



Universidad del Norte
Barranquilla, Mayo de 2019

Interfaz para la evaluación de la estabilidad transitoria de un sistema eléctrico ante diferentes porcentajes de generación no convencional

Estudiantes:

Adrián Osvaldo Barranco Carlos
Diana Carolina Bayona Correa

Asesores:

Juan Diego Pulgarín Rivera
Daniel José Turizo Arteaga
Adriana Arango Manrique

**Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica
Universidad del Norte**

AGRADECIMIENTOS

Principalmente, gracias a Dios por regalarnos vida, salud y fortaleza para soportar momentos difíciles durante la realización de nuestro proyecto final.

A nuestros padres un especial agradecimiento por las oportunidades que nos brindaron y por tantas noches en vela apoyándonos.

Finalmente, gracias a Juan Diego Pulgarín, Daniel Turizo y Adriana Arango por su acertada asesoría.

CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN	4
2. OBJETIVOS	5
2.1. Objetivo general	5
2.2. Objetivos específicos	5
3. DELIMITACIÓN	6
3.1. Alcances	6
3.2. Limitaciones	6
3.3. Entregables	6
4. ESTADO DEL ARTE	7
5. METODOLOGÍA	10
5.1. Escogencia de programas de simulación y programación: DIgSILENT PowerFactory y Python	10
5.2. Indicador de estabilidad transitoria y caracterización del sistema eléctrico de prueba en DIgSILENT PowerFactory	11
5.2.1. Selección del indicador de estabilidad transitoria de un sistema eléctrico	11
5.2.2. Sistema eléctrico de prueba: montaje, caracterización y simulación	11
5.3. Diseño y estructura de la herramienta de análisis dinámico en Python	14
5.3.1. Método estocástico: modelado de las variaciones de potencia de la generación renovable	15
5.3.2. Cálculo del despacho ideal y el control de frecuencia	17
5.3.3. Criterio para definir el estado de inestabilidad del sistema eléctrico	19
5.3.4. Bisección para el cálculo del tiempo crítico de despeje de falla	19
6. PRUEBAS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	20
6.1. Validación del funcionamiento de la interfaz gráfica de usuario desarrollada	20
6.2. Experimentos	22
6.2.1. Caso 1: sin penetración de fuentes de energía no convencionales	22
6.2.2. Caso 2: 20 % de penetración de fuentes de energía no convencionales	23
6.2.3. Caso 3: 40 % de penetración de fuentes de energía no convencionales	24
6.2.4. Caso 4: 60 % de penetración de fuentes de energía no convencionales	25
6.3. Kruskal-Wallis con corrección de Bonferroni: método de análisis estadístico no paramétrico	27
6.4. Mann-Whitney con corrección de Bonferroni: método de análisis estadístico no paramétrico	28
7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	30
7.1. Conclusiones	30
7.2. Recomendaciones	31
BIBLIOGRAFÍA	32
Anexo	34

LISTA DE FIGURAS

5.1. Respuesta transitoria de la frecuencia eléctrica del generador fotovoltaico directo del panel de DlgSILENT ante una falla trifásica sólida de 360 ms con 300 MW de penetración.	12
5.2. Respuesta transitoria de la frecuencia eléctrica del generador fotovoltaico con <i>Static Generator</i> ante una falla trifásica sólida de 360 ms con 300 MW de penetración. . .	12
5.3. Respuesta transitoria de la frecuencia eléctrica del generador fotovoltaico con <i>Templates</i> ante una falla trifásica sólida de 360 ms con 300 MW de penetración. . .	13
5.4. Respuesta transitoria de la frecuencia eléctrica de las máquinas generadoras del sistema IEEE 39 nodos ante una falla trifásica sólida de 360 ms con 300 MW de penetración fotovoltaica.	13
5.5. Interfaz gráfica de usuario para la evaluación de la estabilidad transitoria de un sistema eléctrico ante diferentes porcentajes de generación no convencional. Sistema Fotovoltaico.	14
5.6. Interfaz gráfica de usuario para la evaluación de la estabilidad transitoria de un sistema eléctrico ante diferentes porcentajes de generación no convencional. Sistema Eólico.	14
6.1. Tiempo crítico de despeje de falla de un escenario sin generación no convencional.	20
6.2. Respuesta transitoria de la frecuencia eléctrica de las máquinas generadoras del sistema IEEE 39 nodos.	21
6.3. Respuesta transitoria de la frecuencia eléctrica de las máquinas generadoras del sistema IEEE 39 nodos.	21
6.4. Histograma de frecuencias del primer caso simulado: sin penetración renovable. . .	23
6.5. Histograma de frecuencias del segundo caso simulado: 20 % de penetración renovable.	24
6.6. Histograma de frecuencias del segundo caso simulado: 40 % de penetración renovable.	25
6.7. Histograma de frecuencias del segundo caso simulado: 60 % de penetración renovable.	26
6.8. Distribución acumulada del tiempo crítico de despeje de falla para los cuatro casos de estudio.	28

LISTA DE TABLAS

6.1. Caso 2: tecnología fotovoltaica conectada en el Test Feeder IEEE 39 nodos.	23
6.2. Caso 2: tecnología eólica conectada en el Test Feeder IEEE 39 nodos.	23
6.3. Caso 3: tecnología fotovoltaica conectada en el Test Feeder IEEE 39 nodos.	24
6.4. Caso 3: tecnología eólica conectada en el Test Feeder IEEE 39 nodos.	25
6.5. Caso 4: tecnología fotovoltaica conectada en el Test Feeder IEEE 39 nodos.	26
6.6. Caso 4: tecnología eólica conectada en el Test Feeder IEEE 39 nodos.	26
6.7. Resultados de la aplicación del método Kruskal-Wallis.	27

1. INTRODUCCIÓN

En la actualidad, el modelo global de generación de electricidad se soporta, principalmente, en la implementación de combustibles fósiles limitados; por tal razón, la industria energética moderna adelanta distintos proyectos orientados a disminuir la fuerte dependencia existente de este tipo de recursos finitos. En consecuencia, una gran mayoría de las apuestas apuntan en torno al desarrollo de las energías renovables, fuentes que por su carácter limpio e inagotable toman la delantera en cuanto a alternativas innovadoras en el sector eléctrico.

Con base en los razonamientos previos, es inevitable señalar que recientemente se ha experimentado un incremento acelerado en la puesta en marcha de unidades generadoras de tipo renovable a lo largo de todo el mundo, logrando valores récord de potencia instalada y energía generada. Por consiguiente, se espera que dicha tendencia en el crecimiento de las fuentes no convencionales se prolongue; de acuerdo a varias estimaciones, se predice que las energías renovables se convertirán en la mayor fuente de generación eléctrica a nivel mundial para el año 2040 y se afirma que el ritmo en el que este modelo de generación de electricidad penetra en el sistema energético es incluso más rápido que el de cualquier otro combustible en la historia [1].

Por su parte, Colombia, por la composición de su industria y su economía, no se caracteriza por ser un país desarrollador de nuevas tecnologías; sin embargo, en los últimos treinta años ha logrado acopiar cierta experiencia en lo que a las tecnologías solar fotovoltaica y solar térmica se refiere, al igual que en el aprovechamiento energético de biomásas particulares, como el bagazo de caña para efectos de cogeneración y, en el desarrollo de al menos un par de proyectos demostrativos con energía eólica [2]. Por ejemplo, el país cuenta con el Parque Eólico de Jepirachi, fue instalado por Empresas Públicas de Medellín y opera desde abril de 2004 [3]. Asimismo, compañías como Celsia concentran su interés en la generación solar con la construcción de Yumbo; un proyecto de 9.9 MW, conformado por 35000 paneles fotovoltaicos que generarán aproximadamente 16 GWh al año [4].

En este sentido, en virtud del aumento masivo de las fuentes renovables, el sector energético se encuentra en el proceso de conocer y entender el impacto que representa la incursión de estas energías en las redes eléctricas de potencia. Por lo tanto, se propone un trabajo de diseño y creación de una interfaz de usuario que facilite la evaluación del efecto que trae consigo la entrada de este tipo de generación sobre los sistemas eléctricos convencionales, más específicamente en su comportamiento dinámico. De esta manera, es preciso tener en cuenta el funcionamiento real de dichas redes; por consiguiente, es de radical importancia disponer de un modelo apropiado del comportamiento de las fuentes renovables y de las máquinas síncronas con sus gobernadores; así como también, la inclusión de procesos como el despacho económico y el control de frecuencia. Por otra parte, es fundamental definir los criterios para establecer la estabilidad transitoria del sistema de potencia y la escogencia de un indicador óptimo que permita establecer comparaciones entre distintos porcentajes de penetración de energía no convencional. Finalmente, se hace sumamente necesario un análisis estocástico con el objeto de estudiar con profundidad el verdadero impacto del ingreso de las fuentes renovables a las redes eléctricas dada la variabilidad del recurso natural del que dependen.

2. OBJETIVOS

2.1. Objetivo general

Diseñar un software para evaluar la estabilidad transitoria de un sistema eléctrico, a partir de los datos estocásticos de generación no convencional.

2.2. Objetivos específicos

- ◇ Definir un indicador de estabilidad transitoria para el sistema eléctrico definido.
- ◇ Diseñar una interfaz de usuario que establezca una conexión entre Python y DIgSILENT para realizar simulaciones de estabilidad transitoria.
- ◇ Validar la efectividad de predicción del indicador de estabilidad bajo diferentes escenarios de generación no convencional y distintos porcentajes de penetración, a través de la implementación del software diseñado.

3. DELIMITACIÓN

3.1. Alcances

- ◇ Se diseñará un software que facilite el análisis de estabilidad transitoria de un sistema eléctrico bajo diferentes condiciones de inyección de generación no convencional.
- ◇ Se podrán seleccionar los puntos con generación renovable del sistema, así como también su porcentaje de incidencia.
- ◇ El software desarrollado arrojará un indicador, a través del cual será posible llevar a cabo análisis de estabilidad transitoria del sistema eléctrico propuesto.

3.2. Limitaciones

- ◇ La precisión de los datos arrojados estará sujeta a los modelos disponibles de control de las plantas generadoras.
- ◇ Los análisis de estabilidad transitoria estarán basados en un único indicador.
- ◇ No se tendrán en cuenta todas las formas de generación no convencional, sino exclusivamente la energía solar y eólica.
- ◇ La exactitud de los resultados dependerá de los modelos de simulación de las tecnologías solar y eólica disponibles.
- ◇ La herramienta computacional planteada solo simulará eventos de falla trifásica sólida al 50 % de una línea a elección del usuario del sistema eléctrico evaluado.
- ◇ La interfaz gráfica diseñada solo podrá ser implementada con una versión de Python y DlgSILENT compatibles.

3.3. Entregables

- ◇ Software en Python/DlgSILENT que evalúe la estabilidad transitoria del sistema eléctrico, a partir de los datos estocásticos de generación no convencional.
- ◇ Manual de usuario del software desarrollado.
- ◇ Póster.
- ◇ Video en funcionamiento de la interfaz desarrollada.
- ◇ Informe de avance.
- ◇ Informe final.
- ◇ Presentación en formato PDF.

4. ESTADO DEL ARTE

Tal como ha arrojado la revisión de la literatura en lo referente al impacto de la incursión de las fuentes de energía renovable en los sistemas de potencia, investigaciones recientes han comenzado a abordar preguntas sobre el efecto que posee este tipo de generación, más específicamente, sobre la estabilidad transitoria de las redes eléctricas; no obstante, aún se conserva como un campo de estudio inexplorado que da lugar para la realización de arduos trabajos de indagación y análisis.

En este orden de ideas, en 2016, un trabajo investigativo de la Universidad de Las Palmas de Gran Canaria, además de afirmar que la integración de las energías no convencionales en las redes eléctricas tradicionales representan un reto, se expone un análisis del comportamiento de estas fuentes en lo referente a la estabilidad dinámica de un sistema de potencia pequeño y aislado; en términos generales, el estudio arroja como resultado que la introducción de energía renovable en la red, generará un descenso en el porcentaje de fuentes convencionales activas, lo cual trae como consecuencia una disminución en la constante de inercia total del sistema eléctrico y cuanto menor sea dicha constante, las desviaciones de la frecuencia producidas serán mayores [5].

Asimismo, debido a la aleatoriedad de los patrones de la demanda por parte del consumidor y la naturaleza poco confiable de los recursos de energía renovable, una investigación realizada en el 2019 propone revisar la influencia de las fuentes renovables sobre el balance del flujo de cargas y la estabilidad transitoria de un sistema eléctrico, implementando un modelo probabilístico con el objetivo de simular la complejidad de la variabilidad de la demanda de potencia y del recurso natural que se aprovecha para generar energía eléctrica [6].

Por otra parte, un grupo de investigadores de la Universidad de Manchester, en el Reino Unido, llevó a cabo un estudio en el cual se examinan los sistemas de potencia con un elevado porcentaje de inyección renovable, haciendo uso de herramientas probabilísticas para tener en cuenta la variabilidad e intermitencia de este tipo de generación. Así, el documento desarrollado proporciona una evaluación crítica de la estabilidad de las redes eléctricas al introducir con intensidad las fuentes no convencionales de energía, incluyendo análisis de la estabilidad angular, los perfiles de tensión y la estabilidad de frecuencia ante pequeñas y grandes perturbaciones [7].

Adicionalmente, el creciente nivel de integración de las unidades de generación renovable en los sistemas eléctricos motiva el trabajo investigativo del equipo de ingenieros electricistas de la Universidad Tecnológica Sharif en Irán, en el cual se analiza el impacto de las turbinas eólicas y las células fotovoltaicas en las redes de distribución a través del modelado probabilístico de las incertidumbres de este tipo de fuentes de energía; de esta forma, dentro de los métodos de probabilidad implementados en el documento se incluyen las técnicas de Monte Carlo, la muestra de hipercubo latino y el Gram-Charlier [8].

De la misma forma, en 2018, se efectuó un estudio de la relación existente entre la incorporación de generación renovable a gran escala en la red eléctrica de transmisión de Portugal y su estabilidad, teniendo en cuenta la variabilidad y la correlación de las fuentes no convencionales de energía a lo largo de las estaciones del año; una de las recomendaciones principales que planteó la investigación para la realización de futuros trabajos fue centrarse en la evolución e intermitencia de los recursos naturales que abastecen las energías renovables de otras geografías, observando las similitudes y las complementariedades, considerando el crecimiento de las redes interconectadas, con el objeto de observar el comportamiento de la estabilidad de los sistemas de potencia bajo estas condiciones [9].

Igualmente, con el aumento de la generación de energía eléctrica a partir de las fuentes no convencionales, existe un creciente interés en analizar su impacto en el sistema de potencia y su control. Por ello, en 2012 se presentó un documento investigativo a un evento en Holanda que reúne jóvenes científicos del área de la ingeniería eléctrica, donde se expuso el efecto en el control de frecuencia con el ingreso de las energías renovables y la necesidad de brindar soporte y compensación a las redes eléctricas frente a la intermitencia presente en este tipo de generación; así, se hizo uso de un sistema de prueba, con el fin de estudiar la variación de la inercia de las redes en función del tiempo. De acuerdo con lo previamente mencionado, una de las conclusiones más relevantes arrojadas por la investigación fue que al integrar las fuentes no convencionales en conjunto con la generación tradicional, el soporte de frecuencia se deteriora a causa de la poca capacidad de inercia en las energías renovables; de modo que en el documento se llega a la deducción que la metodología del control de frecuencia de los sistemas modernos debe ser redefinida y nuevos métodos necesitan ser desarrollados para mantener su estabilidad [10].

En este sentido, un estudio financiado por el Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica (IEEE) presenta un marco probabilístico para el análisis dinámico de los sistemas eléctricos que poseen una alta penetración de generación a partir de energías renovables; de esta manera, basándose en un método conocido como agrupamiento jerárquico y en la implementación de árboles de decisión, son identificadas las áreas críticas de estabilidad transitoria de la red de potencia. Además, se lleva a cabo un análisis estadístico de varios índices de estabilidad transitoria con el propósito de evaluar su idoneidad para sistemas de potencia con inercia reducida, incorporando incertidumbres asociadas a las condiciones de operación de las fuentes no convencionales y cambios topológicos de la red eléctrica [11].

Ahora bien, otro trabajo investigativo propone un método de análisis probabilístico para estudiar el efecto de la generación eólica en la estabilidad de una red eléctrica, dicha técnica es de tipo analítica y, en contraste con la metodología numérica de Monte Carlo que se basa en un gran número de cálculos aleatorios, está en capacidad de calcular directamente la función de densidad probabilística de valores propios críticos de un sistema de potencia a gran escala. Posteriormente, con la finalidad de verificar la técnica empleada, se procede a simular las condiciones de operación a través del método Monte Carlo. Asimismo, un resultado digno de hacer notar es que cuanto más alto sea el nivel de penetración de energía eólica, mayor será la probabilidad de que la red eléctrica se torne inestable; de hecho, la incursión de esta clase de generación estocásticamente variable, amenaza el correcto funcionamiento de los sistemas de potencia en lo que se refiere a la estabilidad de pequeña señal [12].

En la misma línea, un artículo publicado en la revista Nature afirma que las múltiples fluctuaciones en las redes eléctricas ocasionadas por la incorporación cada vez mayor de las energías renovables, afectan la dinámica colectiva de dichos sistemas, desafiando su operación robusta. Por ello, en el documento se plantea el objetivo de estudiar el impacto de dichas fuentes de energía en la propagación de perturbaciones mediante la resolución de ecuaciones de oscilación no lineales, identificando rangos de parámetros con diferentes dinámicas transitorias [13].

Por otro lado, la implementación a gran escala de las energías renovables, en particular las turbinas eólicas y los paneles fotovoltaicos, ha dado lugar al desplazamiento de la generación convencional y su máquina giratoria; razón por la cual un grupo de investigadores en Alemania se propuso la tarea de analizar el efecto que poseen dichas fuentes de energía sobre los sistemas de potencia y su inercia. En este sentido, en el documento se afirma que el supuesto tradicional de que la inercia de la red es suficientemente alta y que solo presenta pequeñas variaciones a lo largo del tiempo, ya no es válido para los sistemas eléctricos con una alta participación de energías renovables;

como consecuencia, lo anteriormente mencionado acarrea complicaciones para la dinámica de frecuencia, la estabilidad y operación de la red [14].

Adicionalmente, en 2015, un trabajo investigativo de la Universidad de Hamburg en Alemania sostiene que la integración de las fuentes no convencionales en el sistema de suministro de energía existente, ha demostrado ser un gran desafío debido a la naturaleza fluctuante de los recursos naturales de los cuales se encuentran sujetas. Así, el objetivo del documento es indicar el efecto de la generación renovable en el despacho de la generación desde las plantas fósiles, teniendo en cuenta las capacidades de ejecución de las plantas de ciclo combinado en las redes de potencia. De la misma manera, los resultados obtenidos a partir del análisis realizado, proporcionan una estimación de la disminución de las masas de rotación causada por la sustitución de las centrales tradicionales por los convertidores de energía renovable [15].

Finalmente, un análisis efectuado por el Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Malaya justifica su estudio aseverando que la preservación del medio ambiente se ha convertido en la principal motivación para incluir mayor número de fuentes no convencionales de energía en las redes eléctricas. Sin embargo, según el artículo, varios problemas técnicos prevalecen en la penetración de este tipo de generación; uno de los inconvenientes más importantes es la dificultad para lograr la estabilidad de frecuencia de los nuevos sistemas, dado que contienen menos unidades de generación que proporcionan energía de reserva. Asimismo, las redes eléctricas modernas poseen una constante de inercia pequeña debido al desacoplamiento de las fuentes renovables del sistema de corriente alterna usando convertidores de energía; imposibilitando a dichas fuentes de participar con la generación tradicional en la regulación de frecuencia [16].

5. METODOLOGÍA

En primer lugar, para dar inicio al proyecto de investigación se planteó la importancia de desarrollar una interfaz gráfica que permita determinar la incidencia que poseen las fuentes de energía no convencionales sobre la estabilidad de un sistema eléctrico de potencia; así como también los alcances y limitaciones que tendrá dicha herramienta.

De esta manera, con el propósito de lograr los objetivos propuestos se segmentó la metodología a implementar en cuatro partes; una primera sección donde se justificara la elección del programa de simulación DlgSILENT PowerFactory y el software de programación Python frente a otras aplicaciones alternativas disponibles en el mercado con características similares.

En este sentido, el segundo apartado consiste en la escogencia y caracterización de la red de prueba a estudiar, incluyendo la selección del modelo de los sistemas fotovoltaicos y eólicos a utilizar. Igualmente, esta segunda parte contiene el montaje y simulación del sistema eléctrico escogido en el software especializado DlgSILENT PowerFactory, con el propósito de observar la respuesta transitoria de la red de potencia simulada frente a eventos de falla. Asimismo, se añade en esta sección la escogencia de un indicador de estabilidad transitoria de los sistemas de potencia que permita establecer comparaciones al incluir la participación de las energías no convencionales.

Por último, la tercera división de la metodología radica en el diseño de una interfaz gráfica en el software Python para la evaluación del comportamiento dinámico de cualquier sistema eléctrico ante diferentes escenarios de inyección de generación renovable, facilitando el cálculo del indicador de estabilidad escogido y, que a su vez posibilite al usuario la selección del porcentaje de penetración de energía no convencional en los nodos de su preferencia, teniendo en cuenta el funcionamiento real de la red eléctrica y la variabilidad existente del recurso natural del cual dependen dichas energías.

5.1. Escogencia de programas de simulación y programación: DlgSILENT PowerFactory y Python

Primeramente, es necesario señalar que la interfaz gráfica diseñada se encuentra codificada en el programa Python en conjunto con un enlace directo con la aplicación DlgSILENT PowerFactory. En este aspecto, la elección de las herramientas computacionales mencionadas anteriormente consiste en un conglomerado de razones. Por su parte, Python posee una licencia de código abierto, lo cual disminuye los costos del presupuesto del proyecto; además, su lenguaje de programación es simple y sumamente legible dado que la estructura del código promueve una forma de escribir que facilita su lectura. Igualmente, posee numerosas bibliotecas disponibles utilizadas para extender la funcionalidad básica del software a cualquier campo.

En lo referente a la selección del programa DlgSILENT PowerFactory, es indispensable mencionar que es una de las herramientas de estudio de las redes eléctricas más importante que existe actualmente en el mercado y que solventa con creces los requerimientos de planificación, operación, mantenimiento y análisis de la mayoría de compañías de electricidad en el entorno nacional e internacional; por ello, el uso masivo de DlgSILENT en la industria y sus excelentes capacidades de simulación en el dominio de los sistemas de potencia en sus distintos campos de interés, motiva a implementar el programa para el desarrollo de la interfaz para la evaluación de estabilidad transitoria con inyección renovable.

Del mismo modo, Python es el único software de programación que se encuentra en la capacidad de comandar la aplicación de DlgSILENT PowerFactory y trabajar sobre ella sin ningún problema; en efecto, solo bastan cuatro líneas de código para importar el módulo de este último e instaurar una conexión entre ambas herramientas que posibilite la ejecución de estudios del comportamiento dinámico y cálculos de manera automática. Sin embargo, cabe aclarar que existen otros programas que si bien pueden intercambiar información con DlgSILENT, hasta el momento solo Python puede ejercer un control remoto sobre la aplicación.

5.2. Indicador de estabilidad transitoria y caracterización del sistema eléctrico de prueba en DlgSILENT PowerFactory

Con la finalidad de alcanzar los objetivos planteados, se propusieron dos actividades a realizar; la primera consistía en la elección de un indicador de estabilidad transitoria, en el cual basarse para realizar comparaciones respecto a la inyección de energías renovables y su efecto en las redes eléctricas. Ahora bien, la segunda tarea implicaba la escogencia de un sistema eléctrico de prueba, su caracterización y simulación de su comportamiento dinámico en el software especializado DlgSILENT PowerFactory.

5.2.1. Selección del indicador de estabilidad transitoria de un sistema eléctrico

En este orden de ideas, es importante para el desarrollo del proyecto seleccionar un parámetro base que permita efectuar la evaluación de la estabilidad transitoria de la red de potencia analizada; asimismo, facilitar la realización de comparaciones entre distintos escenarios de penetración de generación no convencional y brindar herramientas que ayuden a determinar la incidencia que tendrá la inclusión de dichas fuentes a un sistema eléctrico.

De acuerdo con lo previamente mencionado, se estableció al tiempo crítico de despeje de falla como indicador del comportamiento dinámico de una red de potencia; así, este parámetro se define como el tiempo máximo durante el cual es posible aplicar una perturbación sin que el sistema estudiado pierda su condición de estabilidad. En este sentido, la función principal del cálculo es determinar las características de coordinación para las protecciones eléctricas requeridas por el sistema de energía para evitar el colapso, es por esto que el indicador elegido es idóneo, en vista de que posibilita la realización de contrastes entre diferentes casos de inyección de energía renovable con el propósito de observar su efecto en la estabilidad transitoria de la red.

De este modo, se puede afirmar que existe un riesgo enorme si las protecciones dispuestas a lo largo del sistema de potencia no son caracterizadas y configuradas teniendo en cuenta el impacto que posee la incursión de las fuentes no convencionales de energía en las redes eléctricas.

5.2.2. Sistema eléctrico de prueba: montaje, caracterización y simulación

En primera instancia, es pertinente señalar que inicialmente el sistema eléctrico de prueba seleccionado era el Test Feeder IEEE 14 nodos; no obstante, esta red contaba con múltiples reactores síncronos y un solo nodo de generación activa que se comportaba como tipo *slack*, lo cual no era conveniente para analizar la incidencia que posee la inclusión de energías renovables sobre el sistema de potencia, pues este elemento generador absorbería o entregaría lo que la

fuentes renovables genere o deje de generar y no sería posible apreciar el efecto de la tecnología no convencional en su comportamiento dinámico.

Sobre la base de los razonamientos anteriores, se optó por escoger una red de prueba que tuviera una generación repartida a lo largo de su topología y que contara con diversas tecnologías de generación tradicional acopladas a los buses, dado que podría asemejarse en mayor medida a un sistema de potencia real; así, el sistema de prueba elegido fue el Test Feeder IEEE 39 nodos.

Por otra parte, para poder realizar el montaje y simulación del sistema de prueba en DlgSILENT, se efectuó un análisis comparativo entre los diferentes tipos de generadores fotovoltaicos que se encuentran disponibles en el software especializado DlgSILENT con el objeto de optar por uno de ellos para el desarrollo del proyecto. En este sentido, es oportuno mencionar que es posible crear celdas solares en el programa a partir de tres distintos modelos: modelo directo del panel de DlgSILENT, modelo a partir de *Static Generator* y modelo a partir de *Templates*; cada uno de estos con un grado de complejidad diferente.

Ante la situación planteada, se llevó a cabo una prueba que permitiría establecer comparaciones y determinar cuál de los modelos disponibles convenía para el propósito; dicho experimento consistía en evaluar el comportamiento de la frecuencia eléctrica de cada uno de los modelos de los tipos de generadores renovables ante un evento de falla dada y distintos niveles de potencia inyectada a la red. De este modo, cabe aclarar que dichos modelos fueron conectados y activados, uno por uno, en el bus 17 del sistema IEEE 39 nodos. Asimismo, es válido aclarar que la falla fue simulada en el 50 % de la Línea 16 - 24, con una duración de 360 ms y con característica trifásica sólida a tierra.

Ahora bien, a manera de muestra, en las Fig. 5.1, Fig. 5.2 y Fig. 5.3 se presentan las gráficas de la frecuencia eléctrica de cada uno de los modelos de simulación fotovoltaicos cuando inyectan 300 MW de energía a la red,

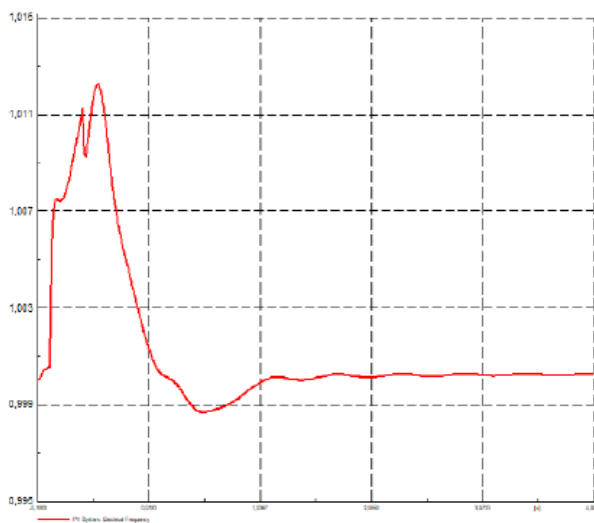


Fig. 5.1: Respuesta transitoria de la frecuencia eléctrica del generador fotovoltaico directo del panel de DlgSILENT ante una falla trifásica sólida de 360 ms con 300 MW de penetración.

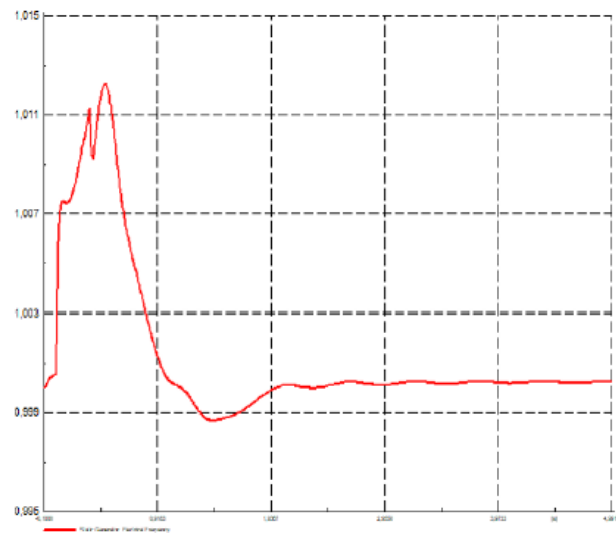


Fig. 5.2: Respuesta transitoria de la frecuencia eléctrica del generador fotovoltaico con *Static Generator* ante una falla trifásica sólida de 360 ms con 300 MW de penetración.

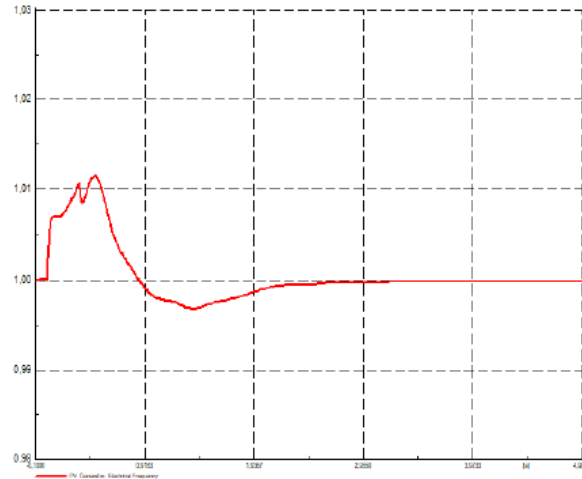


Fig. 5.3: Respuesta transitoria de la frecuencia eléctrica del generador fotovoltaico con *Templates* ante una falla trifásica sólida de 360 ms con 300 MW de penetración.

En relación a los resultados obtenidos, es posible afirmar que no se justifica añadir un alto grado de complejidad al sistema eléctrico si la respuesta de cada uno de los modelos de generación no difiere significativamente cuando se les compara. Por tal razón, se seleccionó el modelo directo del panel de DlgSILENT como una alternativa viable que cumple a cabalidad con la función de simular el comportamiento de las fuentes no convencionales de energía mencionadas anteriormente. En contraste, con respecto al modelo de turbina eólica escogida, se hace necesario indicar que el software especializado solo posee disponible el modelo directo del panel de DlgSILENT.

Finalmente, de la misma manera se llevaron a cabo las simulaciones del sistema de potencia de prueba elegido, se programó la falla de características presentadas previamente, con la diferencia que ahora también se tendrá en cuenta el comportamiento de la frecuencia eléctrica de todas las máquinas síncronas presentes en la red, tal como se presenta en la Fig. 5.4,

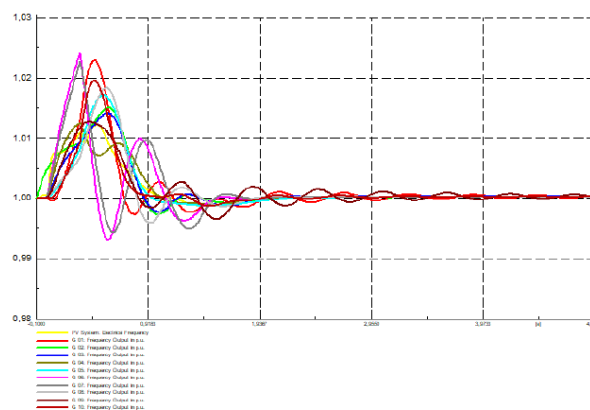


Fig. 5.4: Respuesta transitoria de la frecuencia eléctrica de las máquinas generadoras del sistema IEEE 39 nodos ante una falla trifásica sólida de 360 ms con 300 MW de penetración fotovoltaica.

5.3. Diseño y estructura de la herramienta de análisis dinámico en Python

En contexto, se desarrolló una interfaz gráfica para la evaluación de la estabilidad transitoria de cualquier sistema eléctrico ante diferentes porcentajes de generación no convencional, en la cual se calcularán tiempos críticos de despeje de falla teniendo en cuenta la variación de potencia añadida por las fuentes renovables, con los que el usuario podrá tomar sus propias decisiones.

Siendo así, el software de evaluación del comportamiento dinámico de redes eléctricas se diseñó a partir del módulo *tkinter* de la plataforma de Python. Ahora, es válido indicar que la herramienta desarrollada cuenta con cuatro paneles que cumplen con una función específica,

Fig. 5.5: Interfaz gráfica de usuario para la evaluación de la estabilidad transitoria de un sistema eléctrico ante diferentes porcentajes de generación no convencional. Sistema Fotovoltaico.

Fig. 5.6: Interfaz gráfica de usuario para la evaluación de la estabilidad transitoria de un sistema eléctrico ante diferentes porcentajes de generación no convencional. Sistema Eólico.

En este aspecto, la primera fracción de la interfaz gráfica se emplea para obtener la información del sistema de potencia al cual se le desea aplicar los estudios de estabilidad transitoria. Consecutivamente, la segunda división del software facilita al usuario la selección de la línea de la red eléctrica donde se simulará un evento de falla trifásica. A continuación, la tercera sección del software se trata de un módulo donde es posible seleccionar el tipo de tecnología no convencional que se adjuntará al sistema precargado, los parámetros que modelan la variación de dichas fuentes de generación renovable y los nodos donde se conectará. Posteriormente, el cuarto panel contiene un apartado que lleva a cabo un re-despacho ideal de la generación de la red de potencia. Finalmente, una última fracción de la interfaz desarrollada que solicita al usuario ingresar el número de muestras aleatorias que desea obtener para una evaluación significativa del comportamiento dinámico del sistema analizado, las cuales consideran la variabilidad del recurso natural del que está sujeta la potencia generada de las energías no convencionales; asimismo, desempeña la labor de publicar el resultado obtenido para la generación promedio luego de finalizar el proceso de cálculo.

5.3.1. Método estocástico: modelado de las variaciones de potencia de la generación renovable

Tal como se ha mencionado a lo largo del documento, los generadores de tipo renovable presentan una variabilidad en la potencia producida debido a la naturaleza fluctuante del recurso del cual extraen la energía. En este sentido, se hace sumamente necesario llevar a cabo un análisis estocástico, dado que la teoría de dichos procesos estadísticos se centra en el estudio y modelado de sistemas que evolucionan a lo largo del tiempo o del espacio, de acuerdo con unas leyes no deterministas, esto es, de carácter aleatorio [17], como es el caso de la irradiancia solar y el viento.

En virtud de ello, uno de los principales propósitos del proyecto es brindar una herramienta que permita llevar a cabo la evaluación de la estabilidad transitoria de una red eléctrica ante diferentes porcentajes de penetración no convencional, teniendo en cuenta un proceso estocástico que varíe la potencia generada siguiendo una distribución de probabilidad adecuada para cada tecnología renovable, simulando las fluctuaciones del recurso natural del que depende la sustracción de la energía.

De esta manera, para el caso fotovoltaico, un grupo de investigadores alemanes llevó a cabo un estudio, publicado en la revista *"IEEE journal of selected topics in applied earth observations and remote sensing"* en 2009 [18], donde se desarrolló un sistema de control que arrojara la predicción de la curva de irradiancia solar haciendo uso de datos históricos de cualquier región y, a su vez, realizaron la estimación de la variabilidad de dicha curva, es decir, su desviación estándar; asimismo, se demostró que es posible modelar los intervalos de confianza de la irradiancia solar de manera normal y se encuentran implementando la ecuación (5.1),

$$I_{limit} = I_{forecast} \pm 2[stderr(\cos \theta, kt^*)] \quad (5.1)$$

Donde,

- ◇ I_{limit} es el intervalo de confianza de la irradiancia solar.
- ◇ $I_{forecast}$ es el pronóstico que resulta del sistema de control propuesto.
- ◇ $stderr$ es la desviación estándar de la curva de la irradiancia solar.

◇ $(\cos \theta, kt^*)$ es un término periódico que considera la variación diaria de la irradiancia solar.

En este orden de ideas, si el usuario desea llevar a cabo una predicción debe utilizar los datos históricos de irradiancia solar, emplear el método previamente planteado y el modelo arrojará la información adecuada para simular el comportamiento fluctuante de los paneles fotovoltaicos. Siendo así, en la interfaz gráfica desarrollada es necesario ingresar dicha desviación estándar y la $I_{forecast}$, también conocida como potencia promedio, provenientes de la aplicación del modelo presentado. De acuerdo con esto, para obtener una distribución normal en el software Python se hace uso de una función aleatoria que posee un módulo llamado *Gauss*, cuyos parámetros de entrada son los mencionados anteriormente.

Por su parte, en lo referente a las turbinas eólicas, la energía cinética disponible de una corriente de viento es proporcional al cubo de su velocidad, tal como se expresa en (5.2),

$$P_{av} = C_{Pmax}P_V \rightarrow P_{av} = \frac{1}{2}\rho R^2 C_{Pmax}v^3 \quad (5.2)$$

Donde,

- ◇ P_{av} es la energía cinética del viento disponible.
- ◇ C_{Pmax} es el coeficiente máximo de potencia.
- ◇ ρ es la densidad del aire.
- ◇ R es el radio de las aspas de la turbina eólica.
- ◇ v es la velocidad del viento.

Ahora bien, el comportamiento cambiante de los generadores de tipo eólico se gobierna con un controlador MPPT, similar al de los inversores solares. Normalmente, la acción de control se divide en cuatro regiones que en conjunto forman la curva de potencia ideal para una turbina eólica típica [19],

- ◇ La primera sección corresponde a la región de no generación, dado que la velocidad del viento es extremadamente baja y no se compensan los costos operacionales y tampoco las pérdidas.
- ◇ La segunda división consiste en arrancar la turbina eólica al momento que se alcanza una velocidad mínima de viento; de esta manera, cabe resaltar que a esta sección se le conoce como la región de máxima extracción de potencia del viento y se modela con la función cúbica presentada en (5.2).
- ◇ La tercera parte comprende desde la velocidad de viento nominal hasta la velocidad de viento máxima. En este punto, a medida que incrementa la velocidad del viento, se lleva a cabo un control del ángulo de las aspas de la turbina eólica para que su velocidad de rotación no varíe; por consiguiente, la potencia eléctrica generada se mantiene constante con el propósito de proteger a la máquina de sufrir daños severos por desbocamiento.
- ◇ Por último, la región del apagado de emergencia de la turbina eólica cuando la velocidad del viento supera un límite establecido y, aunque se esté ejerciendo una acción de control sobre las aspas de la máquina, existe un riesgo enorme de daño, por lo que no habría generación de potencia por parte de la turbina.

Con base en los razonamientos anteriores, para crear un aerogenerador en el módulo de generación renovable de la interfaz de usuario, se solicita la información de las velocidades mínimas, máximas y nominal del viento, al igual que la potencia nominal de la turbina; de esta manera, es posible definir las cuatro regiones de operación del generador de tipo eólico como en (5.3),

$$P_{gen} = \begin{cases} 0, & \text{si } v < v_{min} \\ v^3 \left(\frac{P_{nom}}{V_{nom}^3} \right), & \text{si } v_{min} \leq v < v_{nom} \\ P_{max}, & \text{si } v_{nom} \leq v \leq v_{max} \\ 0, & \text{si } v > v_{max} \end{cases} \quad (5.3)$$

En este sentido, el comportamiento aleatorio de la velocidad del viento se rige por la distribución de Weibull y su función de densidad presentada en (5.4); por lo tanto, en el software desarrollado se requiere, además, que el usuario ingrese los parámetros de escala y forma, con la finalidad de simular estocásticamente la variación en la potencia generada de la fuentes de tipo eólico siguiendo los escenarios previamente descritos.

$$f(x) = \left(\frac{k}{\lambda} \right) \left(\frac{x}{\lambda} \right)^{k-1} e^{-\left(\frac{x}{\lambda} \right)^k} \quad (5.4)$$

Donde,

- ◇ λ es la escala de la función de densidad de Weibull.
- ◇ k es la forma de la función de densidad de Weibull.

Posteriormente, una vez que se tienen todos los parámetros del aerogenerador, es posible encontrar la potencia promedio tal como se expone en (5.5),

$$P_{prom} = \int_{-\infty}^{\infty} g(v) f(v) d(v) \quad (5.5)$$

Donde,

- ◇ $g(v)$ es la función de la potencia eléctrica generada bajo distintos escenarios de velocidades de viento.
- ◇ $f(v)$ es la función de densidad de Weibull.

Finalmente, se aplicó un método de integración numérica conocido como la regla de Simpson en el software Python con el motivo de brindar solución a la integral propuesta.

5.3.2. Cálculo del despacho ideal y el control de frecuencia

A continuación, es preciso afirmar que no podría ser posible dimensionar el efecto de la inclusión de las fuentes no convencionales de energía si no se efectúa un re-despacho en el sistema de potencia, en vista de que estas energías de tipo renovable entran para reemplazar la generación ya existente. De esta manera, a fin de llevar a cabo el proceso de re-despacho, resulta oportuno mencionar que el usuario de la interfaz debe haber ingresado con anterioridad los datos de las

fuentes no convencionales y completado la información concerniente a los límites de potencia y el costo de cada una de las máquinas síncronas pertenecientes a la red eléctrica original.

En este orden de ideas, es importante aclarar que las energías renovables no participan del proceso de re-despacho; sin embargo, la nueva demanda energética del sistema se calcula con base en la potencia promedio de estas fuentes no convencionales, encontrando el equilibrio entre la generación y la nueva demanda. Asimismo, es válido agregar que en el software se realiza un despacho ideal, el cual no tiene en cuenta las pérdidas ni los límites de potencia en las líneas de la red analizada.

Por otra parte, debido a la generación fluctuante de energía aportada por las fuentes renovables que están sujetas a la variabilidad de los recursos naturales, la potencia eléctrica debe ser compensada con el motivo de cubrir la demanda energética del sistema estudiado. Habitualmente, los elementos de control designados para mantener el equilibrio requerido por la red, son los reguladores de potencia-frecuencia de las máquinas síncronas presentes en las centrales eléctricas; así, a este proceso de normalización, se le conoce como control automático de generación, el cual opera para mantener constante la frecuencia a lo largo del sistema de potencia. De esta manera, se hace indispensable marcar, si la máquina generadora se encuentra en condiciones, la casilla de disponibilidad para dicho proceso en la interfaz gráfica de usuario.

En este aspecto, ante la necesidad de regulación para satisfacer el cambio en la potencia generada ΔP dada la variabilidad de las energías no convencionales, se envían señales de elevación o disminución de los cambiadores de velocidad en las plantas tradicionales si se tiene disponibilidad, como se presenta en (5.6) y, a través del control coordinado del conjunto de valores de operación de los gobernadores de velocidad, es posible llevar a todas las unidades del sistema a la frecuencia deseada [20],

$$\Delta P_{gi} = \left[\frac{S_{Ri}/R_{iu}}{\left(\frac{S_{R1}}{R_{1u}} + \frac{S_{Ri}}{R_{iu}} + \dots + \frac{S_{RK}}{R_{Ku}} \right)} \Delta P \right] \quad (5.6)$$

Donde,

- ◇ ΔP_{gi} es el cambio en la potencia eléctrica que debe asumir la máquina i .
- ◇ S_{Ri} es la potencia nominal base de la máquina i .
- ◇ R_{iu} es el *droop* base de la máquina i , el cual se define como la magnitud del cambio de velocidad de la planta en estado permanente.
- ◇ ΔP es el cambio de la potencia neta del sistema que necesita ser compensada.

No obstante, si la variación de potencia neta de la red eléctrica originada por las fluctuaciones propias de las fuentes renovables es considerable, las máquinas síncronas no serán capaces de encontrar el balance entre la generación y la demanda sin violar los límites impuestos a través del control automático de generación; por tal motivo, es fundamental la realización de un re-despacho tomando como base, el nuevo valor de generación no convencional.

Por último, es importante añadir que una vez se termine el proceso de cálculo del tiempo crítico para cada una de las muestras aleatorias del modelo estocástico, la interfaz gráfica se encargará de cambiar las condiciones de generación de las máquinas síncronas a sus valores iniciales, con el

propósito de que el proceso estadístico sea válido y las circunstancias de operación anteriores no influyan en el muestreo.

5.3.3. Criterio para definir el estado de inestabilidad del sistema eléctrico

Ahora bien, es preciso mencionar que el objetivo principal de realizar un análisis de falla transitorio es la importancia de observar si un sistema de potencia recobrará su estado estable luego de que una perturbación haya sido removida, sin el requerimiento de tomar acciones de control extras. En virtud de ello, en la interfaz de usuario diseñada, se evaluará el comportamiento dinámico de la frecuencia eléctrica de los generadores presentes en una red.

En la misma línea, para definir un criterio que le permita establecer al software desarrollado si el sistema analizado se encuentra en una condición de estabilidad transitoria, es necesario remitirse a la Resolución 025 de 1995 expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas [21], la cual indica que en ningún momento la frecuencia del sistema interconectado debe ser inferior a 57.5 Hz y que a los relés de protección, por sobrevelocidad, se les ajusta un disparo instantáneo a frecuencias superiores a 63 Hz; de acuerdo con ello, se instauraron los límites de estabilidad transitoria para la herramienta propuesta.

5.3.4. Bisección para el cálculo del tiempo crítico de despeje de falla

En este orden de ideas, con la finalidad de calcular el indicador de estabilidad transitoria escogido, el tiempo crítico de despeje de falla, se emplea el método numérico de la bisección, el cual se encarga de la búsqueda de raíces y funciona a partir de la partición de intervalos a la mitad. Asimismo, es preciso adicionar que este método hace uso de una función objetivo; así, extrapolando al caso del proyecto, la función mencionada es un conjunto de pasos que se ejecutan en el software DIgSILENT, en los que se configura un evento de falla, se evalúa el comportamiento dinámico de la frecuencia de los generadores sincrónicos y se observa si a ese tiempo de duración de falla específico, el sistema de potencia viola los límites impuestos de estabilidad.

De esta manera, el método de bisección encuentra un tiempo crítico, en el que al incrementar en un milisegundo la duración del evento de falla, la red eléctrica pierde su estado normal de operación.

6. PRUEBAS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

Primeramente, es sumamente importante verificar que la herramienta para la evaluación de la estabilidad transitoria de un sistema eléctrico ante diferentes porcentajes de generación no convencional, funcione de forma correcta y adecuada. Tal como se ha mencionado previamente, la red de prueba es el Test Feeder IEEE 39 nodos; así, se plantearon cuatro casos de estudio, donde se implementará la interfaz de usuario desarrollada para el análisis del impacto que posee la inclusión de estas nuevas tecnologías renovables en el comportamiento dinámico del sistema en cuestión, teniendo en cuenta la variabilidad de la potencia generada por parte de dichas fuentes.

6.1. Validación del funcionamiento de la interfaz gráfica de usuario desarrollada

Con el propósito de validar el correcto funcionamiento de la herramienta desarrollada, se realizó el cálculo del tiempo crítico de despeje de falla de un escenario sin generación no convencional, tal como se muestra en la Fig. 6.1,

76 Análisis de Estabilidad Transitoria

Nombre del Proyecto: IEEE 39bus_modified

Módulo de Línea en Falla
Line 16 - 24

Cargar Falla

Módulo de Generación Renovable
Generadores Renovables

Tipo de Tecnología:
 Sistema Fotovoltaico
 Sistema Eólico

Potencia Promedio [MW]:
 Desviación[%]:
 Pnom[MW]:

Nodos

Actualizar Eliminar

Módulo de Despacho Ideal
Cargar Generadores

G 10

Pmin[MW]: 0.0 Costo[\$]: 100
 Pmax[MW]: 250.0 Disponibilidad AGC

n°muestras: 4 Calcular

t(Generación Promedio): 0.471

Bisección 100%
 Proceso 100%

Fig. 6.1: Tiempo crítico de despeje de falla de un escenario sin generación no convencional.

Luego, se recurrió al software especializado DlgSILENT para observar el comportamiento dinámico del sistema de prueba bajo las mismas condiciones de generación. Allí, se configuró el tiempo de despeje de falla como el arrojado por la interfaz, se simuló el escenario y se obtuvo la respuesta transitoria de la Fig. 6.2,

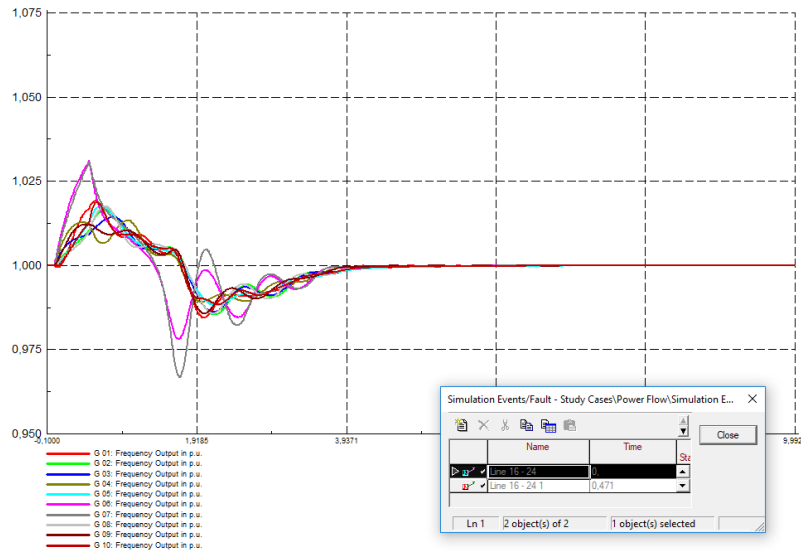


Fig. 6.2: Respuesta transitoria de la frecuencia eléctrica de las máquinas generadoras del sistema IEEE 39 nodos.

En este sentido, es notorio que ante las condiciones de operación previamente mencionadas, el sistema eléctrico conserva su estabilidad transitoria, pues no viola los criterios de estabilidad impuestos. Seguidamente, se aumentó en 1 ms el tiempo crítico de despeje de falla con el objeto de comprobar que la interfaz funciona adecuadamente. En la Fig. 6.3 se enseñan los resultados obtenidos,

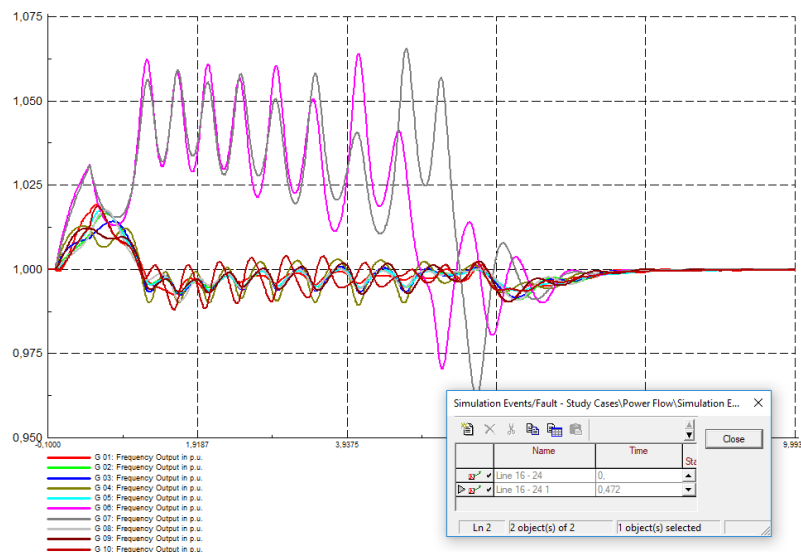


Fig. 6.3: Respuesta transitoria de la frecuencia eléctrica de las máquinas generadoras del sistema IEEE 39 nodos.

Tal como se esperaba, la red eléctrica pierde su estado de estabilidad transitoria al incrementar el tiempo de despeje de falla en 1 ms, lo cual corrobora el correcto funcionamiento de la herramienta computacional diseñada.

6.2. Experimentos

El primer caso de estudio propuesto consiste en la observación de la estabilidad transitoria de la red eléctrica sin inyección de energía no convencional; una situación de carácter completamente determinista, pues las máquinas generadoras tradicionales no poseen esa particularidad de variación de potencia inherente de las fuentes renovables. Posteriormente, el segundo escenario planteado radica en la penetración de las tecnologías no convencionales al sistema de prueba para que atiendan el 20 % de la demanda energética; de la misma manera se lleva a cabo el análisis del tercer caso formulado, incrementando la inserción de energías renovables a un 40 % de generación del total de la carga solicitada a lo largo de la red eléctrica. Asimismo, la última situación sugerida incluye un estudio del comportamiento dinámico del sistema de potencia cuando las fuentes no convencionales tienen una participación del 60 % de la potencia generada.

Con base en los razonamientos anteriores, se hace necesario aclarar que las tecnologías renovables que fueron consideradas para realizar los estudios de estabilidad transitoria son las energías fotovoltaica y eólica, cada una con una contribución del 50 % del porcentaje de penetración de los escenarios previamente explicados. Igualmente, cabe mencionar que los parámetros de desviación estándar para el caso solar, velocidades de viento máxima, mínima y nominal, la escala y forma de la distribución de Weibull fueron extraídos de circunstancias reales examinadas en [18] y [22].

A continuación, se detallan los experimentos realizados con el fin de establecer comparaciones entre los distintos casos obtenidos. Además, vale agregar que todos y cada uno de los escenarios presentados se simularon tomando cien muestras, ya que se considera que así el programa arroja resultados significativos que pueden servir de base para llevar a cabo análisis estadísticos.

6.2.1. Caso 1: sin penetración de fuentes de energía no convencionales

Tal como se señaló con anterioridad, el primer caso de análisis del comportamiento dinámico del sistema de prueba es determinista, dado que no incluye el aporte en la generación de potencia a partir de energías renovables; de modo que el total de la carga demandada es suplida por plantas tradicionales.

En lo referente a la ejecución del escenario propuesto y la obtención del resultado del tiempo crítico de despeje de falla, en la interfaz gráfica se debe correr el programa sin ningún tipo de fuente no convencional conectada a los nodos de la red eléctrica. Seguidamente, en Fig. 6.4 se exhibe un histograma de frecuencias que reúne la información de todas las muestras arrojadas por el software desarrollado,

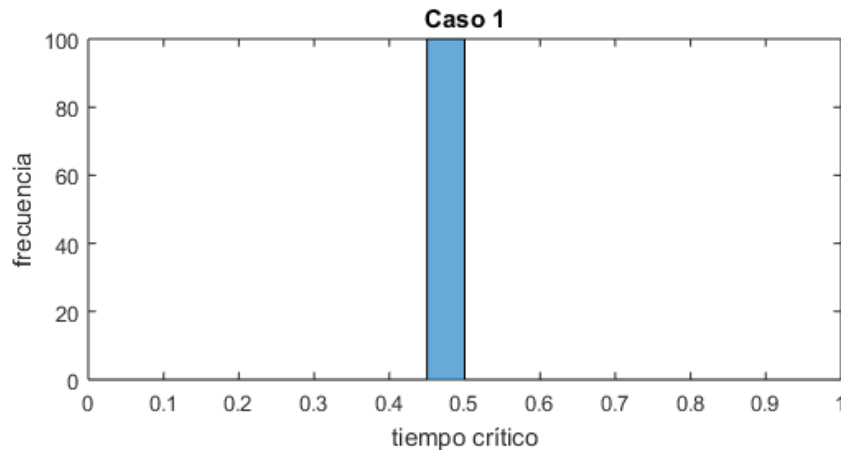


Fig. 6.4: Histograma de frecuencias del primer caso simulado: sin penetración renovable.

En efecto, luego de extraer los resultados a partir de la implementación de la herramienta de evaluación, el tiempo crítico de despeje de falla calculado para el caso donde no se tiene inyección de energía renovable es de 0.452 segundos. Evidentemente, en cada una de las cien muestras tomadas se obtuvo el mismo resultado, debido a que no existen fluctuaciones en la potencia generada.

6.2.2. Caso 2: 20 % de penetración de fuentes de energía no convencionales

Por su parte, el segundo escenario a evaluar consiste en la penetración de fuentes no convencionales de energía en un 20 % en el sistema de potencia de prueba. Para ello, se conectaron las tecnologías renovables al Test Feeder IEEE 39 nodos tal como se muestra en Tabla 6.1 y Tabla 6.2,

Tabla 6.1: Caso 2: tecnología fotovoltaica conectada en el Test Feeder IEEE 39 nodos.

Tecnología Fotovoltaica			
Bus	Desviación Estándar [%]	Potencia Promedio [MW]	Potencia Nominal [MW]
18	28.4	610	1000

Tabla 6.2: Caso 2: tecnología eólica conectada en el Test Feeder IEEE 39 nodos.

Tecnología Eólica						
Bus	Escala	Forma	Velocidad Mínima [m/s]	Velocidad Máxima [m/s]	Velocidad Nominal [m/s]	Potencia Nominal [m/s]
18	8.64	1.86	3	25	13	2000

Ahora bien, en la Fig. 6.2 se presenta el histograma de frecuencias obtenido luego de ejecutar cien muestras aleatorias que modelan la variación estocástica que poseen las fuentes no convencionales

de energía acopladas a la red eléctrica,

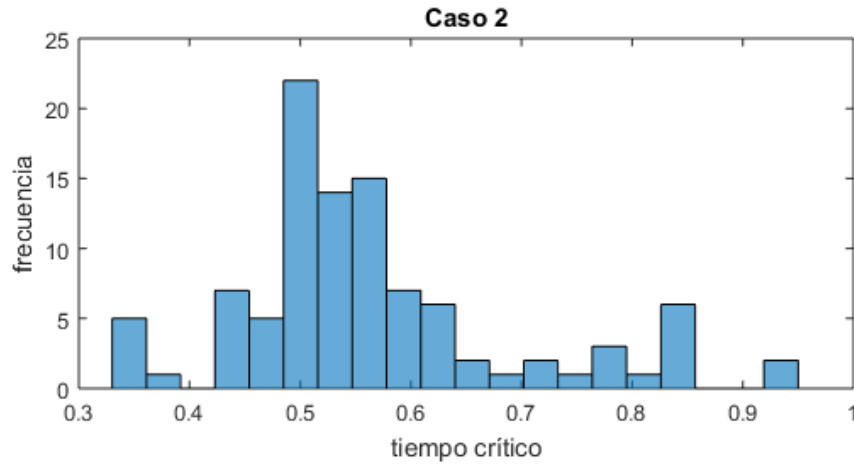


Fig. 6.5: Histograma de frecuencias del segundo caso simulado: 20% de penetración renovable.

Tal como es posible visualizar en la Fig. 6.2, la mayoría de datos estocásticos de tiempo crítico de despeje de falla se encuentran después de 0.5 segundos; en este sentido, es posible afirmar que ante este escenario específico de generación renovable, el comportamiento dinámico del sistema de prueba mejora en relación al caso anterior, dado que se brinda un apoyo a las plantas tradicionales inyectando potencia no convencional de una forma más distribuida, lo cual ayuda a descongestionar las líneas de la red.

6.2.3. Caso 3: 40% de penetración de fuentes de energía no convencionales

En la misma línea, en el tercer caso se pretende analizar la estabilidad transitoria del sistema de potencia de prueba cuando el porcentaje de penetración renovable cubre el 40% de la demanda energética. Por tal motivo, se definió que se acoplarían tecnologías no convencionales como se presenta en Tabla 6.3 y Tabla 6.4,

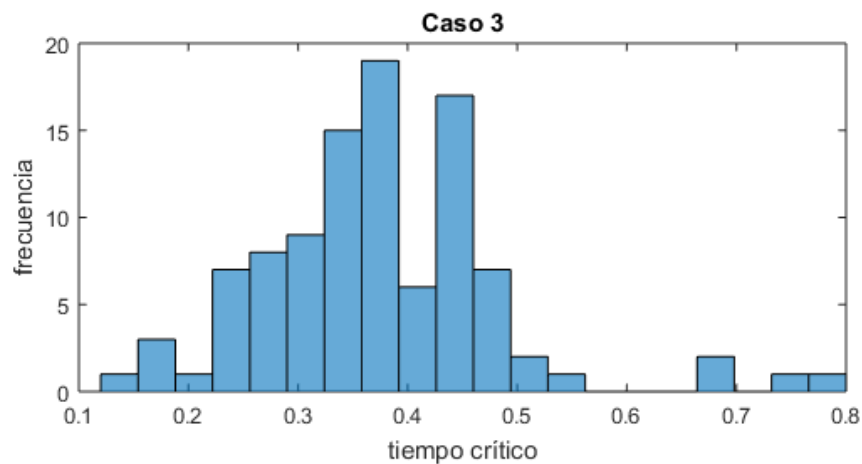
Tabla 6.3: Caso 3: tecnología fotovoltaica conectada en el Test Feeder IEEE 39 nodos.

Tecnología Fotovoltaica			
Bus	Desviación Estándar [%]	Potencia Promedio [MW]	Potencia Nominal [MW]
18	28.4	610	1000
27	28.4	610	1000

Tabla 6.4: Caso 3: tecnología eólica conectada en el Test Feeder IEEE 39 nodos.

Tecnología Eólica						
Bus	Escala	Forma	Velocidad Mínima [m/s]	Velocidad Máxima [m/s]	Velocidad Nominal [m/s]	Potencia Nominal [m/s]
28	8.64	1.86	3	25	13	2000
21	8.64	1.86	3	25	13	2000

Posteriormente, se expone en Fig. 6.3 un histograma de frecuencias para el presente escenario de generación renovable, obtenido a partir del muestreo aleatorio que sigue un proceso estocástico que simula las fluctuaciones de potencia eléctrica propias de este tipo de fuentes,

**Fig. 6.6:** Histograma de frecuencias del segundo caso simulado: 40 % de penetración renovable.

En contraste, los tiempos críticos de despeje de falla para el tercer caso, en su mayoría, se encuentran por debajo de 0.5 segundos; por esto, se puede asegurar que a este nivel de inyección de potencia no convencional, la estabilidad transitoria del sistema de prueba se ve comprometida cuando se le compara con los promedios obtenidos en los escenarios de estudio previamente revelados.

6.2.4. Caso 4: 60% de penetración de fuentes de energía no convencionales

Finalmente, el cuarto escenario de generación renovable contempla un aporte del 60% de penetración de este tipo de energías en la red eléctrica. Con el objeto de lograr el estudio del comportamiento dinámico ante dichas condiciones, se ubicaron las tecnologías no convencionales tal como se indica en Tabla 6.5 y Tabla 6.6,

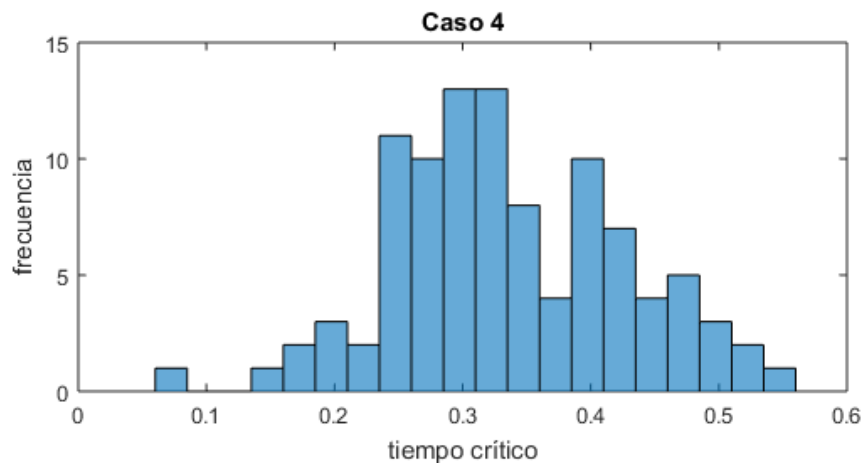
Tabla 6.5: Caso 4: tecnología fotovoltaica conectada en el Test Feeder IEEE 39 nodos.

Tecnología Fotovoltaica			
Bus	Desviación Estándar [%]	Potencia Promedio [MW]	Potencia Nominal [MW]
18	28.4	610	1000
27	28.4	610	1000
19	28.4	610	1000

Tabla 6.6: Caso 4: tecnología eólica conectada en el Test Feeder IEEE 39 nodos.

Tecnología Eólica						
Bus	Escala	Forma	Velocidad Mínima [m/s]	Velocidad Máxima [m/s]	Velocidad Nominal [m/s]	Potencia Nominal [m/s]
28	8.64	1.86	3	25	13	2000
21	8.64	1.86	3	25	13	2000
09	8.64	1.86	3	25	13	2000

Seguidamente, en la Fig. 6.4 se presenta el histograma de frecuencias para el cuarto caso, con una participación de las energías renovables del 60 % de la generación total,

**Fig. 6.7:** Histograma de frecuencias del segundo caso simulado: 60 % de penetración renovable.

Por último, tal como se puede observar de la Fig. 6.4, la mayoría de muestras aleatorias para el presente escenario de inyección no convencional se encuentran alrededor de 0.4 segundos; de esta información, es posible deducir que el comportamiento dinámico del sistema de prueba está siendo afectado al ingresar estas condiciones de operación.

6.3. Kruskal-Wallis con corrección de Bonferroni: método de análisis estadístico no paramétrico

En este orden de ideas, para poder llevar a cabo un estudio estocástico profundo de los resultados obtenidos a partir de la implementación de la interfaz gráfica ante cada uno de los casos anteriores, se recurrió al método de Kruskal-Wallis, cuyo principal objetivo es establecer si existe una relación significativa entre procesos; en otras palabras, la prueba determina si un proceso x condiciona e influye notablemente sobre otro proceso y , más allá de la variabilidad natural de dicho proceso.

Asimismo, es importante señalar que fue necesaria la implementación de la técnica de Kruskal-Wallis para poder realizar inferencias estadísticas, debido a que es una alternativa no paramétrica del análisis de varianza ANOVA y no se basa en ningún supuesto; en vista de que de entrada, no se cumple siquiera el supuesto de homocedasticidad.

Por otra parte, el método de Kruskal-Wallis como tal consiste en comparar un estadístico de prueba H contra un valor crítico Chi-Cuadrado, incluyendo la corrección de Bonferroni que se debe realizar cuando se llevan a cabo más de dos pruebas de hipótesis, con el fin de garantizar la probabilidad de error requerida. De esta manera, para calcular el estadístico de prueba H se ordenan las n observaciones de menor a mayor y se les asignan rangos desde 1 hasta n , teniendo en cuenta si se presentan empates; a continuación, se obtiene la suma de los rangos correspondientes a los elementos de cada muestra, R_j y se halla el rango promedio [23], tal como se exhibe en (6.1),

$$H = (N - 1) \left[\frac{\sum_{i=1}^g n_i (\bar{r}_i - \bar{r})^2}{\sum_{i=1}^g \sum_{j=1}^{n_i} (r_{ij} - \bar{r})^2} \right] \quad (6.1)$$

Ahora bien, luego de llevar a cabo el cálculo del estadístico de prueba H con la información extraída de la interfaz de usuario, se presentan los resultados en la Tabla 6.7,

Tabla 6.7: Resultados de la aplicación del método Kruskal-Wallis.

Método de Kruskal-Wallis			
Parámetro	H	$\alpha_{\text{corregido}}$	X_{crit}^2
Valor	284.76	0.007	12.07

Efectivamente, el estadístico de prueba H calculado es mayor que el valor crítico Chi-Cuadrado y con base en esta afirmación es posible asegurar que variar la penetración renovable en el sistema eléctrico posee un efecto significativo en la estabilidad transitoria de la red, más específicamente en el tiempo crítico de despeje de falla. No obstante, el método de Kruskal-Wallis no brinda información sobre la estructura que modela la dependencia existente entre el mencionado tiempo crítico y el porcentaje de inyección no convencional; por lo tanto, es tarea posterior del investigador profundizar de qué manera se condiciona el comportamiento dinámico del sistema de potencia a partir del nivel de incursión de energía renovable.

6.4. Mann-Whitney con corrección de Bonferroni: método de análisis estadístico no paramétrico

En este sentido, una vez se demostró estadísticamente que el grado de penetración de las energías no convencionales guarda una relación con la estabilidad transitoria de la red eléctrica, se hace necesario llevar a cabo contrastes entre cada par de casos planteados con el fin de entender más a fondo la dinámica del proceso estocástico; de esta manera, en la Fig. 6.5 se presenta la función de distribución acumulada del tiempo crítico de despeje de falla para todos los casos, donde será posible establecer contrastes gráficamente,

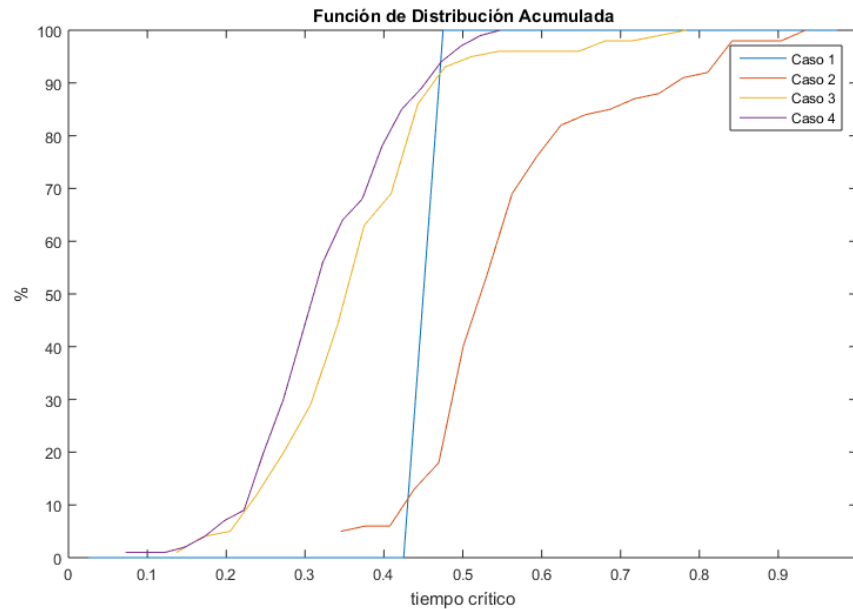


Fig. 6.8: Distribución acumulada del tiempo crítico de despeje de falla para los cuatro casos de estudio.

En la misma línea, es posible deducir de la función de distribución acumulada que la diferencia entre casos es significativa, dado que no se cruzan; sin embargo, es pertinente realizar un análisis estadístico, pues la gráfica obtenida es apenas una muestra de la verdadera función. Para ello, se implementó el método de Mann-Whitney, técnica no paramétrica que entrega indicadores que comparados contra el α de la corrección de Bonferroni permiten la toma de decisiones; de esta manera, la prueba de Mann-Whitney consiste en encontrar una matriz triangular inferior de p_{values} que relaciona cada par de casos y si estos valores son pequeños se afirma que no existe dominancia estocástica de una distribución con respecto a la otra. Así, la matriz de p_{values} obtenida se presenta en (6.2),

$$p_{values} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0,0065 & 0 \end{bmatrix} \quad (6.2)$$

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos, es claro que se demostró estadísticamente que existen diferencias significativas entre los casos de penetración renovable planteados; posteriormente,

resta establecer cual de estos presenta mayores tiempos críticos de despeje de falla a partir de la matriz triangular inferior de z_{crit} de (6.3), con el propósito de definir los casos que afectan a la estabilidad transitoria del sistema eléctrico,

$$z_{crit} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 10,2307 & 0 & 0 & 0 \\ -8,5064 & -10,0669 & 0 & 0 \\ -10,0771 & -11,0761 & -2,7220 & 0 \end{bmatrix} \quad (6.3)$$

Finalmente, vale agregar que el estadístico de prueba z_{crit} define cual distribución es mayor que otra, comparando las medianas de cada una; en este sentido, con respecto a la información brindada por el indicador, puede decirse que el escenario donde más se impacta negativamente el comportamiento dinámico de la red de potencia es el cuarto caso con un porcentaje de penetración no convencional del 60 %, debido a que presenta la menor distribución de tiempos críticos de despeje de falla. Igualmente, los mejores escenarios de incursión de energías renovables fueron el segundo y el primero respectivamente.

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1. Conclusiones

A lo largo del desarrollo del presente proyecto de investigación, se llevó a cabo el diseño y programación de una interfaz gráfica de usuario para la evaluación de la estabilidad transitoria de un sistema eléctrico, a partir de los datos estocásticos de generación no convencional.

En este orden de ideas, es importante recordar que en virtud del acelerado crecimiento de la generación de energía a partir de fuentes renovables, se hace imperativo conocer y entender el impacto que representa la incursión de éstas en el comportamiento dinámico de las redes eléctricas; es aquí donde el software desarrollado cumple un papel esencial como una herramienta de recolección de datos para satisfacer la necesidad de un estudio profundo.

Por otra parte, se definió al tiempo crítico de despeje de falla como el indicador de la estabilidad transitoria de un sistema de potencia, ya que permite efectuar la evaluación del comportamiento dinámico de la red eléctrica analizada; asimismo, facilita la realización de contrastes entre diferentes niveles de inyección de generación no convencional y brinda herramientas que ayudan a determinar la incidencia que tendrá la inclusión de dichas energías a un sistema de potencia.

De la misma manera, debido a que los generadores de tipo renovable presentan una variabilidad en la potencia producida por la naturaleza fluctuante del recurso del cual extraen la energía, es fundamental realizar un análisis estocástico con la finalidad de establecer el efecto que trae consigo la incorporación a gran escala de las fuentes no convencionales de energía sobre la estabilidad transitoria de las redes eléctricas. Para ello, es pertinente implementar modelos adecuados que simulen correctamente las variaciones de la potencia generada de las tecnologías renovables; en este sentido, se determinó que una distribución de probabilidad normal se ajustaba de forma idónea a los intervalos de confianza de la irradiancia solar para el caso fotovoltaico e, igualmente, el comportamiento aleatorio de la velocidad del viento se rige por la distribución de Weibull para el escenario de las turbinas eólicas.

Ahora bien, es preciso tener en cuenta el funcionamiento real de las redes eléctricas dentro de la configuración del código de la interfaz gráfica de usuario diseñada; por consiguiente, es de radical importancia disponer de un modelo apropiado del comportamiento de las fuentes no convencionales y de las máquinas síncronas con sus gobernadores. Asimismo, considerar la inclusión de procesos como el despacho económico, ya que no podría ser posible dimensionar el efecto de la inclusión de las energías renovables si no se ejecuta un re-despacho en el sistema de potencia, en vista de que dichas fuentes entran para reemplazar la generación ya existente. En este aspecto, debido a las fluctuaciones aportadas por los generadores de tipo no convencional que están sujetos a la variabilidad de los recursos naturales, la potencia eléctrica debe ser compensada con el motivo de cubrir la demanda energética del sistema estudiado; para ello se implementó un control de frecuencia en el software desarrollado.

Siguiendo la misma línea, en lo referente a los experimentos realizados para determinar si realmente el porcentaje de inyección renovable de energía en una red eléctrica condiciona su estabilidad transitoria, se obtuvo que efectivamente no existe un patrón evidente entre la distribución del tiempo crítico de despeje de falla y el nivel de penetración de generación no convencional en un sistema de potencia. Sin embargo, es indudable y se demostró estadísticamente que hay un vínculo estrecho que indiscutiblemente no es trivial y que requiere de un estudio más detallado.

Por último, en cuanto a los contrastes establecidos entre cada par de casos planteados, es posible concluir que el mejor escenario evaluado consiste en la penetración de fuentes renovables de energía en un 20% en el sistema de potencia de prueba, debido a que contribuyen a la descongestión de la red eléctrica; en contraste, el escenario menos favorecedor para el comportamiento dinámico del sistema de prueba fue aquel que inyectaba potencia no convencional en un 60%, pues los tiempos críticos de despeje de falla obtenidos fueron los menores cuando se les comparaba con los resultados de los otros casos planteados.

7.2. Recomendaciones

En vista de los resultados obtenidos evaluando los distintos casos de penetración de fuentes renovables, se hace evidente la necesidad de llevar a cabo un análisis más detallado del efecto que trae consigo la inyección de este tipo de energía sobre la estabilidad transitoria de los sistemas de potencia.

Por otro lado, es imperativo establecer una norma nacional de porcentaje máximo permitido de penetración de potencia no convencional, basado en serios estudios de estabilidad transitoria.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] British Petroleum: *BP Energy Outlook: 2019 edition*. 2019. <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2019.pdf>.
- [2] Unidad de Planeación Minero Energética: *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia*. 2015. http://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/INTEGRACION_ENERGIAS_RENOVANLES_WEB.pdf.
- [3] Pinilla, A.; Rodriguez, L. y Trujillo, R.: *Performance evaluation of Jepirachi Wind Park*. *Renewable Energy*, 34:48 – 52, 2009. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148108001481>.
- [4] Cortes, S. y Arango, A.: *Energías renovables en Colombia: una aproximación desde la economía*. *Ciencias Estratégicas*, 25:375 – 390, 2017. <https://www.redalyc.org/pdf/1513/151354939007.pdf>.
- [5] Medina, E.: *Análisis de algunos aspectos técnicos relacionados con la integración de energías renovables en sistemas eléctricos pequeños y aislados*. Tesis de Doctorado, Universidad de las Palmas de Gran Canaria, 2016. <http://hdl.handle.net/10553/18399>.
- [6] Adnan, M.; Tariq, M.; Zhou, Z. y Poor, H.: *Load flow balancing and transient stability analysis in renewable integrated power grids*. *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, 104:744 – 771, 2019. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061518307555#s0030>.
- [7] Nazmul, K.; Preece, R. y Milanović, J.: *Existing approaches and trends in uncertainty modelling and probabilistic stability analysis of power systems with renewable generation*. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 101:168 – 180, 2019. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032118307317>.
- [8] Soroudi, A.; Aien, M. y Mehdi, E.: *A probabilistic modeling of photo voltaic modules and wind power generation impact on distribution networks*. *IEEE Systems Journal*, 6:254 – 259, 2012. <https://ieeexplore.ieee.org/document/6003751>.
- [9] Castro, R. y Crispim, J.: *Variability and correlation of renewable energy sources in the Portuguese electrical system*. *Energy for Sustainable Development*, 42:64 – 76, 2018. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0973082617302831#bb0100>.
- [10] Tielens, P. y Van Hertem, D.: *Grid inertia and frequency control in power systems with high penetration of renewables*. *Young Researchers Symposium in Electrical Power Engineering*, 2012. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0973082617302831#bb0100>.
- [11] Papadopoulos, P. y Milanović, J.: *Probabilistic framework for transient stability assessment of power systems with high penetration of renewable generation*. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32:3078 – 3088, 2017. <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/7748540>.
- [12] Bu, S.; Du, W.; Wang, H.; Chen, Z.; Xiao, L. y Li, H.: *Probabilistic analysis of small-signal stability of large-scale power systems as affected by penetration of wind generation*. *IEEE Transactions on Power Systems*, 27:762 – 770, 2012. <https://ieeexplore.ieee.org/document/6084851>.

- [13] Tamrakar, S.; Conrath, M. y Kettemann, S.: *Propagation of disturbances in AC electricity grids*. Nature, Scientific Reports 8:Número del Artículo: 6459, 2018. <https://www.nature.com/articles/s41598-018-24685-5#Abs1>.
- [14] Ulbig, A.; Borsche, T. y Andersson, G.: *Impact of low rotational inertia on power system stability and operation*. IFAC Proceedings Volumes, 47:7290 – 7297, 2014. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1474667016427618>.
- [15] Dubucq, P. y Ackermann, G.: *Frequency control in coupled energy systems with high penetration of renewable energies*. International Conference on Clean Electrical Power, 2015. <https://ieeexplore.ieee.org/document/7177643>.
- [16] Dreidy, M.; Mokhlis, H. y Mekhilef, S.: *Inertia response and frequency control techniques for renewable energy sources: A review*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2015. https://www.researchgate.net/publication/310593962_Inertia_response_and_frequency_control_techniques_for_renewable_energy_sources_A_review.
- [17] Marin, J.: *Introducción a los procesos estocásticos*. Universidad Carlos III de Madrid, 2015. <http://halweb.uc3m.es/esp/Personal/personas/jmmarin/esp/PEst/tema2pe.pdf>.
- [18] Lorenz, E.; Hurka, J.; Heinemann, D. y Beyer, H.: *Irradiance forecasting for the power prediction of grid-connected photovoltaic systems*. IEEE Journal of Selected Topics in Applied Earth Observations and Remote Sensing, 2:2 – 10, 2009. <https://ieeexplore.ieee.org/document/4897348>.
- [19] Bianchi, F.; De Battista, H. y Mantz, R.: *Wind turbine control systems: principles, modelling and gain scheduling design*. Springer, 2007, ISBN 978-1-84628-493-9.
- [20] Stevenson, W. y Grainger, J.: *Análisis de sistemas de potencia*. McGraw-Hill, 2002, ISBN 970-10-0908-8.
- [21] Comisión de Regulación de Energía y Gas: *Resolución 025 de 1995*. 1995. <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Codigos-1995-RES.025-1995.COD..REDES.-.COD..OPERACION?OpenDocument>.
- [22] Racero, C.: *Viabilidad de un parque eólico con sistema de almacenamiento de energía mediante el uso de modelos de predicción*. Universidad de Sevilla, 2012.
- [23] Universidad de Barcelona: *Pruebas para K muestras independientes*. 2009. http://www.ub.edu/aplica_infor/spss/cap6-4.htm.

Anexo: Estructura del código desarrollado

