



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Modelado y Simulación de
Parques Eólicos Integrados a los
Sistemas Eléctricos de Potencia**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Eléctrico Electrónico

P R E S E N T A N

Jesús Enrique Martínez Hernández

Gerardo Nájera Martínez

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Luis Miguel Castro González



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2017

Agradecimientos

A Concepción por estar conmigo como amiga, guía, compañera, y, sobre todo, como madre en cada paso de mi formación personal y académica. Por enseñarme con su ejemplo que con valor y carácter es posible superar cualquier obstáculo. Gracias por ser mi motivación.

A Ángeles por darme la oportunidad de tener una buena educación, por impulsarme a ser mejor cada día y por brindarme su apoyo en todo momento.

A mis amigos por compartirme sus experiencias tanto académicas como personales, por dejarme ser parte de esta etapa tan importante, a mi compañero y amigo Jesús por su dedicación para realizar nuestra tesis.

Al Dr. Luis M. Castro por el tiempo que compartió con nosotros, por proporcionarnos el espacio y los recursos durante la realización de la tesis.

A la UNAM y a la Facultad de Ingeniería por ofrecer y acercar a los jóvenes recursos humanos y materiales de calidad para la formación de profesionistas responsables.

Gerardo Nájera Martínez

Dedico este trabajo a mis padres Martha y Eduardo, que gracias a su esfuerzo tuve una buena formación académica y que solidariamente me brindaron el apoyo, la confianza y la comprensión necesaria para que este logro se hiciera realidad.

A mi hermano Eduardo, por darme su apoyo y por creer en mi esfuerzo.

A Nora, por haber formado parte de este logro tan importante en mi vida.

A mis amigos quienes compartieron estas experiencias conmigo, y en especial, a mi amigo Gerardo, quien durante este tiempo me demostró solidaridad y compañerismo.

Al Dr. Luis Miguel Castro, por darme la oportunidad de formar parte de este trabajo y por compartir con nosotros sus conocimientos para desarrollarlo.

A la UNAM y en especial a la Facultad de Ingeniería, que me proporcionó los recursos y conocimientos para formarme como un ingeniero íntegro y capaz.

Jesús Enrique Martínez Hernández

Esta tesis fue realizada gracias al Programa de Apoyo a Proyectos de Investigación e Innovación Tecnológica (PAPIIT) de la UNAM. Con clave UNAM-DGAPA-PAPIIT-IA106716 y nombre *“Integración de grandes parques eólicos a los sistemas eléctricos de potencia mediante enlaces de transmisión de energía de alto voltaje en corriente directa”*. Agradecemos a la DGAPA-UNAM la beca recibida durante un año.

Resumen

Este trabajo de tesis tiene por objetivo estudiar el modelado y simulación de parques eólicos integrados a los sistemas eléctricos de potencia, considerando el comportamiento dinámico de las turbinas eólicas de velocidad fija y variable ante diferentes escenarios operativos.

Debido a la importancia que tiene actualmente la integración de generación eólica a los sistemas eléctricos, en esta tesis se presenta una revisión general de los códigos de red en el mundo (aludiendo a países como Alemania, Dinamarca, China, Canadá) incluyendo también el código de red mexicano para plantas eólicas. Estos códigos de red definen los requerimientos principales de interconexión a las redes eléctricas y van desde aspectos en estado estacionario, como lo es la regulación de potencia reactiva y voltaje, hasta su comportamiento dinámico debido a variaciones de frecuencia o fallas en el sistema.

Este trabajo de tesis dedica esfuerzos de investigación en el estudio de las partes principales de las turbinas eólicas y su funcionamiento, haciendo hincapié en las turbinas de velocidad fija con generador jaula de ardilla y en las turbinas eólicas de velocidad variable con generador de inducción doblemente alimentado. En este sentido, se presenta el modelado de sus componentes más importantes haciendo una comparación entre los dos tipos de turbinas eólicas estudiadas en este trabajo, determinando las ventajas y desventajas para cada una de ellas, así como los métodos de control actualmente empleados para la extracción y limitación de potencia mecánica y eléctrica.

Los casos de simulación expuestos en esta tesis permiten establecer las bases para conocer el impacto de estas tecnologías en las redes eléctricas. Estos son estudios típicos, y de enfoque práctico, los cuales se llevan a cabo con el objetivo de determinar algunos requerimientos establecidos dentro de los códigos de red para plantas eólicas. Este tipo de estudios pueden ser usados como referencia para establecer y mejorar los códigos de red existentes y así dar paso a un notable aumento de la capacidad instalada de energía eólica en redes eléctricas, en especial en México.

Índice general

Resumen	i
Índice general	ii
Índice de tablas	v
Índice de figuras	vi
Glosario de símbolos	viii

Capítulo 1

Introducción	1
1.1 Antecedentes y estado del arte	1
1.2 Justificación de la tesis	4
1.3 Objetivo de la tesis	5
1.4 Organización de la tesis.....	6

Capítulo 2

Requerimientos técnicos de interconexión de parques eólicos en los sistemas eléctricos de potencia.....	8
2.1 Códigos de red en el mundo	8
2.1.1 Regulación de factor de potencia	10
2.1.2 Rango y control de voltaje	11
2.1.3 Potencia activa y control de frecuencia	14
2.1.4 Rango de frecuencia de operación	16
2.1.5 Fluctuaciones en el voltaje (<i>flicker</i>).....	18
2.1.6 Requerimientos durante condiciones de falla	19
2.1.7 Comunicaciones y control	21
2.2 Código de red en México	22
2.2.1 Frecuencias de corte.....	22
2.2.2 Armónicos en la corriente	23
2.2.3 Potencia reactiva	23
2.2.4 Calidad del voltaje	24
2.2.5 Operación del parque ante fallas externas o en el punto de interconexión	24

2.2.6	Protecciones	26
2.2.7	Registro de disturbios	26
2.2.8	Comunicaciones y control	26
2.2.9	Pruebas.....	26
2.3	Conclusiones	27

Capítulo 3

Modelado de turbinas eólicas para estudios de sistemas eléctricos de potencia 28

3.1	Componentes básicos de un aerogenerador	30
3.2	Diseño de turbinas eólicas en la actualidad.....	32
3.3	Tecnologías de turbinas usadas comúnmente en parques eólicos.....	34
3.4	Potencia extraída de una masa de aire.....	38
3.5	Potencia mecánica del rotor	41
3.6	Diseño de la turbina de acuerdo a la velocidad del viento	43
3.7	Aerodinámica de las aspas	44
3.8	Máxima extracción de potencia (MPT).....	45
3.9	Modelo del comportamiento del viento	46
3.10	Modelado de los componentes principales de las turbinas eólicas con DFIG 48	
3.10.1	Modelo mecánico del generador	48
3.10.2	Modelo eléctrico del generador de inducción de rotor devanado	50
3.10.3	Modelo del convertidor <i>Back-to-back</i> (B2B).....	52
3.11	Modelado de los componentes principales de las turbinas eólicas con SCIG 58	
3.12	Conclusiones.....	59

Capítulo 4

Casos de estudio 61

4.1	Operación de un parque eólico con turbinas de velocidad fija con SCIG.....	61
4.1.1	Turbinas de velocidad fija operando con variaciones de viento	64
4.1.2	Operación del parque con falla trifásica en el punto de interconexión.....	68
4.2	Operación de un parque eólico con turbinas de velocidad variable con DFIG..	70

4.2.1	Turbinas eólicas con DFIG operando con variaciones de viento	73
4.2.2	Operación del parque eólico ante fallas trifásicas en el punto de interconexión a la red	77
4.3	Conclusiones	82
Capítulo 5		
	Conclusiones	84
5.1	Trabajos futuros.....	85
Apéndice A		87
Apéndice B		94
Apéndice C		99
Referencias		104

Índice de tablas

Tabla 2.1 Rangos de valores para el factor de potencia

Tabla 2.2 Tolerancia de voltaje en países europeos

Tabla 2.3 Rampa de potencia activa

Tabla 2.4 Tiempo de operación ante fluctuaciones de frecuencia

Tabla 2.5 Requerimientos de voltaje durante una falla

Tabla 2.6 Frecuencias de corte

Tabla 2.7 Valores de armónicos de voltaje máximo permitidos.

Tabla 2.8 Tolerancias para voltajes de transmisión

Tabla 2.9 Tipo y duración de fallas transitorias

Tabla 4.1 Parámetros del sistema eléctrico

Tabla 4.2 Parámetros del sistema eléctrico

Tabla C.1 Datos del generador de inducción tipo jaula de ardilla

Tabla C.2 Datos de diseño de la turbina con SCIG

Tabla C.3 Datos del generador de inducción de rotor devanado

Tabla C.4 Datos del convertidor

Tabla C.5 Datos de las turbinas con DFIG

Tabla C.6 Parámetros de control

Índice de figuras

- Fig. 2.1** Tiempo máximo de operación en determinados rangos de voltaje
- Fig. 2.2** Valor en [pu] de la corriente reactiva en función del voltaje
- Fig. 2.3** Potencia reactiva y voltaje de transmisión
- Fig. 2.4** Potencia de salida en función de la frecuencia del sistema en códigos de Alemania e Irlanda
- Fig. 2.5** Regulación de frecuencia en Dinamarca para capacidades mayores a 25 [MW]
- Fig. 2.6** Tiempo máximo de conexión para frecuencias fuera de rango
- Fig. 2.7** Tiempo máximo de liberación de falla en función del voltaje
- Fig. 2.8** Hueco y recuperación de voltaje
- Fig. 3.1** Proceso de conversión de la energía del viento
- Fig. 3.2** Incremento en tamaño y capacidad de aerogeneradores
- Fig. 3.3** Partes principales de un aerogenerador
- Fig. 3.4** Configuración de una turbina de velocidad fija
- Fig. 3.5** Diagrama de bloques para una turbina de velocidad fija
- Fig. 3.6** Turbina de velocidad variable con DFIG.
- Fig. 3.7** Diagrama de funcionamiento de una turbina doblemente alimentada (DFIG)
- Fig. 3.8** Turbina de velocidad variable con convertidor de escala completa
- Fig. 3.9** Esquema de bloques de una turbina con convertidor de escala completa
- Fig. 3.10** Comportamiento de la masa de aire a través de la turbina
- Fig. 3.11** Comportamiento del coeficiente de potencia $C_p(\lambda, \beta)$
- Fig. 3.12** Velocidades de diseño de turbinas
- Fig. 3.13** Controlador del ángulo de inclinación de las aspas en función de (a) la potencia activa generada y (b) la velocidad angular del rotor.
- Fig. 3.14** Máxima potencia para diferentes velocidades de viento
- Fig. 3.15** Representación del rotor de la turbina y el generador
- Fig. 3.16** Conexión de dos convertidores, denominada back-to-back
- Fig. 3.17** Diagrama de bloques del proceso de control de voltaje v_{dr}
- Fig. 3.18** Lazo de control para extracción de la máxima potencia
- Fig. 3.19** Circuito para el capacitor de CD

Fig. 3.20 Controlador de voltaje CD

Fig. 3.21 Esquema de control de corriente reactiva

Fig. 4.1 Parque eólico con turbinas de velocidad fija conectado al sistema eléctrico

Fig. 4.2 (a) Voltaje en terminales, (b) Velocidad de viento

Fig. 4.3 (a) Potencia activa generada P_g , (b) Potencia reactiva absorbida Q_g

Fig. 4.4 Voltaje en Bus B1

Fig. 4.5 (a) Potencia activa P_t , (b) Potencia reactiva Q_t

Fig. 4.6 (a) Velocidad del rotor del generador, (b) Ángulo de inclinación de las aspas del rotor

Fig. 4.7 (a) Voltaje en el bus B1, (b) Velocidad del rotor en las turbinas del grupo 4

Fig. 4.8 (a) Potencia activa total P_t , (b) Potencia reactiva total Q_t

Fig. 4.9 Diagrama unifilar del sistema eléctrico

Fig. 4.10 Velocidad de viento

Fig. 4.11 (a) Potencia activa generada por grupo de aerogeneradores, (b) Potencia reactiva generada por grupo de aerogeneradores

Fig. 4.12 (a) Velocidad angular del rotor, ω_r ; (b) Comportamiento del ángulo de inclinación, β .

Fig. 4.13 Voltaje de CD en el capacitor.

Fig. 4.14 (a) Voltaje en el bus B1, (b) Voltaje en terminales de los generadores

Fig. 4.15 (a) Potencia activa total P_t , (b) Potencia reactiva total Q_t

Fig. 4.16 (a) Voltaje en el bus de falla, (b) Voltaje en terminales de los generadores

Fig. 4.17 (a) Potencia activa total P_t , (b) Potencia reactiva total Q_t .

Fig. 4.18 (a) Potencia activa generada, (b) Potencia reactiva generada.

Fig. 4.19 (a) Velocidad del rotor, (b) Voltaje en el enlace de CD

Fig. 4.20 Caída de voltaje en el punto de interconexión V_{B1} para diferentes tiempos de falla.

Fig. 4.21 (a) Potencia activa total generada P_t , (b) Potencia reactiva total generada Q_t

Fig. A.1 Marco de referencia $abcs$ y $qd0s$

Fig. A.2 Comportamiento de las componentes q y d de la función f en diferentes marcos de referencia

Fig. C.1 Potencia activa generada por la turbina con SCIG

Fig. C.2 Característica MPT de la turbina con DFIG

Glosario de símbolos

V_w	Velocidad de viento
P_m	Potencia mecánica
ω	Velocidad angular
P	Potencia activa
Q	Potencia reactiva
V	Voltaje
f	Frecuencia
P_{sp}	Potencia activa de referencia
Q_{sp}	Potencia reactiva de referencia
I_S	Corriente del estator
I_R	Corriente del rotor
β	Ángulo de inclinación de las aspas
U_w	Energía cinética del viento
ρ	Densidad del aire
V_a	Volumen de aire
P_w	Potencia extraída del viento
A_R	Área del rotor
P_{wmax}	Potencia máxima extraída del viento
C_p	Coefficiente de potencia
P_W	Potencia disponible
λ	Relación entre la velocidad angular del rotor y la velocidad de viento
ω_t	Velocidad angular del rotor
R	Radio de las aspas de la turbina
T_m	Par mecánico
MPT	Curva de máxima extracción de potencia (Maximum Power Tracking)
H_g	Constante de inercia del generador
H_{wr}	Constante de inercia de la turbina
γ	Desplazamiento angular

K_s	Rigidez del eje
ω_{wr}	Velocidad angular de la turbina
ω_m	Velocidad angular mecánica del rotor
T_e	Par eléctrico
H_m	Constante de inercia total del sistema mecánico
H_G	Constante de inercia del rotor del generador
H_T	Constante de inercia del rotor de la turbina
J_G	Inercia del rotor del generador
J_T	Inercia del rotor de la turbina
ω_{0G}	Velocidad angular mecánica del rotor del generador
ω_{0T}	Velocidad angular mecánica del rotor de la turbina
n_{gear}	Relación de la caja de engranes
n_{pp}	Número de pares de polos del generador
v_{ds}, v_{qs}	Voltaje de eje directo y de cuadratura del estator
v_{dr}, v_{qr}	Voltaje de eje directo y de cuadratura del rotor
i_{ds}, i_{qs}	Corriente de eje directo y de cuadratura del estator
i_{dr}, i_{qr}	Corriente de eje directo y de cuadratura del rotor
ϕ_{ds}, ϕ_{qs}	Flujo magnético en eje directo y de cuadratura del estator
ϕ_{dr}, ϕ_{qr}	Flujo magnético en eje directo y de cuadratura del rotor
ω_s	Velocidad angular del campo del estator o velocidad síncrona
ω_b	Velocidad angular base
s	Deslizamiento de la máquina de inducción
$L_{s\sigma}, L_{r\sigma}$	Inductancias de dispersión del estator y del rotor
L_m	Inductancia mutua
P_{gs}, Q_{gs}	Potencia activa y reactiva generada por el estator
P_{gr}, Q_{gr}	Potencia activa y reactiva generada por el rotor
E_c	Voltaje nominal del capacitor de CD
V_k	Magnitud del voltaje en terminales del estator
P_{nom}	Potencia nominal de los generadores
C_{CD}	Capacitancia
i_c	Corriente en el capacitor

W_c	Energía almacenada en el capacitor
H_c	Constante de inercia del capacitor
S_{nom}	Potencia aparente nominal del convertidor
i_{dcr}	Corriente que entrega el convertidor conectado al rotor
i_{dcr}	Corriente que recibe el convertidor conectado a la red
FACTS	Sistemas flexibles de transmisión en corriente alterna
SCIG	Generador de inducción de rotor tipo jaula de ardilla
DFIG	Generador de inducción doblemente alimentado
B2B	<i>Back to back</i>
GSC	Convertidor conectado a la red (<i>Grid Side Converter</i>)
RSC	Convertidor conectado al rotor (<i>Rotor Side Converter</i>)
VAWT	Turbina eólica de eje vertical (<i>Vertical Axis Wind Turbine</i>)

Vórtices: En dinámica de fluidos es un fenómeno que describe una trayectoria de espiral y se define cómo la circulación por unidad de área en un punto del flujo

Efecto Magnus: Efecto aerodinámico que se presenta en un sólido que, al desplazarse dentro de un fluido, su trayectoria está definida por su giro al momento del desplazamiento.

Capítulo 1

Introducción

1.1 Antecedentes y estado del arte

Hoy en día, las actividades relacionadas con el desarrollo humano son más sofisticadas que nunca, las cuales conllevan una gran demanda de energía eléctrica. Debido a que las fuentes principales de energía eléctrica que se utilizan para suministrar la demanda energética son del tipo no renovable y aunado al hecho de que los recursos petrolíferos se están agotando en el mundo, se prevé que llegará el momento en el que se dependerá enteramente de fuentes de energías alternativas, también conocidas como energías renovables o limpias. Otra de las motivaciones para el uso de energías renovables es el deterioro del medio ambiente, lo cual es provocado en gran parte por la operación de plantas generadoras que emplean combustibles fósiles.

De las energías renovables conocidas y aprovechadas hasta el momento, la energía eólica es una de las más utilizadas y mejor explotadas. A partir del siglo XI, esta tecnología fue empleada para facilitar actividades cotidianas relacionadas con la molienda de grano, curtido de pieles, entre otras. En la segunda mitad del siglo XX, se comenzó a utilizar formalmente para propósitos de generación de energía eléctrica [1,2]. En la actualidad, el desarrollo de turbinas eólicas más eficientes ha hecho posible la instalación a gran escala de parques eólicos, principalmente en China, Estados Unidos y Alemania, los cuales poseen la mayor capacidad instalada de energía eólica [3]. Sin embargo, Dinamarca es el país que satisface el mayor porcentaje de su demanda eléctrica a partir de energía extraída del viento [4]. De acuerdo con información de la Asociación Mundial de Energía Eólica (WWEA) [2], hasta junio de 2016, China posee por mucho la mayor capacidad instalada con 158 000 [MW], Estados Unidos ocupa el segundo puesto con 74 696 [MW] y por último se encuentra Alemania con 47 420 [MW].

Las primeras turbinas que se emplearon a gran escala para extraer la energía del viento son conocidas como turbinas de velocidad fija [1,5,6]. La operación de estas turbinas es relativamente sencilla por el tipo de componentes que las integran y porque su diseño le permite a su generador eléctrico operar dentro de un rango estrecho de velocidades

mecánicas (por ende, casi a velocidad fija comparado con otras tecnologías) para todas las velocidades de viento para las cuales la turbina ha sido diseñada. Por otro lado, el avance acelerado de la electrónica de potencia ha hecho posible la fabricación de dispositivos capaces de manejar potencias de magnitud considerable, superando los 5 [MW]. Debido a esto se han desarrollado convertidores electrónicos que, al integrarlos a las turbinas eólicas, favorecen la obtención de energía, lo que se traduce en el aumento de la eficiencia del sistema de generación y, por ende, se hace cada vez más rentable la producción de energía eléctrica a partir de la energía del viento [5,7,8]. A las turbinas que emplean convertidores electrónicos se les conoce como turbinas de velocidad variable.

El considerable aumento en la explotación de los recursos eólicos ha provocado la necesidad de establecer requerimientos de interconexión que permitan la integración de los generadores eólicos al sistema eléctrico de acuerdo a las necesidades de cada país. Estos requerimientos deben establecer las condiciones adecuadas para que la red eléctrica y los parques eólicos interactúen de manera confiable y, a su vez, sean capaces de brindar energía de calidad, continuidad en el servicio y seguridad en condiciones normales, además de ofrecer una respuesta adecuada en condiciones anormales de operación. Tales condiciones se encuentran enunciadas en los códigos de red, los cuales presentan en forma detallada los requerimientos que se deben cumplir para llevar a cabo la conexión de plantas aerogeneradoras a fin de garantizar una correcta interacción con el sistema eléctrico. En resumen, se desarrollan los códigos de red con el propósito de aprovechar las ventajas que ofrece la energía eólica para lograr que el sistema opere de forma confiable, segura, eficiente y competitiva [9].

Las especificaciones técnicas para la interconexión varían de acuerdo a las propiedades de cada sistema eléctrico, las cuales incluyen generalmente los siguientes aspectos [10,11]:

- Tolerancia de valores de voltaje y frecuencia.
- Control de potencia reactiva.
- Control de potencia activa.
- Equipo de protección.
- Calidad de la energía.
- Comunicaciones y control.
- Comportamiento durante condiciones de falla.

Los operadores de los sistemas eléctricos son los encargados de dar a conocer las características que deben cumplir los parques eólicos para conectarse a la red. Por ejemplo, en Estados Unidos uno de los organismos regulatorios es la Federal Energy Regulatory Commission (FERC), en Alemania la empresa E.ON es la más importante del sector energético, en China se encuentra el China Electric Power Research Institute (CEPRI), España cuenta con la Red Eléctrica de España (REE), la India tiene al Inter State Transmission system (ISTS), Irlanda cuenta con el Electricity Supply Board (ESB), Gran Bretaña tiene como operador al National Grid Electricity Transmission, Dinamarca al Elkraft System an Eltra y en Canadá se encuentra el Alberta Electric System Operator (AESO). Cabe aclarar que en varios países existe más de un operador de la red según las políticas de manejo del sector energético. En México, el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) es el organismo encargado de establecer las condiciones para la operación confiable de los parques eólicos en la red eléctrica. La implementación del código de red en México es relativamente reciente ya que se desarrolló en el 2007 [12] y sus requerimientos técnicos no son tan detallados en comparación con los códigos de red europeos [11]. No obstante, se espera que haya modificaciones importantes debido a la instalación de nuevos parques en diferentes zonas de la república.

Por su naturaleza, las máquinas de inducción empleadas por la mayoría de tecnologías de generación eólica, presentan dificultades con el cumplimiento de los códigos de red en cuanto a la regulación de voltaje y potencia reactiva. Cuanta más potencia activa generan, requieren mayor potencia reactiva. Existen varias soluciones para aminorar el impacto que tiene dicho fenómeno en el sistema eléctrico. Inicialmente se optó por la implementación de bancos de capacitores, sin embargo, ésta solución solo es adecuada cuando el voltaje se mantiene dentro de los límites de operación normal. La inclusión de dispositivos de electrónica de potencia conocidos como sistemas flexibles de transmisión en corriente alterna o FACTS, por sus siglas en inglés, ha permitido a los parques eólicos cumplir con algunos de los requerimientos más importantes incluidos en los códigos de red: apoyar al sistema eléctrico durante fallas en lo concerniente al control de voltaje y potencia reactiva, algo que por sí mismos, los generadores de inducción de las turbinas eólicas de velocidad fija no pueden lograr. Por el contrario, en las turbinas de velocidad variable, el convertidor electrónico conocido como *back-to-back*, permite regular dinámicamente y de manera

efectiva, la inyección de potencia reactiva al sistema mejorando así el voltaje, incluso en condiciones de falla. Todo lo anteriormente expuesto, tiene toda la relevancia en cuanto a la integración de parques eólicos a los sistemas de potencia. Diversos estudios en estado estacionario y en régimen dinámico deben llevarse a cabo para determinar si éstos cumplirán, una vez en operación, con los códigos de red.

Esta tesis se desarrolla en el contexto de los códigos de red para parques eólicos. Dedicamos esfuerzos para llevar a cabo estudios fundamentales relativos a la integración de parques eólicos a las redes eléctricas, como lo son la operación de parques eólicos con diferentes condiciones de viento y su capacidad de respuesta ante fallas trifásicas en el punto de interconexión a la red del parque eólico. Inicialmente se presenta un marco teórico general para los códigos de red en el mundo y en México, destacando los requerimientos de interconexión más importantes y su impacto sobre la operación de las redes eléctricas. Posteriormente, se estudia a detalle el modelado de aerogeneradores de velocidad fija y uno de los más comunes de velocidad variable con el objeto de comprender el funcionamiento de sus principales componentes para estudios de simulaciones de sistemas de potencia. Finalmente, se presentan varios estudios dinámicos de redes eléctricas incorporando parques eólicos, implementadas en el paquete comercial SimPowerSystems de Simulink, MathWorks® [37]. Se analiza de manera separada la integración de un parque eólico de velocidad fija y otro de velocidad variable, donde los resultados de las simulaciones se contrastan y analizan con respecto a los requerimientos generales de interconexión de parques eólicos que prevalecen actualmente en México y en el mundo, en lo relativo a su operación ante varios perfiles de viento y en condiciones de falla.

1.2 Justificación de la tesis

Dado que, de las energías renovables, la energía eólica es una de las más aprovechadas a nivel mundial y la capacidad de generación de los parques se incrementa debido al acelerado avance tecnológico, se ha hecho cada vez más importante conocer los efectos que puede provocar su integración a gran escala al interactuar con el sistema eléctrico y sus componentes ya existentes. Gracias al desarrollo de software especializado ha sido posible plantear sistemas de generación bajo distintos escenarios para analizar la respuesta del parque eólico y del sistema eléctrico en su conjunto. Recurrir a la simulación y considerar

las reglas de operación, conocidas como códigos de red, facilita la valoración del comportamiento del parque eólico e incluso comparar el comportamiento de diferentes tipos de turbinas bajo el mismo escenario.

Conocer las implicaciones que trae consigo la incorporación de turbinas eólicas al sistema eléctrico representa la oportunidad de conocer en qué grado se cumple con los códigos de red, las perturbaciones originadas por la intermitencia en la velocidad del viento, las ventajas y desventajas de emplear un tipo de turbina determinado (de velocidad fija o variable) y se abre la posibilidad de plantear mejoras a los requerimientos técnicos de interconexión existentes con el propósito de aprovechar al máximo las ventajas que ofrece el recurso renovable.

Es importante hacer mención del potencial existente en México para la implementación de estas tecnologías de generación energética, siendo testigos de esto los diferentes parques eólicos ya en operación a lo largo y ancho de la república, sumando 31 granjas, con una capacidad instalada total de 3073 MW y con una expectativa de crecimiento de hasta 15,000 MW entre los años 2020 y 2022 de acuerdo con la Asociación Mexicana de Energía Eólica (AMDEE) [13].

1.3 Objetivo de la tesis

El objetivo principal de la tesis es analizar el comportamiento de dos de los principales tipos de turbina eólica instalados en la actualidad tomando como referencia los requerimientos contenidos en los códigos de red. Al incluir códigos de red de países que poseen granjas eólicas de gran capacidad se obtiene un punto de comparación bastante aceptable. Entre los aspectos más importantes a analizar se encuentra el comportamiento durante fallas y la operación del parque bajo condiciones variantes de viento.

Los resultados que son objeto de análisis se obtienen empleando los modelos contenidos en la librería de SimPowerSystems. Con la implementación de parques eólicos mediante dicho software es posible obtener variables eléctricas como voltajes y potencias tanto generadas como absorbidas por el parque para su posterior análisis. Por lo tanto, la comparación de los resultados con los requerimientos técnicos de interconexión permite dimensionar el impacto de la incorporación de la generación eólica sobre los sistemas de potencia.

1.4 Organización de la tesis

El presente trabajo consta de 5 capítulos, mismos que se describen a continuación:

Capítulo 1. Describe de manera general los temas que se desarrollan a lo largo del presente trabajo. Se aborda el panorama actual tanto de códigos de red como de tecnología aplicable a sistemas de generación eólicos. Además, se explican los objetivos principales y la importancia de llevar a cabo el análisis de la integración de los parques eólicos a la red eléctrica.

Capítulo 2. En este capítulo se expone un panorama general de los códigos de red en el mundo. Se describen los requerimientos técnicos para la interconexión de parques eólicos en países como Alemania, Dinamarca, China, Canadá y México, entre otros. La información más relevante se enfoca en la intervención de los parques eólicos en la regulación de voltaje y de frecuencia del sistema, así como el comportamiento durante disturbios en la red.

Capítulo 3. Se describen las partes principales de las turbinas eólicas, así como su principio de funcionamiento. Se estudian también las tecnologías de turbinas de velocidad fija y de velocidad variable, aportando una descripción de cada una de ellas. Para el modelado matemático se abordan las características mecánicas y eléctricas de las turbinas de velocidad fija con SCIG y de velocidad variable con DFIG por ser las que más se han implementado en el mundo. Además, se presentan los métodos usuales para el control de la extracción y limitación de potencia mecánica y eléctrica en las turbinas. Se provee una breve revisión del estado actual del diseño de los aerogeneradores que se encuentran en fase experimental.

Capítulo 4. La aplicación de los modelos de turbinas eólicas estudiados en el capítulo 3 mediante el uso del paquete de simulación SimPowerSystems se realiza en este capítulo. Se presenta el análisis de los resultados obtenidos de la simulación de los parques eólicos bajo distintos escenarios operativos. Se analiza el comportamiento del parque eólico con

turbinas con SCIG y con DFIG, con el objetivo de comparar los resultados obtenidos de cada tipo de granja eólica.

Capítulo 5. Se presentan las conclusiones con base en los resultados obtenidos en las simulaciones de las turbinas de velocidad fija y variable, tomando como referencia los códigos de red. Se mencionan también los trabajos futuros de investigación.

Capítulo 2

Requerimientos técnicos de interconexión de parques eólicos en los sistemas eléctricos de potencia

A finales de 1980, las compañías de suministro de energía eléctrica tenían que ocuparse de turbinas eólicas conectadas a la red de manera esporádica, en especial en Europa. Hasta éste momento, el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE) era el único organismo que tenía formalmente el estándar ANSI 1001-1988: “IEEE Guide for Interfacing Dispersed Storage and Generation Facilities with Electric Utility Systems”, el cual era una guía que trataba sobre la distribución de generación en las redes eléctricas. Éste incluía publicaciones fundamentales de temas relativos a la calidad de energía, protecciones de los equipos y confiabilidad. Posteriormente comenzaron a surgir avances en esta materia y durante la década de los 90’s las reglas de interconexión fueron armonizadas principalmente en países europeos y en Estados Unidos, lo que trajo consigo el desarrollo de asociaciones relativas a la energía eólica [7,14]. Entre ellas destacan la European Wind Energy Association (EWEA) y la American Wind Energy Association (AWEA).

2.1 Códigos de red en el mundo

Los parámetros que se toman en cuenta para desarrollar los requerimientos para la interconexión de parques eólicos se obtienen de países que han sido los más importantes en cuanto al desarrollo e implementación de turbinas y plantas eoloelectricas. Entre ellos se encuentran Alemania, Dinamarca, Escocia, Irlanda, Estados Unidos, Canadá, China, España y el Reino Unido. En los códigos de red se abordan la operación en régimen estático y dinámico de los aerogeneradores. Las características operativas en estado estacionario comprenden parámetros relativos a las condiciones normales de operación de la planta (régimen permanente) y especifican los tiempos límite de operación o rangos de tiempo durante los cuales se presentan variaciones de voltaje o de frecuencia, principalmente, en los cuales el sistema eléctrico debe operar continuamente [15].

Los parámetros y variables eléctricas más importantes, medidos en el punto de conexión a la red, son:

- **Control y regulación de voltaje.** El parque eólico debe ser capaz de controlar el voltaje dentro de un rango definido por el operador del sistema eléctrico. Para ello se dispone de un sistema de regulación, el cual acondiciona el voltaje a través de la modulación de la potencia reactiva.
- **Calidad del voltaje.** Se asocia a la distorsión en la onda originada por las armónicas y debe estar dentro de un rango permisible.
- **Limitación de potencia activa.** Se asocia con la regulación de la potencia entregada por el parque eólico. Se presenta cuando la potencia del viento disminuye hasta el punto en el que las plantas convencionales no pueden compensar la pérdida de potencia en la red. En conjunto con la pérdida de potencia del viento ocurre un aumento en la demanda de energía.
- **Regulación del factor de potencia.** Está relacionado con el consumo o generación de potencia reactiva por parte del parque eólico.
- **Frecuencia.** El sistema eléctrico puede presentar variaciones en la frecuencia debido al cambio en la demanda. Los generadores eólicos deben operar dentro de los rangos de frecuencia establecidos por el código de red de cada país, así como entregar potencia activa según las necesidades del sistema.
- **Fluctuaciones en el voltaje (*Flicker*).** Se definen como rápidas variaciones en el voltaje eficaz, provocadas por conexión y desconexión de transformadores, líneas e incluso otras plantas.
- **Comunicaciones y control.** Es un requerimiento asociado al informe de operación del parque eólico, en donde se miden parámetros como la potencia activa, potencia reactiva, voltaje y frecuencia.

Por otra parte, las características dinámicas se refieren al comportamiento del parque durante la presencia de desequilibrios en la red y su capacidad de recuperación después de una falla [15, 16]. Para lograr que el parque se mantenga conectado a la red durante disturbios, identificados por huecos de voltaje, es necesario que exista un aporte de potencia reactiva durante el tiempo establecido por el código de red o hasta que la falla se

libere [17]. En los códigos de red de los países mencionados se expresan los lineamientos que se deben seguir para cumplir con los parámetros y variables eléctricas descritos anteriormente. A continuación, se muestran las condiciones en las que el parque eólico debe seguir operando, tomando en cuenta las disposiciones de cada código de red y el tipo de aerogenerador.

2.1.1 Regulación de factor de potencia

Ante variaciones en el voltaje del sistema, se requiere que las turbinas eólicas sean capaces de regular la salida de potencia reactiva con el fin de contrarrestar las variaciones de voltaje en el sistema. Los requerimientos de control de reactivos son específicos para cada red debido a que el suministro de potencia reactiva para regular el voltaje depende, entre otros aspectos, de la capacidad de corto circuito de la red y de su impedancia [17]. La Tabla 2.1 muestra los valores de factor de potencia adecuados para el control de voltaje en diferentes países [15,18].

Tabla 2.1 Rangos de valores para el factor de potencia

	Dinamarca	Alemania	Irlanda	Escocia	Canadá, China, Estados Unidos y Reino Unido
Factor de potencia	$Q/P = 0$ a $Q/P = 0.1$ operando a toda su capacidad $Q/P = -0.1$ a $Q/P = 0$ sin producción	De 0.95 en atraso a 0.95 en adelante para capacidad nominal <100 [MW] Para capacidades mayores a 100 [MW] El f.p depende del voltaje nominal	0.95 en atraso a 0.95 en adelante 32.6 [MVar] por cada 100 [MW] instalados Produciendo de 100% al 50% de la capacidad nominal 0.95 en atraso a 0.95 en adelante Para la producción del 50% de la capacidad nominal al estado de poca generación (cut in)	0.95 atraso para producción del 100% al 20% 0.95 en adelante entre el 100% y el 50%	0.95 en atraso a 0.95 en adelante

Estos valores se determinan tomando en cuenta que una de las condiciones para la interconexión del parque es la capacidad para soportar variaciones y huecos de voltaje (fallas trifásicas), lo cual se logra mediante la regulación de la potencia reactiva. La planta tiene que operar en el rango de factor de potencia establecido sin ningún problema en cuanto a su producción de potencia disponible [17].

2.1.2 Rango y control de voltaje

El incremento en la inclusión de energía eólica en los sistemas eléctricos ha generado la necesidad de que los aerogeneradores estén preparados para soportar variaciones en el voltaje nominal. Cuando la capacidad de generación de los parques no era significativa bastaba con desconectarlos durante condiciones anormales. En la actualidad existen parques capaces de entregar a la red más de 100 [MW], lo cual es una cantidad importante de generación y su desconexión provocaría fluctuaciones mayores en varios parámetros del sistema eléctrico. Los códigos de red establecen que la granja eólica debe seguir en operación, en régimen permanente, dentro de ciertos voltajes por encima y por debajo del valor nominal. La Tabla 2.2 presenta las tolerancias permitidas de acuerdo con el valor del voltaje de transmisión en distintos países [15].

Tabla 2.2 Tolerancia de voltaje en países europeos

País	Tolerancia	Nivel de voltaje [kV]	País	Tolerancia	Nivel de voltaje
Dinamarca	-10% a 5%	400	Alemania	-8% a 10%	400
	-3% a 13%	150		-13% a 12%	220
	-5% a 10%	132		-13% a 12%	110
Irlanda	-13% a 5%	400	Escocia	$\pm 5\%$	400
	-9% a 12%	220		$\pm 10\%$	275
	-10% a 12%	110		$\pm 10\%$	132
Reino Unido	-10% a 5%	400			
	$\pm 10\%$	275			
	$\pm 10\%$	132			

Además del rango de voltaje permitido en cada código de red existe otro intervalo que considera mayor variación de voltaje. A ésta nueva tolerancia se le aplica un límite de

tiempo específico correspondiente al porcentaje de variación y al nivel de voltaje nominal del sistema. Estas consideraciones pertenecen a un código de red genérico, es decir, es una recopilación de los requerimientos europeos que abarcan mayor rango de variación durante cierto tiempo. Se observa que en la mayoría de los códigos de red se contempla que el parque debe seguir operando de manera continua durante variaciones de voltaje de $\pm 10\%$ del valor nominal [15]. La Fig. 2.1 muestra el tiempo máximo que debe operar la planta en función del voltaje nominal y sus variaciones.

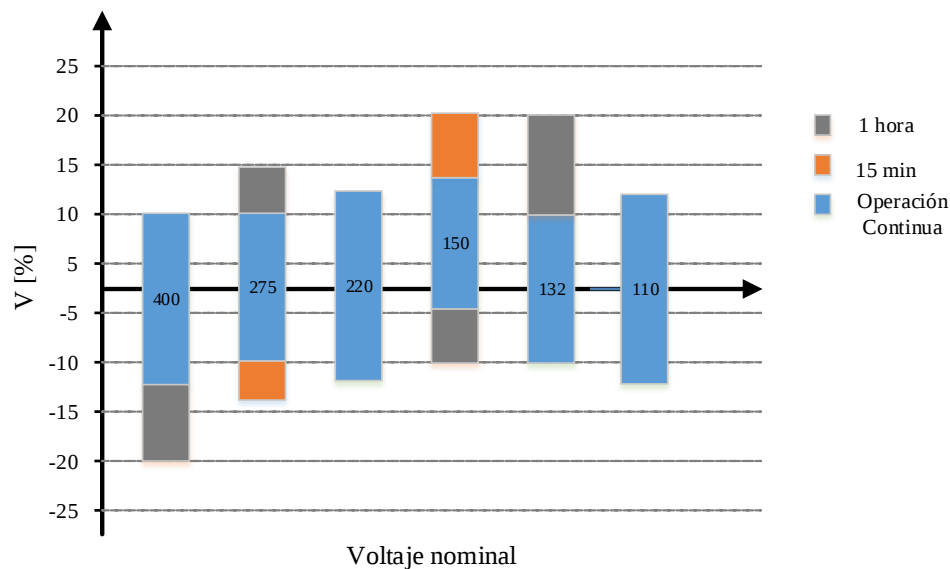


Fig. 2.1 Tiempo máximo de operación en determinados rangos de voltaje

Por otro lado, la implementación de nueva tecnología en la fabricación de aerogeneradores ha hecho posible la participación del parque eólico en el control y la regulación de voltaje en el punto de interconexión a la red, principalmente durante condiciones de falla. Para lograrlo es preciso que sea capaz de modificar la contribución de potencia reactiva suministrada a la red. La Fig. 2.2 ilustra el comportamiento requerido en el código de red de Dinamarca para el suministro de corriente reactiva de acuerdo a la magnitud del voltaje en el punto de conexión con el sistema eléctrico.

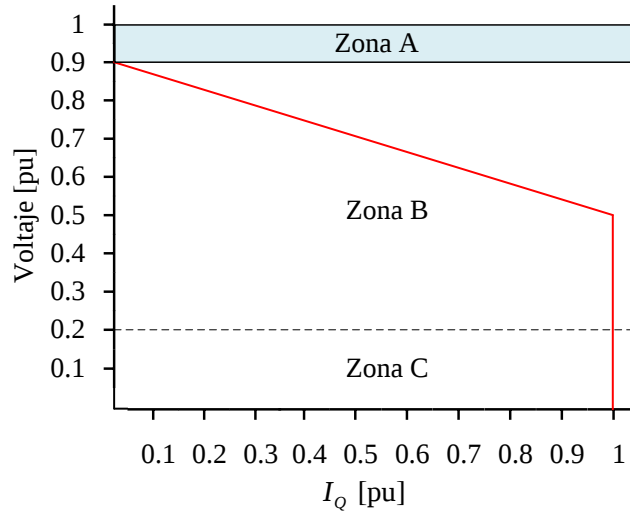


Fig. 2.2 Valor en [pu] de la corriente reactiva en función del voltaje

Las zonas indicadas en la Fig. 2.2 corresponden al comportamiento de la planta en las condiciones señaladas. En la zona A la planta debe permanecer conectada y mantener la producción de potencia activa normal. En la zona B debe permanecer conectada a la red y además debe proveer potencia reactiva para apoyar en la recuperación del voltaje. Por último, en la zona C se permite la desconexión del parque eólico [19].

El código de red español define que, durante la operación normal de la planta, se debe controlar la potencia reactiva en función del nivel de voltaje de transmisión, como se muestra en la Fig. 2.3 [20].

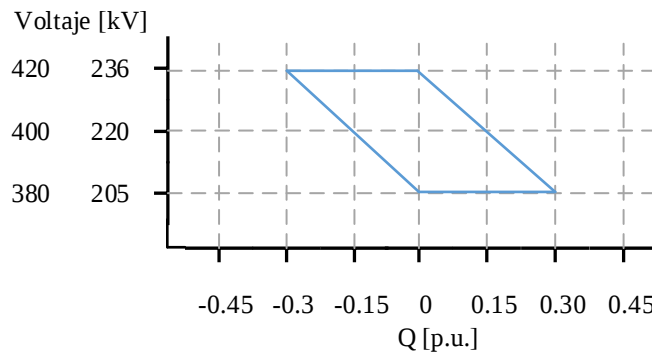


Fig. 2.3 Potencia reactiva y voltaje de transmisión

Se observa que cuando el voltaje asciende a 420 [kV] o a 236 [kV], según sea el caso, es necesario que el parque absorba 0.3 [pu] o, dicho de otra forma, genere -0.3 [pu] de la

potencia reactiva nominal para contribuir a la disminución del voltaje del sistema, en cambio, cuando se presentan voltajes bajos el parque debe aportar hasta 0.3 [pu] de potencia reactiva para incrementar el voltaje.

2.1.3 Potencia activa y control de frecuencia

Se relaciona con la disminución o aumento de potencia activa de salida de la planta eólica. Se realiza para compensar cambios en la frecuencia del sistema a través de rampas de potencia. Éstas rampas pueden ser positivas o negativas y se refieren al incremento o disminución de la potencia activa entregada en un tiempo determinado, lo cual puede ser a causa de la velocidad del viento, al arranque y paro de la planta e incluso a la recuperación después de una falla [16,17,21]. Cuanto mayor sea la flexibilidad en el manejo de la potencia activa, el parque tendrá mayor grado de intervención en la estabilización de la frecuencia. Manipular desde ligeras variaciones hasta rápidos cambios en la potencia son cualidades que permitirán el incremento en la instalación de granjas eólicas. La Tabla 2.3 contiene los cambios en la potencia o rampas requeridos en diferentes países europeos y en China [17,21].

Tabla 2.3 Rampa de potencia activa

País	Rampa requerida
Alemania (EON)	10% de la capacidad nominal por minuto
Irlanda (ESB)	1-30 MW por minuto
Dinamarca	10-100% de la capacidad nominal por minuto
Inglaterra y Gales (NGC)	• Sin límite para cambios de hasta 300 [MW] • 50 [MW]/minuto para cambios entre 300 [MW] y 1000 [MW] • 40 [MW]/minuto para cambios arriba de 400 [MW]
China	• Para capacidades por debajo de los 30 [MW], 10 [MW]/minuto (en promedio de 10 minutos) • 10 [MW]/minuto (en promedio de 1 minuto) • En turbinas con capacidad entre 30 y 150 [MW], 6.67% de la salida nominal (en promedio durante 10 minutos), 20% de la salida nominal (en promedio de un minuto) • Para capacidad mayor a 150 [MW], 10 [MW]/minuto (en promedio durante 10 minutos), 30 [MW]/minuto (en promedio en un minuto)

Por otra parte, la Fig. 2.4 muestra el comportamiento de la potencia activa en función del valor de la frecuencia. La potencia activa en la salida de los generadores se encuentra en 1 [pu] cuando se registran valores bajos de frecuencia, cercanos a 48.5 [Hz]. Para valores entre 49.5 [Hz] y 50.5 [Hz] (puntos A y B de la figura), se tiene la zona de operación en condiciones normales, en donde los generadores trabajan a alrededor de 0.95 [pu] de su capacidad. Por último, cuando la frecuencia supera los 50.5 [Hz] se presenta una notable caída en la potencia activa entregada [16]. El objetivo de aumentar o disminuir la potencia activa de salida a través de rampas positivas o negativas es ayudar en la regulación y estabilización la frecuencia del sistema, cuyo valor nominal en este caso es de 50 [Hz] por tratarse de países europeos.

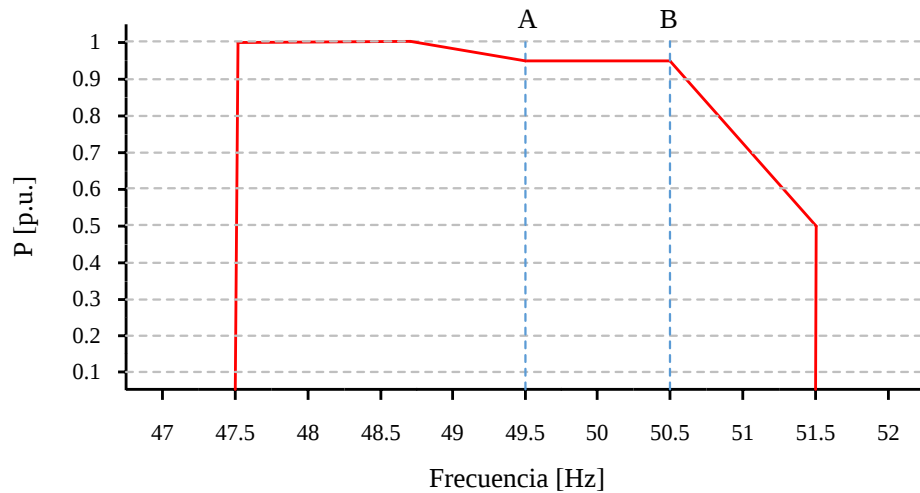


Fig. 2.4 Potencia de salida en función de la frecuencia del sistema en códigos de Alemania e Irlanda

Note que la pendiente de la rampa de potencia activa negativa es más pronunciada cuando la frecuencia del sistema aumenta, en comparación con la rampa positiva. Por otro lado, permanece alrededor del 100% de su capacidad ante frecuencias por debajo del valor nominal. Un comportamiento específico de la potencia activa de salida para regular la frecuencia, indicada en el código de red danés, se muestra en la Fig. 2.5 [18].

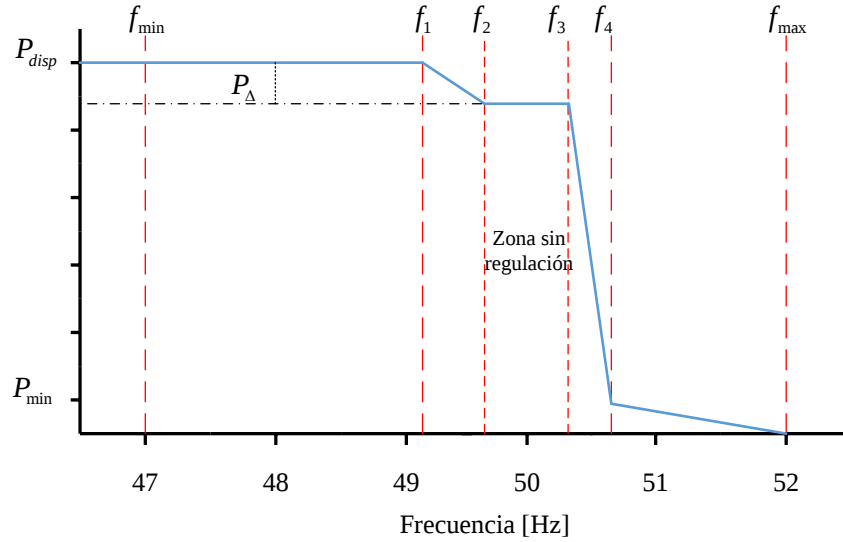


Fig. 2.5 Regulación de frecuencia en Dinamarca para capacidades mayores a 25 [MW]

Se establecen los límites f_1 y f_4 para indicar en donde se debe implementar el control primario de frecuencia. Debe ser posible establecer un método de control que permita desplazarse entre los valores que van desde f_{min} hasta f_{max} . En este caso se considera un cambio de potencia activa con el fin de regular la frecuencia, expresado a través de P_{Δ} [19]. P_{disp} representa la potencia disponible para la generación de energía, misma que se tiene que limitar a través de los mecanismos de control de las turbinas cuando la frecuencia se acerca a los valores dentro de la zona sin regulación.

2.1.4 Rango de frecuencia de operación

Un parámetro fundamental que forma parte de los códigos de red es la frecuencia. Así como para el voltaje, la frecuencia también tiene rangos definidos de operación en condiciones normales y tolerancias con tiempo límite para fluctuaciones más severas [15,17].

Cuando se tiene una cantidad considerable de generación por parte de la planta eólica resulta que desconectarla de forma inmediata ante la variación de frecuencia es muy perjudicial ya que, como se vio en el apartado de rampas de potencia, la pérdida de generación provocaría que los niveles de la frecuencia se alejen todavía más del valor nominal [15,16,17]. En la Tabla 2.4 están definidas las frecuencias para las que el parque

debe permanecer en operación durante el tiempo indicado, es decir, antes de que actúen las protecciones [17,21].

Tabla 2.4 Tiempo de operación ante fluctuaciones de frecuencia

Frecuencia [Hz]	Dinamarca	Alemania	Irlanda	Escocia	Reino Unido	China
52 a 53	3 min	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
51.5 a 52	30 min	N/A	60 min	Operación continua	Operación continua	
51 a 51.5	30 min	Operación continua	60 min	Operación continua	Operación continua	2 min
50.5 a 51	30 min	Operación continua	60 min	Operación continua	Operación continua	2 min
49.5 a 50.5	Operación continua	Operación continua	Operación continua	Operación continua	Operación continua	Operación continua
49.5 a 47.5	30 min	Operación continua	60 min	Operación continua	Operación continua	10 min
47.5 a 47	3 min	N/A	20 s	20 s	20 s	
> 47	N/A	N/A	20 s	20 s	20 s	

En la Tabla 2.4 se puede observar que en todos los países considerados se opera en forma continua con una tolerancia en la frecuencia de $\pm 1\%$. Para el caso de Estados Unidos y Canadá, cuya frecuencia es de 60 [Hz], se presenta la Fig. 2.6, en donde se observan las tolerancias requeridas por distintos operadores de la red [22].

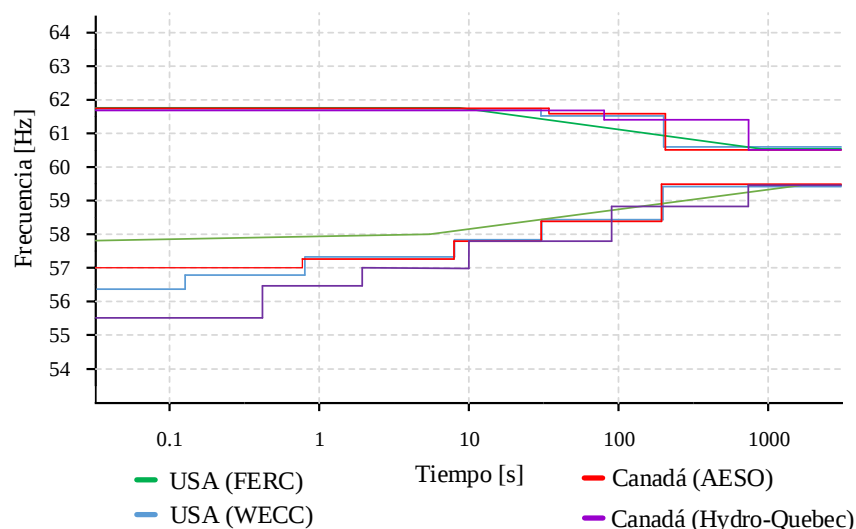


Fig. 2.6 Tiempo máximo de conexión para frecuencias fuera de rango

2.1.5 Fluctuaciones en el voltaje (*flicker*)

Se define como fluctuaciones rápidas o parpadeos en el voltaje, originados principalmente por la intermitencia en la velocidad del viento, aunque también son provocados por cambios repentinos en la demanda de potencia activa o reactiva. En ningún caso las fluctuaciones deben sobrepasar el 3% del valor nominal del voltaje [15]. Las aportaciones a la variación de voltaje que genera el parque en el punto de interconexión se determinan a través de dos índices: el P_{st} y el P_{lt} [23].

El índice P_{st} , o de período corto, se calcula definiendo el tiempo de medición, el cual puede ser de 1, 5, 10 o 15 minutos. Generalmente se elige el de 10 minutos. Los datos obtenidos se clasifican según su severidad para posteriormente analizarlos a través de métodos estadísticos para datos agrupados, en donde se define la distribución de frecuencias y la distribución de frecuencias acumulada [23]. Para determinar el número de fluctuaciones que ocurren dentro de una clase determinada se emplea la ecuación (2.1).

$$N_k = \frac{1}{T} \sum_n t_n^k \quad (2.1)$$

donde N_k es el número de fluctuaciones en la clase k , T es el período de muestreo, k es el número de clase, t_n^k es el período de tiempo durante el cual ocurren perturbaciones dentro de un número de clase determinado.

Para continuar con el cálculo se obtiene la distribución de frecuencias acumulada con la expresión (2.2).

$$N_{ac,k} = \sum_{n=k}^{N_c} N_n \quad (2.2)$$

donde $N_{ac,k}$ es el valor acumulado de la clase k y N_c es el número de clases. Una vez obtenida la distribución de frecuencias acumulada se identifican los percentiles $P_{0.1}$, P_1 , P_3 , P_{10} y P_{50} correspondientes al 0.1%, 1%, 3%, 10%, y 50% respectivamente, para aplicar la ecuación (2.3) [23].

$$P_{st} = \sqrt{0.0314P_{0.1} + 0.0525P_1 + 0.0657P_3 + 0.28P_{10} + 0.08P_{50}} \quad (2.3)$$

Para el índice de período largo, P_{lt} , normalmente se toman los datos de 12 mediciones de período corto (P_{st}), para así tener resultados basados en las mediciones de 10 minutos, obtenidos durante 2 horas. Se calcula mediante la expresión (2.4)

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{\sum_{i=1}^n P_{st_i}^3}{N_{P_{st}}}} \quad (2.4)$$

donde $N_{P_{st}}$ es el número de muestras de P_{st} consideradas (normalmente 12). En [24] se especifica que el valor para P_{st} no debe ser mayor a 0.1, mientras que el valor del P_{lt} tiene que estar por debajo del 0.8. Los límites se aplican al 95% de las mediciones tomadas durante una semana.

En el código de red de Canadá se hace referencia a los valores requeridos en el estándar IEC 61000-4-7, en donde se describe que el valor del P_{st} debe ser menor a 0.3, en períodos de medición de 10 minutos; el P_{lt} debe ser menor que 0.2 con muestreo de 2 horas [22].

2.1.6 Requerimientos durante condiciones de falla

En el momento que se presenta una falla (corto circuito) en el sistema, el voltaje tiende a disminuir. Se necesita que el parque eólico responda de manera favorable ante tal situación con el fin de apoyar en la recuperación del sistema. El primer requerimiento es seguir conectado a la red ante tal condición extrema. A su vez, los aerogeneradores deben maximizar la inyección de potencia reactiva, considerando sus límites de operación, por algún tiempo especificado y debe también suministrar potencia activa igual o mayor al 90% de su capacidad hasta que el voltaje regrese a los niveles normales de operación, con variaciones de al menos el 20% de su potencia nominal por segundo [15,16,25]. Se requiere que los aerogeneradores cuenten con un sistema de protección ajustado según la caída de voltaje que se presente en el sistema eléctrico, y que defina el tiempo máximo de operación durante la ocurrencia de la falla.

La Tabla 2.5 contiene los valores de caídas de voltaje durante una falla para diferentes países, los datos mostrados se han determinado con base en las características de cada

sistema eléctrico. Contiene también la duración de la falla y el tiempo que le toma al sistema recuperar sus valores nominales. El parque eólico entero debe operar de manera continua, es decir, sin que haya respuesta por parte de su equipo de protección [17].

Tabla 2.5 Requerimientos de voltaje durante una falla

País	Duración de la falla [ms]	Voltaje mínimo (% del nominal)	Recuperación de voltaje [s]
Alemania	150	0	1.5
Reino Unido	140	0	1.2
Irlanda	625	15	3
Dinamarca (<100 kV)	140	25	0.75
Bélgica (grandes caídas de voltaje)	200	0	0.7
Bélgica (pequeñas caídas de voltaje)	1500	70	1.5
Canadá (Hydro-Quebec)	150	0	1
USA	625	15	3
España	500	20	1
Italia	500	20	0.8
Suecia (>100 [MW])	250	0	0.8
Nueva Zelanda	200	0	1
China	625	20	3

Para expresar de forma visual el comportamiento del voltaje del sistema se presenta en forma gráfica, en la Fig. 2.7, los llamados huecos de tensión que definen este requerimiento en los códigos de red.

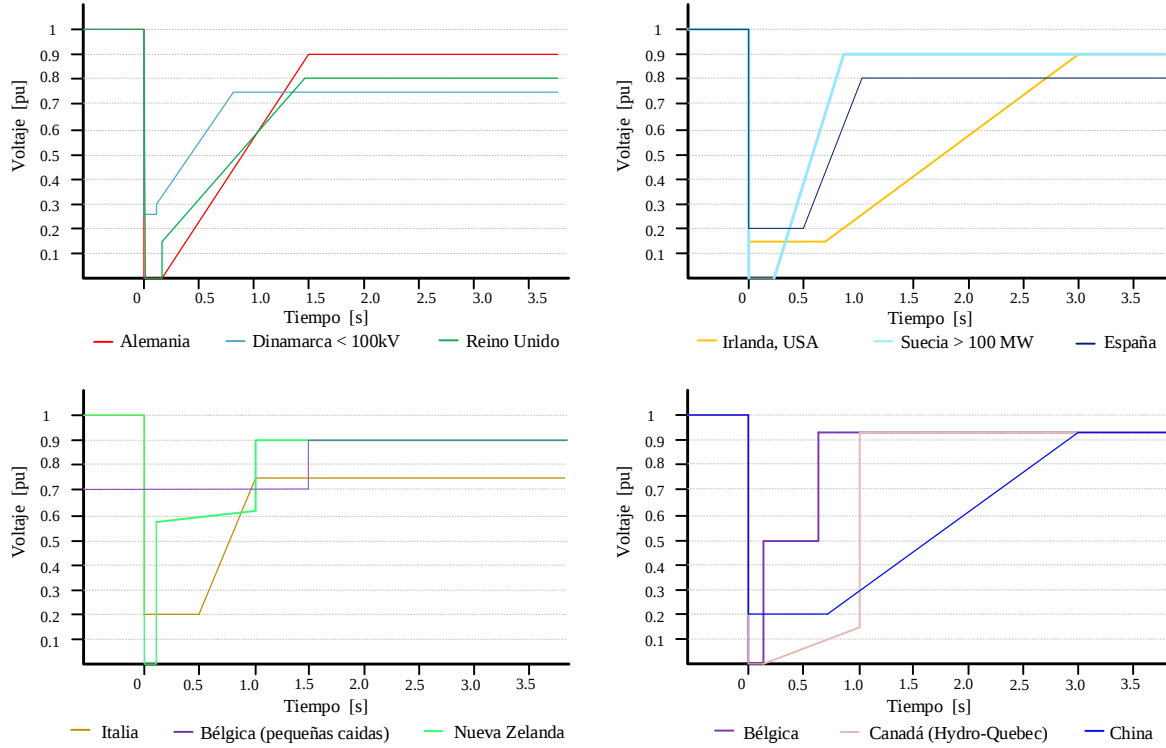


Fig. 2.7 Tiempo máximo de liberación de falla en función del voltaje

2.1.7 Comunicaciones y control

El propósito de contar con sistemas de comunicaciones y control es garantizar, tanto como sea posible, que el parque eólico va a operar de forma segura y eficiente. Esto se logra intercambiando información acerca de las variables más importantes de la planta con el operador del sistema. Los datos de los parámetros que se tienen que informar al operador de la red dependen de la capacidad nominal de la planta. Estos se enlistan a continuación [16,25],

- Potencia activa de salida [MW] en el lado de bajo voltaje del transformador.
- Potencia activa disponible [MW] en el lado de bajo voltaje del transformador.
- Potencia reactiva entregada [MVar] en el lado de bajo voltaje del transformador.
- Voltaje entregado en las terminales de bajo voltaje [kV].
- Indicador de posición de los interruptores.
- Posición del tap del transformador del parque eólico.
- Voltaje en [kV] en el punto de interconexión

Para parques con capacidad mayor a 10 MW se requiere información acerca de [16]:

- Velocidad y dirección del viento, así como temperatura del aire y presión.
- Disponibilidad de la planta (0-100%)
- Porcentaje de desactivación de turbinas debido a alta o baja velocidad del viento
- Limitaciones en la potencia entregada

2.2 Código de red en México

En México se han implementado requerimientos técnicos a partir de estudios realizados en los países con mayor capacidad instalada de energía eólica. En el código de red mexicano se toman en cuenta los aspectos básicos para la interconexión del parque eólico a la red eléctrica, tales como calidad de la energía, protecciones, tolerancias en valores de frecuencia y voltaje y comportamiento durante fallas.

Las especificaciones señaladas en el código de red se establecen de acuerdo con el avance tecnológico en los aerogeneradores, por lo que eventualmente será necesario hacer modificaciones [16,12].

2.2.1 Frecuencias de corte

La carga total conectada a la red nunca se mantiene en un valor constante ya que siempre existen elementos que se conectan de forma intermitente. La variación en la carga se refleja en la frecuencia, por lo que se han establecido límites de frecuencia dentro de los cuales se considera una operación normal. Cuando el sistema opera fuera de los valores normales se considera que está trabajando bajo condiciones de emergencia. La frecuencia de corte se refiere al valor límite de frecuencias mínima y máxima para las cuales el sistema de protecciones debe operar, así como el tiempo de respuesta del mismo [16,12]. Los valores se muestran en la Tabla 2.6.

Tabla 2.6 Frecuencias de corte

Rango de frecuencia [Hz]	Tiempo de ajuste de la protección
> 62	Instantáneo
57.5 < Operación normal < 62	Operación continua
< 57.5	Instantáneo

2.2.2 Armónicos en la corriente

Las frecuencias armónicas se originan, entre otras cosas, por dispositivos electrónicos conectados a la red, como variadores de velocidad y arrancadores electrónicos. En caso de que se presente distorsión provocada por frecuencias armónicas es necesaria la instalación de filtros con el fin de obtener energía con la mayor calidad posible [16]. Los valores máximos de distorsión armónica permitidos, expresados en porcentaje del valor nominal del voltaje, se especifican en la Tabla 2.7

Tabla 2.7 Valores de armónicos de voltaje máximo permitidos.

Orden de la armónica	Nivel de armónicos en % del voltaje nominal
2	1.5
3	2
4	1
5	2
7	2
9	1

Se muestra mayor cantidad de armónicas de orden impar ya que son las que repercuten en mayor medida en la calidad de la señal. La distorsión armónica total es aquella que se mide en forma continua, su valor máximo es del 3%. Cuando se excede éste valor se recurre al porcentaje permitido para cada una de las armónicas con el fin de identificar cual está por arriba del valor indicado por la Tabla 2.7 [12].

2.2.3 Potencia reactiva

El parque debe estar habilitado para consumir y proporcionar potencia reactiva de acuerdo con las necesidades de la red, con el fin de contribuir en el control de voltaje en el punto de interconexión. Debe ser capaz de controlar el factor de potencia en el rango de 0.95 en adelanto y atraso. Esto quiere decir que si, por ejemplo, el parque entrega 100 [MW], debe poder inyectar a la red ± 32.86 [MVar]. Además de permanecer conectado al sistema durante variaciones en el voltaje nominal de $\pm 5\%$ en condiciones normales y $\pm 10\%$

durante disturbios o condiciones de emergencia [16,12]. Los datos de los voltajes normalizados en México para la transmisión y las tolerancias se agrupan en la Tabla 2.8.

Tabla 2.8 Tolerancias para voltajes de transmisión

Voltaje [kV]	Tolerancia en condiciones normales ($\pm 5\%$)	Tolerancia durante emergencias ($\pm 10\%$)
115	109.25 a 120.75 [kV]	103.5 a 126.5 [kV]
230	218.5 a 241.5 [kV]	207 a 253 [kV]
400	380 a 420 [kV]	360 a 440 [kV]

2.2.4 Calidad del voltaje

La calidad en el voltaje se ve afectada por variaciones periódicas en la amplitud, también conocidas como parpadeos. Para evaluar la magnitud de la variación se implementan principalmente dos indicadores: el indicador de variación de voltaje a corto plazo (P_{st}) con intervalos de observación de 10 minutos. Y el indicador de variación de voltaje a largo plazo (P_{lt}), con intervalos de observación de 2 horas. El P_{st} y el P_{lt} no debe ser mayores a 0.35 y 0.25 respectivamente. Ambos se calculan a través de un promedio ponderado de las mediciones obtenidas en el periodo de tiempo definido para cada uno [12].

2.2.5 Operación del parque ante fallas externas o en el punto de interconexión

En condiciones de fallas transitorias externas el parque deberá permanecer conectado a la red, consumir el mínimo de potencia activa el tiempo que dure la falla, soportar el hueco de voltaje e incluso aportar potencia reactiva para colaborar en la recuperación del voltaje y frecuencia nominales. Una vez liberada la falla, debe aportar potencia activa y mantener el nivel de potencia reactiva que se tenía antes de la perturbación. El tipo de falla y el tiempo máximo para permanecer conectado durante la contingencia se muestra en la Tabla 2.9.

Tabla 2.9 Tipo y duración de fallas transitorias

Tipo de falla	Tiempo máximo de duración de la falla [ms]
Trifásica a tierra	150
Bifásica con o sin conexión a tierra	150
Monofásica a tierra	150

La Fig. 2.8 presenta el comportamiento dinámico del voltaje durante y después de una falla. El voltaje cae instantáneamente a cero cuando se produce la falla y comienza a recuperarse inmediatamente después de que se libera. Tarda aproximadamente un segundo en alcanzar 0.8 p.u. y alrededor de cuatro segundos en llegar a 0.9 p.u.

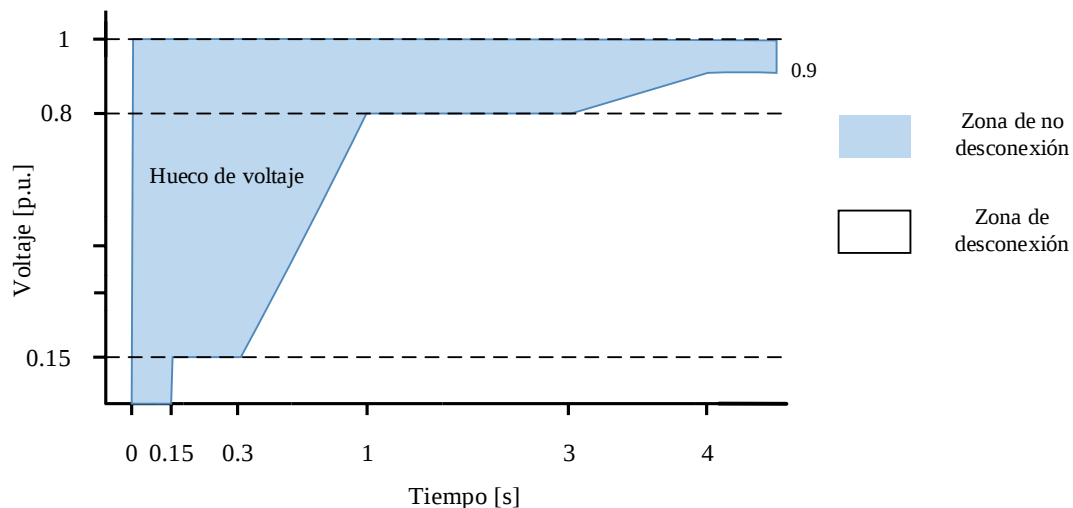


Fig. 2.8 Hueco y recuperación de voltaje

Después de que se libera la falla, a los 1000 [ms] el sistema se recupera el 80% del voltaje de operación. El parque debe permanecer conectado mientras esto sucede y en las siguientes condiciones [15,12]: (i) Dos fallas trifásicas en el intervalo de dos minutos, (ii) Dos fallas bifásicas en el intervalo de dos minutos, (iii) Dos fallas monofásicas en el intervalo de dos minutos.

2.2.6 Protecciones

Es necesario contar con equipo de protección para el aerogenerador, transformador principal y auxiliar, líneas de transmisión y barras principales. Estos dispositivos deben cumplir con las normas requeridas por la CFE, como son: NRF-041 “*Esquemas normalizados de protección para líneas de transmisión*”, CFE G0000-81 “*Características técnicas para relevadores de protección*”, V6700-62 “*Tableros de protección, control y medición para subestaciones eléctricas*”, CFE-GARHO-89 “*Registadores de disturbio*” [12].

2.2.7 Registro de disturbios

El transformador de potencia principal y las líneas de enlace deben contar con un equipo de medición que almacene información importante en caso de que ocurra una falla y que incluya una unidad de medición fasorial (PMU).

2.2.8 Comunicaciones y control

El parque debe contar con un sistema de comunicación encargado de enviar datos en tiempo real acerca de los parámetros solicitados por el operador de la red, medidos en el punto de interconexión. Entre los más relevantes se encuentran:

- Potencia activa [MW]
- Potencia reactiva [MVAR]
- Voltaje [kV]
- Frecuencia [Hz]
- Energía activa [MWh]
- Energía reactiva [MVarh]

2.2.9 Pruebas

Las pruebas que se deben hacer a los aerogeneradores y a la subestación de interconexión incluyen:

- Ajuste y operación correcta de protecciones
- Equipos de comunicación y medición

- Prueba en campo de hueco de voltaje
- Medición en campo del contenido de armónicas

2.3 Conclusiones

En este capítulo se han abordado los requerimientos de interconexión que debe cumplir una granja eólica para la interconexión con los sistemas eléctricos, mismos que son establecidos a partir de pruebas de campo y de simulaciones por parte de los analistas y operadores de los sistemas eléctricos. Los códigos de red se desarrollan de acuerdo a las necesidades de cada país y de las características de la red, por lo tanto, deben someterse a revisiones constantes debido al aumento en la demanda de energía y al creciente número de granjas instaladas, además de las que se planea instalar a futuro en diferentes países, incluyendo México. Otro punto a considerar es el permanente desarrollo e implementación de nuevas tecnologías que mejoran las ya existentes o que incluso proponen nuevas estrategias de generación que modifican el comportamiento de las granjas eólicas. Entre los requerimientos de interconexión destaca la participación del parque en la regulación de frecuencia y en la recuperación después de disturbios como fallas trifásicas.

Por otro lado, al cumplir con los códigos de red se disminuye considerablemente la probabilidad de que el sistema presente problemas adicionales tales como variaciones importantes de voltaje o de frecuencia, las cuales provocarían la activación de los sistemas de protección de forma inadecuada, causando la desconexión de varios componentes de la red eléctrica y, por ende, el desabasto de energía eléctrica, en el mejor de los casos.

Capítulo 3

Modelado de turbinas eólicas para estudios de sistemas eléctricos de potencia

La extracción de la energía cinética del viento para su aprovechamiento en la generación de energía eléctrica se realiza a través de los elementos que componen el aerogenerador o turbina eólica. Entre los más importantes se encuentra la torre, el rotor, el gabinete o *nacelle* que es el espacio donde se colocan los mecanismos de transmisión y el generador y el sistema de orientación encargado de direccionar a la turbina cuando se presentan cambios en el flujo de viento, conocido en inglés como *yaw system*. Debido a las variaciones de viento, la turbina tiene que contar con un centro de control y regulación que le permita adaptarse a las necesidades de la red eléctrica [26].

El proceso de conversión de energía eólica a eléctrica se resume en la Fig. 3.1, en el cual la energía del viento se aprovecha por la turbina para generar el movimiento de las aspas, luego la energía mecánica del rotor se transfiere al generador para así obtener energía eléctrica a la salida del sistema. Visto de otra forma, la potencia entregada por el viento se transforma en potencia mecánica al pasar por el rotor, luego esta pasa al generador para al final obtener potencia eléctrica [27].



Fig. 3.1 Proceso de conversión de la energía del viento

A través del tiempo se han diseñado diversos tipos de turbinas eólicas, las cuales se clasifican principalmente de acuerdo a tres parámetros: la orientación del eje, la capacidad de generación y el lugar en que se llevará a cabo su instalación, en tierra (*onshore*) o en el mar (*offshore*) [27]. De acuerdo con la posición del eje de su rotor, las turbinas se clasifican en:

- Turbinas de eje vertical: El eje del generador se coloca en forma vertical, el generador se monta sobre una torre pequeña o a nivel del piso.

- Turbinas de eje horizontal: El eje del generador se posiciona en forma horizontal. En este tipo de turbinas el generador se monta en la parte más alta de una torre.

De estos dos diseños, se ha optado por la instalación de turbinas de eje horizontal en la mayoría de los parques eólicos. Cabe mencionar que las turbinas de eje vertical con mayor éxito son las conocidas como “Darrieus”, donde la característica más conveniente de este diseño es la posición del generador y de los dispositivos de transmisión, que se encuentran en la parte inferior, a nivel del suelo. Sin embargo, estas ventajas se ven menoscabadas cuando es necesario desmontar el rotor para su debido mantenimiento además de que existe una mayor pérdida de energía debido a la manera en que esta turbina intercepta al viento.

Tomando en cuenta la capacidad del aerogenerador y la velocidad media anual del viento, las turbinas eólicas también se clasifican de la siguiente manera [27]:

- Pequeña escala: Comprende a los generadores cuyo rango de potencia se encuentra entre 0.025 [kW] y los 10 [kW] y la velocidad media anual del viento es de 2.5 [m/s] a 4 [m/s].
- Mediana escala: Con una velocidad promedio anual entre 4 [m/s] y 5[m/s] este tipo de turbina genera de 10 [kW] a 100 [kW].
- Gran escala: La velocidad del viento requerida es de más de 5 [m/s]. La potencia entregada es mayor a 100 [kW].

En las turbinas dentro de la categoría de generación a gran escala se centra el análisis estático y dinámico ya que son las que comúnmente se conectan a la red eléctrica. En la Fig. 3.2 se ilustra la variación que han experimentado las turbinas en cuanto al tamaño y a su capacidad. Como se verá más adelante, uno de los factores que intervienen en el uso y aprovechamiento de la energía del viento es el radio del rotor, mismo que se traduce en la altura del aerogenerador. Cuanto más grande sea el radio, se aprovecha mayor cantidad de aire para hacer girar al rotor [28]. Se espera que con la implementación de tecnología nueva sea posible alcanzar capacidades de hasta 20 000 [kW] por aerogenerador e incluso disminuir considerablemente su tamaño [28].

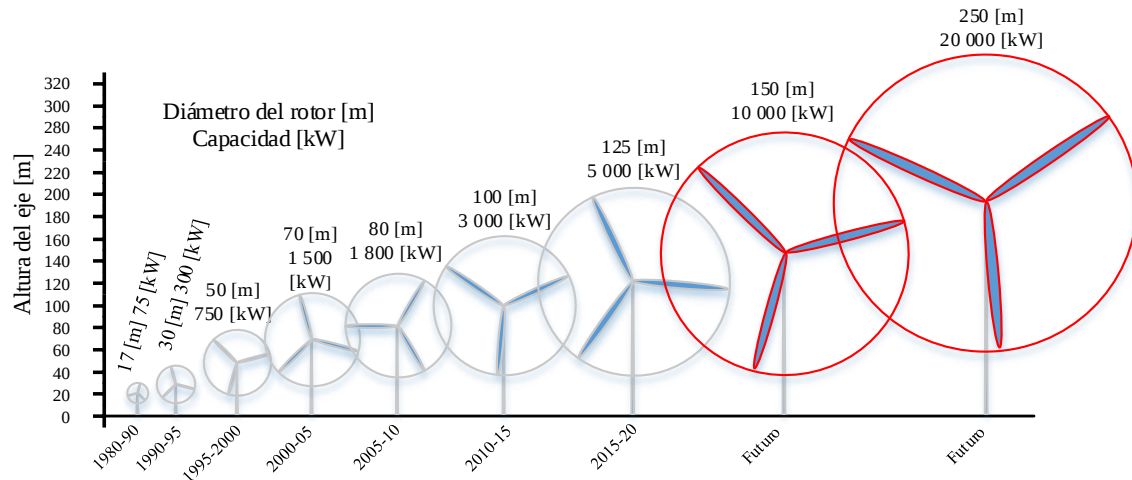


Fig. 3.2 Incremento en tamaño y capacidad de aerogeneradores

3.1 Componentes básicos de un aerogenerador

Las turbinas eólicas que más se utilizan están formadas por un juego de tres aspas que están unidas al eje, éste a su vez hace girar a los engranes y los engranes mueven al generador. Los engranes y el generador se alojan en un gabinete o cabina, y esta se coloca en la parte más alta de la torre. Además de las aspas, el eje, el engranaje y el generador, las turbinas cuentan con otros elementos como el sistema de direccionamiento, el freno y los controladores. La Fig. 3.3 muestra un diagrama esquemático de los principales componentes de una turbina eólica, de los cuales se da una breve descripción [27].

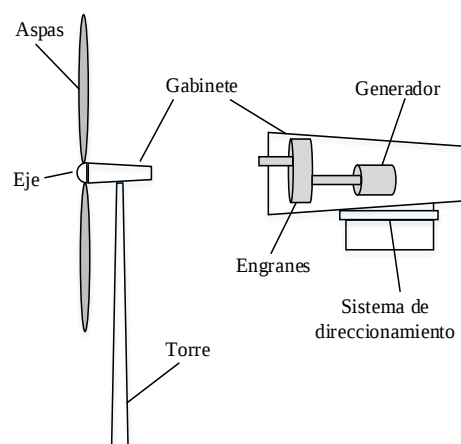


Fig. 3.3 Partes principales de un aerogenerador

- Gabinete o cabina: Se sitúa en la parte superior de la torre, contiene la caja de engranes, el generador, el mecanismo de direccionamiento, el sistema de frenado y en él se lleva a cabo el monitoreo de la velocidad y dirección del viento.
- Aspas o palas: Es de las partes más importantes de la turbina ya que de su tamaño depende la capacidad de generación de la turbina. Se deben fabricar de un material especial que soporte los esfuerzos mecánicos y que además sea ligero con el fin de evitar mayores pérdidas durante la conversión de la energía. En la mayoría de las turbinas están diseñados para trabajar a velocidades que van de 10 a 30 revoluciones por minuto [rpm]. Por otra parte, entre más aspas contenga, será mayor el par de arranque y la velocidad de rotación menor [27,29].
- Caja de transmisión o de engranes: Ya que la velocidad de las aspas del rotor es muy baja, se necesita una caja de engranes para elevar la velocidad de giro y poder accionar al generador. Hasta ahora la mayoría de las turbinas emplean una caja de engranes, sin embargo, la implementación de convertidores con electrónica de potencia ha hecho posible dejar de utilizar este componente.
- Sistema de frenado: Se utiliza para detener las aspas del rotor en caso de situaciones de emergencia o cuando la velocidad del viento excede el valor máximo de acuerdo con el diseño de la turbina.
- Generador: Es el elemento que recibe el movimiento de las aspas a través de la caja de engranes y lo transforma en energía eléctrica de corriente alterna. Comúnmente se emplean generadores de inducción de tipo jaula de ardilla o de rotor devanado, aunque también se utilizan generadores síncronos [29].
- Sistema de orientación: Es el mecanismo encargado de orientar a la turbina en la dirección del viento. Funciona a través de dispositivos como anemómetros o veletas.
- Controladores: Es un conjunto de dispositivos eléctricos y electrónicos que manejan la velocidad de las aspas, el arranque y el paro de las turbinas. Para la parte de control de accionamiento de la turbina se cuenta con un anemómetro que por medio de señales electrónicas indica el inicio de operación de ésta cuando el viento alcanza su velocidad mínima óptima, de igual forma la detiene cuando la velocidad del viento supera los parámetros máximos de diseño [29].

3.2 Diseño de turbinas eólicas en la actualidad

En la actualidad hay avances significativos en el campo del diseño aerodinámico de las turbinas eólicas, enfocándose en su eficiencia y en la reducción de sus dimensiones. Lo que se pretende en un futuro no muy lejano es reducir las grandes extensiones que ocupan las granjas eólicas. Como prueba de ello se enuncian algunos de los avances en esta materia:

- Whalepower turbine: Investigadores del “Wind Energy Institute of Canada” han demostrado que la turbulencia en el filo del aspa de la turbina eólica se vuelve más estable, silenciosa y menos abrasiva si se “imitan” los surcos de la aleta de una ballena en la parte con mayor contacto con el viento de la pala de la turbina, volviéndola más eficiente [30].



- Turbina helicoidal de eje vertical: es una evolución de la turbina eólica vertical “Darrieus”. Está compuesta de tres palas giradas de manera helicoidal 120 grados. Producen un promedio de 585 kilowatts hora de energía [30,31].



- Windbelt: es un diseño basado en el arpa eólica que utiliza el aleteo de una cadena producido por el viento que hace oscilar un magneto entre embobinados produciendo así una corriente en esta [30].



- Wepower wind turbine VAWT: Es un tipo de turbina de eje vertical que opera de manera silenciosa y tiene un buen rendimiento aún a bajas velocidades de viento [30].



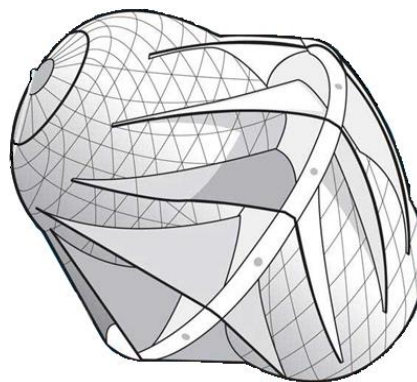
- Turbinas Bladeless: Desarrolladas por la empresa española “Vortex Bladeless”, son largos mástiles cónicos que oscilan de manera vertical, no necesitan palas, lo cual trae consigo ventajas como que son silenciosas, contribuyen en menor medida a la contaminación visual que las turbinas clásicas de tres palas, evitan accidentes con aves que tienden a colisionar con las turbinas de tres palas y son más ligeras dado que están hechas de materiales ligeros como fibra de vidrio y carbono, lo que provoca una cimentación menos costosa. Este modelo de turbinas transforma la energía cinética del viento en energía mecánica y después en eléctrica, haciendo uso del efecto aerodinámico de los *vórtices*. Su capacidad de generación va de 4kW a 1MW [32].



- Turbinas Windspire: Otra variación más de las turbinas de rotor vertical, cuenta con una hélice en forma cilíndrica de aspas delgadas cuyas medidas son 30 pies de alto, 4pies de ancho y genera hasta 2000 kW por hora a una velocidad de viento de 12 mph y es capaz de soportar hasta 105 mph. Ha sido puesta en marcha para casas, comercios, museos y escuelas debido a su funcionamiento silencioso, a su moderado tamaño y a su capacidad de generación que va desde 1 kW hasta 5 kW [30,33].



- **Magenn Air Rotor System (MARS):** En este tipo de turbina el helio es quien sustenta al sistema del rotor de aire *magenn*, que asciende a una altitud óptima que es controlada por el operador. Una de sus ventajas es el poder elevarse por arriba de la altura de las turbinas convencionales, con un margen desde 200 [ft] hasta 800 [ft]. Su rotación genera un *efecto magnus*. Este fenómeno aerodinámico provee una elevación adicional, lo que mantiene al dispositivo MARS estable. Cabe mencionar que entre otras ventajas está el bajo coste de generación de electricidad (por debajo de 10 centavos de dólar cada kWh) [34].



3.3 Tecnologías de turbinas usadas comúnmente en parques eólicos

Esencialmente existen dos tecnologías para las turbinas eólicas: las de velocidad constante y las de velocidad variable. Básicamente, las diferencias radican en los componentes que emplea cada tipo de turbina, la forma en la que se conectan a la red, costos, la complejidad del sistema de control, etc.

Turbinas eólicas de velocidad fija

Los aerogeneradores de velocidad fija fueron los primeros en ser desarrollados; en esta tecnología se emplea un generador de inducción tipo jaula de ardilla, directamente acoplado a la red y su velocidad angular la impone la frecuencia del sistema eléctrico [7,29]. Una de las implicaciones de las turbinas de velocidad fija es que solo alcanzan la máxima extracción de potencia para una velocidad de viento en particular, además requieren compensadores de potencia reactiva. La Fig. 3.4 ilustra una turbina de velocidad fija la cual

utiliza un generador de inducción tipo jaula de ardilla (SCIG - *squirrel cage induction generator*). La implementación de este tipo de turbinas es simple, confiable y de bajo costo. Sin embargo, no es posible controlar su consumo de potencia reactiva y el control de la potencia activa es muy limitado. Las variaciones en el viento se ven reflejadas directamente en variaciones en la potencia suministrada a la red [7,35]. La Fig. 3.5 describe de manera general las etapas de conversión de energía y/o funcionamiento de la turbina de velocidad fija y los parámetros mecánicos y eléctricos que intervienen en la generación de energía eléctrica. V_w es la velocidad del viento, P_m es la potencia mecánica, ω es la velocidad angular del rotor, P y Q son la potencia activa y la potencia reactiva respectivamente, V es el voltaje y f es la frecuencia en la red [7].

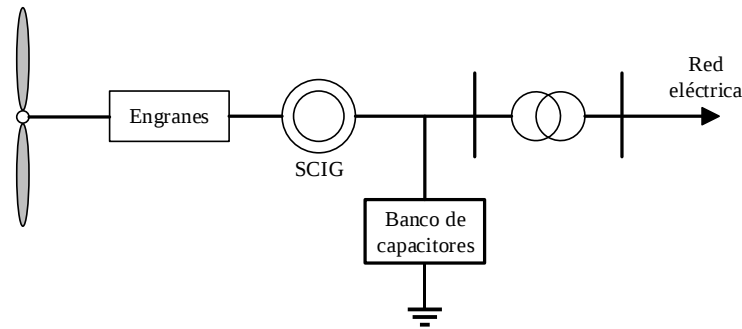


Fig. 3.4 Configuración de una turbina de velocidad fija

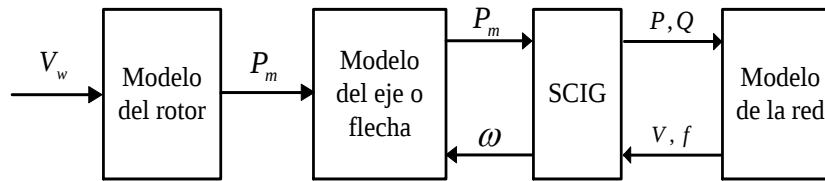


Fig. 3.5 Diagrama de bloques para una turbina de velocidad fija

Turbinas eólicas de velocidad variable

En el caso de las turbinas de velocidad variable, desde sus primeras implementaciones el uso de esta tecnología se extendió rápidamente hasta convertirse en las más utilizadas. Son capaces de adaptarse a las variaciones del viento para generar la mayor potencia posible y se diseñan para obtener la máxima eficiencia aerodinámica para un amplio rango de velocidades. En éste tipo de turbinas se hace uso de un convertidor electrónico de

potencia para modificar la corriente del rotor del generador. El convertidor controla la velocidad del rotor en función de las variaciones en la velocidad del viento mediante electrónica de potencia. La tecnología de velocidad variable permite capturar mayor cantidad de energía, mejorar la calidad de la potencia y reducir el estrés mecánico en la turbina. Por otro lado, presenta pérdidas de potencia en el convertidor y, al emplear más componentes de control, incrementa su costo y complejidad [7,35].

En la actualidad se distinguen dos tipos principales de turbinas con velocidad variable, una de ellas es la turbina con generador doblemente alimentado o DFIG por sus siglas en inglés (*doubly fed induction generator*), cuyo diagrama esquemático se muestra en la Fig. 3.6. Este tipo de tecnología se caracteriza, precisamente, por la doble conexión del generador a la red. El rotor del generador de inducción, el cual es de rotor devanado, se conecta al convertidor de potencia mientras que el estator se conecta directamente a la red a través de un transformador. De esta manera la potencia del generador tiene dos caminos posibles para llegar a la red [7,29,36].

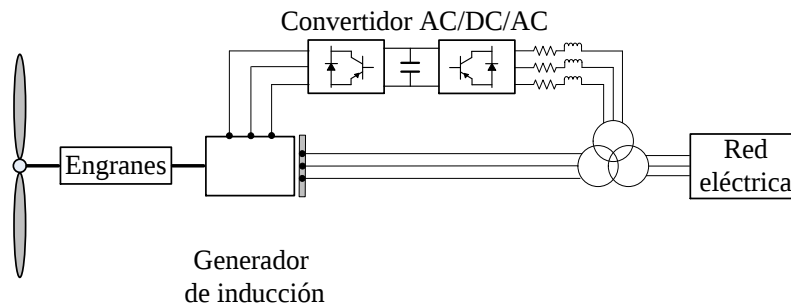


Fig. 3.6 Turbina de velocidad variable con DFIG.

La Fig. 3.7 expone de manera general los procesos involucrados en el funcionamiento de este tipo de aerogenerador, donde V_w es la velocidad del viento, P_m es la potencia mecánica del rotor, P y Q son la potencia activa y reactiva respectivamente, V es el voltaje en terminales, f es la frecuencia del sistema, I_R es la corriente del rotor, β es el ángulo de inclinación de las aspas y ω es la velocidad angular del rotor; la potencia activa y reactiva de referencia o de *set point* se denominan como P_{sp} y Q_{sp} , respectivamente [7].

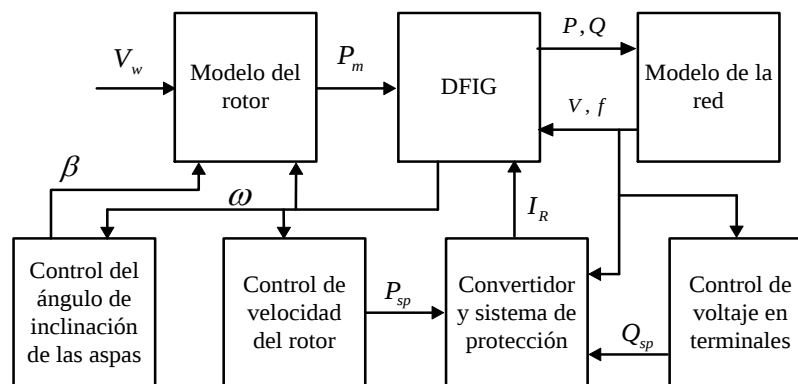


Fig. 3.7 Diagrama de funcionamiento de una turbina doblemente alimentada (DFIG)

Es importante hacer mención que en el caso de la turbina con DFIG, la potencia que fluye de ésta a la red, aproximadamente un 20% lo hace a través de los convertidores y lo demás a través de la alimentación directa. Sin embargo, algunas veces la potencia fluirá de la red a la turbina debido a la naturaleza de la máquina asíncrona originada por el fenómeno de deslizamiento; cuando la velocidad a la que gira el rotor es mayor a la velocidad síncrona, el flujo de potencia activa se realiza del rotor hacia la red eléctrica, si la velocidad del rotor es menor a la síncrona, habrá flujo de potencia activa de la red hacia el rotor.

La Fig. 3.8 muestra otra topología de turbina de velocidad variable, a la cual se le conoce como turbina eólica de velocidad variable con convertidor de escala completa. La principal diferencia, con respecto a la anterior topología, se encuentra en la forma de conectar el generador a la red, ya que la conexión solo se realiza a través del convertidor [7,29,35].

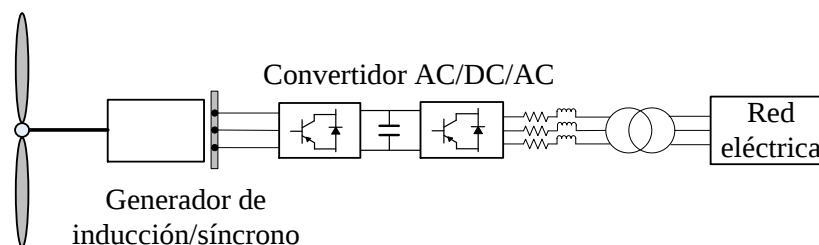


Fig. 3.8 Turbina de velocidad variable con convertidor de escala completa

La Fig. 3.9 presenta el proceso de generación de energía para una turbina con convertidor de escala completa. Este tipo de turbinas permite utilizar tanto generadores

síncronos y asíncronos de rotor devanado como generadores síncronos de imanes permanentes. Adicionalmente hace posible el acoplamiento de la turbina con el generador sin necesidad de caja de engranes. Las variables expresadas en esta figura esquemática son las mismas para la topología DFIG y para la de convertidor de escala completa, excepto por I_s que representa a la corriente del estator [7].

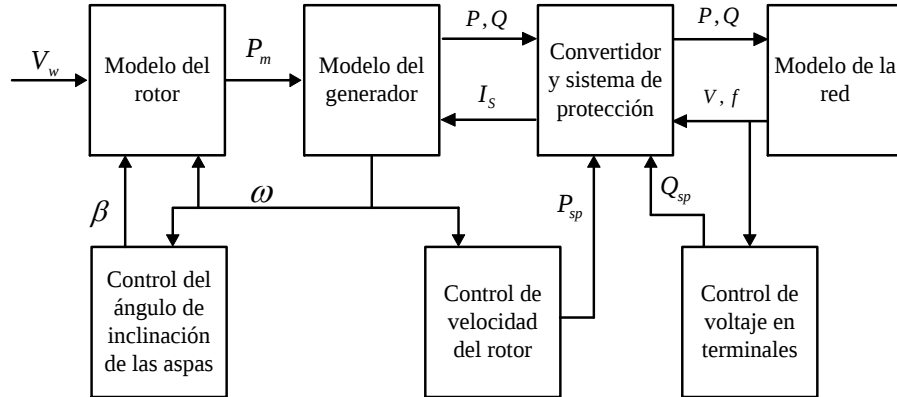


Fig. 3.9 Esquema de bloques de una turbina con convertidor de escala completa

Cabe mencionar que la implementación de convertidores de escala completa en las turbinas eólicas resulta más costosa que la tecnología de velocidad variable con DFIG, ya que la potencia generada se entrega totalmente a la red a través de los convertidores, por lo que sus componentes deberán ser de mayor capacidad de manejo de potencia. Sin embargo, este tipo de turbinas normalmente no posee caja de transmisión (caja de engranes), dado que al estar totalmente desacoplada de la red no tiene la necesidad de alcanzar la frecuencia del sistema.

3.4 Potencia extraída de una masa de aire

Para comenzar el análisis de los aerogeneradores se parte del aprovechamiento de la fuente de energía primaria, en concreto, de cuánta de la energía total que proporciona el viento se utiliza en la generación de energía eléctrica. Una de las técnicas más usuales de análisis es considerar una masa de aire cilíndrica con cierta velocidad y diámetro que rodea a la turbina eólica, donde dicha masa, de acuerdo al principio de Bernoulli, no presenta perturbaciones [26,27].

La Fig. 3.10 muestra el comportamiento del aire antes, durante y después de pasar a través del aerogenerador. Se observa que se presentan tres velocidades diferentes y una variación en el área de la sección transversal de la masa de aire cilíndrica. Cuando la masa de aire se mueve hacia el generador experimenta una disminución de velocidad y un aumento en la presión debido a que choca con el rotor. A su vez, el diámetro de la masa de aire crece hasta alcanzar el diámetro del rotor, éste cambio se origina por el decremento de la velocidad y porque se debe tener en cuenta que la masa que llega al plano del rotor tiene que ser igual a la que sale. Entonces, la pérdida de velocidad se compensa con el aumento en el área del cilindro, de este modo se mantiene el volumen constante. Por otra parte, la presión del aire alcanza el punto máximo frente a la turbina y después de atravesarla cae hasta niveles por debajo de la presión atmosférica. La velocidad del aire sigue disminuyendo hasta que su presión se estabiliza [26,27].

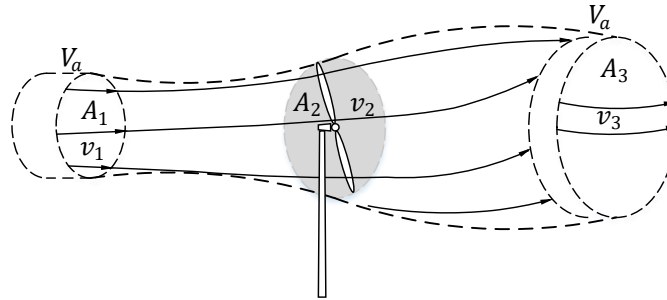


Fig. 3.10 Comportamiento de la masa de aire a través de la turbina

La forma general para encontrar la energía cinética de una masa de aire, para este caso en forma cilíndrica, es la siguiente:

$$U_w = \frac{1}{2} \rho V_a v_1^2 \quad (3.1)$$

donde U_w es la energía cinética del viento, ρ es la densidad del aire, V_a es el volumen del aire y v_1 es la velocidad del viento. Por otra parte, v_2 , mostrada en la Fig. 3.10, es la velocidad del viento al pasar a través de las aspas del rotor. Conociendo que la velocidad del viento disminuye al pasar por el rotor, se puede encontrar la energía cinética transferida a la turbina considerando una diferencia de velocidades, como se muestra en (3.2).

$$U_w = \frac{1}{2} \rho V_a (v_1^2 - v_3^2) \quad (3.2)$$

donde v_1 y v_3 son la velocidad inicial y final de la masa de aire, respectivamente.

Debido a que la potencia se interpreta como la variación de la energía en el tiempo, el siguiente paso es obtener dicha variación, es decir, la potencia entregada por el viento P_w . Ya que la generación se origina con el paso del viento por la turbina, es importante saber cómo es la variación en el tiempo del volumen de aire que pasa por el rotor del aerogenerador. A partir de esto es posible llegar a la potencia P_w que se está buscando.

$$P_w = \frac{dU_w}{dt} = \frac{1}{2} \rho (v_1^2 - v_3^2) \frac{d}{dt} V_a \quad (3.3)$$

$$\frac{dV_a}{dx} = A_R v_2 \quad (3.4)$$

La variación de volumen V_a queda expresada en términos del área del rotor A_R y de la velocidad del viento v_2 al pasar por las aspas de la turbina. Por último, se puede determinar la potencia entregada por el viento con la siguiente expresión:

$$P_w = \frac{1}{2} \rho (v_1^2 - v_3^2) A_R v_2 \quad (3.5)$$

Cuando se transfiere la máxima potencia del viento a la turbina se tiene que las velocidades de la masa de aire en las etapas indicadas en la Fig. 3.10 [26] son $v_2 = (2/3)v_1$ y $v_3 = (1/3)v_1$. Entonces la potencia máxima extraída del viento, y por lo tanto, la potencia máxima entregada por la turbina $P_{w\max}$ está dada, en términos de la velocidad inicial del viento v_1 y del área del rotor A_R , por la expresión siguiente:

$$P_{w\max} = \frac{1}{2} \rho A_R \left(\frac{16}{27} v_1^3 \right) \quad (3.6)$$

A la constante 16/27 se le conoce como constante de Betz. Dicha constante expresa que sólo es posible aprovechar, como máximo, el 59.25% del total de la potencia entregada

por el viento, bajo condiciones ideales en una turbina cuyo rotor contiene palas infinitas [7,26].

3.5 Potencia mecánica del rotor

En la práctica, las turbinas de viento modernas de tres aspas tienen un valor óptimo de aprovechamiento de potencia dentro del 45% al 55%. A la fracción de la potencia del viento aprovechada por la turbina se le conoce como coeficiente de potencia C_p [7]. El C_p expresa la relación entre la potencia disponible (P_w) y la potencia mecánica extraída por el rotor (P_m).

$$P_m = C_p \left(\frac{1}{2} \rho A v^3 \right) \quad (3.7)$$

Sabiendo que:

$$P_w = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (3.8)$$

$$C_p = \frac{P_m}{P_w} \quad (3.9)$$

El valor de C_p se expresa en función de dos parámetros. Uno de ellos es el ángulo de inclinación de las aspas del rotor, β , el otro es la relación entre el radio del rotor, la velocidad angular del rotor y la velocidad del viento, conocida como *tip speed ratio*, representada por λ .

$$\lambda = \frac{R \omega_t}{v_w} \quad (3.10)$$

donde R es el radio del rotor, ω_t es la velocidad angular del rotor y v_w es la velocidad del viento. Para determinar un modelo capaz de representar el comportamiento general del coeficiente de potencia C_p en cualquier turbina, se emplean datos de mediciones y cálculos computacionales realizados para varios tipos de aerogeneradores. Ya que las curvas son muy similares es posible llegar a una sola expresión de la siguiente forma [7,16,26]:

$$C_p = c_1 (c_2 - c_3 \beta - c_4 \beta^x - c_5) e^{-c_6(\lambda, \beta)} + 0.0068 \lambda \quad (3.11)$$

Para un diseño de turbina específico [7], los valores de las constantes pueden definirse como: $c_1 = 0.5$, $c_2 = 116/\lambda_i$, $c_3 = 0.4$, $c_4 = 0$, $c_5 = 5$, $c_6 = 21/\lambda_i$. Donde λ_i se obtiene de (3.12).

$$\lambda_i = \left[\frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \right]^{-1} \quad (3.12)$$

Por lo que la ecuación final para C_p sería

$$C_p = 0.5 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5 \right) e^{\frac{21}{\lambda_i}} + 0.0068 \lambda \quad (3.13)$$

La Fig. 3.11 muestra el comportamiento del coeficiente de potencia C_p con respecto a la variación del ángulo β y aplicando la ecuación (3.11). Se puede ver que el máximo valor para C_p es alrededor de 0.45 y corresponde a un ángulo $\beta = 0^\circ$, conforme el ángulo β aumenta, el nivel de C_p decrece.

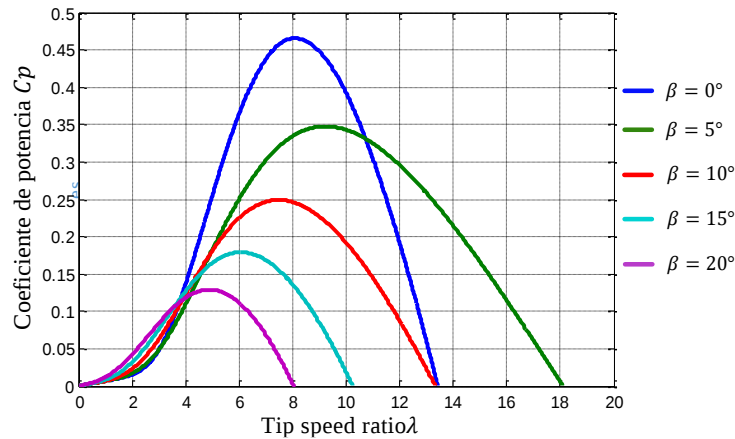


Fig. 3.11 Comportamiento del coeficiente de potencia $C_p (\lambda, \beta)$

Por otro lado, para cada valor de λ existe un máximo C_p . Ésta característica se aprovecha para mantener la generación de la turbina al nivel máximo, aun cuando se presenten disminuciones en la velocidad del viento. Cuando se requiere obtener el par mecánico, T_m , de una turbina eólica, se puede entonces aplicar la ecuación (3.14).

$$T_m = \frac{P_m}{\omega} \quad (3.14)$$

Cabe mencionar que, para modelar el comportamiento de una turbina, el coeficiente de potencia se utiliza con mayor frecuencia que el par mecánico [26].

3.6 Diseño de la turbina de acuerdo a la velocidad del viento

Cuando requiere optimizar la potencia de salida de un aerogenerador, se toman en cuenta básicamente tres velocidades del viento. La velocidad más baja de operación, en donde la turbina consume más potencia de la que es capaz de generar, a ésta se le conoce como velocidad de *cut-in*, le sigue la velocidad nominal, para la cual se diseña el aerogenerador y éste entrega la potencia nominal. Por último, se encuentra la velocidad máxima que la turbina puede soportar, conocida como velocidad de *cut-out*, en ella el aerogenerador es detenido, evitando así daño alguno en su eje mecánico [27]. En la Fig. 3.12 se tiene el comportamiento ideal de la potencia de salida en función de la velocidad del viento.

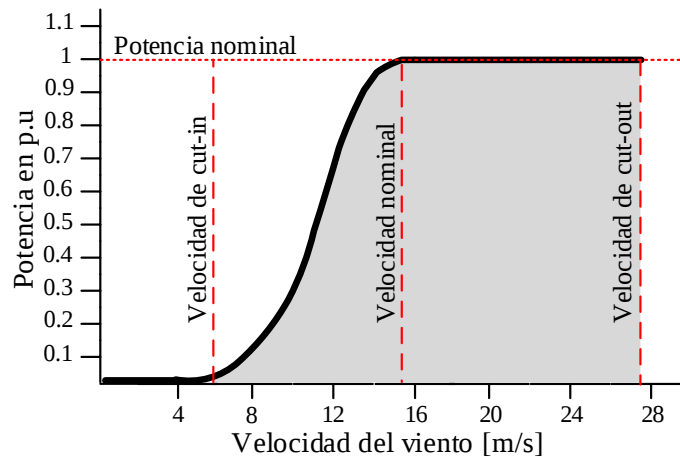


Fig. 3.12 Velocidades de diseño de turbinas

3.7 Aerodinámica de las aspas

Existen tres formas de controlar la velocidad angular del rotor de un aerogenerador, las tres se concentran en el diseño aerodinámico y en la manipulación del movimiento de las aspas con respecto a la dirección del viento.

Uno de los conceptos aplicados es el diseño de freno o pérdida aerodinámica, conocido como *stall control*, en el cual las aspas se construyen de tal manera que funcionan correctamente hasta alcanzar una velocidad máxima determinada. Al exceder dicha velocidad máxima se crean turbulencias en la parte trasera de la pala o aspa y se crea un freno aerodinámico. En este caso las aspas de la turbina están fijas al eje de la turbina.

Otra forma de controlar la potencia de salida es aplicando un control del ángulo de ataque de las aspas con respecto a la dirección del viento, conocido como control de inclinación o *pitch control*. Éste sistema cuenta con un mecanismo que se encarga de modificar la posición de las aspas para aumentar o disminuir la resistencia aerodinámica, sabiendo que a mayor resistencia aerodinámica se tiene mayor movimiento rotatorio y viceversa. Para determinar el ángulo de inclinación adecuado se emplean controladores que actúan de acuerdo a la potencia activa generada o bien, de acuerdo a la velocidad mecánica del rotor. En el primer caso, el controlador ilustrado en la Fig. 3.13(a) compara la potencia activa generada con la potencia nominal de la turbina y procesa el error a través de un controlador *PI* para obtener a la salida el ángulo de inclinación conveniente. En la Fig. 3.13(b) se presenta un lazo de control similar al descrito recientemente, la diferencia radica en que la variable de control es la velocidad mecánica del rotor. En este caso se establece una velocidad angular de referencia, la cual se relaciona con la potencia activa nominal de la turbina. En ambos controladores se toma en cuenta el ángulo mínimo y máximo al que se pueden posicionar las aspas [37].

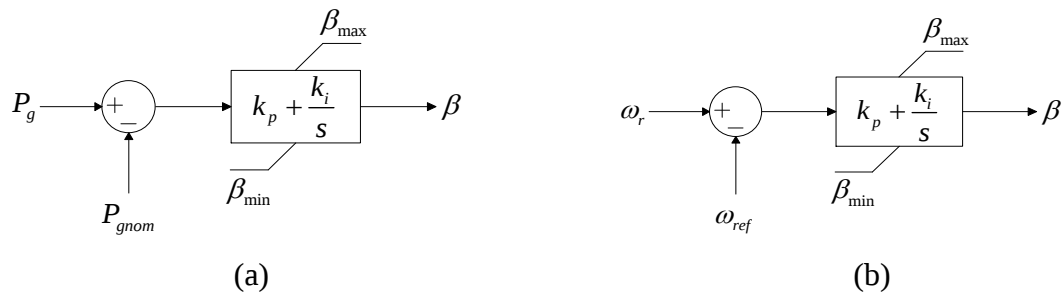


Fig. 3.13 Controlador del ángulo de inclinación de las aspas en función de (a) la potencia activa generada y (b) la velocidad angular del rotor.

Las variables que intervienen en los lazos de control son: la potencia activa generada P_g , la potencia activa nominal P_{gnom} , el ángulo de inclinación mínimo β_{min} , el ángulo de inclinación máximo β_{max} , el ángulo de inclinación β , la velocidad angular del rotor ω_r y la velocidad angular de referencia ω_{ref} .

Por último, se tiene el *active stall control* o control activo de freno o pérdida aerodinámica, el cual, a bajas velocidades actúa de forma similar al *pitch control* ya que las aspas giran para ajustar el ángulo de ataque con la finalidad de obtener la máxima eficiencia. Sin embargo, a altas velocidades las aspas crean un efecto de pérdida aerodinámica cuando se inclinan ligeramente en la dirección del viento. El control activo de freno permite minimizar las fluctuaciones de potencia que se presentan cuando se implementa el control de ángulo o *pitch control*.

Cada tipo de control presenta diferentes características que comprenden aspectos como el diseño aerodinámico, la complejidad en los sistemas de control, el equipo que se va a utilizar y los costos de los sistemas mecánicos empleados [7,36].

3.8 Máxima extracción de potencia (MPT)

Una de las ventajas más importantes que presentan las turbinas de velocidad variable sobre las de velocidad fija es la posibilidad de incluir un controlador que se encargue de modificar la velocidad mecánica del rotor en función de la velocidad del viento. Se implementa éste controlador con la finalidad de aprovechar las características de la extracción de potencia mostradas en la Fig. 3.11, en donde la velocidad del rotor del generador se regula para colocarse en el pico de la curva que corresponde a la potencia máxima extraíble. Esto porque para cada velocidad de viento existe una sola velocidad óptima de giro del rotor.

Esta estrategia de control permite variar la velocidad angular del rotor aproximadamente un 20% por arriba o por debajo de la velocidad síncrona, lo que hace posible el comportamiento de la Fig. 3.14 [40], en donde se aprecia que a través del deslizamiento la velocidad del rotor se ajusta para colocarse en el punto óptimo de generación siempre que ésta potencia sea igual o menor a la potencia nominal del aerogenerador. Cuando se alcanza el límite de generación el controlador actúa para continuar generando a su capacidad nominal implementando técnicas de limitación de

velocidad mecánica hasta llegar a la velocidad de *cut-out*, mostrada en la Fig. 3.12, en donde la generación se detiene.

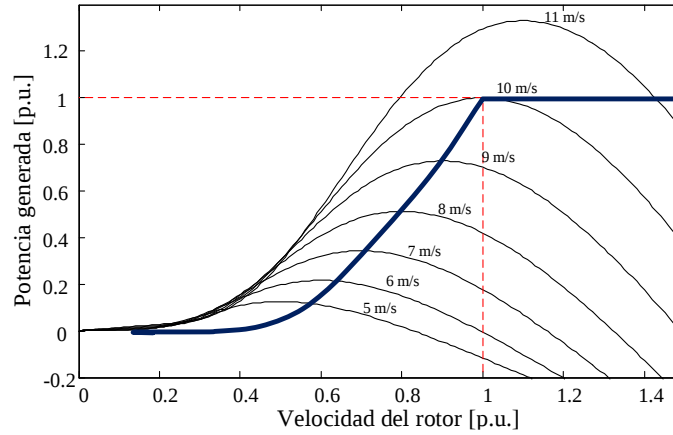


Fig. 3.14 Máxima potencia para diferentes velocidades de viento

3.9 Modelo del comportamiento del viento

El comportamiento del viento es un aspecto importante a considerar en ciertos tipos de simulaciones con generación eólica. Para esto, se necesita encontrar una expresión que describa las variaciones de viento que se puedan presentar, así como para poder modelar las turbulencias. Para llegar a dicha expresión se supone que la velocidad del viento se compone de la suma de cuatro aspectos: la velocidad promedio (v_p), una componente de rampa que proporcione los incrementos en la velocidad (v_r) un término que aporte las ráfagas de viento (v_g), y un término para las turbulencias (v_t). La ecuación quedaría de la siguiente manera [7]:

$$v_w(t) = v_p + v_r(t) + v_g(t) + v_t(t) \quad (3.15)$$

La velocidad promedio del viento se obtiene de la potencia generada en el flujo de carga combinada con la potencia nominal de la turbina. La rampa de velocidad se describe por tres parámetros; la amplitud de la rampa de velocidad, A_r en [m/s], el tiempo de inicio de la rampa T_{ir} , y el tiempo final de la misma T_{fr} , ambos en [s]. Con estas variables, la ecuación paramétrica de la rampa de velocidad es la siguiente:

$$\begin{aligned}
 v_r &= 0 \text{ para } t < T_{ir} \\
 v_r &= A_r \frac{(t - T_{ir})}{(T_{fr} - T_{ir})}, \text{ para } T_{ir} \leq t \leq T_{fr} \\
 v_g &= A_r \text{ para } t > T_{fg}
 \end{aligned} \tag{3.16}$$

Del mismo modo, las ráfagas de viento se pueden determinar con tres parámetros: la amplitud de la ráfaga A_g , su tiempo de inicio T_{ig} , y el tiempo en que termina T_{fg} . La ecuación se muestra a continuación.

$$\begin{aligned}
 v_g &= 0 \text{ para } t < T_{ig} \\
 v_g &= A_g \left\{ 1 - \cos \left[2\pi \left(\frac{(t - T_{ig})}{(T_{fg} - T_{ig})} \right) \right] \right\} \text{ para } T_{ig} \leq t \leq T_{fg} \\
 v_g &= 0 \text{ para } t > T_{fg}
 \end{aligned} \tag{3.17}$$

La turbulencia se describe a través de la densidad espectral de potencia. Para su análisis se puede utilizar la expresión siguiente [7]:

$$P_{Dt}(f) = l_{wa} \left[\ln \left(\frac{h}{z_0} \right)^2 \right]^{-1} \left[1 + 1.5 \frac{fl}{v_{wa}} \right]^{-5/3} \tag{3.18}$$

donde P_{Dt} es la densidad de potencia de la turbulencia a una frecuencia determinada [W/Hz], f es la frecuencia [Hz], h es la altura del viento en donde se presenta la velocidad de interés [m], generalmente coincide con la altura del eje principal del rotor de la turbina (*hub*), v_{wa} es la velocidad del viento [m/s], l es una constante de turbulencia [m], la cual equivale a $20h$ cuando h es menor a 30 [m], si h es mayor a 30 [m] el valor de l es de 600. Por último, z_0 es una medida de severidad de la turbulencia. Como se puede ver, la densidad de potencia se expresa en función de la frecuencia. Para poder expresar ésta magnitud en función del tiempo se utiliza un método en el cual la densidad espectral de potencia proporciona información acerca de la amplitud de una señal a una cierta frecuencia. A continuación, se añaden una gran cantidad de señales senoidales con un

ángulo de fase inicial aleatorio y una amplitud calculada a partir de la densidad espectral de potencia para cada paso de tiempo. Con esto es posible generar una señal en el dominio del tiempo con una densidad espectral de potencia que es un equivalente a la calculada con la ecuación (3.18) [7].

3.10 Modelado de los componentes principales de las turbinas eólicas con DFIG

Para tener un mejor conocimiento de la respuesta del parque eólico durante su operación, se recurre al modelado y a la simulación, lo cual ofrece la oportunidad de analizar diferentes situaciones considerando todas las alteraciones posibles en los parámetros más importantes de la turbina, las cuales van desde la operación en condiciones de funcionamiento nominal, hasta condiciones extremas, en el límite de diseño de los aerogeneradores. El uso de modelos y simulaciones permite establecer acciones con anticipación en caso de que se presente un evento específico una vez que se ha instalado la planta eólica, es decir, contar con información confiable acerca del comportamiento de la turbina antes de que entre en funcionamiento hace posible predecir su comportamiento y tomar las mejores decisiones de acuerdo con el evento que se suscite.

3.10.1 Modelo mecánico del generador

Uno de los modelos más utilizados para el análisis dinámico del eje de la turbina eólica es el modelo del tren motriz de una masa, donde su operación es a velocidad constante, la velocidad del eje sólo a velocidades bajas, la caja de transmisión y el eje son elementos infinitamente rígidos [16]. Sin embargo, otro modelo utilizado ampliamente en la literatura es el modelo de dos masas que a continuación se aborda [35]. La Fig. 3.15 muestra los sistemas básicos y sus parámetros para este modelo del eje mecánico, como son las inercias del rotor de la turbina y del generador, sus velocidades angulares y la torsión entre el generador y el rotor.

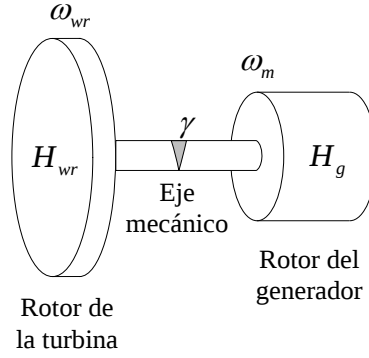


Fig. 3.15 Representación del rotor de la turbina y el generador

Las ecuaciones del eje mecánico de la turbina, considerando el modelo de dos masas, son:

$$\frac{d\omega_{wr}}{dt} = \frac{T_{wr} - K_s \gamma}{2H_{wr}} \quad (3.19)$$

$$\frac{d\omega_m}{dt} = \frac{K_s \gamma - T_e}{2H_g} \quad (3.20)$$

$$\frac{d\gamma}{dt} = 2\pi f (\omega_{wr} - \omega_m) \quad (3.21)$$

donde H_g es la inercia del generador, H_{wr} es la inercia de la turbina, f es la frecuencia nominal de la red, T es el par, γ es el desplazamiento angular entre los dos costados del eje, ω es la frecuencia angular, K_s es la rigidez del eje. Los subíndices wr , m y e son rotor de viento, generador mecánico y generador eléctrico. Los valores de las ecuaciones se expresan en p.u. [7,16].

En el caso del modelo de una masa del grupo turbina-generador donde el eje mecánico se considere rígido, las ecuaciones (3.19) y (3.20) se reducen a (3.22) y (3.23).

$$H_G = \frac{\frac{1}{2} J_G \omega_{0G}^2}{P_{base}} = \frac{\frac{1}{2} J_G \omega_{base}^2}{P_{base} n_{pp}} \quad (3.22)$$

$$H_T = \frac{\frac{1}{2} J_T \omega_{0T}^2}{P_{base}} = \frac{\frac{1}{2} J_T \omega_{base}^2}{P_{base} n_{gear} n_{pp}} \quad (3.23)$$

$$H_m = H_G + H_T \quad (3.24)$$

donde H_m expresa la constante de inercia total de la masa rotatoria en segundos [s]. H_G y H_T expresan a la constante de inercia del rotor del generador y el rotor de la turbina respectivamente; J_G y J_T son la inercia del rotor del generador y el rotor de la turbina dadas en $[kgm^2]$, ω_{0G} y ω_{0T} son las velocidades rotacionales mecánicas del rotor del generador y del rotor de la turbina dadas en $[rad/s]$, n_{gear} y n_{pp} son la relación de la caja de engranes (*gearbox*) y el número de pares de polos del generador respectivamente y donde P_{base} es la potencia eléctrica de la turbina eólica.

3.10.2 Modelo eléctrico del generador de inducción de rotor devanado

El análisis del comportamiento del generador se realiza en el sistema de referencia qd . Para trasladar las ecuaciones definidas en el sistema abc a dicho sistema se recurre al uso de la transformación de Park. El objetivo de llevar a cabo el cambio de referencia es lograr que las magnitudes que son variantes en el tiempo en el sistema abc , en concreto las inductancias, sean invariantes en el marco qd . Una de las características del nuevo sistema es que los ejes d y q giran a la velocidad del rotor. El eje d se define de acuerdo a la construcción del rotor y se identifica por ser la trayectoria que presenta menor reluctancia para el paso del flujo magnético. El eje q es perpendicular al eje d , éste se caracteriza por ser la trayectoria con mayor reluctancia en una máquina rotatoria de polos salientes. Las ecuaciones que denotan el comportamiento del generador de inducción referidas en el sistema de eje directo y en cuadratura se obtienen tomando en cuenta las siguientes suposiciones [7, 38]:

- Los devanados del estator están distribuidos de forma senoidal, de tal manera que los efectos mutuos ocasionados por el rotor son nulos.
- Las ranuras del estator no causan variaciones en las inductancias del rotor durante el movimiento de éste.
- Las corrientes que entran a la máquina son positivas.
- La histéresis magnética es despreciable.
- Los efectos de la saturación magnética se desprecian.

Con las consideraciones anteriores, se llega a las ecuaciones de voltaje para el estator y rotor obtenidas en por unidad, en el marco de referencia qd , las cuales se muestran a continuación [7,38].

$$v_{ds} = R_s i_{ds} - \omega_s \varphi_{qs} + \frac{1}{\omega_b} \frac{d\varphi_{ds}}{dt} \quad (3.25)$$

$$v_{qs} = R_s i_{qs} + \omega_s \varphi_{ds} + \frac{1}{\omega_b} \frac{d\varphi_{qs}}{dt} \quad (3.26)$$

$$v_{dr} = R_r i_{dr} - (\omega_s - \omega_m) \varphi_{qr} + \frac{1}{\omega_b} \frac{d\varphi_{dr}}{dt} \quad (3.27)$$

$$v_{qr} = R_r i_{qr} + (\omega_s - \omega_m) \varphi_{dr} + \frac{1}{\omega_b} \frac{d\varphi_{qr}}{dt} \quad (3.28)$$

donde v es el voltaje, i es la corriente, R es la resistencia y φ es el flujo magnético. Los subíndices d y q indican si se trata del eje directo o en cuadratura, respectivamente, mientras que el subíndice r se refiere al rotor y s al estator, ω_s es la velocidad angular eléctrica del estator, ω_m es la velocidad angular mecánica del rotor y ω_b es la velocidad angular base [7, 38, 39, 40]. Note que el deslizamiento de la máquina de inducción está dado por $s = \omega_s - \omega_m$. Éste parámetro está relacionado con la diferencia de velocidades de rotación entre el campo magnético del estator y el rotor. Su valor puede ser negativo o positivo; es negativo si la máquina de inducción opera como generador y es positivo si se trata de un motor.

Los flujos en el estator y rotor se pueden calcular como se muestra en las siguientes expresiones:

$$\varphi_{ds} = (L_{s\sigma} + L_m) i_{ds} + L_m i_{dr} \quad (3.29)$$

$$\varphi_{qs} = (L_{s\sigma} + L_m) i_{qs} + L_m i_{qr} \quad (3.30)$$

$$\varphi_{dr} = (L_{r\sigma} + L_m) i_{dr} + L_m i_{ds} \quad (3.31)$$

$$\varphi_{qr} = (L_{r\sigma} + L_m) i_{qr} + L_m i_{qs} \quad (3.32)$$

donde L representa la inductancia, el subíndice m indica que es mutua, r y σ se usan para indicar que se trata de inductancias del rotor y de dispersión, respectivamente.

La potencia activa y reactiva generadas por el rotor y el estator, en el marco de referencia qd , son:

$$P_{gs} = -\left(v_{ds}i_{ds} + v_{qs}i_{qs}\right) \quad (3.33)$$

$$Q_{gs} = -\left(v_{qs}i_{ds} - v_{ds}i_{qs}\right) \quad (3.34)$$

$$P_{gr} = -\left(v_{dr}i_{dr} + v_{qr}i_{qr}\right) \quad (3.35)$$

$$Q_{gr} = -\left(v_{qr}i_{dr} - v_{dr}i_{qr}\right) \quad (3.36)$$

El par eléctrico está dado por:

$$T_e = \varphi_{ds}i_{qs} - \varphi_{qs}i_{ds} \quad (3.37)$$

Y la ecuación de oscilación del grupo turbina/generador, de acuerdo al modelo de una masa del eje mecánico (3.22)-(3.24), es:

$$\frac{d\omega_m}{dt} = \frac{1}{2H_m}(T_m - T_e) \quad (3.38)$$

Las ecuaciones que se emplean para llevar a cabo el análisis en régimen estático y dinámico de la máquina se obtienen de la manipulación algebraica de las expresiones (3.25)-(3.38), lo cual se desarrolla en el Apéndice B y da como resultado (3.39) y (3.40).

$$T_0 \frac{de'_d}{dt} = \omega_s L_m i_{qr} + \frac{(\omega_s - \omega_m) L_{rr}}{R_r} e'_q - \frac{\omega_s L_m}{R_r} v_{qr} \quad (3.39)$$

$$T_0 \frac{de'_q}{dt} = \omega_s L_m i_{dr} + \frac{(\omega_s - \omega_m) L_{rr}}{R_r} e'_d + \frac{\omega_s L_m}{R_r} v_{dr} \quad (3.40)$$

3.10.3 Modelo del convertidor *Back-to-back* (B2B)

Se le denomina *back-to-back* (B2B) a la conexión de dos fuentes convertidores de voltaje enlazados mediante un capacitor, como se muestra en la Fig. 3.16. Al convertidor que se conecta al rotor del generador se le conoce como *rotor side converter* (RSC por sus siglas en inglés). Éste se encarga de ajustar la velocidad angular del rotor en función de la

velocidad del viento para optimizar la extracción de potencia y además regula la excitación magnética del estator. Al convertidor que se conecta directamente a la red se le llama *grid side converter* (GSC por sus siglas en inglés). Sus funciones principales son mantener al capacitor del enlace de CD cargado al voltaje nominal E_c y regular el intercambio de potencia reactiva entre el convertidor y la red. Todo lo anterior se aborda a detalle a continuación.

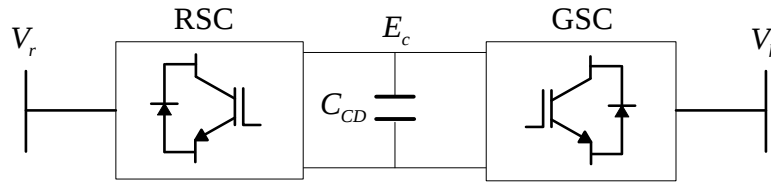


Fig. 3.16 Conexión de dos convertidores, denominada back-to-back

Los convertidores de potencia del enlace B2B poseen un control basado en electrónica de potencia que actúa por modulación de ancho de pulsos (PWM), el cual es utilizado en las turbinas con DFIG, permitiendo regular eficientemente los voltajes del rotor, así como los voltajes de la red, en estado estacionario y régimen dinámico. Esto se lleva a cabo mediante el desacoplamiento del control de la potencia activa y reactiva, el cual se logra usando la transformación del sistema de las fases *abc* al marco de referencia *qd* (ver Apéndice A). La transformación se realiza porque, al ser el marco *qd* un sistema rotatorio y elegido de forma arbitraria, es posible igualar la posición angular del eje de cuadratura *q* con la posición del voltaje del estator, como se muestra en el Apéndice A, con lo que se elimina la componente de voltaje correspondiente al eje *d* y la componente correspondiente al eje *q* es igual a la magnitud del voltaje en terminales.

Por otro lado, el Apéndice B muestra el desarrollo detallado para lograr el control desacoplado de la máquina de inducción. Basándose en este análisis, las ecuaciones de potencia activa y reactiva del estator, (3.33) y (3.34), quedan definidas en la siguiente forma, de acuerdo con el control desacoplado en el marco de referencia *qd*:

$$P_{gs} = -V_k i_{qs} \quad (3.41)$$

$$Q_{gs} = -V_k i_{ds} \quad (3.42)$$

donde, de acuerdo con las ecuaciones (B.14) y (B.15) mostradas en el Apéndice B, las corrientes del estator son $i_{qs} = e'_d / X'$ e $i_{ds} = (V_k - e'_q) / X'$. Estas ecuaciones muestran el desacoplamiento del control de la potencia activa y reactiva. Esto significa que al controlar la corriente del estator de eje directo, i_{ds} , se controla la potencia reactiva, mientras que al controlar la corriente del eje en cuadratura, i_{qs} , se regula la potencia activa. Adicionalmente, nótese que en las expresiones $i_{qs} = e'_d / X'$ e $i_{ds} = (V_k - e'_q) / X'$, la corriente i_{qs} depende del voltaje e'_d mientras que la corriente i_{ds} depende del voltaje e'_q . De acuerdo con estas relaciones anteriores y observando las ecuaciones dinámicas del generador de inducción (3.39) y (3.40), esto permite deducir que, mediante el voltaje de eje directo del rotor, v_{dr} , se puede controlar su potencia reactiva (para regular el voltaje o para operar a un factor de potencia fijo) mientras que, a través del voltaje de cuadratura del rotor, v_{qr} , se puede controlar la potencia activa del generador de inducción. Ésta última característica está relacionada con las condiciones óptimas de extracción de potencia del aerogenerador, característica ligada al control MPT abordado en la sección 3.8 [40, 41].

Convertidor conectado al rotor - rotor side converter (RSC)

El control asociado al RSC es precisamente el que hace posible que se cumpla con la característica del MPT además de que, generalmente, se encarga de mantener un factor de potencia definido para el funcionamiento del estator. A través del uso de la modulación de ancho de pulso es posible controlar la fase, la amplitud y la frecuencia de las corrientes del rotor. Realizando lo anterior se habilita el flujo de potencia activa hacia adentro y hacia afuera del rotor y así el aerogenerador puede operar a velocidades por arriba o por debajo de la velocidad síncrona. Al controlar la frecuencia de la corriente la velocidad del rotor varía mientras que la frecuencia del estator permanece constante, la cual está determinada por la red eléctrica. Esto permite que la generación eólica opere a velocidades variables y a frecuencia constante. Por otro lado, con la modificación de la amplitud de la corriente del rotor, la amplitud de la corriente del estator también cambia, esto hace posible el control de la potencia de salida del DFIG [41].

El lazo de control mostrado en la Fig. 3.17 ejemplifica la estrategia de control para la excitación de la máquina de inducción, en la cual se ejerce el control de voltaje v_{dr} , con el

objetivo de mantener un valor de referencia de la potencia reactiva en el estator, calculada como $Q_{gs,ref} = P_{nom}(\tan \Phi)$, donde Φ es el ángulo requerido del factor de potencia al cual debe operar el estator. La primera etapa de este controlador da el valor de referencia de la corriente del rotor en el eje d , $i_{dr,nom}$. Posteriormente este valor de referencia se compara con el valor actual de la corriente del rotor i_{dr} ; el error es procesado mediante un controlador PI , el cual su señal de salida sirve para generar el valor final del voltaje del rotor v_{dr} [40] junto con un voltaje de compensación, v'_{dr} , como se muestra en el Apéndice B.

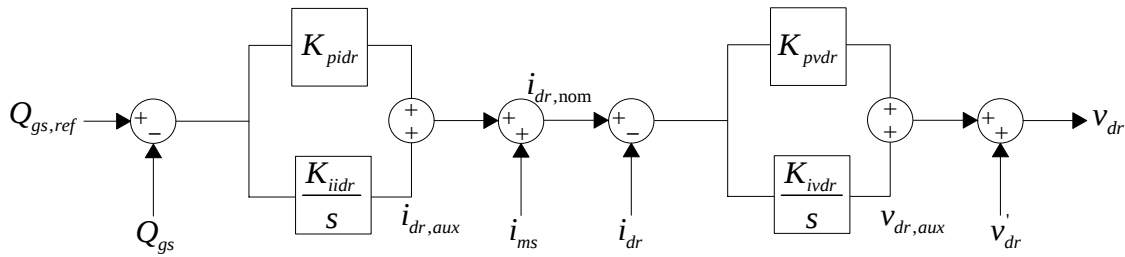


Fig. 3.17 Diagrama de bloques del proceso de control de voltaje v_{dr}

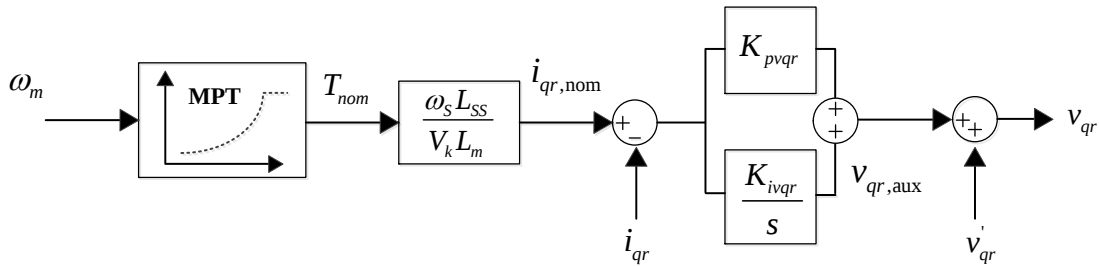


Fig. 3.18 Lazo de control para extracción de la máxima potencia

La Fig. 3.18 muestra el lazo de control responsable de controlar al DFIG para que opere en un punto máximo de extracción de potencia. Este regula el voltaje del rotor v_{qr} de acuerdo con los cambios en la velocidad mecánica. La primera fase del controlador estima el par óptimo T_{nom} mediante la curva de máxima extracción de potencia, que proviene de la característica propia del MPT. Posteriormente, la referencia del valor de la corriente en el eje q , $i_{qr,nom}$, se calcula y esta se utiliza para compararla con el valor actual de la corriente en el rotor i_{qr} . Enseguida se procesa el error a través de un controlador PI , donde la señal de salida permite alcanzar el valor final del voltaje del rotor.

Nótese que estos dos controles se diseñan de este modo ya que, según el desarrollo mostrado en el Apéndice B, las ecuaciones de potencia (B.25) y (B.26) quedan expresadas en función de e'_d y e'_q . Sin embargo, de acuerdo con (3.39) y (3.40), la dinámica de estos voltajes inducidos está en función de los voltajes v_{dr} y v_{qr} . Por lo anterior, el control desacoplado de la potencia activa y reactiva se realiza a través de la adecuación de los voltajes del rotor en los ejes d y q , como se mencionó anteriormente.

Convertidor conectado a la red - grid side converter (GSC)

El convertidor del lado de la red se encarga de controlar el voltaje de CD al nivel de voltaje requerido y de ajustar el factor de potencia para permitir el intercambio de potencia reactiva entre el convertidor y la red. Estas funciones las realiza a través de la modulación de ancho de pulsos o PWM. Para llevar a cabo sus funciones, el GSC requiere de regular la corriente reactiva inyectada a la red, la cual tiene un impacto directo sobre el índice de modulación del convertidor de potencia [42], además de lograr un balance de corrientes en el enlace de CD para mantener estable su voltaje.

Controlador y dinámica del capacitor de CD

Bajo el régimen de estado estable, el voltaje en el capacitor de CD se mantiene a su valor nominal, E_{cnom} , donde la corriente del capacitor es cero dado que la derivada del voltaje con respecto al tiempo es igual a cero. Sin embargo, cuando ocurren cambios en el enlace de CD debido a alguna perturbación externa, el capacitor se carga y descarga hasta llegar a su punto de equilibrio nuevamente. La dinámica involucrada con el proceso mencionado se calcula a través de la bien conocida expresión de la corriente del capacitor.

$$i_c = C_{CD} \frac{dE_c}{dt} \quad (3.43)$$

Por lo tanto, la dinámica del voltaje del capacitor, y a su vez, la dinámica del voltaje de CD del enlace del convertidor B2B se obtiene si se toma en cuenta la ecuación diferencial del capacitor (3.43), la cual permite estimar los cambios en el flujo de corriente a través de él y por ende sus variaciones de voltaje. Haciendo uso de las leyes de Kirchhoff en el circuito de la Fig. 3.19, se producen las siguientes relaciones:

$$i_c = i_{dcr} - i_{dcg} \quad (3.44)$$

donde i_{dcr} es la corriente que sale del RSC e i_{dcg} es la corriente que entra al GSC.

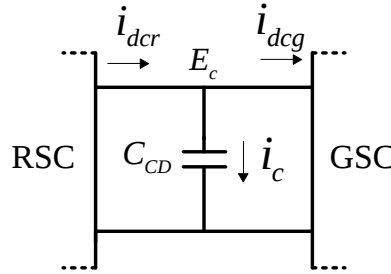


Fig. 3.19 Circuito para el capacitor de CD

Igualando (3.43) y (3.44), se obtiene la dinámica del voltaje del enlace de CD en función de las corrientes mostradas en la Fig. 3.19.

$$\frac{dE_c}{dt} = \frac{i_{dcr} - i_{dcg}}{C_{CD}} \quad (3.45)$$

Es importante mencionar que el balance de corriente dentro del convertidor B2B, representa también el balance de potencia en condiciones de estado estable. De esta manera, cuando se ve perturbado el balance de corriente, y por ende el de potencia, aparecerán variaciones de voltaje en el enlace de CD.

Como se ha mencionado ya, el GSC es el responsable de controlar el voltaje en el capacitor de CD sin importar la magnitud y dirección de la potencia activa del rotor. La implementación del controlador del voltaje de CD se muestra en la Fig. 3.20, donde el error entre el voltaje medido, E_c , y el nominal, $E_{c,nom}$, se procesa a través de un controlador PI para obtener la corriente i_{dcg} .

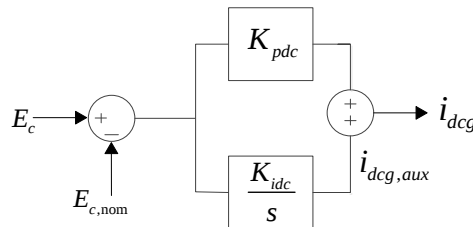


Fig. 3.20 Controlador de voltaje CD

Control del intercambio de potencia reactiva con la red

El control de la corriente reactiva se implementa para mantener el voltaje en la red. Éste es de primer orden y se desactiva cuando la corriente generada llega al límite máximo o mínimo de la capacidad del convertidor. El esquema de la Fig. 3.21 muestra que cuando se presentan cambios en el voltaje V_k aparecen variaciones en la corriente $i_{reac,aux}$, misma que, junto con la corriente inicial de estado estacionario $I_{reacg}^{(0)}$, da origen a la corriente reactiva necesaria para que el aerogenerador opere de acuerdo con un voltaje especificado en sus terminales de conexión a la red eléctrica [40, 43].

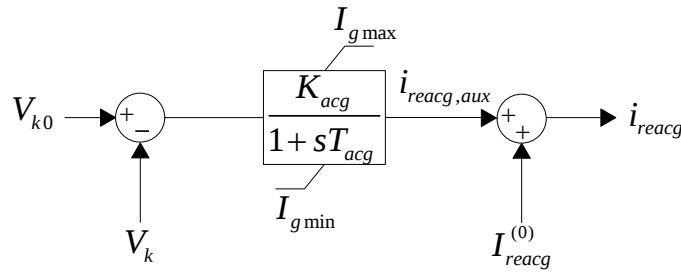


Fig. 3.21 Esquema de control de corriente reactiva

3.11 Modelado de los componentes principales de las turbinas eólicas con SCIG

Como caso particular se menciona el modelado de la turbina eólica de velocidad fija, cuyo modelo puede verse como uno particular al de la turbina eólica tipo DFIG en cuanto a la aerodinámica y eje mecánico, donde la única diferencia consistiría en la parte del modelado del generador de inducción, dando por hecho que éste tipo de turbina eólica no posee electrónica de potencia.

Con las ecuaciones del comportamiento del generador con rotor devanado se pueden deducir las expresiones para representar a la máquina de inducción con rotor de jaula de ardilla SCIG. Debido a que en el SCIG se tiene las terminales del rotor cortocircuitadas, los voltajes en el rotor, en eje directo y cuadratura, son cero; esto implica que la potencia activa y reactiva del rotor también son cero. Por lo tanto, de las ecuaciones generales para un generador de inducción, (3.38)-(3.40), solo basta con eliminar el término que contiene a las variables v_{dr} y v_{qr} para obtener las ecuaciones que describen el comportamiento de un generador con rotor jaula de ardilla.

Es importante recordar que el comportamiento de la máquina como motor o generador se determina por el par; en el caso de un motor se asume un par positivo mientras que en el de la máquina operando como generador se asume un par mecánico negativo, lo cual matemáticamente se representa en la ecuación (3.38). Dado que este modelo de aerogenerador carece de controladores en el rotor para extraer la máxima potencia del viento, las ecuaciones (3.47)-(3.49) pueden ser usadas para describir el comportamiento dinámico del generador de inducción con rotor jaula de ardilla para las turbinas eólicas de velocidad fija.

$$\frac{d\omega_m}{dt} = \frac{1}{2H_m}(T_m - T_e) \quad (3.46)$$

$$T_0 \frac{de'_d}{dt} = \omega_s L_m i_{qr} + \frac{(\omega_s - \omega_m) L_{rr}}{R_r} e'_q \quad (3.47)$$

$$T_0 \frac{de'_q}{dt} = \omega_s L_m i_{dr} + \frac{(\omega_s - \omega_m) L_{rr}}{R_r} e'_d \quad (3.48)$$

Adicionalmente, el modelo aerodinámico y mecánico del eje, mostrados en las ecuaciones (3.7)-(3.13) y Fig. 3.15, respectivamente, de las turbinas eólicas de velocidad variable con DFIG aplica de igual forma para la turbinas de velocidad fija con SCIG.

3.12 Conclusiones

En este capítulo se presenta el modelado de dos de las tecnologías utilizadas en las granjas eólicas: la turbina de velocidad fija y la turbina con DFIG. Siendo ésta última la más utilizada por la capacidad de generar la máxima energía posible con diferentes velocidades de viento, característica que no posee una turbina con SCIG. Además, se presentaron nuevos diseños de aerogeneradores basados en diferentes principios físicos, muchos de los cuales siguen actualmente en desarrollo.

El modelado de los diferentes componentes de las turbinas eólicas permite conocer con suficiente exactitud la manera en que éstos interactúan con el resto del sistema eléctrico. Se requiere conocer su comportamiento para mejorar y desarrollar estrategias de control que influyan en la eficiencia de la máquina, así como para obtener información que permita elaborar un plan de acción de acuerdo con cualquier situación que se presente durante la

operación del parque. Con las ecuaciones obtenidas es posible prever la conducta de cada elemento que conforma un aerogenerador y conocer la causa de tal comportamiento.

Las técnicas de desacoplamiento de la potencia activa y reactiva comprenden el uso de recursos matemáticos desarrollados y ampliamente utilizados en el estudio de las máquinas eléctricas. Adicionalmente dan paso al control específico de cada potencia con el objetivo de mejorar el modo de operación de la máquina y de esta manera cumplir con los requerimientos de interconexión.

Capítulo 4

Casos de estudio

El presente capítulo tiene como objetivo mostrar la respuesta de los parques eólicos integrados a la red ante situaciones que se presentan de manera asidua, tanto en estado estable como ante una perturbación en la red. En los casos de estudio se analizan perturbaciones provocadas por variaciones en la velocidad de viento y se aplican fallas trifásicas ocasionando caídas extremas de voltaje en el punto de interconexión del parque eólico a la red. A continuación, se muestra el análisis respectivo considerando las dos tecnologías abordadas en esta tesis; la de velocidad fija (SCIG) y la de velocidad variable con DFIG, comparando su funcionamiento y estableciendo sus ventajas particulares y sus diferencias más importantes en cuanto a su interacción con la red eléctrica. Los casos de estudio que en este capítulo se presentan y analizan se llevan a cabo con base en los modelos ya existentes en el software SimPowerSystems de Simulink. Los resultados obtenidos de los parques eólicos simulados se discuten de manera detallada al final de cada simulación y se relacionarán con los códigos de red mencionados en el capítulo 2, quedando de manifiesto su factibilidad, o no, y su funcionalidad. Los datos correspondientes a las características propias de cada turbina se muestran en el Apéndice C.

4.1 Operación de un parque eólico con turbinas de velocidad fija con SCIG

La finalidad de las siguientes simulaciones es comprobar que el comportamiento del parque eólico con tecnología de velocidad fija corresponda al comportamiento teórico esperado. El sistema eléctrico analizado cuenta con una granja eólica con una potencia de 36 [MW], conformada por turbinas de velocidad fija. Se discute su comportamiento en estado estable y sin dispositivos que suministren potencia reactiva en el punto de interconexión. El sistema eléctrico, de forma esquemática, se representa con un equivalente de Thevenin (una fuente de voltaje detrás de una impedancia), como se observa en la Fig. 4.1, el cual opera a 120 [kV] y 60 [Hz], donde la impedancia serie se conforma de una resistencia de 0.5760 [Ω] e inductancia igual a 0.0153 [H].

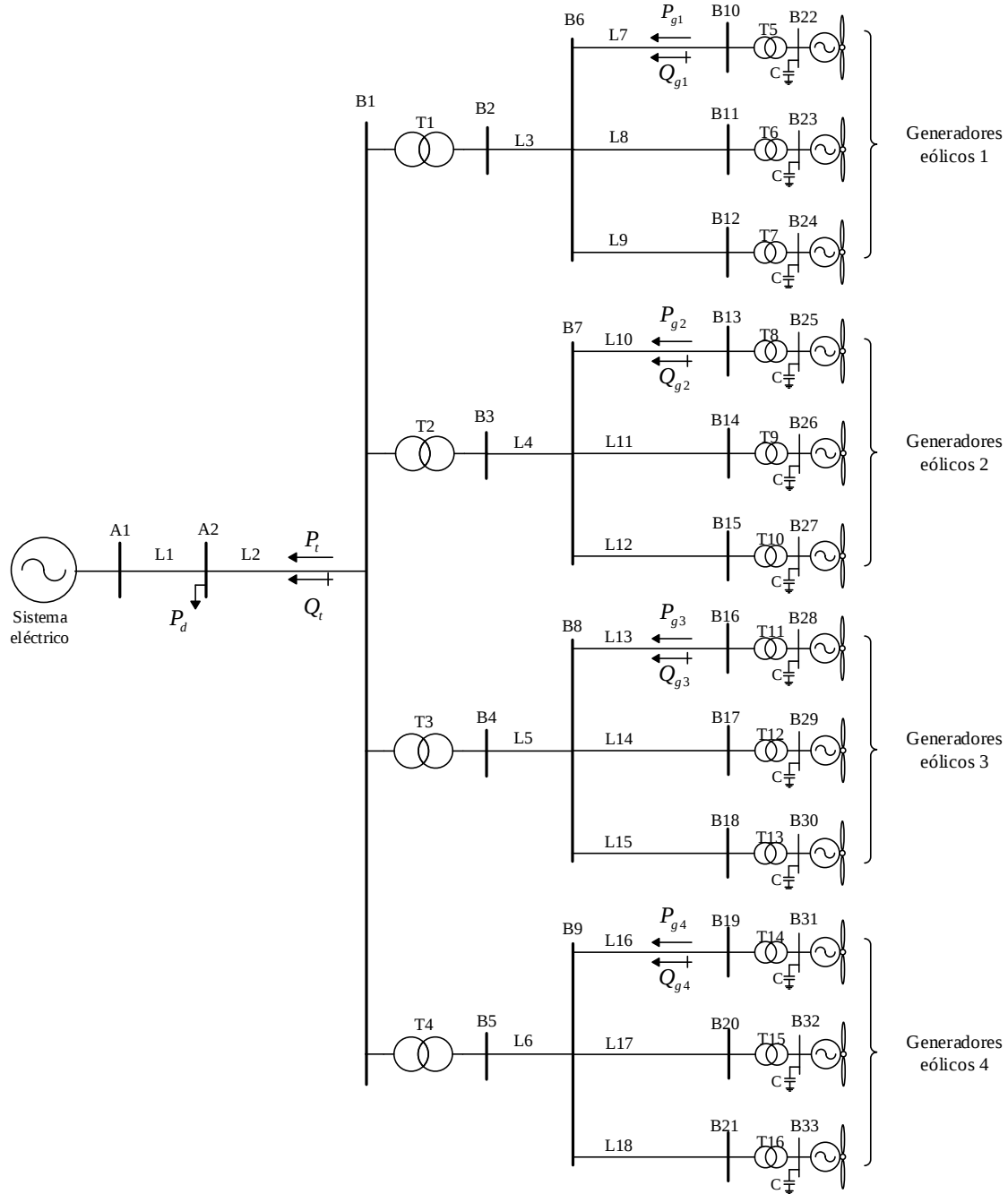


Fig. 4.1 Parque eólico con turbinas de velocidad fija conectado al sistema eléctrico

La granja eólica se divide en conjuntos de tres pares de turbinas, conformándose como sigue:

- Grupo de generadores eólicos 1 (turbinas 1, 2 y 3)
- Grupo de generadores eólicos 2 (turbinas 4, 5 y 6)
- Grupo de generadores eólicos 3 (turbinas 7, 8 y 9)

- Grupo de generadores eólicos 4 (turbinas 10, 11 y 12)

El parque eólico consta de 24 turbinas de 1.5 [MW] ordenadas en cuatro grupos de 6 turbinas cada uno. Cada grupo entrega una potencia de 9 [MW] y se conectan a la red a través de líneas de transmisión con diferente longitud. Las turbinas eólicas se interconectan a la red a través de un transformador que eleva el voltaje en terminales de los generadores de 575 [V] a 25 [kV] para transportar la energía a través de una línea de transmisión de 1 [km] hasta encontrarse con una segunda línea, la cual varía en su longitud de acuerdo con lo expresado en la Tabla 4.1. Posteriormente, un transformador eleva el voltaje de 25[kV] hasta 120 [kV]; el devanado secundario se conecta al bus B1, el cual se considera el punto de interconexión con el sistema eléctrico. En el análisis se toman en cuenta los parámetros más importantes de los generadores y de la red, entre los cuales se encuentra el voltaje, la potencia activa generada, potencia reactiva en el bus B10, bus B13, bus B16 y bus B19, así como velocidad de viento, ángulo de inclinación de las palas y velocidad angular del rotor. En el caso de la red se obtiene, en el punto de interconexión (B1), la potencia activa generada, la potencia reactiva y el voltaje. Los parámetros de los transformadores, de las líneas y el valor de las cargas se encuentran en la Tabla 4.1

Tabla 4.1 Parámetros del sistema eléctrico

Transformadores	
T1-T4	120 kV/25 [kV], 60 [Hz], 47 [MVA] Yg-Δ, $R = 0.08/30$ [pu], $L = 0.08$ [pu].
T5-T16	25 [kV]/575 [V], 60 [Hz], 4 [MVA], Yg-Y, $R = 0.025/30$ [pu], $L = 0.025$ [pu].
Líneas	
L1 (5 km), L2 (5 km); L3 (14 km); L4 (16 km); L5 (18 km); L6 (20 km); L7-L18 (1 km)	$\rho = 0.1153$ [Ω/km], $L = 1.05$ [mH/km], $C = 11.33$ [nF/km]
Cargas	
Banco de capacitores C	400 [kVAr]
P_d	200 [MW]

Para el análisis del sistema mostrado en la Fig. 4.1 se tomaron en cuenta dos escenarios posibles.

- i. **Operación del parque eólico ante variaciones de viento.** Se inicia con una velocidad de viento de 8 [m/s] y aumenta hasta 11 [m/s] en el quinto segundo de simulación para el primer grupo de turbinas. En el sexto segundo de la simulación se realiza el mismo incremento de velocidad de viento (de 8 a 11 [m/s]) para el segundo grupo y así sucesivamente hasta llegar al segundo ocho de simulación, el cual corresponde al último grupo de turbinas eólicas.
- ii. **Operación del parque con fallas trifásicas en el punto de interconexión.** Se aplican fallas trifásicas en el punto de interconexión, bus B1, para diferentes tiempos de duración: 100 [ms], 120 [ms] y 140 [ms].

4.1.1 Turbinas de velocidad fija operando con variaciones de viento

Este escenario tiene el objetivo de estudiar el comportamiento del parque eólico conformado por turbinas de velocidad fija, mostrado en la Fig. 4.1, ante variaciones de viento. Dado que los aerogeneradores conectados a los buses B10, B11 y B12 tienen la misma capacidad, además de que las líneas L7, L8 y L9 tienen las mismas características, es válido esperar que el comportamiento dinámico del voltaje sea el mismo en los nodos B10, B11 y B12 también. La misma suposición puede hacerse para los demás grupos de aerogeneradores. Es por esta razón que la Fig. 4.2(a) muestra el comportamiento dinámico del voltaje en solo algunos nodos seleccionados, los cuales corresponden al voltaje en terminales de una turbina eólica de cada grupo de aerogeneradores. También, lo mismo puede inferirse para el comportamiento de la velocidad de viento mostrado en la Fig. 4.2(b).

En la Fig. 4.2(a) se observa que el voltaje de cada uno de los cuatro grupos de turbinas disminuye hasta estabilizarse en 0.927 [pu], 0.921 [pu], 0.914 [pu] y 0.907 [pu], respectivamente, esto ocurre cuando cada grupo de turbinas eólicas alcanzan su punto de operación nominal correspondiente. Se tienen valores diferentes de voltaje debido a que las líneas de transmisión, entre cada grupo de turbinas, son de diferente longitud y, por lo tanto, tal situación provoca una caída de voltaje distinta para cada grupo de generadores.

También se observa que ésta disminución es proporcional al aumento de velocidad de la turbina eólica y se debe a que así mismo aumenta el consumo de potencia reactiva y por ende el voltaje se ve afectado. Nótese que el último grupo de máquinas presenta un voltaje más bajo debido al consumo de potencia reactiva por parte de las turbinas eólicas.

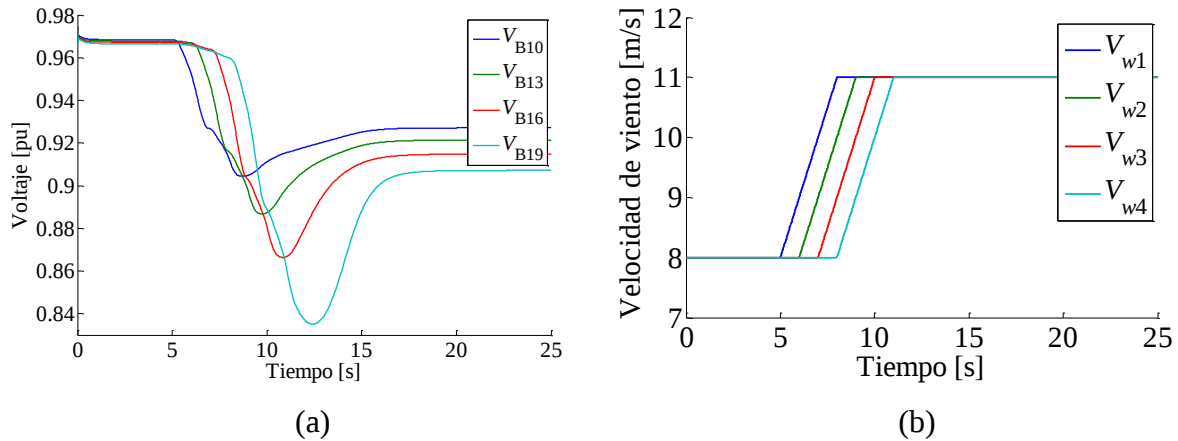


Fig. 4.2 (a) Voltaje en terminales, (b) Velocidad de viento

Los resultados presentados en la Fig. 4.2(a) muestran que el parque opera en estado estacionario con voltajes por debajo de 1 [pu], llegando hasta 0.907 [pu] en el caso del cuarto grupo de generadores eólicos. Se debe recordar que varios códigos de red definen tolerancias a rangos de voltajes de $\pm 10\%$ del valor nominal, lo cual se cumple en este caso de estudio.

La Fig. 4.3 muestra el comportamiento dinámico de los flujos de potencia activa y potencia reactiva en varias líneas de distribución dentro del parque eólico. Se muestra sólo la potencia generada por una turbina eólica, recordando que la potencia nominal de cada grupo es de 9 [MW]. Se deduce que el comportamiento de las turbinas del mismo grupo es igual dado que comparten la misma velocidad de viento y, como se vio en la Fig. 4.2(a), presentan el mismo nivel de voltaje en terminales.

Como se esperaba, se observa que el consumo de potencia reactiva aumenta al incrementar la velocidad de viento, ya que las turbinas eólicas que constituyen la granja eólica contienen generadores de inducción tipo jaula de ardilla, cuya principal desventaja es la de requerir potencia reactiva de la red para su funcionamiento. En otras palabras, entre

más potencia activa generan, mayor es el requerimiento de potencia reactiva por parte de los generadores. Observe que cada aerogenerador equivalente consume alrededor de 1.5 [MVar], por lo que las turbinas eólicas que componen el parque eólico completo requieren alrededor de 18 [MVar] cuando estas generan su potencia activa nominal. Aquí resalta que el cuarto grupo de turbinas consume más potencia reactiva que los demás grupos.

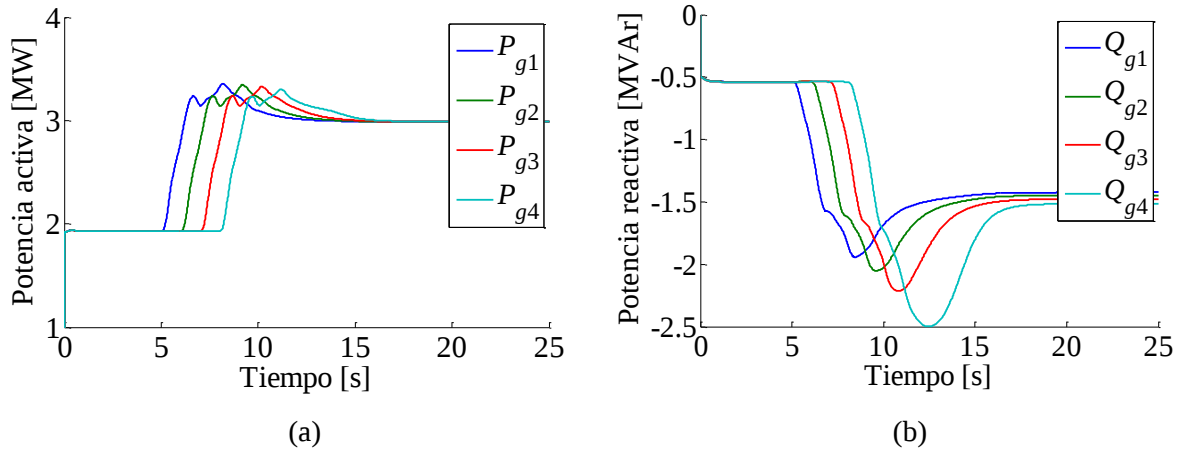


Fig. 4.3 (a) Potencia activa generada P_g , (b) Potencia reactiva absorbida Q_g

La Fig. 4.4 ilustra el comportamiento dinámico del voltaje en el punto de interconexión del parque eólico a la red (bus B1), donde se aprecia una depresión del voltaje mientras las turbinas eólicas sufren de un incremento en la velocidad de viento.

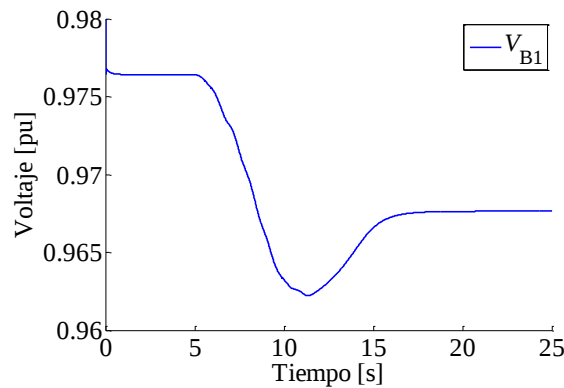


Fig. 4.4 Voltaje en Bus B1

La Fig. 4.5 presenta el comportamiento dinámico de la potencia activa y reactiva en el punto de interconexión a la red. En la Fig. 4.5(a) se observa cómo aumenta la potencia activa con la intervención de cada generador, mientras que en la Fig. 4.5(b) se observa el consumo de potencia reactiva total de las turbinas eólicas que conforman el parque eólico más el de la red de distribución interna, cuyo consumo llega al valor de estado estacionario de 25 [MVar] aproximadamente, cuando todas las turbinas operan a su potencia nominal. Sin embargo, puede inferirse que este parque eólico necesita compensación reactiva, por ejemplo, en el punto de interconexión a la red, cuando este opera a la velocidad de viento nominal, 9 [m/s], aunque este tema queda fuera del alcance de esta tesis.

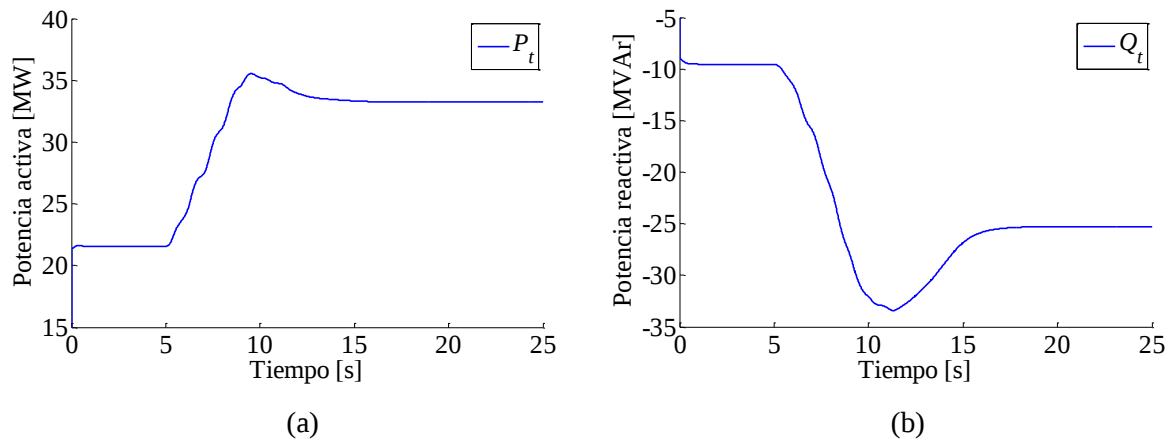


Fig. 4.5 (a) Potencia activa P_t , (b) Potencia reactiva Q_t

Las Fig. 4.6(a) y 4.6(b) muestran la dinámica del rotor del generador y de la inclinación de las aspas de la turbina, respectivamente. En la Fig. 4.6(b) se observa un aumento constante en el ángulo de inclinación de las palas, debido al aumento de la velocidad de viento de 8[m/s] a 11[m/s], lo cual también genera que el rotor del generador se acelere hasta llegar a otro punto de equilibrio, como se muestra en la Fig. 4.6(a). Se debe recordar que el controlador encargado de ajustar la posición de las palas, Fig. 3.13(a), toma como referencia la potencia eléctrica nominal y la compara con la potencia eléctrica generada. Nótese que el ángulo de inclinación de las aspas de la turbina no presenta mayores oscilaciones sino más bien cambios suaves para evitar imponer estrés mecánico adicional al eje de la turbina.

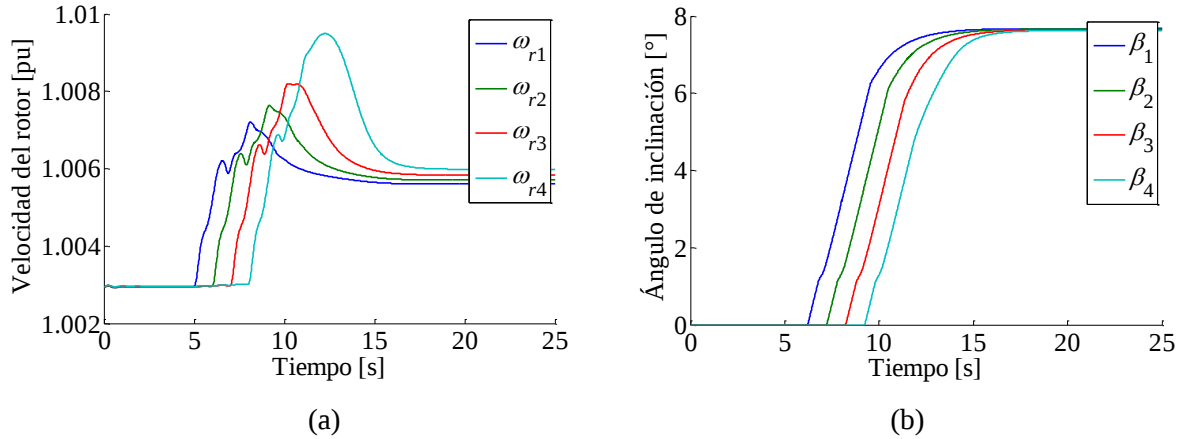


Fig. 4.6 (a) Velocidad del rotor del generador, (b) Ángulo de inclinación de las aspas del rotor

4.1.2 Operación del parque con falla trifásica en el punto de interconexión

Para el análisis de la respuesta del parque eólico ante fallas trifásicas, en el punto de interconexión a la red, se asume que todas las turbinas eólicas del parque eólico operan a una velocidad de viento de 9 [m/s], la cual corresponde a su velocidad de viento nominal. En este caso de estudio, se realiza una comparación entre los resultados de la simulación y los códigos de red para determinar en qué medida se cumplen los requerimientos de interconexión.

Después de 1 [s] de comenzada la simulación, se aplican fallas trifásicas con las siguientes duraciones: i) 100 [ms], ii) 120 [ms], iii) 140 [ms]. La Fig. 4.7(a) muestra la respuesta dinámica del voltaje en el punto de interconexión, para los tres escenarios bajo análisis. Como se observa en la Fig. 4.7(b), la velocidad del rotor se ve afectada considerablemente por la duración de la falla, si la falla trifásica se sostiene hasta los 140 [ms], su impacto sobre las turbinas eólicas del grupo 4 es tal que no logran recuperarse, perdiendo así estabilidad. Vale la pena mencionar que los grupos de turbinas responden de manera diferente a la falla; el grupo 1 y el grupo 2 logran regresar a las condiciones de operación presentes antes de la falla mientras que los grupos 3 y el 4 no se logran recuperar. La Fig. 4.7(b) muestra el comportamiento de la velocidad mecánica del rotor del grupo 4 de turbinas eólicas por ser el que se ve más afectado por el disturbio. La aceleración de los rotores de los aerogeneradores, durante las fallas correspondientes, se debe a la reducción momentánea del par eléctrico, lo cual se infiere claramente del modelo dinámico de la velocidad mecánica del rotor, ecuación (3.47).

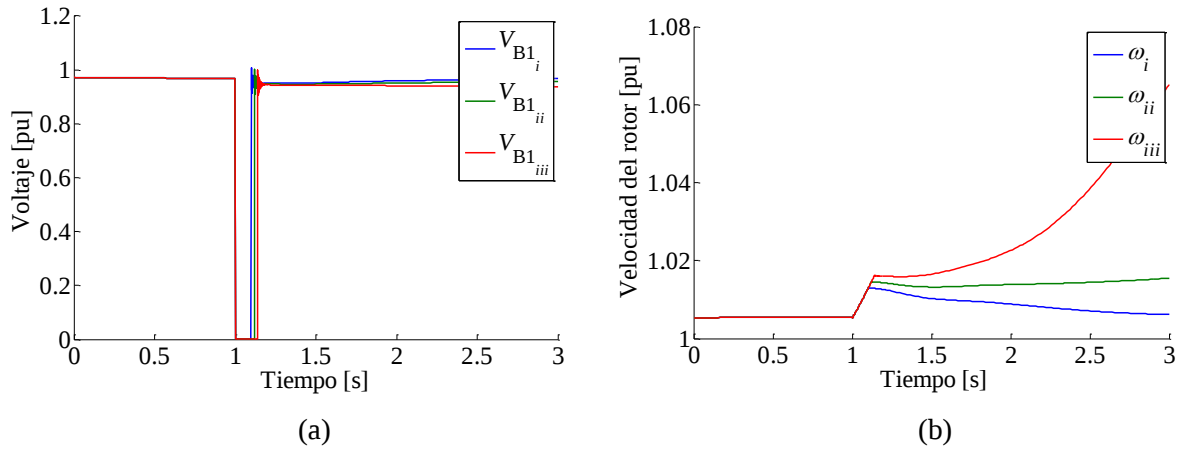


Fig. 4.7 (a) Voltaje en el bus B1, (b) Velocidad del rotor en las turbinas del grupo 4

En conexión con la Fig. 4.8(a), para el escenario *iii*, donde la falla trifásica aplicada al bus B1 tuvo una duración de 140 [ms], se observa que la potencia activa total entregada por el parque hacia el sistema eléctrico descende considerablemente debido a que dos grupos de turbinas dejan de generar potencia debido a su pérdida de estabilidad. En cuanto a la potencia reactiva, de la Fig. 4.8(b) se puede apreciar que con las consideraciones del caso *i* se requiere menor cantidad de potencia reactiva para regresar al estado estable, en el caso *ii* se observa mayor consumo de potencia reactiva durante la falla, sin embargo, se logra la recuperación de las máquinas rotatorias. En la gráfica del caso *iii* es posible notar que existe un mayor requerimiento de potencia reactiva.

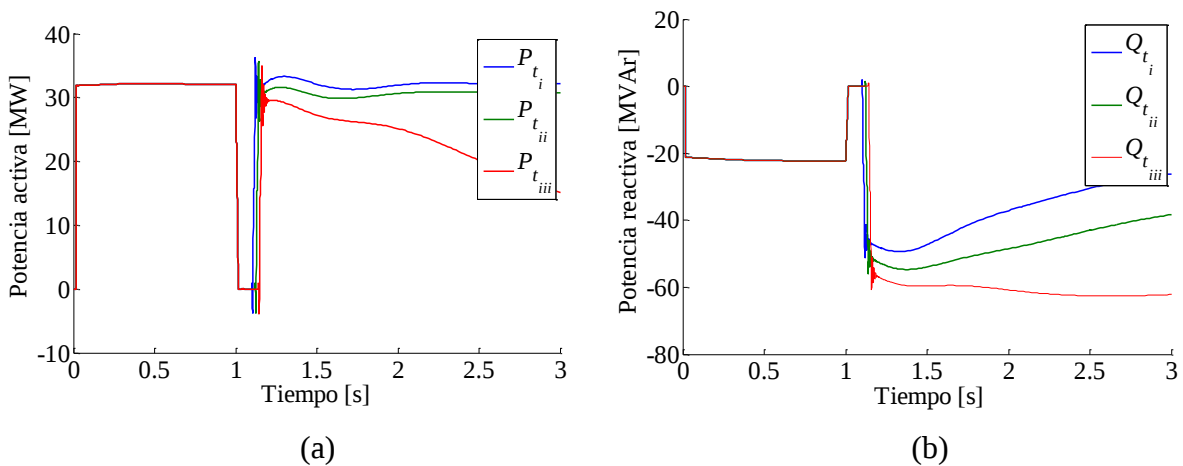


Fig. 4.8 (a) Potencia activa total P_t , (b) Potencia reactiva total Q_t

Recordando el apartado de los códigos de red, en donde se abordan los requerimientos durante condiciones de bajo voltaje o de falla, se puede concluir que el parque con turbinas eólicas de velocidad fija no cumple con los códigos de red de ningún país, dado que en la mayoría se exige que el parque soporte una falla de 150 [ms]. Solamente se consideran fallas de 140 [ms] con caída de voltaje hasta cero en dos países: Reino Unido y Dinamarca para voltajes menores a 100 [kV]. Sin embargo, el parque tampoco cumple con dichos códigos ya que con una falla de 140 [ms] las máquinas pierden estabilidad. Con los resultados obtenidos se hace énfasis en que una limitación importante de este tipo de turbina eólica radica en la necesidad de un dispositivo que provea al parque eólico de potencia reactiva, para ambas condiciones operativas: estado estacionario y régimen dinámico.

4.2 Operación de un parque eólico con turbinas de velocidad variable con DFIG

La tecnología empleada en turbinas de velocidad variable para llevar a cabo el presente caso de estudio es la turbina eólica con generador de inducción doblemente alimentado. La Fig. 4.9 muestra el sistema eléctrico utilizado para incorporar un parque eólico de 105 [MW] de capacidad instalada, con el cual se pretende observar su funcionamiento en condiciones normales de operación y durante perturbaciones en la red. El parque eólico consta de 70 turbinas con DFIG de 1.5 [MW], cuya velocidad nominal de operación es de 12 [m/s], ordenadas en 7 grupos de 10 turbinas equivalentes, las cuales se asume que operan con factor de potencia unitario fijo.

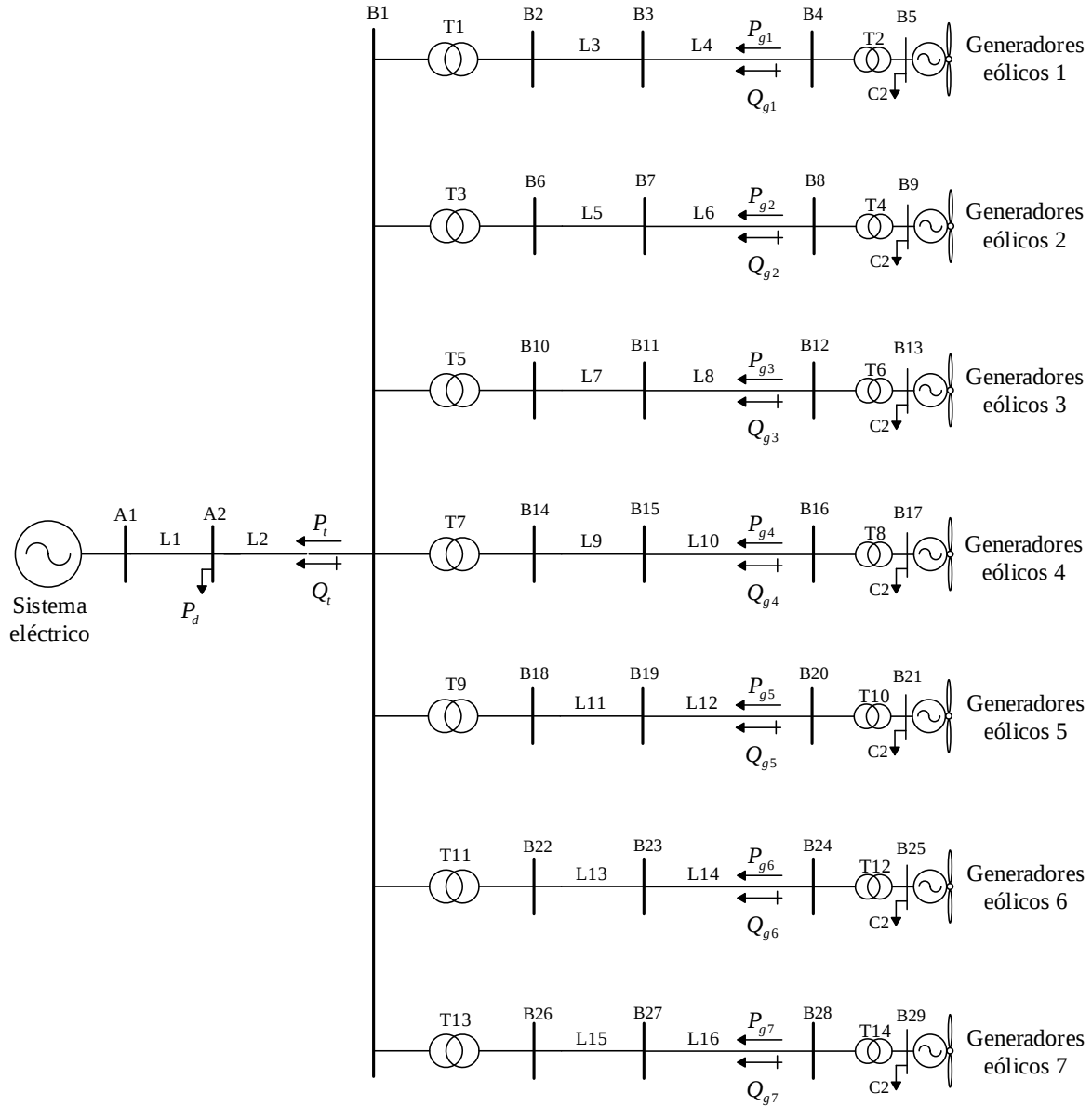


Fig. 4.9 Diagrama unifilar del sistema eléctrico

El voltaje nominal del enlace de CD del convertidor back-to-back de cada aerogenerador es de 1200 [kV]. Las turbinas eólicas se interconectan a la red interna de distribución del parque eólico a través de un transformador elevador de 575 [V]/25 [kV]. Un equivalente de Thevenin se usa para representar al sistema eléctrico al que este parque eólico se conecta, el cual opera a 120 [kV] y 60 [Hz], cuya resistencia serie es de 0.5760 [Ω] e inductancia serie de 0.0153 [H]. Los demás parámetros del sistema se muestran en la Tabla 4.2.

Tabla 4.2 Parámetros del sistema eléctrico

Transformadores	
T1,T3,T5,T7,T9,T11,T13	120/25[kV], 60[Hz], 47[MVA], Yg-Δ, $R = 0.08/30[\text{pu}]$, $L = 0.08[\text{pu}]$.
T2,T4,T6,T8,T10,T12,T14	25[kV]/575[V], 60[Hz], 20[MVA], Yg-Δ, $R=0.025/30[\text{pu}]$, $L=0.025[\text{pu}]$.
Líneas	
L1-L4 (5 km), L5-L6 (6 km), L7-L8 (7 km), L9-L10 (8 km), L11-L12 (9 km), L13-L14 (10 km), L15-L16 (11 km)	$\rho = 0.1153 [\Omega/\text{km}]$, $L = 1.05 [\text{mH}/\text{km}]$, $C = 11.33 [\text{nF}/\text{km}]$
Cargas	
C2 - C8	500 [kW]
P_d	200 [MW]

En este caso de estudio se pone especial atención al comportamiento de las turbinas eólicas de velocidad variable en lo relativo a la potencia activa generada, potencia reactiva, voltaje en el enlace de CD del convertidor, así como en la velocidad angular del rotor y el ángulo de inclinación de las aspas de la turbina. Además, se evaluará la potencia activa, la potencia reactiva y el voltaje en el punto de interconexión del parque eólico a la red (bus B1). Nótese que cada grupo de generadores se encuentra a una distancia diferente del punto de acoplamiento al sistema eléctrico, de acuerdo con los parámetros mostrados en la Tabla 4.2.

Para este análisis, se consideran los siguientes escenarios:

- Operación del parque eólico con variaciones de la velocidad de viento.** En este caso se asume una velocidad de viento con valor inicial de 10 [m/s] para todas las turbinas eólicas, posteriormente dicha velocidad aumenta a 15 [m/s]. El incremento se da en forma de rampa y sucede progresivamente para cada grupo de generadores con retraso de un segundo.
- Operación del parque con una falla trifásica aplicada en el punto de interconexión.**

4.2.1 Turbinas eólicas con DFIG operando con variaciones de viento

La Fig. 4.10 muestra la velocidad de viento a la que operan las turbinas, comenzando desde 10 [m/s] hasta llegar a 15[m/s]. Recordando que la velocidad nominal de las turbinas es de 12 [m/s], se introdujo el rango antes mencionado con el fin de simular una de las perturbaciones que se presenta con mayor frecuencia en las granjas eólicas: la variación en la velocidad del viento. En este caso se tomó en cuenta sólo una rampa positiva de dicha velocidad.

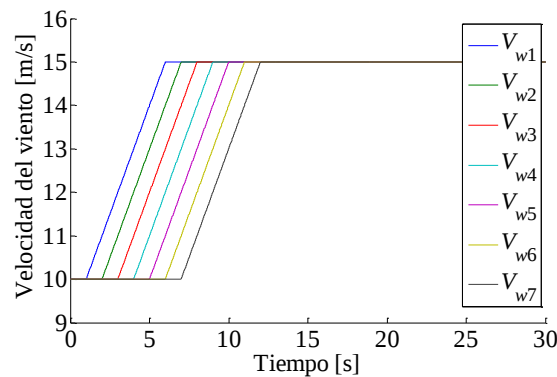


Fig. 4.10 Velocidad de viento

En la Fig. 4.11 se observa la generación de potencia activa y reactiva de cada grupo de turbinas que conforman la granja eólica. Se observa que la potencia activa incrementa en función de la velocidad del viento, como se esperaba. Cabe recordar que la potencia activa depende de la característica MPT de la turbina (punto de máxima extracción de potencia), la cual se analiza en la sección 3.8. Nótese que la potencia activa inicial de cada grupo de turbinas es de 6 [MW] aproximadamente, dicha generación corresponde a una velocidad de viento de 10 [m/s] y se alcanza la máxima generación de energía cuando el viento supera los 12 [m/s] (velocidad nominal de diseño de la turbina eólica).

Por otra parte, la potencia reactiva ilustrada en la Fig. 4.11(b) presenta un comportamiento muy diferente a la potencia activa. Debido a que los grupos de turbinas que forman el parque están configuradas para regular el factor de potencia en el lado de la red, el GSC actúa en consecuencia para mantener la potencia reactiva en cero en terminales del generador, ya que el valor de referencia para el factor de potencia es uno. Sin embargo, el valor de la potencia reactiva que se ve en la Fig. 4.11(b) es diferente de cero, esto se debe

a que el transformador de unidad (transformador del DFIG) toma 500 [kVAr] de la red, en estado estacionario. Se observa también que cuando la generación de potencia activa llega a sus valores nominales, las turbinas absorben de manera transitoria alrededor de 800 [kVAr] de la red para después alcanzar el estado estable.

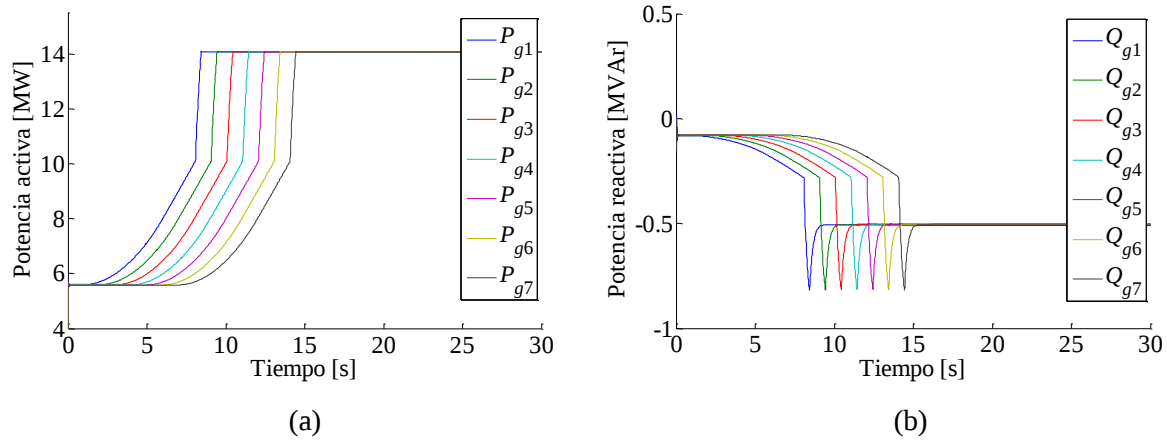


Fig. 4.11 (a) Potencia activa generada por grupo de aerogeneradores, (b) Potencia reactiva generada por grupo de aerogeneradores

La Fig. 4.12(a) muestra el comportamiento de la velocidad angular del rotor, ω_r , y el ángulo de inclinación de las aspas de la turbina eólica, β , se muestra en la Fig. 4.12(b). Se puede ver que cuando ω_r supera 1.2 [pu], el ángulo β comienza a incrementar para que la velocidad del rotor se mantenga en 20% arriba de la velocidad síncrona, ya que esta es la velocidad máxima de operación de acuerdo al diseño del DFIG. Cabe recordar que la velocidad tomada como base para el presente análisis es la velocidad síncrona y que el sistema de control encargado de regular el ángulo de inclinación de las aspas toma como referencia la velocidad del rotor, Fig. 3.13(b), a diferencia del controlador empleado en la turbina de velocidad fija, en donde se mide la potencia activa generada, Fig. 3.13(a).

El desacoplamiento eléctrico realizado por el B2B permite la generación óptima de energía con velocidades mayores o menores a la velocidad síncrona, por esta razón es posible trabajar con valores diferentes a 1 [pu]. El incremento de ω_r está directamente relacionado con la velocidad del viento. Cuando ω_r supera la velocidad límite establecida en el diseño de la turbina, se activan los controles de limitación de velocidad, en este caso el controlador del ángulo de inclinación, β .

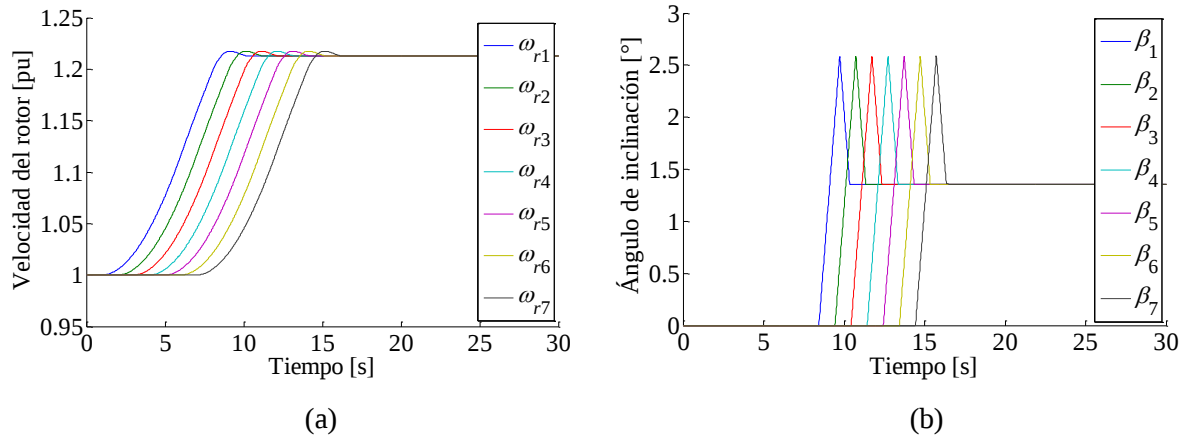


Fig. 4.12 (a) Velocidad angular del rotor, ω_r ; (b) Comportamiento del ángulo de inclinación, β .

El voltaje de CD en terminales del capacitor, mostrado en la Fig. 4.13, presenta ligeros cambios en su valor debido a las condiciones de operación del parque. Si la velocidad del rotor es mayor que la velocidad síncrona, la potencia fluye del rotor hacia la red, provocando que el capacitor se cargue. Dado que el parque comienza a operar debajo de la velocidad nominal, según la característica MPT, y la velocidad del viento aumenta con el tiempo, se aprecia un aumento constante en el voltaje de CD porque cada grupo de turbinas incrementa la potencia activa generada. La magnitud del voltaje de CD aumenta en 0.002 [pu] con respecto al valor nominal, el cual es de 1200 [V]. Tal variación no representa un cambio impotante en el enlace ya que el aumento es muy pequeño comparado con el valor nominal.

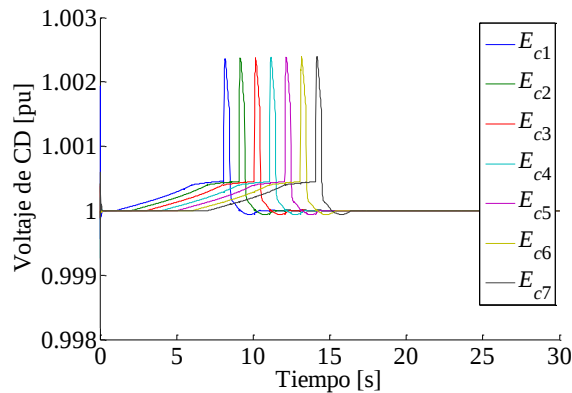


Fig. 4.13 Voltaje de CD en el capacitor.

La Fig. 4.14(a) presenta el comportamiento dinámico del voltaje, el cual disminuye ligeramente a medida que los grupos de turbinas incrementan su potencia de generación. Nótese que en este caso la variación de voltaje es tan pequeña que este parque eólico no tendría problema en cumplir, bajo estas condiciones operativas, con el apartado de los códigos de red donde se requiere la operación continua del parque en régimen permanente, generalmente, en valores de $\pm 10\%$ del voltaje nominal.

Comparando el voltaje en el punto de interconexión de la Fig. 4.14(a) con el del parque con turbinas de velocidad fija, mostrado en la Fig. 4.4, se aprecia que las turbinas con DFIG no provocan una caída tan severa, en cambio, ésta se da de forma gradual con la puesta en operación de cada grupo de turbinas. Es importante señalar que el número de turbinas con DFIG que conforman el parque es prácticamente el triple del número de turbinas con SCIG.

En la Fig. 4.14(b) se presenta el voltaje medido en terminales del transformador conectado al generador en los buses correspondientes. Las líneas de transmisión que unen a los grupos turbinas con la red son de diferente longitud, por esta razón se tienen diferentes voltajes para cada grupo de generadores. Además, se aprecia una pequeña caída de voltaje originada por la carga que se encuentra conectada al sistema eléctrico. Los picos de caída de voltaje de cada grupo de generadores se presentan cuando la máquina llega a entregar la máxima potencia activa. Si se comparan los voltajes en las terminales de los transformadores de las turbinas de velocidad fija, Fig. 4.2(a), con el de las turbinas con DFIG, Fig. 4.14(b), se tiene que gracias a la implementación de los convertidores electrónicos es posible minimizar la caída de tensión originada por la conexión de los generadores de inducción al sistema eléctrico.

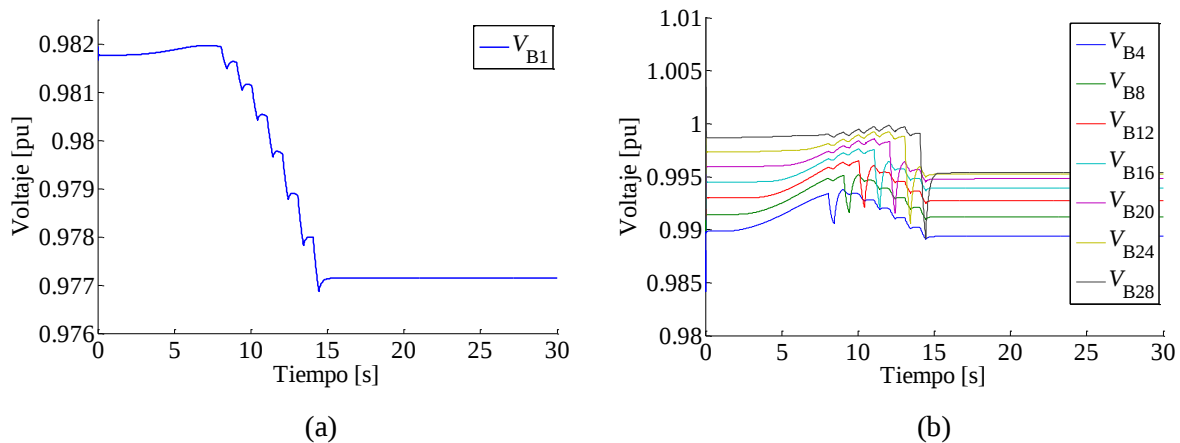


Fig. 4.14 (a) Voltaje en el bus B1, (b) Voltaje en terminales de los generadores

La Fig. 4.15(a) presenta el incremento en la potencia activa total entregada por los siete grupos de turbinas que conforman el parque eólico. Debido a las cargas, a las pérdidas por transmisión en las líneas y en los transformadores, no se inyectan a la red los 105 [MW] nominales que idealmente genera el parque completo. En la Fig. 4.15(b) se presenta la gráfica de su comportamiento en el tiempo en que la potencia reactiva total que fluye del parque hacia la red. Se observa que el comportamiento es similar al del voltaje en el punto de interconexión, mostrado en la Fig. 4.14(a), ya que ambas variables, voltaje y potencia reactiva, están ligadas fuertemente en los sistemas eléctricos de corriente alterna.

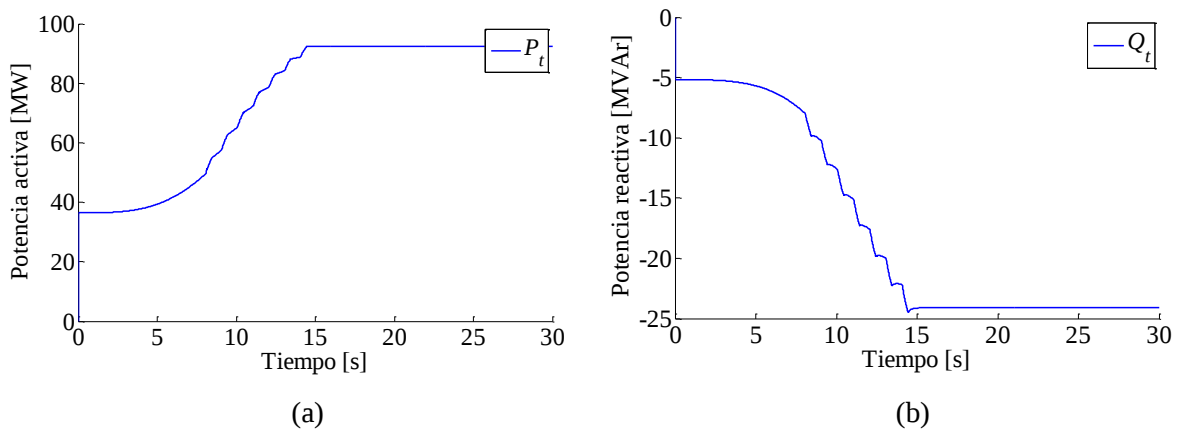


Fig. 4.15 (a) Potencia activa total P_t , (b) Potencia reactiva total Q_t

4.2.2 Operación del parque eólico ante fallas trifásicas en el punto de interconexión a la red

Para este caso de estudio, se asume que todas las turbinas eólicas con DFIG que conforman el parque eólico operan a su velocidad nominal, 12 [m/s], sin introducir variaciones de viento, con la finalidad de que la falla aplicada sea la única perturbación en el sistema. Se asume también que una falla trifásica sólida en el bus B1 cuya duración es de 100 [ms], se aplica a los 0.4 [s] de simulación, y por ende, el voltaje se reduce a 0 [V] en ese nodo, como se observa en la Fig. 4.16(a). En los códigos de red se describe un hueco de voltaje comúnmente llamado envolvente, el cual es una gráfica que se toma como referencia para definir en qué situaciones el parque debe seguir operando y en cuáles se le permite desconectarse del sistema, ver Fig. 2.7 y Fig. 2.8 del capítulo 2. El parque eólico simulado cumple con el comportamiento requerido por varios códigos de red. La caída de

voltaje vista por los grupos de generadores se ilustra en la Fig. 4.16(b). Se observa que los grupos más cercanos eléctricamente a la falla tienen una caída transitoria de voltaje mayor. Sin embargo, el voltaje en esta zona del sistema no llega a ser cero debido a los elementos (impedancias) que se encuentran entre las turbinas y el bus de falla.

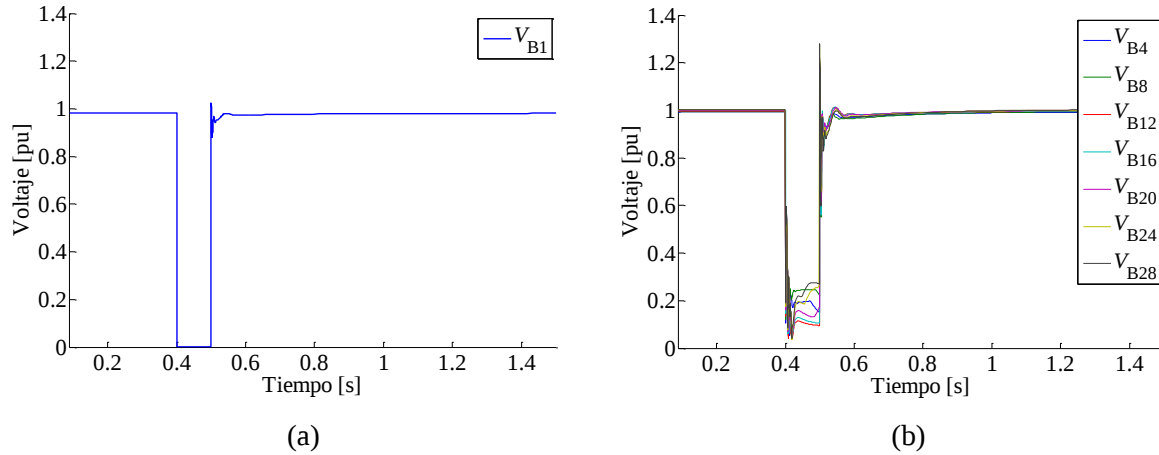


Fig. 4.16 (a) Voltaje en el bus de falla, (b) Voltaje en terminales de los generadores

En la Fig. 4.17(a) se observa que la potencia activa total generada por el parque descende drásticamente durante la perturbación debido a que los generadores pierden excitación a causa del bajo nivel de voltaje. Lo anterior hace que, aunque haya una velocidad de viento adecuada para generar energía, la potencia entregada sea nula. Sin embargo, de acuerdo con la mayoría de los códigos de red, el parque debe ser capaz de soportar tales fallas y de operar normalmente después del disturbio. Como se observa en la Fig. 4.17(b), la potencia reactiva generada por el parque eólico llega a ser cero durante la falla, esto causado por la estrategia de control de las turbinas con DFIG, para después presentar un pico transitorio de consumo de 74 [MVar] durante el disturbio. Tanto la potencia activa como la reactiva regresan al estado estable poco antes de 1.5 [s]. Según los códigos de red, el parque debe aportar potencia reactiva para operar en factores de potencia de 0.95 en atraso y en adelante, en este caso, dada la potencia nominal de 105 [MW], se tendrían que aportar al menos 34.51 [MVar] en el punto de interconexión, sin embargo, esto no se observa ya que las turbinas eólicas están operando a factor de potencia unitario, estrategia que es ampliamente adoptada en la operación de parques eólicos.

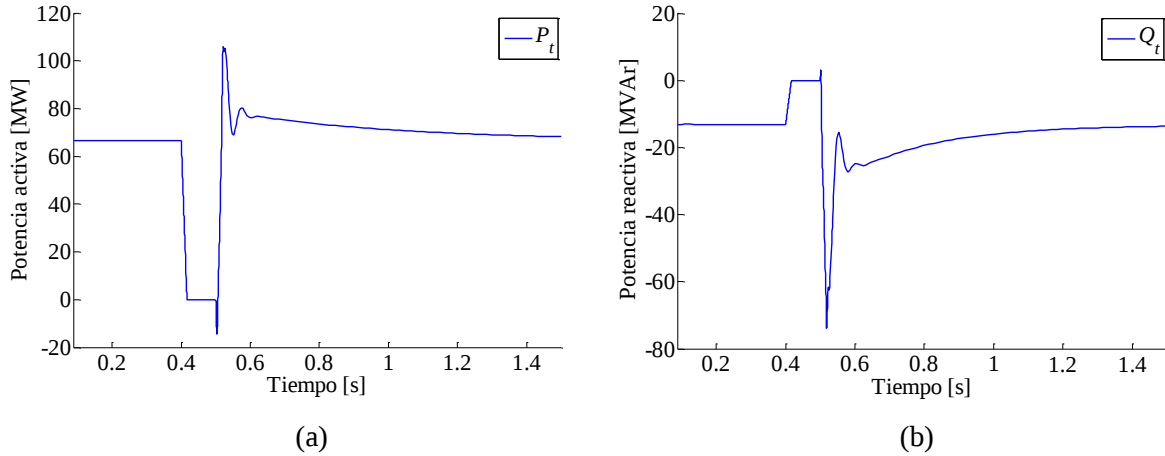


Fig. 4.17 (a) Potencia activa total P_t , (b) Potencia reactiva total Q_t .

La potencia activa entregada por las turbinas eólicas, mostrada en la Fig. 4.18(a), es cercana a cero durante la falla. Por el contrario, la potencia reactiva generada por las turbinas eólicas, mostrada en la Fig. 4.18(b), se incrementa durante la falla, lo que indica que las turbinas entregan reactivos al sistema eléctrico para minimizar la caída de voltaje. Cada turbina aporta un pico de potencia reactiva de 5 [MVar] aproximadamente, entregando un total, por los siete grupos, de 25 [MVar] en el instante de la falla. Luego del disturbio las turbinas absorben transitoriamente 7 [MVar] aproximadamente y regresan al estado estable aproximadamente 0.8 [s] después de la perturbación.

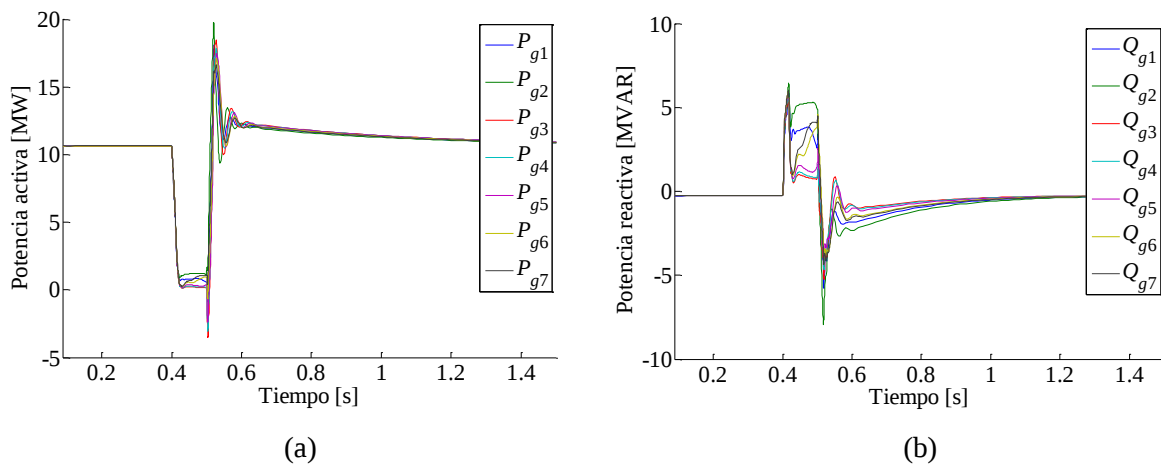


Fig. 4.18 (a) Potencia activa generada, (b) Potencia reactiva generada.

La velocidad del rotor presenta un ligero aumento al momento del disturbio, como se muestra en la Fig. 4.19(a), provocado por la caída de potencia activa generada, recordando

que la variación de velocidad depende de la diferencia entre el par mecánico T_m y el par eléctrico T_e , ecuación (3.38). Cuando la potencia eléctrica es cero, el par eléctrico también es cero, lo que implica que la diferencia entre pares es positiva. Esto se traduce en un aumento en la velocidad, misma que rápidamente se estabiliza y sigue su comportamiento normal al liberarse la falla. El ángulo β en este caso no se vio afectado por la falla dado que el tiempo de respuesta de su control asociado exhibe una respuesta más lenta por tener constantes de tiempo mayores a las constantes eléctricas. Adicionalmente, debido a que la depresión de voltaje fue severa debido a la falla aplicada, esto provocó un desbalance de corrientes en el enlace de CD de cada turbina eólica, lo que a su vez se refleja en variaciones drásticas del voltaje del capacitor del enlace del convertidor back-to-back, como se aprecia en la Fig. 4.19(b).

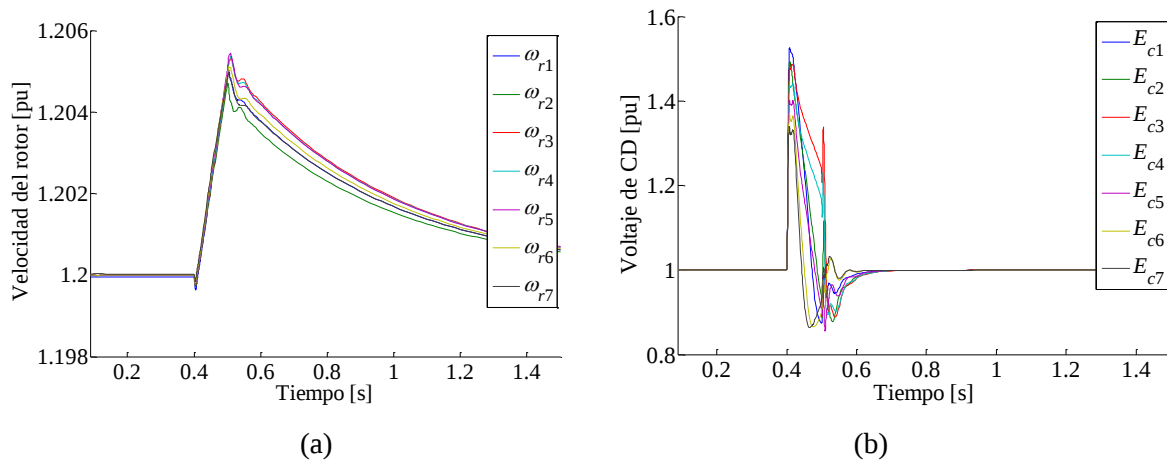


Fig. 4.19 (a) Velocidad del rotor, (b) Voltaje en el enlace de CD

Operación del parque eólico ante fallas sostenidas por tiempos mayores a 100 [ms]

Uno de los casos que se toman en cuenta para establecer los parámetros requeridos en los códigos de red es el comportamiento del parque eólico cuando se le aplican fallas sostenidas durante distintos períodos de tiempo. La Fig. 4.20 muestra el comportamiento dinámico del voltaje en el punto de interconexión a la red del parque eólico bajo análisis para fallas trifásicas con diferentes tiempos de duración: (i) 120 [ms], (ii) 140 [ms], (iii) 160 [ms], (iv) 180 [ms] y (v) 200 [ms].

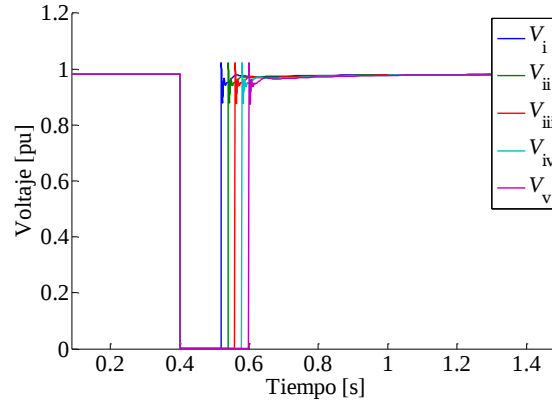


Fig. 4.20 Caída de voltaje en el punto de interconexión V_{B1} para diferentes tiempos de falla.

El comportamiento de la potencia activa y reactiva en el punto de interconexión del parque se presenta en las gráficas de la Fig. 4.21(a) y de la Fig. 4.21(b), respectivamente. La potencia activa total generada por el parque en todos los casos baja a 0 [MW] y al despejarse la falla consume momentáneamente alrededor de 15 [MW]. También se observa que entrega un máximo de 100 [MW] de manera transitoria una vez que la falla correspondiente se ha liberado. Después del pico de potencia generado en cada una de las situaciones, el parque presenta diferentes tiempos de recuperación. Como es de esperarse, entre más tiempo se sostiene la falla, el parque tarda más en estabilizarse. Por otro lado, la potencia reactiva llega a valores máximos de 0 [MW] generados durante los diferentes disturbios. Se nota un pico de consumo de 74 [MVar] luego de la liberación de la falla de 120 [ms], caso (i), y de 77 [MVar] para la de 200 [ms], caso (v). Sin embargo, para este último escenario, el parque eólico requiere mayor potencia reactiva durante más tiempo para regresar al estado estable.

El código de red mexicano contempla fallas con un tiempo máximo de duración de 150 [ms] con una recuperación de voltaje de 0.8 [pu] en 1[s], sin embargo, en Suecia, como se puede ver en la Tabla 2.5, se contemplan fallas sólidas con duración de 250 [ms] y recuperación de voltaje a 0.9 [pu] en 0.8 [s] para parques con potencia nominal mayor a 100 [MW]. Por otro lado, Nueva Zelanda y Bélgica requieren la operación del parque durante fallas trifásicas a tierra con duración de 200 [ms]. Entonces, se podría concluir que este parque eólico con turbinas de velocidad variable cumpliría con varios de los códigos de red más exigentes que existen en el mundo. Se puede argumentar que este hecho se debe a

la tecnología con la que cuentan las turbinas con DFIG, ya que éstas tienen un soporte dinámico robusto debido a su electrónica de potencia.

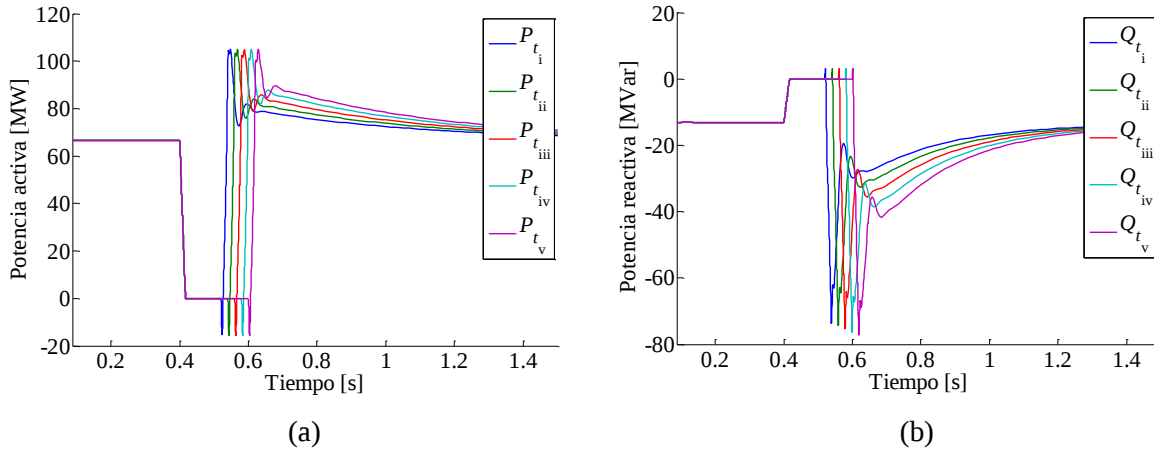


Fig. 4.21 (a) Potencia activa total generada P_t , (b) Potencia reactiva total generada Q_t

4.3 Conclusiones

Para el caso de la turbina de velocidad fija (SCIG) y sin perturbación alguna además de la velocidad del viento, el parque cumple con los requerimientos de los códigos de red ya que opera en régimen permanente viéndose afectado solamente por la carga conectada al sistema eléctrico, cuyas variaciones oscilan dentro de lo establecido en los códigos de red. Sin embargo, presenta una desventaja al necesitar un compensador de potencia reactiva ya que las máquinas impactaron de forma importante en el voltaje del sistema, además, prescindir de tal soporte pone en riesgo la estabilidad de las mismas turbinas. Aunque el parque eólico mostró un comportamiento adecuado en condiciones normales de operación, éste pierde estabilidad al ocurrir una falla trifásica con duración de 140 [ms], en el punto de interconexión a la red, por lo que no cumple con lo establecido por los códigos de red. Los estudios realizados con el parque eólico con turbinas de velocidad fija sientan un precedente desde el punto de vista operativo de las redes eléctricas que incorporan grandes cantidades de generación eólica.

Por el contrario, las turbinas con generador doblemente alimentado (DFIG) mantienen un funcionamiento de acuerdo a los códigos de red establecidos en varias partes del mundo. Debido al uso de la electrónica de potencia, éstas pueden regular la potencia reactiva para

controlar el voltaje en terminales o para trabajar a un factor de potencia fijo. Al ser la velocidad de viento la única perturbación en el caso *i*, no se presenta mayor problema para mantener a la turbina operando dentro de sus valores de diseño debido a la actuación de los controladores. Cuando el parque eólico compuesto por turbinas DFIG se somete a una falla trifásica en su punto de interconexión a la red, éste se recupera en un tiempo menor al establecido por varios de los códigos de red analizados en el capítulo 2.

Las turbinas con DFIG ofrecen una ventaja importante sobre las de velocidad fija principalmente por la respuesta que ofrecen durante condiciones de falla. Mantener la estabilidad de las máquinas y aportar potencia reactiva dentro de los límites del parque son los aspectos con mayor influencia en la integración de granjas eólicas a los sistemas eléctricos.

Capítulo 5

Conclusiones

Con base en el trabajo desarrollado en la presente tesis, se exponen las siguientes conclusiones:

La generación de energía a través de tecnologías amigables al ambiente está tomando gran importancia hoy en día, por lo que la opción de generación de energía eléctrica mediante el viento es una de las opciones más estudiadas y de mayor peso en el mundo. Al desarrollarse tecnologías que faciliten su incorporación a los sistemas eléctricos como resultado de motivaciones ambientales y económicas, surge la necesidad de crear códigos de red cada vez más exigentes. El desarrollo e implementación de tecnologías DFIG ha facilitado más el cumplimiento de estas exigencias, al poder controlar la calidad de la energía generada, por lo mismo, la piedra angular y el impulsor de estas tecnologías para que sigan desarrollándose recae directamente en la electrónica de potencia interna de las máquinas, y más específico en la parte del convertidor, tanto el GSC como el RSC, ya que, aunque el avance ha sido bueno en la parte de dispositivos como las válvulas IGBT, aún hace falta más por hacer para mejorar su eficiencia.

Mediante las simulaciones realizadas, se verificaron los aspectos más importantes de los códigos de red tanto a nivel mundial como de México, y estos son: el tiempo máximo de liberación de falla que soporta un parque de acuerdo a la tecnología aplicada, el control de potencia activa y reactiva y la capacidad de sobrepasar un hueco de tensión con el fin de obtener los tiempos de desconexión de la granja.

En el capítulo 4 de esta tesis, se observa que un punto a considerar para los parques eólicos de velocidad fija con turbinas eólicas SCIG es que necesitan forzosamente un dispositivo que aporte la potencia reactiva necesaria para que los generadores de inducción trabajen correctamente. La ausencia de compensación reactiva trae consigo alteraciones en las variables del sistema, en concreto afecta el nivel de voltaje, el cual presenta una disminución importante causada por la operación de un número considerable de generadores.

Tomando en cuenta lo anterior, elegir entre la instalación de un tipo de turbina eólica u otra dependerá solamente de características propias de cada tecnología, entre ellas el funcionamiento y eficiencia, sin dejar de lado su costo. Por aprovechamiento de la energía, la decisión se inclina hacia las turbinas con DFIG, ya que éstas son capaces de generar la máxima potencia disponible dentro de un amplio rango de velocidades de viento. Esto gracias a la inclusión de convertidores electrónicos y a su bajo costo comparado con turbinas eólicas con convertidores de escala completa.

En las turbinas con DFIG se establecen lazos de control que les permiten participar activamente en aspectos que van desde la regulación de voltaje en régimen permanente hasta la colaboración en el restablecimiento del sistema después de una perturbación, sin necesidad de dispositivos externos y manteniendo la conexión con el sistema dentro de los límites de tiempo establecidos.

En el tema del comportamiento durante fallas, se exige que los parques se mantengan conectados y que colaboren en el restablecimiento del sistema durante perturbaciones sostenidas durante un tiempo definido. Tomando en cuenta los resultados obtenidos en el capítulo 4, las turbinas con SCIG claramente se ven en desventaja en éste rubro ya que incluso algunas turbinas pierden estabilidad ante fallas con tiempos de duración menores a los considerados en los códigos de red. En contraste, las turbinas con DFIG se mantienen funcionando y logran recuperar estabilidad en fallas sostenidas por más tiempo que el contemplado en los requerimientos de interconexión.

5.1 Trabajos futuros

Con base en la información recabada para desarrollar el trabajo presente y en los resultados obtenidos, se sugiere profundizar en los siguientes aspectos:

1. Analizar a fondo las características de los parques eólicos con turbinas que implementan un convertidor de escala completa. Dado que éste convertidor brinda grandes ventajas como la opción de prescindir de la caja de engranes o de emplear un generador de imanes permanentes, en donde se incursionaría en el campo de la superconductividad en imanes para, inclusive, disminuir el tamaño de las turbinas manteniendo la capacidad de generación, es de gran importancia realizar

simulaciones que ofrezcan la oportunidad de conocer la respuesta de dicha tecnología bajo diferentes escenarios.

2. Implementar, con base en los resultados de las simulaciones, un sistema de protecciones que proteja al parque. La coordinación de protecciones del sistema se debe llevar a cabo según el tipo de tecnología instalada.
3. Realizar un análisis del costo-beneficio que representa la instalación de aerogeneradores considerando aspectos visuales, impacto sobre la flora y la fauna, extensión de terreno ocupada por el parque, lugar de ubicación, etc.
4. Proponer mejoras en los requerimientos de interconexión del código de red mexicano en cuanto a la participación del parque eólico en el balance de frecuencia ya que no se menciona el concepto de rampas de potencia activa y éste es uno de los aspectos claves para mantener el equilibrio carga/generación, además, es uno de los principales indicadores de la calidad de la energía.

Apéndice A

Transformación de marcos de referencia

Los cambios de marco de referencia son ampliamente utilizados en el análisis estático y dinámico de máquinas eléctricas, especialmente en generadores síncronos, motores y generadores de inducción. Ya que las inductancias de la máquina se encuentran expresadas en función de la velocidad del rotor se realiza un cambio de marco de referencia para simplificar el análisis del sistema. La transformación está definida de tal forma que la nueva referencia puede presentar un comportamiento giratorio con una velocidad arbitraria o puede permanecer estática. Además, permite que las inductancias variantes en el tiempo se comporten como cantidades constantes al elegir la referencia adecuada. A este marco de referencia se le conoce como sistema $qd0$ [39].

En la Fig. A.1 se muestran los marcos de referencias abc y $qd0$. El sistema se nombra $qd0$ debido a que se toma la posición angular, θ , del eje q como referencia, sin embargo, al ser un sistema arbitrario es posible considerar θ en relación al eje d .

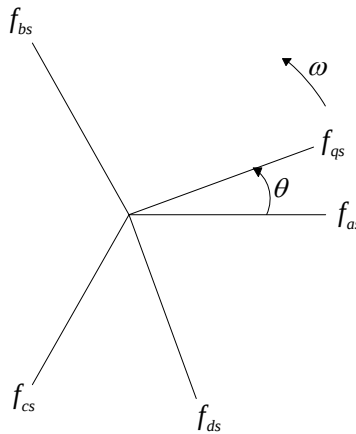


Fig. A.1 Marco de referencia $abcs$ y $qd0s$

A continuación, se muestra la transformación del marco de referencia abc a la referencia $qd0s$ para un sistema balanceado. La transformación se define como:

$$f_{qd0s} = K_s f_{abcs} \quad (\text{A.1})$$

donde el subíndice s se refiere a un sistema en estado estacionario, la variable K_s representa a la matriz de transformación:

$$K_s = \frac{2}{3} \begin{pmatrix} \cos \theta & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \sin \theta & \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{pmatrix} \quad (\text{A.2})$$

El ángulo θ es la referencia arbitraria, la cual puede estar asociada a cualquier velocidad, comúnmente se elige la velocidad síncrona o la del rotor, aunque también puede tomar un valor estático. El sistema trifásico balanceado f_{abcs} es:

$$f_{abcs} = \sqrt{2} f_s \begin{pmatrix} \cos \theta_{ef} \\ \cos\left(\theta_{ef} - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta_{ef} + \frac{2\pi}{3}\right) \end{pmatrix} \quad (\text{A.3})$$

donde f es una variable del sistema, puede ser voltaje, corriente o flujo, el ángulo θ_{ef} representa una posición asociada con una velocidad angular. En seguida se muestran las operaciones al sustituir (A.2) y (A.3) en (A.1). Posteriormente se reduce la matriz resultante a través de las identidades trigonométricas mostradas en (A.6)-(A.11).

$$f_{qd0s} = \frac{2}{3} \sqrt{2} f_s \begin{pmatrix} \cos \theta & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \sin \theta & \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \cos \theta_{ef} \\ \cos\left(\theta_{ef} - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \cos\left(\theta_{ef} + \frac{2\pi}{3}\right) \end{pmatrix} \quad (\text{A.4})$$

$$f_{qd0s} = \frac{2}{3} \sqrt{2} f_s \begin{pmatrix} \cos \theta \cos \theta_{ef} + \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \cos\left(\theta_{ef} - \frac{2\pi}{3}\right) + \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \cos\left(\theta_{ef} + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \sin \theta \cos \theta_{ef} + \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \cos\left(\theta_{ef} - \frac{2\pi}{3}\right) + \sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \cos\left(\theta_{ef} + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} \cos \theta_{ef} + \frac{1}{2} \cos\left(\theta_{ef} - \frac{2\pi}{3}\right) + \frac{1}{2} \cos\left(\theta_{ef} + \frac{2\pi}{3}\right) \end{pmatrix} \quad (\text{A.5})$$

Identidades trigonométricas para reducir el resultado de la ecuación (A.5).

$$\cos \alpha \cos \beta = \frac{1}{2} [\cos(\alpha + \beta) + \cos(\alpha - \beta)] \quad (\text{A.6})$$

$$\sin \alpha \cos \beta = \frac{1}{2} [\sin(\alpha - \beta) + \sin(\alpha + \beta)] \quad (\text{A.7})$$

$$\cos(\alpha \pm \beta) = \cos \alpha \cos \beta \mp \sin \alpha \sin \beta \quad (\text{A.8})$$

$$\sin(\alpha \pm \beta) = \sin \alpha \cos \beta \pm \cos \alpha \sin \beta \quad (\text{A.9})$$

$$\sin(-\alpha) = -\sin(\alpha) \quad (\text{A.10})$$

$$\cos(-\alpha) = \cos(\alpha) \quad (\text{A.11})$$

Para la fila 1 de la matriz f_{qd0s} ,

$$\cos \theta \cos \theta_{ef} = \frac{1}{2} [\cos(\theta + \theta_{ef}) + \cos(\theta - \theta_{ef})] \quad (\text{A.12})$$

$$\begin{aligned} \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \cos\left(\theta_{ef} - \frac{2\pi}{3}\right) &= \frac{1}{2} \left[\cos\left(\theta + \theta_{ef} - \frac{4\pi}{3}\right) + \cos(\theta - \theta_{ef}) \right] \\ &= \frac{1}{2} \left[\cos(\theta + \theta_{ef}) \cos\left(\frac{4\pi}{3}\right) + \sin(\theta + \theta_{ef}) \sin\left(\frac{4\pi}{3}\right) + \cos(\theta - \theta_{ef}) \right] \end{aligned} \quad (\text{A.13})$$

$$\begin{aligned} \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \cos\left(\theta_{ef} + \frac{2\pi}{3}\right) &= \frac{1}{2} \left[\cos\left(\theta + \theta_{ef} + \frac{4\pi}{3}\right) + \cos(\theta - \theta_{ef}) \right] \\ &= \frac{1}{2} \left[\cos(\theta + \theta_{ef}) \cos\left(\frac{4\pi}{3}\right) - \sin(\theta + \theta_{ef}) \sin\left(\frac{4\pi}{3}\right) + \cos(\theta - \theta_{ef}) \right] \end{aligned} \quad (\text{A.14})$$

Al sumar las ecuaciones (A.12), (A.13) y (A.14) se tiene:

$$\frac{1}{2} \left\{ \cos(\theta + \theta_{ef}) \left[2 \cos\left(\frac{4\pi}{3}\right) + 1 \right] + 3 \cos(\theta - \theta_{ef}) \right\} = \frac{3}{2} \cos(\theta - \theta_{ef}) = \frac{3}{2} \cos(\theta_{ef} - \theta) \quad (\text{A.15})$$

Para la fila 2 de la matriz f_{qd0s} ,

$$\sin \theta \cos \theta_{ef} = \frac{1}{2} \left[\sin(\theta - \theta_{ef}) + \sin(\theta + \theta_{ef}) \right] \quad (\text{A.16})$$

$$\begin{aligned} \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \cos\left(\theta_{ef} - \frac{2\pi}{3}\right) &= \frac{1}{2} \left[\sin(\theta - \theta_{ef}) + \sin\left(\theta + \theta_{ef} - \frac{4\pi}{3}\right) \right] \\ &= \frac{1}{2} \left[\sin(\theta - \theta_{ef}) + \sin(\theta + \theta_{ef}) \cos\left(\frac{4\pi}{3}\right) - \cos(\theta + \theta_{ef}) \sin\left(\frac{4\pi}{3}\right) \right] \end{aligned} \quad (\text{A.17})$$

$$\begin{aligned} \sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \cos\left(\theta_{ef} + \frac{2\pi}{3}\right) &= \frac{1}{2} \left[\sin(\theta - \theta_{ef}) + \sin\left(\theta + \theta_{ef} + \frac{4\pi}{3}\right) \right] \\ &= \frac{1}{2} \left[\sin(\theta - \theta_{ef}) + \sin(\theta + \theta_{ef}) \cos\left(\frac{4\pi}{3}\right) + \cos(\theta + \theta_{ef}) \sin\left(\frac{4\pi}{3}\right) \right] \end{aligned} \quad (\text{A.18})$$

Realizando la suma entre (A.16), (A.17) y (A.18) se llega a (A.19).

$$\frac{1}{2} \left\{ 3 \sin(\theta - \theta_{ef}) + \sin(\theta + \theta_{ef}) \left[2 \cos\left(\frac{4\pi}{3}\right) + 1 \right] \right\} = \frac{3}{2} \sin(\theta - \theta_{ef}) = -\frac{3}{2} \sin(\theta_{ef} - \theta) \quad (\text{A.19})$$

Para la fila 3 de la matriz f_{qd0s} ,

$$\frac{1}{2} \cos \theta_{ef} + \frac{1}{2} \cos\left(\theta_{ef} - \frac{2\pi}{3}\right) + \frac{1}{2} \cos\left(\theta_{ef} + \frac{2\pi}{3}\right) = \frac{1}{2} \left[\cos \theta_{ef} + \cos\left(\theta_{ef} - \frac{2\pi}{3}\right) + \cos\left(\theta_{ef} + \frac{2\pi}{3}\right) \right] \quad (\text{A.20})$$

$$\cos\left(\theta_{ef} - \frac{2\pi}{3}\right) = \cos(\theta_{ef}) \cos\left(\frac{2\pi}{3}\right) + \sin(\theta_{ef}) \sin\left(\frac{2\pi}{3}\right) \quad (\text{A.21})$$

$$\cos\left(\theta_{ef} + \frac{2\pi}{3}\right) = \cos(\theta_{ef})\cos\left(\frac{2\pi}{3}\right) - \sin(\theta_{ef})\sin\left(\frac{2\pi}{3}\right) \quad (\text{A.22})$$

Sumando los elementos de la fila 3 después de emplear las identidades correspondientes se obtiene:

$$\frac{1}{2} \left\{ \cos \theta_{ef} + \left[2 \cos\left(\frac{2\pi}{3}\right) \right] \cos \theta_{ef} \right\} = \frac{1}{2} \left\{ \cos \theta_{ef} \left[1 + 2 \cos\left(\frac{2\pi}{3}\right) \right] \right\} = 0 \quad (\text{A.23})$$

Por lo tanto,

$$f_{qd0s} = \frac{2}{3} \sqrt{2} f_s \begin{pmatrix} \frac{3}{2} \cos(\theta_{ef} - \theta) \\ -\frac{3}{2} \sin(\theta_{ef} - \theta) \\ 0 \end{pmatrix} \quad (\text{A.24})$$

De (A.24) se obtienen las siguientes ecuaciones:

$$f_{qs} = \sqrt{2} f_s \cos(\theta_{ef} - \theta) \quad (\text{A.25})$$

$$f_{ds} = -\sqrt{2} f_s \sin(\theta_{ef} - \theta) \quad (\text{A.26})$$

$$f_{0s} = 0 \quad (\text{A.27})$$

Por otra parte, para regresar del marco de referencia qd al abc se emplea la ecuación (A.28) en la cual se emplea la inversa de K_s , expresada en (A.29).

$$f_{abcs} = (K_s)^{-1} f_{qd0s} \quad (\text{A.28})$$

$$(K_s)^{-1} = \begin{pmatrix} \cos \theta & \sin \theta & 1 \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \\ \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \end{pmatrix} \quad (\text{A.29})$$

Es importante mencionar que las características de transformación cuando el sistema trifásico es simétrico y los voltajes y corrientes están balanceados, la secuencia trifásica abc está definida como sigue:

$$f_{as} = \sqrt{2} f_s \cos \theta_{ef} \quad (\text{A.30})$$

$$f_{bs} = \sqrt{2} f_s \cos(\theta_{ef} - \frac{2\pi}{3}) \quad (\text{A.31})$$

$$f_{cs} = \sqrt{2} f_s \cos(\theta_{ef} + \frac{2\pi}{3}) \quad (\text{A.32})$$

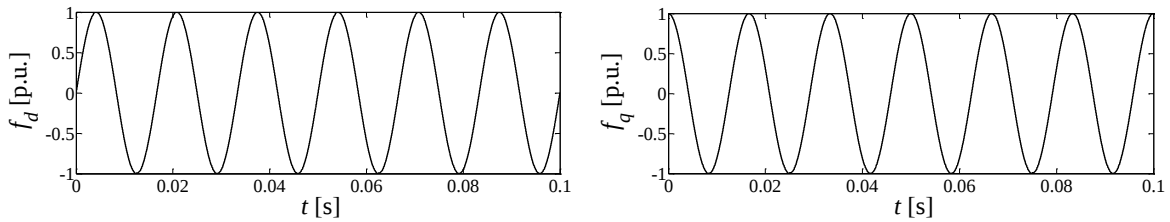
donde se estaría obteniendo la inversa del marco de referencia $dq0$.

Analizando los resultados de las componentes en los ejes q y d se observa que, si la referencia θ es igual a la posición θ_{ef} de la variable, en todo momento la diferencia angular es cero, por lo tanto, la componente del eje q se comportaría como una cantidad constante, mientras que la componente del eje d valdría cero [39]. La elección de la referencia depende de las condiciones del sistema, sin embargo, existen pocas o ninguna ventaja al elegir una referencia sobre otra cuando se simulan sistemas balanceados y con disturbios como cambios en el par de carga, cambios simétricos en el voltaje o fallas simétricas trifásicas.

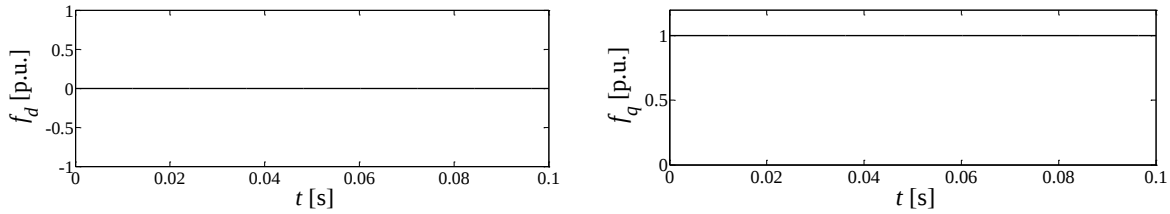
Cuando se desea representar las variables del estator en el marco abc , el marco de referencia estacionario $\omega = 0$ ofrece ventajas, especialmente cuando se trata de un motor de inducción de alimentación sencilla con circuitos simétricos en el rotor. Si la máquina es doblemente alimentada la referencia que presenta más ventajas se tiene cuando $\omega = \omega_r$, es decir, la referencia es la velocidad angular del rotor. La referencia más utilizada para la simulación de la operación balanceada de máquinas simétricas de inducción es la velocidad síncrona $\omega = \omega_e$. La ventaja que ofrece es que durante condiciones de estado estable las variables permanecen constantes y varían solo cuando ocurre un disturbio en el sistema.

En la Fig. A.2 se pueden observar los diferentes comportamientos de las variables al elegir una referencia diferente. Primero se muestra el marco de referencia estacionario ($\omega = 0$), Fig. A.2(a), en donde se aprecia que las componentes tanto en eje d como en el eje q presentan variaciones en el tiempo. Esto representa una desventaja cuando se realizan simulaciones ya que tal comportamiento significaría mayor tiempo de procesamiento debido a que su valor se tendría que calcular en cada instante. Cuando la referencia es la

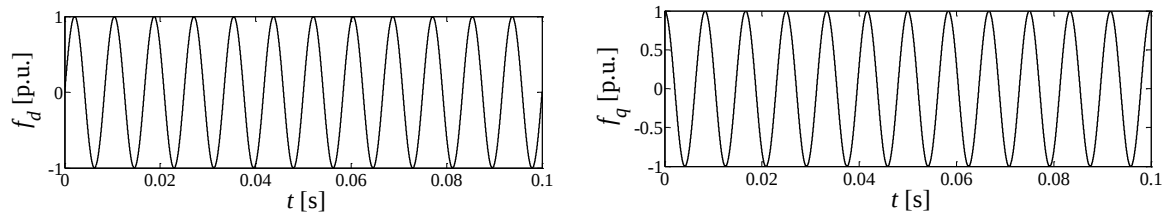
velocidad síncrona ($\omega = \omega_{ef}$), Fig. A.2(b), se tiene que la componente del eje d se hace cero y sobre el eje q el valor es constante en condiciones de estado estable, lo cual representa una simplificación importante al momento de realizar cálculos. Por último, se muestra el comportamiento cuando la referencia es el negativo de la velocidad síncrona ($\omega = -\omega_{ef}$), Fig. A.2(c), aquí se observa un comportamiento oscilatorio similar al de la Fig. A.2(a), sin embargo, su frecuencia es mayor, es decir, su valor en cada instante de tiempo cambia con mayor rapidez.



(a) Con referencia $\omega = 0$



(b) Referencia $\omega = \omega_{ef}$



(c) Referencia $\omega = -\omega_{ef}$

Fig. A.2 Comportamiento de las componentes q y d de la función f en diferentes marcos de referencia

Apéndice B

Desacoplamiento de las corrientes de eje directo y de cuadratura

El análisis para obtener el control desacoplado de las potencias activa y reactiva se realiza partiendo de las ecuaciones de voltaje del estator en el marco qd , (3.25) y (3.26), eliminando las variaciones del flujo en el estator φ_{ds} y φ_{qs} debido a que en estado estacionario su valor es cero. De este modo se llega a las ecuaciones (B.1) y (B.2).

$$v_{ds} = R_s i_{ds} - \omega_s \varphi_{qs} \quad (\text{B.1})$$

$$v_{qs} = R_s i_{qs} - \omega_s \varphi_{ds} \quad (\text{B.2})$$

Despejando las corrientes i_{dr} e i_{qr} de las ecuaciones de flujo del rotor (3.31) (3.32) y con $L_{rr} = L_{r\sigma} + L_m$ se tiene que:

$$i_{dr} = \frac{\varphi_{dr} - L_m i_{ds}}{L_{rr}} \quad (\text{B.3})$$

$$i_{qr} = \frac{\varphi_{qr} - L_m i_{qs}}{L_{rr}} \quad (\text{B.4})$$

Posteriormente, al sustituir (B.3) y (B.4) en las ecuaciones para obtener el flujo en el estator (3.29) y (3.30), con $L_{ss} = L_{s\sigma} + L_m$ se obtienen (B.5) y (B.6).

$$\varphi_{ds} = \frac{L_m}{L_{rr}} \varphi_{dr} + \left(L_{ss} - \frac{L_m^2}{L_{rr}} \right) i_{ds} \quad (\text{B.5})$$

$$\varphi_{qs} = \frac{L_m}{L_{rr}} \varphi_{qr} + \left(L_{ss} - \frac{L_m^2}{L_{rr}} \right) i_{qs} \quad (\text{B.6})$$

A continuación, se introduce la reactancia X' , una f.e.m. de eje directo, e'_d , y una de eje en cuadratura, e'_q , definidas con base en las ecuaciones (B.5) y (B.6).

$$X' = \left(L_{ss} - \frac{L_m^2}{L_{rr}} \right) \omega_s \quad (\text{B.7})$$

$$e_d' = -\frac{\omega_s L_m}{L_{rr}} \varphi_{qr} \quad (\text{B.8})$$

$$e_q' = \frac{\omega_s L_m}{L_{rr}} \varphi_{dr} \quad (\text{B.9})$$

Sustituyendo (B.7), (B.8), (B.9) en (B.5) y (B.6) se llega a las expresiones (B.10) y (B.11).

$$\varphi_{ds} = \frac{1}{\omega_s} (e_q' + X' i_{ds}) \quad (\text{B.10})$$

$$\varphi_{qs} = \frac{1}{\omega_s} (-e_d' + X' i_{qs}) \quad (\text{B.11})$$

Por otra parte, los voltajes en el estator se obtienen de (B.12) y (B.13)

$$v_{ds} = R_s i_{ds} + e_d' - X' i_{qs} \quad (\text{B.12})$$

$$v_{qs} = R_s i_{qs} + e_q' - X' i_{ds} \quad (\text{B.13})$$

Despejando las corrientes i_{ds} e i_{qs} de las ecuaciones de voltaje recién mostradas, se llega a las ecuaciones (B.14) y (B.15).

$$i_{qs} = \frac{R_s (v_{qs} - e_q') - X' (v_{ds} - e_d')}{R_s^2 + X'^2} \quad (\text{B.14})$$

$$i_{ds} = \frac{R_s (v_{ds} - e_d') + X' (v_{qs} - e_q')}{R_s^2 + X'^2} \quad (\text{B.15})$$

Ahora, con (B.14) y (B.15) en las corrientes del rotor (B.3) y (B.4), se originan las ecuaciones (B.16) y (B.17).

$$i_{dr} = \frac{e_q'}{\omega_s L_m} - \frac{L_m}{L_{rr}} \left[\frac{R_s (v_{ds} - e_d') + X' (v_{qs} - e_q')}{R_s^2 + X'^2} \right] \quad (\text{B.16})$$

$$i_{qr} = -\frac{e_d'}{\omega_s L_m} - \frac{L_m}{L_{rr}} \left[\frac{R_s (v_{qs} - e_q') - X' (v_{ds} - e_d')}{R_s^2 + X'^2} \right] \quad (\text{B.17})$$

Una vez realizado el proceso algebraico correspondiente para las ecuaciones (3.27) y (3.28), correspondientes a los voltajes del rotor, se obtienen las ecuaciones (B.18) y (B.19).

$$T_0' \frac{de_d'}{dt} = \omega_s L_m i_{qr} + \frac{(\omega_s - \omega_m) L_{rr}}{R_r} e_q' - \frac{\omega_s L_m}{R_r} v_{qr} \quad (\text{B.18})$$

$$T_0' \frac{de_q'}{dt} = \omega_s L_m i_{dr} + \frac{(\omega_s - \omega_m) L_{rr}}{R_r} e_d' + \frac{\omega_s L_m}{R_r} v_{dr} \quad (\text{B.19})$$

donde se introduce la variable $T_0' = \frac{L_{rr}}{\omega_b R_r}$.

Del Apéndice A, tomando las ecuaciones (A.25) y (A.26) y aplicándolas a los voltajes en los ejes d y q , los cuales están expresados en términos del marco de referencia de la red se llega a las ecuaciones (B.20) y (B.21).

$$v_{qs} = V_k \cos(\theta_k - \theta_e) \quad (\text{B.20})$$

$$v_{ds} = -V_k \sin(\theta_k - \theta_e) \quad (\text{B.21})$$

donde θ_k es la posición de la variable V_k , la cual se mueve a la velocidad síncrona, θ_e es la posición angular del marco de referencia arbitrario, V_k corresponde al valor *rms* de la señal de voltaje. En este caso se utiliza la velocidad síncrona como referencia por los motivos mencionados en el Apéndice A.

Empleando las variables X' , e_d' , e_q' y las expresiones (B.16) y (B.17) en (3.33), (3.34) y (3.37), es posible calcular la potencia activa, reactiva y el par como se muestra en (B.22), (B.23) y (B.24).

$$P_{gs} = \frac{R_s (v_{ds}^2 + v_{qs}^2 - v_{ds} e_d' - v_{qs} e_q') + X' (e_d' v_{qs} - e_q' v_{ds})}{R_s^2 + X'^2} \quad (\text{B.22})$$

$$Q_{gs} = \frac{-R_s (e_d' v_{qs} - e_q' v_{ds}) + X' (v_{ds}^2 + v_{qs}^2 - v_{ds} e_d' - v_{qs} e_q')}{R_s^2 + X'^2} \quad (\text{B.23})$$

$$T_e = \frac{-R_s (e_d'^2 + e_q'^2 - v_{ds} e_d' - v_{qs} e_q') + X' (e_d' v_{qs} - e_q' v_{ds})}{\omega_s (R_s^2 + X'^2)} \quad (\text{B.24})$$

El desacoplamiento del control de la potencia activa y reactiva, expresado en el marco de referencia de la red, se consigue con el análisis realizado hasta el momento y, además, considerando que la resistencia del estator, R_s , es tan pequeña comparada con la reactancia X' que se puede despreciar. De (B.20) y (B.21) se observa que si $\theta_k = \theta_e$ la componente de voltaje del estator sobre el eje d se hace cero, $v_{ds} = 0$ y $v_{qs} = V_k$, como se explica en el Apéndice A, con esto, de (B.14) y (B.15) se tiene que $i_{qs} = e'_d / X'$ e $i_{ds} = (V_k - e'_q) / X'$, con lo cual se obtienen las ecuaciones (B.25) y (B.26).

$$P_{gs} = -\frac{e'_d V_k}{X'} \quad (\text{B.25})$$

$$Q_{gs} = \frac{-V_k^2 + V_k e'_q}{X'} \quad (\text{B.26})$$

Por otro lado, considerando las ecuaciones para el voltaje del estator (3.25) y (3.26), si la $R_s = 0$, el flujo del estator en el eje q es cero y el voltaje V_k queda en función de la velocidad angular síncrona y del flujo en el eje d .

$$\varphi_{qs} = 0 \quad (\text{B.27})$$

$$V_k = \omega_s \varphi_{ds} \quad (\text{B.28})$$

Teniendo en cuenta que el estator está conectado a la red y sus parámetros no varían en estado estacionario se tiene que la corriente de magnetización, i_{ms} , es función del voltaje de la red, la velocidad síncrona y la inductancia mutua entre el rotor y el estator.

$$i_{ms} = \frac{V_k}{\omega_s L_m} \quad (\text{B.29})$$

Se emplea la expresión (B.29) para obtener uno de los valores que, a través del control de potencia reactiva, permitirá generar una corriente de referencia en el eje directo, misma que se utilizará para adecuar el voltaje del rotor en el eje d , v_{dr} . Por otro lado, al despejar la corriente i_{qs} de la ecuación (3.30) considerando la expresión (B.27), se tiene que:

$$i_{qs} = -\frac{L_m}{L_{ss}} i_{qr} \quad (\text{B.30})$$

Despejando φ_{ds} de (B.28) y sustituyéndolo, junto con la ecuación (B.30) en la ecuación para el par eléctrico (3.37), se obtiene (B.31), la cual permite implementar el controlador de potencia activa en función de la corriente i_{qr} . Dicha corriente sirve de referencia para generar el voltaje v_{qr} .

$$T_e = -\frac{V_k L_m}{\omega_s L_{ss}} i_{qr} \quad (\text{B.31})$$

Realizando procedimientos algebraicos con las ecuaciones de la máquina se llega a que los flujos en el rotor son:

$$\varphi_{dr} = \left(L_{rr} - \frac{L_m^2}{L_{ss}} \right) i_{dr} + \left[L_{rr} - \left(L_{rr} - \frac{L_m^2}{L_{ss}} \right) \right] i_{ms} \quad (\text{B.32})$$

$$\varphi_{qr} = \left(L_{rr} - \frac{L_m^2}{L_{ss}} \right) i_{qr} \quad (\text{B.33})$$

Por último, empleando las expresiones de flujo para el rotor (B.32) y (B.33), los voltajes del rotor en el marco qd son:

$$v_{dr} = \frac{\alpha}{\omega_b} \frac{di_{dr}}{dt} + R_r i_{dr} + v'_{dr} \quad (\text{B.34})$$

$$v_{qr} = \frac{\alpha}{\omega_b} \frac{di_{qr}}{dt} + R_r i_{qr} + v'_{qr} \quad (\text{B.35})$$

donde

$$\alpha = \left(L_{rr} - \frac{L_m^2}{L_{ss}} \right) \quad (\text{B.36})$$

$$v'_{dr} = -\alpha (\omega_s - \omega_m) i_{qr} \quad (\text{B.37})$$

$$v'_{qr} = (\omega_s - \omega_m) [\alpha i_{dr} + (L_{rr} - \alpha) i_{ms}] \quad (\text{B.38})$$

De (B.34) y (B.35) se observa que los voltajes en eje d y q del rotor necesarios para operar de forma adecuada se pueden variar modificando la corriente i_{dr} e i_{qr} respectivamente.

Apéndice C

Parámetros de las turbinas eólicas

Los datos correspondientes a los parámetros de las turbinas eólicas con generador de jaula de ardilla (SCIG) y con generador de rotor devanado (DFIG), así como la información acerca de los diferentes elementos que constituyen cada tecnología aplicada, se encuentran en las siguientes tablas.

Turbina eólica con SCIG

A continuación, se presenta la información de las turbinas que conforman el parque eólico de velocidad fija, el cual consta de generadores de inducción con rotor de jaula de ardilla. En la Tabla C.1 se observan los valores de las variables del generador mientras que en la Tabla C.2 se encuentran los datos de la turbina.

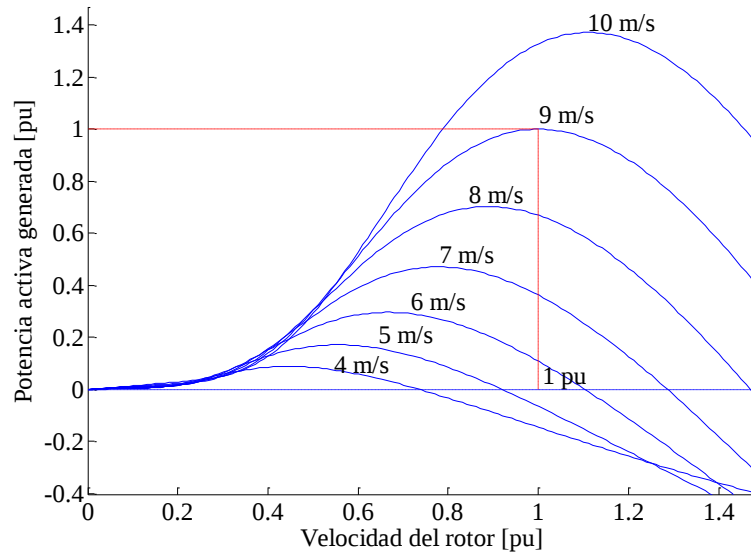
Tabla C.1 Datos del generador de inducción tipo jaula de ardilla

Potencia nominal	1.5 [MW]
Voltaje nominal	575 [V]
Frecuencia	60 [Hz]
Resistencia del estator R_s	0.004843 [pu]
Inductancia de dispersión del estator $L_{s\sigma}$	0.1248 [pu]
Resistencia del rotor R_r	0.004377 [pu]
Inductancia de dispersión del rotor $L_{r\sigma}$	0.1791 [pu]
Inductancia de magnetización L_m	6.77 [pu]
Constante de inercia H_s	5.04 [s]
Factor de fricción	0.01 [pu]
Número de pares de polos	3

Tabla C.2 Datos de diseño de la turbina con SCIG

Potencia nominal de salida	1.5 [MW]
Velocidad nominal de viento	9 [m/s]
Potencia máxima a la velocidad nominal	1 [pu]
Velocidad angular base	1 [pu]
Ángulo máximo de inclinación	45°
Máxima variación del ángulo de inclinación	2 [°/s]
Ganancia k_p del controlador de β	5
Ganancia k_i del controlador de β	25

En la Fig. C.1 se puede ver el comportamiento característico de una turbina de velocidad fija, la cual genera su potencia nominal únicamente cuando la velocidad de viento alcanza el valor de diseño de la turbina, en este caso 9 [m/s].

**Fig. C.1** Potencia activa generada por la turbina con SCIG

Turbina eólica con DFIG

Para la turbina con DFIG se muestran datos del generador, del convertidor y de la turbina en las Tablas C.3, C.4 y C.5 respectivamente.

Tabla C.3 Datos del generador de inducción de rotor devanado

Potencia nominal	1.5 [MW]
Voltaje nominal	575 [V]
Frecuencia	60 [Hz]
Resistencia del estator R_s	0.00706 [pu]
Inductancia de dispersión del estator $L_{s\sigma}$	0.171 [pu]
Resistencia del rotor R_r	0.005 [pu]
Inductancia de dispersión del rotor $L_{r\sigma}$	0.156 [pu]
Inductancia de magnetización L_m	2.9 [pu]
Constante de inercia H_s	5.04 [s]
Factor de fricción	0.01 [pu]
Número de pares de polos	3

Tabla C.4 Datos del convertidor

Potencia máxima del convertidor	0.5 [pu]
Inductancia de acoplamiento a la red	0.15 [pu]
Resistencia de acoplamiento a la red	0.15/100 [pu]
Corriente inicial en el inductor de acoplamiento	$0\angle 90^\circ$ [pu]
Voltaje nominal en el enlace de CD	1200 [V]
Capacitancia	10 [mF]

La siguiente tabla contiene, entre otros datos, información relativa a la característica MPT de la turbina, mostrada en la Fig. C.2. Por tal motivo se observan referencias a los puntos A, B, C y D, los cuales corresponden a los cambios en la potencia de salida de acuerdo con la velocidad de viento disponible.

Tabla C.5 Datos de las turbinas con DFIG

Potencia nominal de salida	1.5 [MW]
Velocidad en los puntos A, B, C, D	0.7, 0.71, 1.2, 1.21 [pu]
Potencia en el punto C	0.73 [pu]
Velocidad de viento en el punto C	12 [m/s]
Ángulo máximo de inclinación	45°
Máxima variación del ángulo de inclinación	2 [°/s]
Ganancia del controlador del ángulo de inclinación k_p	500

Una de las ventajas del uso de turbinas de velocidad variable es la característica MPT, ilustrada en la Fig. C.2. En dicha figura se destacan cuatro puntos importantes:

- A. En este punto se encuentra la velocidad de arranque de la turbina. Tal velocidad es la mínima necesaria para que la turbina entre en operación. De acuerdo al diseño de la turbina, se requiere que el rotor gire a 0.7 [pu].
- B. Corresponde a una velocidad ligeramente mayor a la del punto A, sin embargo, en este punto se genera el 20% de la capacidad nominal de la turbina.
- C. El rotor se encuentra girando a una velocidad 20% mayor a la velocidad síncrona y produce cerca del 80% de la potencia nominal.
- D. Para velocidades de viento mayores a la nominal, 12 [m/s], se tiene una generación del 100%. En este escenario actúan los mecanismos de limitación de extracción de potencia para mantener la velocidad de giro cerca de 1.2 [pu].

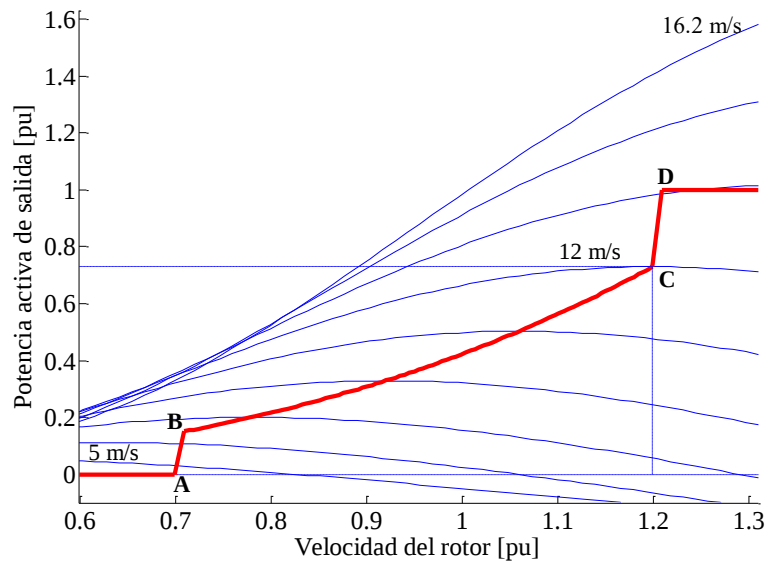


Fig. C.2 Característica MPT de la turbina con DFIG

La Tabla C.6 contiene información acerca de la estrategia de control implementada por la turbina para la regulación de voltaje, recordando que las turbinas con DFIG permiten mantener el voltaje a un valor de referencia determinado o mantener un factor de potencia fijo.

Tabla C.6 Parámetros de control

Modo de operación	Factor de potencia fijo
Potencia reactiva de referencia	0 [VAr] (fp unitario)
Corriente reactiva de referencia en el GSC	0 [pu]
Ganancias	
Regulador de voltaje de la red	$k_p = 1.25, k_i = 300$
Regulador de voltaje de CD	$k_p = 0.002, k_i = 0.05$
Regulador de corriente del GSC	$k_p = 0.3, k_i = 8$

Cabe mencionar que las cantidades mostradas en [pu] se calcularon con base en los valores nominales de los generadores, de acuerdo con el tipo de generador empleado en cada tecnología.

Referencias

- [1] T. Ackermann, Lennart Söder, “*An overview of wind energy-status 2002*”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 6, pp 67-127, 2002.
- [2] T. Petru, “*Modeling of Wind Turbines for Power System Studies*”, Tesis de doctorado, Universidad de Tecnológica de Chalmers, Göteborg, Sweden, 2003.
- [3] Global wind energy council, “*Global wind statistics 2015*”, Disponible en: http://www.gwec.net/wpcontent/uploads/vip/GWEC-PRstats-2015_LR_corrected.pdf
- [4] Danish Energy Agency, Feb. 2016. Disponible en: <http://www.ens.dk/en/supply/renewable-energy/wind-power/facts-about-wind-power/facts-numbers>
- [5] T. Burton, D. Sharpe, N. Jenkins, E. Bossanyi, “*Wind Energy Handbook*”, 1st Ed, John Wiley & Sons, Ltd, 2001.
- [6] M. R. Patel, “*Wind and Solar Power Systems*”, 1st Ed, CRC Press, 1999.
- [7] T. Ackerman,” *Wind Power in Power Systems*”, 1st Ed, Stockholm, Sweden. John Wiley & Sons, Ltd, 2005.
- [8] M. Stiebler, “*Wind Energy Systems for Electric Power Generator*”, 1st Ed, Germany, Berlin, Springer-Verlag, 2008.
- [9] K. Rosique, “*Los Códigos de Red y su Importancia para la Generación Eólica*”, Asociación Empresarial Eólica (AEE). Accesado en Noviembre 2016. http://www.aeeolica.org/uploads/110401_TECNOAMBIENTE_Codigos_de_red_e_importancia_para_integracion_de_la_eolica_KRosique.pdf
- [10] M. García-Gracia, S. Martín Arroyo and M. A. Martínez Guillén, “*Wind Farms and Grid Codes*” María Paz Comech, CIRCE-Universidad de Zaragoza, España, p. 25. Disponible en http://cdn.intechopen.com/pdfs/14825/InTech-Wind_farms_and_grid_codes.pdf
- [11] I. Machado & I. Arias, “*Grid Codes Comparison*”, Master Thesis, Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden 2006.
- [12] Comisión Federal de Electricidad, “*Requerimientos para Interconexión de Aerogeneradores al Sistema Eléctrico Mexicano (código de red)*”, pp.13, Jul 2008. Disponible en http://www.nerc.com/comm/PC/Integration%20of%20Variable%20Generation%20Task%20Force%20IVGT/Sub%20Teams/Interconnection/Codigo_red_CFE_V2%200.pdf

- [13] Asociación Mexicana de Energía Eólica (AMDEE), Octubre 2016. Disponible en: www.amdee.org
- [14] *Guide for Interfacing Dispersed Storage and Generation Facilities with Electric Utility Systems*, ANSI/IEEE Std. 1001-1988, Abr. 1989.
- [15] W. Christiansen and D. T. Johnsen, “*Analysis of Requirements in Selected Grid Codes*”, Project Report, Ørsted DTU 2006. Disponible en <http://0-bibing.us.es/fama.us.es/proyectos/abreproy/70370/fichero/24.+Analysis+of+the+requirements+in+selected+Grid+Codes.pdf>
- [16] L. M. Castro, “*Requerimientos Técnicos de Interconexión de Parques Eólicos en el Sistema Eléctrico Mexicano*”, Tesis de maestría, Instituto Tecnológico de Morelia, Michoacán, 2008.
- [17] M. Tsili, Ch. Patsiouras, S. Papathanassiou, “*Grid Code Requirements for Large Wind Farms: A Review of Technical Regulations and Available Wind Turbine Technologies*” National Technical University of Athens (NTUA), Athens, Greece. Disponible en <https://mtsili.files.wordpress.com/2012/01/ceb318.pdf>
- [18] X. Liu, Z. Xu, K. P. Wong, “*Recent Advancement on Technical Requirements for Grid Integration of Wind Power*”, Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, Vol. 1, pp. 216-222, Diciembre 2013.
- [19] *Technical regulation 3.2.5 for wind power plants with a power output greater than 11 kW*, Transmission System Operator of Denmark, Fredericia, Denmark, 2010, pp 74. Disponible en https://www.energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Engelske%20dokumenter/EI/55986-10_v1_Grid%20Code%203%202%205_v%204%201-30%2020September%202010.pdf
- [20] M. Altın, Ö. Göksu, R. Teodorescu, P. Rodriguez, B. Jensen, L. Helle, “*Overview of Recent Grid Codes for Wind Power Integration*”, IEEE 12th International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment, pp. 1-9, Mayo 2010.
- [21] Z. Yong, D. Zhengang, L. Xuelian, “*Comparison of Grid Code Requirements with Wind Turbine in China and Europe*”, 2010 Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), China, pp. 1-4, Marzo 2010.
- [22] P. E. Sutherland, “*Canadian Grid Codes and Wind Farm Interconnections*” Rotterdam, NY, USA, IEEE Industry Applications Magazine, pp. 1-7, 2015.
- [23] J. Cidrás y C. Carrillo, “*El Fenómeno del Parpadeo*”, Depto. Ingeniería eléctrica, Universidad de Vigo, España. Disponible en http://carrillo.webs.uvigo.es/publicaciones/Apuntes_Flicker_prot.pdf

- [24] P.Ø. Andreasen, J. Ruusunen, J. Magnusson, O. H. Hoelsæter . “*Nordic Grid Code 2007 (Nordic Collection of Rules)*”, NORDEL, pp. 190, Enero 2007. Disponible en https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/nordic/planning/070115_entsoe_nordic_NordicGridCode.pdf
- [25] *WFPS1, Wind Farm Power Station Grid Code Provisions*, ESB National Grid, pp. 19, 2004. Disponible en: <http://www.cer.ie/docs/000696/cer04136.pdf>
- [26] S. Heier, “*Grid Integration of Wind Energy Onshore and Offshore Conversion Systems*”, 3^{ra} Ed., Kassel University, Germany, Wiley, 2014.
- [27] M. H. Ali, “*Wind Energy Systems Solutions for Power Quality and Stabilization*”, 1st Ed, CRC Press, Feb. 2012.
- [28] International Energy Agency (IEA), “*Technology Roadmap Wind Energy*”, 2013 edition, pp. 63. Disponible en https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Wind_2013_Roadmap.pdf
- [29] S. El AIMANI, “*Modelisation de Differentes Technologies D’eoliennes Intergees Dans un Reseau de Moyenne Tension*”, Tesis de doctorado, Ecole Centrale de Lille, Universite des Sciences et Technologies de Lille, France, 2004.
- [30] L. Merolla “*10 Wind Turbines That Push the Limits of Design*”, Dic. 2009. Disponible en <http://www.popularmechanics.com/science/energy/a4428/4324331>
- [31] Welsh government's £48k wind turbine creates £5 of power a month by Paul Martin, BBC news disponible en <http://www.bbc.com/news/uk-wales-24844182>
- [32] Vortex Blade Turbines disponible en <http://www.vortexbladeless.com/home.php>
- [33] Windspire energy disponible en <http://www.windspireenergy.com>
- [34] K. N.Shelke & Mohini D. Duraphe, “*Magenn Air Rotor System (Mars)*” , International Journal of Engineering Research and Applications (IJERA), Vol. 2, pp. 1566-1568, Nov.-Dic. 2012. Disponible en http://www.ijera.com/papers/Vol2_issue6/HZ2615661568.pdf
- [35] S. Santoso & M. Singhm, “*Dynamic Models for Wind Turbines and Wind Power Plants*”, National Renewable Energy Laboratory (NREL), Report: NREL/SR-5500-52780, The University of Texas at Austin, Texas, pp. 115, Octubre 2011. Disponible en: <http://www.nrel.gov/docs/fy12osti/52780.pdf>
- [36] R. Hoffmann “*A Comparison of Control Concepts for Wind Turbines in Terms of Energy Capture*”, Tesis de doctorado, Technischen Universität Darmstadt, Deutschland 2002. Disponible en http://www.lea.tu-darmstadt.de/media/srt/medien/forschung_5/diss_hoff.pdf

- [37] Matlab R2013a, Simulink Documentation, The Mathworks, Inc. 2013, USA.
- [38] P. Kundur, “*Power System Stability and Control*”, 1st Ed, Palo alto, California, McGraw-Hill, 1994.
- [39] P. C. Krause, O. Wasynczuk, S. D. Sudhoff, “*Analysis of Electric Machinery and Drive Systems*”, 2nd Ed., IEEE press, USA, 2002.
- [40] L. M. Castro, *Modeling of Wind Generators for Power Flows and Dynamic Simulations*, PhD Thesis, Universidad Michoacana de San Nicolás Hidalgo (UMSNH), Michoacán, 2013.
- [41] Z. Su, P. Wang, P. Song, “*Research on Control Strategy of DFIG Rotor Side Converter*”, *IEEE ITEC Asia-Pacific 2014*, pp. 1-5, Junio 2014.
- [42] N. G. Hingorani, L. Gyugyi, “*Understanding FACTS: Concepts and Technogy of Flexible AC Transmission Systems*”, Wiley-IEEE press, 2000.
- [43] M. Zhao, Y. Ruan, Y. Shen, B. Ye, Q. Zhong, Z. Meihua, “*Comparative Study of Vector Control with Direct Power Control for Grid Side Converter of DFIG Wind Power Generation System*”, *IEEE International Conference on Electrical and Control Engineering (ICECE)*, pp. 1-5, Sept. 2011.