



**Universidad**  
Zaragoza

## Trabajo Fin de Máster

Impacto de la Generación Distribuida en la  
Estabilidad Transitoria de Sistemas Eléctricos

Impact of Distributed Generation on Transient  
Stability of Electrical Systems

Autor

Ignacio Rodes Oliva

Director

José Luis Bernal Agustín

Máster Universitario en Ingeniería Industrial

Escuela de Ingeniería y Arquitectura de la Universidad de Zaragoza (EINA)  
2024



# AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, quiero expresar mi agradecimiento al profesor José Luis Bernal Agustín, mi tutor, por su dedicación y los recursos facilitados que han sido fundamentales para la realización de este Trabajo Fin de Máster. En todo momento se ha mostrado disponible para brindarme ayuda y resolver las dudas que han surgido a lo largo de estos meses de investigación. Además, quiero reconocer a la Escuela de Ingeniería y Arquitectura de la Universidad de Zaragoza por proporcionar todo el material necesario para llevar a cabo este trabajo.

Asimismo, deseo expresar mi gratitud a mi familia y amigos por el apoyo incondicional que me han brindado. Sin ellos, este proceso habría sido considerablemente más complicado.



# Impacto de la generación distribuida en la estabilidad transitoria de sistemas eléctricos

## RESUMEN

En el presente Trabajo Fin de Máster, se lleva a cabo un estudio de simulación utilizando el software PowerWorld para analizar tres sistemas eléctricos de potencia ampliamente reconocidos en la comunidad energética. El objetivo principal es evaluar el impacto de la integración de generación distribuida (GD) en la estabilidad transitoria de estos sistemas. A través de estas simulaciones, se busca determinar mediante diferentes métodos de evaluación de la estabilidad transitoria si esta se ve afectada de manera positiva o negativa al integrar GD en dichos sistemas.

La operación y estructura del sistema de distribución están cambiando con la integración de la GD, basada en fuentes de energía alternativas, incluidas las fuentes de energía renovable. Entre los nuevos problemas, surge la cuestión de la estabilidad de los sistemas de distribución en presencia de una alta penetración de GD. Los actuales sistemas eléctricos de potencia se encuentran al límite de su carga, por lo que la GD es una buena forma de aliviar dicha carga y llevar los puntos de generación cerca de los puntos de consumo. Al hilo de esta problemática, y debido al gran impulso y desarrollo de las energías renovables, surge la idea de este Trabajo Fin de Máster.

Para comenzar, se ha dado un contexto a la situación en la que se encuentran actualmente los sistemas eléctricos, en qué dirección están evolucionando y se han explicado unos conceptos clave para la mejor comprensión del trabajo. Por otra parte, se han revisado diferentes artículos científicos en los que se trata este tema para ver en que dirección van los estudios, comprender en que punto se encuentran las investigaciones y poder realizar las simulaciones de la manera más rigurosa posible siguiendo los estándares de la comunidad. Por último, se han realizado las simulaciones usando PowerWorld, de las cuáles se han realizado diversos análisis para poder obtener las conclusiones, y se ha terminado redactando la memoria utilizando el editor de texto LaTeX.



# Impact of distributed generation on transient stability of electrical systems

## ABSTRACT

In this Master's Final Project, a simulation study was conducted using PowerWorld software to analyze three widely recognized power systems in the energy community. The primary objective was to assess the impact of distributed generation (DG) on the transient stability of these systems. Through these simulations, different methods of transient stability assessment were employed to determine whether the integration of DG had a positive or negative effect on these systems.

The operation and structure of the distribution system is changing with the integration of DG, based on alternative energy sources, including renewable energy sources (wind, solar). Among the emerging challenges, the issue of the stability of distribution systems in the presence of high DG penetration is a key one. Current power systems are operating near their load limits, making DG a viable solution to alleviate this burden and bring generation points closer to consumption points. In response to this issue and the significant growth of renewable energies, the idea for this Master's Final Project arose.

To begin, the current state of electrical systems and their evolving direction was contextualized, and key concepts were explained for a better understanding of the work. Additionally, various scientific articles addressing this topic were reviewed to understand the direction of research, assess the current state of investigations, and conduct simulations rigorously following community standards. Finally, simulations were carried out using PowerWorld, from which various analyses were performed to draw meaningful conclusions, and the report has been completed by using the LaTeX text editor.



# Índice

<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. Contextualización del problema . . . . .	1
1.2. Justificación de la investigación . . . . .	2
1.3. Objetivos del trabajo . . . . .	3
<b>2. Conceptos básicos</b>	<b>5</b>
2.1. Generación distribuida . . . . .	5
2.2. Estabilidad transitoria . . . . .	6
2.2.1. Impacto crítico de la inestabilidad transitoria: los blackouts . . . . .	9
2.3. Ángulo de potencia . . . . .	10
<b>3. Revisión bibliográfica</b>	<b>12</b>
3.1. Clasificación de los tipos de estabilidad . . . . .	12
3.2. Impacto de la GD sobre los sistemas eléctricos . . . . .	14
3.3. Simulación con casos de test de IEEE . . . . .	16
3.3.1. Caso IEEE 9 nodos . . . . .	16
3.3.2. Caso IEEE 14 nodos . . . . .	18
3.3.3. Caso IEEE 39 nodos . . . . .	19
<b>4. Simulación de la Estabilidad Transitoria con PowerWorld</b>	<b>21</b>
4.1. Caso IEEE 9 nodos . . . . .	23
4.1.1. Estabilidad en función del tiempo crítico de despeje . . . . .	24
4.2. Caso IEEE 14 nodos . . . . .	27
4.2.1. Estabilidad en función de las diferencias de ángulo máximo . . . . .	28
4.3. Caso IEEE 39 nodos . . . . .	33
4.3.1. Estabilidad en función de la ubicación de la GD . . . . .	34
<b>5. Conclusiones</b>	<b>36</b>
5.1. Conclusiones propias frente a las obtenidas en la revisión bibliográfica . . . . .	37
5.2. Estudios futuros y recomendaciones . . . . .	38

5.2.1. Mejoras de la estabilidad transitoria . . . . .	38
<b>6. Bibliografía</b>	<b>40</b>
<b>Lista de Figuras</b>	<b>43</b>
<b>Lista de Tablas</b>	<b>45</b>
<b>Anexos</b>	<b>46</b>
<b>A. Método tiempo crítico de despeje</b>	<b>47</b>
<b>B. Método diferencias del ángulo máximo de potencia</b>	<b>57</b>
<b>C. Modelo de máquina GENROU</b>	<b>59</b>
<b>D. Modelo de máquina WT3G1</b>	<b>61</b>
<b>E. Modelo de máquina PVD1</b>	<b>63</b>

# Capítulo 1

## Introducción

### 1.1. Contextualización del problema

Los sistemas de energía están cada vez más colapsados, lo cuál es debido al aumento del consumo de potencia por parte de los usuarios, y al funcionamiento cercano a los límites de su estabilidad transitoria y de voltaje. En consecuencia, estos fenómenos han llevado a un mayor riesgo de inestabilidad al sistema eléctrico y a operar en sus límites de estabilidad transitoria y de voltaje.

Durante una perturbación, como un cortocircuito o la desconexión de una carga grande, la demanda de energía y la generación pueden quedar desequilibradas temporalmente, lo que puede llevar a oscilaciones de voltaje y corriente. La estabilidad transitoria se convierte en un problema crítico en este contexto, ya que si el sistema no puede recuperar su equilibrio rápidamente pueden ocurrir fallas graves, como apagones (blackouts).

Para preservar la seguridad del sistema eléctrico, es necesario aumentar los márgenes de estabilidad y evaluar los límites máximos de transferencia de potencia eléctrica. La importancia de la estabilidad transitoria radica en su impacto directo en la confiabilidad y continuidad del suministro eléctrico. Un fallo en la estabilidad transitoria puede tener consecuencias catastróficas, afectando a industrias, servicios públicos y la vida cotidiana.

En conclusión, la estabilidad transitoria no solo representa un desafío técnico y operativo para los ingenieros, sino que también tiene importantes implicaciones económicas, sociales y de seguridad. Abordar este problema es esencial para garantizar la continuidad y la eficiencia del suministro de energía eléctrica en el contexto de sistemas eléctricos cada vez más complejos y demandantes.

## 1.2. Justificación de la investigación

Comprender y abordar los desafíos asociados con la estabilidad transitoria es completamente necesario para poder asegurar un suministro de energía eléctrica continuo y de calidad. Es por ello que los estudios que abordan este tema son completamente esenciales para que el desarrollo de los sistemas eléctricos de potencia se produzca de manera segura.

En los últimos años se ha producido un gran desarrollo de las energías renovables, y con ellas se ha replanteado el sistema tradicional de generación y transporte de energía eléctrica, ya que los puntos de generación suelen estar bastante alejados de los puntos de consumo, lo que se traduce en pérdidas durante el transporte de la energía. Como respuesta a esto surgió el concepto de generación distribuida, que intenta dar una respuesta a cómo poder disminuir estas pérdidas en el transporte, la cuál consiste en colocar los puntos de generación de energía eléctrica cerca de los puntos de consumo.

Antes de poder introducir estas nuevas fuentes de generación de energía es necesario estudiar cómo van a afectar a los sistemas eléctricos, por ello la simulación de situaciones específicas permite no solo validar la aplicabilidad de las soluciones propuestas en entornos simulados, sino también ampliar la comprensión de los posibles escenarios de inestabilidad transitoria. Este enfoque basado en casos de estudio proporciona una valiosa perspectiva práctica que puede ayudar en la toma de decisiones y las estrategias de mitigación del impacto en situaciones reales. Además, la inclusión de nuevas situaciones no solo amplía el alcance de la investigación, sino que también aborda la evolución continua de las redes y las complejidades emergentes, cómo lo puede ser la introducción de las energías renovables. La simulación de casos adicionales permite anticipar posibles desafíos futuros, especialmente en un entorno de constante cambio donde la introducción de nuevas tecnologías y la creciente demanda de energía pueden generar escenarios inexplorados.

La expansión de las interconexiones entre las redes se presenta como una respuesta estratégica a este desafío emergente. La justificación de esta investigación se apoya en la premisa de que, al comprender y gestionar la estabilidad transitoria en un contexto de creciente interconexión, se pueden desarrollar estrategias más efectivas para garantizar un suministro eléctrico continuo y fiable.

Cabe mencionar que la revisión bibliográfica desempeña un papel fundamental al

proporcionar una base sólida y actualizada para el estudio. Examinar la literatura existente no solo permite identificar las tendencias actuales en el campo de la estabilidad transitoria, sino que también destaca las lagunas de conocimiento que esta investigación se propone abordar. Así, la investigación busca contribuir significativamente al avance de la comprensión y gestión de la estabilidad transitoria en sistemas eléctricos.

En resumen, este estudio se justifica en su enfoque que combina la simulación de situaciones reconocidas, la exploración de nuevos escenarios y la base sólida proporcionada por la revisión bibliográfica. La investigación se posiciona como un esfuerzo significativo para mejorar la capacidad de respuesta y la robustez de las redes eléctricas, contribuyendo así al desarrollo sostenible y eficiente de la infraestructura energética.

### 1.3. Objetivos del trabajo

Este Trabajo Fin de Máster tiene como meta alcanzar una comprensión profunda de la estabilidad transitoria en las redes eléctricas. Para lograr este propósito, se plantean los siguientes objetivos:

- **Revisión de antecedentes:** explorar los antecedentes de estudios existentes sobre la estabilidad transitoria en redes eléctricas. Analizar y sintetizar la literatura disponible para comprender los enfoques previos, las metodologías empleadas y los resultados obtenidos en este ámbito.
- **Simulación de casos nuevos o existentes:** diseñar y llevar a cabo simulaciones detalladas de determinados casos, ampliando así el espectro de situaciones consideradas en el análisis de la estabilidad transitoria. Estos casos incluirán escenarios previamente no explorados, abordando aspectos emergentes y desafíos contemporáneos en las redes eléctricas.
- **Explicación del proceso de simulación:** detallar y explicar el proceso completo de simulación utilizado en este trabajo. Desde la selección de los casos de estudio hasta la implementación de las simulaciones en herramientas como PowerWorld, se proporcionará una descripción clara y comprensible de la metodología utilizada para evaluar la estabilidad transitoria.
- **Análisis e interpretación de resultados:** realizar un análisis comparativo entre las simulaciones de casos previamente estudiados y los nuevos escenarios

explorados. Evaluar cómo las respuestas del sistema difieren entre situaciones conocidas y emergentes. Integrar los resultados para obtener una visión de la estabilidad transitoria en redes eléctricas.

- **Propuestas de mejora y estrategias:** a partir de los resultados obtenidos, proponer mejoras y estrategias para optimizar la estabilidad transitoria en sistemas eléctricos.

Este trabajo se presenta como un aporte significativo al conocimiento actual sobre la estabilidad transitoria, ofreciendo nuevas perspectivas a través de la simulación de casos inexplorados y la integración de la información recopilada en la revisión de antecedentes.

# Capítulo 2

## Conceptos básicos

### 2.1. Generación distribuida

También denominada como generación descentralizada, *”consiste en la generación de energía eléctrica mediante fuentes de generación que se instalan cerca de los puntos de consumo.”* [2]

La generación distribuida se basa en la cooperación entre esta generación deslocalizada, que suele ser de menor potencia que la tradicional, y la generación de las centrales convencionales. Esta distribución hace que no se dependa tanto de las grandes centrales y se impulse la implantación de energías renovables, reduciendo así las emisiones de CO<sub>2</sub>. Uno de los factores claves de la generación distribuida es que está conectada directamente a la red de distribución y no a la de transporte.

Las características principales de la generación distribuida son:

1. **Reduce las pérdidas en la red eléctrica:** estar más cerca del consumidor supone que las redes de transporte sean más cortas. Por lo tanto, la generación distribuida supone menos pérdidas de energía en el transporte de la electricidad desde la generación hasta el consumidor, haciendo de estas fuentes de energía más sostenibles. Esto también influye en el ahorro a la hora de elevar la tensión eléctrica para su transporte. [2]
2. **Mejora la fiabilidad y la calidad del sistema eléctrico:** si yo tengo una red con 3 enormes puntos de generación y uno de ellos falla por lo que sea, mi red se va a ver muy afectada. Pero si tengo 100 puntos de generación, y fallan 4 o 5, sigue quedando una enorme mayoría que puede mantener la red. Eso la hace más estable en su producción y también más resistente en caso de que haya inconvenientes. Del mismo modo, al ser producción más local, eliminamos

la dependencia de otros territorios y lo que pueda suceder en ellos. La generación distribuida mejora la fiabilidad y la calidad del sistema eléctrico. [3]

3. **Ahorro económico:** este ahorro viene principalmente del autoconsumo que pueden hacer muchos pequeños puntos de generación de energía. El ahorro aumenta debido a que los costos y la eficiencia de los equipos de generación distribuida se van reduciendo con el avance de la tecnología y la generalización de la misma.
4. **Energías renovables:** en la generación distribuida está muy presente las energías renovables, ya que son las más adecuadas para ubicarse cerca de los puntos de consumo, sobre todo por su reducido tamaño y facilidad de instalación en comparación con la generación convencional. [2]

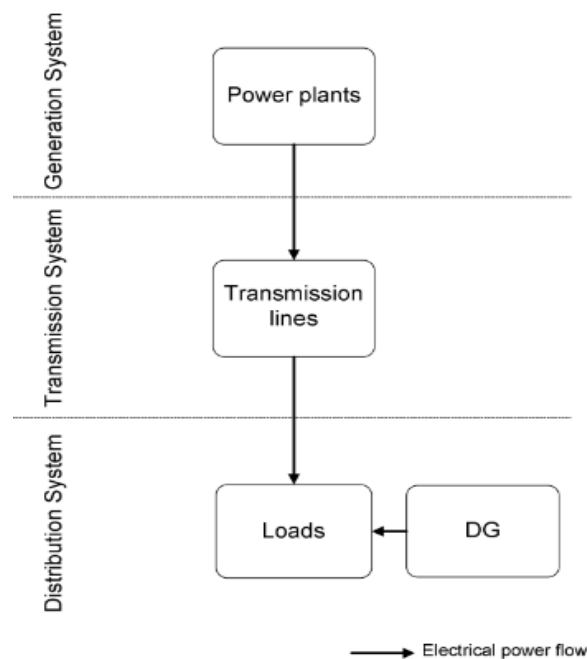


Figura 2.1: Sistema eléctrico de potencia con GD [11]

## 2.2. Estabilidad transitoria

*”Es la habilidad del sistema de potencia para mantener el sincronismo cuando es sometido a un disturbio severo transitorio. Depende de las condiciones iniciales de operación y de la severidad del disturbio.”* [4] Si la condición descrita en la definición anterior no se cumple, se dice que el sistema es inestable. Esto ocurre cuando:

- Los ángulos de los potencia de una o más máquinas síncronas se incrementan indefinidamente respecto de otras máquinas del sistema. [1]

- En algunos sistemas, perturbaciones que no causan pérdidas de sincronismo resultan en la operación de elementos de protección. La salida o apertura de una o más líneas debido a la actuación de los relés puede llevar a la pérdida de sincronismo. [1]

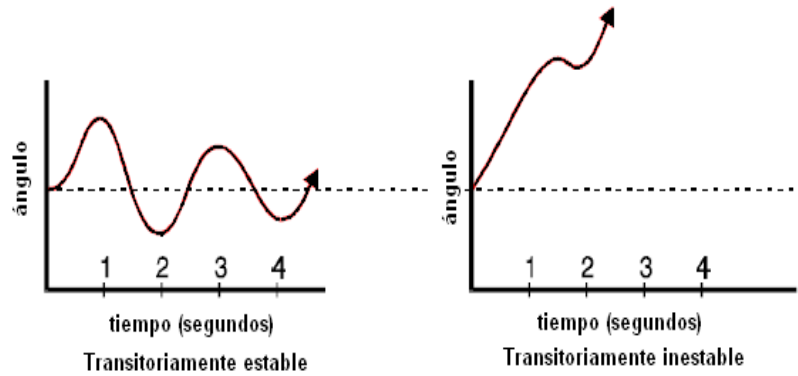


Figura 2.2: Estabilidad transitoria [4]

Cuando un generador o conjunto de generadores pierde la sincronización con el sistema debido a fallas significativas o perturbaciones, es necesario desconectarlos para evitar posibles daños en el equipo. Sin embargo, esta acción conlleva la responsabilidad de que los demás generadores compensen la potencia que antes era suministrada por el grupo desconectado. Como consecuencia, la red experimenta fluctuaciones de potencia entre los generadores restantes, dando lugar a depresiones de voltaje junto con incrementos simultáneos de corriente, y viceversa. Este fenómeno se conoce como oscilaciones de potencia.

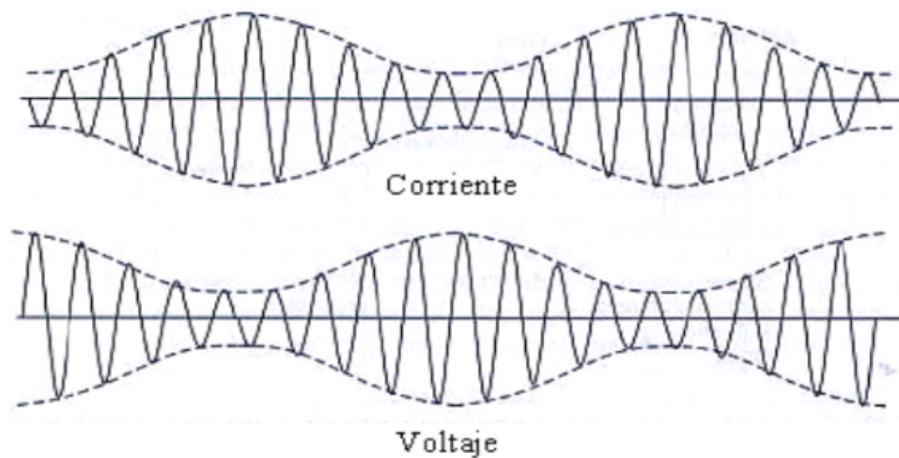


Figura 2.3: Oscilación de potencia [4]

Las oscilaciones son eventos poco comunes en el sistema. El sistema experimenta ciclos repetitivos de oscilación y se ajusta a un nuevo punto de operación de forma

continua. Para comprender un sistema de potencia oscilatorio, se puede representar visualmente mediante un equivalente mecánico del sistema.

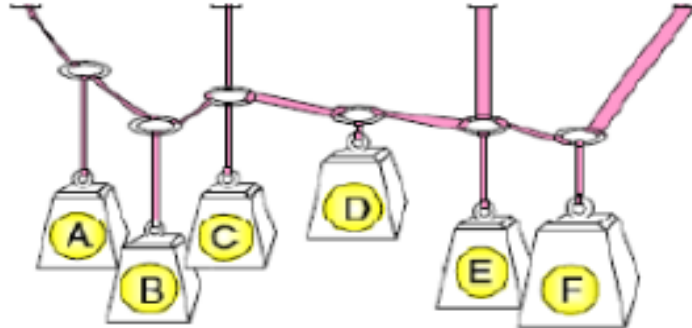


Figura 2.4: Analogía mecánica del sistema eléctrico [4]

Las pesas con más masa simbolizan los generadores con mayor inercia, mientras que las líneas de mayor tensión y capacidad se representan mediante bandas de hule más gruesas. Una perturbación en el sistema de potencia se asemeja a estirar una pesa (generador) o cortar una banda de hule (línea de transmisión). Cuando ocurre esto, el sistema completo entra en un periodo de oscilación. Estas oscilaciones persisten hasta que los efectos de amortiguamiento en el sistema de potencia reducen su magnitud a niveles imperceptibles.

Se hace notar que para todo el sistema eléctrico siempre será posible encontrar una combinación de condiciones iniciales y perturbaciones (aunque tal vez con poca probabilidad de ocurrir) que provoque su inestabilidad.

El tiempo para el estudio de estabilidad transitoria es muy importante, concretamente durante el primer segundo después de la perturbación, ya que determina en muchos casos si el sistema es o no estable. El sistema eléctrico responde a esta perturbación mediante oscilaciones de los ángulos de los generadores, de los flujos de potencia, de las tensiones y de otras variables del sistema. Si la separación angular entre generadores permanece acotada, entonces el sistema mantiene el sincronismo y es estable.

### 2.2.1. Impacto crítico de la inestabilidad transitoria: los blackouts

Un apagón o blackout se refiere a una interrupción generalizada y sostenida del suministro eléctrico en una amplia área geográfica. En este evento, la red eléctrica experimenta una pérdida masiva de carga, lo que resulta en la falta de energía en hogares, empresas, y otras instalaciones dentro de la región afectada. Las causas de los apagones pueden variar, pero suelen involucrar fallas o perturbaciones significativas en el sistema eléctrico. [5]

Bajo ciertas condiciones, una perturbación puede provocar la caída de un generador por pérdida de sincronismo. Esto a su vez intensifica las variaciones de tensión, corriente y frecuencia respecto de los valores nominales, que puede provocar la caída de otros componentes por la actuación de las protecciones, y así sucesivamente (efecto cascada), desintegrando totalmente el sistema eléctrico, y llegando al estado de apagón o blackout.

Es fundamental destacar que aunque eventos de este tipo son poco frecuentes, su impacto técnico y económico en los sistemas eléctricos y los usuarios finales afectados es considerable. Estos eventos se conocen como HILP, por sus siglas en inglés, que se refieren a 'High Impact Low Probability' (Alto Impacto Baja Probabilidad), indicando que son eventos de gran impacto pero con una baja probabilidad de ocurrencia. Un ejemplo notable de un evento HILP ocurrió el 14 de agosto de 2003, cuando extensas áreas de los Estados Unidos y Canadá experimentaron un apagón eléctrico que resultó en la pérdida de energía durante varios días. Este incidente dejó a 50 millones de personas sin suministro eléctrico durante ese periodo. Además de los impactos en la población, el apagón generó costos sustanciales, estimados entre 4.000 y 10.000 millones de dólares. [5] La tabla 2.1 resume otros eventos similares que ocurrieron entre 2003 y 2015:

<b>Blackout</b>	<b>Personas afectadas</b>	<b>Potencia perdida (MW)</b>	<b>Duración (h)</b>
Irán 2003	22.000.000	7.063	8
Italia 2003	57.000.000	24.000	9
Indonesia 2005	120.000.000	19.615	24
Pakistán 2006	160.000.000	11.600	6
Brasil 2011	40.000.000	8.884	4
India 2012	670.000.000	48.000	8
Turquía 2015	70.000.000	32.200	8

Tabla 2.1: Antecedentes históricos de blackouts [6]

## 2.3. Ángulo de potencia

El ángulo de potencia, denotado como  $\delta$ , es el ángulo eléctrico entre el eje del rotor de un generador síncrono y un eje de referencia sincrónico. En términos más simples, es la diferencia angular entre el eje del rotor y la posición que tendría si estuviera girando a la velocidad sincrónica exacta. Este ángulo es crucial para determinar la capacidad de un generador para transferir potencia a través de la red eléctrica. Se puede definir también como el ángulo eléctrico entre el vector de tensión interna del generador y el vector de tensión en el terminal del generador. [9]

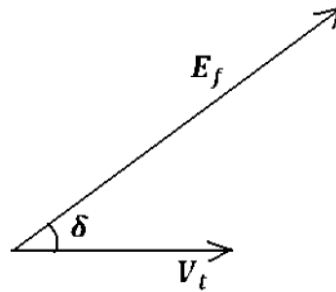


Figura 2.5: Ángulo de potencia [7]

No se debe confundir con el ángulo del rotor, denotado como  $\delta_m$ , es un ángulo mecánico que describe la posición física del rotor de una máquina síncrona (como un generador o motor) respecto a un eje de referencia estacionario. Es una medida directa de cuánto se ha desplazado el rotor desde una posición de referencia fija.

Se menciona esta diferencia entre los dos ángulos porque suele haber malentendidos, ya que ambos se pueden utilizar para estudiar la estabilidad de un sistema, y Powerworld, por defecto, usa el ángulo del rotor porque es más directamente relacionado con la dinámica mecánica del rotor, lo cual es fundamental para los análisis de estabilidad transitoria. Sin embargo, también permite seleccionar el ángulo de potencia para análisis más centrados en la transferencia de potencia y su relación con la estabilidad eléctrica del sistema. [8]

En la ecuación 2.1, que es la ecuación de oscilación [11], se utiliza un ángulo que representa dinámicas de la máquina síncrona en términos de su movimiento y aceleración. Esta ecuación describe cómo el ángulo del rotor (y por extensión, el ángulo de potencia bajo ciertas condiciones) cambia con el tiempo, especialmente en respuesta a perturbaciones. La ecuación es no lineal y toma en cuenta factores como la inercia

del rotor y las fuerzas que actúan sobre él.

$$P_a = \frac{2H}{\omega_{syn}} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m(t) - P_e(t) - \frac{D}{\omega_{syn}} \frac{d\omega}{dt} \quad (2.1)$$

La ecuación de oscilación describe cómo cambia  $\delta_m$  en respuesta a perturbaciones, sin embargo, también se puede relacionar con  $\delta$ . La relación entre estos dos ángulos depende del marco de referencia utilizado. La relación entre  $\delta_m$  y  $\delta$  se establece a través de la conversión de ángulos mecánicos a ángulos eléctricos, que depende del número de polos de la máquina síncrona ( $P$ ). Esto implica que el ángulo de potencia  $\delta$  es proporcional al ángulo del rotor  $\delta_m$ , multiplicado por  $P/2$ : [8]

$$\omega(t) = \frac{P}{2} \omega_m(t) \delta(t) = \frac{P}{2} \delta_m(t) \quad (2.2)$$

En conclusión, para los estudios de estabilidad transitoria es más pertinente el ángulo de potencia, ya que se utiliza para analizar y comprender cómo la potencia se transfiere desde el generador a la red, y cómo las perturbaciones en la red (como cambios en la carga o fallas) afectan esta transferencia, mientras que el ángulo del rotor se aplica en el análisis mecánico de las máquinas, para entender su comportamiento dinámico y evaluar aspectos como el equilibrio mecánico y la aceleración o desaceleración del rotor.

# Capítulo 3

## Revisión bibliográfica

Para este Trabajo Fin de Máster se ha accedido a las bases de datos de ScienceDirect, IEEE Xplore y Journal of Physics, de las cuáles se han recopilado diversos artículos científicos de relevancia en los que el impacto que tiene la generación distribuida sobre la estabilidad transitoria de los sistemas eléctricos es el tema clave. Dichos artículos han provisto a este trabajo de una visión sobre cómo se ha estado trabajando estos últimos años en este campo, cómo se ha conseguido simular la inclusión de la generación distribuida en las redes de distribución y qué conclusiones se han derivado de dichos estudios. Todo esto ayudará a que en el capítulo 4, dónde se van a analizar las simulaciones, se haga conociendo los estándares de estudio de los sistema y que análisis son importantes realizar.

### 3.1. Clasificación de los tipos de estabilidad

A pesar de que la estabilidad transitoria, englobada dentro de la estabilidad angular, es la que se va a estudiar en este trabajo, en [11] y [12] introduce y detalla los tipos de estabilidad que se consideran en los sistemas eléctricos, clasificándolas en las siguientes:

- **Estabilidad de voltaje:** se define como la capacidad que tiene el sistema eléctrico de mantener las tensiones en los nodos dentro de un nivel aceptable después de una perturbación.

Las ecuaciones de transferencia de potencia activa y potencia reactiva entre dos nodos se dan de la siguiente manera, respectivamente:

$$P = \frac{EV}{X} \sin\delta \quad (3.1)$$

$$Q = \frac{V^2}{X} + \frac{EV}{X} \cos\delta \quad (3.2)$$

Al normalizar las ecuaciones anteriores, se obtiene una solución real positiva para  $V$  dada por:

$$V = \sqrt{\frac{1}{2} - q \pm \sqrt{\frac{1}{4} - p^2 - q}} \quad (3.3)$$

Existen varios métodos y herramientas para evaluar la estabilidad de voltaje, cómo son: método de la curva p-v, método de la curva v-q y reserva de potencia reactiva, métodos basados en la singularidad de la matriz Jacobiana del flujo de potencia en el punto de colapso de voltaje o el método de flujo de potencia por continuación.

- **Estabilidad de frecuencia:** se define como la capacidad de un sistema eléctrico para mantener una frecuencia estable después de una perturbación debido a un desequilibrio entre la generación y la carga. Se dice que el sistema tiene estabilidad de frecuencia si puede mantener o restablecer el equilibrio entre la generación y la carga con un mínimo de desconexiones de carga.
- **Estabilidad angular:** cómo ya se ha definido en el capítulo 2, es la capacidad de mantener las máquinas síncronas del sistema en sincronía después de la ocurrencia de una perturbación. El equilibrio se alcanza cuando el par electromagnético y el par magnético son iguales.

Los valores propios de una matriz de características del modelo linealizado del sistema determinan la estabilidad de pequeña señal del punto de operación. El valor propio de la matriz puede ser real o complejo. La ecuación de mayor interés es el coeficiente de amortiguamiento (3.1), denotado como:

$$\zeta = 100 * \frac{-\sigma}{\sqrt{\sigma^2 + \omega^2}} \quad (3.4)$$

El sistema es inestable para valores negativos de  $\zeta$ , típicamente se requiere que  $\zeta$  esté en el rango del 3% al 5% para garantizar un rendimiento aceptable del sistema.

Para el análisis de estabilidad transitoria, el sistema puede estudiarse y analizarse resolviendo la ecuación de oscilación no lineal (3.2), que describe la aceleración o desaceleración del rotor con respecto al flujo de corriente actual en el circuito del estator o los cambios en la carga.

$$P_a = \frac{2H}{\omega_{syn}} \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_m(t) - P_e(t) - \frac{D}{\omega_{syn}} \frac{d\omega}{dt} \quad (3.5)$$

Se utilizan muchos métodos para evaluar la estabilidad transitoria. Algunos ejemplos directos o convencionales son el criterio de áreas iguales, el método equivalente de máquina simple o la teoría directa de Lyapunov, mientras que algunos ejemplos de métodos de integración son el método de Runge-Kutta, la regla trapezoidal implícita, o el método Adams-BDF Mixto.

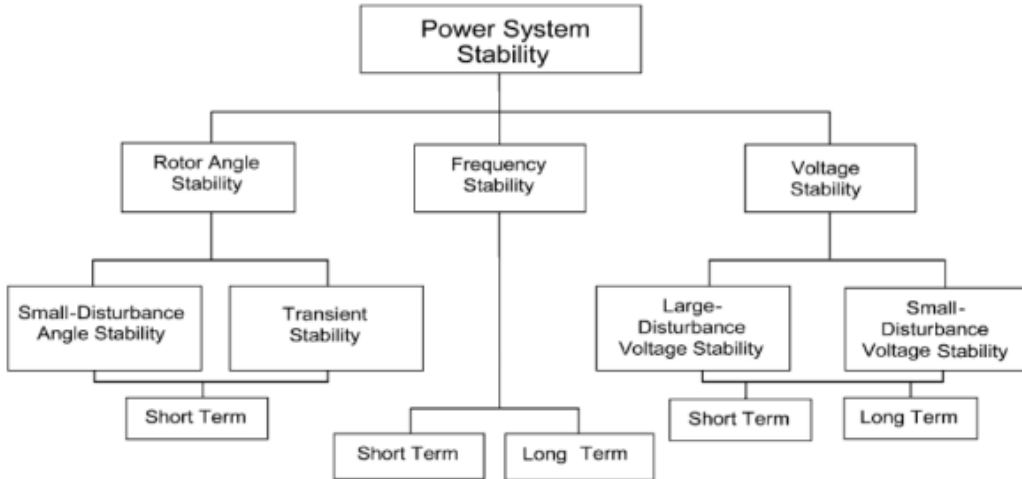


Figura 3.1: Esquema de los tipos de estabilidad de un sistema eléctrico [12]

## 3.2. Impacto de la GD sobre los sistemas eléctricos

En todos los artículos revisados para este punto introduce el tema de la problemática de la estabilidad transitoria en sistemas de distribución debido al continuo aumento de la generación distribuida conectada a la red. Comentan que los esfuerzos se han concentrado en modelar y analizar los sistemas de generación, protección y transmisión frente a esta situación, para de esta manera poder evitar los apagones.

En [13] y [14] se simula y estudia la estabilidad transitoria, aplicando cortocircuitos en los nodos más cercanos a las subestaciones, en los nodos más cercanos a los generadores distribuidos, en un nodo intermedio entre cada generador distribuido y la subestación, en el nodo aguas abajo del fusible de protección en cada rama y en el último nodo de cada rama, es decir, en el punto de mayor impedancia acumulada. Para simular GD en su sistema, introduce energía eólica e hidroeléctrica, mientras que en [14], además de la eólica, también incluye en su estudio energía fotovoltaica.

Es importante mencionar que [14] y [19] estudian no sólo lo mencionado anteriormente, sino también van cambiando el nodo al que se conecta la GD para ver su influencia en la estabilidad transitoria del sistema. De esta manera [14] concluye que la integración de GD puede afectar de manera positiva o negativa, dependiendo del tipo de GD y de su localización. Los resultados de simulación han demostrado que, con un aumento en la penetración de DG, la desviación de la velocidad del rotor, la duración de la oscilación de la velocidad del rotor y la desviación de la frecuencia eléctrica aumentan a medida que disminuye la inercia del sistema en general con la penetración de DG. Por otra parte, en [19] explica como la conexión de parques eólicos cerca de generadores que funcionan frecuentemente a plena capacidad podría conducir a mejoras en la estabilidad angular para generadores locales, mientras que la estabilidad de máquinas más distantes podría deteriorarse.

En [15] y [19] explican que la integración de GD está teniendo un impacto positivo en los sistemas eléctricos y está consiguiendo que en ciertas redes se estén desmantelando plantas convencionales de generación de energía. Destacan los cambios en el límite de estabilidad causados por el desplazamiento de la generación síncrona por la generación acoplada a convertidores de electrónica de potencia como resultado de decisiones operativas y/o de planificación, lo que hace indispensable que se lleven a cabo este tipo de estudios. A una conclusión parecida se llega en [17], dónde simula una red real en Brasil a la que se quiere acoplar una central hidroeléctrica de 30 MW a una red en la que ya hay otra central hidroeléctrica de 8,1 GW, concluyendo que basándose en los resultados y la discusión, la generación distribuida puede mejorar el rendimiento en estado estático y la estabilidad del sistema eléctrico.

En [16], se investigaron por separado los impactos de los generadores síncronos acoplados a GD, los generadores asíncronos acoplados a GD y los generadores acoplados a GD mediante inversores en la estabilidad transitoria y de voltaje del sistema eléctrico. Se demostró que los generadores síncronos acoplados a GD no tienen un impacto significativo en la desviación máxima de velocidad del rotor de los generadores síncronos principales, pero aumentan la frecuencia de la desviación de la velocidad del rotor, y mejoran significativamente las caídas de voltaje en los buses del sistema eléctrico durante una falla en el sistema. Se mostró que los generadores asíncronos acoplados a GD no tienen un impacto sensible en la desviación máxima de velocidad del rotor de los generadores síncronos principales, pero aumentan considerablemente la amortiguación de la desviación de la velocidad del rotor de los generadores síncronos principales. Además, tienen un impacto negativo en los voltajes

en estado estable en el sistema eléctrico. Los generadores acoplados a GD mediante inversores se investigaron por separado en modo de control de corriente, modo de control de potencia activa y reactiva, y modo de control de voltaje-frecuencia, y se demostró que tienen un impacto negativo en la desviación máxima de velocidad del rotor de los generadores síncronos principales.

En [18], comenta que la conexión de generadores síncronos distribuidos a la red de distribución puede provocar cambios en la amplitud y dirección de la corriente de los alimentadores durante condiciones de falla y, por lo tanto, alterar la coordinación de dispositivos de protección. Se propone un esquema de protección eficiente y completo de tres niveles para considerar tanto la coordinación de la protección como los índices de estabilidad transitoria en los generadores síncronos distribuidos, para lo cuál utiliza el caso de estudio de 33 nodos de IEEE.

Por último, antes de entrar en detalle sobre cómo se realizan estos estudios en casos de test de IEEE, en [20] presenta el estudio de estabilidad transitoria de una microrred del mundo real que opera con un 100 % de fuentes de energía renovable. La respuesta transitoria de una microrred con 3 generadores fotovoltaicos y casi 83 dispositivos de carga flexible se prueba a través de tres escenarios de desconexión no planificada y un evento de arranque en negro. Los resultados de los tres escenarios mostraron que la transición es suave al conectar a la red a modo isla. La desconexión no planificada con dos inversores tiene una mejor respuesta transitoria en términos de sobreimpulso y tiempo de establecimiento.

### **3.3. Simulación con casos de test de IEEE**

#### **3.3.1. Caso IEEE 9 nodos**

En [21] y [22] se investiga el comportamiento sobre la estabilidad del sistema eléctrico y los riesgos de las estructuras de generación distribuida bajo diversos escenarios de falla, ya que explican que las características de generación variable siempre plantean un riesgo para la estabilidad del sistema.

En [21] no sólo realiza simulaciones sobre el caso base de IEEE de 9 nodos, sino que para ver cómo influye la GD en dicha red añade dos fuentes eólicas y una fotovoltaica de generación. Este estudio utiliza perfiles de generación promedio de 24 horas, y para la simulación de las fallas utiliza cortocircuitos trifásicos por ser el caso más desfavorable. La variación del ángulo de rotor en función del tiempo es el método seleccionado para

llevar a cabo un análisis más eficiente en sistemas con múltiples máquinas, además de tener en cuenta el tiempo que tarda en eliminarse la falla, que es otro de los aspectos clave a estudiar en las simulaciones.

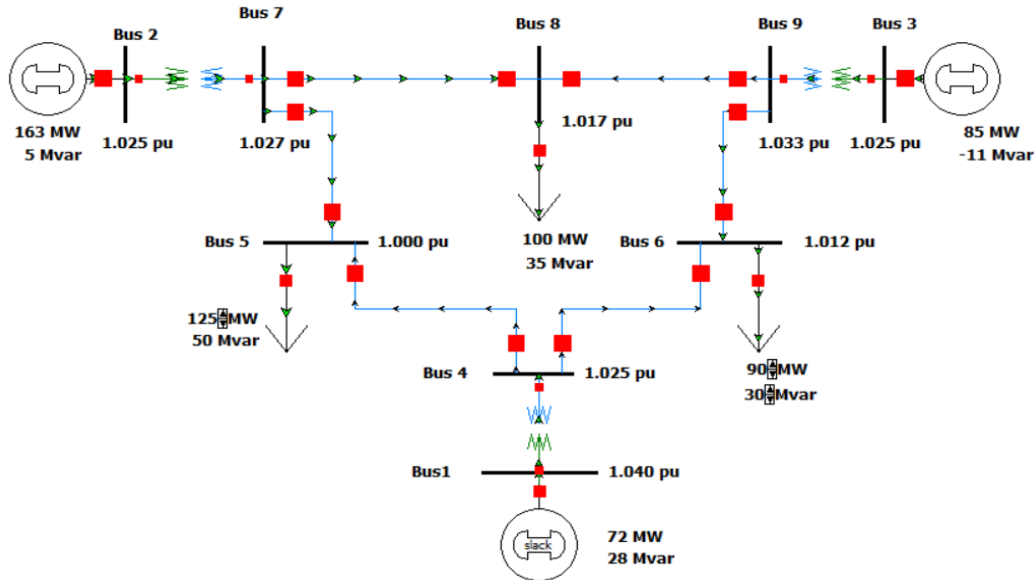


Figura 3.2: Esquema del sistema IEEE 9 nodos [28]

En [22], realiza la simulación utilizando indicadores de estabilidad transitoria como la desviación de velocidad del rotor, el tiempo de oscilación o el voltaje terminal. Para ello estudia dos escenarios, uno en el que todas las cargas se mantienen y además se añade GD, y otro en el que se añade GD pero con una reducción de las unidades generadoras centralizadas. En este caso establece como fallas cortocircuitos de línea a tierra y desconexión/conexión de cargas, y va aumentando el nivel de penetración de GD en la red para ver cómo van cambiando los valores de los indicadores mencionados.

En [21] y [22] se llega a la misma conclusión, que la alta integración de la generación distribuida conlleva mejoras en la estabilidad si no hay pérdida en la inercia total del sistema, y que la estabilidad del sistema depende también de la ubicación de la generación distribuida. Sin embargo, en el segundo escenario [22], se observa que el aumento en el nivel de penetración de la GD causa una pérdida considerable de la inercia general del sistema, lo que hace que el sistema sea menos estable y no se pueda aumentar la penetración de la DG más allá de un nivel específico. En esta investigación se encontró que la penetración de la DG no puede aumentarse a un nivel superior al 40%. Por lo tanto, se analiza que la pérdida de inercia del sistema causó una pérdida de estabilidad del sistema. También se observa que la estabilidad transitoria también depende del tamaño y la ubicación de la GD. Los indicadores de

estabilidad dan respuestas diferentes para las mismas fallas en ubicaciones diferentes, lo que significa que la estabilidad también depende de la ubicación y el tipo de evento transitorio.

### 3.3.2. Caso IEEE 14 nodos

En [23], se estudian las variaciones en el ángulo de potencia, el voltaje en los nodos y la frecuencia del sistema con la ayuda de un cortocircuito trifásico. Se analizan tiempos rápidos de despeje de fallas con el fin de restablecer la estabilidad del sistema y se calcula el impacto de la ubicación de la falla en el sistema para observar si afecta la estabilidad del mismo, al igual que se hizo en estudios mencionados anteriormente [14], [19], [21] y [22]. En este estudio se prueban diferentes tiempos de despeje de fallas, y se representan la tensión y frecuencia en los nodos respecto al tiempo.

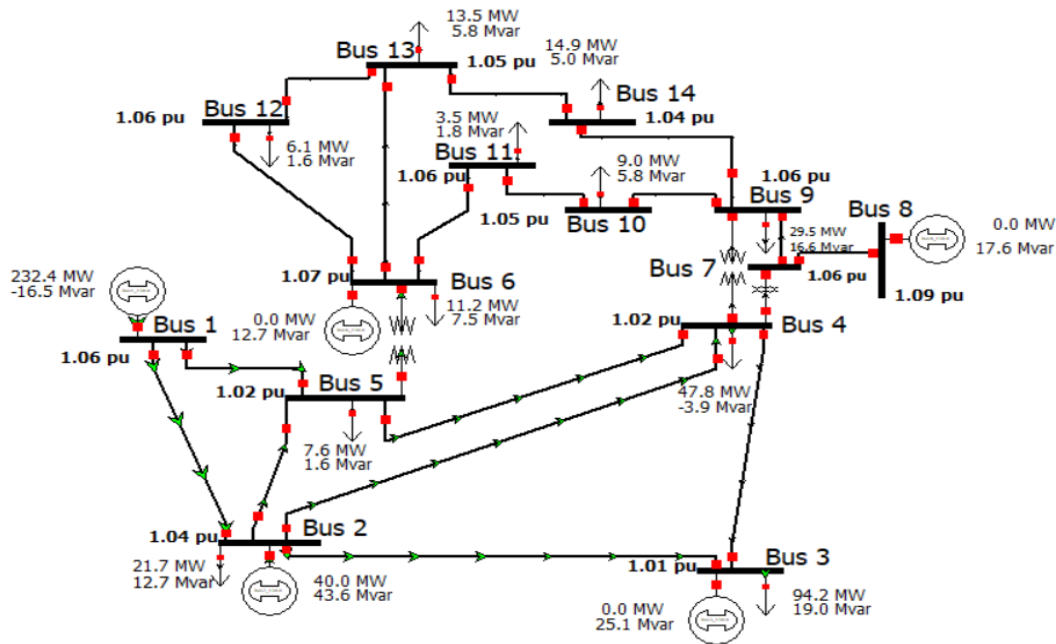


Figura 3.3: Esquema del sistema IEEE 14 nodos [28]

En [24], se ha ubicado un cortocircuito trifásico en dos ubicaciones diferentes para analizar el efecto de la ubicación de la falla y el tiempo crítico de eliminación en la estabilidad del sistema. Con el fin de proteger las líneas de transmisión aéreas, los conductores y los aisladores, se sugiere que la parte afectada por el cortocircuito se aisle rápidamente del resto del sistema para aumentar el margen de estabilidad y, por lo tanto, disminuir el daño.

En [23] y [24] se concluye que el efecto de la distancia entre la ubicación de la falla y las estaciones generadoras, y la eliminación rápida de estas promueve la estabilidad

del sistema eléctrico. De hecho, aumentar la velocidad de eliminación de fallas suele ser la forma más efectiva y económica de mejorar la estabilidad transitoria del sistema eléctrico. Después de que ocurre un cortocircuito, los rotores de las máquinas síncronas se acelerarán de manera diferente, por lo que el ángulo entre dos máquinas equivalentes no será constante, y el sistema puede volverse inestable. Para determinar si un sistema eléctrico es estable después de perturbaciones, será necesario, en general, trazar y examinar las curvas de oscilación.

### **3.3.3. Caso IEEE 39 nodos**

En [25], el autor modifica el caso base de IEEE que no contiene generación distribuida y va variando su ubicación en diferentes puntos. Al igual que se hace en las investigaciones anteriores, estudia la desviación máxima de la velocidad del rotor y la duración de la oscilación. Cuanto menor sea el valor de cada uno de estos indicadores para un caso dado, mejor será la estabilidad transitoria. Concluye que la generación distribuida basada en generadores asíncronos no tiene mucho impacto en la estabilidad transitoria, probablemente porque los efectos opuestos de los generadores cercanos y remotos se contrarrestan; que la generación distribuida basada en generadores síncronos disminuye la sobrevelocidad de los generadores a gran escala, pero parece disminuir la estabilidad transitoria al aumentar la duración de la oscilación; y que la generación distribuida basada en electrónica de potencia disminuye la sobrevelocidad de los generadores, ya que se desconecta durante una falla.

En [26] se investiga la estabilidad transitoria del sistema de transmisión cuando se aplica una falla en todas las ramas posibles. En este estudio, el nivel de penetración de la implementación de la generación distribuida se incrementa de dos maneras: un aumento de carga se cubre mediante la implementación de GD (con una generación centralizada constante) o un aumento en la salida de generación centralizada, y una reducción de la generación centralizada se cubre mediante GD (con una carga constante). Concluye que cuanto más cargadas estén las líneas, más débiles son las conexiones entre los generadores y las cargas, y mayores son las oscilaciones de los generadores centralizados. La implementación de la generación distribuida es una forma natural de limitar los flujos de energía sobre las líneas de transmisión y mejorar la estabilidad transitoria del sistema de transmisión.

En [27] se trabaja con una generación distribuida híbrida, como solar, eólica, generadores síncronos y un sistema de almacenamiento de energía, y se determinaron los siguientes resultados importantes: la estabilidad transitoria en general mejora

debido al aumento en el número de condiciones estables en comparación con el modelo del sistema de 39 nodos de IEEE sin generación distribuida.

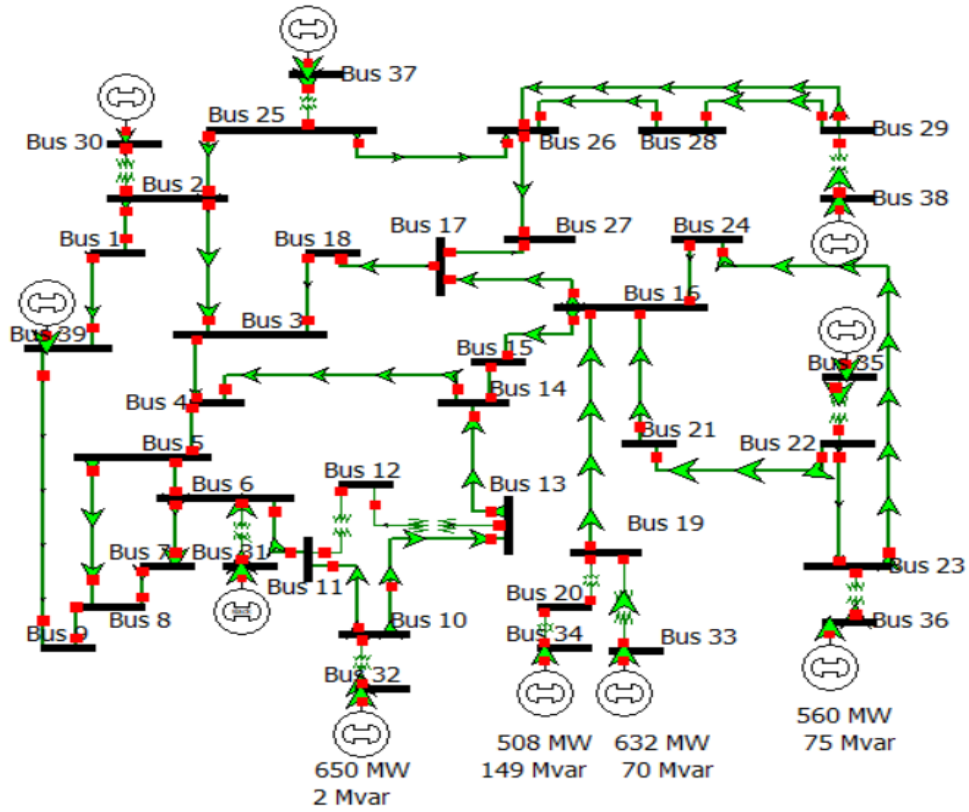


Figura 3.4: Esquema del sistema IEEE 39 nodos [28]

# Capítulo 4

## Simulación de la Estabilidad Transitoria con PowerWorld

En este capítulo, se aborda el estudio de la estabilidad transitoria en tres casos representativos de IEEE, los cuales han sido objeto de revisión bibliográfica en el capítulo anterior. El objetivo es profundizar en la comprensión de la influencia de la generación distribuida en la estabilidad transitoria de sistemas eléctricos presentando nuevos resultados que enriquezcan la perspectiva general.

En este Trabajo Fin de Máster, se adoptará un criterio centrado en analizar las diferencias entre los resultados previos a la incorporación de generación distribuida y aquellos obtenidos posteriormente.

La variación del ángulo de potencia en función del tiempo es el método seleccionado para llevar a cabo un análisis más eficiente en sistemas con múltiples máquinas, además de tener en cuenta el tiempo que tarda en eliminarse la falla, que es otro de los aspectos clave a estudiar en las simulaciones. Aparte, en uno de los modelos se estudiará la importancia de la ubicación de la GD, y si esta tiene un gran impacto sobre la estabilidad transitoria del sistema.

Con el propósito de llevar a cabo el estudio y evaluar el impacto de la generación distribuida en el sistema, se llevarán a cabo diversas simulaciones que contemplarán diferentes niveles de penetración de GD sobre la GC (generación convencional), que se refiere a los generadores síncronos en el caso base. Este enfoque nos permitirá analizar y comprender la respuesta del sistema ante diversos eventos transitorios a medida que varía la presencia de la GD. De esta manera, podremos obtener una visión completa de cómo la integración de fuentes de energía distribuida afecta la estabilidad y comportamiento del sistema eléctrico en diferentes escenarios. El nivel de penetración

de GD se define de la siguiente manera, cómo se ha hecho en [22] y [26]:

$$\%GD_{pen} = \frac{\sum P_{GD}}{\sum P_{GD} + \sum P_{GC}} * 100 \quad (4.1)$$

Cabe mencionar que la demanda de potencia reactiva será atendida exclusivamente por las unidades generadoras existentes antes de la incorporación de las unidades de generación distribuida.

Para simplificar los estudios de estabilidad transitoria, se realizan las siguientes suposiciones:

- **Suposición de condiciones de operación estables:** se asume que el sistema se encuentra en condiciones de operación estables antes del evento transitorio, lo cual puede simplificar la inicialización de la simulación.
- **Cortocircuitos trifásicos balanceados:** se trata del tipo de falla más desfavorable para el sistema, por lo que todas las fallas que se utilizan en las simulaciones son de este tipo para asegurar el óptimo funcionamiento del sistema.
- **Nudo de potencia infinita:** se utiliza para simplificar el modelo y las ecuaciones del sistema eléctrico. Este enfoque se basa en la idea de que la red de transmisión es muy extensa y que un nodo, a menudo denominado generador slack, tiene una capacidad de generación virtualmente infinita.
- **Método de integración de segundo orden de Runge-Kutta:** en PowerWorld también existía la opción de utilizar el método de integración de Euler, pero se ha optado por el de Runge Kutta por ser más preciso y estable a la hora de resolver ecuaciones no lineales.
- **Modelos simplificados de los generadores:** para la simulación de los distintos casos se han utilizado tres tipos de generadores, para los cuáles se ha escogido el modelo de máquina GENROU (Anexo C) para la generación convencional, el modelo de máquina WT3G1 (Anexo D) para la generación eólica y el modelo de máquina PVD1 (Anexo E) para la generación solar fotovoltaica.

## 4.1. Caso IEEE 9 nodos

Este caso de prueba de 9 nodos del WSCC representa una aproximación sencilla del Western System Coordinating Council (WSCC) [28]. En este contexto, nos enfrentamos al sistema de menor escala objeto de nuestro estudio, lo cual podría sugerir que la integración de GD podría tener un impacto más pronunciado en la estabilidad transitoria en comparación con los otros dos casos de mayor envergadura. Para que esto no afecte de manera negativa en el estudio, ya que sería un caso muy concreto, lo que realizan los estudios revisados en el capítulo anterior es la inclusión de un nodo de potencia infinita que permita simular un escenario de mayor escala, más cercano a la realidad.

En la siguiente figura se presenta el esquema del sistema que se va a utilizar para el estudio, que es el mismo que se ha presentado en el capítulo anterior, sin haber añadido aún las fuentes de GD:

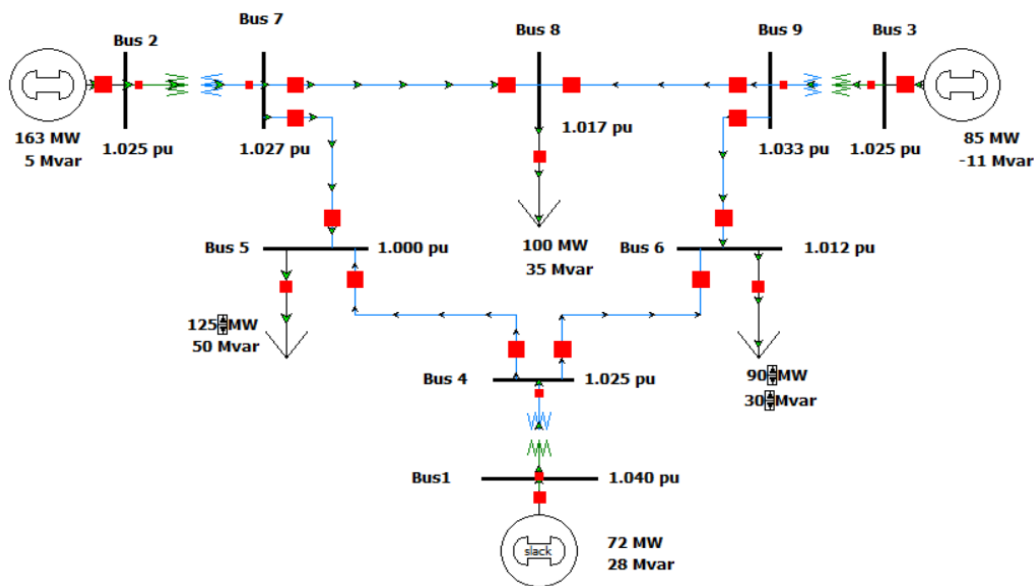


Figura 4.1: Esquema del sistema IEEE 9 nodos [28]

En la tabla 4.1 se presentan las características del caso base que se va a utilizar para el estudio, mientras que en la tabla 4.2 se presenta la potencia asignada a la GD en relación con su nivel de penetración en la red eléctrica. Se analizará el comportamiento del sistema a medida que aumenta el nivel de penetración de GD, explorando su impacto en la estabilidad transitoria del sistema. Además, en la figura 4.2 se muestra la disposición de la GD dentro del sistema (generadores en azul):

Característica del sistema	Valor
Número de nodos	9
Número de generadores	3
Número de cargas	3
Número de líneas	6
Número de transformadores	3

Tabla 4.1: Características del sistema IEEE 9 nodos [Elaboración propia]

Generadores	Nivel penetración GD		
	5 %	10 %	15 %
G4 (Wind)	17 MW	30 MW	30 MW
G5 (PV)	0 MW	6 MW	30 MW

Tabla 4.2: Potencia de las unidades de GD según su penetración en la red caso 9 nodos [Elaboración propia]

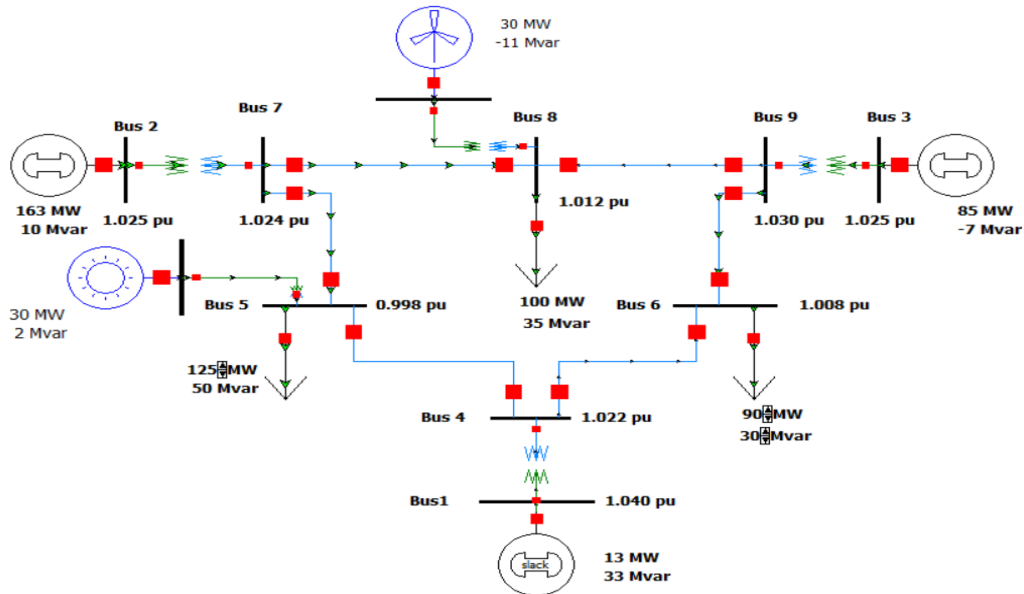


Figura 4.2: Esquema del sistema IEEE 9 nodos con GD [Elaboración propia]

#### 4.1.1. Estabilidad en función del tiempo crítico de despeje

El tiempo crítico de despeje se refiere al límite de tiempo para que el sistema eléctrico se estabilice después de una perturbación. Este tiempo crítico marca el punto en el cual, si la estabilización no se ha logrado dentro de ese límite, el sistema se volverá inestable.

En el contexto del presente Trabajo Fin de Máster, la finalidad consiste en determinar si el tiempo crítico de despeje experimenta variaciones al incrementar el nivel de penetración de la GD, como en [22]. En el Anexo A se muestra el

procedimiento seguido para obtener los tiempos críticos de despeje y se han recogido todos las gráficas obtenidas de las simulaciones con PowerWorld que han permitido alcanzar los resultados que más adelante se muestran. En este caso, por ser un sistema de menor dimensión que los que se estudiarán después, se ha decidido estudiar la influencia de cortocircuitos en todos los nodos que presenta.

A continuación, se muestra una tabla en la que se han ido recogiendo los resultados de los tiempos críticos:

Cortocircuito		Nivel penetración GD			
		0%	5%	10%	15%
Nodo 2	T <sub>cr</sub> (s)	0.15	0.16	0.16	0.16
Nodo 3		0.2	0.21	0.21	0.21
Nodo 4		0.21	0.22	0.21	0.21
Nodo 5		0.26	0.29	0.28	0.28
Nodo 6		0.32	0.36	0.35	0.35
Nodo 7		0.16	0.17	0.17	0.17
Nodo 8		0.21	0.23	0.23	0.22
Nodo 9		0.19	0.21	0.21	0.2

Tabla 4.3: Resultados de tiempo crítico de despeje [Elaboración propia]

En la siguiente gráfica se muestra cómo evoluciona el tiempo de despeje crítico en función del nivel de penetración de GD en cada uno de los nodos dónde se simula un cortocircuito:

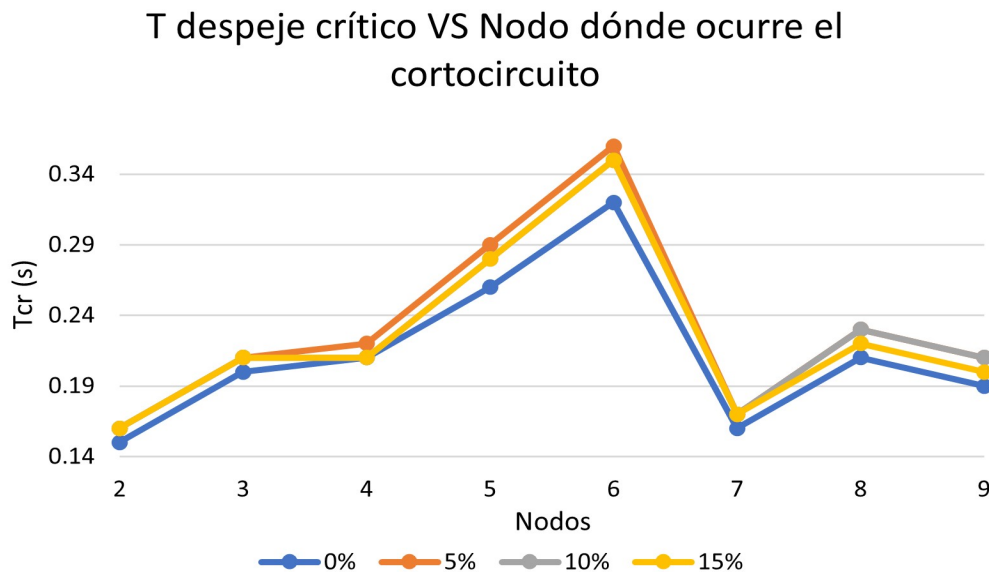


Figura 4.3: Gráfica evolución t<sub>cr</sub> en función de la penetración de GD [Elaboración propia]

Al analizar la información proporcionada en la tabla 4.3 y la figura 4.3, se puede

concluir que los nodos 5, 6 y 8 destacan como aquellos que experimentan los resultados más favorables a la hora de sufrir un cortocircuito. Estos nodos, situados a una mayor distancia de la generación convencional (GC), muestran mejoras notables, llegando a aumentar en hasta 0,04 segundos el tiempo crítico de despeje, lo que claramente afecta positivamente en la estabilidad transitoria, que coincide con las conclusiones extraídas en [21] y [22]. Es importante destacar que el aumento del nivel de penetración de GD no deteriora la estabilidad transitoria en ningún caso con respecto al escenario base. Además, se observa que a partir de un nivel de penetración de GD del 5%, donde se evidencian mejoras, los resultados prácticamente no muestran variaciones al aumentar a niveles del 10% y 15%, llegando incluso a empeorar mínimamente en algunos casos.

## 4.2. Caso IEEE 14 nodos

El próximo caso a estudiar representa una aproximación simple del sistema de potencia eléctrica en Estados Unidos en febrero de 1962 [28]. El caso de 14 nodos, desarrollado por el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE), proporciona una representación más amplia y detallada de un sistema eléctrico, lo que permite explorar con mayor profundidad los fenómenos transitorios y las dinámicas de estabilidad.

En la siguiente figura se presenta el esquema del sistema que se va a utilizar para el estudio, que es el mismo que se ha presentado en el capítulo anterior, sin haber añadido aún las fuentes de GD:

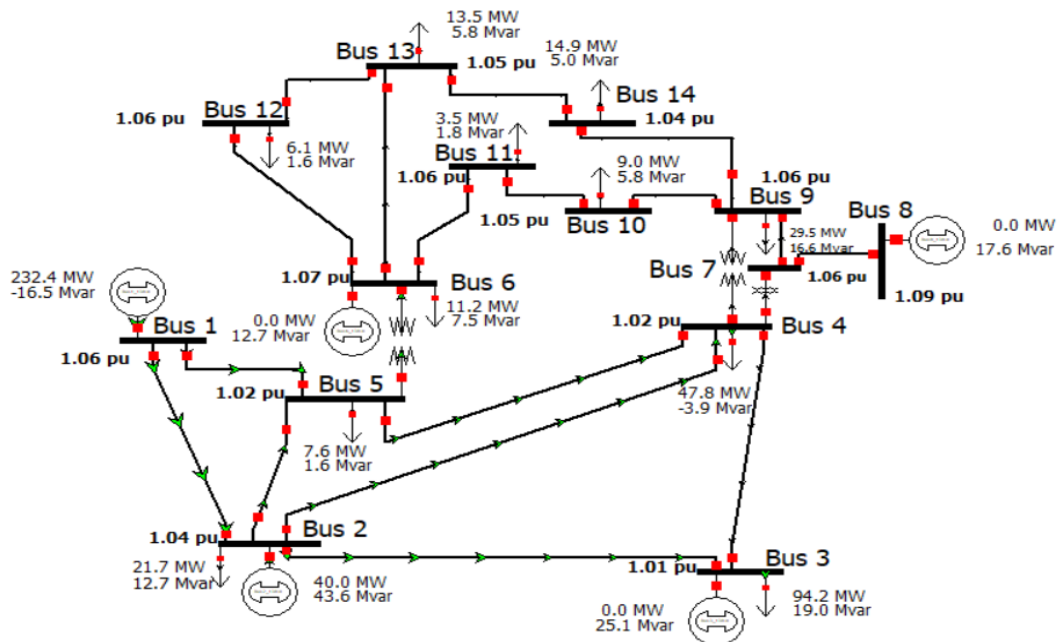


Figura 4.4: Esquema del sistema IEEE 14 nodos [28]

A diferencia del ejemplo anterior, en este caso la estabilidad no se va a estudiar en función del tiempo crítico de despeje, sino que se procederá mediante el análisis de las diferencias de ángulo máximo [23], es decir, la diferencia entre el ángulo de potencia máximo tras el cortocircuito y el ángulo de potencia inicial justo antes de que se produzca el cortocircuito.

En la tabla 4.4 se presentan las características del caso base que se va a utilizar para el estudio, mientras que en la tabla 4.5 se presenta la potencia asignada a los generadores de GD en relación con su nivel de penetración en la red eléctrica. Se

analizará el comportamiento del sistema a medida que aumenta el nivel de penetración de GD, explorando su impacto en la estabilidad transitoria del sistema.

Característica del sistema	Valor
Número de nodos	14
Número de generadores	5
Número de cargas	11
Número de líneas	17
Número de transformadores	3

Tabla 4.4: Características del sistema IEEE 14 nodos [Elaboración propia]

Generadores	Nivel penetración GD		
	5 %	10 %	15 %
G6 (Wind)	15 MW	15 MW	15 MW
G7 (Wind)	0 MW	15 MW	15 MW
G8 (PV)	0 MW	0 MW	20 MW

Tabla 4.5: Potencia de las unidades de GD según su penetración en la red [Elaboración propia]

#### 4.2.1. Estabilidad en función de las diferencias de ángulo máximo

En este caso se va a estudiar la estabilidad a través del ángulo de potencia de los generadores. Aunque ya se ha comentado en capítulos anteriores, por resumir, el ángulo de potencia es el ángulo eléctrico entre el eje del rotor de un generador síncrono y un eje de referencia sincrónico. En términos más simples, es la diferencia angular entre el eje del rotor y la posición que tendría si estuviera girando a la velocidad sincrónica exacta. Este ángulo es crucial para determinar la capacidad de un generador para transferir potencia a través de la red eléctrica.

En esta situación, con el fin de analizar las diferencias de ángulo máximo, se establecerá un tiempo de despeje de falla constante de 0.20 segundos para todos los casos. De esta manera, el estudio se centrará en las variaciones máximas de los ángulos de potencia en cada caso durante dicho tiempo de despeje de falla, cómo se hace en [21]. El proceso seguido en PowerWorld para poder obtener dicha diferencia del ángulo máximo de potencia se encuentra detallada en el Anexo B.

A medida que se aumenta el nivel de penetración de GD, se evaluará si la diferencia de ángulo máximo aumenta o disminuye. Un aumento indicaría que la GD contribuye

a hacer el sistema más inestable, mientras que una disminución sugeriría lo contrario.

En la siguiente figura se muestra la disposición de la GD dentro del sistema de 14 nodos (generadores en azul):

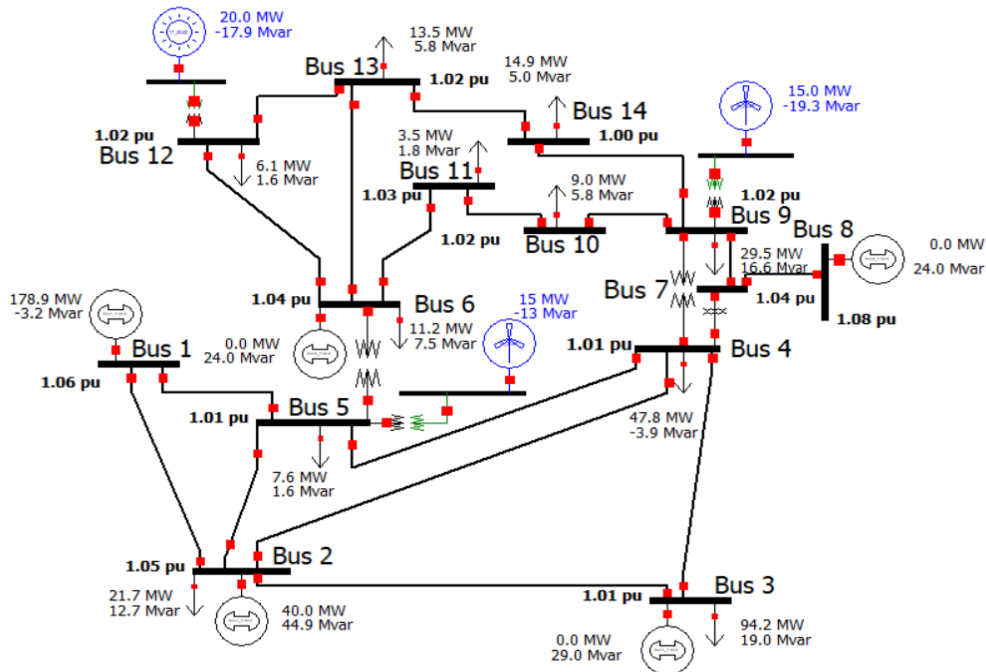


Figura 4.5: Esquema del sistema IEEE 14 nodos con GD [Elaboración propia]

El caso que se está estudiando ahora es mucho más robusto que el anterior, lo cuál lo hace menos propenso a inestabilidades transitorias, por lo que se trata de un caso idóneo para estudiar la estabilidad en función de las diferencias de ángulo máximo en vez de en función del tiempo crítico de despeje.

A pesar de que una falla puede ocurrir en cualquier punto del sistema eléctrico, se enfocará el estudio en aquellos puntos donde la ocurrencia de tales eventos resultaría más desfavorable. Esto incluirá nodos cercanos a los generadores síncronos, ya que la proximidad a estas fuentes principales de generación podría tener un impacto crítico en la estabilidad transitoria del sistema. No obstante, se llevará a cabo un análisis que incluirá la evaluación de la influencia de cortocircuitos en otros puntos del sistema. Este enfoque permitirá determinar si la ocurrencia de cortocircuitos en ubicaciones más alejadas de los generadores tiene un impacto diferenciado en la respuesta y estabilidad de los generadores.

A continuación, en las siguientes tablas, se muestran los resultados que se han obtenido para cada uno de los generadores al simular un cortocircuito trifásico en diferentes nodos para diferentes niveles de GD:

<b>GENERADOR 2</b>		<b>Nivel penetración GD</b>			
<b>Nodo con falla</b>		0 %	5 %	10 %	15 %
2	$\delta$	16.4572	15.89	15.8159	15.7197
3		3.315	3.3597	3.2078	3.1946
4		3.6768	3.5277	3.4893	3.3813
6		2.6882	2.5168	2.2314	2.0516
9		2.9149	2.7832	2.4576	2.3785
12		1.3149	1.2295	1.1982	1.2816
14		1.3862	1.283	1.1164	1.0696

Tabla 4.6: Variación del ángulo de potencia del generador conectado al nodo 2 [Elaboración propia]

<b>GENERADOR 3</b>		<b>Nivel penetración GD</b>			
<b>Nodo con falla</b>		0 %	5 %	10 %	15 %
2	$\delta$	15.3774	15.7523	16.3224	15.7743
3		20.2474	20.0361	19.6973	19.7795
4		7.9065	8.165	8.4572	8.8504
6		2.5316	2.3652	1.6636	1.143
9		2.9299	2.7864	2.2707	2.0651
12		0.2003	0.3322	0.7577	1.2788
14		0.5966	0.4787	0.2794	0.427

Tabla 4.7: Variación del ángulo de potencia del generador conectado al nodo 3 [Elaboración propia]

<b>GENERADOR 6</b>		<b>Nivel penetración GD</b>			
<b>Nodo con falla</b>		0 %	5 %	10 %	15 %
2	$\delta$	16.4572	15.89	15.8159	15.7197
3		3.315	3.3597	3.2078	3.1946
4		3.6768	3.5277	3.4893	3.3813
6		14.8944	14.5901	13.4577	11.3517
9		2.9149	2.7832	2.4576	2.3785
12		1.3149	1.2295	1.1982	1.2816
14		7.0484	7.2494	8.6807	8.0457

Tabla 4.8: Variación del ángulo de potencia del generador conectado al nodo 6 [Elaboración propia]

Las gráficas que se muestran en las figuras 4.6, 4.7 y 4.8 ilustran la evolución de algunos de los datos previamente presentados en las tablas, proporcionando una perspectiva visual de los resultados:

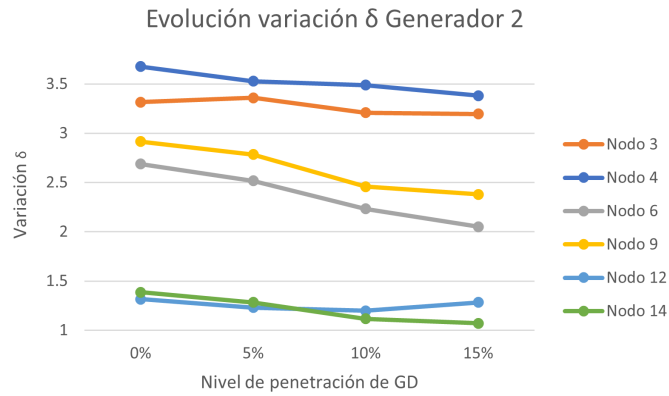


Figura 4.6: Variación del ángulo de potencia del generador 2 [Elaboración propia]

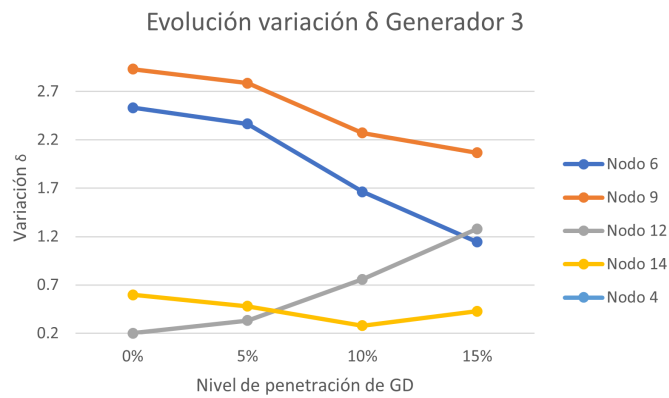


Figura 4.7: Variación del ángulo de potencia del generador 3 [Elaboración propia]

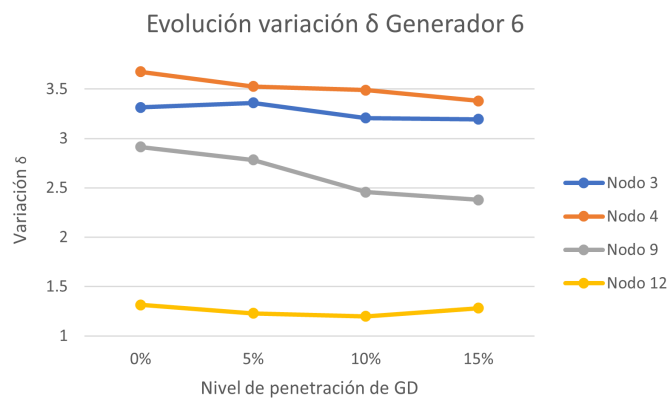


Figura 4.8: Variación del ángulo de potencia del generador 6 [Elaboración propia]

Basándonos en los valores observados en las gráficas, se puede destacar una tendencia general de disminución en la variación del ángulo de potencia a medida que aumenta la penetración de la generación distribuida. Sin embargo, es importante señalar ciertos aspectos particulares, ya que esta tendencia no se manifiesta de manera consistente en todos los escenarios. Por ejemplo, al aplicar un cortocircuito en el nodo 12, el generador 6 experimenta inicialmente una reducción en la variación del ángulo de potencia. No obstante, al alcanzar un nivel de penetración de GD del 15%, los valores vuelven a ser comparables a los simulados sin GD, situación que se repite con el generador 3 cuando se produce un cortocircuito en el nodo 14, y con el generador 2 cuando el cortocircuito ocurre en el nodo 12.

Adicionalmente, se observan casos en los que el aumento de la penetración de GD resulta en un deterioro de la estabilidad transitoria de los generadores. Esto es evidente, por ejemplo, en el caso del generador 3 cuando se produce un cortocircuito en el nodo 12 o en el nodo 2, así como en el generador 6 cuando el cortocircuito tiene lugar en el nodo 12.

Por tanto, se puede concluir que, en términos generales, el aumento de la penetración de la GD en el sistema eléctrico no empeora la estabilidad de los generadores conectados a la red, llegando en un gran número de casos a incluso mejorarla. Aunque en algunas situaciones sí que se observa que empeora, no es realmente significativo y, por tanto, el aumento de generación distribuida conectada a los sistemas eléctricos actuales no supondría un peligro para la estabilidad de la red. Estos resultados sugieren que la integración de la GD puede gestionarse de manera efectiva, contribuyendo positivamente a la estabilidad transitoria en la mayoría de los escenarios, cómo se había concluido en [23] y [24].

### 4.3. Caso IEEE 39 nodos

El sistema de 39 nodos de IEEE es conocido como '10-machine New-England Power System'. El generador conectado al nodo 31 representa la agregación de un gran número de generadores. Todos los parámetros mostrados a continuación están tomados del libro titulado 'Análisis de Función de Energía para la Estabilidad del Sistema de Energía' [29].

En la siguiente figura se presenta el esquema del sistema que se va a utilizar para el estudio, que es el mismo que se ha presentado en el capítulo anterior, sin haber añadido aún las fuentes de GD:

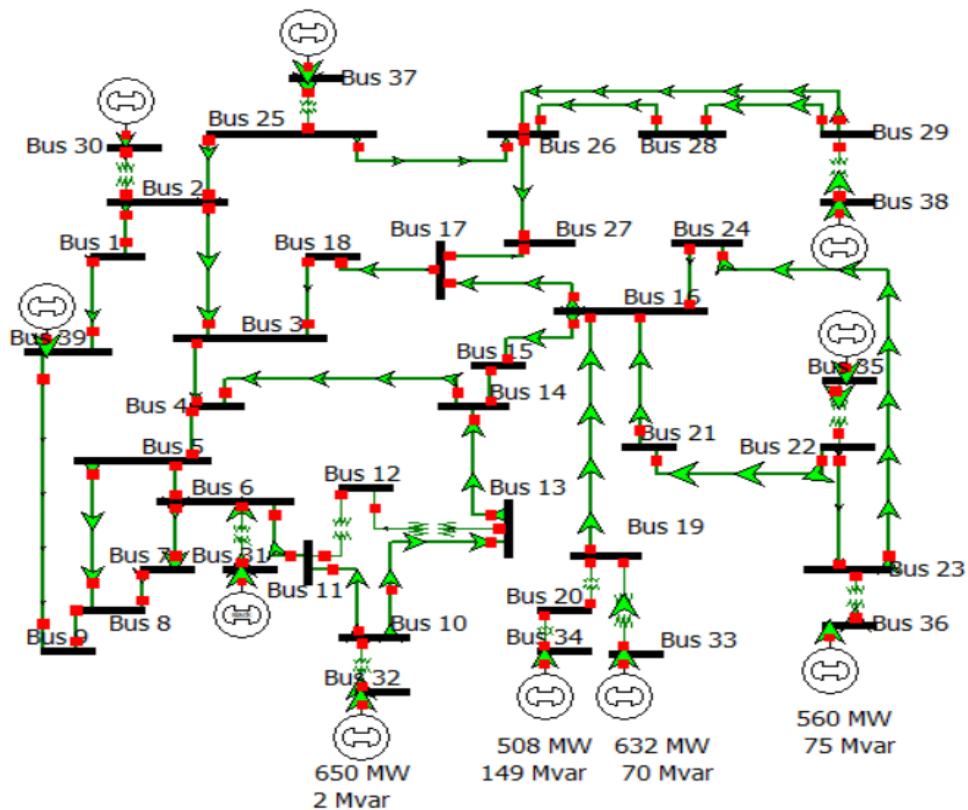


Figura 4.9: Esquema del sistema IEEE 39 nodos [28]

Hasta el momento, los análisis de estabilidad se han centrado en la evaluación de tiempos críticos de despeje de falla y diferencias en los ángulos máximos de potencia. Estos estudios han proporcionado diversas conclusiones que han servido para conocer si un sistema eléctrico se ve afectado en la estabilidad transitoria al aumentar el nivel de penetración de de GD. Sin embargo, en este caso, se ha optado por abordar otras incógnitas, ya que se buscará clarificar cómo la ubicación de la conexión de la generación distribuida en el sistema eléctrico podría influir en la estabilidad transitoria

y en qué medida.

En la tabla 4.9 se presentan las características del caso base que se va a utilizar para el estudio:

<b>Característica del sistema</b>	<b>Valor</b>
Número de nodos	39
Número de generadores	10
Número de cargas	31
Número de líneas	34
Número de transformadores	12

Tabla 4.9: Características del sistema IEEE 39 nodos [Elaboración propia]

En este escenario, el enfoque no consistirá en incrementar el nivel de penetración de la GD, sino que se seleccionará directamente un valor de potencia activa total equivalente al 5% de la potencia activa de los generadores que componen el sistema, es decir, unos 350 MW. Luego, se ajustará la ubicación de la GD de manera iterativa para observar cómo varían los parámetros de estabilidad transitoria.

En la tabla 4.10 se muestran los casos que se van a estudiar, dónde se puede ver en que nodos se van a ir conectando las diferentes fuentes de GD:

<b>Generadores</b>	<b>Ubicaciones</b>		
	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
G1 Wind (125 MW)	Nodo 16	Nodo 28	Nodo 18
G2 Wind (75 MW)	Nodo 12	Nodo 23	Nodo 4
G3 PV (100 MW)	Nodo 39	Nodo 12	Nodo 37
G4 PV (50 MW)	Nodo 9	Nodo 14	Nodo 16

Tabla 4.10: Escenarios de estudio [Elaboración propia]

### 4.3.1. Estabilidad en función de la ubicación de la GD

Para este estudio se ha empleado el mismo método que se utilizó en el caso del sistema IEEE de 9 nodos, es decir, mediante el cálculo del tiempo crítico de despeje de falla. Se han elegido cuatro nodos específicos en los cuales se ha aplicado un cortocircuito, y observando la variación del tiempo crítico en cada uno de los escenarios se han extraído distintas conclusiones.

A partir de los resultados presentados en la tabla 4.11 y visualizados en la figura 4.10, se confirma la relevancia de la ubicación de la generación distribuida y su impacto

Nodo con falla		Original	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Nodo 39	T <sub>cr</sub> (s)	0.55	0.48	0.43	0.43
Nodo 16		0.15	0.14	0.13	0.13
Nodo 11		0.25	0.22	0.21	0.22
Nodo 27		0.18	0.18	0.17	0.17

Tabla 4.11: Evolución del tcr en función de la ubicación de la GD [Elaboración propia]

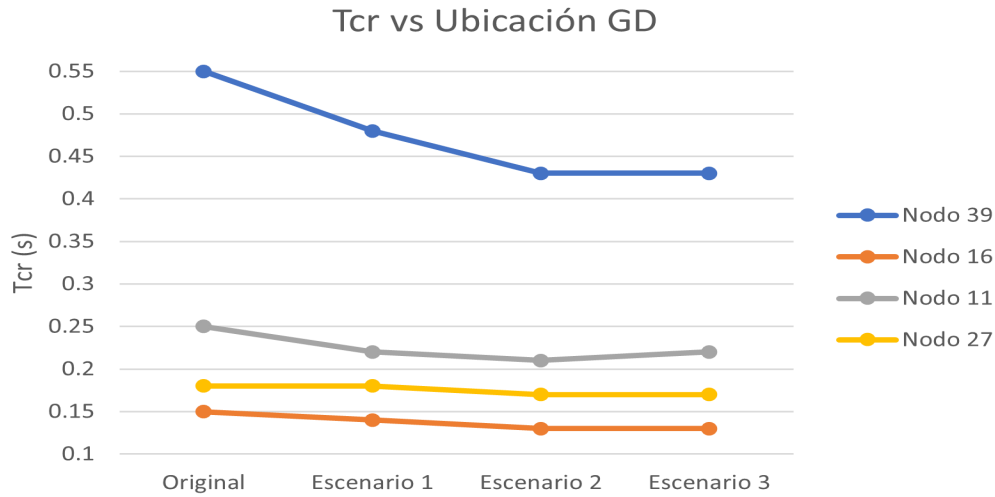


Figura 4.10: Esquema del sistema IEEE 39 nodos [Elaboración propia]

en los tiempos críticos de despeje de fallas, cómo se había concluido en [21] y [22]. No obstante, esta afirmación debe considerarse parcialmente cierta, ya que, aunque se observan diferencias en los tiempos críticos entre distintos escenarios, estas diferencias son mínimas en la realidad. La disparidad solo se manifiesta de manera significativa en situaciones donde se aplica un cortocircuito en un nodo que tiene conectado un generador, y aun así, la magnitud de la diferencia no es suficientemente significativa como para que suponga una limitación a la hora de instalar GD en un sistema eléctrico.

Por lo tanto, se puede concluir que no existen dos sistemas eléctricos que respondan de manera idéntica ante fenómenos transitorios, y, en consecuencia, la ubicación de la GD ejerce una influencia, aunque esta sea de baja magnitud, coincidiendo parcialmente con lo comentado en [25], [26] y [27].

# Capítulo 5

## Conclusiones

Las conclusiones extraídas de este estudio sobre los casos IEEE de 9, 14 y 39 nodos proporcionan una visión completa sobre el impacto de la generación distribuida en la estabilidad transitoria de sistemas eléctricos. A pesar de la diversidad en la topología y la complejidad de los casos, se han identificado tendencias comunes que ayudan en la comprensión global del impacto de la GD sobre de este fenómeno transitorio.

En el caso de IEEE de 9 nodos, se destaca la influencia positiva de la GD en nodos estratégicos alejados de la generación convencional. Los nodos 5, 6 y 8 exhiben mejoras notables, revelando la importancia de la distancia relativa a la generación convencional para fortalecer la estabilidad transitoria.

En el escenario de IEEE de 14 nodos, la tendencia general de disminución en la variación del ángulo de potencia con la penetración de GD confirma la capacidad de esta tecnología para mitigar las fluctuaciones transitorias. Sin embargo, las excepciones identificadas, como la reducción inicial del generador 6, subrayan la necesidad de considerar escenarios específicos para una implementación efectiva.

El caso IEEE de 39 nodos aporta una perspectiva valiosa sobre la relevancia de la ubicación de la GD. Si bien se confirma la influencia de la ubicación, se destaca la mínima magnitud de las diferencias observadas en los tiempos críticos de despeje. Esto sugiere que la implementación de GD puede gestionarse con flexibilidad, sin limitaciones significativas en la estabilidad transitoria.

En términos generales, se podría concluir que la GD afecta de manera positiva en la red, y en los casos en los que no es así, la diferencia no es apenas significativa. Sin embargo, las excepciones identificadas indican la necesidad de una planificación cuidadosa y consideraciones detalladas al incorporar GD en sistemas eléctricos.

Otra de las conclusiones que se puede obtener, sobre todo de los casos de 9 y 39 nodos, en los que se ha utilizado el método del tiempo crítico de despeje de falla, es que el tiempo de actuación y selectividad de las protecciones es realmente importante para poder hacer frente a estos eventos transitorios, ya que conocidos los tiempos en los que el sistema se volvería inestable, se podrán modelar de manera óptima dichas protecciones.

Estas conclusiones proporcionan una base sólida para la toma de decisiones en la implementación de GD, ofreciendo una visión conjunta que abarca diferentes contextos y escenarios. El estudio contribuye significativamente al estudio de la estabilidad transitoria proporcionando importantes resultados.

## **5.1. Conclusiones propias frente a las obtenidas en la revisión bibliográfica**

Como ya se ha ido haciendo en el capítulo 4, el análisis comparativo entre los resultados obtenidos en este trabajo y los obtenidos en los estudios del capítulo 3 es de especial importancia para comprobar si las conclusiones derivadas de las simulaciones respaldaban los hallazgos de los estudios examinados en la revisión bibliográfica.

De manera consistente con [14], este trabajo concluía que la integración de la generación distribuida (GD) podía tener efectos tanto positivos como negativos, y que estos estaban intrínsecamente ligados a la ubicación específica de la GD en la red eléctrica. Los estudios [15], [16], [19], [26] y [27] respaldaban la tendencia general de que la GD tiende a tener un impacto positivo, pudiendo mejorar las condiciones del sistema después de un cortocircuito, lo cual concuerda con las conclusiones extraídas de los casos de 9 y 14 nodos.

Por otro lado, [22] identificaba situaciones en las que la estabilidad del sistema se deterioraba con la inclusión de GD, una observación que se replica en este trabajo con el caso de 39 nodos. Al igual que en el caso de 39 nodos, [23] y [25] subrayaban que la ubicación específica de la GD ejerce una influencia significativa en la estabilidad global del sistema. Además, se enfatiza la importancia del tiempo de despeje de falla debido a las protecciones, una consideración también destacada en [23] y [24]. Estas conclusiones respaldan la idea de que la influencia de la GD en la estabilidad transitoria depende de diversos factores, como la ubicación y el tiempo de respuesta de las protecciones.

## 5.2. Estudios futuros y recomendaciones

En investigaciones futuras, se proponen otras direcciones de estudio que podrían expandir y enriquecer las conclusiones derivadas de este Trabajo Fin de Máster.

En primer lugar, se propone una exploración más profunda de estrategias de mitigación destinadas a reducir el impacto de la estabilidad transitoria. Los continuos esfuerzos de investigación y desarrollo ofrecen nuevas perspectivas sobre el funcionamiento de las redes eléctricas, y estos deben ser estudiados a fondo para asegurar que se avanza en el buen camino.

Una segunda área de investigación sugerida se enfoca en las tecnologías emergentes y su potencial influencia en la estabilidad transitoria. Con la rápida evolución tecnológica, investigar el papel de innovaciones como sistemas avanzados de almacenamiento de energía, inteligencia artificial y tecnologías de respuesta a la demanda podría arrojar luz sobre cómo estas tendencias emergentes impactan o podrían mejorar la estabilidad de las redes eléctricas.

Para enriquecer la validación y robustez de los resultados obtenidos, se propone realizar estudios comparativos utilizando otras herramientas computacionales. La aplicación de diversas plataformas y modelos de simulación permitiría corroborar las conclusiones alcanzadas en este trabajo, contribuyendo a una comprensión global de la estabilidad transitoria en sistemas eléctricos.

Finalmente, se destaca la importancia de llevar a cabo un estudio sobre el impacto económico y social de las mejoras propuestas en la estabilidad transitoria. Esta investigación podría abordar cuestiones cruciales, como costos asociados, beneficios sociales y aspectos relacionados con la aceptación pública de las medidas implementadas, proporcionando así una visión de las implicaciones más allá del ámbito técnico.

### 5.2.1. Mejoras de la estabilidad transitoria

En este subapartado, se muestran algunas posibles estrategias para poder mitigar el impacto de la estabilidad transitoria en los sistemas eléctricos, que al igual que lo mencionado anteriormente, podría dar lugar a futuros estudios relacionados con este mismo tema: [8] [12] [27]

- **Mejora de la inercia del sistema:** aumentar la inercia del sistema mediante

la instalación de generadores con mayor masa rotacional. Esto ayuda a mantener la estabilidad durante eventos transitorios al proporcionar una mayor capacidad de respuesta a cambios repentinos de carga. Se traduce en un aumento de la constante  $H$  dentro de la ecuación de oscilación, lo que reduciría la aceleración angular.

- **Uso de dispositivos FACTS:** implementar dispositivos de Sistemas de Transmisión de Energía Flexible (FACTS, por sus siglas en inglés) para controlar y mejorar la capacidad de transmisión y la calidad de la energía. Estos dispositivos pueden ayudar a controlar los flujos de potencia y mantener la estabilidad del sistema.
- **Integración de energías renovables con almacenamiento:** incorporar tecnologías de almacenamiento de energía, como baterías, en sistemas con fuentes de energía renovable intermitentes. Esto puede ayudar a compensar las variaciones repentinas en la generación y mejorar la capacidad del sistema para hacer frente a cambios bruscos de carga.
- **Sistemas avanzados de control:** implementar sistemas avanzados de control que puedan monitorear en tiempo real las condiciones del sistema eléctrico y ajustar automáticamente los parámetros operativos para mantener la estabilidad. Esto podría incluir el uso de algoritmos de control predictivo.

# Capítulo 6

## Bibliografía

- [1] Universidad de Sevilla. *Estabilidad transitoria en el SIN*.
- [2] Fundación Endesa. Generación distribuida. <https://www.fundacionendesa.org/es/educacion/endesa-educa/recursos/generacion-distribuida>. [Accedido en noviembre de 2023].
- [3] Grupo SIA. Generación distribuida. <https://www.gruposia.es/blog/la-generacion-distribuida-que-es-y-que-ventajas-tiene/>. [Accedido en noviembre de 2023].
- [4] Julio Angulo Umaña. Estudio de oscilaciones de potencia en el sistema eléctrico nacional. Oficina de coordinación y ajustes, Instituto Costarricense de Electricidad, 2010.
- [5] María del Pilar Martínez Romero. Propuesta de metodología y análisis de estrategias para la resiliencia de infraestructuras eléctricas. Trabajo fin de grado, Universidad de Zaragoza, 2019.
- [6] Wikipedia. Apagón eléctrico. [https://es.wikipedia.org/wiki/Apag%C3%B3n\\_e1%C3%A9ctrico](https://es.wikipedia.org/wiki/Apag%C3%B3n_e1%C3%A9ctrico). [Accedido en noviembre de 2023].
- [7] Ph. D Jesús Játiva. *Medición del ángulo de potencia de un generador sincrónico*. Escuela Politécnica Nacional de Quito, 2012.
- [8] Thomas J. Overbye J. Duncan Glover, Mulukutla S. Sarma. *Power System Analysis Design*. 978-1-111-42579-1. Cengage Learning, V edition, 2008.
- [9] UNIGAL. Ángulo de potencia. <https://unigal.mx/angulo-de-carga-o-angulo-de-potencia-y-su-significado/>. [Accedido en noviembre de 2023].

- [10] Olle I. Elgerd. *Electric energy systems theory*. Number 0-07-019230-8. McGraw-Hill Book Company, 1982.
- [11] Mohamed El Chehaly. Power system stability analysis with a high penetration of distributed generation. Trabajo de fin de máster, McGill University, 2010.
- [12] Yaqoub ALShamli. A review of concepts in power system stability. *IEEE*, 2015.
- [13] E.P. Madruga. Analysis of transient stability in distribution systems with distributed generation. *Science Direct*, 2018.
- [14] Ujjwal Datta, Akhtar Kalam, and Juan Shi. Power system transient stability with aggregated and dispersed penetration of hybrid distributed generation. *IEEE*, 2018.
- [15] Mohd Zamri Che Wanik, István Erlich, Azah Mohamed, and Azuki Abdul Salam. Influence of distributed generations and renewable energy resources power plant on power system transient stability. *IEEE*, 2010.
- [16] Davood Khani, Ahmad Sadeghi Yazdankhah, and Hossein Madadi Kojabadi. Impacts of distributed generations on power system transient and voltage stability. *Science Direct*, 2012.
- [17] R. R. Londero, C. M. Affonso, and M. V. A. Nunes. Impact of distributed generation in steady state, voltage and transient stability – Real case. *IEEE*, 2009.
- [18] Hassan Fayazi, Bahador Fani, Majid Moazzami, and Ghazanfar Shahgholian. An offline three-level protection coordination scheme for distribution systems considering transient stability of synchronous distributed generation. *Science Direct*, 2021.
- [19] Robert I. Hamilton, Panagiotis N. Papadopoulos, and Keith Bell. An investigation into spatial and temporal aspects of transient stability in power systems with increasing renewable generation. *Science Direct*, 2019.
- [20] Yaswanth Nag Velaga, Jing Wang, Annabelle Pratt, Laurence Abcede, and Nagadev Shamukh. Transient stability study of a real-world microgrid with 100 % renewables. *IEEE*, 2022.
- [21] Ozge Tuttkomagi and Asim Kaygusuz. Transient stability analysis of a power system with distributed generation penetration. *IEEE*, 2019.

- [22] Ravi Sharma, Mukhtiar Singh, and D. K. Jain. Power system stability analysis with large penetration of distributed generation. *IEEE*, 2014.
- [23] Aminudin Anuar. Transient stability for IEEE 14 bus power system using PowerWorld simulator. *Journal of Physics*, 2020.
- [24] P.K. Iyambo and R. Tzoneva. Transient stability analysis of the IEEE 14-bus electric power system. *IEEE*, 2007.
- [25] J.G. Sloopweg and W.L. Kling. Impacts of distributed generation on power system transient stability. *IEEE*, 2002.
- [26] M. Reza, P. H. Schavemaker, J. G. Sloopweg, W. L. Kling, and L. van der Sluis. Impacts of distributed generation penetration levels on power systems transient stability. *IEEE*, 2004.
- [27] K. C. Villarina and M. C. Pacis. Multi-machine transient stability study of an IEEE bus 39 test case with hybrid distributed generation using Matlab. *IEEE*, 2020.
- [28] Institute of Electrical and Electronic Engineers (IEEE). Power cases. <https://www.ieee.org/>. [Accedido en diciembre de 2023].
- [29] Anantha Pai. *Energy Function Analysis for Power System Stability*. Springer, 1989.
- [30] PowerWorld. Transient models. <https://www.powerworld.com/>. [Accedido en diciembre de 2023].

# Lista de Figuras

2.1.	Sistema eléctrico de potencia con GD [11]	6
2.2.	Estabilidad transitoria [4]	7
2.3.	Oscilación de potencia [4]	7
2.4.	Analogía mecánica del sistema eléctrico [4]	8
2.5.	Ángulo de potencia [7]	10
3.1.	Esquema de los tipos de estabilidad de un sistema eléctrico [12]	14
3.2.	Esquema del sistema IEEE 9 nodos [28]	17
3.3.	Esquema del sistema IEEE 14 nodos [28]	18
3.4.	Esquema del sistema IEEE 39 nodos [28]	20
4.1.	Esquema del sistema IEEE 9 nodos [28]	23
4.2.	Esquema del sistema IEEE 9 nodos con GD [Elaboración propia]	24
4.3.	Gráfica evolución tcr en función de la penetración de GD [Elaboración propia]	25
4.4.	Esquema del sistema IEEE 14 nodos [28]	27
4.5.	Esquema del sistema IEEE 14 nodos con GD [Elaboración propia]	29
4.6.	Variación del ángulo de potencia del generador 2 [Elaboración propia]	31
4.7.	Variación del ángulo de potencia del generador 3 [Elaboración propia]	31
4.8.	Variación del ángulo de potencia del generador 6 [Elaboración propia]	31
4.9.	Esquema del sistema IEEE 39 nodos [28]	33
4.10.	Esquema del sistema IEEE 39 nodos [Elaboración propia]	35
A.1.	Definición del evento transitorio en PowerWorld	47
A.2.	Evolución de la estabilidad en función del tiempo de despeje	47
A.3.	Cortocircuito nodo 2 con un tiempo crítico de 0.16 s	48
A.4.	Cortocircuito nodo 3 con un tiempo crítico de 0.21 s	48
A.5.	Cortocircuito nodo 4 con un tiempo crítico de 0.22 s	49
A.6.	Cortocircuito nodo 5 con un tiempo crítico de 0.29 s	49
A.7.	Cortocircuito nodo 6 con un tiempo crítico de 0.36 s	49

A.8. Cortocircuito nodo 7 con un tiempo crítico de 0.17 s . . . . .	50
A.9. Cortocircuito nodo 8 con un tiempo crítico de 0.23 s . . . . .	50
A.10. Cortocircuito nodo 9 con un tiempo crítico de 0.21 s . . . . .	50
A.11. Cortocircuito nodo 2 con un tiempo crítico de 0.16 s . . . . .	51
A.12. Cortocircuito nodo 3 con un tiempo crítico de 0.21 s . . . . .	51
A.13. Cortocircuito nodo 4 con un tiempo crítico de 0.21 s . . . . .	52
A.14. Cortocircuito nodo 5 con un tiempo crítico de 0.28 s . . . . .	52
A.15. Cortocircuito nodo 6 con un tiempo crítico de 0.35 s . . . . .	52
A.16. Cortocircuito nodo 7 con un tiempo crítico de 0.17 s . . . . .	53
A.17. Cortocircuito nodo 8 con un tiempo crítico de 0.23 s . . . . .	53
A.18. Cortocircuito nodo 9 con un tiempo crítico de 0.21 s . . . . .	53
A.19. Cortocircuito nodo 2 con un tiempo crítico de 0.16 s . . . . .	54
A.20. Cortocircuito nodo 3 con un tiempo crítico de 0.21 s . . . . .	54
A.21. Cortocircuito nodo 4 con un tiempo crítico de 0.21 s . . . . .	55
A.22. Cortocircuito nodo 5 con un tiempo crítico de 0.28 s . . . . .	55
A.23. Cortocircuito nodo 6 con un tiempo crítico de 0.35 s . . . . .	55
A.24. Cortocircuito nodo 7 con un tiempo crítico de 0.17 s . . . . .	56
A.25. Cortocircuito nodo 8 con un tiempo crítico de 0.22 s . . . . .	56
A.26. Cortocircuito nodo 9 con un tiempo crítico de 0.20 s . . . . .	56
B.1. Definición del evento transitorio en PowerWorld . . . . .	57
B.2. Ángulo de potencia de los generadores tras el cortocircuito . . . . .	57
B.3. Datos temporales del ángulo de potencia para cada generador . . . . .	58
C.1. Ecuaciones y conjunto de bloques del modelo GENROU [30] . . . . .	60
D.1. Ecuaciones y conjunto de bloques del modelo WT3G1 [30] . . . . .	62
E.1. Ecuaciones y conjunto de bloques del modelo PVD1 [30] . . . . .	64

# Lista de Tablas

2.1. Antecedentes históricos de blackouts [6] . . . . .	9
4.1. Características del sistema IEEE 9 nodos [Elaboración propia] . . . . .	24
4.2. Potencia de las unidades de GD según su penetración en la red caso 9 nodos [Elaboración propia] . . . . .	24
4.3. Resultados de tiempo crítico de despeje [Elaboración propia] . . . . .	25
4.4. Características del sistema IEEE 14 nodos [Elaboración propia] . . . . .	28
4.5. Potencia de las unidades de GD según su penetración en la red [Elaboración propia] . . . . .	28
4.6. Variación del ángulo de potencia del generador conectado al nodo 2 [Elaboración propia] . . . . .	30
4.7. Variación del ángulo de potencia del generador conectado al nodo 3 [Elaboración propia] . . . . .	30
4.8. Variación del ángulo de potencia del generador conectado al nodo 6 [Elaboración propia] . . . . .	30
4.9. Características del sistema IEEE 39 nodos [Elaboración propia] . . . . .	34
4.10. Escenarios de estudio [Elaboración propia] . . . . .	34
4.11. Evolución del tcr en función de la ubicación de la GD [Elaboración propia]	35
C.1. Variable utilizadas para modelar el generador GENROU [30] . . . . .	59
D.1. Variable utilizadas para modelar el generador WT3G1 [30] . . . . .	61
E.1. Variable utilizadas para modelar el generador PVD1 [30] . . . . .	63