el usuario, siguiendo el procedimiento en [75].

Se selecciona un modelo reducido del SIM de 190 buses y 46 máquinas sincrónicas, que se muestra en la Fig. A.2, como sistema de prueba. Contiene 46 generadores sincrónicos,

Algoritmo 3 Cálculo de la severidad y clasificación de los disparos.

Entrada: Un conjunto de n datos de series temporales de la señal registrada $f(n, M)$ con M muestras cada una. Los límites de frecuencia mínima y máxima en estado estacionario f_{min} y f_{max} , respectivamente. La frecuencia fundamental f_0 .

Salida: Clasificación de la severidad λ_g

```

1: mientras  $i \leq n$  hacer
2:   Inicialización:  $d = 1, j = 1, h = 1, \alpha = 0$  y  $l_e = 0$ 
3:   Para calcular la amplitud máxima:
    $\lambda_{am} = \max[\text{abs}(f_0 - \min(f(i, :))), \text{abs}(f_0 - \max(f(i, :)))]$ 
4:   Para calcular la variación de velocidad:
    $\lambda_{de} = \max(f(i, 2:l) - f(i, 1:l-1)) / \Delta t$ 
5:   mientras  $j = 1$  hacer
6:     si  $f(i, d) \geq f_{min}$  &  $f(i, d) \leq f_{max}$  entonces
7:        $d = d + 1$ 
8:     mientras
9:        $j = 2$ 
10:       $N = d$ 
11:     fin si
12:     fin mientras
13:     mientras  $h = 1$  hacer
14:       si  $f(i, N) > f_{max}$  &  $f(i, N - 1) > f(i, N)$  ||
15:        $f(i, N) < f_{min}$  &  $f(i, N - 1) < f(i, N)$  entonces
16:          $N = N + 1$ 
17:          $p = p + 1$ 
18:       mientras
19:          $h = 2$ 
20:       fin si
21:     fin mientras
22:     Para calcular el exponente de Lyapunov:
23:     para  $k = (N + d) : (M - N - d)$  hacer
24:       para  $m = 1 : N - d$  hacer

```

$$l_e = l_e + \log_{10} \left(\frac{\text{abs}(f(i, k + m) - f(i, k + m - 1))}{\text{abs}(f(i, m) - f(i, m - 1))} \right)$$

```

25:       fin para
26:     fin para
27:     Para calcular el promedio del exponente de Lyapunov
      $LE(i, k) = l_e / (N \times \Delta t)$ 
28:     para  $p = (N + d) : (M - N - d)$  hacer
29:        $\alpha = LE(i, p) + \alpha$ 
30:     fin para
31:      $\lambda_{le} = \alpha / (M - 2N - 2d)$ 
32:      $i = i + 1$ 
33:   fin mientras
34:   Para calcular la clasificación de la severidad:
      $\lambda_g = \lambda_{am} * \omega_{am} + \lambda_{de} * \omega_{de} + \lambda_{le} * \omega_{le}$ 

```

A.2. ENTORNO DE SIMULACIÓN Y CASO DE PRUEBA: SISTEMA INTERCONECTADO MEXICANO92

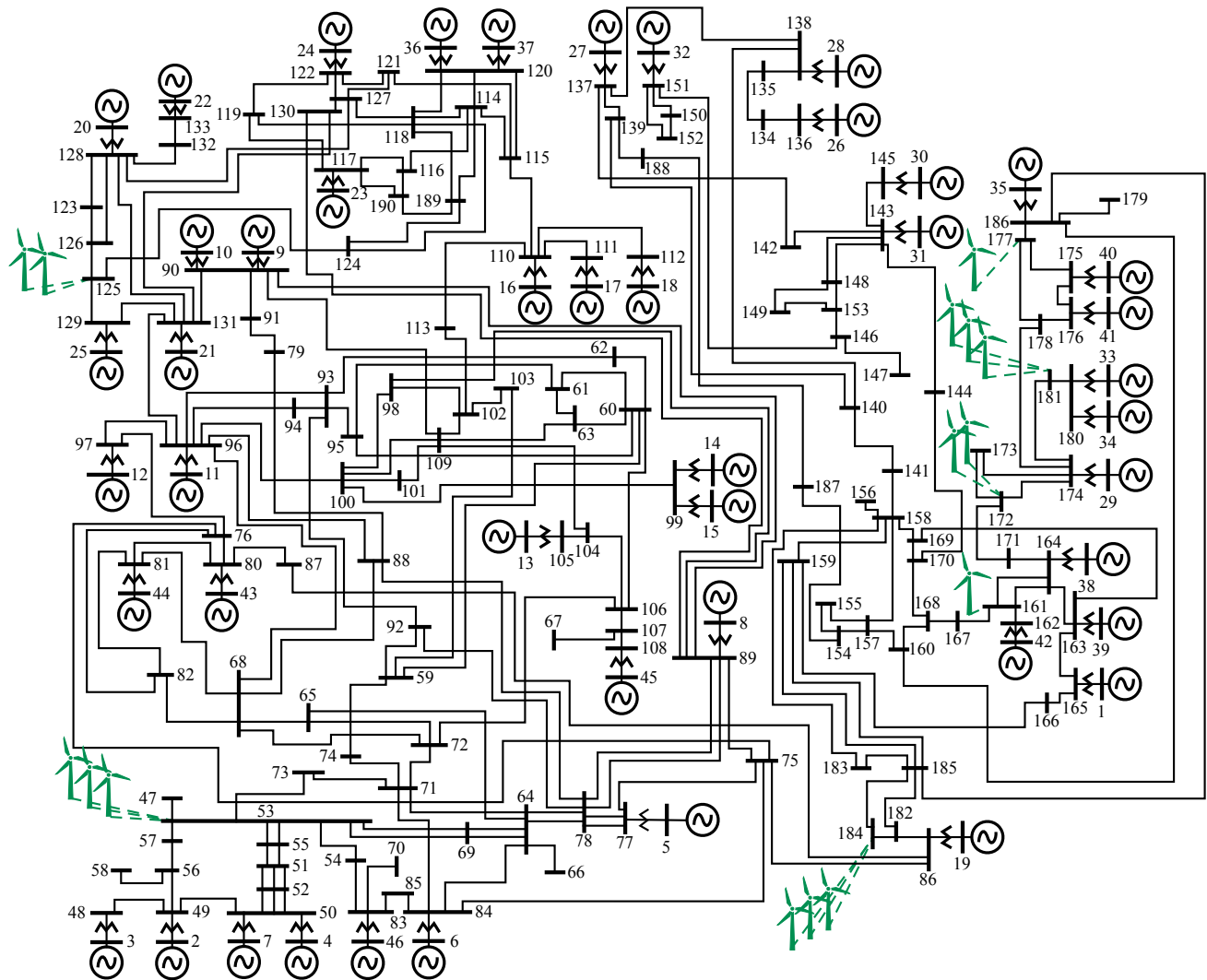


Figura A.2: Diagrama unifilar del sistema de potencia Mexicano de 190 buses, 46 máquinas y con 8% de penetración eólica.

7 parques eólicos, 143 cargas, 217 líneas de transmisión y 48 transformadores. El SIM representa un modelo simplificado del sistema de transmisión mexicano, cuya frecuencia nominal es de 60 Hz y tiene las siguientes tensiones nominales: 115, 138, 230 y 400 kV [112, 113, 99]. Según [99], la mayoría de los parques eólicos en México están conectados a la red de transmisión de 230 kV o 400 kV mediante subestaciones elevadoras para cumplir con este requisito; por lo tanto, en este documento, las centrales eólicas se ubican en los lugares con la mayor generación eólica [99] - [112], y se muestran en la Fig. A.2.

En México, existen cuatro sistemas eléctricos que operan de forma aislada: Muleje, Baja California (BCA), Baja California Sur (BCS) y el SIM, éste último es el más grande. La capacidad instalada total es de aproximadamente 83,120 MW, con una demanda máxima de alrededor de 123 GW en 2023.

Su nivel de transmisión está compuesto principalmente por líneas de transmisión con tensiones operativas de 400 kV, 230 kV y 115 -69 kV. Este sistema cubre desde Quintana Roo hasta el estado de Sonora, formando la red eléctrica principal en México y se divide en 7 regiones: Central, Este, Oeste, Noroeste, Norte, Noreste y Peninsular. También cuenta con seis interconexiones internacionales: (i) hay cuatro conexiones asíncronas en la región Noreste con el Electric Reliability Council of Texas (ERCOT) en EE. UU. mediante cuatro líneas de interconexión con una capacidad de 436 MW; (ii) hay una conexión síncrona en la región Este con Guatemala a través de una línea de interconexión con una capacidad de 240 MW; y (iii) también hay una conexión síncrona en la región Peninsular con Belice mediante una línea de interconexión con una capacidad de 55 MW. Por razones de brevedad, los documentos oficiales públicos están disponibles en [99].

Para generar la biblioteca de perturbaciones en la red mexicana, se simulan casos de prueba relacionados con los disparos de generadores, líneas y cargas considerando lo siguiente.

A.2.1 Disparos de Generadores

Para la evaluación de la severidad de los disparos de generadores, se eligió evaluar cada uno de los 46 generadores en el SIM (con su transformador elevador de 230 kV o 400 kV). Con este fin, se desconectó cada uno de los buses de generación para determinar en qué región se tiene la mayor severidad, con el objetivo de obtener buses compatibles para la conexión de parques eólicos cerca de los puntos de generación que resulten con un margen amplio de estabilidad.

A.3. EVALUACIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LA SEVERIDAD DE LOS DISPAROS EN EL SIM94

A.2.2 Disparos de Líneas

Para la selección de las líneas de transmisión a evaluar, se determina elegir aquellas con flujos de potencia superiores a 300 MW, lo que representa un total de 33 de las 217 líneas del SIM (todas en 400 kV). Para cada una de ellas, se simula disparo.

A.2.3 Disparos de Cargas

Se seleccionan cargas superiores a 200 MVA, ya que representan las ciudades más grandes del país, y se evalúa la severidad de la desconexión repentina de estas cargas para investigar la variación de los índices bajo escenarios críticos. Se evalúa un total de 16 disparos de cargas.

A.3 Evaluación y Clasificación de la Severidad de los disparos en el SIM

La evaluación de la severidad se lleva a cabo en dos casos del SIM: (*i*) Sin generación eólica y (*ii*) con un 8% de generación eólica. Las mismas perturbaciones se evalúan para cada caso. Los resultados obtenidos se muestran en las Figuras A.3 y A.4. Se muestra el comportamiento de los tres índices junto con el valor del índice que se calcula después de normalizarlo y considerar factores de ponderación. Así, la severidad de los disparos se clasifica (por número de generador, línea y carga que se muestra en la Fig. A.2) según los resultados, la perturbación menos severa corresponde al valor más negativo (es decir, los valores significativamente lejos de cero indican perturbaciones menos severas); mientras que la perturbación más severa se asocia con el valor positivo más grande, de esta manera, todos los disparos se ordenan de menor a mayor severidad.

A.3. EVALUACIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LA SEVERIDAD DE LOS DISPAROS EN EL SIM95

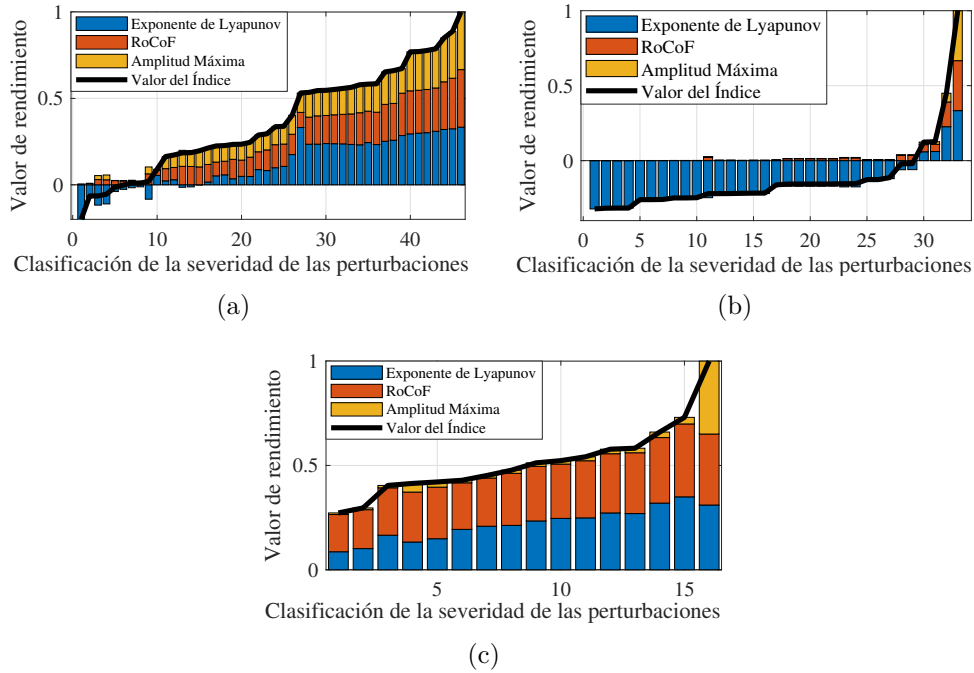


Figura A.3: Comportamiento de los índices en el SIM sin penetración eólica. (a) Disparos de generación. (b) Disparos de línea. (c) Disparos de carga.

A.3.1 Disparos de Generadores

En el caso sin generación eólica, los índices de severidad en presencia de disparos de generadores se muestran en la Figura A.3(a), donde los disparos menos severos corresponden a los generadores 42, 15, 34, 33, 30 y 22 (1 al 6 en el eje x). En todas estas perturbaciones, el exponente de Lyapunov es negativo, lo que indica que la estabilidad se mantiene después de su ocurrencia. Mientras que los disparos más severos están asociadas con los generadores 10, 3, 4, 2 y 5 de menos a más severa (42 al 46 en el eje x). Por otro lado, en el caso con generación eólica, la evaluación de la severidad se presenta en la Figura A.4(a), donde la disparo de G41 preserva la estabilidad del SIM. Cabe destacar que el sistema es generalmente inestable ante disparos de generadores, indicando un incremento en la severidad en comparación con el caso sin generación eólica.

A.3. EVALUACIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LA SEVERIDAD DE LOS DISPAROS EN EL SIM96

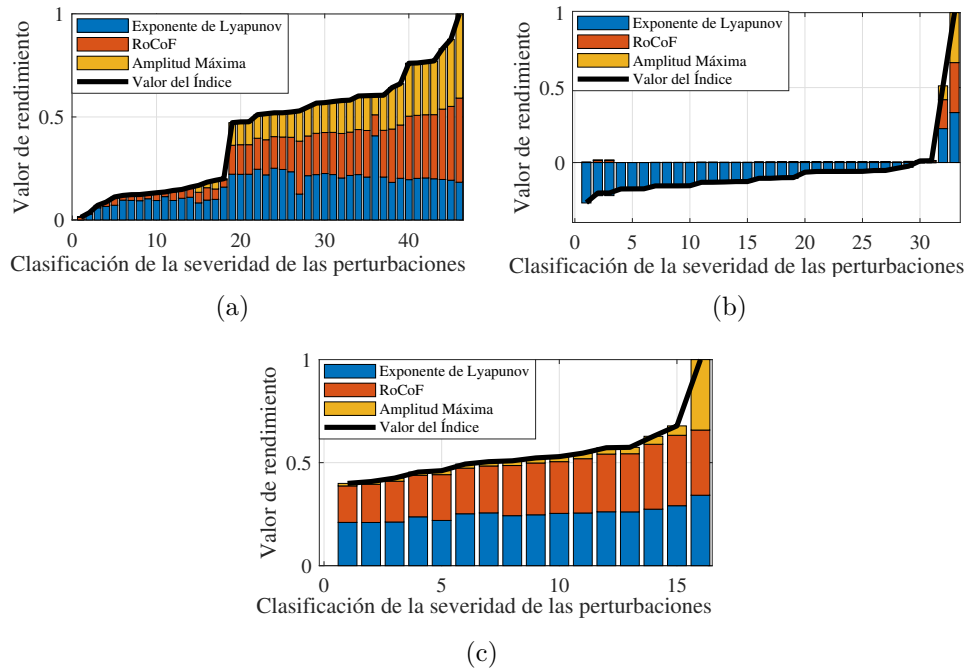


Figura A.4: Comportamiento de los índices en el SIM con un 8 % de penetración eólica. (a) Disparos de generación. (b) Disparos de línea. (c) Disparos de carga.

A.3.2 Disparos de Líneas

La clasificación de la severidad para los disparos de líneas que ocurren en el SIM sin penetración de energías renovables se presenta en la Figura A.3(b) A.3(b), mostrando una respuesta estable del sistema para 29 perturbaciones y un comportamiento inestable para 4 perturbaciones. Las cinco perturbaciones menos severas están asociadas con las interconexiones: 98-102 (Victoria-Nopala), 52-51 (Temascal-Tuxtla), 50-52 (Temascal-Tuxtla), 71-74 (Tecnológico-Tecnológico Potencia), 71-73 (Tecnológico-Tecnológico 1) (1 al 5 en el eje x). Todas estas líneas de transmisión tienen una tensión nominal de 400 kV[99]. Mientras que la clasificación para el caso de penetración de energía eólica se muestra en la Figura A.4(b), señalando que la magnitud de los exponentes de Lyapunov negativos disminuye y demostrando que la desconexión de líneas es más severa cuando se integran centrales eólicas. Cabe destacar que 31 perturbaciones son estables en este caso, corroborado por el índice

A.3. EVALUACIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LA SEVERIDAD DE LOS DISPAROS EN EL SIM97

general que muestra que este tipo de perturbación es menos severo; sin embargo, no debe subestimarse debido a que la desconexión de líneas es la perturbación más frecuente y puede llevar a eventos en cascada.

A.3.3 Disparos de Cargas

Cuando ocurren disparos de cargas en el SIM sin penetración de energía eólica, la evaluación de la severidad muestra que todas los disparos de cargas conducen a respuestas inestables del sistema, como se muestra en la Figura A.3(c), donde el índice de severidad varía de 0.27 a 1, indicando que este tipo de perturbación es la más severa en el SIM, ya que su estabilidad se ve seriamente afectada. En cambio, cuando el SIM cuenta con centrales eólicas, la clasificación de la severidad ilustra una tendencia similar, pero el valor del índice alcanza valores más altos, desde 0.39 hasta 1 que se pueden observar en la Fig. A.4(c). Por lo tanto, estas perturbaciones son las más severas en comparación con aquellas asociadas con generadores y líneas de transmisión.

A.3.4 Evaluación General

Después de evaluar la severidad de cada perturbación por separado, también se realiza una evaluación general de las 95 perturbaciones simuladas compilándolas todas en la Figura A.5. La clasificación de la severidad para el SIM sin penetración de energía eólica se muestra en la Figura A.5(a), donde los disparos menos severos ocurren cuando las líneas de transmisión disparadas corresponden a las zonas menos cargadas del SIM, solo 5 perturbaciones no están asociadas con disparos de generadores. Asimismo, la clasificación para el caso con integración de energía eólica se muestra en la Figura A.5(b). Es notable que la magnitud del valor de rendimiento disminuye, indicando la flexibilidad del sistema ante perturbaciones de desconexión. Además, se puede observar que el 70% de los disparos son inestables en

A.3. EVALUACIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LA SEVERIDAD DE LOS DISPAROS EN EL SIM98

comparación con el 60% cuando no hay centrales eólicas.

La respuesta del sistema para el SIM con generación eólica, cuando ocurren dos disparos, se muestra en la Figura A.6. La perturbación menos severa se muestra en la Figura A.6(a), notando excursiones momentáneas de la frecuencia por encima de 0.5 Hz que tienden efectivamente a volver al estado estacionario en la ventana de 20 segundos analizada. Por el contrario, la perturbación más severa se representa en la Figura A.6(b), donde es evidente el comportamiento inestable debido a la pérdida de capacidad para regresar al valor nominal de frecuencia de 60 Hz.

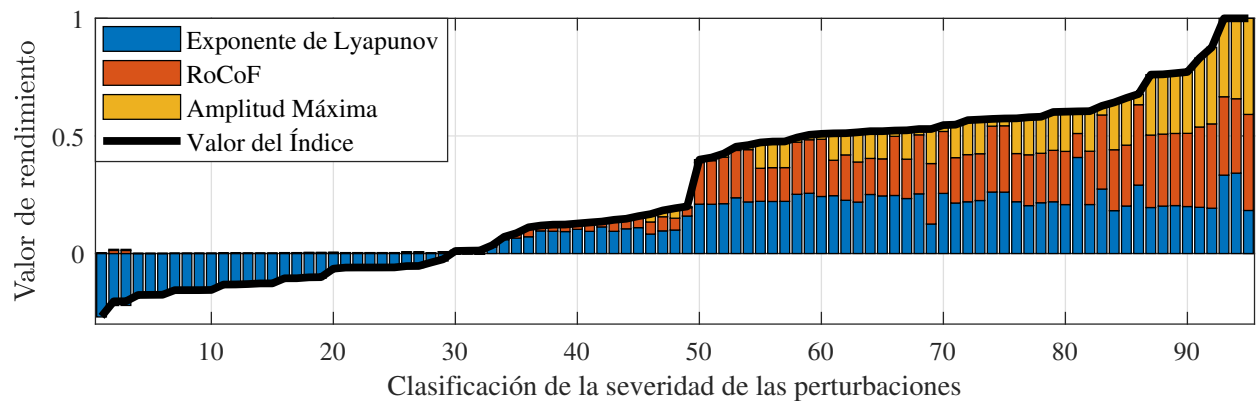
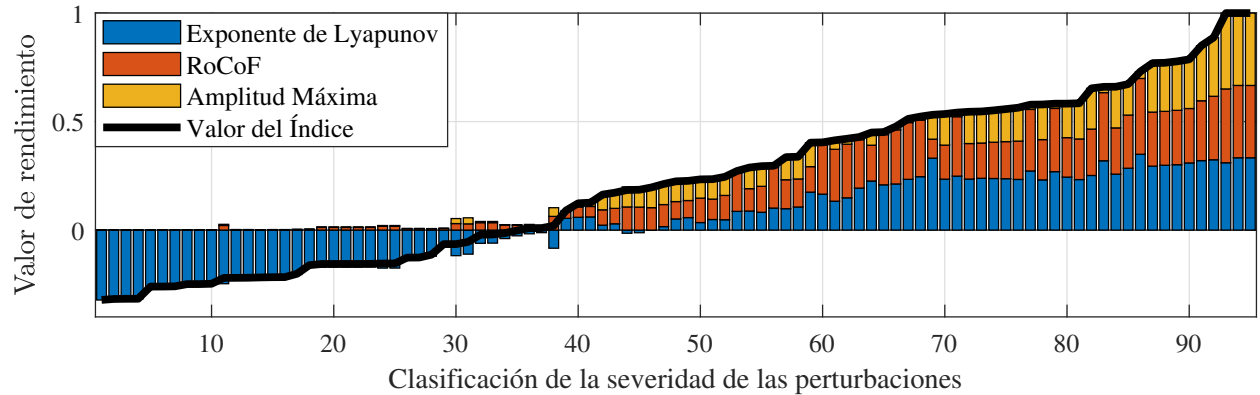


Figura A.5: Clasificación de la severidad de todos los disparos en el SIM. (a) Sin generación eólica. (b) Con generación eólica.

A.3. EVALUACIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LA SEVERIDAD DE LOS DISPAROS EN EL SIM99

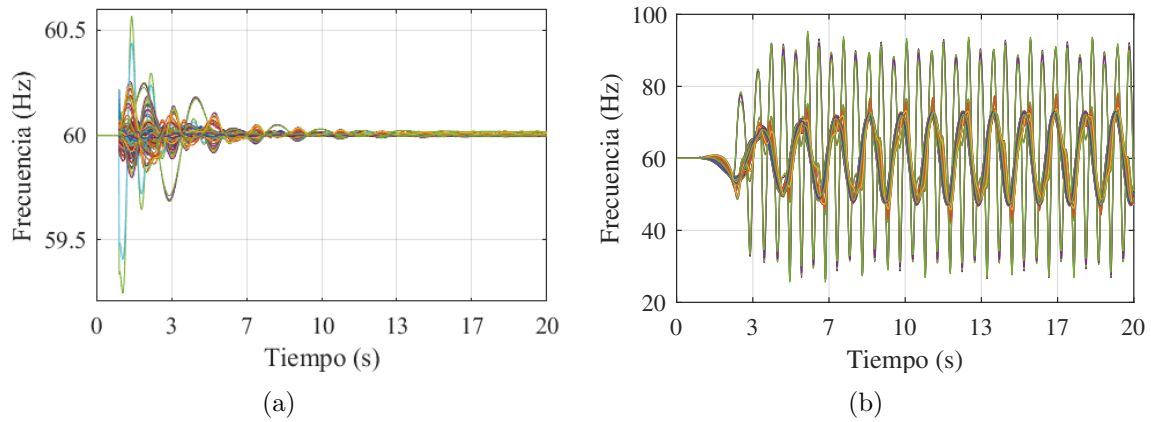


Figura A.6: Comportamiento de la respuesta del sistema simulado para: (a) la perturbación menos grave; y (b) la perturbación más grave.

A.3.5 Discusión

En este capítulo se demostró a través de la metodología propuesta que es posible evaluar y clasificar la severidad de los disparos en sistemas de potencia a gran escala con parques eólicos, siendo útil para conocer los disparos menos y más severos en las redes eléctricas. Esto se logra mediante el uso de índices de cuantificación que representan patrones del comportamiento de la frecuencia en todo el sistema. Esta implementación permitió la clasificación de los disparos seleccionados y facilitó su análisis. Dado que la propuesta ha sido evaluada utilizando un nivel de penetración de energías renovables, puede ser útil para los operadores del sistema cuando se interconectan nuevas plantas de energía.

De acuerdo con la evaluación completa de la severidad de los disparos en el Sistema Interconectado Mexicano, se observa que el 40% de los disparos son estables cuando no hay parques eólicos interconectados, siendo entonces el restante 60% de los disparos inestables con el paso del tiempo. Se puede ver también que los índices correspondientes a la amplitud máxima y la variación de la velocidad empiezan a ser notorios ante disparos inestables debido a que la frecuencia empieza a tener grandes cambios en magnitud conforme los eventos se vuelven más severos lo que acrecienta este comportamiento. En contraste, cuando

A.3. EVALUACIÓN Y CLASIFICACIÓN DE LA SEVERIDAD DE LOS DISPAROS EN EL SIM100

el sistema está interconectado con un 8% de generación eólica, solo el 30% de los disparos son estables, dando un 70% de los eventos inestables con el tiempo lo que representa un incremento del 10% en los eventos inestables ante el caso sin energía eólica, lo que refuerza la hipótesis planteada, dando pie a un incremento de inestabilidad en el sistema ante un aumento de energías renovables. Esto da pie a que las Figuras A.3-A.4 permiten inferir que los disparos asociados con disparos de líneas son menos severos, ya que el 88% de ellas son estables de acuerdo con las figuras A.4-A.3. Por el contrario, los disparos más severos corresponden a la desconexión de cargas, donde el 100% de ellas son inestables. Estos resultados muestran que, los tres índices son una medida confiable y robusta para cuantificar la severidad de los disparos y analizar la estabilidad en sistemas de energía a gran escala en diferentes condiciones de operación, penetración de energía renovable y diferentes tipos de perturbaciones. Adicionalmente es importante recalcar que el sistema de potencia simulado se encuentra sin controles adicionales, por lo que se pueden llevar acciones en torno a disminuir y mitigar los eventos inestables del sistema. Se pueden incluir controles a las máquinas síncronas y dispositivos FACTS para ayudar a la respuesta del sistema.