



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Análisis de sistemas eólicos
considerando su impacto en
la estabilidad de redes
eléctricas**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Eléctrico Electrónico

P R E S E N T A

Yair Alejandro Gonzáles Balderas

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Rubén Tapia Olvera



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2018

Agradecimientos

A Dios, por permitirme llegar a este momento tan especial en mi vida.

A mis padres Alejandra y Eduardo, por brindarme su apoyo y confianza, así como también todos sus esfuerzos para permitirme lograr una meta más.

A mis hermanos Mitzi y Elihu, a quienes siempre brindare mi apoyo y amor incondicional.

A Jessy, por nunca dejar que me rinda y estar apoyándome en cada momento.

Al Dr. Rubén Tapia Olvera por su apoyo, confianza y paciencia, para llevar a cabo este proyecto, permitiéndome conocer mis virtudes y carencias e impulsarme a mejorar cada día.

A los integrantes del jurado, todo mi agradecimiento y admiración personal.

A la UNAM y en especial a la Facultad de Ingeniería.

Esta tesis fue realizada con el apoyo del Programa de Apoyo a Proyectos de Investigación e Innovación Tecnológica (PAPIIT) de la UNAM. Con clave UNAM-DGAPA-PAPIIT-IA105417 y nombre “*Nuevo esquema de control jerárquico para sistemas eléctricos de potencia con alta penetración de energías renovables*”.

Agradezco a la DGAPA-UNAM la beca recibida durante cuatro meses.

ÍNDICE

Índice de Figuras	V	
Índice de Tablas	VII	
Acrónimos	VIII	
Resumen	IX	
Capítulo 1	Introducción	
1.1.	Antecedentes	1
1.2.	Descripción de redes eléctricas	1
1.3.	Planteamiento del problema	4
1.4.	Análisis bibliográfico	4
1.5.	Objetivos	5
1.6.	Propuesta	5
1.7.	Organización de la tesis	6
1.8.	Referencias	7
Capítulo 2	Cálculo de Condiciones Iniciales	
2.1.	Introducción	9
2.2.	Flujos de potencia en un sistema de n nodos	11
2.3.	Métodos de solución	13
2.4.	Método de Newton - Rapshon	14
2.5.	Sistema en estudio	18
2.6.	Caso 2 incremento de carga en el sistema 3 máquinas 9 nodos	20
2.7.	Conclusiones	21
2.8.	Referencias	22
Capítulo 3	Introducción a la Estabilidad en un SEP	
3.1.	Introducción	23
3.2.	Conceptos básicos de estabilidad	23
3.3.	Métodos de solución para estabilidad transitoria	25
3.4.	Dinámica de la maquina síncrona conectada a un bus infinito	27
3.5.	Calculo de condiciones iniciales para un sistema máquina bus infinito	29
3.6.	Sistema de potencia 1	30
3.7.	Conclusiones	33
3.8.	Referencias	33

Capítulo 4 Sistemas Eólicos

4.1.	Introducción	34
4.2.	Tipos y componentes básicos del aerogenerador	35
4.3.	Modelo de 1 y 2 masas	37
4.4.	Configuración del DFIG	39
4.5.	Controladores basados en electrónica de potencia	42
4.6.	Caso 1 falla monofásica	46
4.7.	Caso 2 variación en la velocidad del viento	49
4.8.	Conclusiones	51
4.9.	Referencias	52

Capítulo 5 Análisis de Estabilidad Transitoria

5.1.	Introducción	53
5.2.	Análisis de estabilidad transitoria	54
5.3.	Caso 1 Sistema con falla en nodo 5	55
5.4.	Caso 2 sistema con falla en nodo 5 y pérdida de carga	59
5.5.	Conclusiones	63
5.6.	Referencias	63

Publicación	64
Trabajos futuros	65

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 1.1	Capacidad instalada en México por tipo de tecnología	2
Fig. 1.2	Componentes de la red eléctrica	3
Fig. 1.3	Representación de integración de energías renovables	3
Fig. 2.1	Flujos de potencia del nodo “a” a los nodos vecinos de un sistema eléctrico	10
Fig. 2.2	Flujo de potencia desde el nodo k	12
Fig. 2.3	Métodos de solución para el problema de flujos de potencia.	14
Fig. 2.4	Diagrama para obtener flujos de potencia	17
Fig. 2.5	Diagrama unifilar del sistema de potencia en estudio	18
Fig. 3.1	Clasificación de estabilidad de los sistemas de potencia	25
Fig. 3.2	Método de Euler	26
Fig. 3.3	Respuesta en el tiempo δ , ω	28
Fig. 3.4	Diagrama fasorial	30
Fig. 3.5	Diagrama del sistema	31
Fig. 3.6	Evolución del ángulo, δ .	31
Fig. 3.7	Evolución de E'_d .	32
Fig. 3.8	Evolución de E'_q .	32
Fig. 3.9	Voltaje en terminales del generador	32
Fig. 4.1	Esquema de aerogenerador	36
Fig. 4.2	Modelo de una sola masa	38
Fig. 4.3	Modelo de dos masas	39
Fig. 4.4	Configuración de DFIG	40
Fig. 4.5	Diagrama de circuito equivalente en $dq0$	40
Fig. 4.6	Transformación de abc a $dq0$	41
Fig. 4.7	Estrategia típica de control del convertidor Back to Back en un aerogenerador DFIG	44
Fig. 4.8	Estructura de control lado red	45
Fig. 4.9	Estructura de control lado rotor	46
Fig. 4.10	Parque eólico conectado a un bus infinito aplicando una falla monofásica	46
Fig. 4.11	Voltaje y corriente en el parque eólico al aplicar una falla monofásica	47
Fig. 4.12	Potencia activa y reactiva en el parque eólico	48
Fig. 4.13	Voltaje en el bus de enlace CD	48
Fig. 4.14	Voltaje trifásico donde se ubica la falla	49

Fig. 4.15	Parque eólico conectado a bus infinito	49
Fig. 4.16	Cambio de velocidad del viento y ángulo de paso	50
Fig. 4.17	Potencia activa y reactiva entregada por el parque eólico	51
Fig. 4.18	Velocidad del rotor	51
Fig. 5.1	Diagrama del sistema con una falla aplicada	55
Fig. 5.2	Voltaje en el bus fallado	56
Fig. 5.3	Voltaje en punto de interconexión, corriente en punto de interconexión	56
Fig. 5.4	Potencia activa y reactiva en el parque eólico	57
Fig. 5.5	Potencia eléctrica en los generadores del sistema	58
Fig. 5.6	Voltaje y corriente en terminales de los generadores	58
Fig. 5.7	Diagrama de conexión	59
Fig. 5.8	Voltaje y corriente en el punto de interconexión.	60
Fig. 5.9	Potencia activa y reactiva que entrega el parque eólico ante la pérdida de carga en el sistema	61
Fig. 5.10	Diferencia angular en los generadores de la red: a) caso 1, b) caso 2	61
Fig. 5.11	Potencia eléctrica en generadores de la red	62
Fig. 5.12	Voltaje en el bus 5	62

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1	Datos iniciales de los nodos	19
Tabla 2.2	Parámetros de las líneas de transmisión	20
Tabla 2.3	Generación caso base	20
Tabla 2.4	Flujo de potencia en las líneas para el caso base	21
Tabla 2.5	Generación en el segundo caso de estudio	21
Tabla 2.6	Flujo en las líneas del segundo caso de estudio	22
Tabla 4.1	Configuraciones de turbinas eólicas	38
Tabla 4.2	Principales ventajas y desventajas del DFIG	43
Tabla 4.3	Ventajas y desventajas del uso de electrónica de potencia en sistemas de turbinas eólicas	44
Tabla 4.4	Características y rangos máximos	45
Tabla 5.1	Códigos de red en países con alta penetración de energía eólica	55

Acrónimos

GD	Generación Distribuida
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
DFIG	Generador de Inducción Doblemente Alimentado
PSS	Estabilizador del Sistema de Potencia
AVR	Regulador Automático de Voltaje
PWM	Modulador de Ancho de Pulso
CD	Corriente Directa
PI	Proporcional Integral
IGBT	Transistor Bipolar de Puerta Aislada
GTO	Transistor de Desconexión de Puerta
BJT	Transistor de Unión Bipolar
MOSFET	Transistor de Efecto campo Metal –Óxido -Semiconductor
IGCT	Tiristor con Puerta Integrada
VSC	Convertidor de Fuente de Voltaje

RESUMEN

El aumento de población de las últimas décadas ha propiciado un incremento considerable en el consumo de energía. Como una solución a este problema se plantea la integración de generación eólica en una cantidad mayor, ya que es considerada una de las tecnologías de generación con energías renovables más prometedoras. Sin embargo, debido a su intermitencia en la velocidad del viento se requiere de un análisis mayor para poder lograr su integración a la red de una manera confiable, segura y eficiente.

En este trabajo de tesis se analiza el comportamiento de la máquina síncrona a partir de su condición en estado estacionario y se extiende a un análisis dinámico. Se estudia su respuesta ante la presencia de una falla observando las oscilaciones que se presentan. Se muestran los principales componentes de una turbina eólica enfocado al generador de inducción doblemente alimentado (DFIG), exponiendo sus ventajas y desventajas. Este tipo de aerogeneradores es uno de los más utilizados en parques eólicos. Mediante software de simulación comercial se construyen redes eléctricas donde se incluye este tipo de tecnología, entonces se analiza su comportamiento frente al cambio de velocidad de viento.

Finalmente, a un sistema eléctrico de potencia de tres máquinas y nueve nodos se le integra un parque eólico conformado por DFIG, se analiza la estabilidad transitoria debido a una falla trifásica y modificación de la carga. En los capítulos desarrollados en este trabajo se aborda desde el estado estable hasta el comportamiento dinámico de la red al tener integración de generación eólica. Se puede observar que el desarrollo de este tipo de estudios es una ayuda importante para garantizar el uso de la energía eólica con un impacto positivo en su integración a la red eléctrica convencional.

Capítulo 1

Introducción

1.1 Antecedentes

La capacidad de generación instalada en México en 1960 era de 3 021 MW y el suministro se realizaba basado en diversos sistemas que se encontraban aislados, posteriormente se llevó a cabo la interconexión de las distintas regiones con tensiones de 400 kV y 230 kV y además normalizando la frecuencia de la red a 60 Hz. En el año 2000 fueron integrados los productores independientes de energía eléctrica a la generación de CFE. En 2009 el sistema eléctrico nacional contaba con una capacidad instalada de 51 686 MW para el servicio público y 812 282 km de líneas de transmisión y distribución. En 2016 la capacidad instalada del Sistema Eléctrico Nacional fue de 73 510 MW de los cuales el 71.2% corresponde a centrales eléctricas convencionales y el 28.8% a centrales eléctricas con tecnologías limpias [1]. La capacidad instalada se incrementó 8.1% respecto a la registrada en el 2015. Para el mismo año se generaron 319 364 GWh de energía eléctrica de los cuales el 20.3 %, 64 868 GWh proviene de tecnologías limpias. El 80% de la generación limpia proviene de centrales hidroeléctricas y el 16% de parques eólicos. El crecimiento de la capacidad instalada de las tecnologías limpias en un 71% se debe a la instalación de nuevas centrales eólicas cuyo aumento fue de 930 MW [2].

1.2 Descripción de redes eléctricas

Las redes eléctricas son la base del mundo tecnológico, debido a que son las que distribuyen la energía necesaria para el funcionamiento de los equipos electrónicos desde las centrales de generación hasta los lugares de consumo, tanto en lugares cercanos como

en lugares remotos. Es un sistema formado por un conjunto de elementos interconectados, máquinas, transformadores, cargas eléctricas, conductores y barras, las cuales constituyen un circuito.

Las centrales de generación eléctrica ya sean las hidráulicas, de carbón, nucleares, ciclo combinado o renovables son las encargadas de transformar energía primaria en electricidad, la cual se suministra a la red y posteriormente, transportada en alta tensión [3]. En todas las redes eléctricas existen pérdidas de energía debido al transporte y distribución. La Fig. 1.1 muestra una gráfica con la capacidad instalada según el tipo de generación [1].

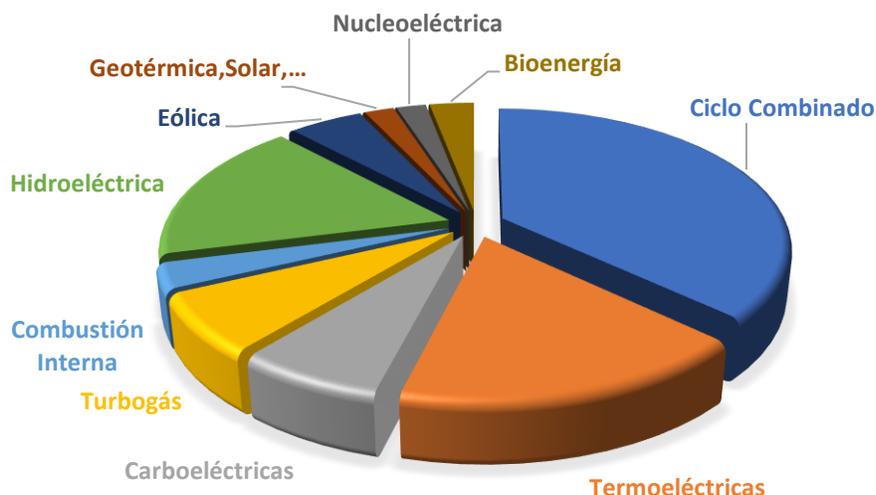


Fig. 1.1 Capacidad instalada en México por tipo de tecnología.

El desarrollo que ha tenido el consumo energético basado en este modelo de red eléctrica necesita la diversificación de fuentes de energía para realizar un mayor aprovechamiento de las energías renovables, así como el ahorro y eficiencia de energía. La implementación de un nuevo modelo energético busca transformar el sistema actual en un sistema distribuido, el cual posibilita el aporte de energía en cualquier punto de la red. Debido a este modelo de red es factible la disminución de pérdidas debidas al transporte de energía haciendo posible la integración de energías renovables. Sin embargo, para poder implementarlo se debe tener la capacidad de suministro de energía con alta calidad, una operación más eficiente de sus activos y automatización donde así, sea posible.

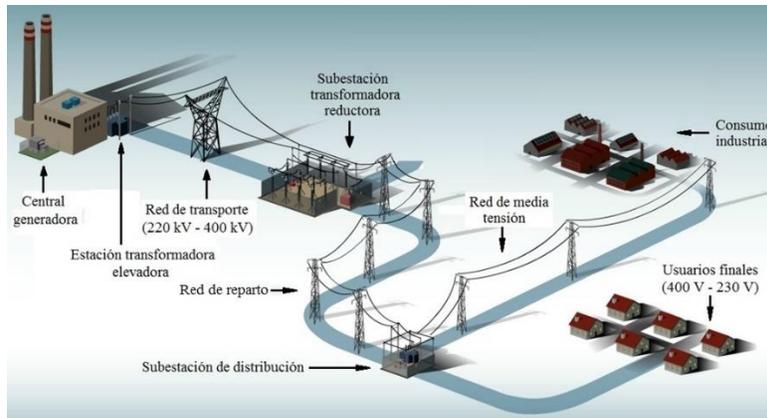


Fig. 1.2 Componentes de la red eléctrica.

La tecnología Smart Grid, o red eléctrica inteligente, nace de la necesidad de usar controles de consumo mediante sistemas de monitoreo, esta tecnología mantiene una constante comunicación, por lo que los controles se pueden utilizar como puente para la creación de sistemas inteligentes de ahorro de energía. Uno de los primeros dispositivos de este tipo, fue el de demanda pasiva que permite determinar las variaciones de frecuencia en la provisión de energía en las casas. El modelo clásico centralizado de las redes eléctricas no se ajusta a las energías renovables debido a que no proporcionan un flujo constante de energía. La implementación de un modelo de Smart Grid, ofrece la idea de crear centrales eléctricas inteligentes distribuidas, capaces de suministrar energía de forma dinámica. Dentro de este modelo los usuarios también pueden ser proveedores de energía consiguiendo un beneficio [4] [21] [22].



Fig. 1.3 Representación de integración de energías renovables.

1.3 Planteamiento del problema

Con el creciente desarrollo de la tecnología y aumento de la población a nivel mundial, se ha cambiado la situación del medio ambiente, lo que ha propiciado el desarrollo de las energías renovables para la generación de electricidad. En la actualidad la topología de las redes eléctricas está cambiando, una de estas modificaciones demanda la inclusión de generación proveniente de fuentes no convencionales, de manera particular los sistemas eólicos y fotovoltaicos. Por tal motivo, es necesario realizar mayores estudios del impacto que se tiene sobre la estabilidad transitoria de redes eléctricas al tener diferentes niveles de integración de este tipo de generación, la cual es de naturaleza intermitente.

Las integraciones de las fuentes de energía basadas en recursos renovables pueden aportar condiciones indeseables en la red eléctrica. Con el objetivo de limitar estas condiciones es necesario revisar temas tales como la estabilidad angular, estabilidad de voltaje, la coordinación de protecciones, entre otros.

En general, algunas unidades de pequeña dimensión, en comparación con las grandes estaciones de potencia convencionales, no influirán en la operación del sistema de transmisión y de ahí, que su impacto se pueda ignorar. Por lo tanto, en estudios de estabilidad de sistemas de potencia, normalmente se consideran como cargas negativas y su dinámica intrínseca y sus controladores, si se presentan, no se toman en consideración. Sin embargo, cuando las redes empiezan a contener un gran número de unidades de altas capacidades, su impacto ya no se restringe a la red de distribución, entonces, comienza a influir en el sistema en su conjunto y se tiene un impacto de manera significativa en la dinámica global del sistema de potencia.

1.4 Análisis bibliográfico

Las unidades de generación eólica son fuentes de energía que operan a frecuencia variable por su naturaleza aleatoria, a diferencia de los generadores convencionales que operan a una frecuencia constante. En los inicios de la generación de energía a partir del viento se utilizaron ampliamente los aerogeneradores de velocidad fija, su operación es constante para cualquier velocidad de viento, siendo poco eficientes debido a que la potencia depende directamente de la velocidad del viento. [5-9]

Se han realizado numerosos estudios relacionados con la estabilidad y la respuesta de las protecciones eléctricas ante diferentes perturbaciones de la red y el impacto de la penetración eólica sobre los sistemas eléctricos [10-13]. Históricamente, las primeras versiones de generadores eólicos con máquinas de inducción y controladores basados en electrónica de potencia se diseñaron para desconectarse del sistema frente a leves variaciones de tensión [14], esto ocasiona que fallas con poca severidad provoquen la desconexión de parques eólicos. Este comportamiento no es admisible, principalmente debido al crecimiento del nivel de penetración y al tamaño de los parques eólicos.

En la literatura se encuentran trabajos sobre el impacto de los aerogeneradores sobre la estabilidad transitoria y de pequeña señal de sistemas de potencia. En otros se investiga el impacto general de los aerogeneradores en la estabilidad transitoria del sistema de potencia de manera estadística y se calcula la máxima desviación de la velocidad del rotor y el periodo de oscilación de grandes generadores. Finalmente, hay trabajos adicionales donde se investiga la estabilidad transitoria del sistema de transmisión a mayor detalle, mediante la observación del comportamiento individual de generadores de gran capacidad en el sistema eléctrico [15] [16].

Al interconectarse los generadores eólicos forman grandes bloques de generación a los cuales se les conoce como parques eólicos, los bloques de generación eólica pueden trabajar de forma aislada o interconectados a la red eléctrica. Debido al incremento de producción de energía a través de aerogeneradores en los sistemas eléctricos de potencia, algunos países han desarrollado diferentes tipos de normas, las cuales regulan la conexión de los parques eólicos al suministro eléctrico, con el objetivo de mantener un nivel óptimo en la calidad de la energía ante la presencia de algún tipo de perturbación al sistema [17-19].

1.5 Objetivos

Estudiar sistemas de generación eólica basados en el generador de inducción doblemente alimentado DFIG y, realizar su integración a un sistema eléctrico de potencia de 3 máquinas 9 nodos para el estudio de estabilidad transitoria, analizando el efecto de los DFIG en el sistema. Principalmente enfocado a la presencia de fallas trifásica balanceadas y a una posible modificación de la carga como consecuencia del fenómeno presentado. Para llegar a un análisis dinámico es necesario desarrollar previamente un análisis en estado estacionario, por lo tanto, se debe establecer este procedimiento para diferentes sistemas eléctricos de prueba, máquina bus infinito y multimáquinas.

1.6 Propuesta

Se propone utilizar modelos existentes, analizar sistemas de generación eólica basados en DFIG para la aportación de electricidad, y realizar su integración a sistemas eléctricos de potencia convencionales para estudios de estabilidad transitoria. El estudio establecerá los requerimientos necesarios para su implementación, considerando su desempeño en condiciones de estado estacionario y transitorio. Asimismo, considerar las particularidades de un análisis para una sola máquina y la integración para un sistema de múltiples generadores. Los resultados proporcionan una forma de implementación y utilización de los modelos, así como una introducción para estudiar el comportamiento de sistemas eléctricos

de potencia bajo diferentes escenarios. Finalmente, permite evaluar su impacto en el control y la estabilidad transitoria del sistema de potencia.

1.7 Organización de la tesis

Capítulo 1.- En esta sección se presenta una introducción a los sistemas eléctricos de potencia desde la capacidad instalada en la república mexicana, las características que tiene una red eléctrica, posteriormente se presenta información que sirve como base para exponer los motivos de desarrollo del trabajo.

Capítulo 2.- En esta sección se presenta el estudio de flujos de potencia de un SEP (sistema eléctrico de potencia) como una etapa previa para el estudio de estabilidad transitoria.

Capítulo 3.- En esta sección se presenta el estudio de estabilidad transitoria, la cual es sumamente importante para mantener el sincronismo del sistema ante cualquier perturbación que se presente en el SEP, abordando la dinámica del generador síncrono y aplicando un caso de estudio a un generador síncrono conectado a un bus infinito, presentando el procedimiento para obtener las condicione iniciales.

Capítulo 4.- Se realiza el análisis de los sistemas eólicos, la capacidad instalada en el país, así como también la prospectiva que se tiene. Se presentan además los componentes de las turbinas eólicas, así como la manera de establecer su estudio, tomando como objetivo principal la configuración del generador doblemente alimentado (DFIG). Se explica la importancia de los convertidores de potencia para la aplicación de sistemas eólicos. Sus principales características e indicadores de desempeño.

Capítulo 5.- En esta sección se presenta la inclusión de generación eólica a un sistema de potencia de 3 máquinas 9 nodos en el cual se presentan diferentes. Se realiza el estudio del impacto en la estabilidad transitoria del sistema ante la interconexión de tecnología DFIG.

1.8 Referencias

- [1]. Secretaria de Energía, “Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional”, agosto 2017. www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/54139/PRODESEN.
- [2]. Secretaria de Energía, “Prospectiva del sector eléctrico 2015-2029”, agosto 2015. www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/62954/Prospectiva_de_Energias_Renovables_2012-2026.
- [3]. Grainger J. J., Stevenson W. D., “Análisis de Sistemas de Potencia”, McGraw-Hill, México, 1996
- [4]. Carlos, Juan & Olivares Rojas, Juan Carlos, “Optimización de la Eficiencia Energética en los Hogares utilizando una Arquitectura de Medición Inteligente”. 2017.
- [5]. G.O. Cimuca, C. Saudemont, B. Robyns, and M.M. Radulescu, “Control and performance evaluation of a flywheel energy-storage system associated to a variable-speed wind generator,” IEEE Trans. on Industrial Electronics, 2006, vol. 53, No. 4, p. 1074-1085.
- [6]. Gautam Durga, Vittal Vijay, Harbour Terry, “Impact of increased penetration of DFIG-based wind turbine generators on transient and small signal stability of power systems ” , IEEE Trans. On Power systems, 2009, vol. 24, No 3 p.1426-1434.
- [7]. Kalogiannis Theodoros, Muller Enrique, Hoseinzadeh Bakhtyar, “Impact of high level penetration of wind turbines on power systems transient stability”, IEEE, Power tech, 2015, p.1-6.
- [8]. Kamal Faria, Chowdhury Badrul, “Impact of integration DFIG and direct drive synchronous wind turbine generator on power system stability”, North America power Symposium, (NAPS), 2017, p 1-6.
- [9]. K. Elkington, V. Knazkins, and M. Ghandhari, “On the stability of power systems containing doubly fed induction generator-based generation,” Electric Power Systems Research, 2008, vol. 78, No. 9, p. 1477–1484.
- [10]. Jiabing Hu, Yikang He, “Reinforced Control and Operation of DFIG- Based Wind – Power Generation System under Unbalanced Grid Voltage Conditions” IEEE Trans. on Energy Conversion, 2009, vol. 24, No 4, p.905-915.
- [11]. Gupta Abhilash, Verna Kusum, R.Niazi Khaleequr, “Dynamic impact analysis if DFIG- based wind turbine generators on low-frequency oscillations in power system”, IET Generation, transmission & distribution, 2017, vol. 11.
- [12]. A. Sattar, N. H. Saad, M. Z. Shams El- Dein, “Dynamic response of doubly fed induction generator variable speed wind turbine under fault”, Electric Power Systems Research, 2008, vol. 78, p1240-1246.

- [13]. Elkington, Katherine, Knazkins Valerijs, Mehrdad Ghandhari, "On the stability of power systems containing doubly fed induction generator-based generation," *Electric Power Systems Research*, 2008, vol. 78, pp. 1477-1484.
- [14]. Abad Gonzalo, López Jesús, Rodríguez Marroyo, "Dynamic modeling of the doubly fed induction machine", *IEEE*, 2011.
- [15]. H. Li, B. Zhao, C. Yang, H. W. Chen, and Z. Chen, "Analysis and estimation of transient stability for a grid-connected wind turbine with induction generator," *Renewable Energy*, 2011, vol. 36, p1469-1476.
- [16]. M. V. A. Nunes, J. A. P. Lopes, H. H. Zurn, U. H. Bezerra, and R. G. Almeida, "Influence of the variable-speed wind generators in transient stability margin of the conventional generators integrated in electrical grids," *IEEE Trans. on Energy Conversion*, 2009, vol. 19, p 692-701.
- [17]. H. Hou, L. Lin, T. Wu, and Y. Z. Miao, "Comparison of transient stability between wind farm based on DFIG and traditional power plant in an actual grid," *IEEE Power and energy Engineering Conference*, 2010, p1-4.
- [18]. A. Ramkumar and S. Durairaj, "An analysis of transient characteristics of interconnected DFIG with hydro governor synchronous generator," *IEEE on Power, signal, controls and computation*, 2012, p.1-10.
- [19]. F. Poitier, T. Bouaouiche, M. Machmoum, "Advanced control of a doubly fed induction generator for wind energy conversion," *Electric Power Systems Research*, 2009, vol. 79, p. 1085-1096.
- [20]. M. Altin, Ö. Göksu, R. Teodorescu, P. Rodriguez, B. B. Jensen and L. Helle, "Overview of recent grid codes for wind power integration," *12th International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment*, Basov, 2010, p. 1152-1160.
- [21]. Dobakhshari, Salehi A., Ranjbar, "Control of Microgrids: Aspects and Prospects", *International Conference on networking, Sensing and control*, 2011, p.38-43.
- [22]. Tuballa, M., y Lochinvar, M. A "Review of the development of Smart Grid technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*", 2016, p.710-725.

Capítulo 2

Cálculo de Condiciones Iniciales

2.1 Introducción

El estudio de los flujos de potencia es de gran importancia para la planeación y el diseño de sistemas eléctricos, el cual está ligado tanto a la evolución de sistemas eléctricos como a la tecnología de las computadoras. Décadas atrás se utilizaban modelos a escala para poder estudiar el comportamiento de una red eléctrica de potencia, la cantidad de interconexiones en los sistemas eléctricos era muy pequeña por lo que los sistemas en su mayoría eran radiales. Los estudios de este tipo de sistemas eran relativamente sencillos o por lo menos se podía realizar sin grandes recursos de cálculo. Sin embargo, con el pasar de los años la complejidad de los sistemas eléctricos fue creciendo y los estudios requeridos más demandantes [1]. Uno de los objetivos del estudio de flujos de potencia es proporcionar información de suma importancia acerca de la operación de las redes eléctricas en estado estable como: magnitud y ángulo de los voltajes en cada bus, potencia activa y reactiva dados los niveles de demanda y generación del sistema, pérdidas, entre otros aspectos.

El modelo matemático para el estudio de flujos de potencia es no lineal, debido a que la formulación está dada por la relación de potencia con el cuadrado de los voltajes y la presencia de funciones trigonométricas. Considerando una red eléctrica operando con corriente alterna.

Para establecer un modelo matemático del problema de flujos de potencia, es básico comprender cómo circulan los flujos de potencia sobre una red. Se considera que en cada nodo del sistema se tiene una demanda de potencia constante, y se supone un valor para el voltaje nodal, que determina la corriente en el nodo. Para poder relacionar las corrientes que salen de los nodos y los voltajes en un sistema eléctrico se emplea una representación. La Fig. 2.1 muestra un sistema de n nodos. Con esta representación se observa a detalle las conexiones del nodo “a” con otros nodos del sistema, representando los sentidos del flujo de la corriente.

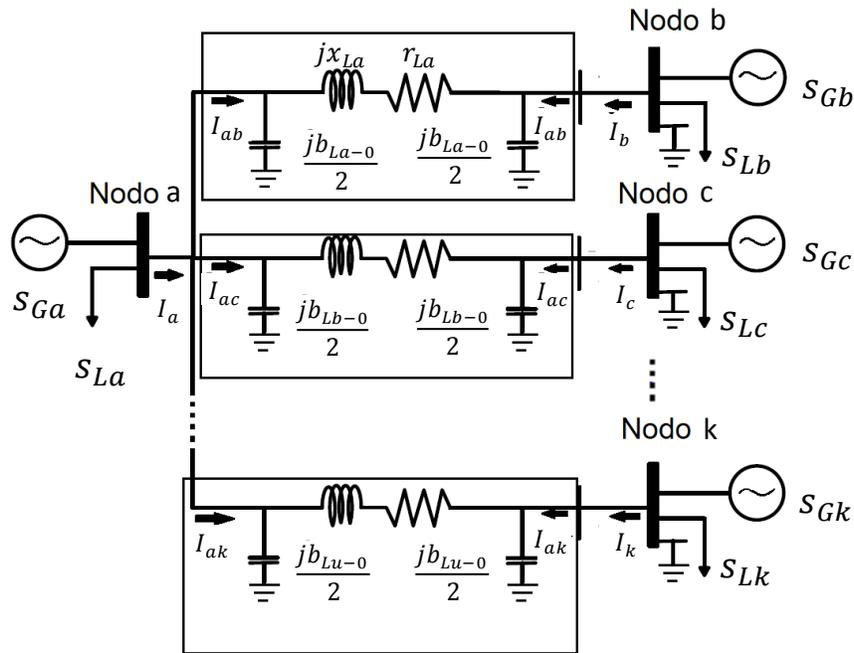


Fig. 2.1 Flujos de potencia del nodo “a” a los nodos vecinos de un sistema eléctrico.

de la Fig. 2.1 se pueden observar las corrientes inyectadas $I_a, I_b, I_c, \dots, I_k$, a cada nodo, y los voltajes nodales del sistema $V_a, V_b, V_c, \dots, V_k$.

La corriente que fluye de un nodo a otro es,

$$I_k = \left(j \frac{b_{lk}}{2} + y_{km} \right) V_k - y_{km} V_m \quad (2.1)$$

Para la corriente del nodo “a” se tiene

$$I_a = \left(j \frac{b_{la-0}}{2} + y_{ab} \right) V_a - y_{ab} V_b + \left(j \frac{b_{lc-0}}{2} + y_{ac} \right) V_a - y_{ac} V_c + \dots + \left(j \frac{b_{lu-0}}{2} + y_{ak} \right) V_a - y_{ak} V_k \quad (2.2)$$

reordenando,

$$I_a = \left(y_{ab} + y_{ac} + \dots + y_{ak} + j \left(\frac{b_{la-0} + b_{lb-0} + b_{lu-0}}{2} \right) \right) V_a - y_{ab} V_b - y_{ac} V_c - \dots - y_{ak} V_k \quad (2.3)$$

Si se realiza el procedimiento mostrado para todos los nodos del sistema y, posteriormente se reordenan en forma matricial

$$\begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{aa} & Y_{ab} & \dots & Y_{an} \\ Y_{ba} & Y_{bb} & & Y_{bn} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{na} & Y_{nb} & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix} \quad (2.4)$$

La matriz resultante se conoce como Y_{bus} y representa las admitancias de los elementos de la red que conforman el sistema eléctrico y, es una matriz simétrica cuadrada. Sus elementos se definen como:

$$Y_{ii} = G_{ii} + jB_{ii} = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \left(y_{ij} + j \frac{b_{ij0}}{2} \right)$$

$$Y_{ij} = Y_{ji} = G_{ij} + jB_{ij} = -y_{ij} \quad (2.5)$$

$$y_{ij} = \frac{1}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} (r_{ij} + jx_{ij})$$

r_{ij} y x_{ij} son resistencia y reactancias de la línea entre los nodos i, j .

b_{ij0} es la susceptancia a tierra.

2.2 Flujos de Potencia en un sistema de n nodos

En el problema de flujos de potencia, se calculan las potencias activas y reactivas que fluyen a través de las líneas de un sistema eléctrico. En la Fig. 2.2 se representa el flujo de potencias activas y reactivas en un nodo k de un sistema eléctrico a los nodos vecinos a través de las líneas.

Con base en la figura se pueden obtener las potencias inyectadas del nodo k S_{Gk}, P_{Gk}, Q_{Gk} las cuales son las potencias compleja, real y reactiva de generación, $P_{k1}, P_{k2}, P_{k3}, \dots, P_{km}$, son las potencias activas que fluyen a través de las líneas que conectan el nodo k con los demás nodos y $Q_{k1}, Q_{k2}, Q_{k3}, \dots, Q_{km}$, son las potencias reactivas que fluyen a través de las líneas. Finalmente, S_{Lk}, P_{Lk}, Q_{Lk} , son las potencias complejas, activa y reactiva de las cargas conectadas en el nodo k .

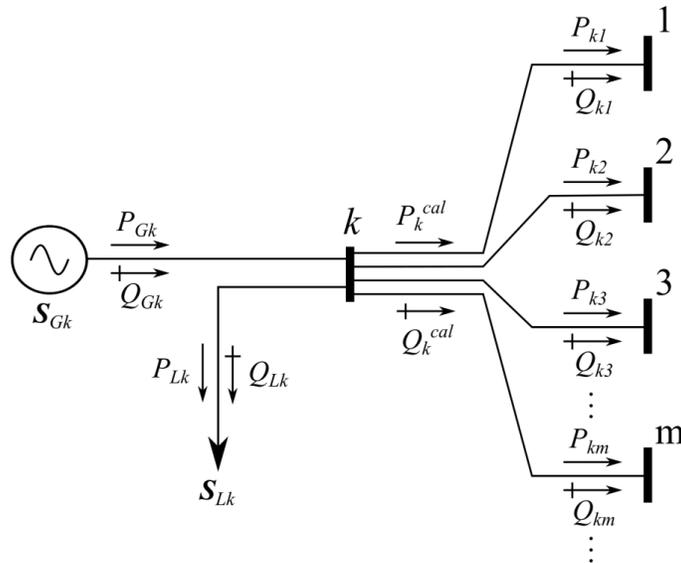


Fig. 2.2 Flujo de potencia desde el nodo k.

La suma de las potencias activa y reactiva que fluyen a través de las líneas que conectan al nodo k con los demás nodos del sistema son:

$$P_k^{cal} = \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq K}}^n P_{km} \quad Q_k^{cal} = \sum_{\substack{m=1 \\ m \neq K}}^n Q_{km} \quad (2.6)$$

Las potencias activas y reactivas que fluyen del nodo k a otro nodo del sistema eléctrico son: P_{km} , Q_{km} , que se obtiene a través de:

$$P_{km} = G_{kk}V_k^2 + V_kV_m[G_{km} \cos(\theta_{V_k} + \theta_{V_m}) + B_{km} \sin(\theta_{V_k} + \theta_{V_m})] \quad (2.7)$$

$$Q_{km} = -B_{kk}V_k^2 + V_kV_m[G_{km} \sin(\theta_{V_k} + \theta_{V_m}) - B_{km} \cos(\theta_{V_k} + \theta_{V_m})]$$

La suma de potencias de entrada y salida en el nodo k es igual a cero, siendo:

$$\Delta P_k = P_{Gk} - P_{Lk} - P_k^{cal} = 0, \quad \Delta Q_k = Q_{Gk} - Q_{Lk} - Q_k^{cal} = 0 \quad (2.8)$$

A las ecuaciones (2.8) se les conoce como ecuaciones de desajuste de potencia nodal, las cuales se cumplen para todos los nodos de la red. Reescribiendo la ecuación para un sistema de n nodos:

$$S = \begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \vdots \\ \Delta P_n \\ \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \\ \vdots \\ \Delta Q_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_{G1} - P_{L1} - P_1^{cal} \\ P_{G2} - P_{L2} - P_2^{cal} \\ \vdots \\ P_{Gn} - P_{Ln} - P_n^{cal} \\ Q_{G1} - Q_{L1} - Q_1^{cal} \\ Q_{G2} - Q_{L2} - Q_2^{cal} \\ \vdots \\ Q_{Gn} - Q_{Ln} - Q_n^{cal} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.9)$$

Debido a que los voltajes de los nodos son desconocidos se utiliza un método numérico iterativo para obtener su valor aproximado. La solución se alcanza cuando los incrementos de P_k , Q_k son cercanos a cero o menores a una tolerancia determinada.

Para dar solución al problema de flujos de potencia se requiere conocer en cada nodo cuatro parámetros: potencia activa P , potencia reactiva Q , magnitud de voltaje V , y ángulo de fase del voltaje θ . Un sistema de potencia puede ser caracterizado por los diferentes tipos de nodos, los cuales pueden ser clasificados como [6]:

Nodo de carga PQ: es un nodo sin generadores conectados, el cual tiene demanda de potencia activa y reactiva, requeridas por las cargas.

Nodo generador PV: es un nodo con generadores conectados, en el cual la magnitud del voltaje se mantiene constante, aunque el ángulo del voltaje varía con la potencia reactiva demandada. La potencia activa P_G es constante debido a que se ajusta la corriente de campo del generador. Cuando se superan los límites superior o inferior de potencia reactiva del generador, el nodo se convierte en un nodo de carga.

Nodo slack: es un nodo cuya función es proveer las potencias excedentes que no pueden ser suministradas por los generadores del SEP, ya que no tiene límites de generación de potencia activa o reactiva. La magnitud y ángulo del voltaje de este nodo son la referencia para los demás nodos

2.3 Métodos de solución

Para el análisis de flujos de potencia se pueden emplear diferentes métodos, estos pueden ser directos los cuales resuelven únicamente sistemas donde se especifica la potencia. Para el método iterativo se resuelven simultáneamente:

$$[Y][V]=[I], S=VI^* \quad (2.10)$$

Se dispone de diversos métodos para la solución de ecuaciones y tres de estos han ganado gran utilización Fig. 2.3. El primero es el de Gauss-Seidel, es un método que fue utilizado extensamente por muchos años y es una aproximación simple. El segundo método es el de Newton Raphson el cual, aunque es más complejo, converge de una manera más rápida que el método de Gauss-Seidel. Un tercero, el cual es casi estándar en la industria, es el desacoplado-rápido. La velocidad de convergencia de estos métodos es de extrema importancia como parte del costo del tiempo de cálculo.

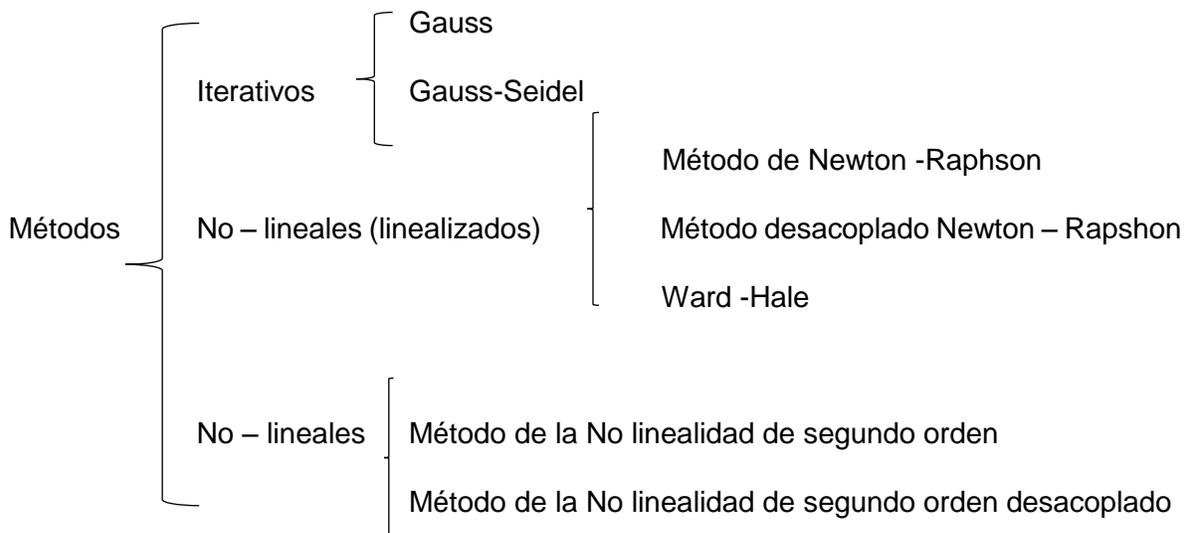


Fig. 2.3 Métodos de solución para el problema de flujos de potencia.

El tipo de solución que se requiera para un problema de flujo de potencia determina el método a utilizar entre la precisión, por ajuste, para un solo caso o para diversos casos. Se requiere considerar principalmente las propiedades de los métodos de solución, la fiabilidad que es necesaria para que se obtenga una solución para problemas condicionados, la versatilidad para incorporar sistemas más complejos y debe ser lo más simple posible para problemas prácticos.

2.4 Método de Newton – Raphson

El flujo de potencia en los elementos del sistema eléctrico depende de las magnitudes y ángulos de los voltajes nodales, por consiguiente, el problema consiste en un sistema no lineal de ecuaciones algebraicas. Resolviendo por el método de Newton – Raphson se

obtienen las variaciones de magnitud de voltaje (ΔV) y del ángulo del voltaje ($\Delta\theta v$) de manera iterativa por medio de:

$$\Delta V_i = -J_i^{-1} S_i$$

donde

$$\Delta V_i = \begin{bmatrix} \Delta\theta_{V1} \\ \Delta\theta_{V2} \\ \vdots \\ \Delta\theta_{Vn} \\ \frac{\Delta V_1}{V_1} \\ \frac{\Delta V_2}{V_2} \\ \vdots \\ \frac{\Delta V_n}{V_n} \end{bmatrix} S_i = \begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \Delta P_2 \\ \vdots \\ \Delta P_n \\ \Delta Q_1 \\ \Delta Q_2 \\ \vdots \\ \Delta Q_n \end{bmatrix} J_i = \begin{bmatrix} H_{11} & H_{12} & \cdots & H_{1n} & N_{11} & N_{12} & \cdots & N_{1n} \\ H_{21} & H_{22} & \cdots & H_{2n} & N_{21} & N_{22} & \cdots & N_{2n} \\ \vdots & \vdots & & \ddots & \vdots & \vdots & & \vdots \\ H_{n1} & H_{n2} & \cdots & H_{nn} & N_{n1} & N_{n2} & \cdots & N_{nn} \\ J_{11} & J_{12} & \cdots & J_{1n} & L_{11} & L_{12} & \cdots & L_{1n} \\ J_{21} & J_{22} & \cdots & J_{2n} & L_{21} & L_{22} & \cdots & L_{2n} \\ \vdots & \vdots & & \ddots & \vdots & \vdots & & \vdots \\ J_{n1} & J_{n2} & \cdots & J_{nn} & L_{n1} & L_{n2} & \cdots & L_{nn} \end{bmatrix}_i \quad (2.11)$$

El elemento J_i se conoce como Jacobiano y representa las variaciones de las potencias activa y reactiva con respecto a la magnitud y ángulo de voltaje, las potencias calculadas varían con respecto al voltaje. Los elementos del Jacobiano son:

$$\begin{aligned} H_{km} &= \frac{\Delta P_k}{\partial \theta_{Vm}} = -\frac{\partial P_k^{cal}}{\partial \theta_{Vm}} & N_{km} &= \frac{\Delta P_k}{\partial V_m} V_m = -\frac{\partial P_k^{cal}}{\partial V_m} V_m \\ J_{km} &= \frac{\Delta Q_k}{\partial \theta_{Vm}} = -\frac{\partial Q_k^{cal}}{\partial \theta_{Vm}} & L_{km} &= \frac{\Delta Q_k}{\partial V_m} V_m = -\frac{\partial Q_k^{cal}}{\partial V_m} V_m \end{aligned} \quad (2.12)$$

Cada elemento del Jacobiano se calcula de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} H_{kk} &= Q_k^{cal} + B_{kk} V_k^2 & N_{kk} &= -P_k^{cal} - G_{kk} V_k^2 \\ J_{kk} &= -P_k^{cal} + G_{kk} V_k^2 & L_{kk} &= -Q_k^{cal} + B_{kk} V_k^2 \end{aligned} \quad (2.13)$$

$$\begin{aligned} H_{km} &= V_k V_m [G_{km} \sin(\theta_{Vk} + \theta_{Vm}) - B_{km} \cos(\theta_{Vk} + \theta_{Vm})] \\ H_{km} &= V_k V_m [G_{km} \cos(\theta_{Vk} + \theta_{Vm}) + B_{km} \sin(\theta_{Vk} + \theta_{Vm})] \\ J_{km} &= -N_{km} & L_{km} &= -H_{km} \end{aligned} \quad (2.14)$$

Los elementos que contiene el Jacobiano se modifican dependiendo del tipo de nodo del sistema. Nodo de carga (PQ): Los elementos del Jacobiano no se modifican, ya que

requieren los incrementos de magnitud y ángulo de voltaje en cada iteración para actualizar el voltaje. Nodo generador (*PV*): iterativamente se está calculando el ángulo del voltaje con su respectivo incremento ya que la magnitud del voltaje se mantiene constante, por lo que el incremento es igual a cero en cada iteración.

$$L_{kk} = 1 \quad N_{kk} = 0 ; \qquad L_{km} = 0 \quad N_{mk} = J_{km} = 0$$

Nodo Slack: Tanto la magnitud y el ángulo del voltaje se especifican, por lo que el incremento en cada iteración es igual a cero, por lo que:

$$H_{kk} = L_{kk} , \quad N_{kk} = J_{kk} = 0 , \quad H_{km} = N_{km} = J_{km} = L_{km} = 0$$

Los voltajes de los nodos se actualizan con las variaciones de magnitudes y ángulo de voltaje obtenidos en cada iteración:

$$V_{ki+1} = V_{ki} \left(1 + \frac{\Delta V_{ki}}{V_{ki}} \right) \tag{2.15}$$

$$\theta_{V_{ki+1}} = \theta_{V_{ki}} + \Delta \theta_{V_{ki}} \qquad k = 1, 2, 3, \dots, n$$

El proceso iterativo finaliza cuando los valores absolutos variación de las potencias activa y reactiva son menores a las tolerancias especificadas. Los valores de tolerancia los fija el usuario o están definidos de antemano por el programador y denotan el grado de exactitud en la solución, ya que con estos valores se satisface la demanda en todos los nodos. La Fig. 2.4 presenta diagrama de solución del problema de flujos de potencia.

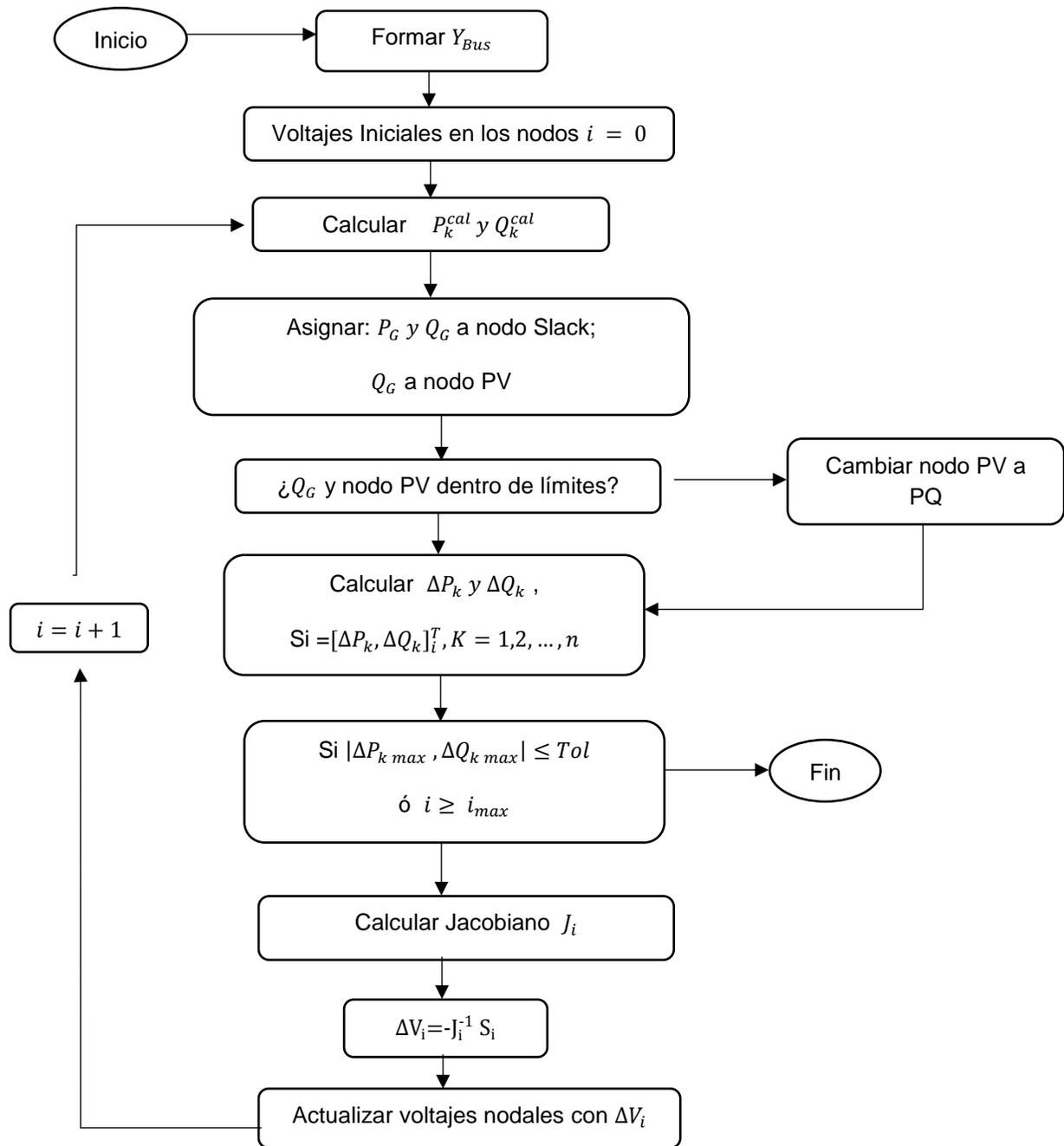


Fig. 2.4 Diagrama de solución del problema de flujos de potencia.

2.5 Sistema en estudio

Caso de estudio para un sistema de potencia el cual contiene 3 máquinas y 9 nodos. Al llevar a cabo el desarrollo de flujos de potencia con la configuración de la Fig. 2.5, con los datos iniciales contenidos en la Tabla 2.1, e incluyendo los parámetros de las líneas de transmisión presentados en la Tabla 2.2, se obtienen los resultados del caso base.

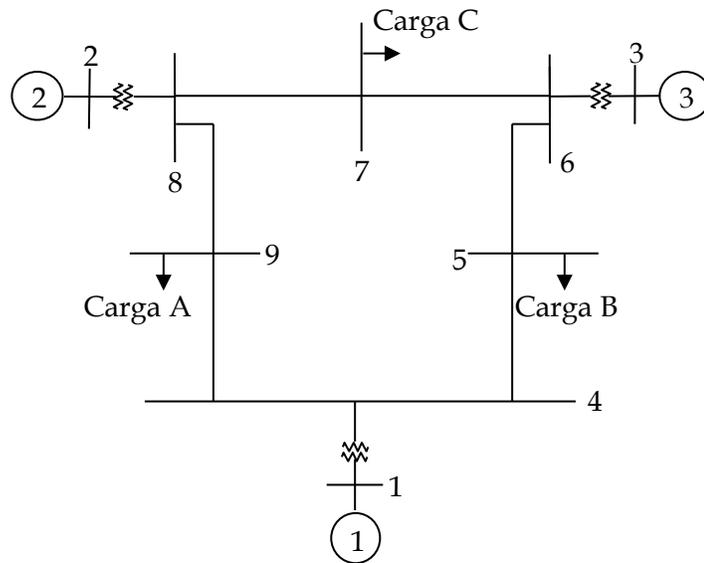


Fig. 2.5 Diagrama unifilar del sistema de potencia en estudio.

Tabla 2.1 Datos iniciales de los nodos (valores pu)

Nodo No.	Magnitud de voltaje	Ángulo de fase	P generada	Q generada	P de la carga	Q de la carga
1	1.0400	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
2	1.0253	0.00	1.63	0.00	0.00	0.000
3	1.0256	0.00	0.85	0.00	0.00	0.000
4	1.0000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
5	1.0000	0.00	0.00	0.00	0.90	0.030
6	1.0000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
7	1.0000	0.00	0.00	0.00	1.00	0.035
8	1.0000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
9	1.0000	0.00	0.00	0.00	1.25	0.050

Tabla 2.2 Parámetros de las líneas de transmisión

Nodo inicial	Nodo final	Resistencia (pu)	Reactancia (pu)	Susceptancia en derivación
1	4	0.0000	0.0576	0.000
4	5	0.0170	0.0920	0.158
5	6	0.0390	0.1700	0.358
3	6	0.0000	0.0586	0.000
6	7	0.0119	0.1008	0.209
7	8	0.0085	0.0720	0.149
8	2	0.0000	0.0625	0.000
8	9	0.0320	0.1610	0.306
9	4	0.0100	0.0850	0.176

Se lleva a cabo la simulación de flujos de potencia por el método de Newton-Raphson para el caso base, el cual termina cumpliendo con el parámetro de tolerancia en la tercera iteración. Con esto se puede obtener la generación en todo el sistema, como también el flujo en todas las líneas, teniendo como resultado una pérdida de potencia real de 0.05337 pu y en potencia reactiva una pérdida de 0.582894 pu. Estos datos sirven como referencia ante cualquier cambio en el sistema.

Tabla 2.3 Generación en el caso base

Bus	Volts	Ángulo	Potencia Real	Potencia Reactiva	Carga Real	Carga Reactiva
1	1.040	0	0.7234	0.8118	0	0
2	1.0253	7.4637	1.6300	0.5347	0	0
3	1.0254	3.0788	0.8500	0.3864	0	0
4	0.9958	-3.0570	0	0	0.000	-0.000
5	0.9783	-4.0570	0	0	0.9000	0.3000
6	1.0045	0.3030	0	0	0.000	-0.000
7	0.9795	-1.8402	0	0	1.000	0.3500
8	0.9977	1.7345	0	0	0.000	-0.000
9	0.9709	-5.4240	0	0	1.250	0.5000

Los resultados de flujos de potencia se observan en la Tabla 2.3 y 2.4. Los voltajes nodales están dentro de los límites esperados.

Tabla 2.4 Flujo de potencia en las líneas para el caso base

Línea	Bus	A bus	Potencia Real	Potencia Reactiva
1	1	4	0.7234	0.8118
2	4	5	0.3102	0.2647
3	5	6	-0.5926	-0.0507
4	3	6	0.8500	0.3864
5	6	7	0.2426	0.2227
6	7	8	-0.7587	-0.1381
7	8	2	-1.6300	-0.3597
8	8	9	0.8661	0.1770
9	9	4	-0.4091	-0.4494
1	4	1	-0.7234	-0.7488
2	5	4	-0.3074	-0.2493
3	6	5	0.6074	0.1151
4	6	3	-0.8500	-0.3378
5	7	6	-0.2413	-0.2119
6	8	7	0.7639	0.1828
7	2	8	1.6300	0.5347
8	9	8	-0.8409	-0.0506
9	4	9	0.4131	0.4841

2.6 Caso 2 incremento de carga en el sistema 3 máquinas 9 nodos

Se emplea un segundo caso en el cual las potencias activas y reactivas se aumentan en un 30% utilizando el mismo nodo de referencia que en el caso base. Los resultados se presentan en la tabla 2.5 y 2.6.

Tabla 2.5 Generación en el caso de estudio 2 (valores en pu).

Bus	Volts	Ángulo	Potencia Real	Potencia Activa	Carga Real	Carga Reactiva
1	1.0400	0	1.6783	1.0934	0	0
2	1.0253	2.3816	1.6300	0.7133	0	0
3	1.0254	-2.2639	0.8500	0.5446	0	0
4	0.9838	-5.4215	0	0	0.000	-0.000
5	0.9701	-9.2896	0	0	1.1700	0.3900
6	0.9954	-5.0611	0	0	0.000	-0.000
7	0.9623	-7.2424	0	0	1.300	0.4550
8	0.9869	-3.3968	0	0	0.000	-0.000
9	0.9605	-10.089	0	0	1.6250	0.6500

Tabla 2.6 Flujo de potencia en las líneas para el caso de estudio 2.

Línea	De bus	A bus	Potencia Real	Potencia Reactiva
1	1	4	1.6783	1.0934
2	4	5	0.7364	0.2917
3	5	6	-0.4447	-0.1579
4	3	6	0.8500	0.5446
5	6	7	0.3956	0.2875
6	7	8	-0.9072	-0.1918
7	8	2	-1.6300	-0.5251
8	8	9	0.7149	0.2664
9	9	4	-0.9293	-0.4797
1	4	1	-1.6783	-0.8798
2	5	4	-0.7253	-0.2321
3	6	5	0.4544	0.2002
4	6	3	-0.8500	-0.4878
5	7	6	-0.3928	-0.2632
6	8	7	0.9151	0.2587
7	2	8	1.6300	0.7133
8	9	8	-0.6957	-0.1702
9	4	9	0.9420	0.5881

Al aplicar el método de Newton - Raphson, el número de iteraciones que se realizó fueron tres, teniendo una pérdida de 0.63350 pu en potencia real y 0.856303 pu en potencia reactiva, al realizar un incremento de 30%, se puede observar que la potencia en el bus de referencia (Bus 1), aumenta su potencia real un poco más que el doble de lo obtenido en el caso base al igual que la potencia reactiva pero en una menor cantidad, sin embargo las potencias reactivas de los buses 2 y 3 si tienen un aumento. En la parte de flujo de las líneas, la 1 que va del bus 1 al bus 4 tiene un aumento del 32% en su flujo.

2.7 Conclusiones

En este capítulo se presentan los métodos de solución para el problema de flujos de potencia, los pasos a seguir. Se hace énfasis en las ventajas y desventajas de los métodos aplicables a este tipo de problemas con la finalidad de aportar un resumen sobre la importancia en el análisis de redes eléctricas. Se aborda el método de Newton – Raphson como referencia, puesto que es uno de los métodos más usados en el análisis de los sistemas de potencia debido a su confiabilidad y exactitud. En el caso de estudio se aplica una potencia adicional de 30% en el bus de referencia, con la finalidad de visualizar el comportamiento de la máquina conectada al nodo. Los valores obtenidos reflejan el impacto que tiene esta perturbación en el sistema, no solamente en el bus donde fue el aumento sino también en los buses 2, 3 que están conectados a los generadores en el sistema.

La solución de flujos de potencia es importante en el estudio de estabilidad transitoria, debido que a partir de estos resultados se obtienen las condiciones iniciales para un análisis dinámico. Se debe recordar que los sistemas eléctricos tienen diversas condiciones de operación en estado estable, esos valores son los que se determinan mediante un estudio de flujos de potencia.

2.8 Referencias

- [1]. Grainger J. J., Stevenson W. D., Análisis de Sistemas de Potencia, McGraw-Hill, México, 1996.
- [2]. Cañizares C., "Computer Simulation of Power Systems – Power Flow - Faults", E & CE 465, 1999.
- [3]. B. Stott, "Review of load-flow calculation methods", Proc. IEEE, 1974, vol. 62, No. 7 p.916-929.
- [4]. B. Stott and, O. Alsac, "Fast decoupled load flow", IEEE Trans. 1974, PAS 93, p. 859-869.
- [5]. W. F. Tinney, C. E. Hart, Power flow solution by Newton's method, IEEE Trans. PAS- vol. 86 1449-1460.
- [6]. E. Acha, C. R. Fuerte- Esquivel, H. Ambriz – Pérez y C. Ángeles Camacho, FACTS. Modelling and simulation in Power Networks, England: John Wiley and Sons, 2004.

Capítulo 3

Introducción a la Estabilidad en SEP

3.1. Introducción

La estabilidad de los sistemas de potencia puede definirse como la propiedad que permite permanecer en estado estable o de equilibrio, en condiciones normales de funcionamiento y recuperar el estado de equilibrio después de haber sufrido una perturbación. Un sistema se mantiene estable en la medida que sus máquinas son capaces de mantenerse en sincronismo [1]. El sistema de potencia continuamente es sometido a perturbaciones y dentro de ellas ocurren cambios de un estado de funcionamiento a otro en forma de oscilaciones. La inestabilidad del sistema de potencia puede manifestarse de muchas maneras diferentes, dependiendo de la configuración del sistema y el modo de funcionamiento.

3.2. Conceptos básicos de estabilidad

La estabilidad de voltaje está asociada a la posibilidad de un sistema, de mantener los voltajes estables después de haber sufrido una perturbación, el sistema al encontrarse con un incremento de carga entra a una zona de inestabilidad de voltaje provocando así una caída de tensión, o el disparo de protecciones de líneas de transmisión y otros elementos de su sistema de protección. Debido a la presencia de estas condiciones de funcionamiento puede perderse el sincronismo de algunos de los generadores [2]. La estabilidad de voltaje

está relacionada con la capacidad de suministrar la potencia reactiva demandada, por lo cual el sistema es inestable en voltaje cuando al inyectar la potencia reactiva el nivel de voltaje no tiende a aumentar, la inestabilidad del voltaje implica una disminución incontrolada de voltaje desencadenado por una perturbación, lo que lleva al colapso del voltaje, en el cual se registran bajos niveles de voltaje y el sistema no puede recuperarse llegando a una interrupción de energía mayor, es causado principalmente por cargas dinámicas [3].

La estabilidad de frecuencia es la habilidad de un sistema de potencia para mantener una frecuencia constante, está asociada a las grandes perturbaciones en los sistemas de potencia, las cuales son tan severas que producen un cambio significativo en la frecuencia, el voltaje y los flujos de potencia. La frecuencia solo se puede mantener si el equilibrio entre la generación y la carga se pueden restaurar tan pronto como sea posible después de la perturbación. Una perturbación grande al sistema puede desencadenar acciones no solo desde la parte de protecciones y controles, sino también en otro proceso que normalmente no tienen estudios de estabilidad de voltaje y estabilidad transitoria. Estas acciones pueden llevar al sistema a un estado de islas, lo cual trae consigo una mayor diferencia entre la generación y la carga del sistema, provocando aún mayor la desviación de la frecuencia. El problema de estabilidad de frecuencia muchas veces se relaciona con una mala coordinación del equipo de control y la parte de protecciones [4].

La estabilidad en el ángulo del rotor es la característica que tiene la máquina síncrona conectada en el sistema de potencia para mantener el sincronismo después de haber estado sujeta a una perturbación. Dentro las perturbaciones que se pueden presentar se tienen diferentes tipos, esto depende de la severidad de la perturbación, debido a que la máquina síncrona tiene la capacidad de soportar solamente algunos de ellos. La estabilidad de ángulo también se clasifica en estabilidad de régimen permanente, estabilidad transitoria y estabilidad dinámica [5]. Cuando dos o más máquinas están conectadas los voltajes y corrientes del estator de todas las máquinas deben tener la misma frecuencia y, la velocidad del rotor de cada máquina debe estar sincronizada a esta frecuencia.

El problema de la estabilidad de ángulo implica el estudio de las oscilaciones electromecánicas en los sistemas de potencia. En condiciones de estado estable, se encuentra equilibrio entre la entrada de par mecánico y el torque eléctrico de salida de cada máquina, y la velocidad permanece constante [1]. Si el sistema esta perturbado, este equilibrio se altera, lo que resulta en la aceleración o desaceleración de las máquinas de acuerdo con las leyes de movimiento de un cuerpo giratorio, si un generador funciona temporalmente más rápido que otro, la posición angular entre el generador más rápido avanzará con respecto al generador más lento.

Cuando una máquina pierde el sincronismo con respecto al sistema, su rotor funciona a una velocidad mayor o menor que la requerida para generar voltajes a la frecuencia del sistema. El deslizamiento entre el campo de estator y el campo del rotor producen grandes

fluctuaciones en la salida de potencia de la máquina, esto causa que el sistema de protecciones actué para tratar de aislar la máquina inestable del sistema. La pérdida de sincronismo puede ocurrir con una o más máquinas [1]. Una clasificación se presenta en la Fig. 3.1 [6].

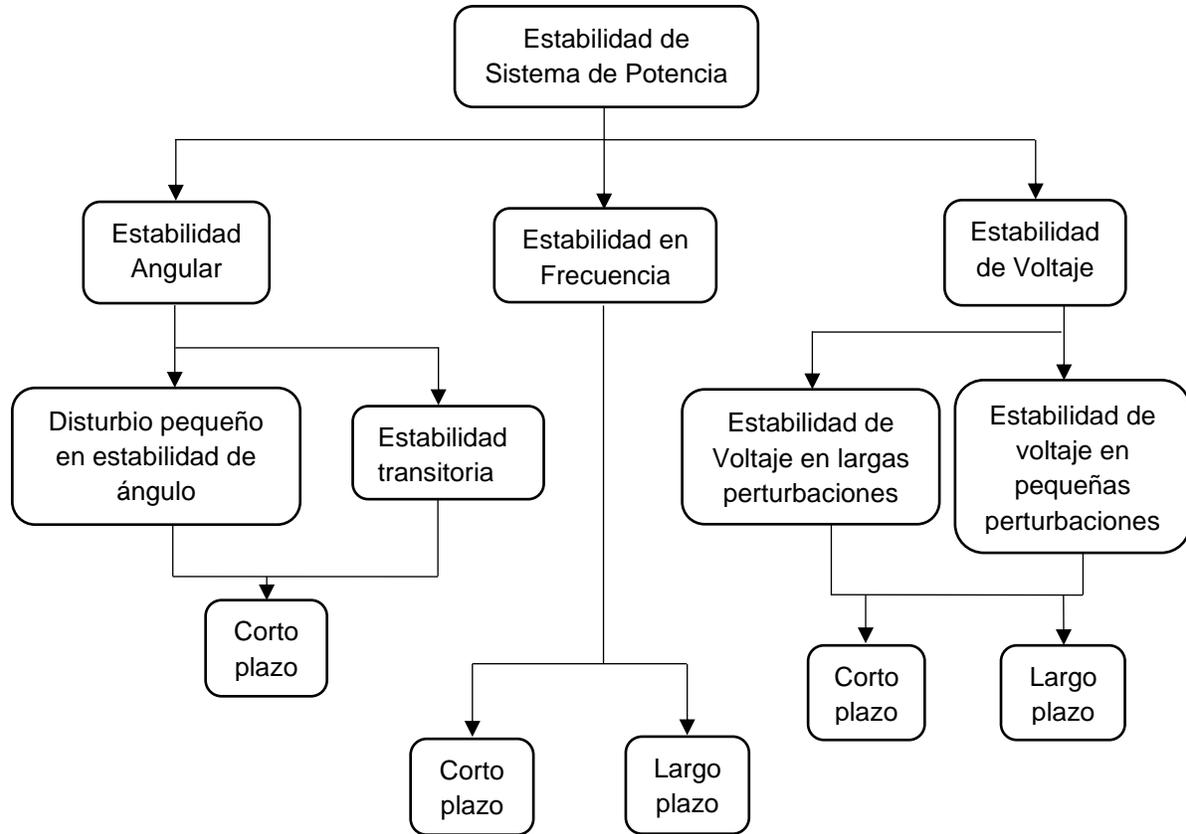


Fig. 3.1 Clasificación de estabilidad de los sistemas de potencia.

3.3 Métodos de solución para estabilidad transitoria

Las ecuaciones a resolver en el análisis de estabilidad transitoria del sistema de potencia son ecuaciones diferenciales ordinarias no lineales con valores iniciales conocidos o los cuales pueden determinarse. Para el cual x es el vector de estado de n variables y t es la variable independiente.

$$\frac{dx}{dt} = f(x, t) \quad (3.1)$$

El método de Euler o de las tangentes es uno de los más sencillos que soluciona problemas que implican un valor inicial. Se puede interpretar la ecuación diferencial (3.1) como un

campo de direcciones en el plano $x - t$ y la condición inicial como un punto (x_0, t_0) , se puede aproximar a la solución mediante la recta tangente Fig. 3.2.

$$\frac{dx}{dt} \Big|_{x=x_0} = f(x_0, t_0) \tag{3.2}$$

$$\Delta x = \frac{dx}{dt} \Big|_{x=x_0} * \Delta t$$

El valor de x en $t = t_1 = t_0 + \Delta t$ por lo tanto.

$$x_1 = x_0 + \Delta x = x_0 + \frac{dx}{dt} \Big|_{x=x_0} * \Delta t$$

El método de Euler utiliza los primeros dos términos de las series de Taylor alrededor del punto inicial (x_0, t_0) .

$$x_1 = x_0 + \Delta t(x'_0) + \frac{\Delta t^2}{2!}(x''_0) + \frac{\Delta t^3}{3!}(x'''_0) + \dots \tag{3.3}$$

Después de determinar $x = x_1$ correspondiente a $t = t_0$ puede tomarse otro incremento (Δt) y determinar el otro punto x_2 .

$$x_2 = x_1 + \frac{dx}{dt} \Big|_{x=x_1} * \Delta t \tag{3.4}$$

Aplicando estos pasos sucesivamente se obtienen los diferentes valores de x que corresponden a los valores de t . Este método solo considera la primera derivada, por lo tanto, se refiere a un método de primer orden que requiere incrementos pequeños para obtener la mayor precisión posible, por lo tanto, esto incrementa el esfuerzo de cómputo para resolverlo.

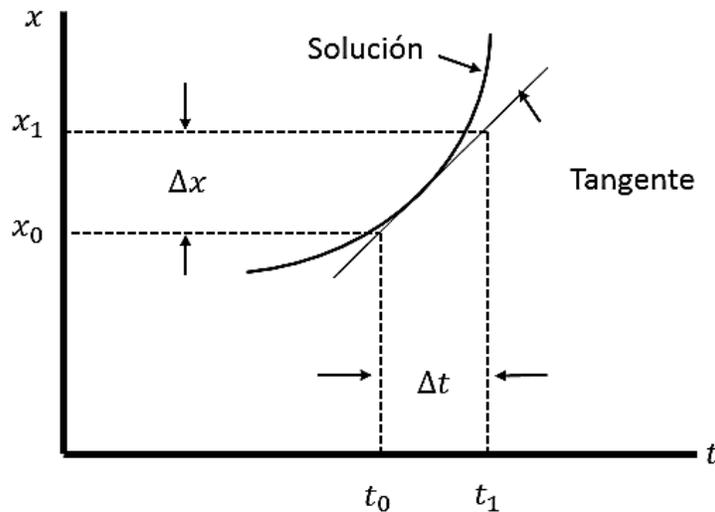


Fig. 3.2 Método de Euler.

El método de Runge - Kutta es similar a la solución de las series de Taylor, pero a diferencia de las series de Taylor, este método no requiere una evaluación explícita de las derivadas de mayor grado que el primero. Dependiendo de la cantidad de términos en la serie de Taylor se tendrá el método de Runge - Kutta de diferente orden.

La fórmula general que da el valor de x para $(n + 1)$, conocido como de 4to. Orden.

$$x_{n+1} = x_n + \frac{1}{6}(k_1 + 2k_2 + 2k_3 + k_4) \quad (3.5)$$

Para la cual

$$\begin{aligned} k_1 &= f(x_n, t_n)\Delta t \\ k_2 &= f\left(x_n + \frac{k_1}{2}, t_n + \frac{\Delta t}{2}\right)\Delta t \\ k_3 &= f\left(x_n + \frac{k_1}{2}, t_n + \frac{\Delta t}{2}\right)\Delta t \\ k_4 &= f(x_n + k_3, t_n + \Delta t)\Delta t \end{aligned}$$

3.4 Dinámica de la máquina síncrona conectada a un bus infinito

La ecuación de la parte mecánica del rotor en por unidad se puede expresar por:

$$M \frac{d^2\delta}{dt^2} + D' \frac{d\delta}{dt} = T_m - T_e \quad (3.6)$$

donde T_m es el par mecánico, T_e es el par eléctrico.

Para el cual $M = \frac{2H}{\omega_B}$, D es el factor de amortiguamiento

$$D = \omega_B D'$$

Para el cual el torque eléctrico (T_e) se encuentra en términos de E'_d y E'_q

$$T_e = E'_d i_d + E'_q i_q + (x'_d - x'_q) i_d i_q \quad (3.7)$$

Se puede expresar la ecuación (3.6) en dos ecuaciones de primer orden

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega_B (S_m - S_{m0}) \quad (3.8)$$

$$2H \frac{dS_m}{dt} = -D(S_m - S_{m0}) + T_m - T_e \quad (3.9)$$

donde S_m se define como

$$S_m = \frac{\omega - \omega_B}{\omega_B} \quad (3.10)$$

Tomando en cuenta que $\frac{d\delta}{dt}$ se define como

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_B \quad (3.11)$$

Normalmente la velocidad de operación se considera como la velocidad nominal, $S_{m0} = 0$. Para ejemplificar el modelo de un SEP se va a analizar un sistema eléctrico que tiene las siguientes características. Una máquina síncrona conectada a un bus infinito a través de un transformador y un doble circuito, el voltaje del bus infinito es $V = 1.0 pu$, la reactancia transitoria del eje directo es de $0.20 pu$, la reactancia del transformador es de $0.10 pu$, la reactancia de cada una de las líneas de transmisión es de $0.40 pu$. Inicialmente la máquina está entregando potencia de $0.8 pu$ con una tensión de terminal de $1.05 pu$ y una constante de inercia $H = 5 MJ/MVA$. Se quiere estudiar que sucede cuando presenta una falla en el extremo del nodo 4 en la línea de transmisión. Calcular el ángulo δ en función del tiempo para el sistema suponiendo que la falla se libera en nueve ciclos ($0.15 s$).

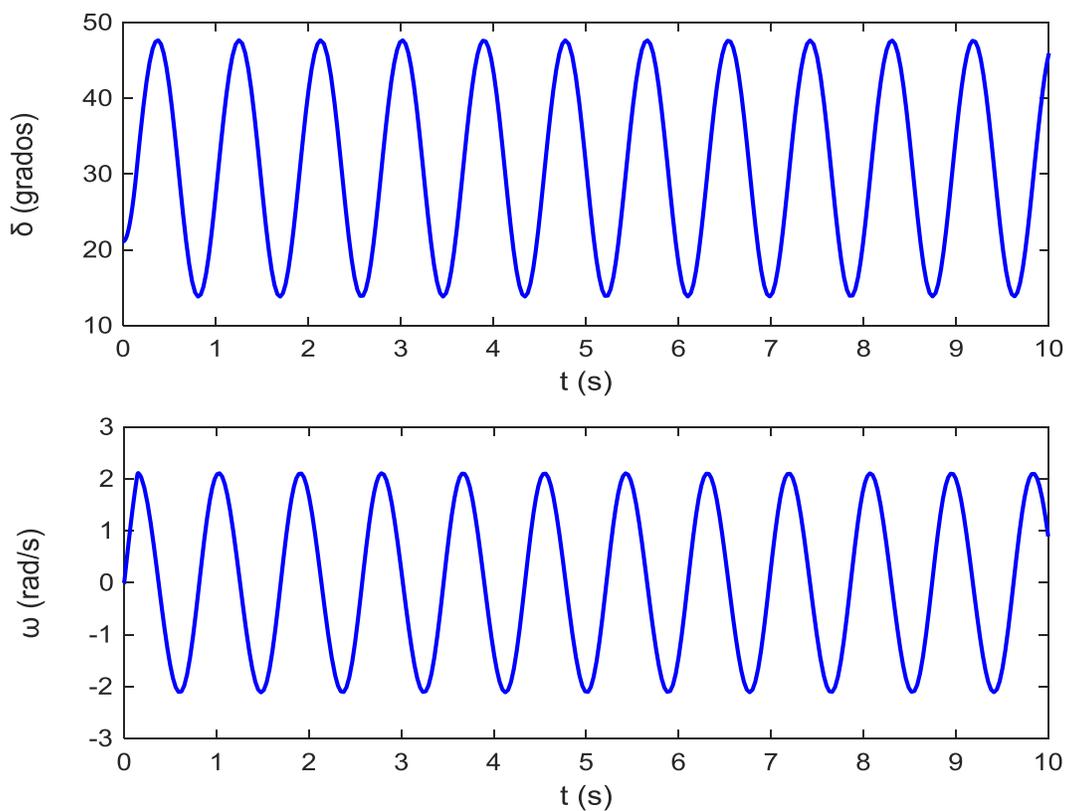


Fig. 3.3 Respuesta en el tiempo δ, ω .

Con ayuda de métodos numéricos se puede obtener la solución para el sistema que presenta una falla, la solución se muestra en la Fig. 3.3, encontrando un pico en ángulo de 48° en $t = 0.38 s$ y, el ángulo mínimo de 13° en $t = 0.82 s$.

Si se representa la dinámica del voltaje interno en eje d, q , se tiene

$$\frac{dE'_q}{dt} = \frac{1}{T'_{d0}} [-E'_q + (x_d - x'_q)i_d + E_{fd}] \quad (3.12)$$

$$\frac{dE'_d}{dt} = \frac{1}{T'_{q0}} [-E'_d - (x_q - x'_d)i_q] \quad (3.13)$$

3.5 Cálculo de condiciones iniciales para un sistema máquina bus infinito

Las ecuaciones planteadas en el apartado anterior son no lineales, las cuales para ser resueltas deben emplearse métodos numéricos, al resolver dichas ecuaciones el sistema se supone en estado estable hasta el tiempo $t = 0 s$, y ocurre una perturbación en dicho momento o posterior a él. Para estas condiciones es necesario calcular las condiciones iniciales en $t = 0$, basado en la operación del sistema conforme al estudio de flujos de potencia. A partir de este estudio se obtiene el valor de la potencia real y activa, así como también la magnitud del voltaje y el ángulo en terminales del generador. En estado estable las derivadas de todas las variables de estado son igual a cero a partir de esta condición se obtiene:

$$E'_{q0} = E_{fd0} + (x_d - x'_d)i_{d0} \quad (3.14)$$

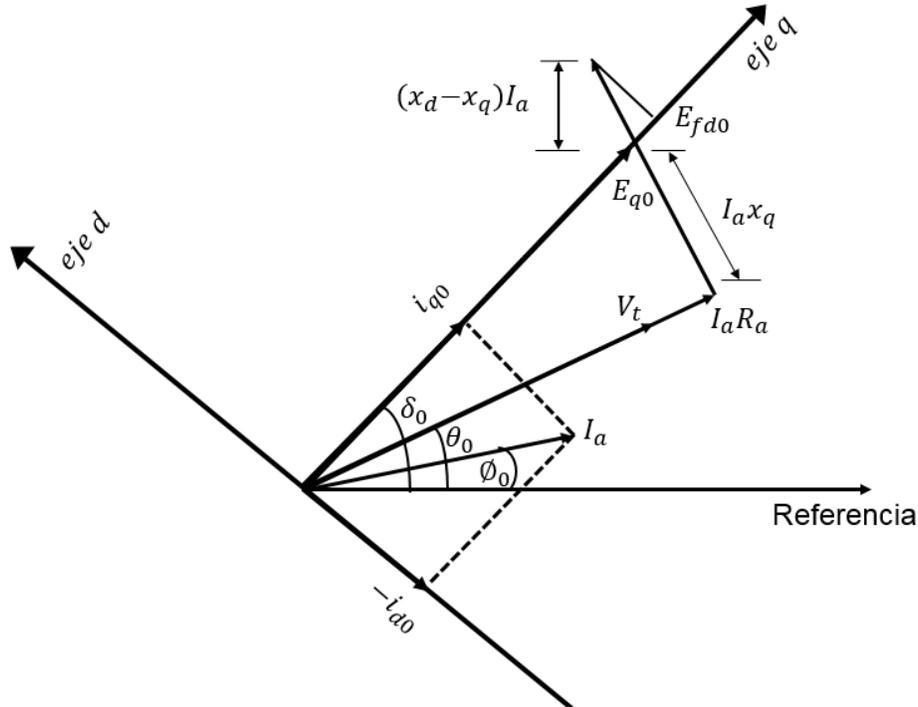
$$E'_{d0} = E_{fd0} - (x_q - x'_q)i_{q0} \quad (3.15)$$

$$T_{m0} = T_{e0} = E'_{q0}i_{q0} + E'_{d0}i_{d0} + (x'_d - x'_q) \quad (3.16)$$

Obteniendo de la siguiente ecuación el diagrama fasorial Fig. 3.4.

$$E_q \angle \delta = \hat{V}_t + (R_a + jx_q)\hat{I}_a \quad (3.17)$$

$$E_{fd0} = E_{q0} - (x_d - x_q)i_{d0} \quad (3.18)$$


Fig. 3.4 Diagrama fasorial

De la Fig. 3.4 se pueden obtener:

$$\hat{I}_{a0} = I_{a0} \angle \phi_0 = \frac{P_t - jQ_t}{V_{t0} \angle -\theta_0} \quad (3.19)$$

$$E_{q0} \angle \delta_0 = V_{t0} \angle \theta_0 + (R_a + jx_q) I_{a0} \angle \phi_0 \quad (3.20)$$

$$i_{d0} = -I_{a0} \sin(\delta_0 - \phi_0) \quad (3.21)$$

$$i_{q0} = I_{a0} \cos(\delta_0 - \phi_0) \quad (3.22)$$

$$v_{d0} = -V_{t0} \sin(\delta_0 - \theta_0) \quad (3.23)$$

$$v_{q0} = V_{t0} \cos(\delta_0 - \theta_0) \quad (3.24)$$

3.6 Sistema de potencia 1

Para el siguiente caso se tiene un diagrama que se muestra en la Fig. 3.5, donde el interruptor se encuentra cerrado para $t = 0$. Cuando el interruptor se encuentra abierto se tiene una impedancia total $x_e = 0.192$, y al cerrarse el interruptor cambia su impedancia a $x_e = 0.055$. Los datos de generador son los siguientes: $x_d = 1.93, x_q = 1.77, x'_d = 0.23, x'_q = 0.50, T'_{d0} = 5.2 \text{ s}, T'_{q0} = 0.81 \text{ s}, H = 3.74$ se asume $E_b = 1.0, P_t = 0.9, Q_t = 0.6$

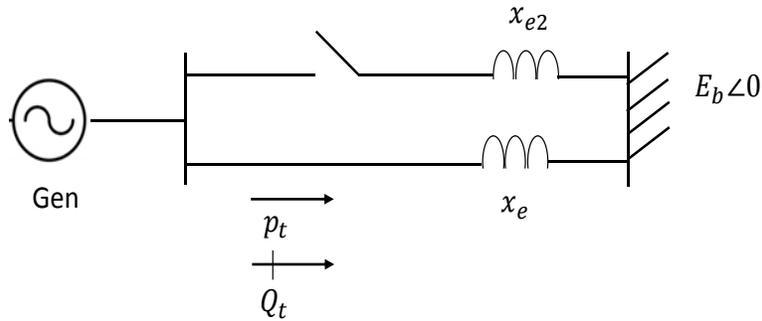


Fig. 3.5 Diagrama del sistema

Al cerrarse el interruptor se presenta una perturbación a causa del cambio la impedancia en el sistema, lo que lleva al sistema a oscilar y cambiar los valores de las variables de interés, el sistema presentado no cuenta con un control auxiliar para amortiguar las oscilaciones. Las Fig.3.6 a 3.9 muestran la evolución de las variables de interés del sistema. En la Fig. 3.6 se muestra el ángulo delta, se puede apreciar que posterior a la perturbación siguen existiendo oscilaciones de baja frecuencia, lo que es una consecuencia de que el sistema no tiene amortiguamiento adicional, 6 s después de presentada la perturbación el sistema llego a un nuevo estado estable, teniendo un comportamiento similar en las componentes del eje directo y cuadratura las cuales se presentan en las Fig. 3.7 y Fig. 3.8 respectivamente. En la Fig. 3.9 se observa el cambio en el voltaje en terminales del generador, en ella se puede apreciar una caída de voltaje sin oscilaciones tan pronunciadas en comparación de las figuras anteriores.

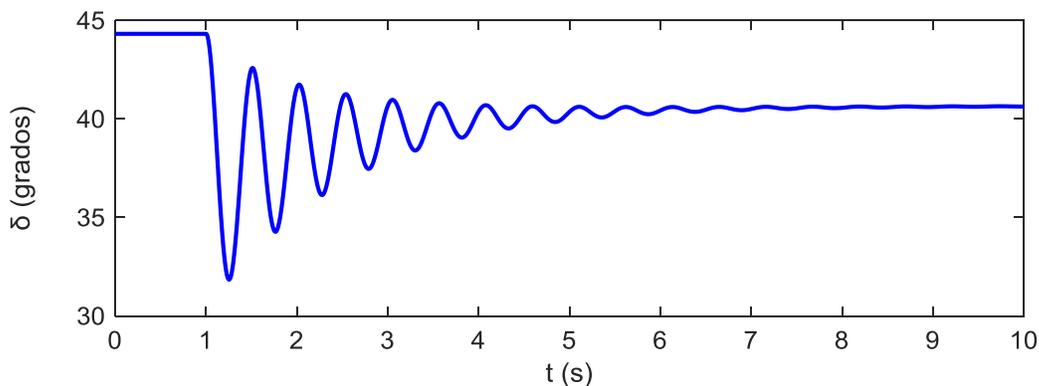


Fig. 3.6 Evolución del ángulo, δ .

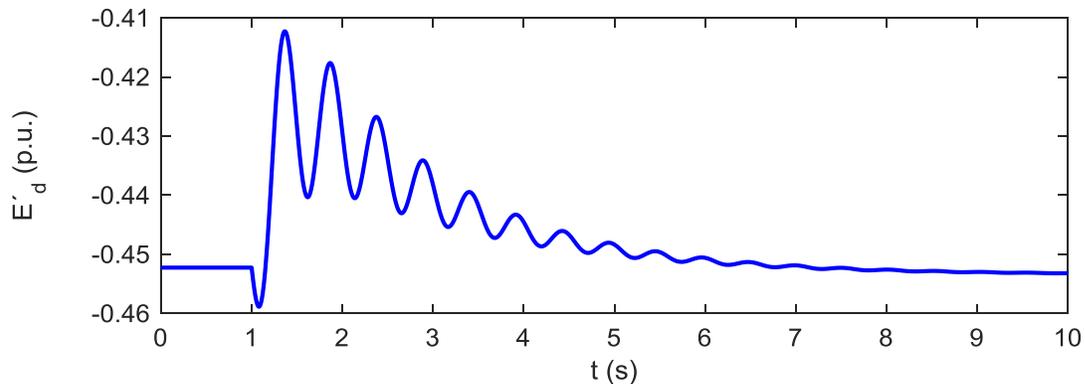


Fig. 3.7 Evolución de E'_d .

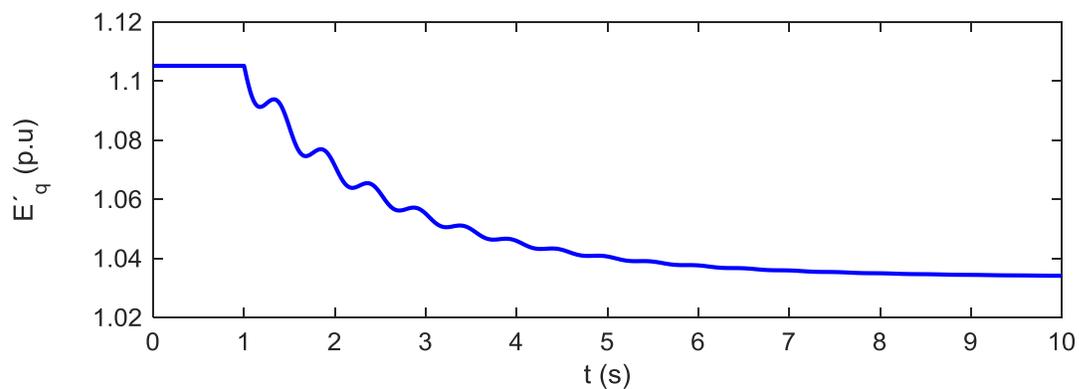


Fig. 3.8 Evolución de E'_q .

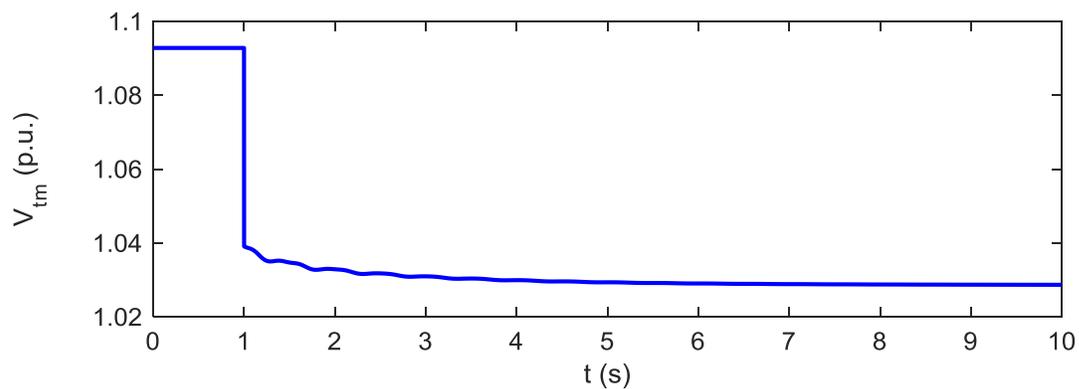


Fig. 3.9 Voltaje en terminales del generador

3.7 Conclusiones

Un sistema eléctrico de potencia es dinámico debido a que sus variables de interés pueden cambiar en el tiempo. Las variaciones son consideradas como un cambio de condición de estado estable, durante este cambio se puede llegar a tener una pérdida de sincronismo en los generadores del sistema, o un incremento en las oscilaciones del sistema, las cuales ocurren cuando existió un disturbio que no se pudo controlar y lleva al sistema a un estado de inestabilidad. En este capítulo se realizó la simulación del comportamiento de un generador síncrono conectado a un bus infinito en presencia de una perturbación, en el cual se puede observar que las perturbaciones generadas por el cambio en el sistema son amortiguadas, pero con un tiempo muy amplio debido a que no tiene amortiguamiento adicional, regresando a una nueva condición de estado estable sin perder la estabilidad. El modelo del sistema utilizado se puede extender al estudio de estabilidad transitoria de un sistema de potencia con múltiples generadores.

3.8 Referencias

- [1]. Prabha Kundur “Power System Stability and Control”. McGraw-Hill, Inc,1994
- [2]. T. Van Cutsem and C. Vournas, Voltage Stability of Electric Power Systems. Norwell, MA: Kluwer, 1998.
- [3]. K. R. Padiyar, “Power System Dynamics – Stability and Control”,BS Publications, 2008, second edition.
- [4]. Gómez Antonio, J. Conejo Antonio, Cañizares Claudio, “Electric Energy Systems Analysis and Operation”, Edit. CRC Press, 2008.
- [5]. Prabha Kundur, Parsebal John, Ajarapu Venkat, Anderson Göran, Bose Anjan, Cañizares Claudio, Hatziargyriou Nikos, Hill David, Stankovic Alex, Taylor Carson, Van Cutsen Thierry, Vittal Vijay, “Definition and Classification of power System Stability”, in IEEE Trans. On Power Systems, 2004, vol.19, No 3, p. 1387 – 1401.
- [6]. Dobson, Ian & Van Cutsem, Thierry & Vournas, Costas & Demarco, C.L. & Venkatasubramanian, M & Overbye, T & Canizares, CA. “Voltage Stability Assessment: Concepts, Practices and Tools”. IEEE Power Engineering Society, Power System Stability Subcommittee Special Publication, 2002, p. 21-22.

Capítulo 4

Sistemas Eólicos

4.1 Introducción

Anivel mundial la capacidad instalada de energía eólica aumento 40 GW durante el año 2011 un crecimiento mayor en un 20% respecto a lo registrado en 2010, por lo menos 11 países de la región de África y Medio Oriente registraron una actividad dinámica, instalando parques eólicos comerciales, con una capacidad de 213 MW, sumando una capacidad total de 1 065 MW [1]. En lo que respecta a la capacidad de generación eólica para el servicio público en México, la CFE tuvo en operación a finales de 2011, las centrales de La Venta en Oaxaca (84.7 MW), Guerrero Negro en Baja California Sur (0.6 MW) y el generador de la COP 16 (1.5 MW), lo que suma una capacidad total de generación de 86.8 MW [2]. En 2012 entraron en operación 3 plantas en la modalidad de productor independiente de energía, ubicadas en el estado de Oaxaca [1]. A su vez, 17 plantas con 2,281 MW de capacidad, ubicadas en los estados de Baja California, Nuevo León, Oaxaca, San Luis Potosí, Tamaulipas y Veracruz, se encuentran en construcción o por iniciar obras [1].

En México, se llevan a cabo estudios para estimar el potencial eólico nacional. Estos estudios se basan en el supuesto de que sólo el 10% del área total con potencial es aprovechable para la instalación de parques eólicos. Esto debido a factores orográficos, ambientales, sociales y de factibilidad técnica y económica. Como resultado, el potencial energético del recurso eólico estimado en el país es del orden de 71 mil MW.

Para factores de planta mayores que 30%, se estima un potencial de 11 000 MW y con más de 35% de factor de planta se estima en 5 235 MW. Por otra parte, se han realizado estudios específicos en algunas regiones con potenciales significativos, entre las que destacan, el Istmo de Tehuantepec, las penínsulas de Yucatán y Baja California, y la parte norte del Golfo de México; tan sólo para Oaxaca, los estudios del National Renewable Energy Laboratory de Estados Unidos y diversas instituciones mexicanas, han estimado un potencial superior a los 40 000 MW [2].

De acuerdo con el estudio elaborado por la consultora Price Waterhouse Coopers para la Asociación Mexicana de Energía Eólica, se partió de la base de un potencial eólico nacional de 50 000 MW para factores de planta de al menos 20%, a partir de la información y tecnologías vigentes. Además, se consensuó que existe un potencial competitivo de 12 000 MW eólicos que pudieran ser desarrollados en el país hacia el 2020 dados los escenarios de precios de gas natural vigentes. A partir de este potencial competitivo, se cuantificó que se podría tener un impacto estimado en el producto interno bruto de 167 miles de millones de pesos, así como impactos por otros 31 mil millones de pesos asociados con la renta de terrenos y desarrollo de infraestructura de transmisión.

4.2 Tipos y componentes básicos del aerogenerador

Los principales componentes de los aerogeneradores son la góndola que consiste en una carcasa que protege el mecanismo interno, las palas del rotor las cuales pueden tener hasta 20 metros de longitud, además de un mástil que sostiene el generador. Posteriormente en la parte interna de la góndola se encuentran una pieza llamada buje la cual está encargada de unir las palas con un eje de baja velocidad, que a su vez está conectado a una caja multiplicadora. Esto permite que, aunque la velocidad de las palas sea baja al llegar a la caja multiplicadora la velocidad aumente significativamente Fig. 4.1.

Debido a los altos costos de operación como también de instalación de los sistemas eólicos, el estudio de los diferentes tipos de funcionamiento de los generadores eólicos se vuelve crítico, para determinar cuáles son aquellos que tienen la mayor eficiencia. La etapa de estudio no solo considera las características de la máquina, sino también el sistema de control mecánico. Actualmente existen diferentes topologías para los aerogeneradores, la principal diferencia entre ellos es la conexión a la red de sistema eléctrico en las cuales podemos tener de velocidad fija, velocidad variable, y convertidor de potencia nominal.

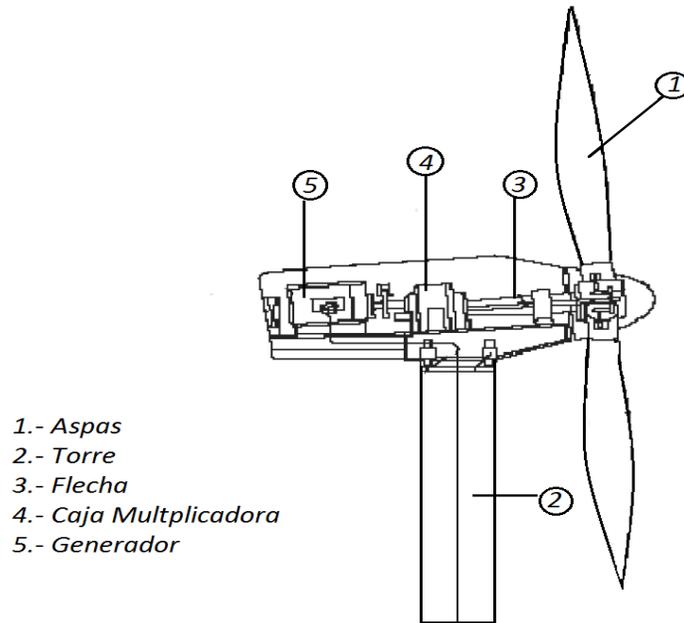


Fig. 4.1 Esquema de aerogenerador.

Los aerogeneradores a velocidad fija fueron unos de los primeros sistemas instalados a nivel mundial. Los generadores de inducción pueden ser de rotor jaula de ardilla, el cual se conecta el estator a la red. El generador de inducción con rotor jaula de ardilla y arrancador se usaba en la década de los 80's, en este sistema el rotor de la turbina se encuentra acoplado al eje del generador mediante una caja con relación de engranajes fija. Esta configuración en cualquiera de sus puntos de operación debe de funcionar a velocidad constante, la principal desventaja de dicha tipología es debido a su tiempo de respuesta, teniendo como consecuencia una muy rápida y elevada variación de potencia a cada descarga de viento. El rango de velocidad de viento en el cual se está generando a plena carga es pequeño, debido a esto el sistema resulta muy poco eficiente.

Las turbinas de velocidad variable se han propuesto con diferentes generadores, el generador asíncrono de jaula de ardilla, generador asíncrono de rotor devanado, generador síncrono de rotor devanado y generadores síncronos de imanes permanentes, Tabla 4.1 [3]. El generador asíncrono de rotor devanado presenta la ventaja de que su convertidor electrónico se dimensiona para una fracción de la potencia asignada, esto debido a que la mayor parte de potencia se entrega por el estator el cual está conectado directamente a la red, en contraposición el generador asíncrono de jaula de ardilla el convertidor electrónico que emplea tiene que cubrir toda la potencia asignada por la máquina. En la actualidad las turbinas eólicas de velocidad variable incorporan ya sea generadores asíncronos de rotor devanado o generadores síncronos. A diferencia del asíncrono permite un mayor rango de velocidades de giro de la máquina.

Tabla 4.1 Configuraciones de turbinas eólicas

Tipo de generador	Caja de engranajes – Multipolo	Convertidor de potencia
Generador de inducción jaula de ardilla	Caja de engranaje	Arrancador, compensación
Generador de inducción rotor jaula de ardilla	Caja de engranaje	Convertidor de frecuencia
Generador de inducción rotor bobinado	Caja de engranajes	Componentes pasivos
Generador de inducción rotor bobinado	Caja de engranajes	Convertidor de frecuencia
Generador de imanes permanentes	Multipolo	Convertidor de frecuencia
Generador síncrono	Caja de engranajes	Rectificador
Generador síncrono	Caja de engranajes	Convertidor de frecuencia, rectificador
Generador síncrono	Multipolo	Rectificador, convertidor de frecuencia

4.3 Modelo de 1 y 2 masas

Los modelos clásicos o habituales de parámetros concentrados de las turbinas eólicas resultan insuficientes para poder describir los complejos fenómenos transitorios que se producen en las estructuras tridimensionales de la generación actual de turbinas eólicas. En la literatura es bastante común encontrar trabajos en los que se pone de manifiesto la influencia de la elasticidad y flexibilidad de las palas y otros elementos mecánicos, como pueden ser los ejes, en la estabilidad transitoria de los sistemas de generación eólicos. Para describir adecuadamente esa dinámica es preciso acudir a modelos más detallados. Una posibilidad es sustituir el modelo de parámetros concentrado clásico por una serie de submodelos o modelos parciales acoplados entre sí. Este enfoque permite descomponer la turbina eólica, un complejo objeto tridimensional, en sus principales componentes estructurales y representar cada uno de ellos mediante un submodelo o modelo parcial con parámetros concentrados [4].

El modelo de una sola masa es una concentración de todos los componentes mecánicos contenidos en el aerogenerador, la ecuación diferencial de movimiento queda expresada como:

$$2H \frac{d\omega_M}{dt} = -T_w - D\omega_M + T_e \quad (4.1)$$

Donde H es la constante de inercia, el cual contiene palas, buje, generador y caja multiplicadora, ω_M es la velocidad de giro de la turbina, y D es el coeficiente de amortiguamiento en el conjunto rotativo Fig. 4.3. Se denota que los conectores que unen a las distintas masas no se consideran. Debido a que en este modelo el sistema actúa como un sólido rígido sin flexión ni torsiones, el coeficiente de amortiguamiento y la inercia del modelo vienen dados por la sumatoria de todas las partes de conexión en la máquina y así reducirlo.

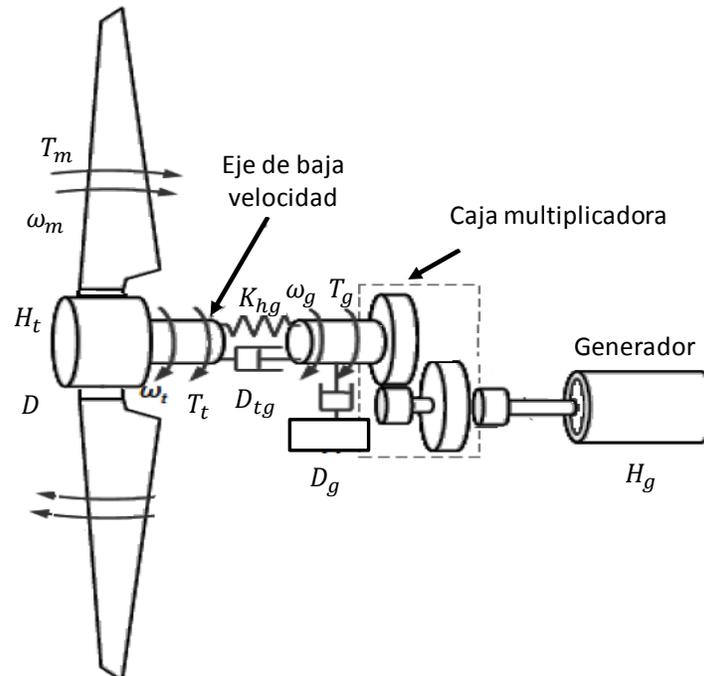


Fig. 4.2 Modelo de una sola masa

El modelo de dos masas permite comparar la dinámica de la interacción entre la turbina y el sistema eléctrico, en la bibliografía es el modelo más utilizado debido a que presenta un buen comportamiento y gran parecido al modelo de tres masas. Este modelo representa las palas y el buje como un sistema rígido, aplicando así un modelo de parámetros concentrados para todo el sistema mecánico que se une al eje, la segunda masa para este modelo es la del generador. Las ecuaciones diferenciales del movimiento de este modelo de dos masas son:

$$2H_t \frac{d\omega_t}{dt} = -T_w - D_t \omega_t + (K_{tg} \theta_{tg} + D_{tg} (\omega_t - \omega_g)) \quad (4.2)$$

$$2H_g \frac{d\omega_g}{dt} = - (K_{tg} \theta_{tg} + D_{tg} (\omega_t - \omega_g)) - D_g \omega_g + T_e \quad (4.3)$$

$$\frac{d\theta_{tg}}{dt} = \omega_s (\omega_t - \omega_g) \quad (4.4)$$

Para las cuales ω_t es la velocidad de la turbina, $\theta_{t,g}$ es el ángulo que existe entre la turbina y el rotor del generador, el término $(K_{tg}\theta_{tg} + D_{tg}(\omega_t - \omega_g))$ es el par que es transmitido por la turbina al generador [6].

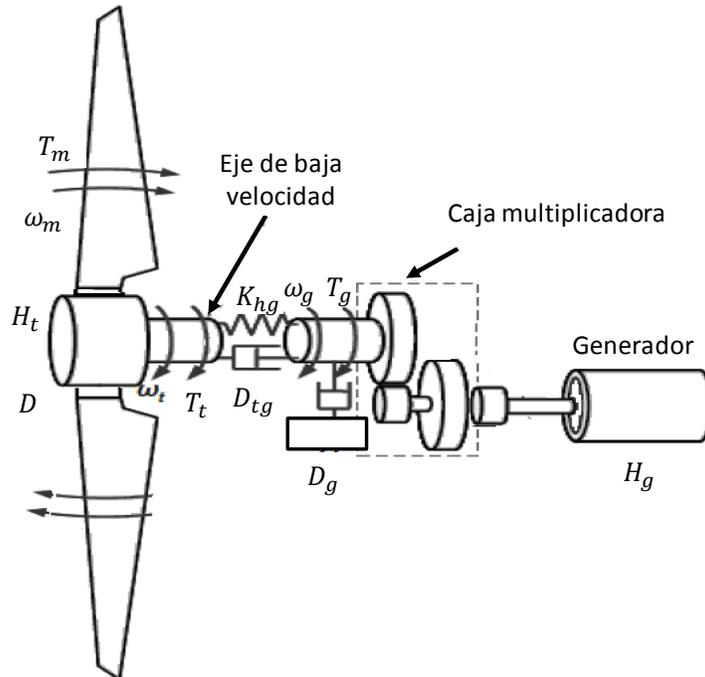


Fig.4.3 Modelo de dos masas

4.4 Configuración del DFIG

La configuración de un DFIG se compone principalmente por una turbina eólica, una máquina de inducción, convertidores de potencia y un transformador de acoplamiento a la red, Fig. 4.4. Es esencial un generador de inducción de rotor devanado en el que el circuito del rotor se pueda controlar por dispositivos externos para lograr su operación a velocidades de viento variable. El estator del generador está conectado a la red mediante un transformador, mientras que la conexión del rotor a la red se realiza a través de un convertidor de frecuencia bidireccional (formado por dos convertidores electrónicos CA/CD reversibles) y un transformador. El convertidor del lado de la red trabaja simplemente a la frecuencia de la red, su control vectorial permite de manera independiente absorber o inyectar potencia activa a través del rotor de la máquina y se puede controlar la potencia reactiva intercambiada entre la máquina y la red. El convertidor del lado rotor trabaja a frecuencia variable dependiendo del punto de operación, regula la tensión aplicada al rotor, lo que permite al control vectorial regular el par electromecánico y el factor de potencia del generador con rango de velocidades de viento. El rango de velocidades permitidas típicamente por una turbina depende de las dimensiones del convertidor y se encuentra

entre $\pm 10\%$ a $\pm 25\%$ de la velocidad de sincronismo. El generador está diseñado para trabajar tanto en deslizamiento positivo como en negativo con la finalidad de controlar la energía que es inyectada a la red. Por lo tanto, el convertidor electrónico en el lado del rotor debe operar con flujos de potencia en ambos sentidos, razón por la cual en estas configuraciones se usa un convertidor bidireccional [6].

El modelo dinámico se utiliza para obtener el comportamiento transitorio y del estado estacionario. El análisis del comportamiento dinámico del motor de inducción se describe de las ecuaciones del motor.

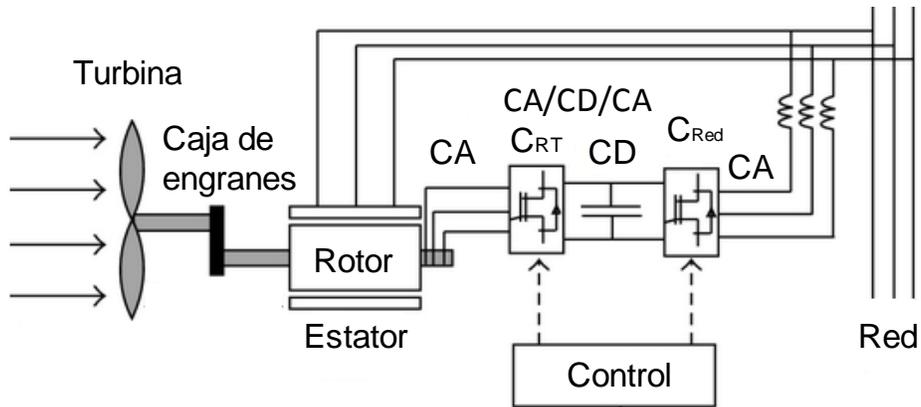


Fig. 4.4 Configuración de DFIG

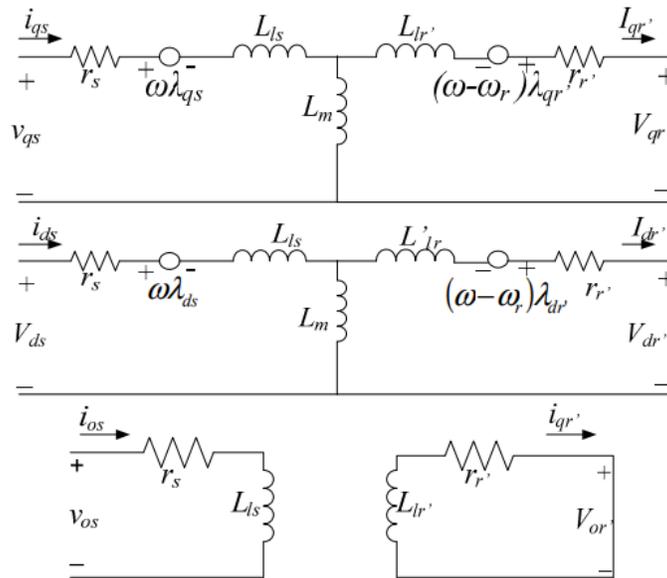


Fig.4.5 Diagrama de circuito equivalente en $dq0$.

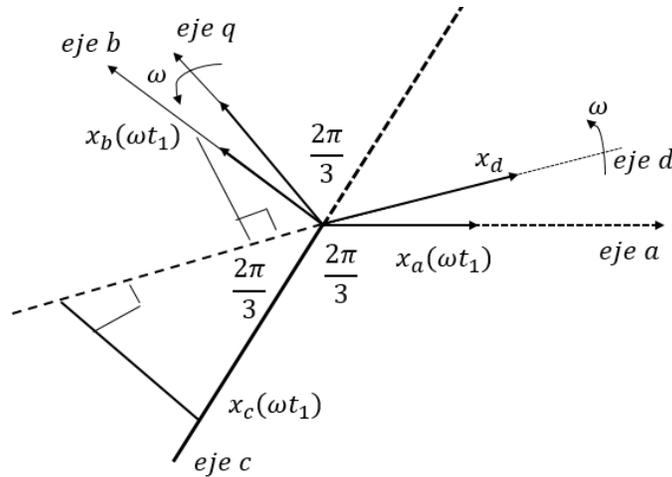


Fig. 4.6 transformación de *abc* a *dq0*

Por lo tanto, las ecuaciones de voltaje del estator y el rotor en el eje *dq* considerando el circuito equivalente de la Fig. 4.5 son:

$$V_{qs} = r_s i_{qs} + \frac{d}{dt} \lambda_{qs} + \omega_e \lambda_{ds} \quad (4.12)$$

$$V_{ds} = r_s i_{ds} + \frac{d}{dt} \lambda_{ds} - \omega_e \lambda_{qs} \quad (4.13)$$

$$V_{qr} = r_r i_{qr} + \frac{d}{dt} \lambda_{qr} + (\omega_e - \omega_r) \lambda_{dr} \quad (4.14)$$

$$V_{dr} = r_r i_{dr} + \frac{d}{dt} \lambda_{dr} - (\omega_e - \omega_r) \lambda_{qr} \quad (4.15)$$

Por lo tanto, el par y la velocidad se pueden determinar de la siguiente manera:

$$T_e = \frac{3}{2} \left(\frac{P}{2} \right) (\lambda_{qr} i_{dr} - \lambda_{dr} i_{qr}) \quad (4.16)$$

$$J \dot{\omega} = T_m - T_e \quad (4.17)$$

P es el número de polos, *J* el momento de inercia. El principal objetivo de control del convertidor del lado de la red es mantener en el valor de referencia al voltaje en el enlace de CD, así como también garantizar su operación con un factor de potencia unitario. Para obtener el control independiente de los flujos de potencia activa y reactiva que fluyen entre la red y el convertidor se utiliza un control vectorial en un marco de referencia orientado a

lo largo de la posición del vector de voltaje del estator. En la Tabla 4.2 se aprecian algunas características importantes del DFIG.

Tabla 4.2 Principales ventajas y desventajas DFIG.

Ventajas	Desventajas
Es posible la regulación de la velocidad para obtener la energía óptima (30% ángulo de sincronismo)	Requiere mantenimiento de la caja de engranes
La electrónica de potencia está diseñada al 30% de la potencia nominal	El control de comandos es en sistema complejo
La potencia reactiva para la magnetización de la máquina es proporcionada por el convertidor de energía	Desgaste de las escobillas y los anillos
Utiliza máquina asíncrona estándar	
La conexión a la red es sencilla	

4.5 Controladores basados en electrónica de potencia

Las turbinas eólicas de velocidad variable necesitan un dispositivo de electrónica de potencia que sea capaz de ajustar la frecuencia y voltaje del generador con la red. Es importante el uso de este tipo de dispositivos debido a sus fuertes características como el control de frecuencia, con lo cual estos dispositivos hacen posible la operación de la velocidad variable en las turbinas teniendo beneficios como una operación óptima de energía, con esto las variaciones de velocidad en el viento son controlados por cambios en la velocidad del rotor. En la caja de velocidades se ve reducida la carga, estas características de implementación que proporcionan los dispositivos de potencia dan a los parques eólicos la posibilidad de que se conviertan en elementos atractivos en los sistemas eléctricos de potencia [9]. Con esta aplicación en los parques eólicos se puede llevar a cabo el control de flujo de la potencia activa, así como también de la potencia reactiva, teniendo con esto la posibilidad de poder apoyar a la estabilidad del sistema al que está conectado. La Tabla 4.3 [10] presenta algunas características.

Tabla 4.3 Ventaja y desventajas del uso de electrónica de potencia en sistemas de turbinas eólicas.

	Ventajas	Desventajas
Control de frecuencia	<ul style="list-style-type: none"> • Operación óptima • Control de carga • Reduce el ruido 	<ul style="list-style-type: none"> • Costo extra • Pérdidas adicionales
Características de la planta de energía	<ul style="list-style-type: none"> • Control de potencia activa y reactiva • Fuente de energía reactiva local • Mejora estabilidad de la red • Mejora la calidad de la energía 	<ul style="list-style-type: none"> • Armónicos altos

La desventaja de aplicar estos dispositivos de potencia es la generación de muchas armónicas en dirección a la red, también la pérdida por conmutación del dispositivo y el aumento en los costos por su aplicación como equipo adicional. Dentro de los dispositivos de potencia se encuentran los rectificadores, inversores convertidores y arrancadores. Los principales componentes de los convertidores son los tiristores, transistores, interruptores y diodos, en el cual es posible que un tiristor y transistor conmutable pueden usar libremente las compuertas para lograr la interrupción de la corriente, en los diodos la corriente solamente se conduce en una sola dirección y bloquea el flujo de corriente en la dirección opuesta. Las turbinas de velocidad variable pueden usar diferentes tipos de convertidores, los tipos de interruptores más comunes, utilizados en el convertidor conmutado por la red son los tiristores, son baratos y confiables, pero consumen potencia reactiva y producen corrientes armónicas que son difíciles de filtrar. Los interruptores más comúnmente utilizados en convertidores auto-conmutados son los GTO's, con lo que los armónicos pueden ser filtrados más fácilmente y por lo tanto puede ser mejorada la calidad de la energía hacia la red. En la actualidad, los transistores IGBT son los más utilizados, el rango de frecuencia de conmutación de los IGBT's se encuentra entre 2-20 kHz en contraposición con los convertidores basados en GTO's que solo tienen una frecuencia de muestreo no mayor a 1 kHz [11], Tabla 4.4 [9].

En la Fig. 4.8 se muestran las referencias para el convertidor lado de la red Q_g^* , v_{cd}^* e i_{gd}^* , donde los dos primeros los define el operador, y el último se calcula. Las mediciones de la red son la tensión v_g y la corriente i_g . Para determinar la componente i_{gd}^* se utiliza la diferencia de voltajes del bus de CD v_{cd} respecto a la referencia v_{cd}^* , empleando un control PI. La regulación de corriente se lleva a cabo al ingresar i_{gd}^* y Q_g^* al controlador, que se encarga de mantener el voltaje en el bus de CD en el valor de referencia deseado y controlar el flujo de potencia reactiva. Posteriormente, se determina la señal moduladora para el esquema PWM encargado de generar los disparos de los interruptores.

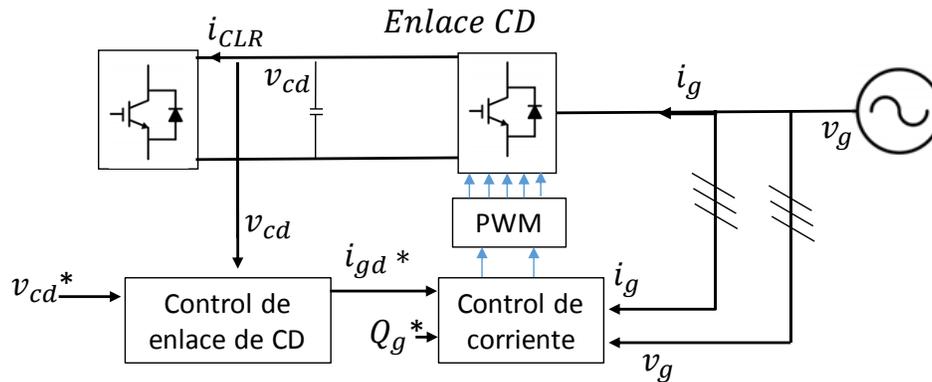


Fig. 4.8. Estructura de control lado red

El convertidor lado rotor provee la excitación de la máquina de inducción, con la cual es posible controlar la fase, amplitud y la frecuencia de las corrientes del rotor y el factor de potencia en el estator. La máquina de inducción se controla en el marco de referencia dq , dentro de este marco de referencia es posible un desacoplo de control entre el torque eléctrico y las corrientes de excitación del rotor, con lo cual la potencia activa y reactiva se controlan de manera independiente [11]. Al controlar la frecuencia de la corriente, la velocidad del rotor varía mientras que la frecuencia del estator permanece constante, esto permite que la generación eólica opere a velocidad variable. En la Fig. 4.9 se muestra el voltaje v_s el cuál es el voltaje en el estator impuesto por la red, así como la corriente i_s . La corriente de referencia del rotor en el eje d se obtiene de un control PI de la diferencia de la velocidad del aerogenerador ω_r y la velocidad de referencia ω_r^* . La referencia de corriente i_{rq}^* que regula la potencia reactiva requerida por el generador, se obtiene al comparar la potencia requerida Q_s^* y la potencia medida Q_s , donde el error entra a un control PI, si la potencia reactiva que demanda la máquina Q_s^* es suministrada por el estator, el valor de referencia de la corriente en eje q es cero [12]. El sistema de control de corriente además requiere las mediciones de corriente en el rotor i_r , así como también la corriente i_s , el voltaje en el estator v_s y ω_r .

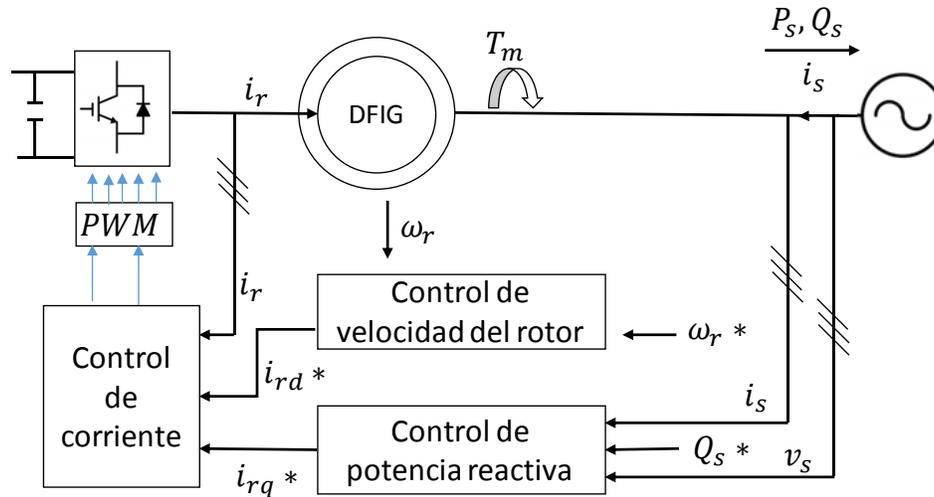


Fig. 4.9. Estructura de control lado rotor

4.6 Caso 1 falla monofásica

Para el siguiente caso de estudio se implementa un parque eólico de 18 MW el cual está conformado por 6 generadores DFIG de 3 MW cada uno, conectados a un transformador de 25 kV llegando a un bus infinito a través de una línea de 30 km como se muestra en la Fig. 4.10. se aplica una falla monofásica a la fase “a” de las terminales del transformador en alta tensión en $t = 0.1$ s con una duración de 5 ciclos. Se toma como condición inicial una velocidad de viento constante de 8 m/s. El generador DFIG permite obtener la máxima energía a velocidades bajas de viento optimizando la velocidad de la turbina.

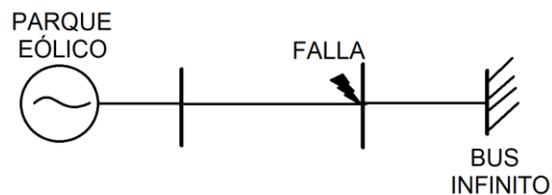


Fig. 4.10 Parque eólico conectado a un bus infinito aplicando una falla monofásica

Se analiza la respuesta dinámica en un periodo de 10 s de simulación, cuando se presenta una falla monofásica a tierra en $t = 0.1$ s con una duración de 0.083 s antes de que se libere. En la Fig. 4.11 se muestra inicialmente el sistema en estado estable hasta el punto donde se presenta la falla, provocando la caída de tensión a un valor de 0.82 pu, por lo tanto, la máquina comienza a acelerarse aumentando la corriente entregando un valor de 1.47 pu,

después de liberada la falla, tanto el voltaje y la corriente recuperan la estabilidad de una forma rápida y suave en $t = 0.5 s$.

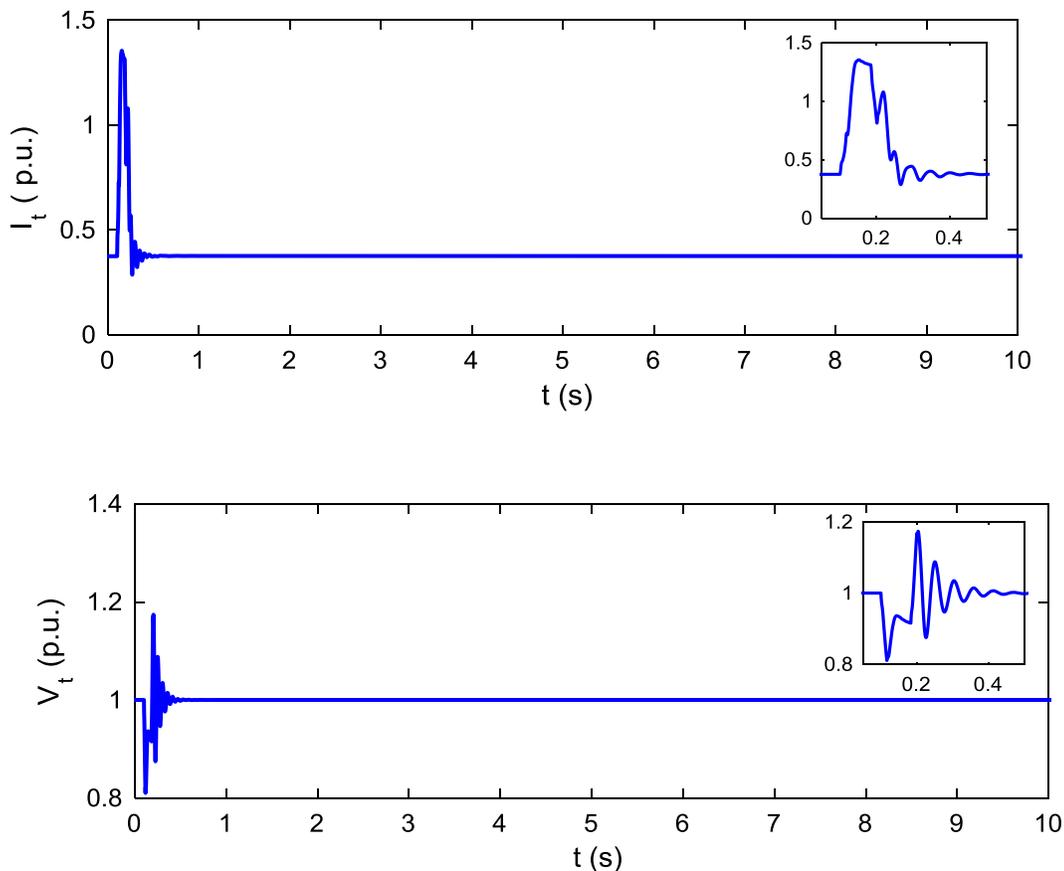


Fig. 4.11 Voltaje y corriente en el parque eólico al aplicar una falla monofásica.

En la Fig. 4.12. se puede apreciar que la potencia activa cae rápidamente durante el periodo de la falla, después de liberada la falla regresa a su valor de prefalla, bajo la misma circunstancia de falla la potencia reactiva se dispara a un valor de $0.7 pu$ y se restablece en $-0.2 pu$, al ser liberada, pasado este periodo el sistema recupera el estado estable. En la Fig. 4.13 se presenta el voltaje en el bus de enlace el cual mantiene la tensión del enlace de CD en el valor de referencia de 1200 V, al presentarse la falla se aprecia un aumento de 20 V y una caída de 60 V respecto al voltaje de referencia llegando a estabilizarse completamente en $t = 0.53 s$. La Fig. 4.14 presenta el voltaje trifásico presentado en la falla donde se puede observar que el voltaje de la fase fallada cae hasta 0 V y a su vez aumenta el voltaje tanto en la fase b como en la c , al liberarse la falla tarda aproximadamente $0.15 s$ en regresar a su estado estable.

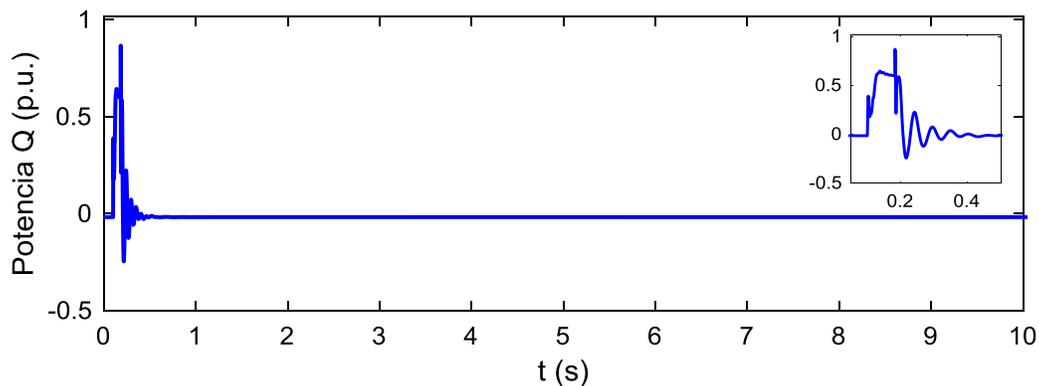
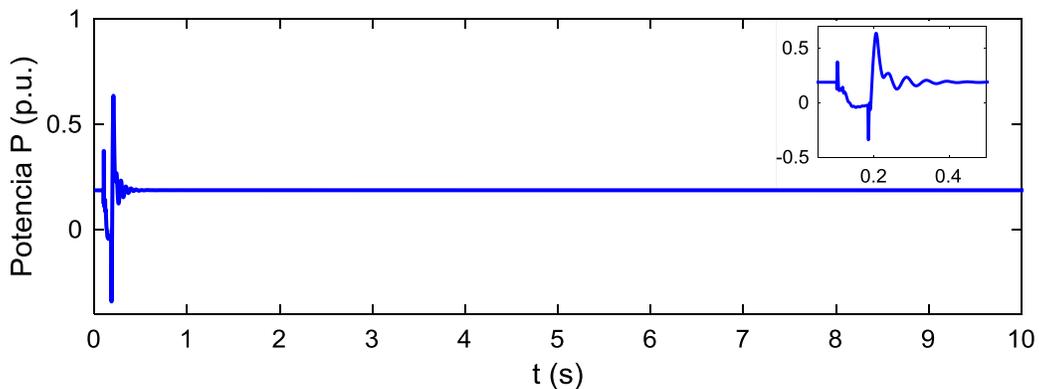


Fig. 4.12 Potencia activa y reactiva en el parque eólico.

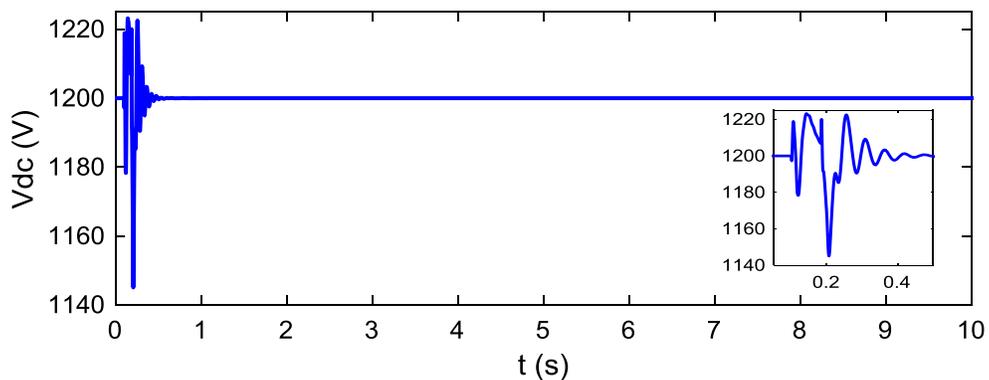


Fig. 4.13 Voltaje en el bus de enlace CD.

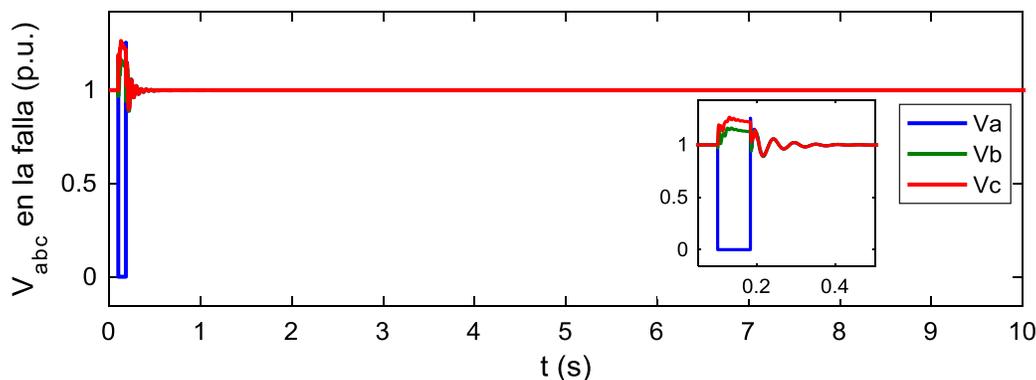


Fig. 4.14 Voltaje trifásico donde se ubica la falla.

4.7 Caso 2 variación en la velocidad del viento

Para el siguiente caso de trabajo se emplea un parque eólico conformado por 3 generadores doblemente alimentados (DFIG), con una capacidad de 3 MW cada uno, el cual está conectado a un bus infinito con una velocidad de potencia máxima en 12 m/s . Se plantea la condición de operación en la cual la potencia disponible aumenta a causa de un incremento en la velocidad del viento, para esta prueba la variación de viento aplicada es en forma de rampa de 8 m/s a 15 m/s en $t = 0.2 \text{ s}$.

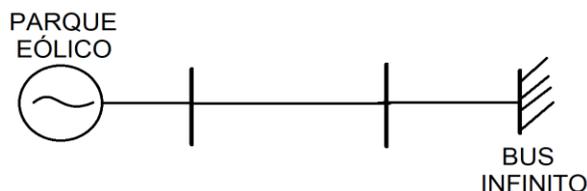


Fig. 4.15 Parque eólico conectado a bus infinito.

En la Fig. 4.16 se presenta el cambio de velocidad del viento que se representa en el parque eólico de 8 m/s a 15 m/s , inicialmente el ángulo de paso de las palas en estado estable se encuentra en cero, hasta llegar al punto máximo de operación en 0.8 grados para limitar la potencia mecánica. Las gráficas presentadas en la Fig. 4.17 presentan a la potencia activa, con un mínimo incremento a medida que aumenta la velocidad del viento, hasta llegar a su potencia máxima alrededor de $t = 14 \text{ s}$. Mientras tanto la turbina eólica empieza a absorber potencia reactiva a medida que el viento aumenta hasta mantenerse estable en $t = 14 \text{ s}$. La velocidad de la turbina pasa de su valor inicial 0.8 a 1.21 como se muestra en la Fig.4.18.

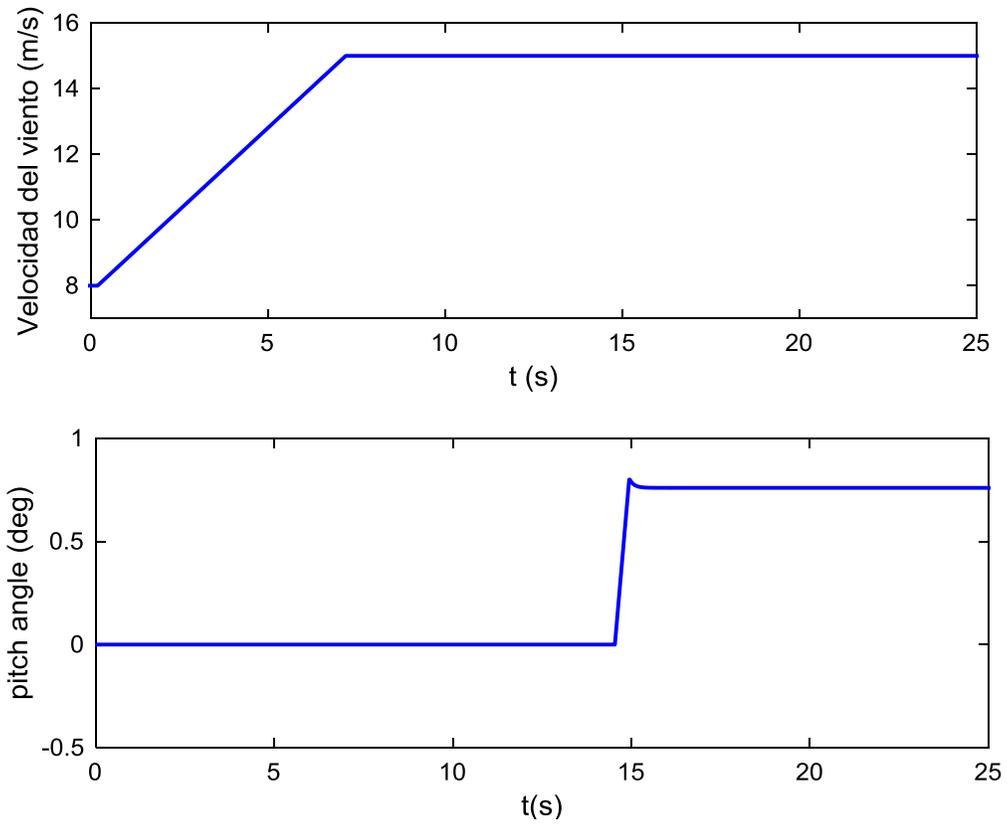
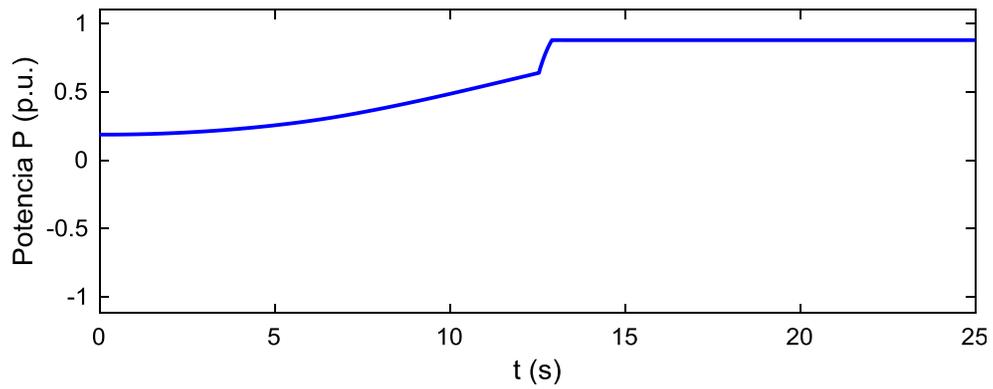


Fig. 4.16 Cambio de velocidad del viento y ángulo de paso.



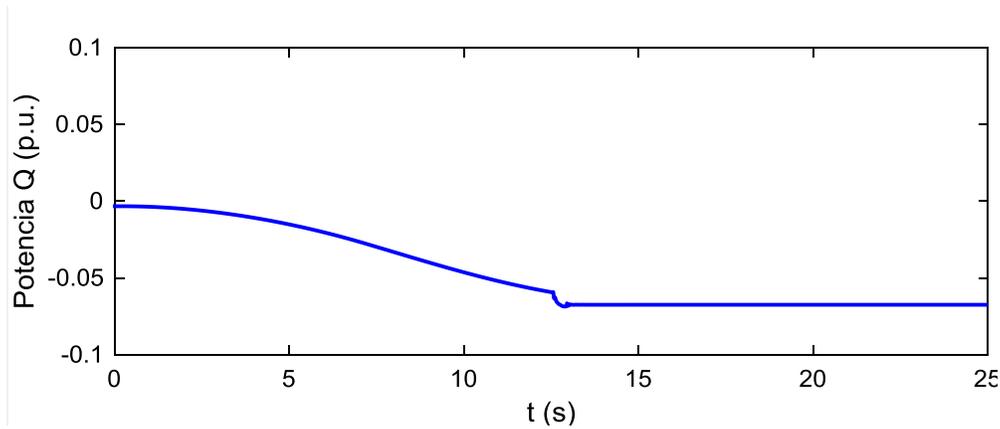


Fig. 4.17 Potencia activa y reactiva entregada por el parque eólico.

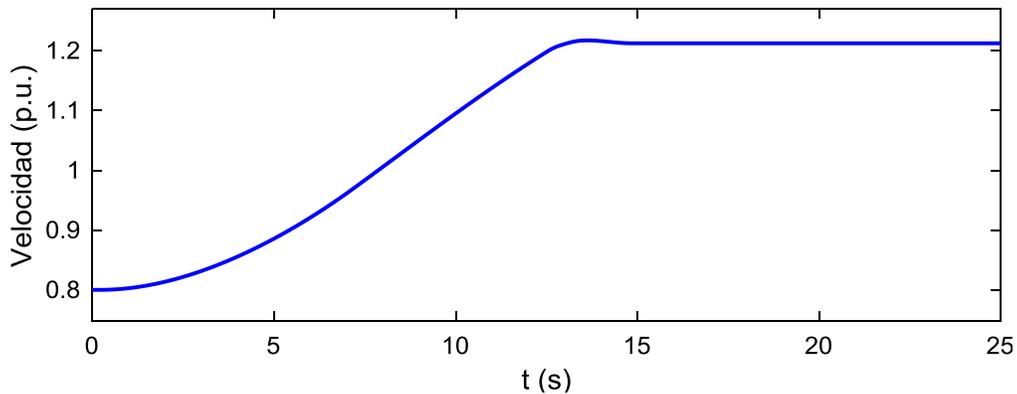


Fig. 4.18 Velocidad del rotor.

4.8 Conclusiones

Debido a que las cargas en los sistemas eléctricos tienen un comportamiento variable, es normal que se presenten cambios en la tensión y en la frecuencia. Por lo tanto, las turbinas doblemente alimentadas (DFIG) son una buena opción ante la presencia de estos cambios en la red. Como se muestra en el caso 1 donde ocurre una falla monofásica el DFIG tiene una respuesta rápida ante la falla y logra estabilizar el sistema en menos de 1 s. Estos sistemas son capaces de mantener un funcionamiento estable ya que regula la potencia y la tensión en las terminales. La electrónica de potencia incorporada en el convertidor Back to Back permite un control más preciso de las variables de interés. En comparación con otros sistemas de generación eólica, las turbinas DFIG cuentan con un rango más amplio de control. En la sección 4.7 se aprecia que el DFIG puede trabajar en su velocidad nominal y en una velocidad mayor o menor a la velocidad síncrona, ajustando sus variables para obtener la máxima potencia ante la variación de la velocidad.

4.9 Referencias

- [1]. Secretaria de Energía, “Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional”, agosto 2017
- [2]. Secretaria de Energía, “Prospectiva del sector eléctrico 2015-2029”, agosto 2015.
- [3]. Giménez Álvarez, Juan Manuel; Gómez Targarona, Juan Carlos. “Generación Eólica Empleando Distintos Tipos de Generadores Considerando Su Impacto en el Sistema de Potencia”. DYNA, 2011,v.78, n.169, p.95-104.
- [4]. S. M. Muyeen, J. Tamura y T. Murata, “Stability Augmentation of a Grid-connected Wind Farm”, Springer, 2009, p. 23-65.
- [5]. León Viltre, Lesyani T, dos Santos Neves, Francisco de Assis, & Miriam, Vilaragut Llanes “Análisis y modelado del generador de inducción doblemente alimentado”. Centro de investigaciones y pruebas electro-energéticas (CIPEL), 2014, vol. 35 (2), p. 1- 11.
- [6]. A. G. González Rodríguez, A. González Rodríguez y M. Burgos Payán, “Estimating Wind Turbines Mechanical Constants” Renewable Energy and Power Quality Journal, 2007.
- [7]. Sorensen, Madsen,P.H., Vikkelsø,A., Jensen,K.K.,Fathima,K.A., Unnikrishnan,A.K., y Lakaparampil,Z.V. "Power Quality and Integration of Wind Farms in Weak Grids in India". Risø National Laboratory, Denmark, 2000.
- [8]. L. H. Hansen, L. Helle, F. Blaabjerg, E. Ritchie, S. Munk-Nielsen, H. Bindner, P. Sørensen y B. Bak-Jensen, "Conceptual survey of Generators and Power Electronics for Wind Turbines",
- [9]. Ackerman Thomas, “Wind Power in Power Systems”, John Wiley & Sons, Ltd, October 2005.
- [10]. Alcalá, Janeth, Charre, Saida, Durán, Miguel, & Gudiño, Jorge, “Análisis del Convertidor CA/CD/CA (Back to Back) para la Gestión del Flujo de Potencia” Información tecnológica, 2014, p.109-116.
- [11]. D. Zhou and F. Blaabjerg, "Bandwidth oriented proportional-integral controller design for back-to-back power converters in DFIG wind turbine system," in *IET Renewable Power Generation*, 2017, vol. 11, no. 7, p. 941-951.
- [12]. P. Zhou, X. Yuan, J. Hu and Y. Huang, "Stability of DC-link voltage as affected by phase locked loop in VSC when attached to weak grid," 2014 IEEE PES General Meeting | Conference & Exposition, National Harbor, 2014, p. 1-5.
- [13]. F. M. Hughes, O. A. Lara, N. Jenkins, and G. Strbac, “Control of DFIG based wind generation for power network support,” IEEE Trans. Power Systems, 2005, vol. 20, no. 4, p. 1958–1966.

Capítulo 5

Análisis de Estabilidad

Transitoria

5.1 Introducción

Uno de los principales problemas de la energía eólica es la variación aleatoria del viento, que provoca variaciones en la potencia activa generada y en la potencia reactiva generada o consumida por los aerogeneradores; estas variaciones pueden originar cambios no deseados de la tensión en los nodos y de la frecuencia del sistema. Otra desventaja es que la energía eólica no puede despacharse, por lo que la planificación de la generación para los períodos de mínima o máxima demanda debe tener en cuenta las posibles variaciones de la potencia de salida de los parques eólicos. En la medida en que aumenta la generación eólica en un sistema eléctrico de potencia, estos problemas se van incrementando, por lo que se hace necesario conocer cuáles son los niveles de penetración eólica, su influencia en los parámetros del sistema y hasta qué punto se puede penetrar con este tipo de energía, sin que el sistema al cual se conecta pierda la estabilidad, ya sea por tensión o por frecuencia [1]. Para poder realizar la conexión de los generadores eólicos en los sistemas de potencia se deben tener en cuenta las normas y regulaciones establecidas por cada país, en la Tabla 5.1 [2] [3] se muestran algunas normas de países con alta penetración eólica. Para lograr que los parámetros del sistema se mantengan dentro de los límites establecidos y no existan problemas en la calidad de la

energía, algunos de los requerimientos de los códigos de red es la habilidad de un aerogenerador para permanecer en operación durante y después de una perturbación, la regulación de potencia activa, la regulación de potencia reactiva, el control de la frecuencia y regulación de voltaje.

Tabla5.1 Países con alta penetración de energía eólica donde se tienen códigos de red.

País	Operador de sistemas de transmisión (TSO)	Fecha de divulgación
Dinamarca	Energinet	Septiembre 2010
España	REE	Octubre 2008
Alemania	Red Eléctrica	Octubre 2010
Gran Bretaña	National GRid	Agosto 2011
Irlanda	EirGrid	Marzo 2001
Estados Unidos	FERC	Junio 2005
China	CEPRI	Julio2009
Bélgica	Vreg	Diciembre 2009
Canadá (Quebec)	Hydro Quebec	Mayo 2003

La tendencia a incrementar la integración de parques eólicos en las redes eléctricas acrecienta la complejidad en su comportamiento de las mismas ante variaciones de operación normal y ante fallas. Las nuevas fuentes de energía y tipo de aerogeneradores asociados a ellas tienen características distintas a las unidades de generación con fuentes convencionales [4].

5.2 Análisis de estabilidad transitoria

En el análisis de estabilidad generalmente se utiliza una perturbación crítica desde el punto de vista de seguridad, y se requieren múltiples corridas para obtener datos y tomar decisiones. Esto hace esencial desarrollar técnicas que permitan acelerar el proceso. Existen Básicamente dos posibles;

- a) El enfoque de hardware, que consiste en utilizar computadoras más potentes y más sofisticadas. Por ejemplo, el empleo de procesadores en paralelo, lo que requeriría de una reformulación adecuada del problema y una modificación drástica de los algoritmos existentes.
- b) El enfoque de reducción, que consiste en disminuir los tiempos de cálculo y esfuerzos de análisis al reducir el tamaño del sistema tratado, esto es, construir un sistema equivalente de menor dimensión que garantice una precisión de resultados.

c) Una combinación de a) y b) [5].

5.3 Caso 1 sistema con falla en nodo 5

El sistema mostrado en la Fig. 5.1 de 3 máquinas 9 buses, con un parque eólico de 18 MW que está compuesto de 6 generadores DFIG de 3 MW. En $t = 0 \text{ s}$ el sistema se encuentra en estado estacionario con las condiciones iniciales obtenidas en el caso base, ahora el sistema de potencia se ve sometido a una falla trifásica en $t = 0.1 \text{ s}$ en el nodo 5, después de 0.083 s la falla es liberada.

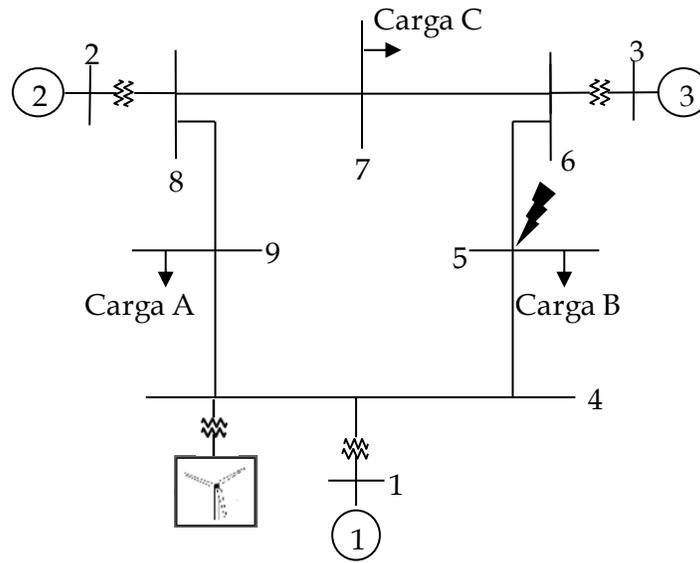


Fig.5.1 Diagrama del sistema con una falla aplicada

Con el objetivo de comprobar la estabilidad del sistema ante una perturbación grande considerando la integración de un parque eólico, compuesto por DFIG, se tiene la mayor caída de tensión el bus 5 donde tuvo presencia la falla, como se puede observar en la Fig. 5.2, en la Fig. 5.3 (a) posterior a ocurrida la falla el sistema logra estabilizar la tensión en el punto de interconexión después de un pico en la tensión y pequeñas oscilaciones. En la Fig.5.3 (b) se muestra la corriente en el punto de interconexión tarda aproximadamente 6 s en regresar al estado prefalla.

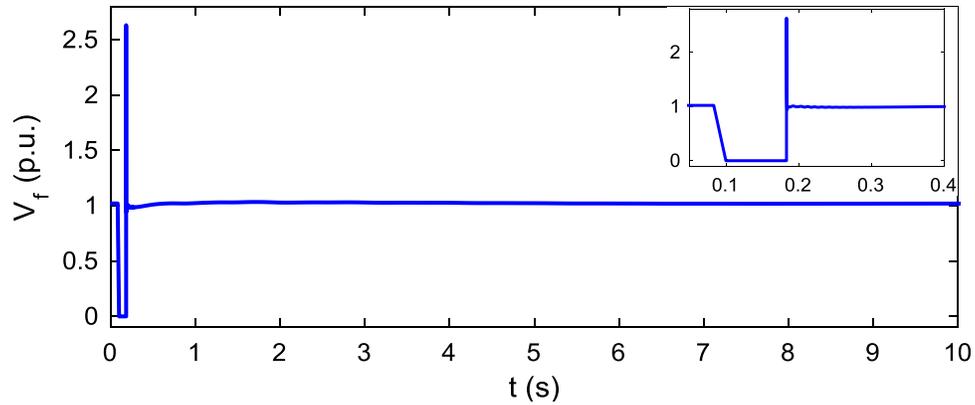


Fig. 5.2 Voltaje en el bus fallado

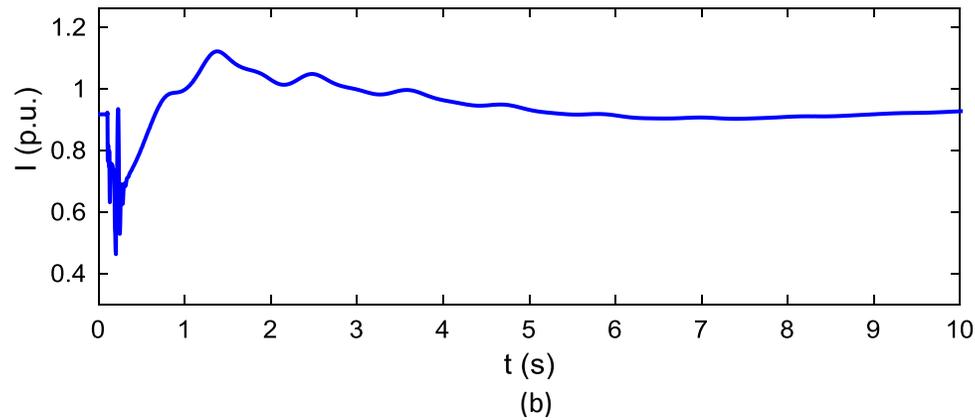
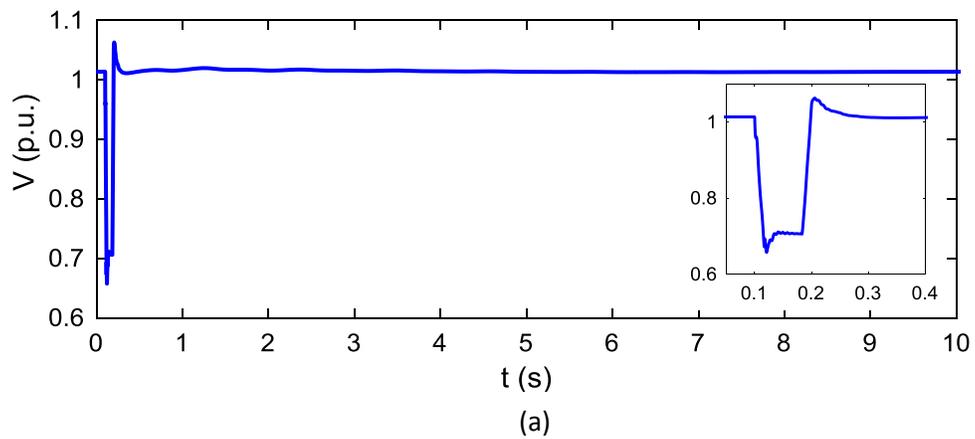


Fig. 5.3 Voltaje en punto de interconexión, corriente en punto de interconexión.

La Fig. 5.4 exhibe el comportamiento de la potencia activa entregada por las turbinas eólicas en el punto de interconexión la cual es cercana a cero durante la presencia de la falla, en contra posición de la potencia reactiva generada por las turbinas ya que se incrementa

durante la falla, lo que indica que las turbinas entregan reactivos al sistema eléctrico, esto para minimizar la caída de voltaje que se presenta en el sistema y regresan al estado estable en un periodo aproximado de 6 s. En la Fig. 5.5 se observa la potencia eléctrica entregada por los generadores del sistema en el cual se aprecia que todas las potencias caen al ocurrir la falla y posteriormente contiene oscilaciones que se logran mitigar después de 5 s aproximadamente. En la Fig. 5.6 se puede observar los voltajes y corrientes en terminales de los generadores del sistema en los cuales podemos apreciar que el mayor impacto en la caída de tensión la tiene el generador 2 el cual se encuentra más cerca a la falla.

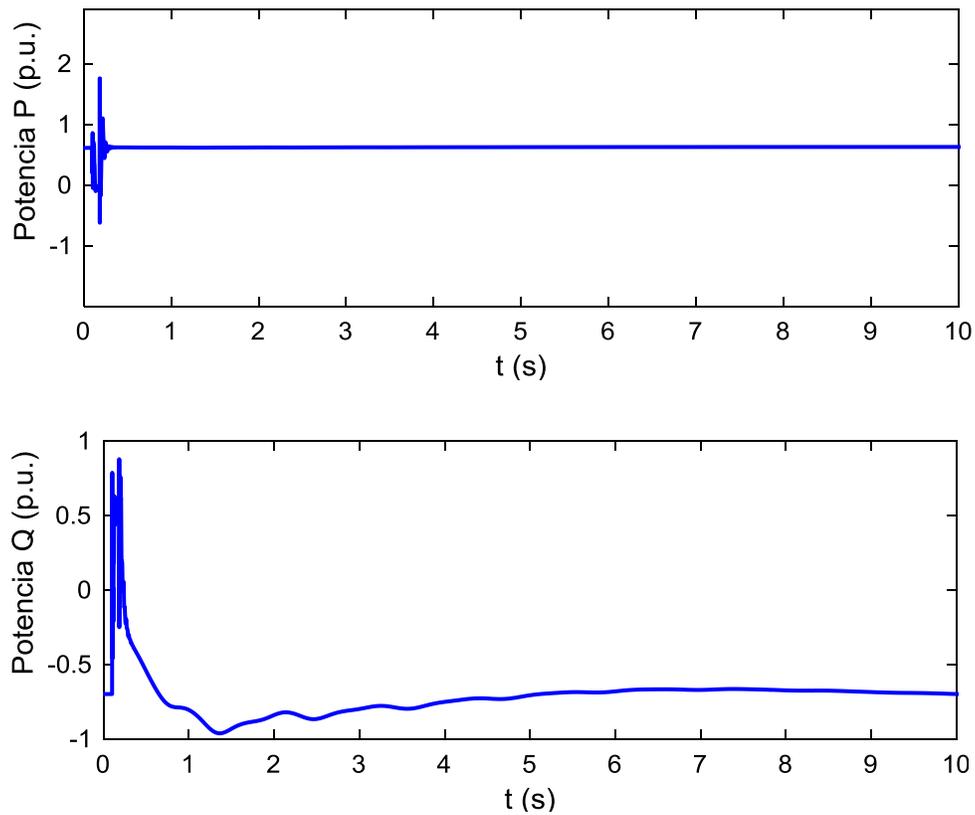


Fig. 5.4 Potencia activa y reactiva en el parque eólico.

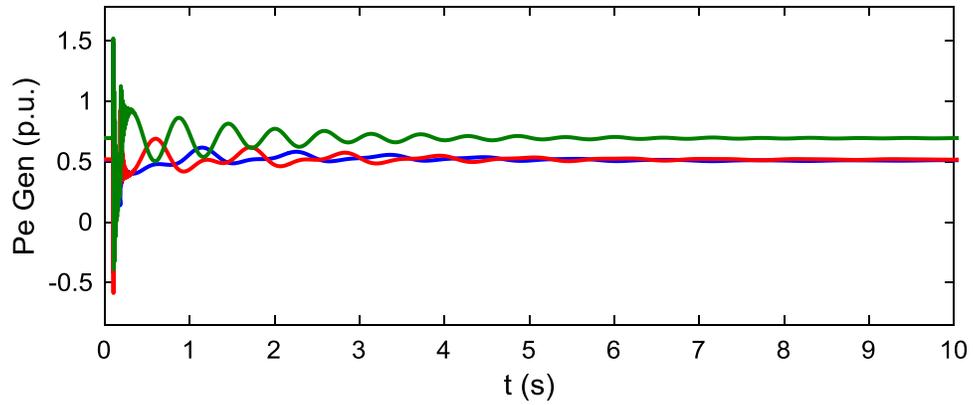


Fig. 5.5 Potencia eléctrica en los generadores del sistema.

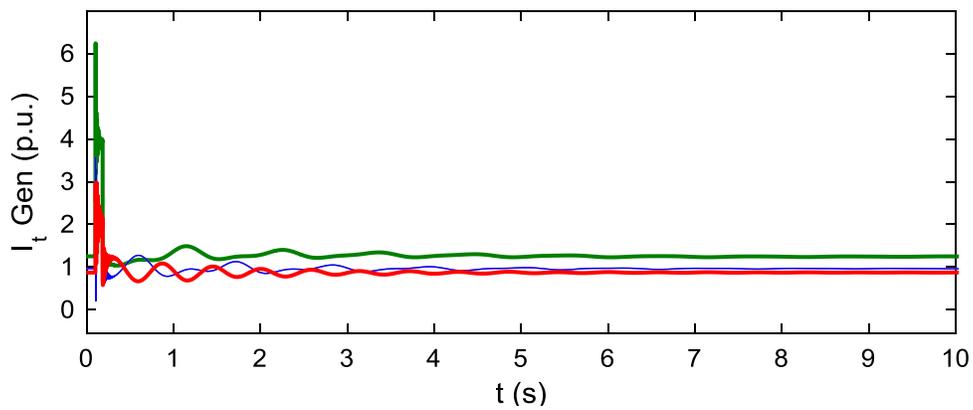
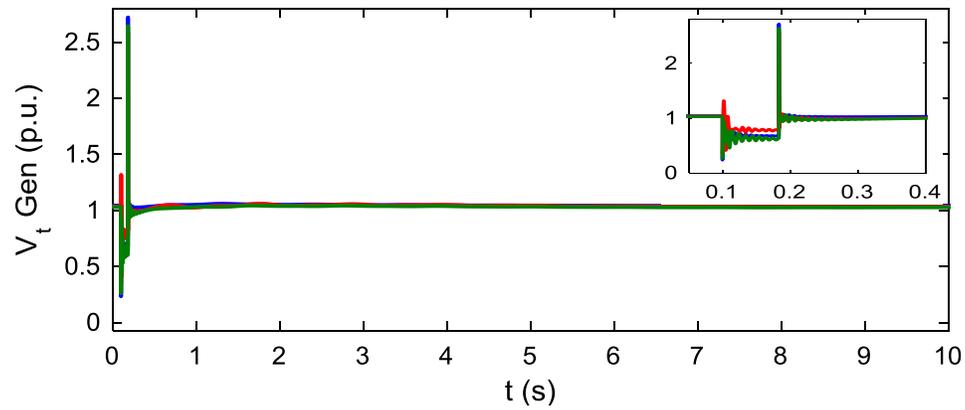


Fig. 5.6 Voltaje y corriente en terminales de los generadores.

5.4 Caso 2 sistema con falla en nodo 5 y pérdida de carga

Para el caso de estudio se implementa la integración de un parque eólico de 18 MW conformado por 6 generadores DFIG de 3 MW que operan a una velocidad nominal de 11 m/s cada uno, al sistema planteado en el capítulo dos de 3 máquinas 9 buses, teniendo como condiciones iniciales los resultados obtenidos en el caso base de flujos de potencia. Se asume que en $t = 0.1 s$ el sistema se ve sometido a una falla en el nodo 5 y, la carga conectada en el bus 5 tiene un decremento de 20% al liberarse la falla como se ilustra en la Fig. 5.7.

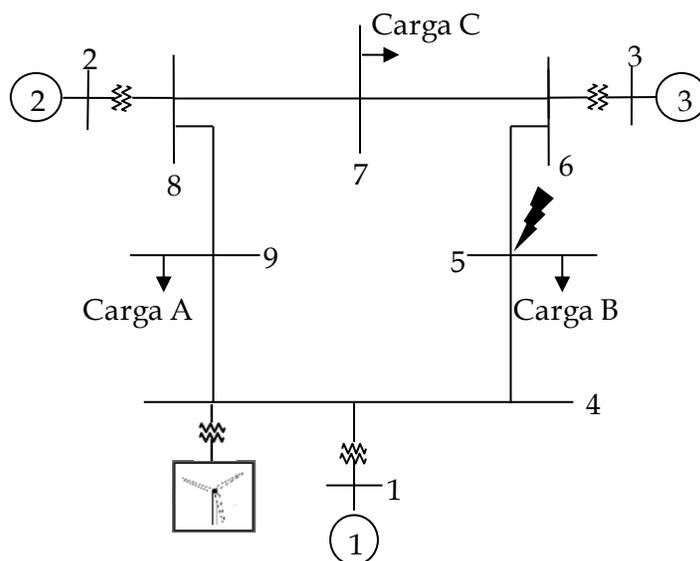


Fig. 5.7 Diagrama de conexión.

Con las condiciones del caso base se establece que el sistema está en estado estable, hasta que en $t = 0.1 s$ el sistema se ve sometido a una falla trifásica, al ser liberada la falla la carga que se encuentra conectada en el bus 5 tiene una pérdida de 20%, cambiando el sistema para estas nuevas condiciones de operación. Las Fig. 5.8 y 5.9 ejemplifican la respuesta de algunas de las variables de la red eléctrica ante esta nueva condición operativa en el punto de interconexión. En la Fig. 5.8 se exhibe el mismo comportamiento en el punto de interconexión para el voltaje, en el caso de la corriente, cuando ocurre el decremento de carga se eleva más la magnitud de la corriente a comparación con el caso anterior. En la Fig. 5.9 se muestra tanto la potencia activa como reactiva, en las cuales el comportamiento es muy similar, mientras que la potencia activa presenta un periodo transitorio menor a 1 s en alcanzar su nuevo valor de operación, la potencia reactiva tiene un periodo transitorio de 0.8 s y, tarda 4 s más posterior a la falla para poderse acoplar a su nuevo estado.

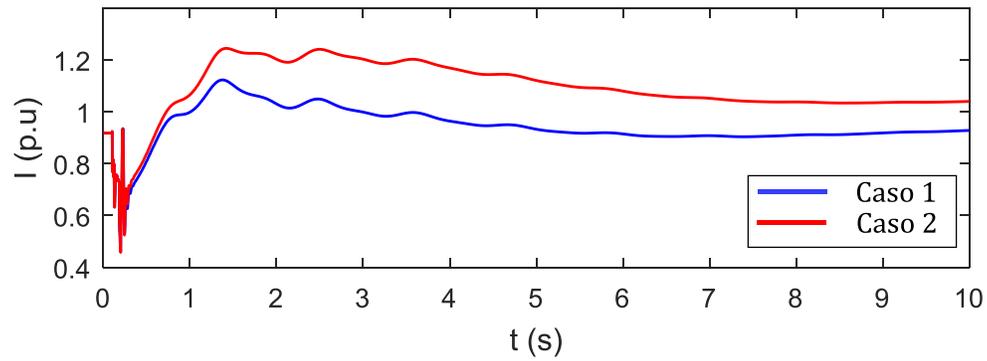
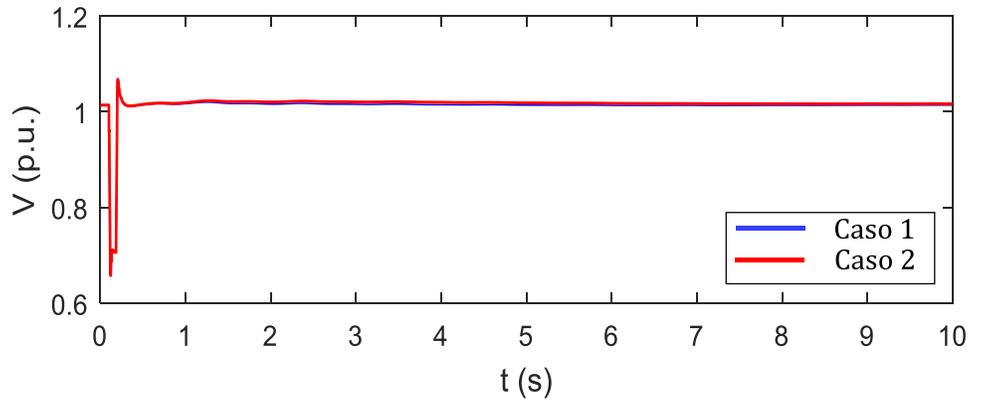
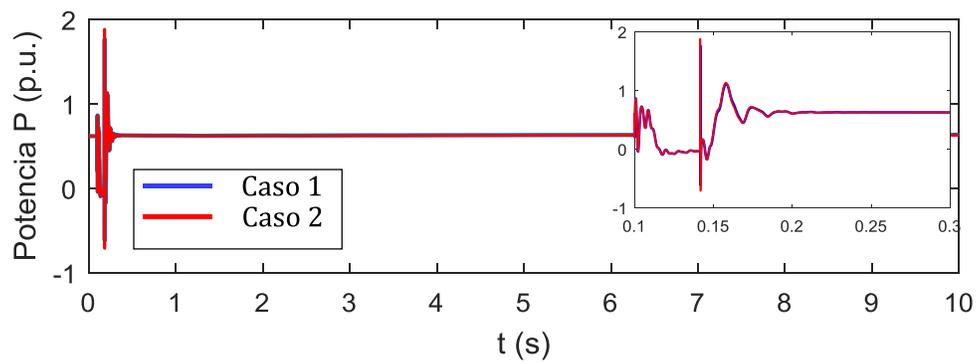


Fig. 5.8 Voltaje y corriente en el punto de interconexión.



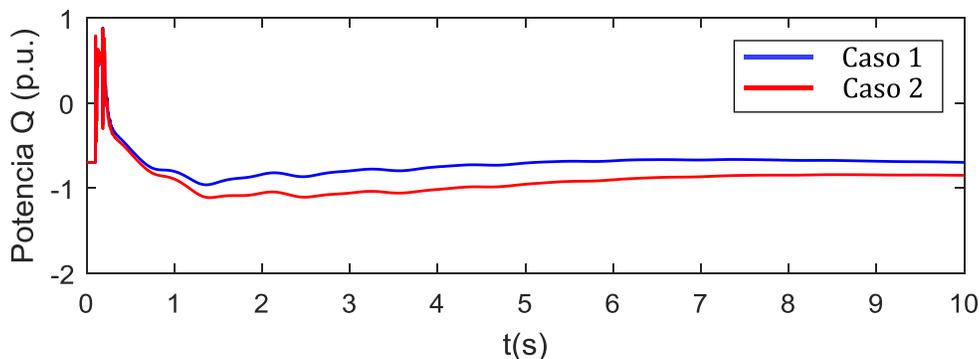
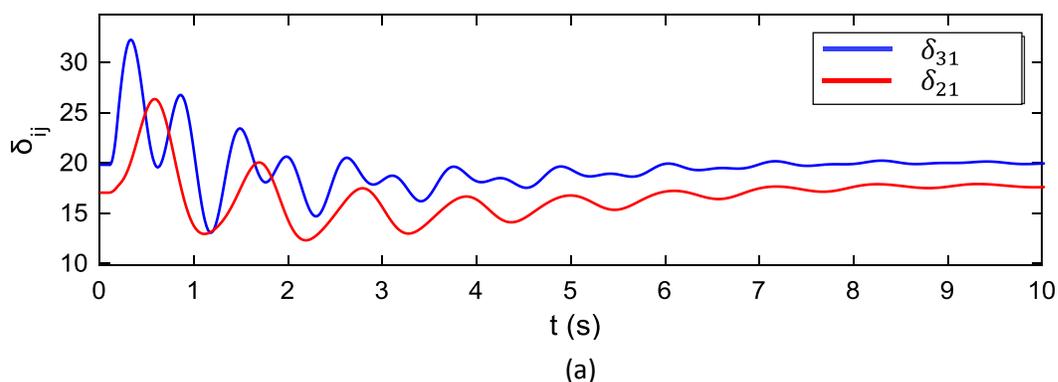


Fig. 5.9 Potencia activa y reactiva que entrega el parque eólico ante la pérdida de carga en el sistema.

Las Fig. 5.10 a 5.12 presentan las variables eléctricas de interés en los generadores que se encuentran en el sistema. La Fig. 5.10 a), muestra el desfase angular del caso 1, entre los generadores 2 y 3 con referencia al generador 1 en el cual se observa que al pasar la perturbación los generadores regresan al mismo estado inicial. En la Fig. 5.10 b), se presenta la diferencia angular del caso 2 donde hay una pérdida de carga, los generadores 2 y 3 con referencia al generador 1, mostrando que la falla genera oscilaciones, teniendo un comportamiento similar después de 6 s, llegan a estabilizarse en su nuevo estado estable, sin perder el sincronismo, en comparación entre los dos caso la diferencia angular en el segundo caso aumenta debido a la pérdida de carga. La Fig. 5.11 que muestra la potencia eléctrica entregada por los generadores y la fig. 5.12 Muestra el voltaje en el nodo fallado el cual presenta el mismo comportamiento que en el caso anterior.



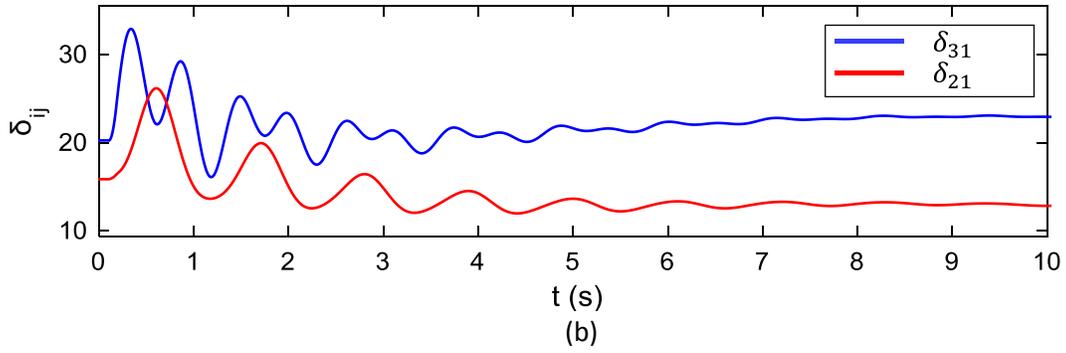


Fig. 5.10 Diferencia angular en los generadores de la red: a) caso 1, b) caso 2

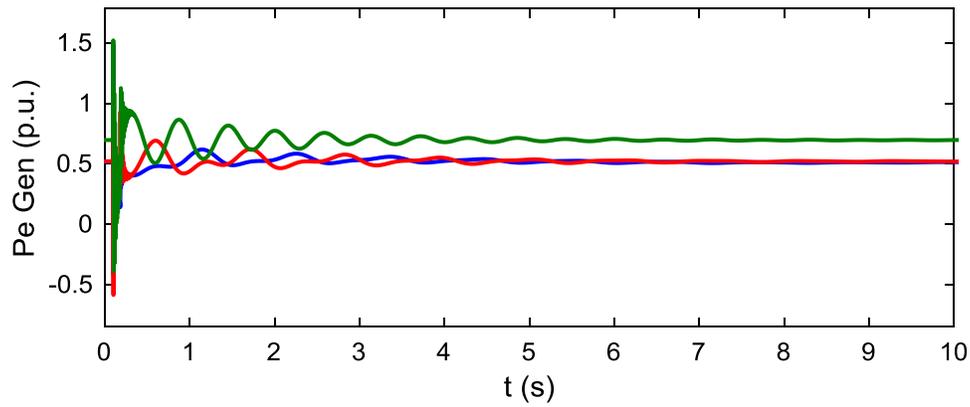


Fig. 5.11 Potencia eléctrica en generadores de la red.

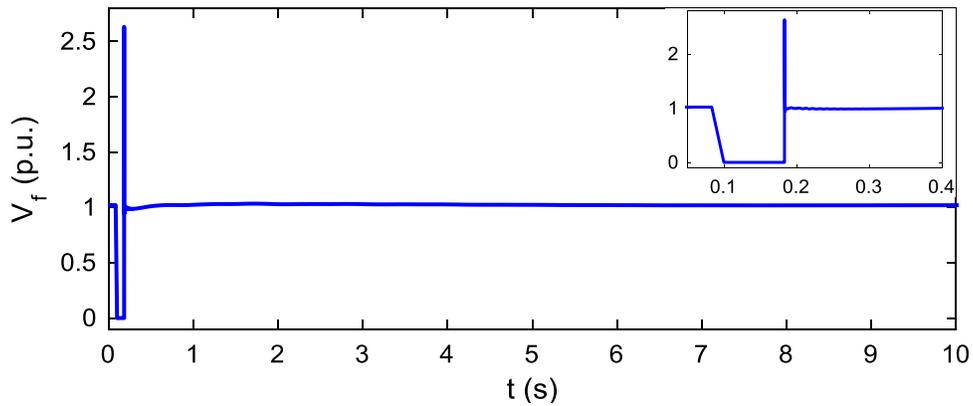


Fig. 5.12 Voltaje en el bus 5

5.6 Conclusiones

En este capítulo se presenta la simulación de una turbina eólica, se observa los efectos transitorios en las diferentes variables del aerogenerador. Con el modelo de cada elemento se puede estudiar los problemas relacionados con las interacciones entre los componentes del aerogenerador y la red convencional, lo que implica un ahorro en tiempo y costo en su desarrollo. Al presentarse las perturbaciones la turbina eólica modifica su potencia activa en la salida para poder brindar soporte a la red, se observa la dinámica transitoria y las variables de interés retoman sus valores de operación en un periodo adecuado. Por lo tanto, las turbinas DFIG ofrecen una ventaja sobre otro tipo de turbinas debido a su respuesta rápida y su amplio rango de trabajo teniendo consigo un mayor aprovechamiento del viento.

Referencias

- [1]. Edrah Mohamed, L.Lo Kwok, Anaya-Lara Olimpo, "Impact of high penetration of DFIG wind turbines on rotor angle stability of power systems", IEEE Trans. on Sustainable Energy, 2015, vol. 6, No. 3 p. 759-766.
- [2]. M. Altin, Ö. Göksu, R. Teodorescu, P. Rodriguez, B. B. Jensen and L. Helle, "Overview of recent grid codes for wind power integration," 12th International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment, Basov, 2010, pp. 1152-1160.
- [3]. Mansour Mohseni, Syed M. Islam, "Review of international grid codes for wind power integration: Diversity, technology and a case for global standard", Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2012, vol. 16.
- [4]. Durga Gautam, Vijay Vittal and Terry Harbour, "Impact of increased penetration of DFIG – based wind turbine generators on transient and small signal stability of power systems", IEEE Trans. Power systems, 2009, vol. 24, No. 3, p214-224.
- [5]. M. J. Hossain, H. Pota, M. A. Mahmud, And R. Ramos "impact of large-scale wind generators penetration on the voltage stability of power systems", IEEE power and energy society general Meeting, 2011.
- [6]. Feng Wu, Xiao-Ping Zhang and Ping Ju, "Impact of wind turbines on power system stability," Symposium - Bulk Power System Dynamics and Control - VII. Revitalizing Operational Reliability, 2007, p. 1-7

Publicación

Integración de Sistemas Eólicos en Redes Eléctricas de Distribución.

Yair González-Balderas, Guillermo Rico-Arellano, Rubén Tapia-Olvera, and Daniel Guillen-Aparicio

Departamento de Energía Eléctrica, Universidad Nacional Autónoma de México, (FI-UNAM).

Trigésima Reunión Internacional de Verano de Potencia, Aplicaciones Industriales y Exposición Industrial (IEEE).

Trabajos futuros

Se plantea posterior a este trabajo adentrarse al estudio en la parte de estabilidad de voltaje, profundizando más en los elementos del generador DFIG y las diferentes estrategias de control. También se sugiere explorar una red más amplia aplicando diferentes niveles de penetración de las turbinas eólicas al sistema. Estableciendo índices de desempeño que permitan establecer límites de estabilidad. Finalmente, incluir sistemas de generación fotovoltaicos y sistemas de almacenamiento de energía eléctrica para ampliar los márgenes de estabilidad de la red.