

OCW Integración de energías renovables en la red eléctrica. Estabilidad transitoria en sistemas con generación renovable.

Francisco Arredondo

Índice

1. Análisis de la estabilidad transitoria en un sistema eléctrico.	1
2. Entendiendo la estabilidad transitoria. Criterio de igualdad de áreas	2
3. Factores que afectan a la estabilidad transitoria	6
4. Influencia de la generación renovable conectada a través de convertidores sobre la estabilidad transitoria	7
A. Atribución de imágenes	7

La estabilidad de ángulo es un campo de estudio clave para asegurar la fiabilidad en la operación de los sistemas de energía eléctrica. Este concepto está relacionado con la capacidad de las plantas de generación conectadas a través de máquinas síncronas en un sistema eléctrico para mantener el sincronismo y recuperar un punto de equilibrio después de ser sometidas a una perturbación pequeña o grande [1]. Dentro de la estabilidad de ángulo, se diferencia entre estabilidad de pequeña señal, y estabilidad transitoria. Este capítulo trata el fenómeno de la estabilidad transitoria, que se define por la capacidad de los generadores síncronos de un sistema para mantener el sincronismo tras una perturbación severa, como puede ser un cortocircuito en la red de transporte o la desconexión de grandes plantas generadoras. La respuesta resultante del sistema implica grandes oscilaciones en los ángulos del rotor de los generadores y está influenciada por la relación no lineal entre potencia y ángulo. Por lo tanto, su estudio se tiene que llevar a cabo mediante la resolución del conjunto de ecuaciones diferenciales y algebraicas que rigen el comportamiento dinámico del sistema. La principal diferencia entre los estudios de estabilidad transitoria y el análisis de pequeña señal, es que los segundos analizan la respuesta del sistema y sus modos de oscilación ante pequeñas perturbaciones, mediante la linealización de las ecuaciones diferenciales que rigen el comportamiento del sistema alrededor de un punto de equilibrio.

La estabilidad transitoria de un sistema eléctrico varía según el punto de operación y la magnitud de la perturbación. Una misma red puede ser estable en una condición de carga baja y perder la estabilidad cuando su nivel de carga es mayor. Del mismo modo, la misma red en el mismo punto de funcionamiento puede ser estable ante una perturbación e inestable ante otra. La estabilidad de un sistema eléctrico es un fenómeno complejo que depende de múltiples factores. Por ello, los estudios de estabilidad transitoria requieren del análisis de un amplio abanico de escenarios, incluyendo diferentes tipos de perturbaciones y condiciones de operación.

1. Análisis de la estabilidad transitoria en un sistema eléctrico.

El método más utilizado para analizar la estabilidad transitoria en los sistemas eléctricos modernos consiste en resolver, con la ayuda de un ordenador, el conjunto de ecuaciones diferenciales

y algebraicas que describen el comportamiento dinámico del sistema. Existen diversos software de simulación especializados de carácter comercial que se pueden emplear para tal fin, como PSSE de Siemens o PowerFactory de DIgSILENT, entre otros muchos. Además, centros de investigación y universidades han desarrollado diversas herramientas de libre uso que permiten realizar análisis de estabilidad transitoria. Este tipo de herramientas de simulación, conocidas como programas de simulación de transitorios electromecánicos, emplean una representación fasorial (RMS, por sus siglas en inglés) de las variables eléctricas del sistema. Esto permite que dichos programas sean capaces de realizar simulaciones en el dominio del tiempo, adecuadas para estudios de estabilidad transitoria o frecuencia en sistemas de gran escala de manera eficiente. Sin embargo, esta simplificación también presenta ciertas desventajas, ya que limita su aplicación para estudiar fenómenos de alta frecuencia, como los transitorios electromagnéticos.

Realizar una simulación en este tipo de software suele ser un proceso sencillo si se siguen una serie de instrucciones. Sin embargo, la interpretación de los resultados obtenidos y la comprensión del fenómeno es complejo y requiere tener un conocimiento sólido sobre este. Para ello, la siguiente sección introduce el criterio de igualdad de áreas, un método gráfico para evaluar la estabilidad transitoria, aplicable a sistemas eléctricos sencillos. Aunque su utilidad práctica es limitada debido a la dificultad de aplicarlo en sistemas eléctricos reales, este método resulta valioso dado su carácter gráfico e intuitivo. El criterio de igualdad de áreas facilita la comprensión de los conceptos fundamentales que gobiernan las oscilaciones electromecánicas en los sistemas eléctricos, constituyendo un paso previo necesario antes de abordar simulaciones más complejas en sistemas de mayor tamaño.

2. Entendiendo la estabilidad transitoria. Criterio de igualdad de áreas

En una máquina síncrona, la desviación angular del rotor δ se relaciona con la potencia mecánica y la potencia eléctrica a través de su ecuación de oscilación:

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\omega_0}{2H}(P_m - P_e) \quad (1)$$

donde H es la constante de inercia, ω_0 la frecuencia de sincronismo, P_m la potencia mecánica entrante y P_e la potencia eléctrica saliente. La constante de inercia es un parámetro muy importante en la estabilidad de los sistemas eléctricos, y representa la energía cinética acumulada en el eje de una máquina síncrona cuando está girando a la velocidad de sincronismo dividida entre su potencia base. La constante de inercia H tiene unidades de tiempo y suele expresarse en segundos. El desarrollo de la ecuación de oscilación y la definición de la constante de inercia se explica de forma detallada en [2].

La interpretación de las oscilaciones angulares se basa en el balance entre la potencia mecánica P_m que recibe el eje de la máquina y la potencia eléctrica P_e que la máquina entrega al sistema eléctrico. En condiciones de régimen permanente, estas potencias están equilibradas, lo que significa que $P_m = P_e$, y el rotor mantiene una velocidad constante sin aceleración ni desaceleración. Si hay un desequilibrio debido a una perturbación, el rotor experimenta una aceleración o desaceleración, lo que provoca un cambio en el ángulo de carga δ .

El criterio de igualdad de áreas resulta de aplicar la ecuación 1 entre dos puntos en los que la derivada de la desviación angular δ sea cero. El primer punto suele corresponder con el punto de funcionamiento inicial δ_0 , en el que la desviación angular permanece constante durante el régimen permanente. El segundo punto queda definido en el instante en el que se alcanza la desviación angular δ_{max} en la primera oscilación que se produce tras una perturbación, que supone un punto de inflexión ya que la desviación angular ha alcanzado su valor máximo y comienza a decrecer. Por tanto podemos escribir:

$$\int_{\delta_0}^{\delta_{max}} (P_m - P_e) d\delta = 0 \quad (2)$$

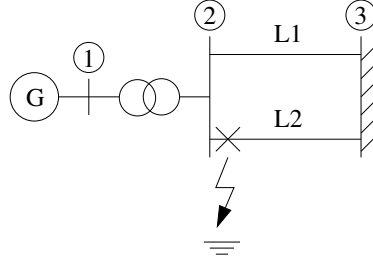


Figura 1: Sistema empleado para el ejemplo de aplicación de criterio de igualdad de áreas. Perturbación a analizar: Cortocircuito en la línea L2, junto al nudo 2.

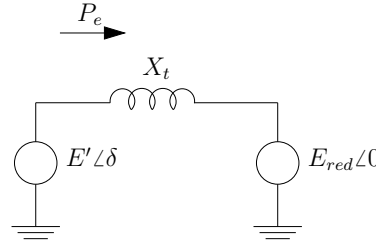


Figura 2: Circuito equivalente sin pérdidas.

separando la integral en dos partes y, reordenando:

$$\int_{\delta_0}^{\delta_1} (P_m - P_e) d\delta = \int_{\delta_1}^{\delta_{max}} (P_e - P_m) d\delta \quad (3)$$

El primer sumando de la ecuación 3 constituye un área de aceleración angular mientras que el segundo sumando un área de desaceleración. La ecuación 3 indica que ambas áreas deben ser iguales. Esta conclusión da su nombre al criterio de igualdad de áreas y permite, conociendo el punto de funcionamiento inicial y la perturbación aplicada, determinar gráficamente la oscilación máxima δ_{max} . Usando este método es posible evaluar gráficamente la estabilidad del sistema en casos sencillos, sin recurrir a métodos numéricos de integración.

La mejor forma de entender su aplicación es a través de un ejemplo. El esquema de la figura 1 muestra un sistema que contiene un generador que se conecta a través de un transformador y de dos líneas de transmisión en paralelo a una red muy fuerte, representada mediante un nudo de potencia infinita en la barra 3. La figura 2 muestra el circuito eléctrico equivalente reducido, en el que han sido despreciadas las pérdidas. El generador está representado por una tensión interna $E' \angle \delta$ detrás de una reactancia equivalente X_t que se obtiene asociando las reactancias de generador, transformador y líneas de transporte, conectado con el nudo de potencia infinita que se representa por una fuente de tensión con magnitudes de módulo y ángulo constantes $E_{red} \angle 0$.

Aplicando las leyes básicas de teoría de circuitos al esquema eléctrico de la figura 2, se deduce fácilmente la expresión que relaciona la potencia activa P_e entregada por el generador síncrono en función de la desviación angular δ de la siguiente manera

$$P_e = \frac{E' E_{red}}{X_t} \sin \delta = P_{max} \sin \delta \quad (4)$$

Esta ecuación queda representada por la sinusoide marcada como " P_e antes del fallo" sobre la gráfica de la figura 3, que muestra en el eje de abscisas el ángulo δ y en el eje de ordenadas la potencia. Suponiendo que el generador está funcionando al 80% de su potencia nominal y tomando la potencia nominal del generador como potencia base del sistema, esto significa que produce una potencia inicial $P_{e0} = 0,8$ p.u.. Inicialmente, en régimen permanente, la potencia mecánica entrante P_{m0} coincide con la potencia inicial de salida P_{e0} , puesto que despreciamos

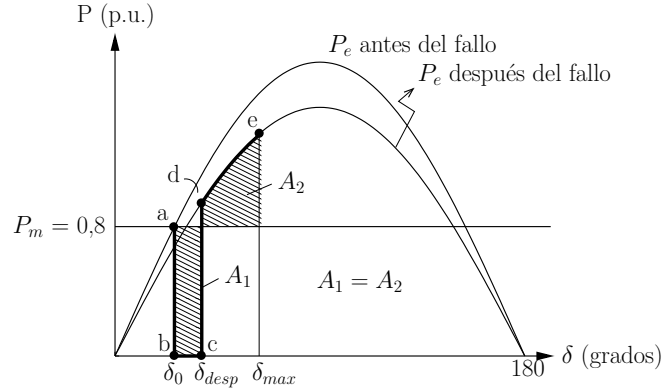


Figura 3: Aplicación del criterio de igualdad de áreas. Ejemplo de caso estable: parte 1

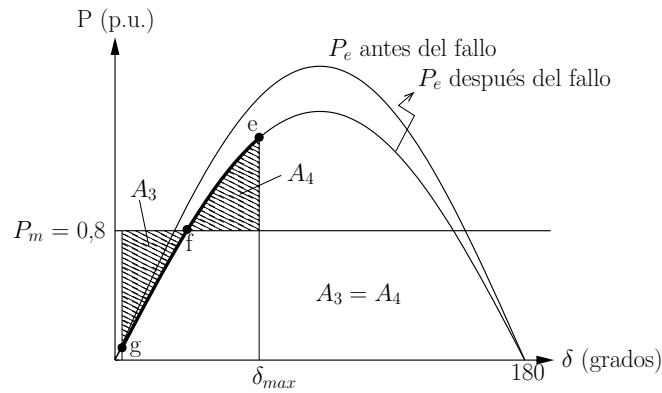


Figura 4: Aplicación del criterio de igualdad de áreas. Ejemplo de caso estable: parte 2

las pérdidas en el eje y el generador. La potencia mecánica viene representada como una línea horizontal, y es razonable considerarla constante durante los primeros instantes después de una perturbación ya que el regulador de velocidad de la turbina tiene una constante de tiempo más alta, lo que implica que apenas tendrá tiempo de actuar durante las primeras oscilaciones posteriores a la perturbación.

El estado inicial del sistema se obtiene gráficamente a partir de la intersección entre la recta $P_m = 0,8$ y la curva de potencia eléctrica, marcada por el punto a , definiendo a su vez el ángulo inicial δ_0 . Supongamos que se produce un cortocircuito franco trifásico en la línea L2 junto al nudo 2, tal como indica la figura 1. Durante la falta, la potencia eléctrica aportada por el generador cae a cero, puesto que la tensión en el nudo 2 se hace nula y no existe ningún camino para evacuar la potencia. Por lo tanto, el punto de funcionamiento al producirse la falta pasa desde el punto a al punto b sobre la figura 3. Dado que la potencia mecánica aportada por la turbina permanece constante, el rotor se acelera y la desviación angular δ comienza a crecer. Pasado un cierto tiempo, cuando el rotor ha alcanzado el punto c , actúan las protecciones que despejan la falta mediante la desconexión de la línea L2. En ese momento se restaura el par electromagnético y el generador vuelve a verter potencia eléctrica a la red.

El equivalente eléctrico de la red visto desde el generador antes y después de la falta no es el mismo, puesto que después de la falta solamente existe la línea de transporte L1. Como consecuencia, aumenta el valor de la reactancia X_t entre la tensión interna del generador y la red ideal de la figura 2, y la relación ángulo-potencia queda definida por una nueva senoide representada como " P_e después del fallo" sobre la gráfica de la figura 3. Por ello, el generador pasaría desde el punto c al punto de funcionamiento d en la figura 3. Como puede observarse, en ese punto la potencia eléctrica es superior a la mecánica, por lo que el rotor del generador comienza a frenarse hasta

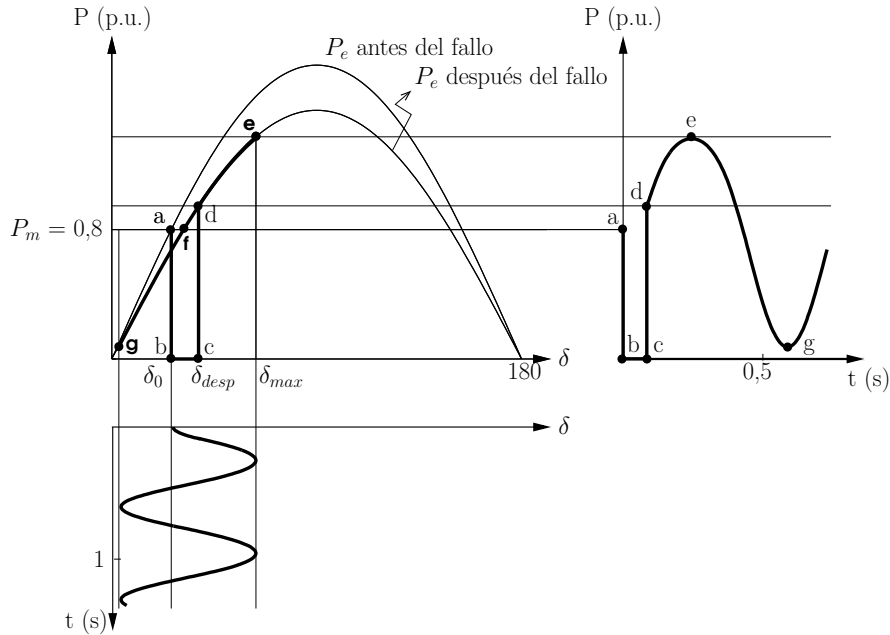


Figura 5: Ejemplo de caso estable: oscilación de la máquina síncrona.

alcanzar de nuevo la velocidad de sincronismo en el punto e . En este punto se alcanza la desviación angular máxima, la aceleración angular sigue siendo negativa y el ángulo δ comienza a decrecer. La aplicación del criterio de igualdad de áreas a la figura 3 permite establecer que las áreas A_1 y A_2 son iguales.

A partir de este instante, y en ausencia de cualquier efecto amortiguador, el generador oscila alrededor del nuevo punto de equilibrio f (intersección entre la recta de potencia mecánica y la curva de P_e después del fallo) marcado en la figura 4 recorriendo el camino entre los ángulos extremos e y g . La aplicación de nuevo del criterio de igualdad de áreas permite establecer la igualdad de las áreas A_3 y A_4 en dicha figura.

La figura 5 muestra gráficamente la evolución temporal de la potencia eléctrica vertida por el generador P_e y de la desviación angular δ durante la perturbación. Los valores de la potencia eléctrica P_e se proyectan hacia la derecha sobre el eje vertical, mientras los de la desviación angular δ hacia abajo sobre el eje horizontal. En esta representación, se observan las oscilaciones que se producen para ambas variables. Cabe destacar que los valores máximos y mínimos de la potencia eléctrica vertida coinciden con las desviaciones angulares máxima y mínima, respectivamente. Esto refleja la relación directa entre las oscilaciones de la potencia generada y las variaciones de la desviación angular del sistema.

Tomando el mismo ejemplo anterior, si la duración de la falta aumentara debido a que las protecciones tarden demasiado tiempo en desconectar la línea afectada por la falta, podría producirse una situación de caso inestable. La figura 6 muestra esta situación, en ella se puede observar que cuando la falta es despejada en el punto c , la aceleración angular se vuelve negativa, pero la desviación angular δ sigue creciendo hasta rebasar el punto límite e . Dicho punto corresponde a la intersección por la derecha entre la línea horizontal de la potencia mecánica y la sinusoide de la potencia eléctrica después del fallo. A partir del punto e , la aceleración vuelve a ser positiva porque la potencia mecánica entrante en la máquina es superior a la potencia eléctrica saliente. La situación es inestable ya que el área de desaceleración A_2 no ha sido suficiente para compensar el área de aceleración A_1 antes de superar dicho punto de intersección crítico. La simulación muestra cómo la desviación angular δ crece indefinidamente y la potencia eléctrica varía rápidamente en función de esta. En la práctica, el generador síncrono sería rápidamente desconectado por una de las protecciones de la planta.

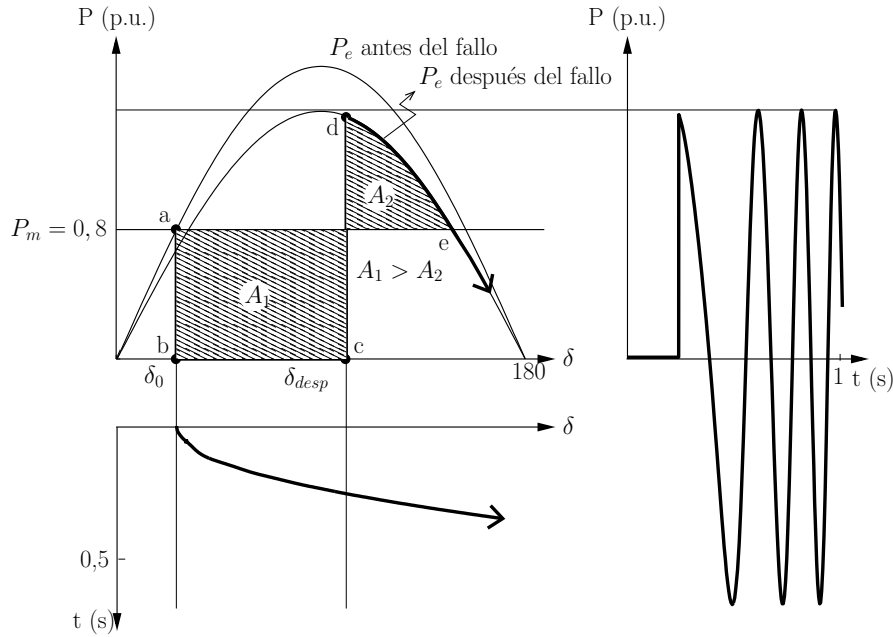


Figura 6: Caso inestable.

3. Factores que afectan a la estabilidad transitoria

A partir del caso analizado mediante la aplicación de criterio de igualdad de áreas, se pueden identificar los siguientes factores que afectan a la estabilidad transitoria:

- Carga del generador. Cuando un generador opera a mayor potencia, el criterio de igualdad de áreas demuestra que el área de aceleración aumenta y el área de frenado disminuye. Por tanto, a más potencia producida más fácil es que un generador pierda el sincronismo.
- Inercia del generador. Según la ecuación de oscilación 1, cuanto mayor es la inercia de la máquina, menor será su aceleración ante un desequilibrio entre potencia mecánica y eléctrica.
- Distancia entre el generador y la falta. A mayor distancia eléctrica entre el generador y la falta, mayor potencia eléctrica podrá suministrar el generador durante la perturbación, haciendo más difícil que pierda el sincronismo.
- Fortaleza de la conexión eléctrica del generador a la red. Una conexión fuerte equivale a una reactancia equivalente X_t pequeña en la ecuación 4, y por tanto mayor área de frenado después de la falta ya que son mayores las sinusoides que representan la potencia eléctrica.
- Tensión de la red de transporte y tensión interna del generador. Al igual que en el caso anterior, cuanto mayores son las tensiones, mayores son las sinusoides que representan la potencia eléctrica definidas por la ecuación 4, y por tanto mayor es el área de frenado en el criterio de igualdad de áreas.
- Selectividad de las protecciones. Un sistema de protección selectivo actúa desconectando únicamente los elementos afectados por la falta. Cuanto mejor es la selectividad, mayor es la parte del sistema que se mantiene en operación después de la falta y más estable es el caso.
- Tiempo de despeje de falta. A menor tiempo de despeje mayor estabilidad, como se ha demostrado anteriormente en el ejemplo de aplicación de criterio de igualdad de áreas.

4. Influencia de la generación renovable conectada a través de convertidores sobre la estabilidad transitoria

En el contexto de la transición energética, las centrales más contaminantes conectadas a través de generadores síncronos están siendo reemplazadas en gran medida por generación renovable conectada a través de electrónica de potencia, reduciendo con ello la inercia total del sistema. Esto tiene un impacto en la estabilidad del ángulo del rotor y en los modos electromecánicos del sistema [3]. Sin embargo, es importante destacar que la integración de generación conectada a través de convertidores no cambia la definición fundamental de estabilidad transitoria basada en la ecuación de oscilación del generador síncrono [1].

Durante los últimos años, se ha dedicado un esfuerzo significativo para comprender y describir los efectos que tiene este reemplazo sobre la estabilidad del sistema. Se ha visto en diversos trabajos que los efectos pueden ser tanto pequeños como grandes, y la presencia de más generación conectada a través de electrónica de potencia puede ser beneficiosa o perjudicial [4, 5]. En cuanto a la estabilidad transitoria, reducir la inercia total del sistema puede dar lugar a oscilaciones del rotor más grandes y rápidas como se ha explicado en la sección anterior, lo que aumenta la probabilidad de problemas de estabilidad [3]. En general, el efecto que esto tendrá depende en gran medida de varios factores tales como:

- **La proporción de plantas conectadas a través de convertidores en el mix de generación:** Un incremento en la proporción de generadores conectados a la red a través de convertidores de potencia puede alterar significativamente la dinámica del sistema eléctrico, afectando tanto a la estabilidad como a su respuesta ante perturbaciones.
- **El tipo de control aplicado en el convertidor:** La forma en que se controlan los convertidores de potencia tiene un impacto directo en la estabilidad del sistema eléctrico. Los convertidores de potencia, mediante controles avanzados, pueden emular el comportamiento de generadores tradicionales, mejorando así la respuesta del sistema ante perturbaciones y contribuyendo a mantener la estabilidad.
- **La topología y robustez de la red:** La red eléctrica y su estructura influyen en la forma en que se propagan las perturbaciones y afectan a la estabilidad del sistema.
- **La condición de carga en el sistema:** Dependiendo del nivel de carga en el sistema, un mismo nivel de penetración de generación renovable conectada a través de convertidores puede influir de distinta manera sobre su estabilidad.
- **Característica de la perturbación:** Las características y el tipo de perturbación desempeñan un papel crucial en la estabilidad del sistema. Su ubicación, en relación con los convertidores y las grandes plantas eléctricas, puede influir significativamente en la respuesta del sistema y su capacidad para mantener la estabilidad.

El resultado es que no existe un consenso general sobre los efectos de una mayor penetración de generación conectada a través de convertidores electrónicos en los modos electromecánicos y la estabilidad del ángulo del rotor [3]. Se hace necesario realizar simulaciones y estudios detallados para evaluar la estabilidad en cada caso y escenario de operación particular, identificar los riesgos, y gestionar con esta información la operación segura del sistema eléctrico.

A. Atribución de imágenes

Todas las figuras son autoría del Profesor Pablo Ledesma, fuente y condiciones de uso en [2].

Referencias

- [1] N. Hatziaargyriou, J. Milanovic, C. Rahmann, V. Ajjarapu, C. Canizares, I. Erlich, D. Hill, I. Hiskens, I. Kamwa, B. Pal, P. Pourbeik, J. Sanchez-Gasca, A. Stankovic, T. Van Cutsem, V. Vittal, and C. Vournas, “Definition and classification of power system stability – revisited extended,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 4, pp. 3271–3281, July 2021.
- [2] P. Ledesma, *Análisis dinámico y control de sistemas eléctricos*. Universidad Carlos III de Madrid,, 2020, disponible en: <https://e-archivo.uc3m.es/rest/api/core/bitstreams/416c9d27-792f-4803-9b64-58197bab5864/content>.
- [3] P. Tielens and D. V. Hertem, “The relevance of inertia in power systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 55, pp. 999–1009, March 2016.
- [4] D. Gautam and V. Vittal, “Impact of dfig based wind turbine generators on transient and small signal stability of power systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 3, pp. 1426–1434, August 2009.
- [5] W. Du, J. Bi, and H. Wang, “Small-signal angular stability of power system as affected by grid-connected variable speed wind generators - a survey of recent representative works,” *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, vol. 3, no. 3, pp. 223–231, September 2017.