



**BUAP**

**BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA**

Facultad de Ingeniería

Secretaría de Investigación y Estudios de Posgrado

***“ANÁLISIS Y COMPORTAMIENTO DE LA CALIDAD  
DE LA ENERGÍA EN LA GENERACION EOLICA CON  
LA APLICACIÓN DEL MODELO DFIG”***

**TESIS**

Que para obtener el grado de

**MAESTRO EN INGENIERÍA  
CON OPCIÓN TERMINAL EN  
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

Presenta:

**ADRIAN ALDAIR VERA SUÁREZ**

Asesor de tesis:

**DR. JUAN CARLOS ESCAMILLA SÁNCHEZ  
M.C. GUILLERMO FLORES MARTÍNEZ**

Puebla, Pue.

Mayo 2021



## Aprobación tema de tesis



Oficio No. SIEP0360/2021

**C. Adrian Aldair Vera Suárez**  
Matrícula 219470141  
Pasante de la Maestría en Ingeniería  
con opción terminal en Sistemas Eléctricos de Potencia  
Facultad de Ingeniería, BUAP.  
Presente

Por medio del presente, el suscrito M.I. Angel Cecilio Guerrero Zamora, Director de la Facultad de Ingeniería, de acuerdo a su solicitud de aprobación de Tema de Tesis, le autoriza desarrollar el tema titulado: **Análisis y comportamiento de la calidad de la energía en la generación eólica con la aplicación del modelo DFIG**, para obtener el grado de Maestro en Ingeniería con opción terminal en Sistemas Eléctricos de Potencia, asignándose como Director al Dr. Juan Carlos Escamilla Sánchez y Co-director al M.C. Guillermo Flores Martínez.

Sin otro particular de momento, reciba un cordial saludo.

Atentamente

"Pensar bien, para vivir mejor"  
H. Puebla de Zaragoza, febrero 17 de 2021

**M.I. Angel Cecilio Guerrero Zamora**  
Director

C.c.p. Dr. Juan Carlos Escamilla Sánchez y M.C. Guillermo Flores Martínez, Director y Co-director del Tema de Tesis

C.c.p. Archivo

AEPS/sco\*

Facultad  
de Ingeniería

Bvld. Valsequillo y Av. San Claudio  
s/n, edif. ING 4, Col. San Manuel,  
Ciudad Universitaria,  
Puebla, Pue. C.P. 72570  
222 229 55 00 Ext. 7610



## Acta resolutive de impresión de tesis

Oficio: 002

Puebla, Pue., a 16 de marzo de 2021.

ASUNTO: Formato de autorización de impresión, expedida por los asesores.

**M.I. Ángel Cecilio Guerrero Zamora**  
**Director de la Facultad de Ingeniería**  
**Benemérita Universidad Autónoma de Puebla**  
**PRESENTE**

En atención a su oficio No. SIEP0360/2021, en el que me nombra asesor de la tesis: Análisis y comportamiento de la calidad de la energía en la generación eólica con la aplicación del modelo DFIG. Que presenta el pasante de la Maestría en Ingeniería con opción terminal en Sistemas Eléctricos de Potencia, Adrian Aldair Vera Suárez, Matrícula: 219470141; me permito informar a usted, que después de haber revisado la tesis correspondiente, no existe inconveniente alguno en Autorizar la Impresión de la misma.

Lo que hago de su conocimiento, para los efectos académicos a los que haya lugar.

Atentamente

H. Puebla de Zaragoza, marzo 16 de 2021

Dr. Juan Carlos Escamilla Sánchez  
Director del Tema de Tesis

M.C. Guillermo Flores Martínez  
Co-director del Tema de Tesis

C.c.p. Interesado



## **Agradecimientos**

- A mi asesor el Dr. Juan Carlos Escamilla Sánchez por la ayuda que me brindo para la elaboración de esta tesis, así como la enseñanza brindada en las materias que curse con él.
- A mi asesor el M. C. Guillermo Flores Martínez por su ayuda en la revisión de esta tesis y toda la enseñanza brindada en las materias que curse con él.
- Al M.I. Genaro Campos Castillo por la oportunidad que me brindo para realizar mi maestría y el apoyo brindado durante mi estancia en la BUAP.
- Al Dr. Alejandro Bautista Hernández por todo el apoyo brindado durante mi estancia en la maestría.
- A todos los catedráticos de la maestría por compartir sus conocimientos y experiencias.
- A mis compañeros de generación de la maestría.
- A mis amigos Jesús Herrera Leonardo y Diego Sánchez Vázquez.
- A Iván Zamora Sandoval y su familia por todo el apoyo que me brindaron a lo largo de mi estancia en la maestría.
- A la familia Legaspi Montiel por toda su ayuda desde que inicie mi estancia en el Centro Escolar José María Morelos y Pavón.
- Al Dr. José Germán Cortés Reynoso y M. C. Miguel Ángel Sánchez Cortés por sus enseñanzas y motivación para realizar la maestría.
- A mis familiares Vera Palacios y Suárez Ramírez.
- A mi abuelo Alejandro Suárez Ángulo (Q. E. P. D.) por todo el apoyo que me brindo en mi etapa como estudiante.
- A la Benemérita Universidad Autónoma de Puebla por permitirme ser parte de tan prestigiosa institución.



## **Dedicatoria**

Dedico este trabajo de tesis a dios porque toda la fuerza y conocimiento viene de la creencia del creador. A mi madre Adriana Suárez Ramírez quien durante toda mi vida me acompaña en todo momento a su lado me siento feliz porque dedicó todo su tiempo para mi educación sin olvidar esos momentos desagradables que le hice pasar, pero aquí estamos alcanzando nuevas metas te amo madre. A mi padre Jorge Alejandro Vera Palacios quien siempre se a preocupado por mí y mi bienestar, eres un gran ejemplo como padre gracias a ti aprendí lo importante que es ser un buen ser humano porque compartimos muchos momentos juntos. En especial quiero dedicarle este trabajo de tesis a ese gran otro ejemplo de mi vida con quien pase tantas aventuras desde que iniciamos nuestra aventura y a la fecha me sigo divirtiendo contigo eres especial en mi vida y seguirás siendo mi héroe me refiero a ti hermano Jorge Alejandro Vera Suárez.

Shalom a manos llenas.



## **Resumen**

La producción de energía eléctrica a partir del viento ha tenido un importante desarrollo en los Sistemas Eléctricos, una alternativa es aprovechar los recursos naturales existentes como lo es el viento, pero este presenta un problema no siempre es constante. Este trabajo de tesis analizara la calidad de la energía en generación eólica cuando se interconecta a un sistema eléctrico, conociendo el comportamiento debido del viento cuando su potencia no es constante, el viento es una fuente intermitente que no fluye constantemente en el tiempo provocando caídas de tensión en los sistemas eléctricos a los cuales se interconecta, así como el análisis del comportamiento que tiene este sistema realizando estudios de intermitencia del viento en condiciones mínimas y máximas de operación al presentarse alguna contingencia de esta manera se analiza la sobrecarga de potencia en la generación. El comportamiento del viento presenta problemas en el control y simulación de los parques eólicos, por lo cual obtener una interpretación de los resultados al realizar estudios de las redes eléctricas con la incorporación de la generación eólica suelen ser necesarios con el fin de encontrar las diferentes variaciones de potencia de salida debido a la intermitencia y velocidad del viento evitando fluctuaciones de voltaje, frecuencia o ángulo de fase que ocasionen perturbaciones en la red. De aquí el interés de contar con un modelo para predecir el comportamiento del viento que simule la velocidad y generación en un parque eólico conociendo el comportamiento al ser interconectado.



## **Abstract**

The production of electrical energy from the wind has had an important development in Electrical Systems, an alternative is to take advantage of existing natural resources such as wind, but this presents a problem that is not always constant. This thesis work will analyze the quality of energy in wind generation when it is interconnected to an electrical system, knowing the behavior due to the wind when its power is not constant, the wind is an intermittent source that does not flow constantly over time causing falls of voltage in the electrical systems to which they are interconnected, as well as the analysis of the behavior of this system by performing intermittency of the wind in minimum and maximum operating conditions when a contingency occurs in this way, the power overload in generation is analyzed. The behavior of the wind presents problems in the control and simulation of wind farms, therefore obtaining an interpretation of the results when carrying out studies of the electrical networks with the incorporation of wind generation is usually necessary to find the different variations in power of output due to intermittency and wind speed to avoid voltage, frequency or phase angle fluctuations that cause disturbances or problems in the network. Hence the interest of having a model to predict the behavior of the wind that simulates the speed and generation in a wind farm knowing the behavior when being interconnected.



# Índice

<b>Aprobación tema de tesis</b> .....	ii
<b>Nota: Hoja para acta resolutive de impresión de tesis</b> .....	iii
<b>Agradecimientos</b> .....	iv
<b>Dedicatoria</b> .....	v
<b>Resumen</b> .....	vi
<b>Abstract</b> .....	vii
<b>Índice</b> .....	viii
<b>Índice de Figuras</b> .....	xi
<b>Índice de Tablas</b> .....	xiii
<b>Ecuaciones</b> .....	xiv
<b>Glosario de términos</b> .....	xv
<b>Capítulo I</b> .....	1
1.1 Introducción.....	1
1.2. Planteamiento del Problema de investigación.....	2
1.3. Justificación.....	3
1.4. Objetivos.....	4
1.4.1 Objetivo General.....	4
1.4.2 Objetivos Específicos.....	4
1.5 Hipótesis.....	4
1.6. Estado del arte.....	4
1.6.1 Escenario en el Mundo, de los Parques Eólicos en la Generación Eléctrica.....	4
<b>Capítulo II Marco Teórico</b> .....	6
2.1 El viento como fuente de energía.....	6
2.2 Aspectos Esenciales al Diseñar Parques Eólicos.....	6
2.3 Efectos de los aerogeneradores sobre la red.....	7
2.4 El Sistema Colector y de Transmisión.....	8
2.5 Principales Requerimientos Técnicos de Interconexión.....	8
2.6 Integración de parques eólicos al Sistema Eléctrico de Potencia.....	12
2.7 Conceptos de calidad de la energía.....	13
2.8 Generadores Eólicos.....	16
2.9 Turbinas de viento.....	20
2.10 Arquitectura de las turbinas.....	22



2.11 Aerogenerador de velocidad fija .....	22
2.11.1 Generador de inducción jaula de ardilla directamente acoplado.....	23
2.11.2 Generador de inducción jaula de ardilla controlado por estator .....	25
2.12 Aerogenerador de velocidad variable.....	25
2.12.1 Turbina de viento con generador de inducción doblemente alimentado (DFIG) .....	26
2.12.2 Turbina eólica de convertidor totalmente clasificado (FRC) .....	29
2.13 Generadores eólicos comparados con plantas de energía convencionales .....	30
2.13.1 Impactos locales .....	30
2.13.2 Flujos de potencia en el circuito y voltajes de la barra.....	30
2.13.3 Esquemas de protección y corrientes de falla.....	31
2.14 Calidad de la energía .....	31
2.14.1 Dinámica del sistema de potencia y estabilidad.....	32
2.14.2 Potencia reactiva y soporte de voltaje .....	33
2.15 Electrónica de potencia para el viento en las Turbinas .....	33
2.15.1 Operación de onda cuadrada .....	36
2.15.2 PWM basado en una onda portadora (CB-PWM).....	36
2.15.3 Función de modulación trapezoidal .....	38
<b>Capítulo III Modelo del Aerogenerador .....</b>	<b>39</b>
3.1 Simulink .....	39
3.2 Modelado de la Turbina Eólica .....	40
3.3 Modelado del Generador .....	45
3.4 Modelado de la red de transmisión .....	48
<b>Capítulo IV Calidad de la Energía en la Generación Eólica .....</b>	<b>51</b>
4.1 Análisis del viento en la generación eólica .....	51
4.2 La Frecuencia Eléctrica del Sistema .....	53
4.3 Equipo de medición y protección.....	57
4.4 Variación de Voltaje.....	59
4.5 Flicker en aerogeneradores.....	60
4.6 Armónicos en aerogeneradores .....	62
4.7 Transitorios en Aerogeneradores .....	63
<b>Capítulo V Simulación del Modelo de Generación Eólica.....</b>	<b>65</b>
5.1 Ejemplo de generación Eólica Modelo DFIG .....	65
5.1.2 Falla trifásica en el punto de interconexión del parque.....	68
5.2 Ejemplo de generación Eólica Modelo DFIG con STATCOM .....	70
5.2.1 Falla trifásica en el punto de interconexión del parque turbina eólica con DFIG y STATCOM	75



5.3 Conclusión.....	77
<b>Capítulo VI Conclusiones y trabajos futuros .....</b>	<b>78</b>
6.1 Conclusiones .....	78
6.2 Trabajos futuros .....	79
<b>Referencias.....</b>	<b>80</b>



## Índice de Figuras

### Figuras Capítulo II

Fig. 2.1 Tiristor controlado por un reactor, con o sin capacitor fijo.....	13
Fig. 2.2 Valores de niveles de armónicos.....	16
Fig. 2.3 GI con Convertidor de Frecuencia.....	17
Fig. 2.4 GI Rotor Bobinado.....	17
Fig. 2.5 GI con Doble Alimentación.....	18
Fig. 2.6 Generador de Imán Permanente.....	18
Fig. 2.7 GS Rotor Bobinado y Convertidor.....	19
Fig. 2.8 GS, Dos Convertidores de Potencia.....	19
Fig. 2.9 GS de Múltiples Polos, sin Engranajes.....	20
Fig. 2.10 Evolución de las dimensiones de la turbina eólica.....	21
Fig. 2.11 Aerogenerador de eje horizontal.....	22
Fig. 2.12 Turbina eólica de velocidad fija.....	23
Fig. 2.13 Diferentes conexiones del generador de inducción a la red.....	23
Fig. 2.14 Par característico del generador de inducción.....	24
Fig. 2.15 Configuración típica de una turbina eólica DFIG.....	26
Fig. 2.16 Configuración típica de una turbina eólica conectada al convertidor totalmente clasificada.....	29
Fig. 2.17 Tecnologías electrónicas de potencia para parques eólicos: flujos de potencia activa y reactiva.....	35
Fig. 2.18 Salida trifásica para la modulación de la frecuencia.....	36
Fig. 2.19 Voltaje de referencia y onda portadora.....	36
Fig. 2.20 Forma de onda PWM de salida de un VSC.....	37
Fig. 2.21 Función de modulación trapezoidal.....	38
Fig. 2.22 Función de modulación armónica.....	38

### Figuras Capítulo III

Fig. 3.1 Perfil del viento.....	39
Fig. 3.2 Parque Eólico.....	40
Fig. 3.3 Convertidor AC-DC-AC.....	41
Fig. 3.4 Universal bridge (Puente universal).....	41
Fig. 3.5 a) Wind Turbine Doubly-Fed Induction Generator (Phasor Type), b) Wind Turbine.....	42
Fig. 3.6 a) Wind Farm, b) Grupo de turbinas.....	42
Fig. 3.7 a) AC Current Protection, b) Diagrama de protección AC Current.....	43
Fig. 3.8 a) AC Voltage, b) Bloque de protección (AC Voltage).....	44
Fig. 3.9 Bloque de Protecciones.....	44
Fig. 3.10 Modelo del generador.....	45
Fig. 3.11 Comandos de la Máquina.....	45
Fig. 3.12 a) Fuente de voltaje programable, b) Modelo del par de la máquina.....	46
Fig. 3.13 Tren de transmisión de la turbina eólica al eje del rotor.....	47
Fig. 3.14 a) Bloque ángulo pitch, b) Modelo ángulo pitch.....	47
Fig. 3.15 Modelo del ángulo pitch.....	48
Fig. 3.16 Bloque de la Línea de Transmisión.....	48
Fig. 3.17 Bloque de una barra.....	49
Fig. 3.18 Bloque de transformador trifásico.....	49
Fig. 3.19 Bloque de falla.....	49
Fig. 3.20 a) Bloque simplificado de la Línea de transmisión, b) Componentes del bloque de la Línea de Transmisión.....	50



### Figuras Capítulo IV

Fig. 4.1 Simulación del viento. ....	51
Fig. 4.2 a) Velocidad del viento a 25 m/s, b) Accionamiento de la protección. ....	52
Fig. 4.3 Velocidad del viento estable. ....	53
Fig. 4.4 Frecuencia en la Generación. ....	54
Fig. 4.5 Frecuencia en condiciones de viento altas. ....	54
Fig. 4.6 a) Frecuencia de Sincronismo, b) Frecuencia estable. ....	56
Fig. 4.7 a) Velocidad de Giro, b) Frecuencia. ....	56
Fig. 4.8 a) Comportamiento del voltaje, b) Comportamiento de la potencia. ....	57
Fig. 4.9 a) Operación de la protección, b) Operación de protección con viento mayor. ....	58
Fig. 4.10 a) Voltaje, b) Frecuencia estable. ....	59
Fig. 4.11 Sistema con carga. ....	60

### Figuras Capítulo V

Fig. 5.1 Voltajes en terminales. ....	66
Fig. 5.2 a) Potencia activa P, b) Potencia reactiva Q. ....	67
Fig. 5.3 a) Velocidad del rotor, b) Ángulo de inclinación. ....	68
Fig. 5.4 a) Voltaje de falla, b) Velocidad del rotor en falla. ....	68
Fig. 5.5 a) Potencia activa en la falla, b) Potencia reactiva en la falla. ....	69
Fig. 5.6 Comportamiento del STATCOM. ....	71
Fig. 5.7 Variación del viento de [8 a 11 m/s]. ....	72
Fig. 5.8 a) Potencia activa por grupo, b) Potencia reactiva por grupo. ....	73
Fig. 5.9 a) Velocidad angular, b) Ángulo de inclinación. ....	73
Fig. 5.10 Voltaje de interconexión. ....	74
Fig. 5.11 a) Potencia activa total, b) Potencia reactiva total. ....	74
Fig. 5.12 a) Voltaje de falla en el punto de interconexión, b) Voltaje en terminales por grupo de generador. ....	75
Fig. 5.13 a) Potencia activa total, b) Potencia reactiva total. ....	76
Fig. 5.14 a) Potencia activa generada, b) Potencia reactiva generada. ....	76
Fig. 5.15 Caída de voltaje en el punto de interconexión con diferentes tiempos de falla. ....	77



## **Índice de Tablas**

Tabla 2.1 Frecuencia de Corte.....	9
Tabla 2.2 Valores de niveles de armónicos.....	14
Tabla 4.1 Tiempos de respuesta ante frecuencias anormales para aerogeneradores. ....	55
Tabla 5.1 Parámetros del parque eólico .....	65
Tabla 5.2 Tipos de fallas y tiempos de duración. ....	70
Tabla 5.3 Parámetros del parque eólico. ....	70



## Ecuaciones

(2.1) Potencia en el flujo del aire .....	20
(2.2) Coeficiente de potencia .....	20
(2.3) Potencia de la turbina eólica.....	21
(2.4) Relación punta-velocidad, $\lambda$ .....	21
(2.5) Par de estado estacionario de velocidad o característica de par .....	24
(2.6) $S$ generador de deslizamiento .....	24
(2.7) Característica de par no lineal .....	24
(2.8) Máquina de inducción doblemente alimentada con anillos rozantes .....	28
(2.9) Velocidad del rotor de la maquina.....	28
(2.10) Máquina de inducción doblemente alimentada con anillos rozantes .....	28
(2.11) Velocidad mecánica.....	28
(2.12) Relación de modulación de la amplitud, $m_a$ .....	37
(2.13) Relación de modulación de frecuencia, $m_f$ .....	37
(3.1) Par de salida del bloque .....	40
(3.2) Par de referencia $\tau_r (ref)$ .....	46



## Glosario de términos

CFE	Comisión Federal de Electricidad
CRE	Comisión Reguladora de Energía
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
GD	Generación Distribuida
TI	Tecnología de la Información
MT	Media Tensión
BT	Baja Tensión
SVC	Static VAR Compensators
STATCOM	Static-synchronous Compensators
HVDC	High-voltage Direct Current
IGBT	Insulated-gate Bipolar Transistor
PWM	Pulse Weight Modulated
HVAC	High-voltage Alternating Current
Pst	Variación de tensión a corto plazo
Plt	Variación de tensión a largo plazo
AT	Alta Tensión
FP	Factor de Potencia
LVRT	Low Voltage Ride Through
FRT	Fault Ride Through
FACTS	Flexible Altern Current Transmission Systems
TCR	Reactor Controlado por Tiristores
FC	Capacitor Fijo
TSC	Tiristor de Capacitor de Conmutación
L	Inductor
R	Resistencia
C	Capacitor
Z	Impedancia
VSC	Convertidor de Fuente de Voltaje
DC	Corriente Directa
AC	Corriente Alterna
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
STIG	Generador de Inducción Jaula de Ardilla Controlado por Estator
WECS	Control System For a Variable Speed (Control de Velocidad)
DFIG	Turbina de Viento con Generador de Inducción Doblemente Alimentado
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
CIGRE	Consejo Internacional de Grandes Sistemas Eléctricos



## Capítulo I

### 1.1 Introducción

El desarrollo de generación eólica permitirá cumplir con las metas en materia de energía limpia y mitigación de emisiones de una manera más competitiva, contribuyendo además a alcanzar la meta de 12,000 MW eólicos para el 2020, México cuenta con un potencial eólico de más de 50,000 MW eólicos y se requieren utilizar tan solo alrededor de 17,000 MW para alcanzar el objetivo de generar 35% de energía eólica con tecnologías limpias para el año 2024 dejando un amplio espacio para otras tecnologías [1]. El recurso eólico en México es competitivo como lo demuestran los numerosos proyectos llevados a cabo por el sector privado en la modalidad de autoabastecimiento, así como por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) bajo la modalidad de Productor Independiente de Energía, el alto volumen de recurso aprovechado indica que México es un país dotado con gran potencial para el uso de energía eólica. La energía eólica es una opción necesaria para la articulación de una política energética sustentable y diversificada, que permita cumplir con los objetivos establecidos en la ley en materia de energías limpias y sustentabilidad, la regulación en México establece como meta una participación de las energías limpias del 35% en la generación de energía eléctrica para el año 2024, del 40% en el 2031 y del 50% en el 2050 [2].

En la actualidad se está experimentando en los países desarrollados un proceso de progresiva liberalización de los mercados eléctricos. Por otro lado, la legislación obliga a mantener niveles de calidad de suministro cada vez más estrictos. En el contexto anterior, año tras año se produce un crecimiento de la demanda y, como consecuencia, los niveles de carga en las redes eléctricas se encuentran cada vez más próximos a los límites técnicos. Esto aumenta la posibilidad de que se produzcan problemas de estabilidad, comprometiendo por tanto la calidad del servicio que se da a los clientes.

Los sistemas de energía eléctrica tienen una importancia transcendental en la vida diaria pues se requiere un suministro de electricidad sin interrupciones en cada una de las partes involucradas en su desarrollo económico, social y cultural. Con mayor frecuencia en muchos sistemas eléctricos la energía no se logra proveer de forma fluida ocasionando problemas en la fiabilidad del servicio y calidad de la energía. Una de las causas es la dependencia en la utilización de las fuentes no renovables en la generación de energía eléctrica, en los últimos años la utilización de generación eólica en México cuenta con un potencial incuestionable, si bien solo se ha comenzado a explorar en años recientes el sector muestra ya un alto dinamismo y competitividad. Prueba de ello son los más de 1,900 MW en operación, producción independiente y autoabastecimiento como los más de 5,000 MW en distintos niveles de desarrollo [3] [4].

De acuerdo con el BP Statistical Review of World Energy (2014), el petróleo es el combustible más importante del mundo, contribuyendo con el 32.6 por ciento del consumo a nivel global de energía, sin embargo, ha perdido cuota de mercado en los últimos quince años. En este sentido, de acuerdo con cifras de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y la Comisión Reguladora de



Energía (CRE) el 81 por ciento de la energía eléctrica en México es generada por fuentes de energías convencionales, principalmente hidrocarburos [5].

Mientras tanto, en diferentes países como Alemania, España, China, la India, Dinamarca etcétera, las redes eléctricas han emprendido transformaciones por el constante incremento de generación eólica, la cual es la fuente renovable de energía que más ha crecido en la última década y se encuentra en posición de hacer una importante contribución al suministro mundial de energía para los próximos años, dado su pronóstico a gran escala. En diferentes países se han estado realizando trabajos de investigación en diversas áreas de esta multidisciplinaria tecnología y se han logrado importantes aportes técnicos. La penetración creciente y concentrada de energía eólica hace a un sistema de energía dependiente y vulnerable a la producción de la misma, pero, se espera que en el futuro los parques eólicos actúen como elementos activos controlables en los sistemas de potencia [6].

## **1.2. Planteamiento del Problema de investigación**

La conexión de los parques eólicos a las redes eléctricas presenta diversos problemas. Estos no solo se derivan de la naturaleza del elemento de conversión electromecánico de energía (la máquina asíncrona) y de la característica aleatoria de la fuente de energía primaria (el viento), sino que tienen relación directa también con las condiciones de la red y la calidad de la energía presente en la misma. Estos problemas pueden tener diferente impacto dependiendo de las características de la red a la que está conectado el parque: red aislada o sistema interconectado. En cualquier caso, la conexión de un parque eólico a una red requiere la realización de estudios detallados tanto de régimen permanente como de régimen dinámico para valorar con precisión su impacto [7].

Otro problema es la potencia del viento que se considera una fuente de potencia intermitente debido a que el viento no fluye constantemente en el tiempo, además los sitios con vientos superiores, al localizarse generalmente en áreas remotas requieren una infraestructura adecuada para llevar la potencia generada por el viento a los centros de carga y unido a esto, gran parte de los generadores eólicos son de inducción y consumen potencia reactiva durante su operación normal, lo que puede provocar caídas de tensión en los sistemas de potencia y además los patrones de flujo de potencia con las características dinámicas del sistema deben ser cambiados cuando los parques eólicos de gran escala se integran al sistema eléctrico.

Por otra parte, las condiciones de la red con sus componentes involucrados en la interconexión (equipos, aparatos de maniobra, líneas de transporte, tipos de generadores vecinos y de cargas conectadas), debido que los parques eólicos pueden influir en la estabilidad de la red y calidad de la energía, los sistemas eléctricos deben aumentar su capacidad de control, con el aumento de la magnitud de generación. Los aspectos de estabilidad son extensos, pero de manera general, están las descargas atmosféricas, fallas en los sistemas próximos o alejados al parque eólico, los relacionados a la red del sistema eléctrico donde se conectará y el propio sistema eólico.



La estabilidad de voltaje es uno de los problemas más importantes para evaluar el impacto que tendrá la interconexión de parques eólicos con la red eléctrica, debido principalmente al manejo de potencia reactiva que tengan los aerogeneradores que conformen los parques. De igual forma la generación de energía eléctrica a partir de turbinas eólicas, al ser un tipo de generación alternativa no cuenta con un modelo ya establecido como lo tiene la generación convencional, debido a que la energía primaria (energía cinética contenida en el viento), es aleatoria y no controlable.

### **1.3. Justificación**

La producción de energía eléctrica a partir del viento es una forma de generación que puede tener altos beneficios tanto para el consumidor como para el medio ambiente, requiere además de un tiempo de construcción menor y sus costos son actualmente competitivos comparados con formas de generación convencionales, es por esto que se ha convertido en una de las fuentes más competitivas de energía renovable.

Al realizar un estudio de la calidad de la energía en la generación eólica interconectada al sistema eléctrico, a partir de los sistemas de generación eólicos, se obtiene una representación de las redes eléctricas en la incorporación de la generación eólica, considerando las variaciones de potencia de salida por las variaciones de velocidad del viento para su caracterización. Con el estudio del flujo de energía en condiciones normales de operación como en situaciones de contingencia es posible analizar la sobrecarga potencial de las líneas de transmisión, así como los niveles de cortocircuito, para ser calculados antes y después de la introducción de los parques eólicos en la red, con el objetivo de valorar las mejoras necesarias en la estabilidad dinámica del sistema con la introducción del parque eólico.

Además, con la implementación de un modelo que simule la velocidad del viento se puede predecir el comportamiento en la generación de energía eléctrica a partir de turbinas eólicas, las cuales, aunque existen buenos avances en su diseño para disminuir el impacto de la variabilidad del viento, siempre representa un riesgo en la inversión si no se pueden cumplir los compromisos dado que, no se puede disponer de energía siempre que el sistema lo demande [13], debido a esto, el incremento de la producción de energía eléctrica a partir de la energía eólica representa una preocupación para el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), debido a que está presente la interacción de las turbinas eólicas con el mismo. Por lo tanto, la realización de este estudio juega un papel muy importante en la infraestructura del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) y la integración de la Generación Distribuida (GD) en redes eléctricas, de aquí el interés de contar con un modelo para predecir el comportamiento dinámico de las turbinas eólicas ante el Sistema Eléctrico.



El modelo del aerogenerador se lleva a cabo en la herramienta de Simulink y los bloques principales, el modelo del aerogenerador conectado a la red eléctrica serán:

- Viento: Se simula la señal del viento intermitente dependiendo de la velocidad.
- Turbina: Representa el rotor del aerogenerador.
- Generador: Capacidad de la maquina requerida para la simulación.
- Red: Es la red eléctrica donde se interconecta el aerogenerador.

## **1.4. Objetivos**

### **1.4.1 Objetivo General**

Realizar un estudio de calidad de la energía debido a la generación eólica, para la interconexión al Sistema Eléctrico considerando la intermitencia del viento.

### **1.4.2 Objetivos Específicos**

- Conocimiento y comportamiento de la generación eólica debido a la intermitencia del viento cuando no es constante.
- Estudio de calidad de la energía en redes interconectadas con generación eólica.
- Simulación de un modelo de velocidad del viento con el objetivo de estudiar el comportamiento de la generación eólica interconectada al Sistema Eléctrico ante presencias de viento intermitentes.
- Modelo y simulación del análisis en condiciones normales de operación, perturbación y estabilidad en generación eólica conectada al Sistema Eléctrico.

## **1.5 Hipótesis**

Al implementar un modelo para predecir cómo se comporta el viento, simulando la velocidad y generación en un parque eólico interconectado al Sistema Eléctrico, se puede conocer el comportamiento impredecible del viento que ocasiona perturbaciones o problemas en la red eléctrica acertando en la solución.

## **1.6. Estado del arte**

### **1.6.1 Escenario en el Mundo, de los Parques Eólicos en la Generación Eléctrica**

A inicio de este siglo entró en funcionamiento la primera planta eólica a gran escala, el Horns Rev de 160 MW mostrando un sofisticado control con el sistema interconectado. Con esta experiencia muchos países han emprendido nuevas formas de planificación de los sistemas eléctricos, dirigido hacia la generación eólica a gran escala y las consecuencias de esta sobre la estabilidad del sistema, la operación y la extensión de la red, coincidiendo con el avance en la electrónica de potencia, en la implementación de tecnología de la información (TI) en cada parte involucrada a las redes



eléctricas y el desarrollo de proyectos ambiciosos como el “Dena Study” de Alemania y “ANEMOS” de la Unión Europea, pretendiendo alcanzar este último una penetración eólica de 180 GW en el 2020 con novedosas técnicas de pronósticos de vientos para despachos de corta duración.

Publicaciones como la IEEE (“Institute of Electrical and Electronic Enginners”) afirman que en varios de estos países los parques eólicos se convertirán en verdaderas centrales integradas a su sofisticadas e inteligentes redes eléctrica del futuro. La práctica que se ha venido realizando en instalar parques eólicos integrados a la red, que, al concluir la valoración del potencial y la factibilidad en la zona de protección, se elaboran diseños de la red del sistema colector con las alternativas actuales de enlace al punto de interconexión (PCC) de una red de media o alta tensión. Se analiza a través de modelos adecuados de simulación y herramientas informáticas especializadas, la operación mutua de la generación eólica y la red eléctrica de conexión, a fin de mantener la buena operación de todo el sistema.



## Capítulo II Marco Teórico

### 2.1 El viento como fuente de energía

Para aprovechar la energía eólica, es muy importante tener en cuenta las grandes variaciones de velocidad entre diferentes zonas: lugares que apenas distan unos kilómetros entre sí pueden estar sujetos a condiciones de viento muy dispares y suscitar un interés muy distinto a la hora de instalar un aerogenerador. La fuerza del viento cambia en cuestión de días, horas o minutos, en función de las condiciones meteorológicas. Además, la dirección y la intensidad del viento fluctúan rápidamente en torno al valor medio: se trata de las turbulencias, que son una característica importante del viento, se determinan las fluctuaciones de la fuerza ejercida sobre las palas de las turbinas, aumentando así su desgaste y reduciendo su vida media. En tierra, el nivel de turbulencias puede variar entre el 15% y el 20%, mientras que en mar abierto este valor puede estar comprendido entre el 10% y el 14% [6].

La variabilidad y la aleatoriedad del viento representan las principales desventajas de la electricidad procedente de una fuente eólica. Siempre y cuando la cantidad de potencia generada por la instalación eólica sea relativamente pequeña en cuanto a las "dimensiones" de la red eléctrica a la que está conectada, la variabilidad de la producción eólica no desestabilizará esta red y los generadores convencionales pueden considerarla como una variación de la demanda. Algunos países ya están apostando por instalaciones eólicas de grandes dimensiones, especialmente grupos de turbinas en alta mar. Estos parques eólicos tendrán una potencia de varios centenares de MW, comparable a la de las instalaciones convencionales, por lo que deberán prever su producción energética con 24 horas de antelación, esto se debe a que el gestor energético debe conocer con anticipación la oferta previsible de los distintos productores con relación a la demanda de los consumidores. Cuando se considera una ubicación para la instalación de un aerogenerador, es fundamental cuantificar el valor real del recurso eólico. Lo normal en este sentido es instalar una torre anemométrica en el lugar durante varios meses, con el fin de monitorizar la velocidad y dirección del viento junto con los niveles de turbulencia a distintas alturas [14].

### 2.2 Aspectos Esenciales al Diseñar Parques Eólicos

El diseño se ha dirigido a la optimización de acuerdo con los costos de cada parte del circuito eléctrico, con los diferentes elementos que lo conforman, desde la elección de los aerogeneradores, sus ubicaciones individuales y el trazado de la red interna de distribución, vinculándose todo entre sí por la variación costo-energía producida. Al decidir un tipo de tecnología de aerogeneradores con una potencia dada se involucra una diferente localización con su distribución eléctrica interna, resultando una inversión diferente asociada a una generación de energía. Una consideración muy importante en la elección de una turbina eólica (aerogenerador), es el tipo de sistema de control de la potencia, que posee, los aerogeneradores pueden ser de "sustentación" o de "resistencia" en función de cuál de las fuerzas generadas por el viento se use como "fuerza motriz" [14].



Distinguir entre instalaciones de un solo aerogenerador (conectado a la red con o sin usuarios domésticos o industriales en paralelo) e instalaciones estructuradas como parques eólicos. Las primeras, cuando tienen usuarios en paralelo, utilizan la red como un "depósito" en el que se vierte la energía excedente y no consumida por la propia instalación del usuario y del que se toma energía cuando, en casos de poco viento, el aerogenerador no pueda cubrir las necesidades energéticas del usuario. Por el contrario, los parques eólicos son grupos de aerogeneradores interconectados que funcionan como una central generadora de electricidad conectada a la red. En este caso, los aerogeneradores deben ubicarse a una distancia adecuada entre ellos para evitar interferencias aerodinámicas y, con ellas, sus dos consecuencias más graves: el aumento de las turbulencias y la pérdida de potencia [14].

### **2.3 Efectos de los aerogeneradores sobre la red**

El estudio de los aerogeneradores que inyectan potencia a la red se considera como una potencia de cortocircuito infinita, de manera que no se ve afectada por la conexión de cargas o generadores adicionales. En realidad, cada desviación entre potencia generada y absorbida produce una variación de la frecuencia de la tensión de red que, a través de la impedancia de las distintas líneas, causa una variación de la tensión con respecto al valor nominal. Como consecuencia, la red se ve afectada por la conexión de aerogeneradores cuanto mayor sea la relación entre la potencia nominal de la central eólica y el nivel de falla del sistema en el punto de conexión. De forma esquemática y simplificada, una red eléctrica puede dividirse en cuatro partes: generación, transmisión, distribución primaria y distribución secundaria [4].

La distribución primaria en Media Tensión (MT) y secundaria en Baja Tensión (BT) se usa para alimentar cargas de potencia decreciente de usuarios múltiples o únicos, respectivamente. Las redes de distribución están a menudo cerca de los puntos de consumo de electricidad y lejos de las centrales de generación, presentan un nivel de falla que va decreciendo gradualmente y, por consiguiente, se ven más afectadas por fluctuaciones rápidas o lentas de carga. Las instalaciones de generación eólica generalmente se conectan a la red eléctrica en la distribución primaria o, en el caso de pequeñas instalaciones, en la distribución secundaria. En cambio, los parques eólicos onshore y offshore de grandes dimensiones se conectan habitualmente a la red de alta o muy alta tensión [4].

La generación ha sido posible por medio de grandes generadores síncronos instalados en centrales eléctricas de gran potencia alimentadas por fuentes de energía "tradicionales". Estos generadores responden a las variaciones de carga manteniendo la frecuencia de red constante y, si es necesario, ajustando la tensión de alimentación. La energía eléctrica en estas grandes centrales se produce en media tensión y posteriormente se transforma en alta y muy alta tensión para su inyección en la red. La transmisión de la energía se efectúa mediante grandes líneas aéreas o cables de tensión elevada con el fin de reducir las pérdidas de potencia [14].



## 2.4 El Sistema Colector y de Transmisión

Los aerogeneradores del orden de los 300 kW suelen conectarse entre sí a través de una red de distribución interna de baja tensión igual a la salida colectora de 400, 480 o 690 V, a un transformador que eleva a unos 11 o 12 kV dentro del parque. Sin embargo, hoy en día, los aerogeneradores a partir de los 500 kW, la tensión del colector ha cambiado a 20, 21, 33, 34 o 34.5 kV, a través de un transformador montado dentro de su torre, por ejemplo, de 0.69/33 kV y una red de media tensión (MT) subterránea los conecta entre sí a través de sus transformadores individuales [7].

En el sistema colector pueden instalarse capacitores de conmutación mecánica o dispositivos de variación continua tipo SVCs (“Static-VAR compensators”) o STATCOMs (“Static-synchronous compensators”) para compensación de reactivos, además, de acuerdo con la tecnología del aerogenerador, se instala compensación en sus terminales para la corrección del factor de potencia. Esta cantidad de reactivo y su naturaleza deben responder a los requerimientos de la interconexión y el diseño del sistema colector, incluyendo la regulación de tensión y pérdidas. En el caso que la tensión de enlace fuese de 33 kV, no habrá transformador en el parque eólico, solo el de cada aerogenerador individual y una línea que puede pertenecer o no al parque que se conecta a la red [15]. Cuando se planifica la conexión de un parque eólico se considera la máxima potencia en MW de penetración eólica a una tensión en el punto de conexión y el nivel de corto circuito de ese punto, así como la contribución del parque al corto circuito. Con respecto al sistema de transmisión, el enlace de alta tensión por corriente directa HVDC (“High-voltage direct current”), es una tecnología disponible en parques eólicos en la tierra y el mar.

El más novedoso sistema de transmisión diseñado es con convertidores a base de tensión VSCs (“Voltage-source converters”) construidos con transistores bipolares de puerta aislada IGBTs (“Insulated-gate bipolar transistors”) que no son más que semiconductores funcionando como interruptor controlado con alta velocidad de conmutación y manejo de alta corriente, a base de la modulación por ancho de pulso PWM (“Pulse-weight modulated”), produciendo tensión sinusoidal de manera que no se hace necesario un filtro de armónicos. Se posibilita una óptima integración del parque eólico a la red eléctrica, incluso si esta es débil, porque ofrece control ante los cambios rápidos y fluctuaciones de la velocidad del viento.

Al comparar el sistema de corriente alterna y corriente directa, ambos necesitan gran cantidad de potencia reactiva como para ser suplida por la red y en parques eólicos en el mar, la tecnología HVAC (“High-voltage alternating current”) es más barata a distancias menores de 50 km, de 50 a 80 km las tecnologías HVDC y HVAC existe similitud en costos, pero a mayores de 80 km el sistema HVDC hasta el momento resulta ser el de menor costo [16].

## 2.5 Principales Requerimientos Técnicos de Interconexión

Los operadores de sistemas eléctricos en cada país estipulan los requisitos para la conexión de turbinas o parques eólicos al sistema eléctrico denominados códigos de red, el cual trabaja en



función del mantenimiento de la calidad del suministro y de la energía. En dependencia de cada sistema eléctrico, pueden ser adoptados algunos requerimientos o incluso formularse nuevos requisitos solo si es preciso garantizar la seguridad en la operación de un sistema eléctrico de acuerdo con el nivel de penetración eólica y a las características intrínsecas de cada red [11].

En México las nuevas Reglas Generales de Interconexión al Sistema Eléctrico Nacional que se expedirán tienen su fundamento en el artículo 7º, fracción VI de la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE) y el artículo 31, fracción IV de su Reglamento [17], se especifican los conceptos de aplicación de los modelos en Contratos de Interconexión y Convenios de servicios de transmisión para fuentes de Energías Renovables o Cogeneración Eficiente.

**Para Alta Tensión (AT) 69 A 400 KV:** En estado permanente, el parque de generación eólica debe operar y mantenerse conectado ante fluctuaciones que no excedan un rango de  $\pm 5\%$  de tensión nominal y hasta un  $\pm 10\%$  en condiciones de Emergencia.

**Capacidad de Generación:** Dependerá de los estudios técnicos y de seguridad operativa realizados por el Suministrador, de la ubicación del Punto de Interconexión y de la disponibilidad de la infraestructura del Sistema en la región correspondiente.

**Frecuencia de Corte:** En la tabla siguiente, se presentan los requerimientos de ajuste para las protecciones del Aerogenerador en condiciones de alta y baja frecuencia del sistema y el tiempo para su desconexión. Las protecciones de frecuencia se aplican por unidad.

Rango de Frecuencia	Tiempo de Ajuste de la Protección
$> 62 \text{ Hz}$	Instantáneo
$57.5 \geq \text{Operación Normal} \leq 62$	Operación Continua
$< 57.5 \text{ Hz}$	Instantáneo

Tabla 2.1 Frecuencia de Corte.

**Calidad de la energía:** En caso de existir variaciones cíclicas de tensión o repercusiones indeseables como desbalanceo de fases y corrientes armónicas los cuales demeriten la calidad del servicio que el Suministrador le otorga al resto de sus usuarios, el solicitante deberá instalar los sistemas de compensación requeridos.

**Calidad de la potencia:** La inyección de potencia eléctrica en la red puede influir en la calidad de la tensión de esta. Dado que la calidad de la tensión debe situarse dentro de ciertos límites para garantizar el suministro de energía eléctrica a los usuarios, la norma IEC 61400-21 establece los procedimientos para determinar las características de calidad de potencia de los aerogeneradores.

**Niveles de armónicos:** El nivel de distorsión armónica se medirá en el Punto de Interconexión. Los límites de distorsión armónica de la tensión en la interconexión aplican conforme a las Tablas No 8 y 9 de dicho código. El nivel de distorsión armónica total permitido es  $\text{THDAT} = 3.0 \%$ .



La distorsión armónica total será medida en forma continua y las armónicas individuales sólo cuando se exceda la distorsión total.

### **Variaciones periódicas de amplitud de la tensión (Flicker)**

Para evaluar la severidad de las variaciones periódicas de amplitud de la tensión se utilizan los siguientes indicadores:

- Indicador de variación de tensión a corto plazo (Pst), con intervalos de observación de 10 minutos. El valor del Pst se expresa en unidades de perceptibilidad en (p.u.).
- Indicador de variaciones de tensión a largo plazo (Plt), con intervalos de observación de 2 horas. Se calcula a partir de valores sucesivos de Pst.

La interconexión de una planta de generación en un alimentador de AT no debe causar niveles de emisión individuales que se encuentren fuera de los límites establecidos permisibles.

**Potencia máxima permitida:** Es el valor medio de la potencia máxima que un generador, independientemente de su tecnología, puede suministrar durante el tiempo especificado de 10 min. Para las turbinas con un control activo de la potencia de salida (ángulo de paso, velocidad variable) generalmente  $P_{mc}=P_n$ , mientras que para las turbinas con un control pasivo (de pérdida, velocidad fija) lo normal es obtener una  $P_{mc}$  por encima del 20% de la potencia nominal  $P_n$ .

**Potencia Reactiva:** La Fuente de Energía debe tener la capacidad de producción y absorción de potencia reactiva como requerimiento para transmitir su potencia activa, y ajustar sus reactivos a solicitud del suministrador. Las Fuentes de Energía interconectadas en media y alta tensión deberán contar con capacidad de control del factor de potencia en el rango de 0,95 en atraso o adelanto. Para el caso de las Fuentes de Energía de capacidad mayor a 10 MW deben participar en el control de tensión.

**Coefficiente de parpadeo:** La fluctuación de la potencia generada por los aerogeneradores causa a su vez una fluctuación de la tensión de la red en el punto de inyección. La amplitud de las fluctuaciones de tensión no depende únicamente de la amplitud de las fluctuaciones de potencia, sino también de la impedancia (y, por tanto, del nivel de fallo) de la red. Las fluctuaciones de tensión pueden causar una molesta variación del flujo luminoso de las lámparas, creando el fenómeno conocido como parpadeo o "flicker".

Los aerogeneradores de velocidad variable normalmente poseen un coeficiente de parpadeo bajo; los de velocidad fija con control de pérdida presentan un valor medio, mientras que los de velocidad fija y control del ángulo de paso tienen un valor más elevado. En los aerogeneradores de velocidad fija, el parpadeo viene causado principalmente por la estela de la torre. Cada vez que una pala del rotor pasa frente a la torre, la potencia de salida del aerogenerador se reduce. Este efecto provoca una variación periódica de la potencia con una frecuencia del orden de 1 Hz y la consiguiente fluctuación de la tensión. En cambio, las fluctuaciones de potencia debidas a la variación de la velocidad del viento tienen una frecuencia inferior y son, por tanto, menos relevantes a efectos del parpadeo. Las turbinas de velocidad variable poseen un coeficiente de parpadeo más bajo porque las fluctuaciones periódicas de potencia debidas a la estela de la torre



son mitigadas por el propio aerogenerador. En las centrales eólicas, las fluctuaciones periódicas de la potencia total generada se suavizan al no haber correlación entre las fluctuaciones de potencia de los distintos aerogeneradores [18].

**Operación de la Fuente de Energía ante fallas externas o en el Punto de Interconexión Eólicas:** Deberá tener la capacidad de permanecer conectada al Sistema sin perder estabilidad, ante fallas transitorias externas, durante el tiempo máximo de liberación de la falla; soportando el abatimiento de la tensión ocasionado por la misma (hueco de tensión). Durante este periodo deberá aportar la potencia reactiva necesaria. Posterior a la liberación de la falla transitoria la planta deberá aportar la potencia activa y mantener el flujo de reactivos que se tenía previo a la falla.

El parque de generación deberá permanecer conectado al sistema en las siguientes condiciones:

- Dos fallas trifásicas en el intervalo de dos minutos.
- Dos fallas bifásicas en el intervalo de dos minutos.
- Dos fallas monofásicas en el intervalo de dos minutos.

En condiciones de falla en el punto de interconexión y mientras se mantenga sin liberarse, los consumos de potencia activa por los aerogeneradores deberán ser mínimos, asimismo ser congruentes con la tecnología aplicada de aerogeneradores; los valores permitidos máximos se definirán para cada caso.

### **Efectos a corto y largo plazo**

Los efectos de la energía eólica en la red eléctrica dependen de las dimensiones y de la relativa flexibilidad de la propia red, así como del nivel de penetración de la producción eólica en el sistema eléctrico. Los efectos causados por los aerogeneradores pueden dividirse en dos categorías:

- Efectos a corto plazo - equilibrio del sistema en la escala de tiempo de servicio (minutos o horas).
- Efectos a largo plazo - proporcionando potencia suficiente durante los picos de carga.

### **Requisitos dinámicos de los aerogeneradores**

El aumento previsto del porcentaje de potencia eléctrica generada por fuentes eólicas sobre el total de la potencia inyectada en los sistemas eléctricos hace necesario definir nuevos requisitos para mantener el máximo nivel de calidad posible de la potencia suministrada. Con el fin de definir requisitos que ayuden a garantizar la estabilidad y seguridad del funcionamiento de la red, cabe prestar especial atención al comportamiento dinámico de los aerogeneradores en caso de falla en la propia red. En este sentido, con la conexión de las centrales eólicas a la red de transmisión de alta y muy alta tensión, la desconexión por tiempo indefinido de los aerogeneradores de estas centrales como consecuencia de un fallo en la red podría llevar a una situación crítica que comprometiera la estabilidad del sistema eléctrico, provocando paradas en serie.



Es cada vez más necesario que las centrales eólicas sean capaces de resistir a posibles trastornos de la red de distribución, garantizando el servicio y el soporte continuo del sistema. Dada la creciente integración de la energía eólica en el sistema de transmisión interconectado, los aerogeneradores deben satisfacer los siguientes requisitos:

- En el caso de cortocircuito trifásico en las proximidades de la central eólica, como regla general no deben producirse inestabilidades en los aerogeneradores ni desconexiones de la red para valores de tensión-tiempo por encima de la línea.
- En caso de un cortocircuito lejano a la central eólica que sea eliminado por las protecciones de la red en un tiempo inferior a 5 s, las unidades de generación eólica no deben desconectarse del sistema eléctrico.
- Los aerogeneradores deben mantener la tensión en caso de cortocircuito trifásico en la red. El paso de funcionamiento normal a "soporte de la tensión de red" tendrá lugar en el caso de una caída de la tensión de más del 10% y en los 20 ms que siguen al reconocimiento del fallo; tal paso se concreta con la inyección de corriente reactiva con un valor igual al 2% de la corriente nominal por cada 1% de caída de tensión. Se puede volver al funcionamiento normal transcurridos 3 s.

Para cumplir estos requisitos, los nuevos convertidores de frecuencia se basan en la tecnología LVRT (Low Voltage Ride Through) o FRT (Fault Ride Through), que permite un funcionamiento ininterrumpido de los aerogeneradores incluso con problemas en la red, apoyándola con la inyección de potencia reactiva.

## 2.6 Integración de parques eólicos al Sistema Eléctrico de Potencia

Las máquinas eólicas no han experimentado evoluciones radicales en su diseño; todas ellas están integradas por un conjunto de subsistemas cuyo objetivo es captar la energía cinética del viento y transformarla en energía eléctrica de la forma óptima posible [19]. En Europa, muchos parques eólicos futuros serán marinos, lo que exige una mayor capacidad de conducción de potencia en los cables conectados a la red eléctrica y así transmitir a grandes distancias. Además, la distancia de la conexión de red en los generadores eólicos ha ido en aumento, lo que provoca que tanto los desarrolladores y los operadores del sistema se enfrenten a una serie de problemas técnicos, por ello la transmisión HVDC (High Voltage Direct Current) y dispositivos FACTS (Flexible Altern Current Transmission Systems) son reconocidos como importantes tecnologías posibles de apoyo a esta tecnología. La compensación de potencia reactiva se puede lograr con una variedad de dispositivos de derivación. El método más simple es conectar un capacitor en paralelo con el circuito. En muchos casos, se conecta a la salida de la turbina eólica individualmente al generador a través de un interruptor o contactor, ya sea de entrada o salida cuando se requiera.

Para el parque eólico completo, una capacitancia variable se puede obtener mediante el uso de un reactor controlado por tiristores (TCR), junto con un capacitor fijo (FC) o mediante el uso de un tiristor de capacitor de conmutación (TSC). El TCR-FC da variación suave de potencia reactiva capacitiva de apoyo, mientras que el TSC da apoyo a la potencia reactiva capacitiva paso a paso. Los elementos básicos de un TCR son un reactor en serie con un par de tiristores bidireccionales, el tiristor transmitirá una frecuencia alternativa de medio ciclo de alimentación. El flujo de

corriente en el inductor,  $L$ , es empleado para controlar el intervalo de conducción seguido de los tiristores Fig. 2.1 a). Sin embargo, el compensador de TCR puede ser parcializada por un capacitor fijo, de modo que su factor de potencia general puede ser retrasado o en adelanto Fig. 2.1 b).

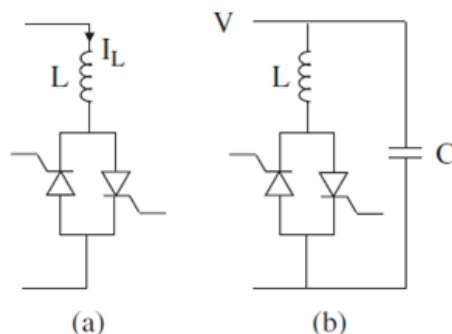


Fig. 2.1 Tiristor controlado por un reactor, con o sin capacitor fijo.

De igual manera por un compensador estático síncrono (STATCOM) ya que es un dispositivo convertidor de fuente de voltaje (VSC), es creada de un capacitor de corriente directa (DC) y por lo tanto el STATCOM tiene muy poca capacidad de potencia real. Sin embargo, su capacidad de potencia real puede ser mayor si un adecuado dispositivo de almacenamiento de energía está conectado a través del capacitor DC. La potencia reactiva en los bornes del STATCOM depende de la amplitud de la fuente de tensión si el voltaje de la terminal de la VSC es mayor que el voltaje de CA en el punto de conexión, el STATCOM genera corriente reactiva y, por otro lado, cuando la amplitud de la tensión de la fuente es menor que el voltaje de corriente alterna, esta absorbe potencia reactiva [11].

El tiempo de respuesta de un STATCOM es más corto que la de un compensador estático de Vars (SVC), debido principalmente a los tiempos de conmutación rápidos y proporcionados por los IGBT del convertidor de fuente de tensión. El STATCOM también proporciona un mejor soporte de potencia reactiva a bajas tensiones de corriente continua que un SVC, ya que la potencia reactiva de un STATCOM disminuye linealmente con la tensión de CA (como la corriente se puede mantener al valor nominal incluso a bajo voltaje de CA [4].

## 2.7 Conceptos de calidad de la energía

La variación de frecuencia en términos de potencia describe los eventos que son más lentos y de mayor duración en comparación a los transitorios eléctricos. Perturbaciones de frecuencia puede durar de un ciclo completo, de varios segundos o incluso minutos. Mientras que la perturbación puede ser nada más que un inconveniente que se manifiesta como un parpadeo de las luces, en otros casos los efectos pueden ser perjudiciales para los equipos eléctricos. Los principales afectados por esta variación de frecuencia son los equipos electrónicos sensibles ya que dichas perturbaciones no ocasionan una falla inmediata a estos dispositivos, [19]. Un suministro de electricidad, invariablemente, debe mostrar una señal de tensión perfectamente sinusoidal en cada ubicación del cliente. Sin embargo, por una serie de razones, los servicios públicos a menudo



tienen dificultades para preservar tales condiciones deseables. La desviación de las formas de onda de voltaje y corriente sinusoidal se describe en términos de la distorsión de forma de onda, expresada a menudo como la distorsión armónica. La distorsión armónica no es un tema nuevo y constituye en la actualidad una de las principales preocupaciones de los ingenieros en las etapas de la utilización de la energía dentro de la industria. En los sistemas eléctricos, la distorsión armónica fue causada principalmente por la saturación de los transformadores, hornos industriales de arco y otros dispositivos de arco eléctrico como soldadoras eléctricas. Un componente armónico en un sistema de alimentación de CA se define como un componente sinusoidal de una forma de onda periódica que tiene una frecuencia igual a un múltiplo entero de la frecuencia fundamental del sistema. Los armónicos en las formas de onda de tensión o corriente pueden ser concebidos como componentes perfectamente sinusoidales de frecuencias múltiples de la frecuencia fundamental [14]. La intermitencia del viento tiene efectos sobre la calidad de la frecuencia, tensión y otros problemas eléctricos por lo cual es necesario emplear el código de red en la interconexión de los parques de generación eólica.

Para evitar penetración de corrientes armónicas a la red de Comisión Federal de Electricidad (CFE) por parte de los equipos asociados al funcionamiento de los aerogeneradores, los permisionarios y el suministrador deberán instalar filtros. Los niveles de distorsión debidas a tensiones armónicas deben de cumplir lo especificado en los estándares IEC 61400-21 e IEC 61400-3-6.4.2.1. Niveles de Armónicos en la Tensión. Los límites de niveles de armónicos en la tensión en porcentaje de la magnitud de la tensión nominal se describen en la Tabla 2.2 de acuerdo con los estándares IEC-61400-21 e IEC-61000-3-6 [17].

Orden de la armónica	Niveles de armónicas en % de la tensión Nominal
2	1,5
3	2,0
4	1,0
5	2,0
6	0,5
7	2,0
8	0,2
9	1,0
10	0,2
11	1,5
13	1,5
15	0,3
17	1,0
19	1,0
23	0,7
25	0,7
29	0,6
31	0,56
35	0,50
37	0,47
47	0,37
49	0,36
THD	3,0

Tabla 2.2 Valores de niveles de armónicos.



El parque de generación debe tener la capacidad de producción y absorción de potencia reactiva como requerimiento para transmitir su potencia activa y ajustar los reactivos del parque a solicitud del operador del sistema. Debe tener las opciones de control de voltaje y de control del factor de potencia en el rango de 0,95 en atraso o adelanto. En estado permanente el parque de generación debe operar y mantenerse conectado ante fluctuaciones que no excedan un rango de  $\pm 5\%$  de su tensión nominal y hasta un  $\pm 10\%$  en condiciones de emergencia. El parque de generación eólico puede afectar la calidad de tensión del sistema eléctrico por efecto del parpadeo (flicker), por ello, la fluctuación de la tensión debe mantenerse dentro de la normatividad de factores de severidad establecidos en el estándar IEC 61000-3-7, del cual se define que:

- Factor de severidad de corta duración  $< 0.35$  Para diez minutos.
- Factor de severidad de larga duración  $< 0.25$  Para dos horas.

De igual manera se debe contar con un sistema de protección para el aerogenerador, grupo de aerogeneradores, transformador principal y auxiliar, líneas de transmisión de enlace, interruptores y de las barras principales [17].

El equipo requerido de protecciones para la subestación de interconexión y el tramo de línea con la que se interconectan al SEN deberá cumplir con lo especificado para el proyecto y avalado por el suministrador, de acuerdo con la siguiente normativa:

- NRF-041 Esquemas Normalizados de Protección para Líneas de Transmisión.
- CFE G0000-81 Características Técnicas para Relevadores de Protección.
- LAPEM-05L Listado de Relevadores Aprobados.
- V6700-62 Tableros de Protección, Control y Medición para Subestaciones Eléctricas.
- CFE G0000-62 Esquemas Normalizados para Protección de Transformadores de Potencia.
- CFE-GARHO-89 Registradores de Disturbio.

Las protecciones para la subestación, transformador de potencia, líneas de enlace y equipos auxiliares deben estar montados en tableros de control y protección que cumplan con los requerimientos establecidos en la especificación V6700-62 y los relevadores utilizados deben estar en el listado de relevadores aprobados LAPEM-05L. Para la protección del aerogenerador se deben utilizar relevadores digitales, la alimentación a estos deberá ser redundante y de distintas baterías [17].

Ante la entrada de cada permisionario al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), el suministrador realiza una serie de estudios que evalúan los efectos de su interconexión a la red eléctrica. Para este fin, el permisionario deberá proporcionar al suministrador todos los parámetros y bases de datos que ésta le solicite para la realización satisfactoria de estos estudios:

- Corto Circuito
- Flujos de Potencia
- Análisis de Contingencias

- Estabilidad Transitoria y Dinámica.
- Estabilidad de Tensión
- Calidad de Energía para el Análisis de Armónicos de las Corrientes y Tensiones.
- Coordinación de Protecciones.

En caso de que se utilice otra tecnología y modelos dinámicos adicionales a los definidos, se deberá proporcionar toda la información necesaria para que el suministrador pueda modelar el parque eólico del permisionario, para realizar los estudios y análisis necesarios en la interconexión [17].

## 2.8 Generadores Eólicos

### Generador de Inducción, Rotor de Jaula, Banco de Capacitores y Arrancador

Concepto convencional de las turbinas Danesas usadas en las décadas del 80 y 90. En este sistema el rotor de la turbina eólica se encuentra acoplado al eje del generador a través de una caja de engranajes de relación fija, en la Fig. 2.2. El generador es de inducción con rotor tipo jaula de ardilla. Algunos generadores de inducción usan configuraciones de bobinados de polos ajustables para permitir una operación a distintas velocidades síncronas. En cualquier punto de operación esta configuración tiene que funcionar a velocidad constante. El inconveniente principal de este esquema es el sistema mecánico. El tiempo de respuesta de estos sistemas mecánicos está en el orden de varias decenas de milisegundos. Como consecuencia, cada vez que una ráfaga de viento golpea la turbina, se puede observar a la salida, una rápida y fuerte variación de la potencia generada. La mejora de los circuitos mecánicos lleva a elevados costos de construcción de este tipo de sistemas. Durante la década del 80 se agregaron al concepto básico, un banco de capacitores para compensar potencia reactiva y un arrancador para aquellas turbinas conectadas a redes débiles.

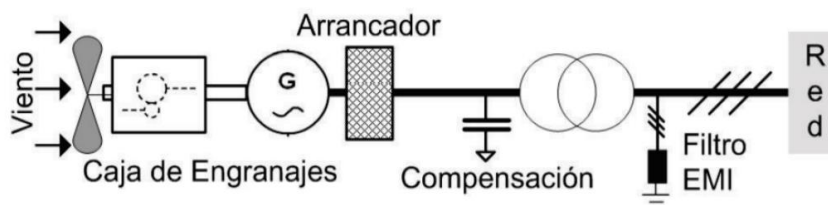


Fig. 2.2 Valores de niveles de armónicos.

### Generador de Inducción, Rotor de Jaula y Convertidor de Frecuencia

En este sistema se emplea un generador de inducción para producir corriente alterna de frecuencia variable, que luego es convertida en corriente alterna de frecuencia fija por medio de un convertidor de potencia conectado en serie con el generador, Fig. 2.3. La ventaja de emplear este convertidor es que permite una variación de la velocidad del generador en función de las variaciones de velocidad del viento. Las desventajas más importantes de este sistema son las siguientes: el convertidor de potencia debe convertir el 100% de la potencia entregada por el

generador, por lo tanto es caro e introduce elevadas pérdidas; los filtros de salida del inversor para evitar interferencia electromagnética, deben también manejar el total de la potencia generada por lo tanto son también caros; la eficiencia del convertidor juega un papel importante en la eficiencia total del conjunto, en todo el rango de operación [20] [21].

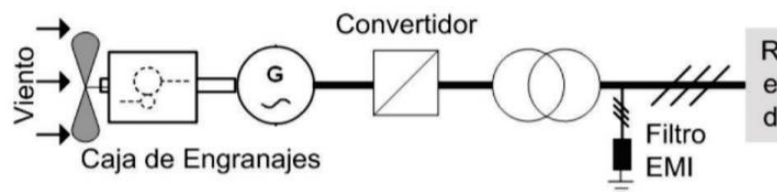


Fig. 2.3 GI con Convertidor de Frecuencia.

### Generador de Inducción, Rotor Bobinado y Deslizamiento Controlado

En la Fig. 2.4 se muestra esta configuración. El deslizamiento del generador de inducción suele ser muy pequeño por cuestiones de eficiencia, por lo que la velocidad de giro varía alrededor de un 3% entre el régimen en vacío y a plena carga. El deslizamiento es función de la resistencia de los devanados del rotor del generador. A mayor resistencia, mayor deslizamiento. Por lo que una de las formas de variar el deslizamiento es variar la resistencia del rotor. Esto suele hacerse mediante un rotor bobinado conectado a resistencias variables externas, además de un sistema de control electrónico para operar las resistencias. La conexión suele hacerse con escobillas y anillos rozantes, lo que introduce partes que se desgastan en el generador, requiriendo de mantenimiento adicional. Para evitar los problemas que introducen los anillos rozantes, las escobillas, y las resistencias externas, se montan las resistencias y el sistema electrónico en el propio rotor. Para comunicarle al rotor el valor de deslizamiento que necesita se usa una comunicación de fibra óptica. La electrónica del rotor cada vez que pasa por la fibra óptica fija, envía la señal de control [12] alrededor del año 1995, se conoce con el nombre de OptiSlip (deslizamiento óptico). Es posible de esta forma controlar el deslizamiento en alrededor de un 10%, por medio del control de la resistencia del rotor lo que permite a su vez controlar la potencia de salida del generador. Se ha descrito un concepto alternativo, usando componentes pasivos en lugar de un convertidor de potencia, logrando también un rango de variación del deslizamiento análogo al anterior [13].

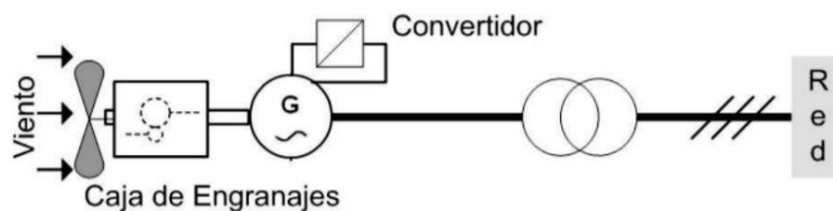


Fig. 2.4 GI Rotor Bobinado.

### Generador de Inducción, Rotor Bobinado y Doble Alimentación

Este sistema consiste en un generador de inducción de rotor bobinado, alimentado por estator y por rotor, conocido como generador de inducción de doble alimentación [20]. Posee un convertidor de cuatro cuadrantes (alternacontinua-alterna), basado en transistores bipolares de puerta aislada (IGBT) conectados a los bobinados del rotor Fig. 2.5. Las ventajas respecto al sistema que utiliza un convertidor de frecuencia son: menor costo del inversor (debe manejar el 25% del total de la potencia), menor costo del filtro de salida del inversor, mejora la eficiencia del sistema y el control del factor de potencia, puede implementarse a bajos costos debido a que el sistema generador-convertidor opera en forma similar a una máquina síncrona. La ventaja respecto al OptiSlip es que puede manejar un mayor rango de velocidad.

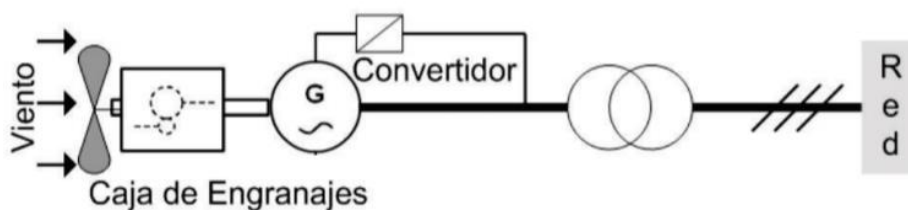


Fig. 2.5 GI con Doble Alimentación.

### Generador de Imán Permanente

Esta configuración utiliza un generador de imán permanente, cuya entrada mecánica es directamente el eje de las palas, es decir que no utiliza caja de engranajes [14]. Los generadores son típicamente de hasta 1 kW. Luego del generador se encuentra un rectificador cuya salida se encarga de cargar baterías. Esta es una configuración clásica utilizada en aplicaciones aisladas en zonas rurales. Una turbina eólica que utiliza este concepto, con potencia realmente importante y de conexión indirecta al sistema de potencia, ha sido desarrollada, la que se conoce con el nombre de Windformer, Fig. 2.6. Se utiliza en turbinas eólicas que se instalan en el mar (offshore), cuya potencia de salida es típicamente de 3 a 5 MW. El diseño básico de esta configuración está caracterizado por bobinados del estator con cables de alta tensión (HV-cable) y con campo magnético permanente en el rotor, acoplamiento directo entre el rotor y la turbina sin caja de engranajes y un sistema de colectores de corriente continua.

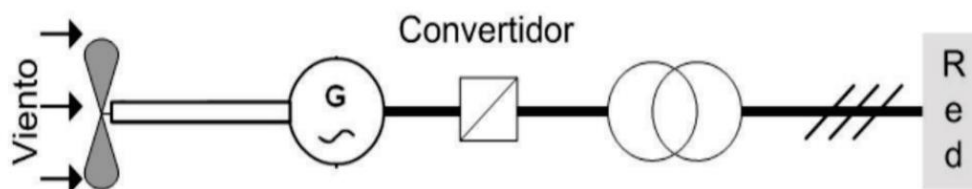


Fig. 2.6 Generador de Imán Permanente.

### Generador Síncrono, Rotor Bobinado Excitado por Convertidor de Potencia

Esta configuración es muy común en generadores eólicos, Fig. 2.7. Básicamente utiliza un generador síncrono donde el bobinado del rotor es excitado con corriente continua a través de un convertidor de potencia. La baja utilización en comparación a la configuración anterior se debe a la necesidad de un circuito de excitación y a la necesidad de contar con anillos rozantes para ingresar a los bobinados del rotor.

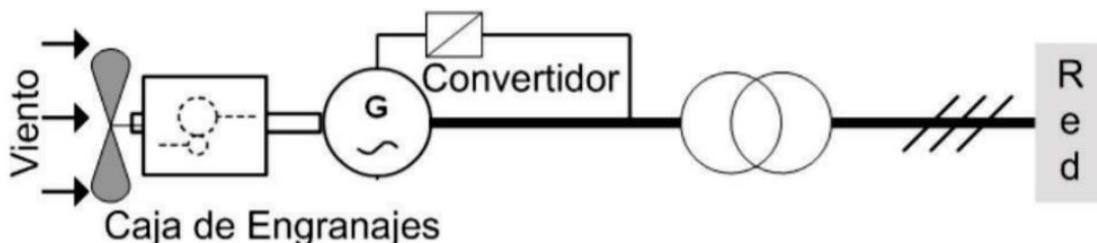


Fig. 2.7 GS Rotor Bobinado y Convertidor.

### Generador Síncrono empleando dos Convertidores de Potencia

Esta configuración utiliza un generador síncrono con rotor bobinado, el cual es excitado con corriente continua rectificada desde el convertidor de potencia, Fig. 2.8. Tiene además un convertidor de potencia de corriente alterna de frecuencia variable, a corriente alterna de frecuencia constante (50 o 60 Hz). Respecto a la configuración anterior, ésta puede generar potencia a distintas velocidades del viento.

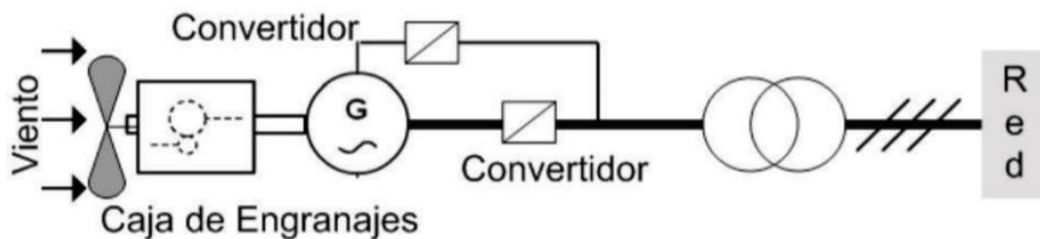


Fig. 2.8 GS, Dos Convertidores de Potencia.

### Generador Síncrono de Múltiples Polos con Rotor Bobinado

Esta configuración es similar a la de un generador síncrono empleando dos convertidores de potencia, solo que no tiene caja de engranajes, y utiliza un generador sincrónico de múltiples polos, Fig. 2.9. Las compañías de turbinas eólicas ENERCON [22] y LAGERWEY [23] construyen sus equipos utilizando esta configuración.

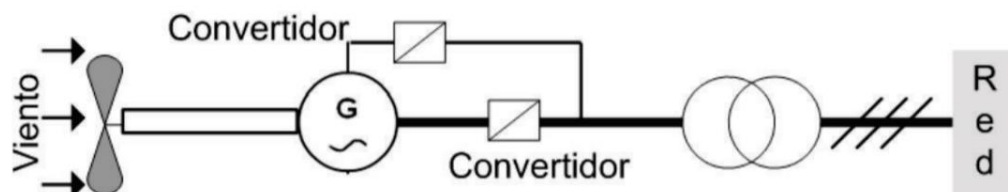


Fig. 2.9 GS de Múltiples Polos, sin Engranajes.

## 2.9 Turbinas de viento

Las turbinas eólicas producen electricidad al usar la energía del viento para mover un generador eléctrico Fig. 2.10. El viento pasa sobre las palas, generando elevación y ejerciendo una fuerza de giro. Las cuchillas giratorias giran un eje dentro de la góndola, que entra en una caja de cambios. La caja de cambios aumenta la velocidad de rotación a la que es apropiado para el generador, que utiliza campos magnéticos para convertir la energía rotacional en energía eléctrica. La potencia de salida va a un transformador, que convierte la electricidad del generador a unos 700 V en el voltaje apropiado para el sistema de recolección de energía, típicamente 33 KV. Una turbina eólica extrae energía cinética del área barrida de las palas Fig. 2.11. La potencia en el flujo del aire viene dada por;

$$P_{aire} = \frac{1}{2} \rho A V^3 \quad (2.1)$$

Donde:

$\rho$  = Densidad del Aire (Aproximadamente  $1.225 \text{ Kg m}^{-3}$ )

$A$  = Área barrida del rotor ( $\text{m}^2$ )

$V$  = Velocidad libre del viento ( $\text{ms}^{-1}$ )

La ecuación (2.1) da la potencia disponible en el viento, la potencia transferida al rotor de la turbina eólica se reduce por el coeficiente de potencia,  $C_p$ :

$$C_p = \frac{P_{turbina\ eólica}}{P_{aire}} \quad (2.2)$$



$$P_{\text{turbina eólica}} = C_p P_{\text{aire}} = C_p \frac{1}{2} \rho A V^3 \quad (2.3)$$

El límite máximo de Betz define un valor máximo de  $C_p$ , que establece que la turbina nunca puede extraer más del 59.3% de la energía de una corriente de aire. En realidad, los rotores de las turbinas eólicas tienen valores de  $C_p$  máximos en el rango del 25 al 45% también es convencional definir una relación punta-velocidad,  $\lambda$ , como;

$$\lambda = \frac{wR}{v} \quad (2.4)$$

Donde:

$w$  = Velocidad de rotación del rotor

$R$  = Radio de la punta del rotor

$v$  = Velocidad libre del viento

La relación punta-velocidad,  $\lambda$ , y el coeficiente de potencia,  $C_p$ , son adimensionales, por lo tanto, puede usarse para describir el rendimiento de cualquier tamaño del rotor de una turbina eólica. El coeficiente de potencia máxima solo se alcanza a relación de velocidad de punta única y para una velocidad de rotación fija de la turbina eólica, esto solo ocurre a una sola velocidad del viento. Por lo tanto, un argumento para operar una turbina a velocidad de rotación variable es que fuese posible operar al máximo  $C_p$  en un rango de velocidades del viento.

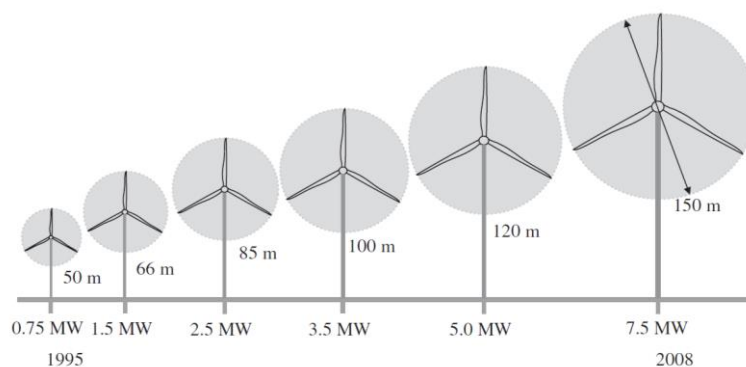


Fig. 2.10 Evolución de las dimensiones de la turbina eólica.

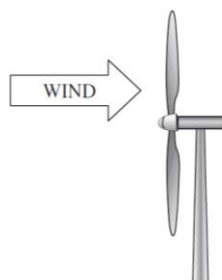


Fig. 2.11 Aerogenerador de eje horizontal.

## 2.10 Arquitectura de las turbinas

Hay una gran cantidad de opciones de arquitectura disponibles para el diseño de una turbina eólica y, a lo largo de los años, la mayoría de estas han sido exploradas (Ackermann, 2005; Heier, 2006). Sin embargo, diseños comerciales de electricidad en la generación han convertido el eje horizontal en turbinas de viento de tres palas, las máquinas más grandes tienden a operar a velocidad variable, mientras que las más pequeñas, las turbinas más simples son de velocidad fija.

Las turbinas eólicas modernas generadoras de electricidad ahora usan el viento de tres palas en los rotores, aunque de dos palas, e incluso de una pala, se usaron anteriormente en turbinas comerciales. Reducir el número de palas significa que el rotor tiene que operar a una velocidad de rotación más alta para extraer la energía eólica pasando por el disco del rotor, aunque una alta velocidad del rotor es atractiva esta reduce la relación de caja de cambios requerida, una alta velocidad de punta de la cuchilla conduce a un aumento del ruido aerodinámico y aumento de las pérdidas por arrastre de la cuchilla. Más importante, los rotores de tres palas son visualmente más agradables que otros diseños por lo que ahora se usan siempre en grandes turbinas generadoras de electricidad [4].

## 2.11 Aerogenerador de velocidad fija

Las turbinas eólicas de velocidad fija son dispositivos eléctricos bastante simples que consisten de un rotor aerodinámico que conduce un eje de baja velocidad, una caja de cambios, una velocidad alta y un generador de inducción (a veces conocido como asíncrono). Desde el punto de vista del sistema eléctrico, tal vez se le considere como ventilador con accionamientos de par aplicado al eje de baja velocidad por el flujo del viento. La Fig. 2.12 muestra una turbina eólica de velocidad fija (Holdsworth 2003). La cual consiste en un generador de inducción acoplado al sistema de potencia a través de un transformador de turbina.

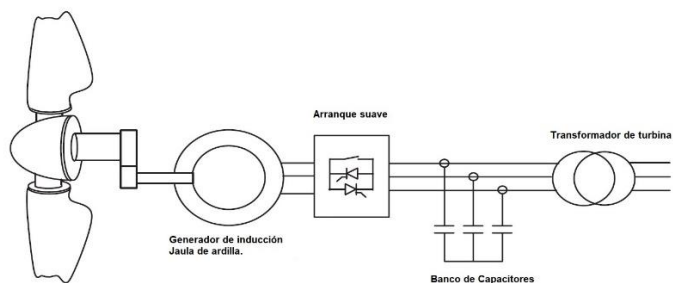


Fig. 2.12 Turbina eólica de velocidad fija.

El deslizamiento operativo del generador cambia ligeramente a medida que la potencia operativa cambia y, por lo tanto, la velocidad de rotación no es del todo constante. Sin embargo, debido a que la variación del deslizamiento operativo es generalmente menor al 1%, a este tipo de generación de viento se denomina normalmente velocidad fija.

El generador de inducción de tipo jaula de ardilla consume energía reactiva y, por lo tanto, es convencional para proporcionar condensadores de corrección del factor de potencia en cada turbina eólica. La función de la unidad de arranque suave es construir el flujo magnético lentamente y así minimizar las corrientes transitorias durante la energización del generador. También, aplicando el voltaje de red lentamente al generador, una vez energizado, lleva el tren de transmisión lentamente a su velocidad de rotación operativa.

### 2.11.1 Generador de inducción jaula de ardilla directamente acoplado

El generador de inducción jaula de ardilla (SQIG) conectado directamente a la red es una configuración muy confiable debido a la construcción robusta de la máquina de inducción con rotor jaula de ardilla y la simplicidad de la electrónica de potencia. La Fig. 2.13 muestra la conexión del aerogenerador de inducción conectado a la red eléctrica

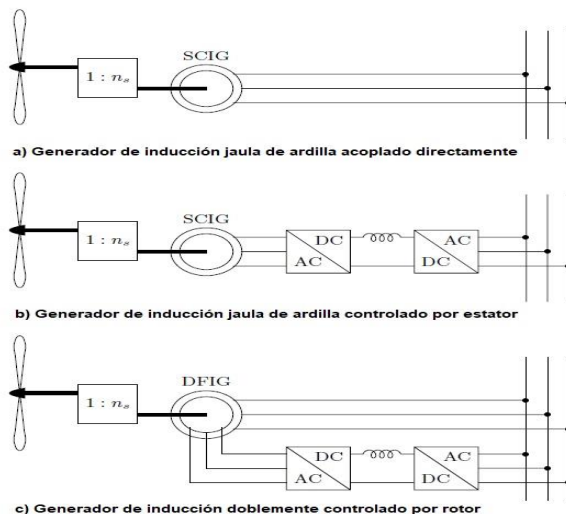


Fig. 2.13 Diferentes conexiones del generador de inducción a la red.



En el esquema, el voltaje y la frecuencia en terminales del generador son impuestos por la cuadrícula. El par de estado estacionario de velocidad o característica de par viene dado por:

$$T_g = \frac{3 U_s^2}{2 w_s} \frac{R_r / s}{\left(R_r / s\right)^2 + \left(\omega_s L l r\right)^2} \quad (2.5)$$

Donde  $w_s = 2\pi f_s$  es la frecuencia de la línea angular,  $R_r$  y  $L l r$  son la resistencia y la inductancia de fuga de los devanados del rotor, respectivamente, y  $s$  es el generador de deslizamiento definido como:

$$s = \frac{\Omega_s - \Omega_g}{\Omega_s} \quad (2.6)$$

Usando  $\Omega_s$  para denotar la velocidad síncrona referida al lado de baja velocidad del tren motriz, se tiene en cuenta que la velocidad síncrona es impuesta por la línea de frecuencia. De hecho, teniendo,  $\Omega_s = \left(\frac{P}{2}\right)\left(\frac{w_s}{n_s}\right)$  con  $P$  siendo el número de polos de la maquina y  $n_s$  la relación de transmisión. Corrigiendo,  $U_s$  y  $f_s$  se determina que no hay control activo en el generador.

Las características de torque del SCIG estándar se muestra en la Fig. 2.14 la maquina funciona como generador en modo super-síncrono y como motor a velocidades sub-síncronas. En ambos casos, el deslizamiento también representa la fracción de la potencia mecánica que es disipada por el rotor. Por lo tanto, un deslizamiento implica baja eficiencia, en consecuencia, el trabajo del SCIG en funcionamiento normal con muy bajo deslizamiento, alrededor del 2% la característica de par no lineal se puede aproximar linealmente por:

$$T_g = B_g (\Omega_g - \Omega_s) \quad (2.7)$$

Donde  $B_g$  es la pendiente de la curva  $\Omega_s$ .

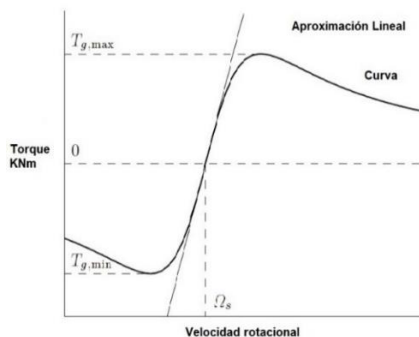


Fig. 2.14 Par característico del generador de inducción.



Como se puede observar, la velocidad del generador  $\Omega_g$  en funcionamiento normal bloquea la frecuencia de línea. Por esta razón, el WECS tiene a la maquina eléctrica directamente conectada a la red de CA, a esto se le denomina aerogenerador de velocidad fija. Aunque es muy simple y confiable, esta configuración no permite control de la captura de energía. Además, la conexión a la red de CA proporciona una amortiguación en la vibración del tren de transmisión.

### 2.11.2 Generador de inducción jaula de ardilla controlado por estator

Cada vez más, los avances en electrónica de potencia hacen posible que los convertidores estáticos manejen grandes cantidades de energía a precios razonables. Los convertidores electrónicos modernos son realmente útiles para mejorar la calidad de la energía eólica. Adicionalmente, se pueden controlar para maximizar la captura de energía por debajo de la potencia nominal y para proporcionar amortiguación en los modos de vibración del tren de transmisión. Por estas razones, las turbinas eólicas modernas generalmente están equipadas con convertidores electrónicos que procesan todo o parte de la energía suministrada.

La más simple configuración de velocidad variable, que tiene el SCIG, un convertidor de frecuencia se interpone entre el generador y la red de CA. Por lo tanto, el WECS está completamente desacoplado de la frecuencia de la red. En este esquema, la frecuencia del convertidor debe manejar toda la energía suministrada. En la práctica, el convertidor tiene una capacidad nominal de hasta el 120% de la potencia nominal del generador.

El convertidor de frecuencia consta de dos convertidores independientes conectados a un bus DC común. El convertidor del lado de la red transforma la CA trifásica a un voltaje de red en un voltaje de CC. Además, el convertidor puede ser potencialmente controlado para producir o consumir potencia reactiva siempre que la potencia aparente no excede la clasificación del convertidor. Por lo tanto, cuanto mayor es el poder activo, menor es la capacidad del convertidor para manejar la potencia reactiva. El convertidor del lado del estator proporciona una fuente de frecuencia de voltaje trifásico  $f_s$  y voltaje  $V_s$  desacoplados de la red de CA, convencionalmente el convertidor se controla mediante la denominada técnica de control  $\frac{V_s}{f_s}$  esto se refiere a la velocidad síncrona que puede variar en un amplio rango mientras que el flujo magnético de la maquina se mantiene más o menos constante.

### 2.12 Aerogenerador de velocidad variable

A medida que el tamaño de las turbinas eólicas se ha hecho más grande, la tecnología ha cambiado de velocidad fija a velocidad variable. Los impulsores de estos desarrollos son principalmente la capacidad de cumplir con los requisitos de conexión del Código de Red y la reducción de las cargas mecánicas logradas con la operación de velocidad variable. Actualmente, las configuraciones de turbina eólica de velocidad variable más comunes son:

- Turbina eólica con generador de inducción doblemente alimentado (DFIG)

- Turbina eólica de convertidor con clasificación completa (FRC) basada en un generador de inducción.

### 2.12.1 Turbina de viento con generador de inducción doblemente alimentado (DFIG)

En la Fig. 2.15 se muestra la configuración típica de una turbina eólica DFIG. Utiliza un generador de inducción de rotor bobinado con anillos deslizantes para tomar corriente dentro o fuera del devanado del rotor y la operación de velocidad variable se obtiene inyectando un voltaje controlable en el rotor a frecuencia de deslizamiento (Müller, 2002; Holdsworth, 2003).

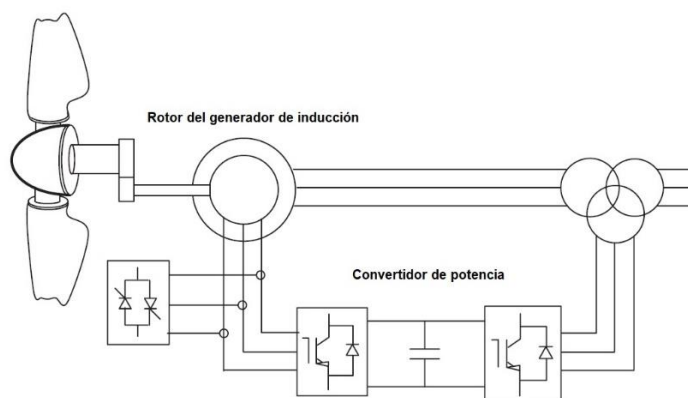


Fig. 2.15 Configuración típica de una turbina eólica DFIG.

El devanado del rotor se alimenta a través de un convertidor de potencia de frecuencia variable, típicamente basado en dos convertidores de fuente de voltaje (VSC) basados en IGBT de CA/CC, unidos por un bus de CC. El convertidor de potencia desacopla la frecuencia eléctrica de la red de la frecuencia mecánica del rotor, que permite la operación de velocidad variable del viento en la turbina. El generador y los convertidores están protegidos por límites de voltaje y una "palanca" de sobrecorriente.

Un sistema DFIG puede suministrar energía a la red a través del estator y el rotor, mientras que el rotor también puede absorber potencia. Esto depende de la velocidad de rotación del generador si el generador funciona por encima de la velocidad síncrona, la potencia será entregada desde el rotor a través de los convertidores a la red, y si el generador funciona por debajo de la velocidad síncrona, el rotor absorberá energía de la red a través de los convertidores [11].

Las turbinas con DFIG son generalmente más complejas y caras que las que contienen un generador de jaula de ardilla o incluso que las de control por resistencia rotórica, presentan ciertas ventajas:

- Es posible un control independiente de las potencias activa y reactiva.
- Mejora la calidad de la potencia entregada a la red. Es más estable, sin grandes fluctuaciones.



- Disponemos de un incremento del rango de velocidades en el eje del generador (alta velocidad) de hasta un  $\pm 30\%$  de la velocidad de sincronismo para la cual la generación puede tener lugar con mínimas pérdidas en el devanado rotórico (también conocidas en inglés con el nombre de slip losses).
- Se maximiza la extracción de energía eólica (se minimizan las pérdidas aerodinámicas).
- Mejora de la actuación ante la aparición de una falla.
- Pueden ser controladas para reducir el estrés mecánico.

Los DFIGs tienen algunas ventajas frente a los generadores “full-converter”, estos tienen el convertidor “back-to-back” conectado al estátor, lo que significa que deben de tener la misma potencia nominal que la máquina eléctrica, ya que todo el flujo de potencia atravesará el convertidor, todo esto implica un aumento considerable en inversión respecto a un DFIG.

Otro tipo de DFIG es el conocido como “Brushless Doubly Fed Induction Generator”, que está formado por dos devanados trifásicos adyacentes en el estátor, los cuales disponen de un número diferente de pares en los polos. Debido a esta diferencia, se produce un fenómeno de inducción magnética de baja frecuencia por encima del rango de velocidades. Uno de los devanados estatóricos (devanado de potencia) está conectado directamente a la red, mientras que el otro (devanado de control) es alimentado a través de un variador de frecuencia. La velocidad del eje es ajustada variando la frecuencia del devanado de control. Como toda máquina doblemente alimentada, la potencia nominal del convertidor necesitará ser, tan sólo, una fracción no muy alta de la potencia nominal de la máquina. Además, presenta la clara ventaja de no llevar escobillas, lo que reduce la necesidad de mantenimiento por el desgaste que se produce en las mismas [24].

El generador de inducción doblemente alimentado sin escobillas no es del todo eficiente y el conjunto de los dos devanados estatóricos es físicamente más largo que en otras máquinas eléctricas de potencia similar. Además, se necesita un diseño especial del rotor que intente focalizar la mayor parte del campo magnético mutuo hacia una ruta indirecta que atravesase el entrehierro y fluya a través del rotor para que se produzca un acoplamiento inductivo entre los dos devanados adyacentes. Como consecuencia, éstos están independientemente excitados y participan activamente en el proceso de conversión de energía electromecánica, como ocurre con el resto de máquinas eléctricas doblemente excitadas. Dependiendo del tipo de diseño del rotor la máquina puede ser de inducción o de reluctancia conmutada. El rango de velocidades será siempre menor que 1800 r.p.m. a 60 Hz y 1500 r.p.m. a 50 Hz, porque el número de pares de polos efectivo es igual a la media del número de pares de polos (distintos) de los dos devanados del estátor. Este tipo de máquinas incorporan un pobre diseño electromagnético que compromete el tamaño, costo y eficiencia eléctrica del generador por querer evitar un conjunto formado por escobillas y anillos rozantes

La máquina de inducción doblemente alimentada con anillos rozantes, tiene un comportamiento electrodinámico a la frecuencia fundamental. Éste determina los valores deseados de la potencia activa y reactiva. El comportamiento eléctrico del generador y del convertidor en los DFIG es en



gran parte como el de una fuente de tensión con intensidad regulada, por lo que podría ser simplificado en el modelado del sistema, el principio de las máquinas eléctricas rotatorias respecto a la frecuencia angular de los campos magnéticos entre los devanados del rotor y estátor, debe satisfacerse con la siguiente ecuación [25]:

$$W_s = W_m + W_r \quad (2.8)$$

Donde  $W_m$  corresponde a la velocidad mecánica del rotor,  $W_s = \frac{2\pi f}{p}$  a la velocidad de sincronismo o velocidad del campo magnético del estátor, y  $W_r = \frac{2\pi f_r}{p}$  a la velocidad del campo magnético rotórico (respecto al propio rotor).

La velocidad del rotor de la maquina se puede expresar como:

$$W_m = \frac{2\pi(f - f_r)}{p} \quad (2.9)$$

La ecuación 2.9 muestra que es posible controlar la velocidad de giro del rotor del generador, variando la frecuencia de la corriente que alimenta sus devanados, trabajo que realiza el convertidor como el deslizamiento viene dado por:

$$s = \frac{W_s - W_m}{W_s} = \frac{W_r}{W_s} = \frac{f_r}{f} \Rightarrow s \cdot f \quad (2.10)$$

La velocidad mecánica puede expresarse por la siguiente ecuación:

$$W_m = \frac{2\pi f}{p} (1 - s) \quad (2.11)$$

Este diseño del DFIG puede funcionar como generador en distintos puntos de operación a diferencia de la máquina asíncrona (por ejemplo, de jaula de ardilla, sin conexión en el rotor) funciona como motor o generador dependiendo de si la velocidad del rotor es inferior o superior a la velocidad del campo magnético del estátor, respectivamente. Si la velocidad del rotor supera a la de sincronismo, la polaridad de las tensiones inducidas en el rotor cambia el sentido de la fuerza por consiguiente el par resultante es opuesto a la dirección del movimiento. Sin embargo, en el generador de inducción doblemente alimentado podemos diferenciar dos zonas de operación, tanto si trabaja a una velocidad superior como inferior a la de sincronismo [26].

### 2.12.2 Turbina eólica de convertidor totalmente clasificado (FRC)

La configuración típica de una turbina eólica de convertidor totalmente clasificada se muestra en la Fig. 2.16. Este tipo de turbina puede incluir o no una caja de cambios y se puede emplear una amplia gama de tipos de generadores eléctricos, por ejemplo, de inducción, rotor bobinado, síncrono o de imanes permanentes. Como toda la potencia de la turbina pasa por los convertidores de potencia, la dinámica del funcionamiento del generador eléctrico está aislado de la red eléctrica (Akhmatov, 2003; Heider, 2006). La frecuencia eléctrica del generador puede variar a medida que cambia la velocidad del viento, mientras que la frecuencia de la red permanece sin cambios, permitiendo así la operación de velocidad variable de la turbina eólica.

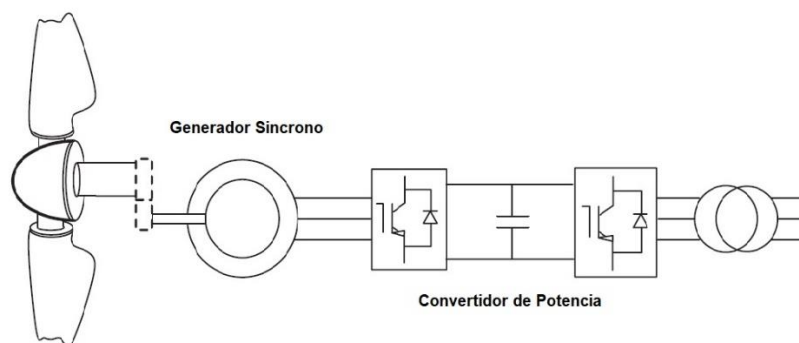


Fig. 2.16 Configuración típica de una turbina eólica conectada al convertidor totalmente clasificada.

Los convertidores de potencia se pueden organizar de varias maneras, mientras que el convertidor del lado del generador (GSC) puede ser un rectificador de diodos PWM o un voltaje convertido de origen (VSC), el convertidor del lado de la red (NSC) es típicamente un PWM. La estrategia para controlar el funcionamiento del generador y el flujo de energía a la red depende mucho del tipo de energía o arreglo empleado. El convertidor del lado de la red se puede organizar para mantener constante el voltaje del bus de CC con el par aplicado al generador controlado desde el convertidor del lado del generador. Alternativamente, la filosofía de control se puede revertir. La potencia activa se transmite a través de los convertidores con muy poca energía almacenada en el condensador de enlace de CC. De ahí el par aplicado al generador puede ser controlado por el convertidor del lado de la red cada convertidor puede generar o absorber potencia reactiva de forma independiente.



## 2.13 Generadores eólicos comparados con plantas de energía convencionales

Existen diferencias significativas entre la energía eólica y la síncrona convencional generación central (Slootweg, 2003):

- Las turbinas eólicas emplean diferentes sistemas de generación, a menudo basados en convertidores. En comparación con los utilizados en plantas de energía convencionales.
- El motor principal de las turbinas eólicas, el viento, no es controlable y fluctúa estocásticamente.
- El tamaño típico de las turbinas eólicas individuales es más pequeño que el de un Generador síncrono de utilidad convencional.

La generación eólica interactúa de manera diferente con la red esta puede tener impactos locales en todo el sistema de operación de la energía. Se producen impactos locales en las proximidades eléctricas de una turbina eólica o parque eólico, esto se puede atribuir a una turbina o granja específica. Los impactos en todo el sistema, por otro lado, afectan el comportamiento del sistema en su conjunto esto es una consecuencia inherente de la utilización del viento como energía (UCTE, 2004).

### 2.13.1 Impactos locales

La energía eólica tiene un impacto en los siguientes aspectos del sistema:

- Flujos de potencia en el circuito y voltajes de la barra.
- Esquemas de protección y corrientes de falla.
- Calidad de la energía (Distorsión armónica y flicker).

Los primeros dos temas siempre se investigan al conectar cualquier generador nuevo y no son específicos de la energía eólica. La distorsión de voltaje armónico es de interés particular cuando se emplean convertidores electrónicos de potencia, para interconectar unidades de generación de viento a la red, mientras que el flicker de voltaje es más significativo en turbinas eólicas de velocidad fija con circuitos de distribución débiles.

### 2.13.2 Flujos de potencia en el circuito y voltajes de la barra.

La forma en que las turbinas eólicas afectan localmente el circuito activo y reactivo en los flujos de energía y los voltajes de la barra de distribución dependen de la velocidad que se utiliza en las turbinas de velocidad variable. La condición de funcionamiento de un generador de inducción con rotor jaula de ardilla, utilizado en turbinas de velocidad fija, está referenciado a la potencia de entrada y el voltaje en terminales del generador. Este tipo de generador no puede controlar los voltajes de la barra de distribución por sí mismo controlando la potencia reactiva con la red. Con un equipo adicional de compensación de potencia reactiva, frecuencia y condensadores fijos conectados en derivación que normalmente se montan en aerogeneradores de velocidad variable las turbinas tienen, en principio, la capacidad de variar la potencia reactiva que intercambian con la red para afectar su voltaje en terminales. En la práctica, esto depende en gran medida de los controladores y convertidores electrónicos de potencia.



### 2.13.3 Esquemas de protección y corrientes de falla

La contribución de las turbinas eólicas a la corriente de falla de la red también depende de la tecnología del generador empleado. Las turbinas de velocidad fija, conectadas directamente contribuyen a las corrientes de falla de la red. Sin embargo, como usan generadores de inducción, solo contribuyen con sub-transitorios. La corriente de falla (que dura menos de, 200 ms) para fallas trifásicas balanceadas puede suministrar corriente de falla sostenida a fallas no balanceadas. Teniendo en secuencias de protección de disparo (sobre / bajo voltaje, sobre / bajo frecuencia y pérdida de red) para detectar cuando la protección contra sobrecorriente se ha aislado de la red a la que están conectados.

Las turbinas eólicas DFIG de velocidad variable también contribuyen a las corrientes de falla de la red con el sistema de control de los convertidores electrónicos de potencia detectando la falla muy rápidamente. Debido a la sensibilidad de la electrónica de potencia a sobrecorrientes, este tipo de aerogenerador puede desconectarse rápidamente de la red y la palanca activada para cortocircuitar los devanados del rotor enrollado del generador de inducción, a menos que se tomen precauciones especiales para garantizar el Código de red en su conformidad.

Las turbinas eólicas conectadas al convertidor totalmente clasificadas generalmente no contribuyen significativamente a la corriente de falla de red porque el convertidor del lado de la red es no dimensionado para suministrar sobrecorrientes sostenidas. Este tipo de turbina eólica se puede también desconectar rápidamente en caso de falla, si los códigos de red no requieren una capacidad de falla en la conducción.

El comportamiento de las turbinas eólicas conectadas al convertidor de potencia durante la red, las fallas dependen del diseño de los convertidores de potencia y la configuración de sus sistemas de control. Todavía no hay estándares internacionales acordados para el rendimiento de contribución de falla requerido de los generadores conectados al convertidor o cómo se deben representar dichos generadores en estabilidad transitoria y programas de simulación de falla. Un enfoque de diseño conservador es asumir que tales generadores contribuyen con la corriente de falla cuando clasifican un parque y una planta, pero no depende de las corrientes de falla para la operación de la protección.

### 2.14 Calidad de la energía

Se pueden considerar dos efectos locales de la energía eólica en la calidad de la energía, en el voltaje, distorsión armónica y parpadeo (flicker). La distorsión armónica se asocia principalmente con aerogeneradores de velocidad variable porque contienen convertidores electrónicos de potencia, que son una fuente importante de corrientes armónicas de alta frecuencia. Es cada vez más preocupante en grandes parques eólicos marinos, donde las muy extensas redes de cable pueden conducir a resonancias armónicas y altas corrientes armónicas causadas por voltajes armónicos existentes en el sistema de alimentación.



En aerogeneradores de velocidad fija, las fluctuaciones del viento se traducen directamente en fluctuaciones de potencia de salida porque no hay un buffer de energía entre la entrada mecánica y salida eléctrica. Dependiendo de la fuerza de la conexión a la red, las fluctuaciones de potencia pueden resultar en voltaje con fluctuaciones, que pueden causar fluctuaciones no deseadas (flicker). Este problema se conoce como "parpadeo". En general, con el parpadeo no ocurren problemas en las turbinas de velocidad variable, porque en estas turbinas las fluctuaciones de la velocidad del viento no se traducen directamente en fluctuaciones de potencia de salida.

Además de los impactos locales, la energía eólica también tiene una serie de impactos que afectan lo siguiente (Slootweg, 2003; UCTE, 2004):

- Dinámica del sistema de potencia y estabilidad.
- Potencia reactiva y soporte de voltaje.
- Soporte de frecuencia.

### **2.14.1 Dinámica del sistema de potencia y estabilidad.**

Los generadores de inducción jaula de ardilla utilizados en turbinas de velocidad fija pueden causar colapso de voltaje cuando la velocidad del rotor esta fuera de control, durante una falla (y la red consecuente presente una depresión de voltaje), esta se acelera debido al desequilibrio entre la energía mecánica del viento y la energía eléctrica que se suministra a la red. Cuando se libera la falla, esta absorbe potencia reactiva, deprimiendo el voltaje de la red. Si el voltaje no se recupera lo suficientemente rápido, las turbinas eólicas continúan acelerándose y consumiendo grandes cantidades de potencia reactiva. Esto eventualmente conduce a la inestabilidad del voltaje y la velocidad del rotor. A diferencia de los generadores síncronos, cuyos excitadores aumentan la potencia reactiva durante las tensiones de la red, por lo tanto, se admite la recuperación de la tensión después de la falla, los generadores de inducción jaula de ardilla tienden a impedir la recuperación de voltaje.

Los aerogeneradores de velocidad variable y la electrónica de potencia, causan depresiones de voltaje en la red teniendo consecuencias en la estabilidad del sistema. Si el nivel de penetración de las turbinas eólicas de velocidad variable en el sistema es alto y se desconectan relativamente provocara una caída de voltaje en un área determinada ocasionando un gran déficit generacional. Esta caída de voltaje podrá ser causada, por una falla en la red de transmisión, para evitar esto las empresas de la red y los operadores del sistema de transmisión requieren que las turbinas eólicas tengan una falla en la capacidad de conducción y sean capaces de soportar caídas de voltaje de ciertas magnitudes y duraciones. Esto evita la desconexión de una gran cantidad de energía eólica en caso de una falla en la red.



### **2.14.2 Potencia reactiva y soporte de voltaje**

El voltaje en una red de transmisión está determinado principalmente por la potencia reactiva cuando esta fluye con la inductancia reactiva de la red. Los generadores de inducción de velocidad fija absorben la potencia reactiva para mantener su magnetismo en el campo y no tienen control directo sobre su flujo de potencia reactiva. Por lo tanto, en el caso de generadores de inducción de velocidad fija, la única forma de soportar el voltaje de la red es reducir la potencia reactiva extraída de la red mediante el uso de compensadores en derivación.

Las turbinas eólicas de velocidad variable tienen la capacidad de controlar la potencia reactiva y pueden soportar el voltaje de la red a la que están conectados. El control de las turbinas eólicas puede no ser capaz de controlar el voltaje en el punto de conexión, especialmente por el viento en la red es predominantemente capacitiva. En muchas ocasiones, la potencia reactiva y el control de voltaje en el punto de la conexión del parque eólico se logra mediante el uso de compensación de potencia reactiva equipos tales como compensadores estáticos de VAR's (SVC) o compensadores estáticos síncronos (STATCOM).

### **2.15 Electrónica de potencia para el viento en las Turbinas**

Los sistemas electrónicos de potencia se utilizan con frecuencia, para la conversión de energía eléctrica, en un parque eólico. Dentro de las turbinas eólicas, los generadores y convertidores electrónicos de potencia se utilizan para controlar el estado estacionario y la energía dinámica activa y reactiva cuando fluye hacia y desde el generador eléctrico Fig. 2.17 a).

Las turbinas eólicas de velocidad variable desacoplan la velocidad de rotación de la frecuencia de la red a través de una interfaz de electrónica de potencia. La operación de velocidad variable puede ser lograda mediante el uso de cualquier combinación adecuada del generador, síncrono o asíncrono, y una interfaz en la electrónica de potencia. Hacen que la velocidad variable de uso común en las configuraciones con la turbina eólica del convertidor totalmente clasificado, puedan usar generadores síncronos o asíncronos, y la inducción doblemente alimentada del generador eólico (DFIG). En aerogeneradores FRC, la potencia electrónica de la interfaz está conectada al estator del generador. En aerogeneradores (DFIG), la interfaz electrónica de potencia está conectada entre el estator y el rotor esta permite el funcionamiento a velocidad variable de la turbina eólica mediante la inyección de una variable de voltaje en el rotor a frecuencia de deslizamiento.

En muchos casos, las redes eléctricas a las que están conectados los parques eólicos son "débiles", con altas impedancias en la fuente. La producción de un parque eólico cambia constantemente con condiciones de viento, por lo tanto, causa variaciones en el voltaje en el punto de conexión, esto puede compensarse mediante el control adecuado de los convertidores electrónicos de potencia de los aerogeneradores, dentro de la clasificación y capacidad operativa del generador de turbina eólica y los convertidores. Además, un compensador electrónico de potencia reactiva de potencia, como un estático se puede conectar a un compensador de VAR's (SVC) o un



compensador estático (STATCOM) al punto de conexión del parque eólico con la red para suministrar energía reactiva localmente y así mejorar el perfil de voltaje en ese punto Fig. 2.17 b). Un compensador de potencia reactiva también se puede utilizar para mejorar la estabilidad de la red a la que está conectado el parque eólico. El control de voltaje efectivo a través de la compensación de potencia reactiva facilita la conexión de los aerogeneradores de gran tamaño a redes "débiles". Para grandes parques eólicos, la electrónica de potencia de corriente continua de alto voltaje (HVDC), los convertidores pueden emplearse para controlar la transferencia de potencia activa a través de un enlace de CC con control independiente de la potencia reactiva tanto en el parque eólico como en la red, como se Fig. 2.17 c).

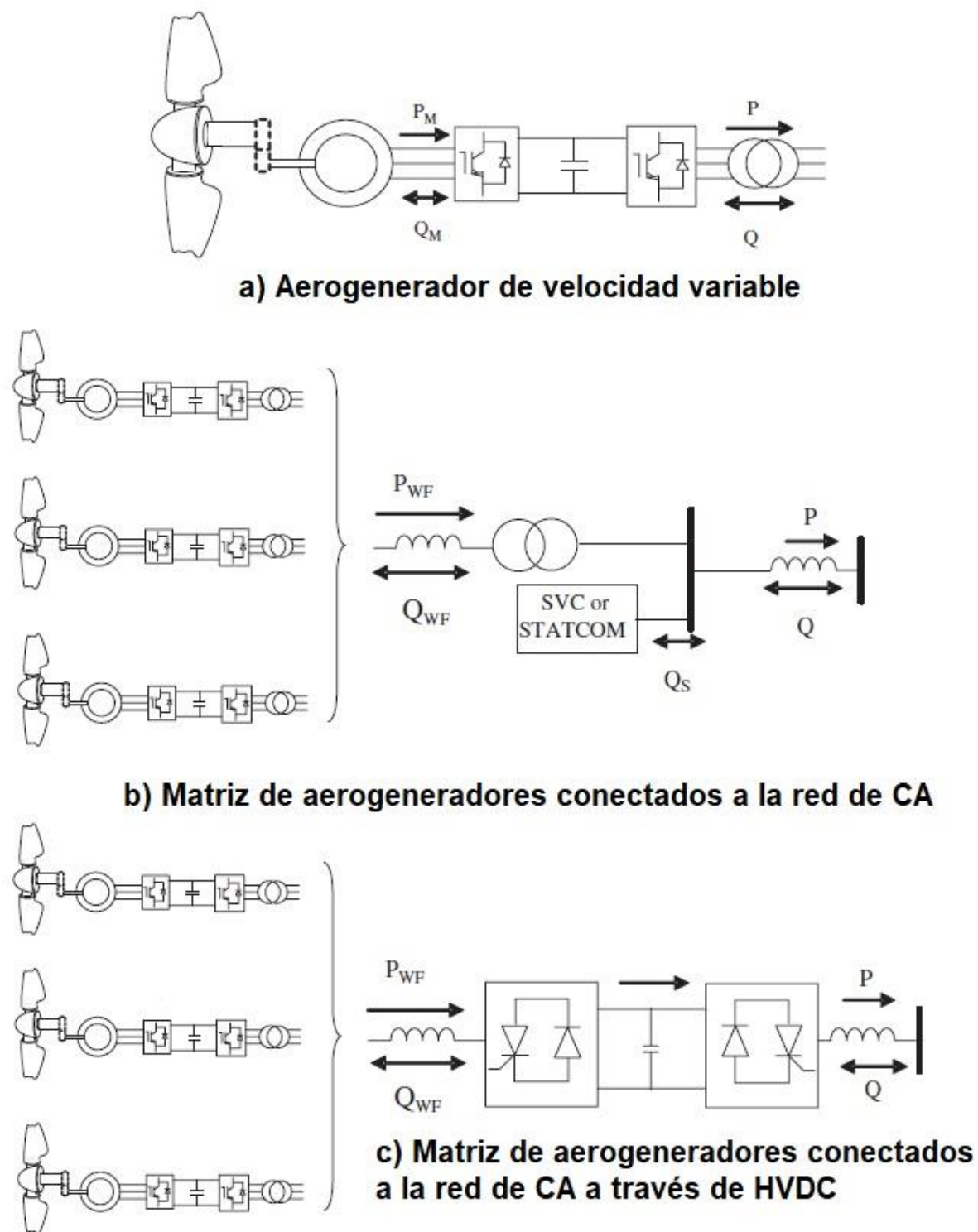


Fig. 2.17 Tecnologías electrónicas de potencia para parques eólicos: flujos de potencia activa y reactiva.

### 2.15.1 Operación de onda cuadrada

Esta técnica, conduce cada interruptor durante casi  $180^\circ$ . Existen seis patrones para una salida de ciclo y la velocidad de secuenciación de estos patrones especifica la frecuencia de salida del puente, los seis patrones de conmutación de conducción durante los seis intervalos distintos se muestran en la Fig. 2.18.

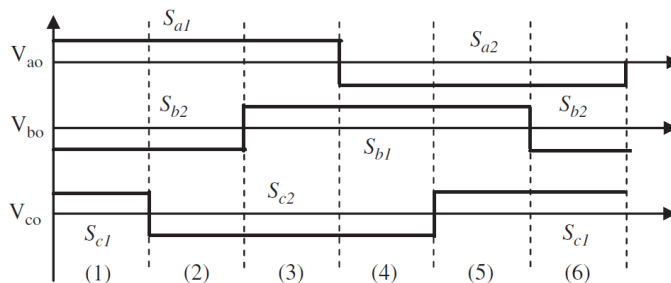


Fig. 2.18 Salida trifásica para la modulación de la frecuencia.

Con la conmutación de la frecuencia fundamental, las pérdidas de conmutación son bajas (las pérdidas de conmutación son proporcionales a la frecuencia de conmutación), pero el contenido armónico de las formas de onda de salida es relativamente alto. El voltaje de salida contiene armónicos del orden  $(6k \pm 1)$ , donde  $k$  es un número entero.

### 2.15.2 PWM basado en una onda portadora (CB-PWM)

Este es el PWM clásico donde una señal de voltaje de referencia,  $V_{ref}$ , varía sinusoidalmente, esta se compara con una forma de onda portadora triangular de frecuencia fija,  $V_{tri}$ , para crear un patrón de cambio. Si el circuito monofásico de dos niveles se considera con las formas de onda que se muestran en la Fig. 2.19, está encendido cuando  $V_{ref} > V_{tri}$  pero se encuentra activado cuando  $V_{ref} < V_{tri}$ .

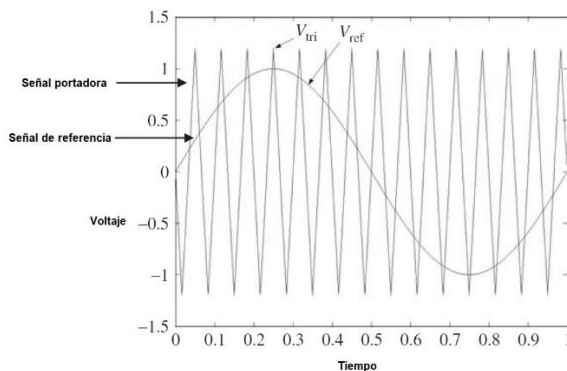


Fig. 2.19 Voltaje de referencia y onda portadora.



La relación de modulación de la amplitud,  $m_a$ , se define como la relación de la señal portadora:

$$m_a = \frac{\hat{v}_{ref}}{\hat{v}_{tri}} \quad (2.12)$$

donde " ^ " representa los valores máximos.

La relación de modulación de frecuencia,  $m_f$ , se define como la relación de la señal portadora de frecuencia,  $f_{tri}$ , a la frecuencia de la señal de referencia,  $f_{ref}$ :

$$m_f = \frac{f_{tri}}{f_{ref}} \quad (2.13)$$

Se puede estimar a partir de las formas de onda que  $m_a = 0.8$  y  $m_f = 15$ .

El patrón de conmutación PWM y el espectro de Fourier de esta forma de onda de salida se muestran en la Fig. 2.20.

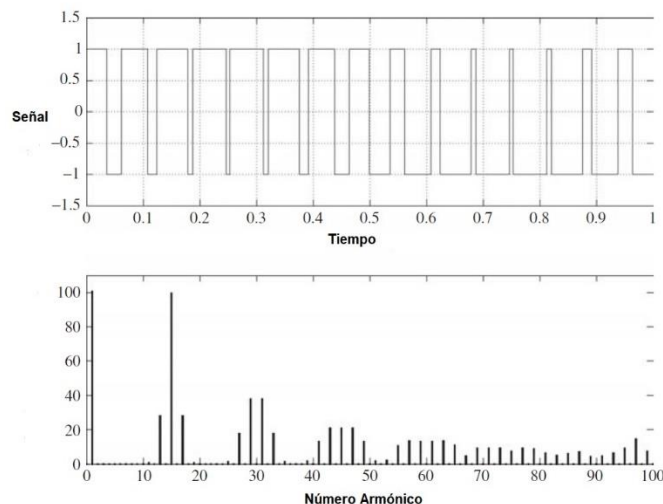


Fig. 2.20 Forma de onda PWM de salida de un VSC.

Esta estrategia de conmutación PWM proporciona buenos resultados en términos de distorsión armónica, posiblemente eliminando el requisito de filtrado armónico pasivo pero las pérdidas de conmutación aumentan con la modulación de onda cuadrada.

### 2.15.3 Función de modulación trapezoidal

La señal de referencia es una función trapezoidal como se muestra en la Fig. 2.21, esta aumenta la relación de la componente fundamental de la tensión de fase máxima a la tensión de alimentación de CC. Esto reduce las clasificaciones requeridas para el convertidor y disminuye las pérdidas por encendido de los elementos convertidores. Sin embargo, se incrementa el contenido armónico de orden inferior de la forma de onda en la salida (Holtz, 1992; Taniguchi, 1994).

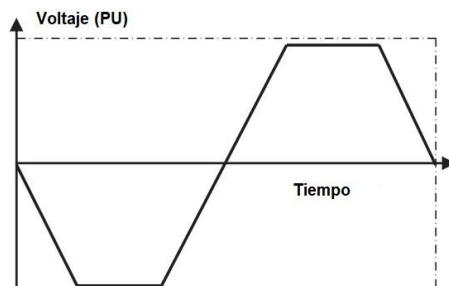


Fig. 2.21 Función de modulación trapezoidal.

La tercera función de modulación armónica puede agregar un tercer armónico a la referencia de onda sinusoidal para aumentar el voltaje de frecuencia fundamental en la salida, para permitir un aumento de  $m_a$  (Mohan, 1995; Holtz, 1992).

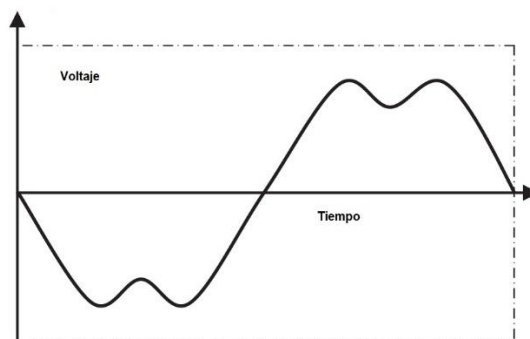


Fig. 2.22 Función de modulación armónica.

En los métodos CB-PWM, una señal de referencia,  $V_{ref}$ , cuya forma de onda es necesaria para ser reproducido en la forma de onda de la salida, se impone una señal de onda portadora  $V_{tri}$ . Los sistemas digitales basados en microprocesadores condujeron al desarrollo de sistemas regulares con técnicas de muestreo (RS-PWM) y muestreo no regular (NRS-PWM). En la técnica de “muestreo no regular” o “muestreo natural” la modulación de los instantes de tiempo no son equidistantes, pero dependen de la modulación en proceso.

## Capitulo III Modelo del Aerogenerador

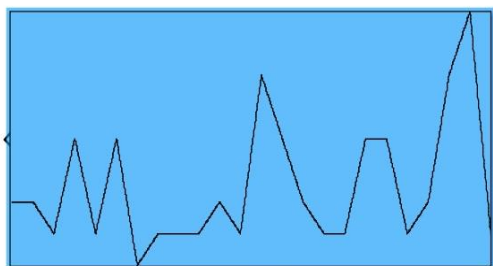
### 3.1 Simulink

Matlab es un programa de ingeniería para realizar cálculos, técnicos, científicos y de algún otro propósito general. En esta se integran diferentes operaciones como calculo, visualización y programación interactuando con el usuario en un ambiente de matemática clásica. Matlab cuenta con una herramienta especial llamada SIMULINK la cual permite construir y simular los diferentes modelos de sistemas dinámicos y sistemas de control mediante diagramas de bloques su comportamiento se define mediante funciones de transferencia, operaciones matemáticas y señales. Los diferentes sistemas lineales y no lineales, en un entorno grafico se pueden simular construyendo y seleccionando los diferentes bloques que se necesitan para la simulación. Los bloques y modelos se guardan en extensiones “.slx”. Actualmente SIMULINK ha ido ampliando sus diferentes librerías de bloques y capacidades, destacando el paquete Simscape, el cual permite la simulación de modelos eléctricos.

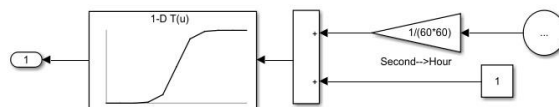
El modelado del aerogenerador se realizará con las herramientas de Matlab y Simulink, Matlab será el entorno para declarar las variables y constantes que se utilizaran en todo el programa, el modelo del aerogenerador se llevara a cabo en la herramienta de Simulink y su entorno de bloques. Los bloques principales en el modelo del aerogenerador conectado a la red eléctrica serán de cuatro bloques:

- Viento: aquí se simulará la señal del viento intermitente dependiendo la velocidad.
- Turbina: esta representara el rotor del aerogenerador.
- Generador: la capacidad de la maquina requerida para la simulación.
- Red: es la red eléctrica donde se interconectará el aerogenerador.

Estos cuatro bloques conformaran el esquema global del modelado sin mencionar todas aquellas herramientas que se utilizaran para simular la conexión de la generación eólica a la red. La Fig. 3.1 a) muestra el bloque que se utilizara para la intermitencia del viento en la simulación, este bloque se encuentra construido por otras funciones necesarias para el funcionamiento del mismo, se observa una de las muchas posibilidades para generar diferentes señales del viento que se utilizara al final, este bloque cuenta con un output (salida) en la simulación del viento Fig. 3.1 b).



a)



b)

Fig. 3.1 Perfil del viento.

El modelo simplificado del parque eólico se presenta en la Fig. 3.2, aquí se genera energía usando una relación lineal entre la velocidad nominal del viento y la potencia nominal del parque. Cuando la velocidad del viento alcanza el valor máximo el parque eólico se desconecta de la red, la velocidad del viento se encuentra entre la velocidad nominal y el valor máximo junto con la potencia estos se fijan en valores p.u.

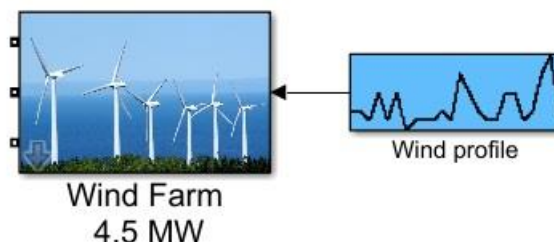


Fig. 3.2 Parque Eólico.

### 3.2 Modelado de la Turbina Eólica

El bloque de simulación de la turbina cuenta con inputs (entradas) y output (salidas). La señal output (salida) es el par que recoge el rotor del viento  $T_r$ . El valor de este par esta determinado por la ecuación (2.14):

$$M_w = \frac{\frac{1}{2} C_p \rho A v^3}{W_r} \quad (3.1)$$

Donde:

$C_p$  Coeficiente de Betz.

$\rho$  Densidad del viento

$V$  Voltaje

$W_r$  Velocidad angular del rotor

$R$  Radio del área de barrido (o longitud de las palas)

Las variables de funcionamiento de la turbina tanto  $C_p$  como  $\rho$  se calculan dentro del bloque, el resto de las variables deben introducirse en los diferentes bloques. Las señales de entrada tienen que ser introducidas para utilizar el modelo dependiendo el análisis. El bloque Wind Turbine (turbina eólica) implementa un modelo de tren de transmisión, todos los parámetros del eje se refieren al eje de alta velocidad (eje del generador). La primera entrada es el par de la turbina eólica en por unidad (pu), basado en la potencia nominal de la turbina y la velocidad base del generador, la segunda entrada es la velocidad del generador en (pu), las salidas son:

- Par transmitido del eje en (pu) basado en la potencia nominal de la turbina y la velocidad base del generador.
- La velocidad de la turbina eólica en (pu) de la velocidad base del generador.

El bloque de modelos genéricos de aerogeneradores tiene la primera entrada como la velocidad de la turbina en por unidad de la velocidad base del generador, para un generador síncrono o asíncrono, la velocidad base es la velocidad síncrona para un generador de imanes permanentes, la velocidad base se define como la velocidad que produce voltaje nominal sin carga. La segunda entrada es el ángulo de inclinación de la cuchilla en grados. La tercera entrada es la velocidad del viento en  $m/s$ . El bloque en el generador de inducción en la Fig. 3.3 es una maquina asíncrona trifásica (rotor enrollado, jaula de ardilla o jaula de ardilla doble) modelada en un marco de referencia seleccionable (rotor, estator o síncrono). Los devanados del estator y del rotor están conectados en estrella a un punto neutral interno.

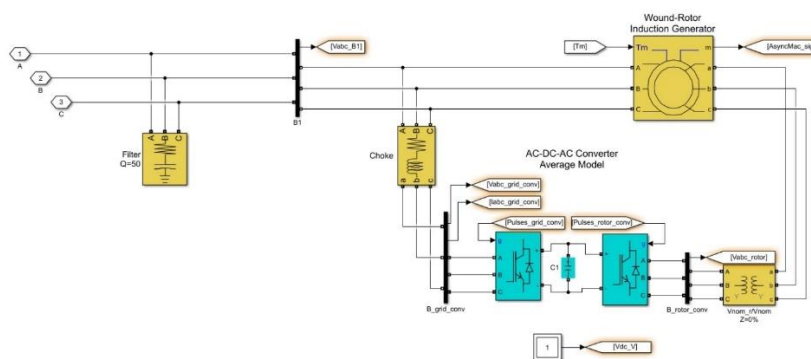


Fig. 3.3 Convertidor AC-DC-AC.

El bloque de la Fig. 3.4 implementa un puente de dispositivos electrónicos de potencia seleccionados. Los circuitos amortiguadores de la serie RC están conectados en paralelo con cada dispositivo de conmutación para ver los valores sugeridos del amortiguador cuando el modelo este discretizado en la mayoría de las aplicaciones, la inductancia interna de diodos y tiristores se debe establecer en cero.

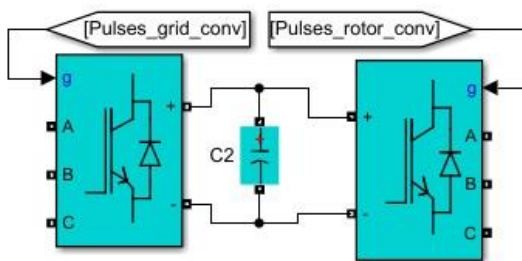


Fig. 3.4 Universal bridge (Ponte universal).

Uno de los bloques que se utiliza en el modelo de la turbina eólica se encuentra con el nombre de (Wind Turbine Doubly-Fed Induction Generator (Phasor Type), este implementa un modelo fasorial de un generador de inducción doblemente alimentado por una turbina eólica Fig. 3.5 a). El bloque Wind Turbine (Turbina de Viento) implementa un modelo de turbina eólica de paso variable. El coeficiente de rendimiento  $C_p$  de la turbina es la potencia mecánica de salida de la turbina dividida por la energía eólica y una función de la velocidad del viento, la velocidad de rotación y el ángulo de inclinación (beta). El coeficiente de rendimiento alcanza su valor máximo en cero-beta. Se tiene que seleccionar la pantalla de características de potencia de la turbina eólica para trazar las características de la turbina en el ángulo de inclinación especificado Fig. 3.5 b). La salida es el par aplicado al eje del generador por unidad de las clasificaciones del generador, la inercia de la turbina debe agregarse a la inercia del generador.

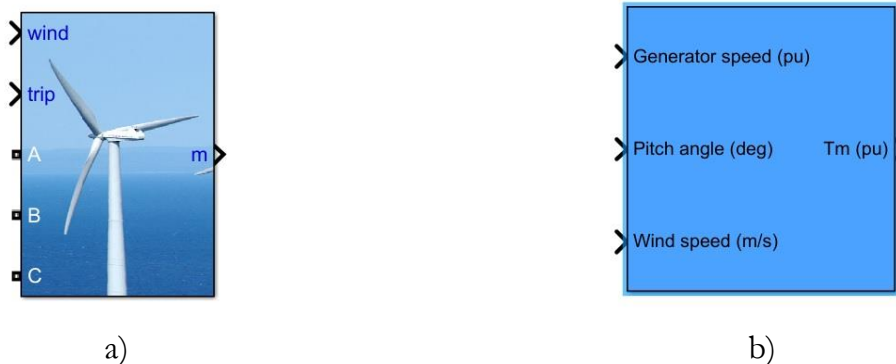


Fig. 3.5 a) Wind Turbine Doubly-Fed Induction Generator (Phasor Type), b) Wind Turbine.

La representación del parque eólico en simulink es el bloque Wind Farm guarda en un bloque el archivo del modelo y especifica el orden de ejecución del bloque en relación con otros bloques en el mismo modelo Fig. 3.6 a). La ejecución de este bloque se puede ver en la Fig. 3.6 b). El bloque representa algunos de los componentes que integran el parque eólico que se utiliza para modelar junto con sus diferentes capacidades destacando la entrada del viento en cada bloque de la turbina y todos los sistemas que integran la conexión a la red.

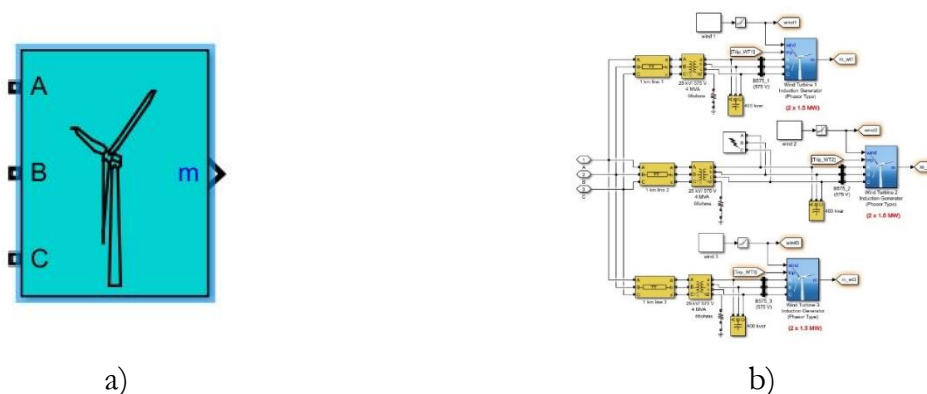


Fig. 3.6 a) Wind Farm, b) Grupo de turbinas.

Simulink cuenta con un bloque para las diferentes protecciones que cuenta la turbina eólica, este bloque permite activarlas ante una falla que se puede presentar, el bloque se encuentra construido por otros bloques que permiten realizar la configuración de las protecciones que se desean utilizar.

Los tipos de protección de este bloque son los siguientes:

- Instantaneous AC Overcurrent
- AC Overcurrent (positive-sequence)
- AC Current Unbalance
- AC Undervoltage (positive-sequence)
- AC Overvoltage (positive-sequence)
- AC Voltage Unbalance (Negative-sequence)
- AC Voltage Unbalance (Zero-sequence)
- Under Speed
- Over Speed

El esquema de protección del sistema eléctrico de bajo y medio voltaje es similar al de las turbinas de generación eólica, contando con interruptores automáticos y fusibles que son dispositivos para la protección contra cortocircuitos. Los relevadores de protección asociados al bloque de Simulink del parque eólico son los requeridos para la interconexión de los diferentes parques eólicos que se desean interconectar al sistema eléctrico, los diferentes relevadores son ajustados de acuerdo con los límites operacionales establecidos por el parque para una operación satisfactoria de los aerogeneradores. El bloque de la protección de corriente Fig. 3.7 a). se construye de la siguiente manera, en el diagrama de protección se configuran los parámetros que se requieren para los ajustes que se analizaran, este aplicara un retraso en la señal de entrada cuando la entrada cambie a un valor verdadero (1) o falso (0), un retraso de activación cuando la entrada se convierte en verdadera la salida se convierte en verdadera después del retraso del tiempo que se requiere especificar, siempre que la entrada siga siendo verdadera. Si la entrada se vuelve falsa antes de que el tiempo transcurra la salida permanecerá falsa. El retardo a la desconexión ocurre cuando la entrada se vuelve falsa, la salida se vuelve falsa después del tiempo de retraso especificado, siempre que la entrada siga siendo falsa Fig. 3.7 b).

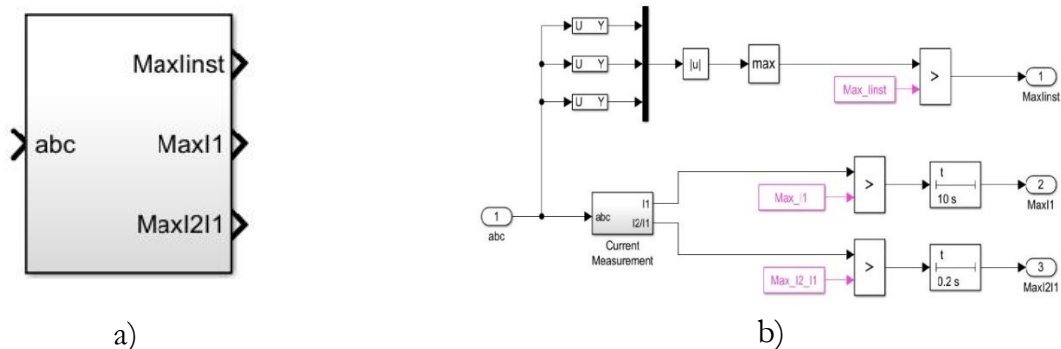


Fig. 3.7 a) AC Current Protection, b) Diagrama de protección AC Current.

La protección de voltaje de corriente alterna (AC Voltage) cuenta con su respectivo bloque para ajustar sus parámetros este bloque se representa en la Fig. 3.8 a). Construyéndose como en la Fig. 3.8 b). El bloque funciona como un análisis de Fourier de la señal de entrada a través de una ventana en ejecución de un ciclo de la frecuencia fundamental, la primera y segunda salida devuelven respectivamente la magnitud y la fase (grados) del componente armónico especificado, se incluyen las funciones matemáticas con funciones logarítmicas, exponenciales, de potencia y de modulo. Cuando la función tiene más de un argumento, el primer argumento corresponde al puerto de entrada superior.

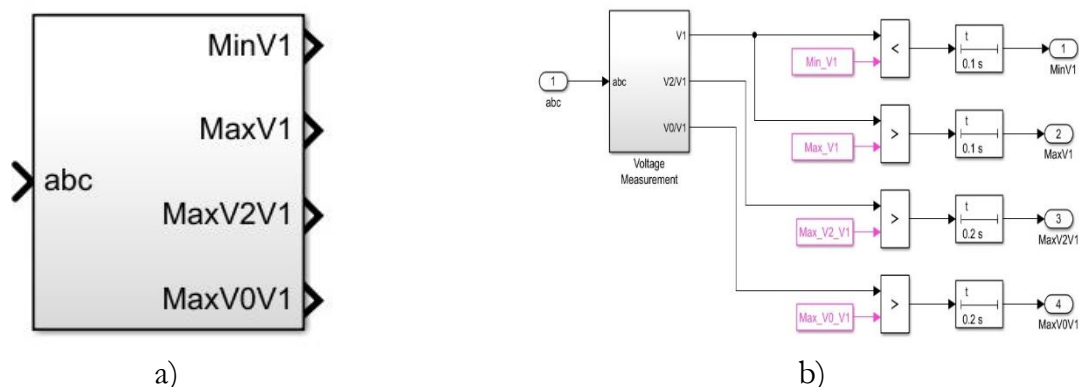


Fig. 3.8 a) AC Voltage, b) Bloque de protección (AC Voltage).

Si se proporciona un puerto de salida para un subsistema o modelo, los parámetros de “Salida cuando esta desactivado” y “Salida inicial” solo se aplicarán a subsistemas ejecutados condicionalmente, cuando se deshabilita un subsistema ejecutado condicionalmente, la salida se mantiene en su último valor o se establece en la salida inicial quedando así el bloque de protección como en la Fig. 3.9.

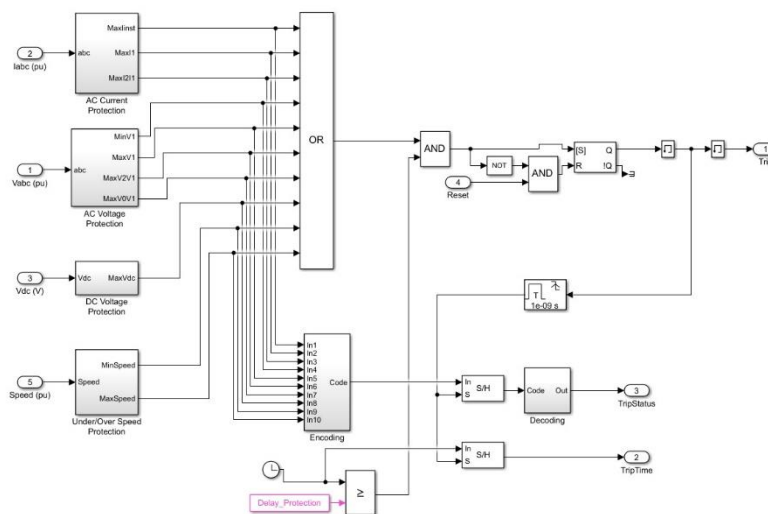


Fig. 3.9 Bloque de Protecciones

### 3.3 Modelado del Generador

El bloque perteneciente al generador contiene dos señales de entrada: la primera consta del par extraído del viento por el rotor y la segunda por el par que recoge el rotor para seguir un control. Las salidas del bloque del generador son la velocidad de rotación del rotor, esta permite que el generador sea capaz de controlarla por medio de la electrónica que se le implementa, la potencia generada que se transmitirá a la red dependiendo del método a analizar se configura dentro del block de control del generador Fig. 3.10.

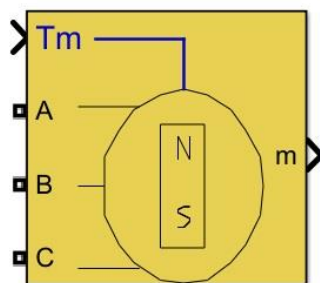


Fig. 3.10 Modelo del generador.

Se implementa una maquina síncrona de imán permanente trifásica o de cinco fases. Los devanados del estator están conectados en estrella a un punto neutral interno, la maquina trifásica puede tener forma de onda posterior sinusoidal o trapezoidal. El rotor puede ser redondo o sobresaliente para la maquina sinusoidal, es redondo cuando la maquina es trapezoidal. Los valores de este bloque están preestablecidos para la máquina, pero estos se pueden cambiar en las ventanas de comandos. La Fig. 3.11 muestra los diferentes comandos que se pueden modificar para la máquina de tal manera que sean los utilizados por el usuario y no los preestablecidos por el bloque.

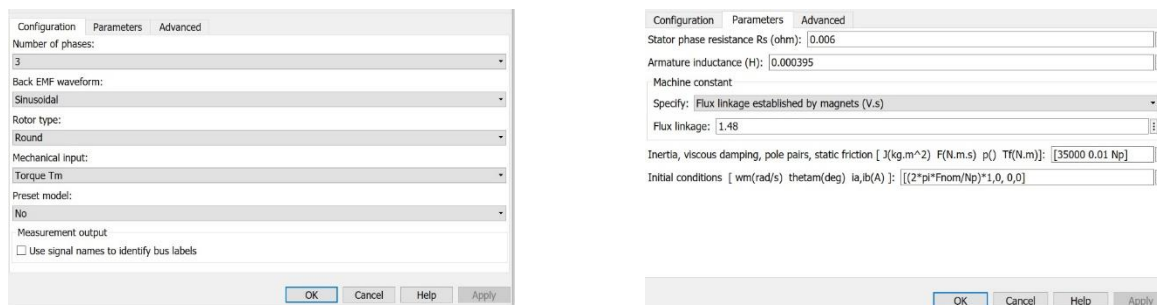
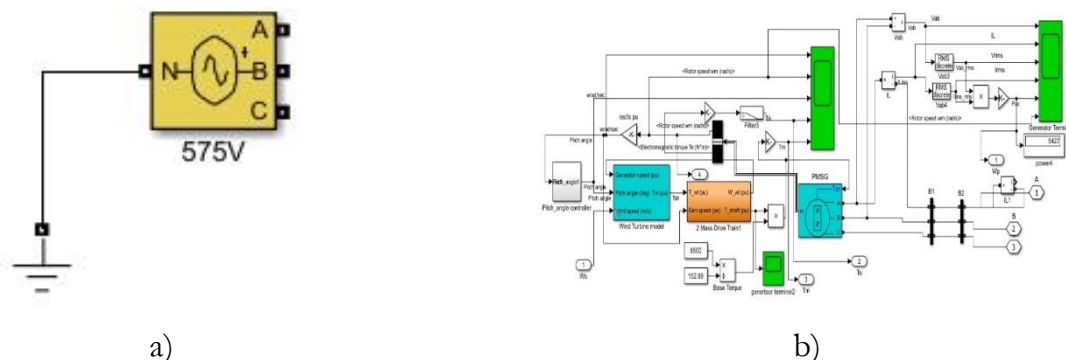


Fig. 3.11 Comandos de la Maquina.

Otro de los bloques implementa una fuente de voltaje trifásica de impedancia cero en este bloque se puede acceder al nodo común (neutro) de las tres fuentes a través de la entrada (N) del bloque. La variación de tiempo para la amplitud, fase y frecuencia de la fundamental puede preprogramarse. Además, se pueden superponer dos armónicos sobre la fundamental. Para la simulación de fasores, no se permiten las variaciones de frecuencia y la inyección de armónicos de primero y segundo orden para inyectar componentes fundamentales adicionales A y B en cualquier secuencia Fig. 3.12 a). El par captado por la turbina  $\tau_r$  se resta al par de referencia  $\tau_r(ref)$ , esto da como resultado un par inducido en el rotor  $\tau_e inducido$ . Este par inducido alimenta al rotor, este resulta ser el control de par que permite controlar la velocidad de giro del rotor Fig. 3.12 b).



a) b)  
 Fig. 3.12 a) Fuente de voltaje programable, b) Modelo del par de la máquina.

El primer tramo de control del bloque Wind Turbine Model (Modelo de Turbina de Viento) si se encuentra por debajo de la velocidad nominal del viento el objetivo principal es seguir la curva de máximo coeficiente de potencia. El par de referencia  $\tau_r(ref)$  se calcula:

$$\tau_r(ref) = \frac{1}{2} R^3 \pi \rho \frac{V_w^2}{\lambda_{opt}} C_p max \tag{3.2}$$

Este se obtiene de la relación del tip speed ratio ( $\lambda_{opt}$ ) con la velocidad del viento y la velocidad angular del rotor. Si disminuye el valor de rotación a un valor óptimo aumenta el valor del par extraído del viento. En ese momento se produce una diferencia entre el par de referencia  $\tau_r(ref)$  y  $\tau_r$  siendo este último más alto. Esto provoca que el par inducido en el rotor  $\tau_e inducido$  sea positivo, por lo que se inducirá un par con ese valor en el rotor del generador con el objetivo de aumentar la velocidad de rotación del rotor  $W_r$ . De este modo la turbina regresa a un rango de funcionamiento óptimo por lo tanto el coeficiente de potencia es máximo Fig. 3.13.

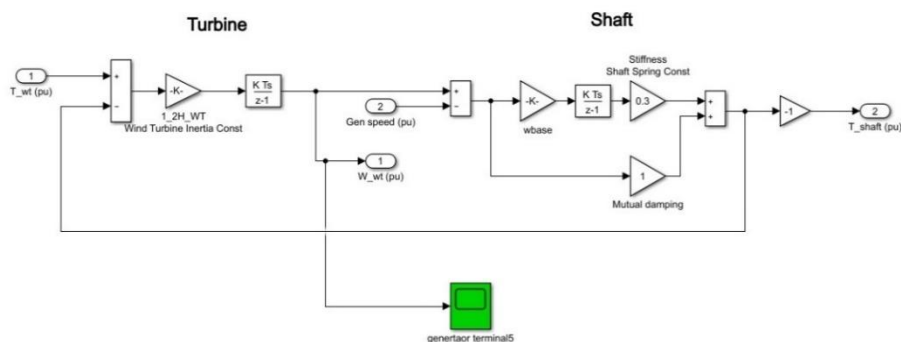
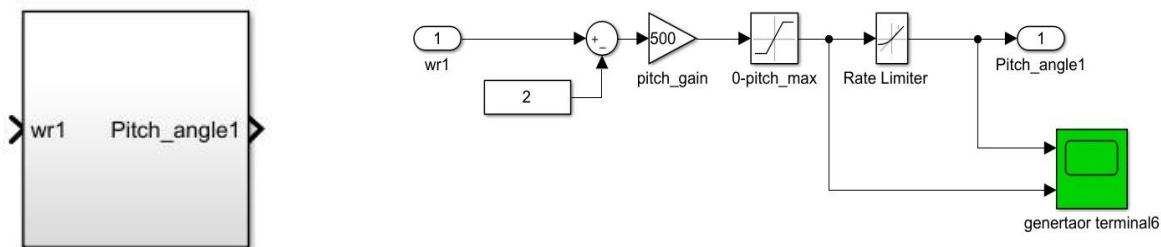


Fig. 3.13 Tren de transmisión de la turbina eólica al eje del rotor.

La mayoría de los aerogeneradores modernos de tamaño medio o grande tienen un sistema de pitch. Este sistema permite el control del ángulo de paso de la pala. Se define como el ángulo que forma la cuerda del elemento de pala con respecto al plano definido por las palas del aerogenerador su control corresponde a través de los mecanismos del aerogenerador permite conseguir que el viento incida sobre el perfil con el ángulo de ataque deseado optimizando así la energía extraída del viento.

En algunas ocasiones se busca que la energía sea la máxima posible de la que porta el viento, en otras ocasiones, con vientos fuertes solo se llega a captar la energía deseada, esta sería la que admitida el generador eléctrico para evitar algún daño en los componentes mecánicos del aerogenerador, el sistema pitch permite que el aerogenerador opere sin que se tenga que seguir las direcciones del viento incidente, otras variables que controlan al aerogenerador son la velocidad del giro del rotor y la orientación con respecto al viento, el bloque que permite utilizar estas variaciones del sistema pitch se conecta a un bloque de la turbina la cual contiene la rapidez del generador y del viento en  $m/s$  la Fig. 3.14 a) muestra el bloque pitch del ángulo a controlar. La construcción del bloque del ángulo pitch se muestra en la Fig. 3.14 b).



a) b)  
 Fig. 3.14 a) Bloque ángulo pitch, b) Modelo ángulo pitch.

El ángulo pitch se ajusta para toda la pala del aerogenerador, pequeños cambios en el valor del ángulo pueden ocasionar variaciones en el funcionamiento de la máquina, los ángulos positivos dan como resultado un menor ángulo de incidencia del viento en el caso contrario los ángulos negativos provocan mayores ángulos de incidencia. La utilidad de estos sistemas permite que las turbinas diseñadas para trabajar en condiciones de viento determinadas puedan trabajar en condiciones de manera óptima con solo variar los ángulos. Este tipo de bloque tiene que estar conectado a otras partes del sistema como se muestra en la Fig. 3.15.

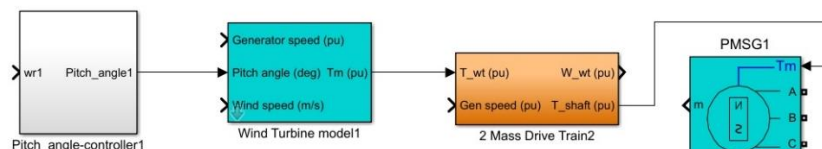


Fig. 3.15 Modelo del ángulo pitch.

El sistema del ángulo pitch tiene que ser conectado al bloque Wind Turbine en la entrada Pitch Angle (deg) para optimizar el funcionamiento de la maquina y evitar que esta tenga esfuerzos que causen problemas mecánicos, dentro del bloque Wind Turbine y las demás entradas, darán una salida de torque  $\tau_m$  que a su vez tendrá que estar conectado en el generador.

### 3.4 Modelado de la red de transmisión

El modelado del bloque de la línea de transmisión se encuentra conformado por un grupo de parámetros que se designan como primarios estos son: resistencia en serie por unidad de longitud,  $R$ , expresada en  $\Omega/Km$ , inductancia serie por unidad de longitud en  $H/Km$ , capacidad en paralelo por unidad de longitud,  $C$ , en  $F/Km$  y la conductancia en paralelo por unidad de longitud,  $G$ , en  $S/Km$ . La resistencia depende de la resistividad de los conductores y de la frecuencia. En altas frecuencias, la resistencia aumenta con la frecuencia debido al efecto pelicular (skin), la corriente rodea una pequeña capa cercana a la superficie del conductor. La inductancia es consecuencia del conductor por el que circula la corriente variable. Debido a que la línea de transmisión está formada por dos o más conductores separados por un dieléctrico, constituye, un condensador cuya capacidad depende del área de los conductores la Fig. 3.16 muestra el bloque de la línea de transmisión que se utilizara en el modelado.

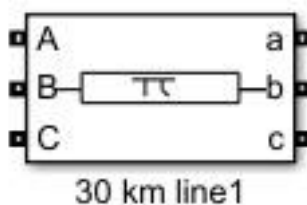


Fig. 3.16 Bloque de la Línea de Transmisión.

El bloque modela una línea de transmisión trifásica con una sola sección PI, el modelo consta de un conjunto de elementos RL conectados entre entradas, terminales de salida y dos conjuntos de capacitancias en derivación agrupadas en ambos extremos de la línea. Los elementos RLC se calculan utilizando correcciones hiperbólicas que producen una representación en secuencia positiva y cero solo a la frecuencia especificada.

La Fig. 3.17 muestra el bloque de una barra con tensión trifásica ideal y mediciones de corriente, el bloque puede emitir los voltajes y corrientes en valores por unidad o en voltios y amperios.



Fig. 3.17 Bloque de una barra.

La Fig. 3.18 implementa el bloque de un transformador trifásico, es necesario establecer la conexión del bobinado en la configuración del bloque cuando se desee acceder al punto neutro los diferentes parámetros que se necesitan modificar se encuentran en la ventana de parámetros.

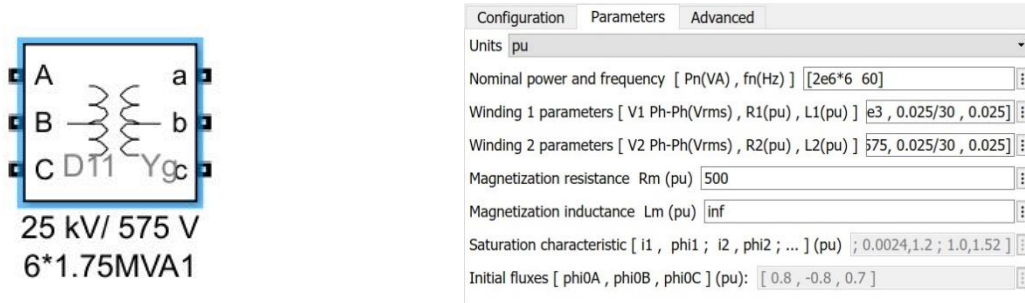


Fig. 3.18 Bloque de transformador trifásico.

Implementación de una falla (cortocircuito) entre cualquier fase y tierra, este bloque permite simular una falla modificando en la ventana de configuración del bloque, permite utilizar un tiempo de simulación de la falla, los parámetros de resistencia de falla, resistencia a tierra, resistencia amortiguadora y de capacitancia, el bloque y su conexión se muestra en la Fig. 3.19.

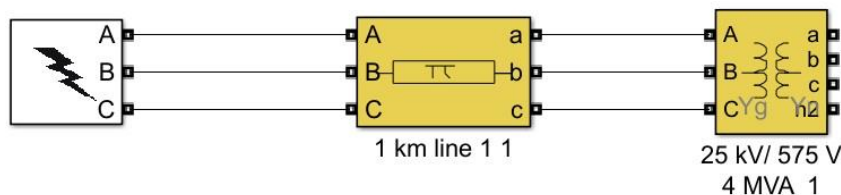
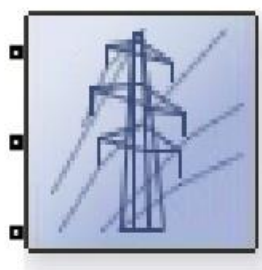
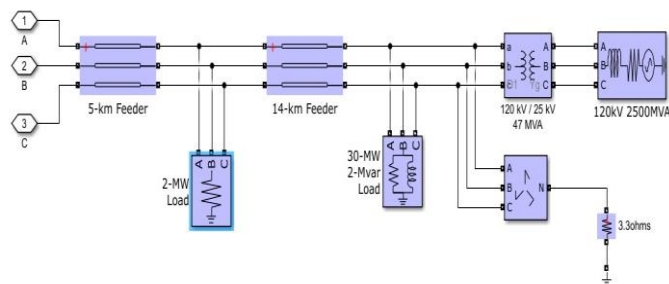


Fig. 3.19 Bloque de falla.

El bloque de la línea de transmisión de la Fig. 3.20 a) implementa un modelo de línea de parámetros distribuidos de N fases, los parámetros RLC se encuentran especificados por matrices de orden  $[N \times N]$  o simplemente se ingresan vectores de parámetros de secuencia, los parámetros de secuencia positiva y cero para la línea transpuesta de dos o tres fases, más la secuencia cero mutua de una línea transpuesta de seis fases (2 líneas de 3 fases acopladas) dependiendo la configuración que se desea utilizar. La Fig. 3.20 b) es la configuración del bloque de la línea de transmisión.



a)



b)

Fig. 3.20 a) Bloque simplificado de la Línea de transmisión, b) Componentes del bloque de la Línea de Transmisión.



## Capítulo IV Calidad de la Energía en la Generación Eólica

### 4.1 Análisis del viento en la generación eólica

En México la integración de energía eólica conlleva nuevos desafíos para operarlos a modo de mantener los estándares de seguridad y calidad del servicio. Los niveles pequeños de generación eólica pueden ser tratados como un consumo negativo lo cual reduce la demanda total de potencia, el impacto en el sistema es muy pequeño. Las principales consecuencias en la variación de la potencia están dadas por los cambios climáticos que sufre el medio ambiente donde se encuentran instalados siendo las variaciones por turbulencias las más frecuentes. La generación en los Sistemas Eléctricos de Potencia debe ser ajustada para suplir la demanda manteniendo la frecuencia dentro de los rangos requeridos. El viento hace difícil el ajuste de generación que debe ser tomado por generadores térmicos e hidroeléctricos o bien con intercambios en líneas de interconexión con otros sistemas, si se tiene una alta penetración de viento se requieren mayores potencias principalmente a nivel de reservas secundarias, es decir reserva en giro que cubra la variación de generación eólica para garantizar la seguridad del suministro.

La Fig. 4.1 muestra el comportamiento del viento en un lapso de 24 horas teniendo diferentes variaciones a lo largo del tiempo de simulación, controlar la potencia activa en respuesta al viento por parte del operador del sistema en las turbinas de viento es posible, esto se puede lograr técnicamente mediante el manejo de la velocidad de giro de las aspas, el cambio de cargas y el manejo de la electrónica de potencia. En momentos de alta demanda con poco viento es por ello que se debe recurrir a los generadores convencionales o en momento de baja demanda y un alto viento donde se pone en riesgo la estabilidad del sistema.

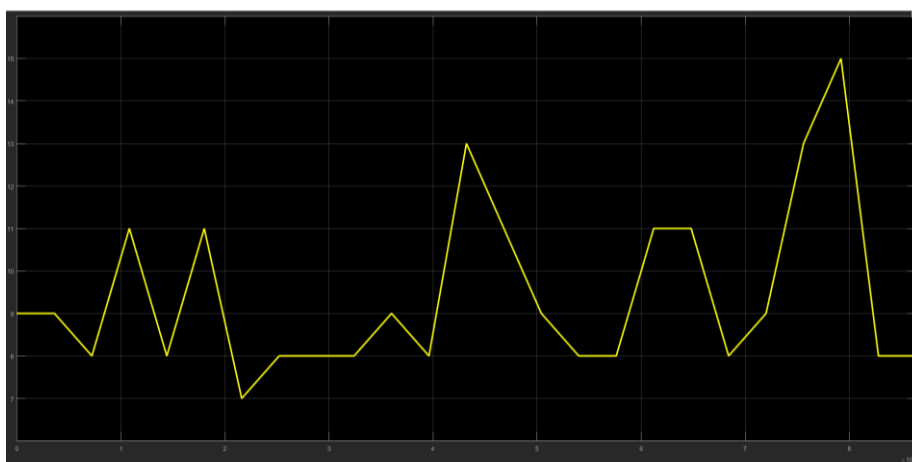


Fig. 4.1 Simulación del viento.

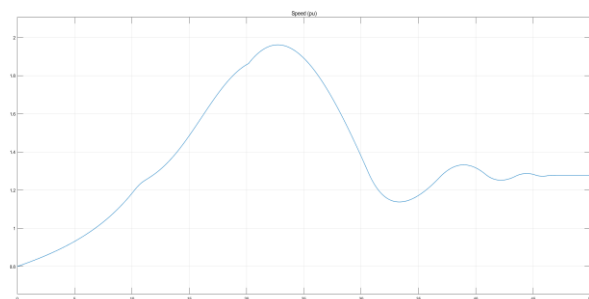
Existiendo periodos de un buen viento y una baja demanda donde la potencia generada excede a la demanda debería ser regalada a los sistemas vecinos, debido a sus interconexiones, provocando pérdidas económicas al operador del mercado eléctrico. Ante este problema de exceso de

generación puede ser llevado de una mejor manera con una mayor apertura al mercado eléctrico del sistema entregando a través de él, las señales necesarias para que los grandes consumidores puedan aumentar su producción aprovechando la energía en el momento en que está disponible a bajo precio. Otra opción sería almacenar la energía puesto que el viento no aprovechado simplemente se pierde por lo que es posible utilizar esta energía.

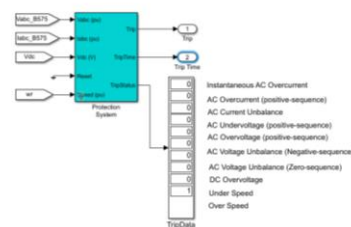
El viento es variable y aleatorio dependiendo la zona geográfica donde se encuentre ubicado el parque eólico, los tiempos son importantes para operar el Sistema, algunos especialistas modelan el viento estadísticamente para predecir el comportamiento de la generación, modelar este tipo de variables es impredecible a lo esperado por la naturaleza del día. Modelar los pronósticos del viento en escalas de meses servirá para tener una proyección de la energía que se espera producir y tener un panorama amplio de las consecuencias de este.

Ante vientos fuertes, las turbinas eólicas están diseñadas para desconectarse si estas mantienen su funcionamiento pueden tener fallas mecánicas, una alta velocidad del viento puede provocar una desconexión de las turbinas provocando un efecto cadena en los parques eólicos dejando al sistema sin inyección de potencia por el viento y el accionamiento de las protecciones de las turbinas, se tiene que tener en cuenta que este tipo de sistemas pueden provocar salidas de generación que no se esperan por la intermitencia del viento, para este tipo de eventualidades los parques eólicos se diseñan de tal modo que puedan responder ante grandes pérdidas de generación, la salida repentina de estos puede exceder la desconexión, pero el sistema está preparado para una eventualidad como esta.

Para los Sistemas de Potencia la generación debe ser continua con la finalidad de cumplir con la demanda utilizada por los usuarios y manteniendo así la frecuencia dentro de los rangos requeridos para la interconexión de los mismos. La naturaleza del viento hace que los ajustes de generación sean más complicados para ser interconectados en los diferentes nodos de interconexión con los otros Sistemas de Generación convencionales. Ante altas penetraciones de viento las protecciones de la turbina accionan, un ejemplo de ello es la simulación del viento con una rapidez de  $25 \text{ m/s}$  en esta se distingue el accionamiento de la protección de sobre velocidad en la turbina, la Fig. 4.2 a) y b) muestra la velocidad del viento captada a  $25 \text{ m/s}$  y el accionamiento de la protección.



a)



b)

Fig. 4.2 a) Velocidad del viento a  $25 \text{ m/s}$ , b) Accionamiento de la protección.



En la Fig. 4.3 se representa la simulación en el cambio de velocidades del viento que se pueden presentar por las diferentes variaciones en un lapso de tiempo determinado, las velocidades simuladas son:  $8 \text{ m/s}$  y  $15 \text{ m/s}$  el parque se presenta en estado estable, hasta llegar a su operación normal.

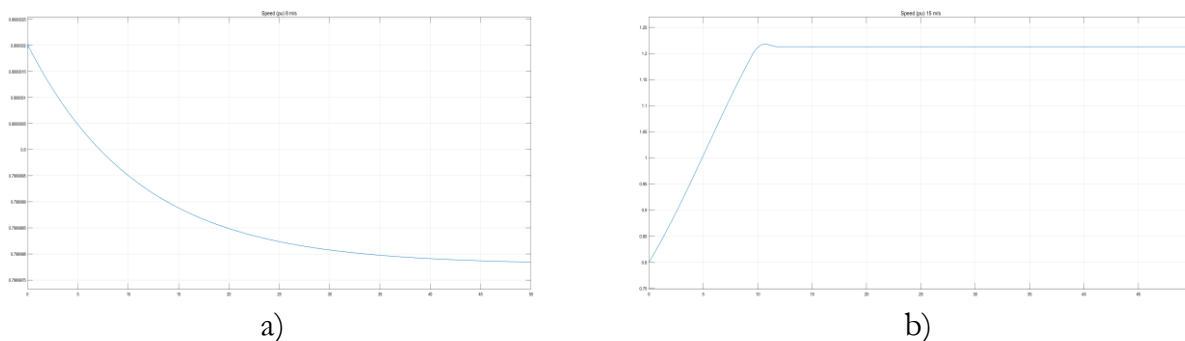


Fig. 4.3 Velocidad del viento estable.

## 4.2 La Frecuencia Eléctrica del Sistema

Los Sistemas Eléctricos Eólicos y otros Sistemas Interconectados con otros sistemas se pueden ver afectados con baja capacidad de regulación de frecuencia. Si se considera un Sistema con baja demanda y alta generación eólica cuando las demás centrales no se encuentran generando y el Sistema Eléctrico se encuentra alimentado por un parque eólico, existe la posibilidad de una variación en la potencia entregada o demandada cuando una central convencional no sea capaz de responder y el sistema colapse, esto puede ocurrir en medida que la tecnología de la turbina no sea capaz de proveer ajuste de generación. El sistema puede responder a una frecuencia alta logrando mediante variadores de velocidad reducir la potencia entregada. En el caso de una baja frecuencia no es posible sacar más potencia al viento en el momento de la regulación, ante esta problemática es necesario transformar la menor cantidad de energía del viento en energía eléctrica, esto con la finalidad de cuando se necesite una mayor demanda la generación se aumentará mediante el control de la velocidad de las aspas o interviniendo el rotor para aumentar la potencia entregada. La Fig. 4.4 muestra la frecuencia cuando el viento se encuentra a  $15 \text{ m/s}$  en estado normal de operación, en caso de una baja frecuencia no es posible obtener más potencia del viento. La regulación de la frecuencia emplea la potencia activa para realizar un balance de carga y así equilibrar la red cuando se interconecta al Sistema Eléctrico.

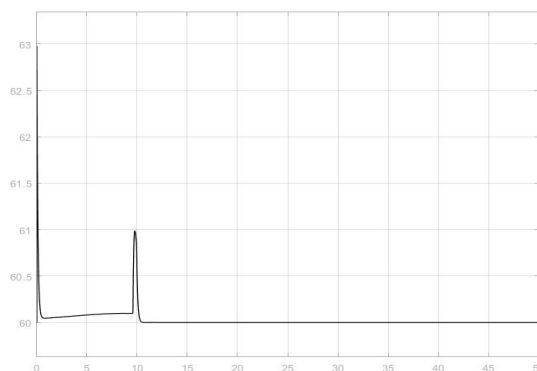


Fig. 4.4 Frecuencia en la Generación.

El código de red lleva por nombre: “Requerimientos para Interconexión de Aerogeneradores al Sistema Eléctrico Mexicano”, su propósito es establecer las condiciones y términos para la interconexión de aerogeneradores al Sistema Eléctrico. Los requerimientos para conexión a 115 kV y alguna otra tensión de conexión se especifican en este código, los parámetros en el rango de frecuencia, estarán a cargo del CENACE de acuerdo al **Criterio OP- 18**. En el Estado Operativo Normal, el CENACE podrá utilizar los recursos de potencia activa disponibles con el objetivo de mantener la frecuencia en los rangos establecidos en el Manual Regulatorio de Estados Operativos [22]. La Fig. 4.5 muestra un ejemplo de la frecuencia cuando el viento no es el adecuado para el aerogenerador, el incremento de la velocidad del viento por un lapso de tiempo mayor creara que la frecuencia del sistema se vaya muy por encima de los valores permitidos ocasionando una respuesta ante una alta frecuencia, en este caso el parque de generación eólica debe activar un control sobre la potencia activa en respuesta a una condición de alta frecuencia, este control por reglas operacionales del Código de Red debe activarse a partir de 60.2 Hz, con una característica de regulación seleccionable entre el 3% y 8%. El ajuste de la característica de regulación lo definirá el CENACE de acuerdo a la necesidad del Sistema.

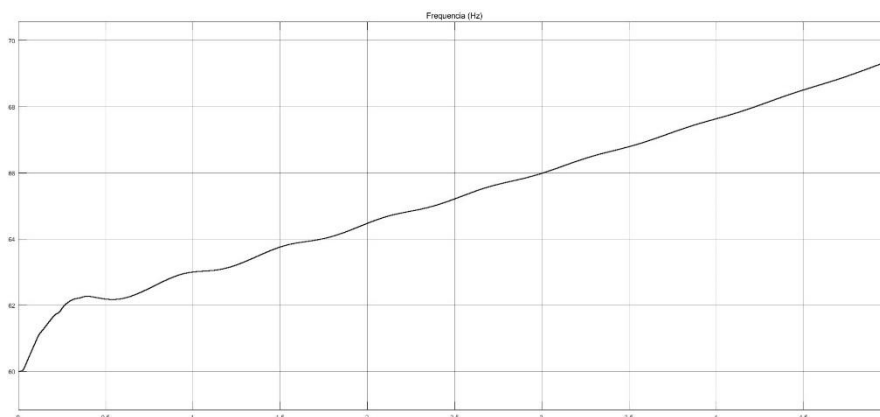


Fig. 4.5 Frecuencia en condiciones de viento altas.



El CENACE al ser el responsable del control de la frecuencia a especificado algunos requerimientos para la operación de los nuevos integrantes al Sistema Eléctrico en los que destacan los siguientes criterios descritos en el Código de Red en su tercera sección Control de Variables del SEN estos criterios son:

- a. Es responsabilidad de las Centrales Eléctricas poner a disposición del CENACE el despacho de sus Unidades de Central Eléctrica, manteniendo su disponibilidad para participar en el control de frecuencia de acuerdo al Manual Regulatorio de Requerimientos Técnicos para la Interconexión de Centrales Eléctricas al SEN.
- b. Es responsabilidad de los Participantes del MEM acatar las instrucciones de conexión y desconexión de carga en función de las instrucciones emitidas por el CENACE para el control de la frecuencia.
- c. Es responsabilidad de los Transportistas y Distribuidores acatar las instrucciones emitidas por el CENACE para el control de la frecuencia.
- d. Ante el disparo de circuitos, alimentadores, líneas y Unidades de Central Eléctrica por operación de esquemas de baja o alta frecuencia, los Transportistas, Distribuidores y participantes del MEM deberán informar inmediatamente al CENACE, de forma verbal a través del nivel operativo superior, los elementos disparados y protecciones operadas, procediendo a su registro. El restablecimiento estará sujeto a las instrucciones que emita el CENACE.

La Secretaria de Energía en su resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las Reglas Generales de Interconexión al Sistema Eléctrico Nacional para generadores o permisionarios con fuentes de energías renovables o cogeneración eficiente, en el apartado 3 Requerimientos para alta tensión (AT) en su apartado 3.1.2, describe los valores para los cuales las fuentes de Energía deben ser capaces de operar, ante cambios de frecuencia, de acuerdo a lo indicado en la Tabla 4.1.

Frecuencias de Corte Rango de Frecuencia (Hz)	Tiempo de Ajuste de la Protección
Frecuencia > 62	Instantáneo
57.5 = frecuencia = 62.0	Operación continua
Frecuencia < 57.5 Hz	Instantáneo

Tabla 4.1 Tiempos de respuesta ante frecuencias anormales para aerogeneradores.

Ante estos casos de frecuencia se puede demostrar que un Sistema de Generación Eólico en óptimas condiciones puede operar de una manera eficiente para interconectarse al Sistema Eléctrico, los rangos de potencia cuando el viento está en una velocidad adecuada dependiendo la zona geográfica donde este colocado el parque, puede tener una frecuencia de sincronismo como es el caso siguiente cuando el viento se encuentra estable los rangos de frecuencia son los presentados en la Fig. 4.6 a). La Fig. 4.6 b) muestra los valores de la frecuencia cuando el viento se encuentra en una velocidad estable y un tiempo mayor de simulación, se logra observar que los



valores de frecuencia son aceptables para su interconexión después de presentar picos de frecuencia el sistema entra en operación normal manteniendo una frecuencia de 60 Hz.

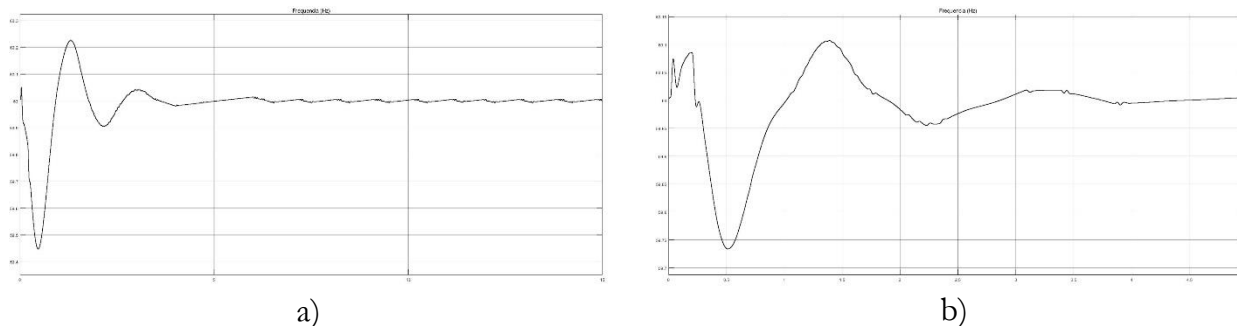


Fig. 4.6 a) Frecuencia estable, b) Frecuencia de Sincronismo.

Es importante mencionar, si el aerogenerador es de velocidad variable, el voltaje que se genera tiene una frecuencia variable lo cual no permite que este tipo de generador se interconecte fácilmente al Sistema Eléctrico, uno de los requerimientos es que el voltaje sea de frecuencia constante, para esto una de las soluciones es incorporar un convertidor con un rectificador y un inversor para un enlace de corriente directa. En este caso el rectificador se alimentara de un voltaje con frecuencia variable, así el inversor convertirá el voltaje rectificado a una frecuencia constante para que este pueda interconectarse, la potencia eléctrica generada pasara por el convertidor, este tipo de sistema presenta un buen control de potencia reactiva, debido a que los convertidores son capaces de generar o absorber potencia reactiva de manera independiente, el aerogenerador puede operar en un modo para controlar el voltaje o el factor de potencia. Si existiera una falla el aerogenerador se desconectará de la red, esto sucederá si el convertidor no está sobredimensionado para operar con elevadas corrientes de cortocircuito, la Fig. 4.7 a) muestra el comportamiento de la velocidad de giro y la frecuencia Fig. 4.7 b).

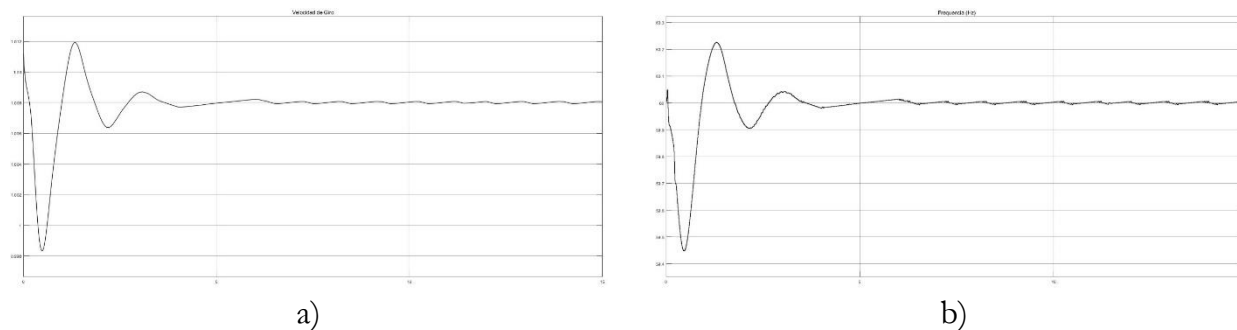


Fig. 4.7 a) Velocidad de Giro, b) Frecuencia.

El comportamiento del voltaje y la potencia en kW del aerogenerador debido a la frecuencia cuando esta se encuentra para ser interconectada a la red es la mostrada en la Fig. 4.8.

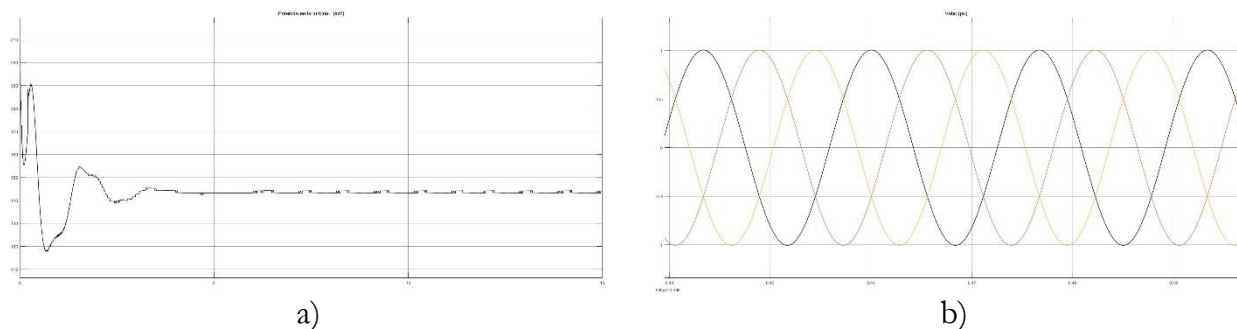


Fig. 4.8 a) Comportamiento del voltaje, b) Comportamiento de la potencia.

### 4.3 Equipo de medición y protección

Todos los proyectos de generación eólica que se deseen conectar en la Red serán atendidos por el suministrador en la Zona de Distribución, aquí se validara toda la información del proyecto que el solicitante desee validar, este deberá contener todo el equipo básico que se indica en el Código de Red que lleva por nombre Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las Reglas Generales de Interconexión al Sistema.

El Código de Red establece que para su conexión en Baja Tensión menores a un 1 kV en estado permanente las Fuentes de energía deberán operar y mantenerse conectadas que no excedan un rango de  $+5\%$  a  $-10\%$  de la tensión nominal en el punto de interconexión. Para el caso de Media Tensión mayores a 1 kV y menores a 69 kV tienen que mantenerse conectadas de igual manera como en el caso de Baja Tensión con los mismos rangos de la tensión nominal.

Los requerimientos para la conexión en Alta Tensión, este tipo de interconexiones pueden estar constituidas por una o varias unidades de generación como lo marca el Código de Red, la tensión en la cual se podrán interconectar será de 69 a 400 kV, en estado permanente este tipo de fuente deberá ser capaz de operar y mantenerse conectada ante fluctuaciones que no excedan un rango de  $+5\%$  a  $-10\%$ , de la tensión nominal conforme a la norma NMX-J-098 ANCE 1999.

El equipo de protección debe de ser con operación automática ante fallas, para este caso se debe contar con un sistema de protección para cada fuente generadora, transformador principal y auxiliares, líneas de transmisión de enlace, interruptores y de las barras de principales.

El caso de estudio para este tipo de protección implementando una falla trifásica, Simulink utilizara una señal lógica para controlar la operación de la falla, en la Fig. 4.9 a) se muestra que la protección del aerogenerador acciono. Debido a la confiabilidad del Sistema, en el caso de los proyectos de Interconexión al Sistema, no se permitirá la conexión en derivación Tap a una línea. El Suministrador realizará estudios técnicos y de seguridad para que el nuevo proyecto que se

desee interconectar sea favorable, si este cuenta con los requerimientos necesarios, se podrá conectar a la subestación eléctrica más cercana o a una línea, mediante la construcción de un cuadro o subestación de maniobra. Otro ejemplo es cuando el viento es mayor en este caso opera la protección de sobre velocidad, demostrando que todos los aerogeneradores tienen que tener su propio Sistema de Protección ante las diferentes fallas que se pueden presentar Fig. 4.9 b).

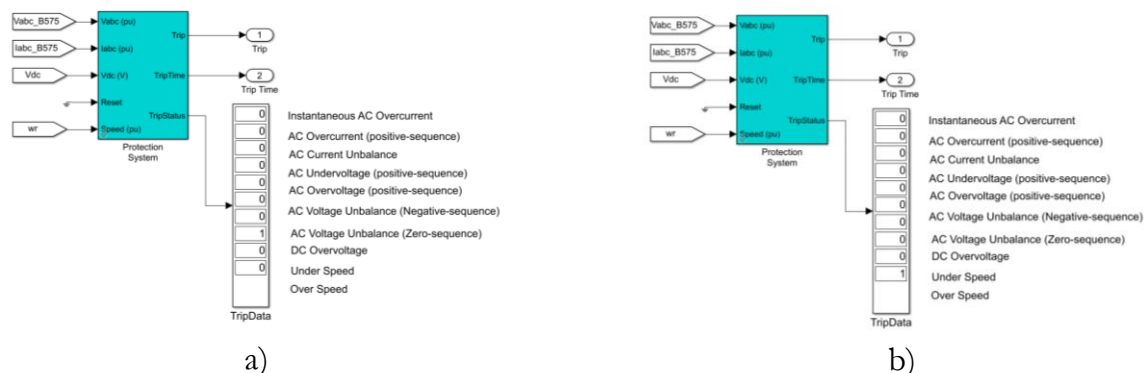


Fig. 4.9 a) Operación de la protección, b) Operación de protección con viento mayor.

Todo el equipo requerido de protecciones para la subestación de interconexión, así como el tramo de la línea con la que se interconectará el parque eólico, deberá cumplir con lo especificado y ser aprobado por el suministrador bajo los requerimientos normativos siguientes.

- NRF-041-CFE Esquemas Normalizados de Protección para Líneas de Transmisión.
- Especificación CFE G0000-81 Características Técnicas para Relevadores de Protección.
- LAPEM-05L Listado de Relevadores Aprobados.
- Especificación CFE V6700-62 Tableros de Protección, Control y Medición para Subestaciones Eléctricas.
- Especificación CFE G0000-62 Esquemas Normalizados para Protección de Transformadores de Potencia.
- Especificación CFE-GARHO-89 Registradores Digitales de Disturbio para Sistemas Eléctricos.

El Solicitante tanto como el Suministrador tienen que proteger sus instalaciones y equipos ante fallas internas y externas, evitando que sus fallas internas afecten los equipos y las personas que se encuentren ubicadas después del Punto de Interconexión.

## 4.4 Variación de Voltaje

La Calidad de la Energía en las turbinas eólicas significa que el voltaje será continuo y sinusoidal con una amplitud y frecuencia constantes. La calidad de la energía también se puede expresar en términos y propiedades de la electricidad. Esta se puede considerar con mayor frecuencia en términos de voltaje, frecuencia e interrupciones. Las caídas de voltaje se deben cumplir conforme a los requerimientos del Código de Red, aquí se describen las perturbaciones de voltaje que se dividen en variaciones de voltaje, parpadeo (flicker), transitorios y la distorsión armónica. Las turbinas eólicas que se conectaran a la red afectan la calidad de la energía. La calidad de la energía depende de la interacción entra la red y la turbina eólica, los puntos de conexión y las subestaciones a las cuales se interconectará. La frecuencia en los sistemas interconectados es muy estable en centrales generadoras donde se utilizan otros tipos de generación, pero las turbinas pueden causar variaciones de frecuencia. La Fig. 4.10 muestra el voltaje y la frecuencia estables en la generación eólica que se desea interconectar a la red.

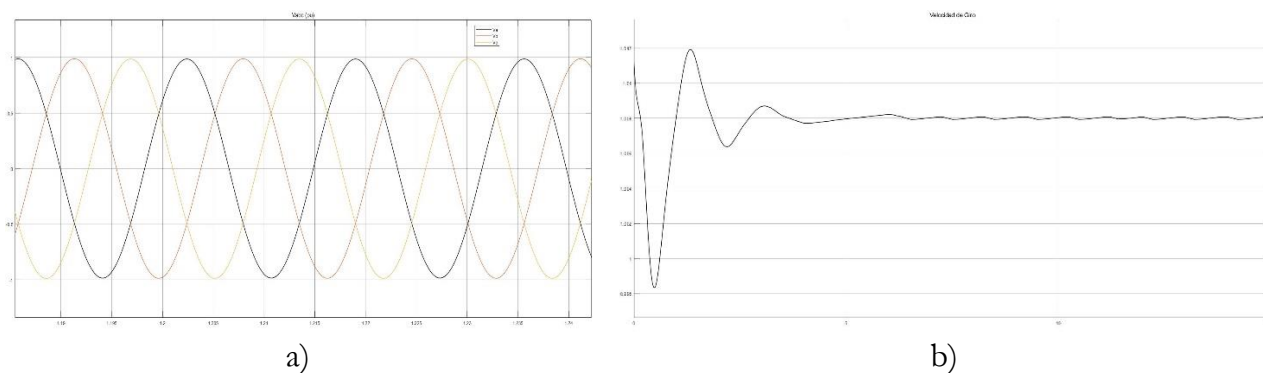


Fig. 4.10 a) Voltaje, b) Frecuencia estable.

Las variaciones de voltaje se pueden definir como los cambios en el valor RMS del voltaje en un lapso de tiempo, algunos estándares establecen otros valores de variaciones permitidas en tensión nominal durante un periodo más prolongado depende lo establecido en el Código de Red. Uno de los problemas que se presentan debido a las variaciones de carga y potencia son las variaciones de voltaje. Cuando se interconecta la generación eólica, se pueden presentar variaciones de voltaje que son producidas por la turbina, principalmente por la variación del viento.

Uno de los problemas que se pueden encontrar en los Sistemas Eólicos es la estabilidad del voltaje que se encuentra relacionado con la capacidad del sistema para mantener un equilibrio entre la generación y la carga, cuando ocurre una perturbación. Si se encuentra una inestabilidad del voltaje puede provocar una caída de voltaje en los buses del sistema, lo que provocara la salida de cargas en un bus determinado, el disparo en las líneas de transmisión o en algunos elementos de protección, causando interrupciones inesperadas en la red, la inestabilidad del voltaje puede afectar el sistema, llegando en casos muy extremos a un colapso de voltaje, el colapso de voltaje es conocido como un proceso por el cual la inestabilidad produce una caída de voltaje en una parte significativa del Sistema.

Existen elementos del Sistema Eléctrico que son necesarios para evaluar la estabilidad del voltaje, es importante considerar el comportamiento de los elementos que conforman el Sistema Eléctrico en el cual el generador tiene que proporcionar un buen rango de soporte de la potencia reactiva, manteniendo valores constantes del voltaje en el sistema, las redes de transmisión, tienen que soportar una carga máxima, la capacidad de estas líneas de transmisión serán soportadas por sus límites térmicos, si se operan a límites máximos de operación, puede provocar desconexión de cargas debido a las sobrecargas del sistema, lo que puede provocar una inestabilidad en el voltaje.

Las cargas son importantes en la estabilidad del voltaje de los Sistemas Eléctricos, pues determinaran las respuestas del voltaje en el bus, en los Sistemas Eólicos es importante diseñarlos para la capacidad que soportaran las cargas, la Fig. 4.11 muestra el comportamiento del voltaje cuando se interconecta una carga al Sistema.

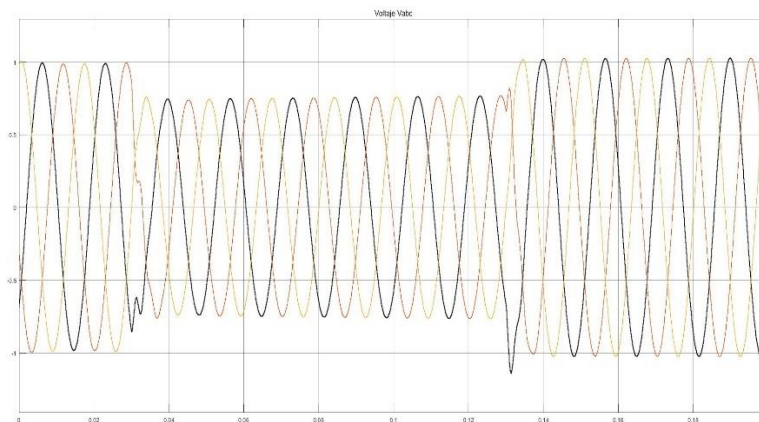


Fig. 4.11 Sistema con carga.

Supóngase un evento en el cual se puede encontrar una pérdida en la estabilidad del voltaje, este fenómeno contiene una perturbación, con salidas de líneas de transmisión, transformador y en el generador eólico, lo que provocara una caída de voltaje en el sistema. Si el voltaje no está en condiciones de operación la potencia reactiva que se entrega incrementara el flujo de todos los reactivos en donde se presenta un voltaje inestable del sistema.

#### 4.5 Flicker en aerogeneradores

Algunos autores consideran el flicker como un fenómeno en la variación de la intensidad del flujo luminoso el cual afecta la visión humana generada por las fluctuaciones en la tensión de la red, este es un problema de percepción visual, la cual depende de la fuente luminosa en la que se da la fluctuación.

Algunas de las causas que provocan el flicker son una gran cantidad de carga conectadas al Sistema de Generación Eólica, puesto que el parque está diseñado para soportar una determinada carga, otros de los problemas que ocasionan este fenómeno son las cargas no lineales como lo son los



hornos de arco, también se presentan cuando no se cuenta con un sistema de control de transitorios o compensación de reactivos. El flicker se puede clasificar en dos categorías sistemático y aleatorio, estos fenómenos pueden ocurrir simultáneamente, el flicker periódico puede ocasionarse debido a cargas fluctuantes, este tipo de flicker regularmente es ocasionado o provocado por la desconexión de cargas grandes que son alimentadas por el Sistema Eólico cuando este se encuentra conectado al Sistema Eléctrico. El flicker emitido por una turbina en el Sistema de Generación Eólica, debido a eventos en la interconexión al Sistema Eléctrico o las fluctuaciones en la potencia generada cuando está operando el parque.

La norma IEC 61400-21, utiliza un método para evaluar armónicos y flicker en los aerogeneradores, esta divide el flicker de las turbinas de aquellas que son ocasionadas por la operación en la conexión al Sistema Eléctrico, por lo tanto, las emisiones del flicker serán diferentes. La operación continua del parque eólico cuando se encuentra interconectado al Sistema Eléctrico produce una contribución al flicker esto ocasionado por las fluctuaciones que se producen en la potencia activa y reactiva, que algunas veces son ocasionadas por la variación del viento donde se encuentra instalado el parque. El viento al tener variaciones contribuirá al aumento del fenómeno del flicker, cuando el Sistema de Generación Eólica se encuentra en operación, las medidas de calidad de la energía, no siempre son problema del Sistema Eólico, el problema anteriormente mencionado con la variación del viento que provoca el flicker en la tensión, se puede determinar a través de un estudio el cual determinara la responsabilidad del Sistema Eólico. Las fluctuaciones que produce el flicker originado por la variación en los flujos de potencia, al estar interconectado al Sistema Eléctrico ocasiona variaciones en el voltaje y en la frecuencia del Sistema.

En el Manual Regulatorio de Conexión se establecen los requerimientos que deben cumplir tanto los Centros de carga que soliciten conectarse como aquellos que ya se encuentran conectados al SEN. El Criterio CONE 9 hace mención Respecto a la Calidad de la Energía, el Manual Regulatorio de Conexión de Centros de Carga y demás regulación aplicable establecerán los requerimientos técnicos que los Centros de Carga deben cumplir respecto a indicadores como: la Distorsión Armónica Total, las fluctuaciones de Tensión conocidas como flicker y el desbalance de Corriente (código de red).

El Código de Red en su apartado 3.8 Calidad de la Energía inciso “c”, habla con relación a este apartado que no se encuentra en la Norma Oficial Mexicana, se tiene que cumplir con los criterios relacionados a las variaciones periódicas de amplitud de la tensión (fluctuación de tensión o flicker). El número de variaciones por minuto, en acometida de Media Tensión y Alta Tensión en estado estacionario debe limitarse de acuerdo a la Tabla 3.8 del Código de Red.

Resulta importante el coeficiente del flicker, este es más sensible al ángulo cuando se encuentra interconectado al Sistema Eléctrico, esto sea dependiendo del parque eólico y la turbina pues esta puede ser de velocidad fija, el flicker en una operación continua se ve afectado por la conexión y desconexión de condensadores esto con el fin de mantener el factor de potencia. Al compensar la potencia reactiva aumenta para valores de potencia activa, lo que indica que el coeficiente de



flicker resulta mayor cuando el ángulo de la red se incrementa. El flicker se produce por los cambios en la carga o la generación, este tipo de cambios producen picos de corriente en las líneas de transmisión lo cual hace que la tensión final en la línea no sea la esperada. Si la magnitud de la tensión sufre algún cambio y la frecuencia se ve afectada el fenómeno del flicker se encontrará en el Sistema Eléctrico, se puede tomar en consideración que el flicker depende también de la impedancia de la red y la potencia de cortocircuito del Sistema.

#### **4.6 Armónicos en aerogeneradores**

Los armónicos en los parques eólicos están presentes, esto por el uso de la electrónica de potencia teniendo como resultado un incremento en la magnitud de onda. Si se habla de perturbaciones armónicas estas son provenientes de equipos con una propiedad de tensión y corriente, actualmente las cargas utilizadas no son lineales, lo que provoca que el nivel en la distorsión del suministro sea de bajo voltaje, ocasionando problemas en la red, este tipo de cargas actualmente son más comunes en todo el Sistema Eléctrico, ocasionando una distorsión armónica (THD) alta que resulta dañina al Sistema. La contaminación del Sistema Eléctrico ocasionada por la distorsión armónica causara un problema mayor cuando la suma de las corrientes armónicas excede los límites permitidos.

En el código de red para aerogeneradores hace mención cuando existen variaciones cíclicas de tensión o repercusiones indeseables, esto en el desbalance de fases y corrientes armónicas lo que determinara la calidad del servicio que el suministrador entrega, el solicitante tiene que instalar los sistemas de compensación requeridos, el nivel de armónica tendrá un punto de medición en la interconexión, existen niveles de distorsión armónica en la tensión cuando se interconecta al Sistema Eléctrico (Tabla 2.2 Valores de niveles de armónicos). La distorsión armónica se encuentra asociada en las turbinas eólicas específicamente en las de velocidad variable, estas cuentan con convertidores electrónicos de potencia los cuales son una fuente en la producción de armónicos en la interconexión con el Sistema Eléctrico.

Las armónicas se pueden medir para ello existen dos normas de referencia las cuales son la IEC 6100-4-30 esta norma se encuentra referida al proceso de medición y la IEC 61000-4-7 la cual se encuentra referida en los diseños de los instrumentos de medida. Actualmente algunos medidores utilizan procesamiento digital, utilizando entradas de corriente y tensión analógicas. Para realizar un análisis en la estimación de la emisión total de armónicas en el parque eólico, es necesario considerar todas las emisiones de la máquina que se instalará en el parque, el efecto que tendrán las maquinas en su interconexión y la resonancia que habrá.

Otra norma muy importante en la emisión de armónicos en los aerogeneradores es la IEC 61400-21 la cual establece los requisitos necesarios para la medición, registro y presentación de los resultados de forma individual de los armónicos, interarmónicas y armónicas de alta frecuencia de 2 a 9 kHz. Respecto a la Calidad de la Energía en el punto de interconexión con el Sistema Eléctrico describe los métodos para la evaluación de los parámetros. Determinar un estudio de los niveles de contaminación armónica cuando se interconecta al Sistema Eléctrico es necesario



al realizar las mediciones de acuerdo a los estándares de las distintas normas que se pueden utilizar para así llegar a un modelo de simulación de armónicos en el parque que se desea interconectar.

Las perturbaciones ocasionadas por el viento se ven reflejadas en los impactos de la generación de armónicos pues este varia con el tiempo, es necesario realizar más estudios armónicos para las diferentes interconexiones al Sistema Eléctrico, los estudios de esta índole son necesarios para tomar decisiones en la operación del parque para las condiciones del parque eólico donde se desea interconectar.

Las cargas son un elemento importante en el Sistema Eléctrico con respecto a la generación de armónicos, es importante modelar dentro del parque eólico la carga que se alimentara de acuerdo con el Consejo Internacional de Grandes Sistemas Eléctricos (CIGRE), un modelo de la carga es despreciar la inductancia de la carga considerándola infinita. La carga se considerará una resistencia equivalente la cual se calculará a partir de la potencia activa que consume la carga  $R = \frac{V_N^2}{P}$  donde  $V_N$  es la tensión nominal del sistema a 60 Hz, al aumentar la frecuencia el valor de R aumentará. Para el valor del quinto armónico se utilizará  $3R$  y para el decimo  $2R$ . Un segundo modelo propuesto es hacer la resistencia equivalente como en el modelo anterior, pero se necesita asociar una reactancia en paralelo, este tipo de impedancia se determinará dependiendo la cantidad de motores que se encuentran en servicio que componen a la carga, su potencia instalada y la inversa de su reactancia, multiplicada por el orden del armónico que se requiere considerar. Los armónicos siempre han estado presentes en los Sistemas Eléctricos, actualmente con la utilización de las cargas que contienen electrónica de potencia lo que resulta en el aumento de la magnitud, esto se ha convertido en un tema muy importante correspondiente a la interconexión de la generación eólica.

#### 4.7 Transitorios en Aerogeneradores

En el transcurso de las variaciones del viento los transitorios suelen aparecer en las turbinas, un fenómeno que sucede en la secuencia de arranque de los aerogeneradores de velocidad fija es necesario utilizar un arrancador suave esto con el fin de evitar una gran corriente de interrupción, una vez que el arrancador suave entra en funcionamiento y el generador se conecta al Sistema Eléctrico, los bancos de condensadores de derivación se encuentran conmutados, esto con el fin de mitigar el fenómeno transitorio en el Sistema Eléctrico que se conecta. Este transitorio llega a un valor que es aproximadamente el doble de la corriente nominal de la turbina eólica ocasionando una afectación en el voltaje del Sistema Eléctrico. Un voltaje transitorio afectara a todo aquel equipo sensible que se encuentre conectado al Sistema.

La frecuencia transitoria se puede determinar por  $f = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{1}{LC}}$  donde  $L$  es la inductancia de la red y  $C$  la capacitancia del capacitor. Para mejorar los cálculos de la corriente y voltaje de conexión al Sistema Eléctrico, cuando se desea interconectar el parque al Sistema Eléctrico, es necesario utilizar un modelo detallado del Sistema, para este tipo de simulación es recomendable la



utilización del programa Electro Magnetic Transients Program (EMTP), el cual permite utilizar parámetros de frecuencia dependientes para los cálculos de conmutación transitoria en la red.



## Capítulo V Simulación del Modelo de Generación Eólica

### 5.1 Ejemplo de generación Eólica Modelo DFIG

Para este ejemplo de generación eólica con modelo de turbinas que utilizan un generador de inducción el cual se encuentra alimentado doblemente por (DFIG), utiliza un convertidor PWM basado en IGBT AC/DC/AC. La tecnología DFIG permite extraer la potencia del viento aun cuando la potencia del viento sea baja, para este caso se presenta un parque eólico con los siguientes parámetros en la Tabla 5.1, es un caso propuesto y no pertenece a ningún parque específico, los parámetros propuestos son conforme a los requeridos para la interconexión de un parque en un Sistema Eléctrico.

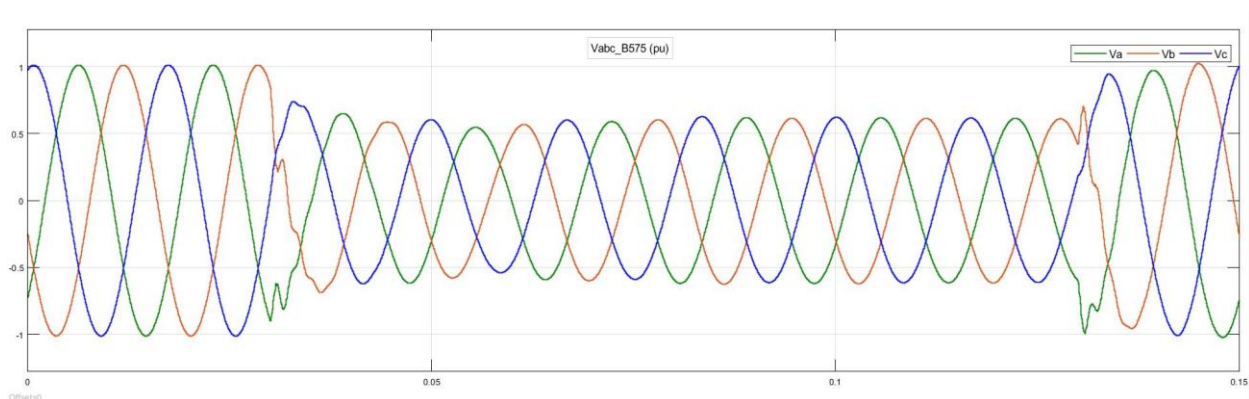
Potencia Generada	15 MW
Número de turbinas	10
Potencia por turbina	1.5 MW
Tensión nominal utilizada para la medición en pu ( $V_{rms}$ fase-fase):	575 V
Potencia del viento	15, 10, 8 $m/s$
Frecuencia	60 Hz
Potencia Nominal del Transformador 1	1.75 * 10 MVA
Tensión Nominal lado secundario	34.5 KV
Tamaño de la Línea 1	10 km
Tamaño de la Línea 2	20 km
Carga	10 MVA
Potencia Nominal del Transformador 2	45 MVA
Tensión Nominal lado secundario	115 KV

Tabla 5.1 Parámetros del parque eólico

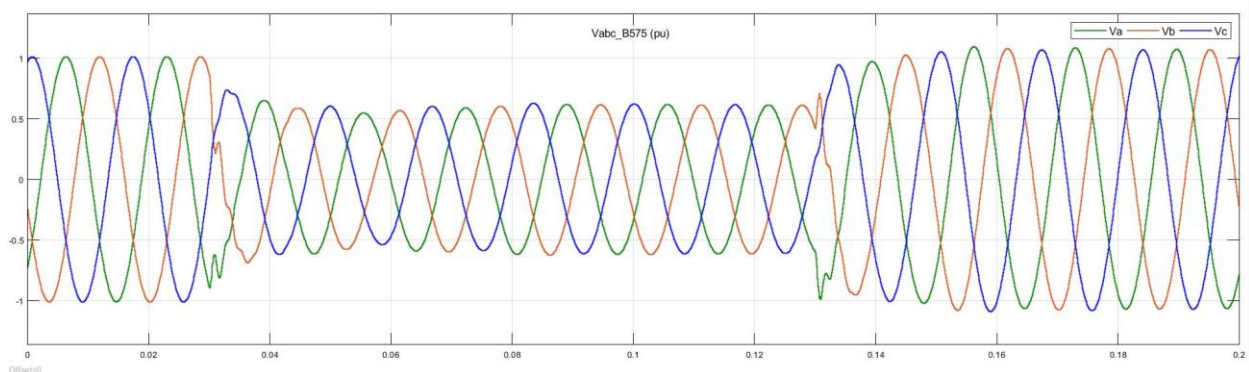
El parque eólico está constituido por 10 turbinas de 1.5 MW el parque se encuentra conectado a la red por medio de líneas de transmisión con longitudes diferentes, las cuales se encuentran en la Tabla 5.1, estas turbinas se encuentran conectadas en un transformador que eleva el voltaje de 575 V a 25 KV, el devanado secundario del transformador se encuentra conectado a través de un Bus 1, considerado como el punto de interconexión con el sistema eléctrico, es importante para este análisis considerar los parámetros de voltaje, potencia activa, potencia reactiva, frecuencia, la velocidad del viento y la velocidad angular del rotor.

Para analizar este parque eólico es importante tomar en cuenta que se presentaran variaciones del viento, primero se inicializara con una velocidad de viento de 8  $m/s$  y esta aumentara hasta llegar al valor de 15  $m/s$ , después de llegar a este valor se realizara una nueva simulación con valores del viento que van de 15, 10 y 8  $m/s$ , inmediatamente de esto se implementara una falla trifásica en el punto de interconexión del parque con tiempos de duración de 100<sub>ms</sub>, 120<sub>ms</sub> y 140<sub>ms</sub>.

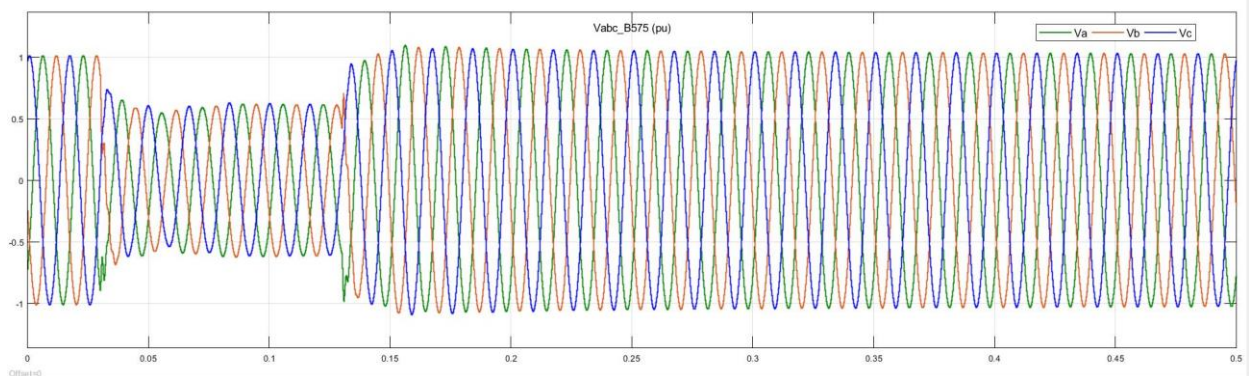
Para este análisis el objetivo es estudiar el comportamiento del parque eólico el cual se encuentra conformado por turbinas de velocidad fija con (DFIG) ante variaciones del viento y su estado operativo al interconectarse en la red, se observa que el voltaje sufre variaciones hasta llegar a 1 (pu), al inicio el voltaje se encuentra en 1 (pu), pero este cae en un intervalo de tiempo específico como se puede apreciar en la Fig. 5.1 inciso b), en el inciso c) nótese el comportamiento del voltaje en un tiempo más prolongado de 0.5 segundos, el comportamiento del voltaje es después de un periodo de tiempo con un valor de 1 (pu), esto si el parque se encuentra funcionando en estado estable a una velocidad de  $8 \text{ m/s}$ .



a)



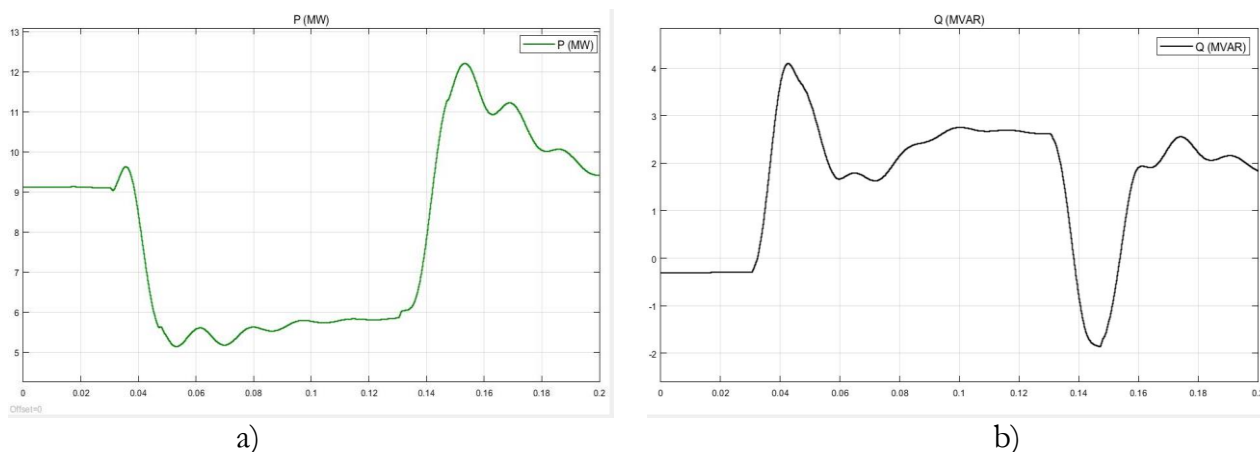
b)



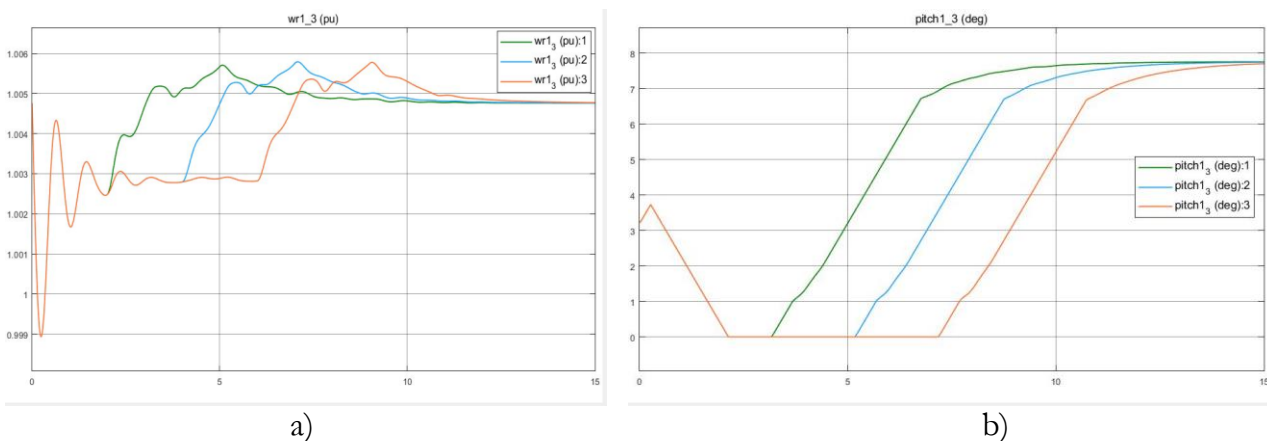
c)

Fig. 5.1 Voltajes en terminales

La Fig. 5.2 muestra el comportamiento de la potencia activa y potencia reactiva en las líneas de distribución del parque, se muestra la potencia nominal del parque, el consumo de potencia reactiva aumenta al incrementar la velocidad del viento, debido que las turbinas eólicas contienen generadores de inducción tipo jaula de ardilla, una de sus desventajas es que esta requiere de potencia reactiva para su funcionamiento. Esto quiere decir que entre más potencia activa se genera, mayor será el consumo de potencia reactiva por parte del generador. Cada turbina consume alrededor de  $1.5 \text{ MVAR}$ . Se puede apreciar el comportamiento del voltaje en el punto de interconexión del parque a la red donde se observa una depresión del voltaje mientras el parque que se encuentra integrado por el grupo de turbinas sufre un incremento en la velocidad del viento. El comportamiento de la potencia activa y reactiva en el punto de interconexión del parque se puede observar al aumentar la potencia activa con la intervención de todo el grupo de turbinas Fig. 5.2 a), el consumo de potencia reactiva total del parque cuando operan a potencia nominal se observa en la Fig. 5.4 b), es muy importante la velocidad con la que se encuentra operando el parque, incrementos y variaciones de este provocan que el comportamiento de la potencia aumente o disminuya según sea el caso de estudio.



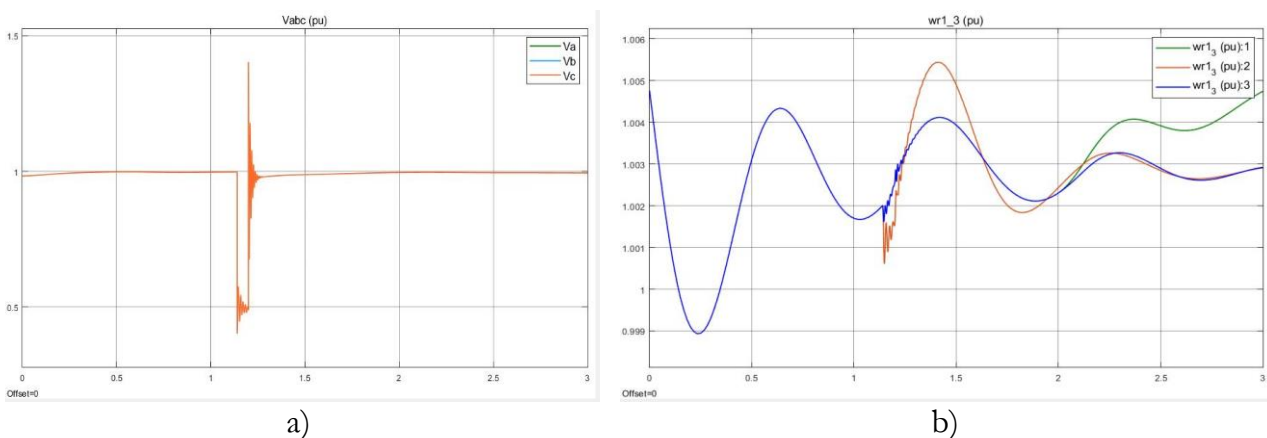
La Fig. 5.3 a) y 5.3 b) muestran el comportamiento del rotor del generador y el ángulo de las turbinas, la Fig. 5.3 a) muestra un aumento constante en el ángulo de las palas, esto debido a las variaciones del viento que se presentan en este caso de estudio, lo que hace que el rotor del generador se acelere hasta llegar a un punto determinado. Las velocidades del viento fueron de  $8 \text{ m/s}$  a  $15 \text{ m/s}$ , es importante mencionar que se toma como referencia la potencia eléctrica nominal y la comparación de esta con la potencia eléctrica generada, el ángulo de inclinación de las palas de la turbina no representa grandes oscilaciones, estas solo muestran cambios variados para el eje de la turbina. Su rendimiento empeorara si se llegara a tener una velocidad del viento mayor, pues aumentarían las pérdidas, el rendimiento del generador y su máxima potencia eléctrica que se genere será producida a una velocidad del viento específica dependiendo donde se encuentre instalado el parque. Un caso muy importante es cuando la el rotor genera potencia reactiva si el parque se encuentra con una potencia reactiva consumida el factor de potencia se podrá compensar más fácilmente.



### 5.1.2 Falla trifásica en el punto de interconexión del parque

Análisis del parque ante una falla trifásica que ocurre en el punto donde se interconecta el parque a la red, el parque se encuentra operando a una velocidad de  $9\text{ m/s}$ , aproximadamente a la velocidad nominal de operación del parque.

La falla ocurre a los  $1.140\text{ s}$  y esta termina a los  $1.2\text{ s}$ , la Fig. 5.4 a) muestra la respuesta del voltaje en el punto de interconexión, en la Fig. 5.4 b) se observa la velocidad del rotor la cual se ve afectada, por la duración de la falla, el comportamiento de las turbinas no es apto para su funcionamiento, perdiendo estabilidad. El comportamiento en la velocidad del rotor de las turbinas se encuentra afectado por la falla.



Para una falla trifásica aplicada con una duración más larga que inicia en 1.140 s y esta termina a los 1.3 s, se puede observar que la potencia activa que entrega el parque eólico al Sistema Eléctrico cuando este esta interconectado desciende, pues un grupo de turbinas dejan de generar potencia activa debido a una pérdida de estabilidad Fig. 5.5 a), en el caso de la potencia reactiva, para este caso se puede observar un mayor consumo de potencia reactiva en el tiempo que dura la falla Fig. 5.5 b).

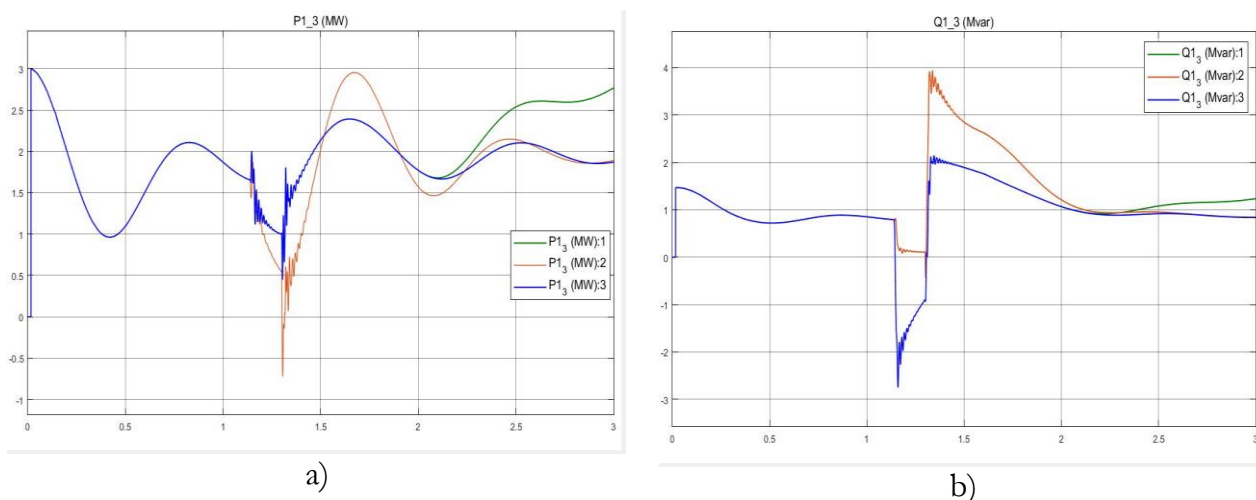


Fig. 5.5 a) Potencia activa en la falla, b) Potencia reactiva en la falla.

El código de red en México, implementa requerimientos técnicos a partir de estudios de capacidad de generación eólica generada e instalada, se mencionan los aspectos que se necesitan para la interconexión de un parque a la red, estos requerimientos señalados en el código de red se establecen dependiendo el avance tecnológico de los aerogeneradores, para este caso de estudio, durante condiciones de bajo voltaje o de falla en el parque, no se cumple con los requerimientos del código de red, pues este debe soportar una falla de 150<sub>ms</sub>, con este estudio es importante mencionar que el parque tiene que operar en condiciones de estado estable y dinámico, para una buena conexión del parque, la variabilidad del viento juega un papel muy importante para su funcionamiento óptimo.

El código de red en su apartado 3.6 Operación de la Fuente de Energía ante fallas externas o en el punto de Interconexión (eólicas o fotovoltaicas). Se refiera a la fuente de energía en este caso la generación eólica, la cual tiene que permanecer conectada en el Sistema sin perder estabilidad, cuando ocurren fallas transitorias externas a su generación, teniendo un tiempo máximo de liberación de la falla, la cual tiene que estar soportada por el abatimiento de la tensión ocasionada por la misma (hueco de tensión), al ocurrir esta falla la generación eólica tiene que aportar la potencia reactiva necesaria. Después de liberada la falla el parque tiene que aportar la potencia activa y mantener el flujo de reactivos que se tenía previsto a la falla.



Para este ejemplo los tipos de falla y sus tiempos de duración en el punto de interconexión se encuentran en la Tabla 11 del código de red para aerogeneradores, en este trabajo de tesis es la siguiente Tabla 5.2.

Fallas transitorias Tipo de falla	Tiempo máximo de duración de Falla (milisegundos)		
	Nivel de Tensión kV		
	69-161 kV	230 kV	400 kV
Falla Trifásica a tierra	150	100	80
Bifásica con o sin conexión a tierra	150	100	80
Monofásica a tierra	150	100	80

Tabla 5.2 Tipos de fallas y tiempos de duración.

Al ocurrir la falla y una vez liberada la falla, el sistema eléctrico tiene que recuperarse en un 80% de la tensión en un tiempo de un segundo al inicio de la falla, con todos los elementos que se encuentran conectados en el sistema, ante este caso el parque eólico no tiene porque dispararse y salir del sistema.

## 5.2 Ejemplo de generación Eólica Modelo DFIG con STATCOM

El siguiente ejemplo muestra un parque de generación eólica el cual tiene 3 grupos de turbinas con una capacidad de  $1.5 MW$ , cada grupo esta constituido por dos aerogeneradores cada uno, el parque se encuentra conectado a una red de  $25 kV$ , la cual envía energía eléctrica a una red que se encuentra a una tensión de  $120 kV$ , los parámetros del parque se encuentran en la Tabla 5.3, es un caso propuesto y no pertenece a ningún parque específico, los parámetros propuestos son conforme a los requeridos para la interconexión de un parque en un Sistema Eléctrico.

Potencia Generada	$9 MW$
Número de turbinas	6
Potencia por turbina	$1.5 MW$
Tensión nominal utilizada para la medición en pu ( $V_{rms}$ fase-fase):	$575 V$
Potencia del viento	$11, 10, 8 m/s$
Frecuencia	$60 Hz$
Potencia Nominal del Transformador 1, 2 y 3	$4 MVA$
Tensión Nominal lado secundario	$25 kV$
Tamaño de la Línea 1	$1 km$
Tamaño de la Línea 2	$25 km$
Carga	$10 MVA$
Potencia Nominal del Transformador 2	$45 MVA$
Tensión Nominal lado secundario	$120 kV$

Tabla 5.3 Parámetros del parque eólico.



Cada turbina utiliza un generador de inducción tipo jaula de ardilla, el devanado del estator se encuentra conectado a la red con una frecuencia de **60 Hz**, cada rotor de las turbinas es impulsado por turbinas de paso variable. Si se encuentran vientos con una velocidad de **9 m/s**, el ángulo de paso de las turbinas se controlará, esto con el fin de limitar la potencia del generador. Para que el generador de inducción de la turbina genere energía, la velocidad debe estar por encima de la velocidad síncrona, la velocidad puede variar entre 1 (pu) si esta no tiene carga, pero su variación con carga puede ser a 1.005 (pu), las turbinas tienen un sistema de protección para la tensión, corriente y la velocidad del viento.

El parque propuesto a analizar cuenta con un compensador síncrono estático (STATCOM), este dispositivo es muy importante en los parques eólicos, regula el voltaje del sistema absorbiendo o generando potencia reactiva, esto a diferencia de un compensador estático variable (SVC), el cual se encuentra compuesto por tiristores, la corriente de salida del (STATCOM) se controla independientemente del sistema. La Fig. 5.6 muestra el comportamiento del STATCOM cuando este entra en funcionamiento, el crecimiento de los sistemas eólicos, así como la necesidad de suministrar energía eléctrica estable, controlada, segura, económica y de una alta calidad aprovechando las fuentes de energía renovables, la Fig. 5.6 a) y b) representan el voltaje y la potencia reactiva generada cuando el STATCOM se encuentra funcionando, mencionar que este compensador estático síncrono opera como un compensador estático de VAR's, estando conectado en paralelo en el cual la corriente de salida, sea capacitiva o inductiva, puede ser controlada de forma independiente del voltaje del sistema.

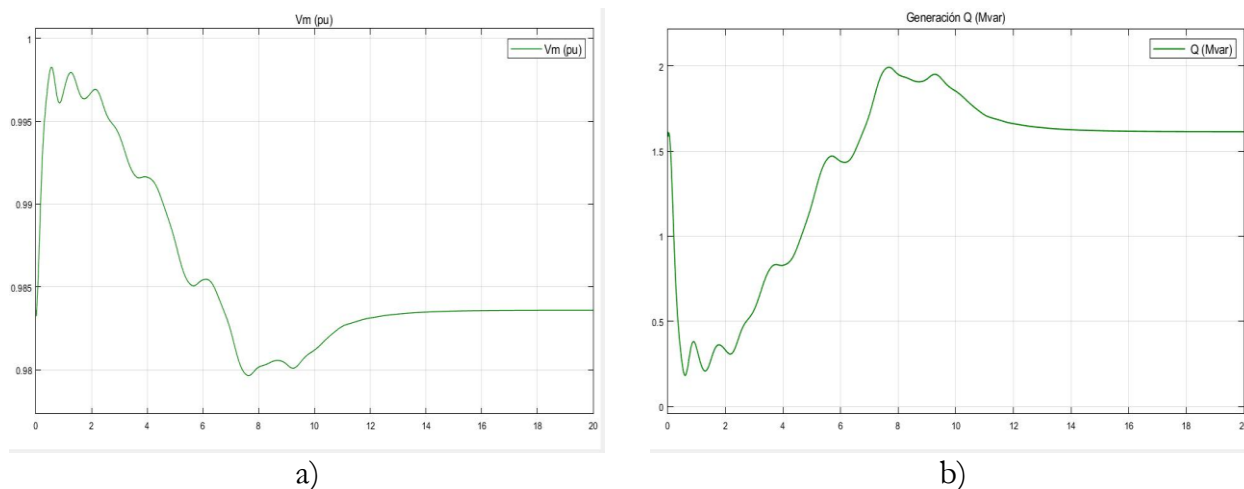


Fig. 5.6 Comportamiento del STATCOM.

Para este estudio el comportamiento de las turbinas eólicas de velocidad variable es importante en relación a la potencia activa que se genera en el parque, la potencia reactiva, el voltaje de corriente directa (CD) que llega al convertidor, la velocidad angular del rotor y el ángulo de inclinación. La potencia activa, la potencia reactiva y el voltaje cuando se interconecta al sistema eléctrico.



Este estudio considera la operación del parque eólico con la variación del viento, aquí se asumirá que la velocidad del viento tendrá una amplitud de [8 a 11  $m/s$ ], teniendo un incremento en un punto máximo de 11  $m/s$ . La operación del parque después de estar interconectado a la red tendrá una falla trifásica la cual se aplicará en el punto de interconexión.

La Fig. 5.7 muestra la velocidad del viento con la cual se encuentran operando las turbinas, iniciando con una velocidad de 8  $m/s$  hasta llegar a un máximo de 11  $m/s$ , esto con el fin de mostrar las perturbaciones que se llegan a encontrar en un parque eólico con la variación del viento.

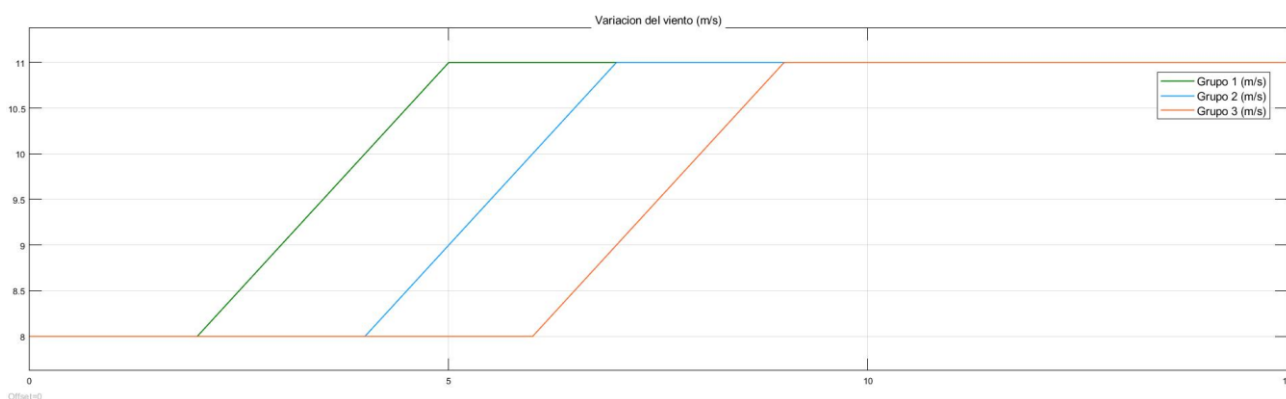


Fig. 5.7 Variación del viento de [8 a 11  $m/s$ ].

La generación de potencia activa y reactiva de cada grupo de turbinas del parque eólico se encuentra en la Fig. 5.8 a). La potencia activa incrementa en función de la velocidad del viento, la potencia activa depende del punto de máxima extracción de potencia, la potencia activa inicial por grupo de turbinas para este caso de estudio corresponde a 3 MW, esta generación se encuentra referida cuando el viento tiene una velocidad de 8  $m/s$ , alcanzando una máxima generación de potencia cuando el viento se encuentra en 11  $m/s$  obteniendo así la velocidad nominal del viento.

La Fig. 5.8 b) representa el comportamiento de la potencia reactiva, los grupos de turbinas que conforman el parque se encuentran configuradas para regular el factor de potencia cuando estas se encuentran conectadas al sistema eléctrico, para mantener la potencia reactiva en un valor cercano a cero en las terminales del generador, el valor de referencia para el factor de potencia es uno, el valor de la potencia reactiva es diferente de cero. La potencia activa se encuentra en valores nominales, estas turbinas absorben de manera transitoria potencia reactiva cuando se encuentra interconectada a la red para llegar a un estado estable de operación.

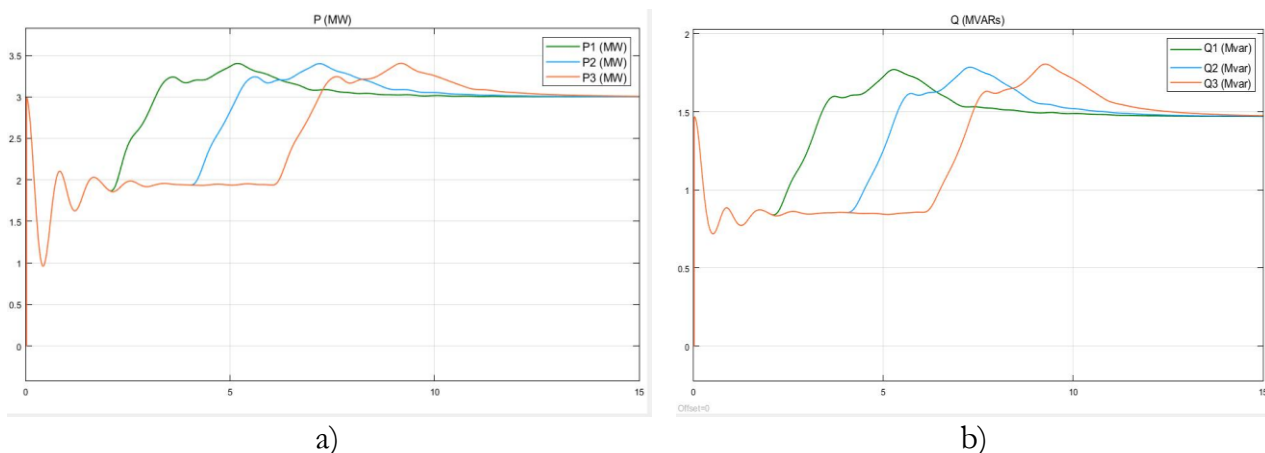


Fig. 5.8 a) Potencia activa por grupo, b) Potencia reactiva por grupo.

El comportamiento de la velocidad angular del rotor,  $\omega_r$  esta en la Fig. 5.9 a), y el ángulo de inclinación de las aspas  $\beta$  en la Fig. 5.9 b). El ángulo del rotor  $\omega_r$  supera 1.002, para que el ángulo  $\beta$  comienza a incrementarse, la velocidad del rotor se mantiene arriba de la velocidad síncrona, esta es la velocidad máxima de operación. El incremento de la velocidad angular del rotor se encuentra relacionada con la velocidad del viento, cuando esta supera la velocidad establecida se activa el control de limitación de la velocidad.

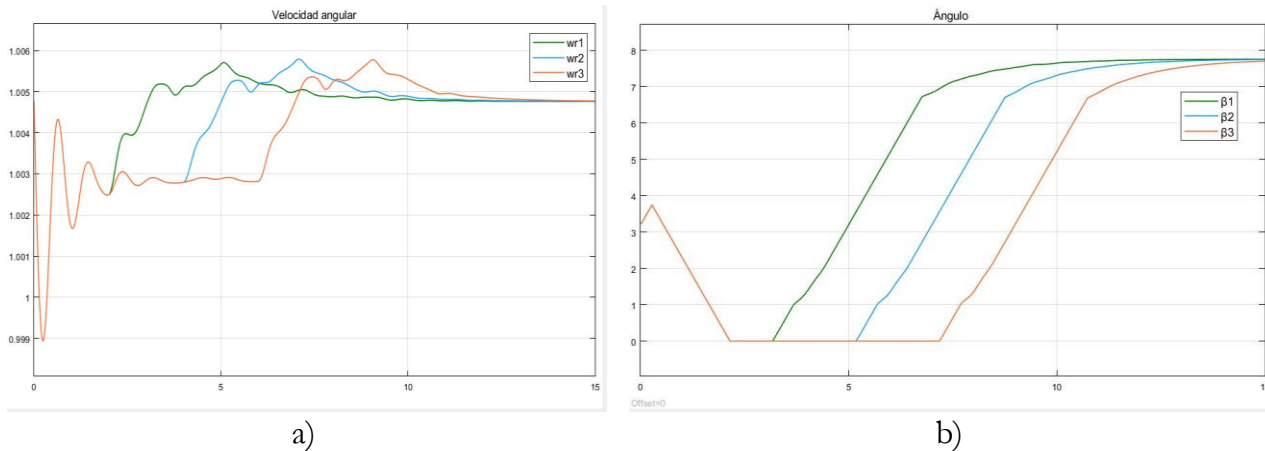


Fig. 5.9 a) Velocidad angular, b) Ángulo de inclinación.

La Fig. 5.10 representa el comportamiento del voltaje, este disminuye debido que las turbinas incrementan su potencia de generación, la variación del voltaje es pequeña, logrando que el parque eólico cumpla con el código de red donde menciona que la operación del parque eólico en estado estable no tenga valores por debajo del  $\pm 10\%$  del voltaje nominal. El voltaje en el punto de interconexión no tiene una caída tan grande en los grupos de turbinas que conforman el parque, es probable, que el voltaje medido en las terminales del transformador que se encuentra en el aerogenerador tenga una diferente variación debido a las líneas de transmisión donde se encuentra



conectado cada grupo de generadores, la carga también puede ocasionar una caída de voltaje pues esta se encuentra conectada dentro del sistema eléctrico donde el parque esta interconectado, una ventaja de ello es la tecnología que actualmente presentan los convertidores electrónicos, los cuales minimizan las caídas de tensión que son originadas por la conexión de los generadores al sistema eléctrico.

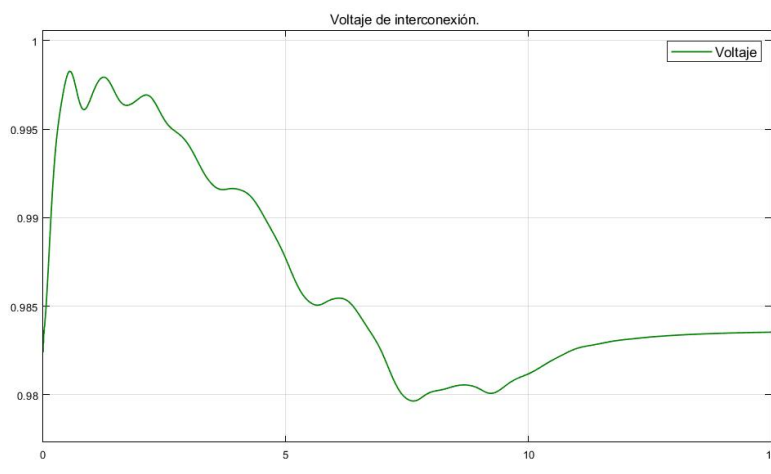
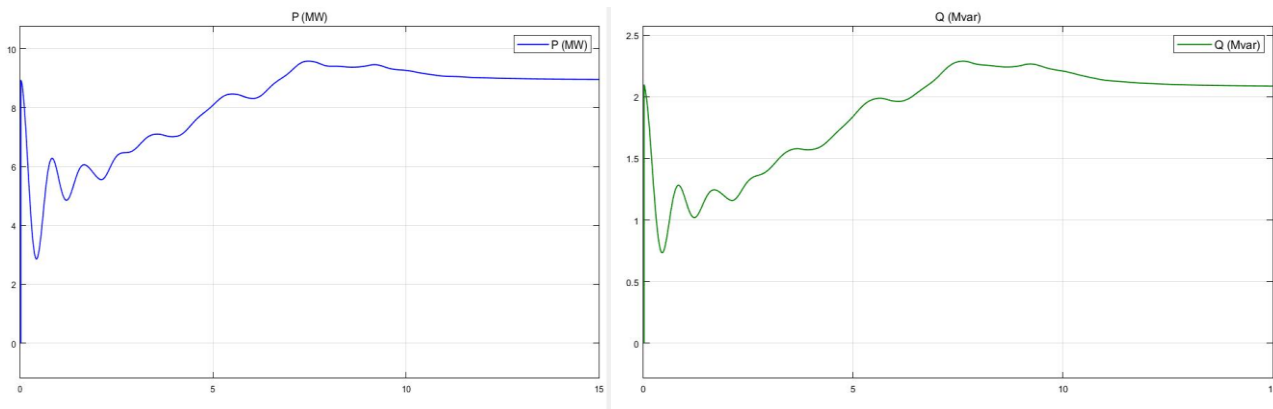


Fig. 5.10 Voltaje de interconexión.

La representación de la potencia activa total que entrega el parque está representada en la Fig. 5.11 a), debido a las pérdidas, la carga, las líneas de transmisión y los transformadores, no se inyecta a la red toda la potencia nominal que genera el parque, el comportamiento de la potencia reactiva que fluye del parque hacia el sistema eléctrico se encuentra en la Fig. 5.11 b), el comportamiento del voltaje en el punto donde se interconecta es similar al del voltaje.



a) b)  
Fig. 5.11 a) Potencia activa total, b) Potencia reactiva total.

### 5.2.1 Falla trifásica en el punto de interconexión del parque turbina eólica con DFIG y STATCOM

En este caso las turbinas se encuentran operando a su velocidad nominal, no existe ninguna variación en el viento, para que la falla sea solamente una perturbación en el sistema. La falla trifásica que se aplica en el punto de interconexión se aplica a los 1.4 s de estar interconectado el parque al sistema eléctrico, el voltaje se reduce a 0 V en el nodo de interconexión, el código de red menciona que un hueco de voltaje también llamado envolvente, define una referencia en la cual el parque debe seguir operando y en cual se tiene que desconectar del sistema o mejor conocido como el tiempo de liberación de la falla Fig. 5.12 a), este parque eólico cumple con el comportamiento requerido del código de red. La caída de voltaje por grupo de generadores se observa en la Fig. 5.12 b).

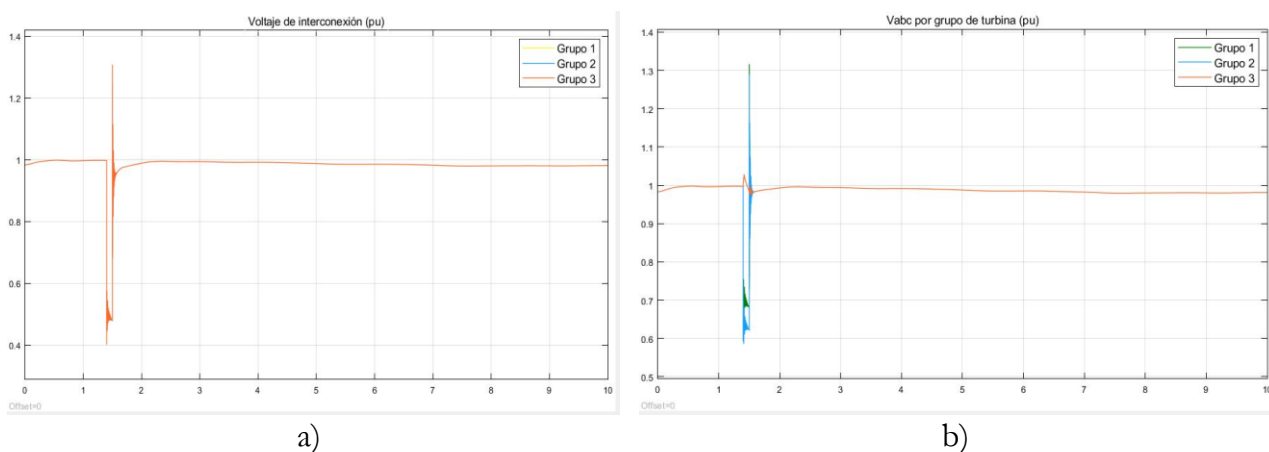
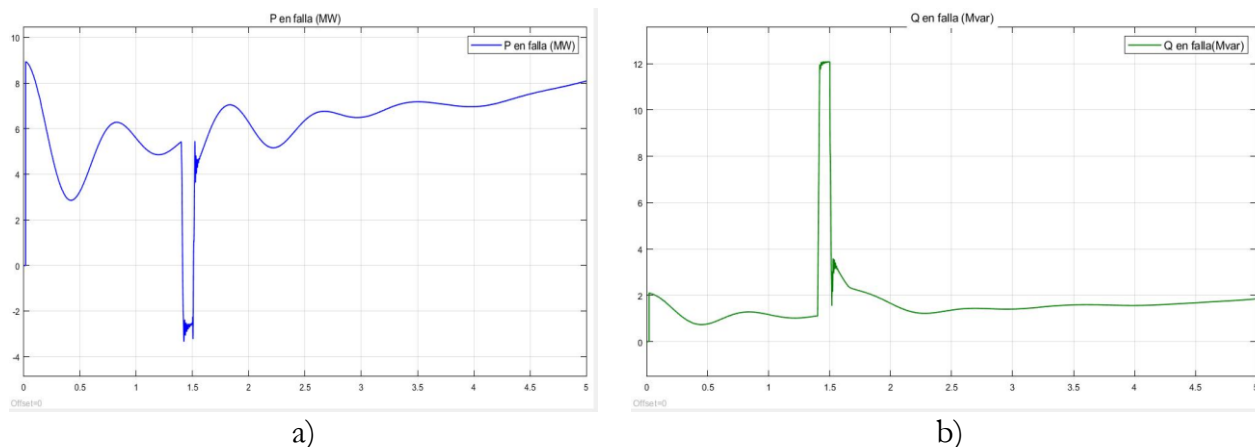


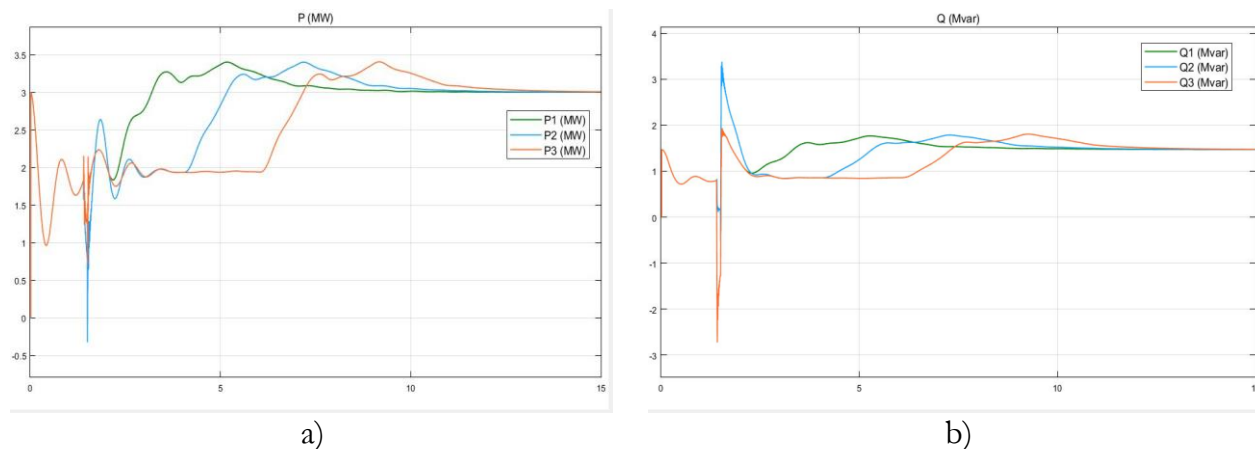
Fig. 5.12 a) Voltaje de falla en el punto de interconexión, b) Voltaje en terminales por grupo de generador.

La potencia activa total Fig. 5.13 a), que genera el parque eólico, tiene un descenso drástico, cuando ocurre la perturbación, los generadores pierden excitación debido al bajo nivel de voltaje, independientemente que no existe una variación en el viento, pues la velocidad del viento es constante, el código de red menciona que este tipo de generación tiene que ser capaz de soportar este tipo de fallas y así operar normalmente después del disturbio. La Fig. 5.13 b), es la potencia generada por el parque eólico llega a valores cercanos a cero durante el tiempo en el que ocurre la falla. La potencia activa y reactiva regresan a su estado estable al poco tiempo de liberarse la falla, el código de red indica en su apartado 6. Potencia Reactiva, la fuente de energía en este caso la generación eólica, que se encuentra interconectada en media y alta tensión tienen que contar con la capacidad de controlar un factor de potencia que este en el rango de 0.95 en atraso o adelanto, en el caso de que la fuente de energía tenga una capacidad mayor a 10 MW también tiene que tener el control de tensión.



a) b)  
 Fig. 5.13 a) Potencia activa total, b) Potencia reactiva total.

La potencia activa que entrega el parque eólico, es cercana a cero durante el tiempo que ocurre la falla, la potencia reactiva que se genera por las turbinas eólicas Fig. 5.14 b), esta se incrementa durante la falla, indicando que cada grupo de aerogeneradores entrega potencia reactiva al sistema esto para minimizar la caída de voltaje, cada turbina aporta un pico de potencia reactiva en el instante de la falla. Luego de ocurrida la falla las turbinas absorben transitoriamente potencia reactiva para regresar a su estado estable.



a) b)  
 Fig. 5.14 a) Potencia activa generada, b) Potencia reactiva generada.

La operación del parque eólico ante fallas con tiempo de duración mayor a  $100_{ms}$ , el primer caso a tomar en cuenta está relacionado al código de red, los tiempos de duración de la falla son  $120_{ms}$ ,  $160_{ms}$ ,  $180_{ms}$ , la Fig. 5.15 indica el comportamiento del parque en el punto de interconexión para fallas trifásicas. El código de red considera fallas con una duración de  $150_{ms}$  con una recuperación del voltaje aproximado a  $0.8 (pu)$ , este parque eólico cumple con el código de red esto se debe a la tecnología con la que cuentan las turbinas DFIG.

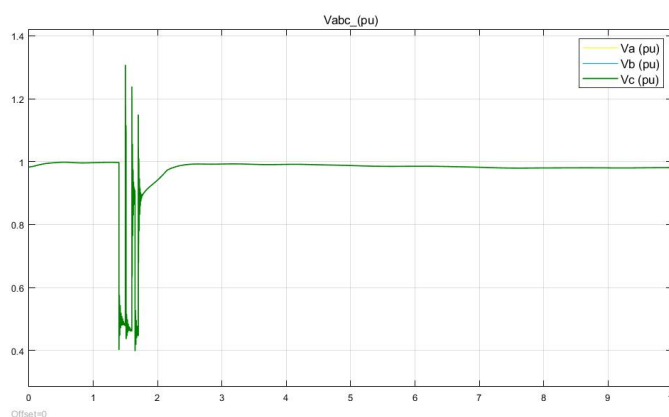


Fig. 5.15 Caída de voltaje en el punto de interconexión con diferentes tiempos de falla.

### 5.3 Conclusión

En el caso de las turbinas de velocidad fija con (DFGI) y sin alguna perturbación, solamente la velocidad del viento, el parque cumple con el código de red este opera en régimen permanente, pero se ve afectado por la carga que se encuentra conectada a la red, las variaciones oscilan en los parámetros que establece el código de red, este tipo de turbina presenta un problema necesita de un compensador de potencia reactiva, puesto que las maquinas tuvieron problemas en el voltaje del sistema donde se interconecta el parque. Aun así, cuando el parque tuvo un comportamiento en estado de operación normal, perdió estabilidad cuando ocurrió la falla trifásica en el punto de interconexión a la red, lo que conlleva a decir que no cumple con el código de red, este parque fue propuesto y no pertenece a ningún parque específico.

Caso contrario son las turbinas con generador (DFIG) y un (STATCOM) el parque eólico se mantiene en operación con respecto al código de red, el uso de la electrónica de potencia es importante en la operación del parque, pueden regular la potencia reactiva para controlar el voltaje y trabajar con un factor de potencia determinado. En este caso si se cuenta con la perturbación del viento teniendo valores diferentes en la velocidad, pero este no representa un problema para que el parque se mantenga en operación al someter el parque a una falla trifásica en el punto donde se interconecta a la red, se logra percibir que se recupera después de liberada la falla lo que indica que este tipo de turbinas cumple con el código de red. El segundo caso de estudio propuesto presenta una ventaja relacionada al primer caso, esta ventaja es la respuesta que tiene el parque ante condiciones de falla, manteniendo estabilidad en las máquinas y aportando potencia reactiva dentro de los límites que enmarca el código de red.



## Capítulo VI Conclusiones y trabajos futuros

### 6.1 Conclusiones

Este trabajo de tesis lleva a las siguientes conclusiones:

La generación eólica actualmente en México está siendo una fuente importante de generación, lo que conlleva a utilizar los recursos naturales con los que se cuenta en este caso el viento. La implementación de tecnologías de turbinas con DFIG facilitan el cumplimiento del código de red, para controlar la calidad de la energía que se genera, la electrónica de potencia es importante para esta tecnología junto con el convertidor que cuenta cada turbina. Las simulaciones ayudan a verificar y notar los diferentes puntos que enmarca el código de red para la interconexión de los parques eólicos al sistema eléctrico, algunos de los aspectos importantes son: el tiempo de liberación de la falla que tiene que soportar el parque dependiendo el tipo de parque y su tecnología, el comportamiento de la potencia activa y reactiva antes, durante y después de una falla así como el hueco de tensión para determinar el tiempo que tardara el parque en su desconexión del sistema. Los diferentes modelos de simulación del viento contribuyen a interpretar los fenómenos que afectan el comportamiento del parque cuando este se encuentra interconectado al sistema eléctrico, la variación que tiene el viento es impredecible, para estos estudios es importante conocer su comportamiento.

Los resultados de los estudios de los parques en diferentes condiciones permiten hacer un comparativo de un modelo detallado de un parque eólico en específico que se encuentra interconectado al sistema eléctrico, considerando el efecto que tiene el viento en el comportamiento del parque eólico. Realizando una comparación de los dos estudios propuestos en el capítulo cinco se puede observar que en el primer caso de estudio los parámetros de corriente, velocidad del rotor, la potencia activa y reactiva dependen mucho del comportamiento del viento, en el segundo caso de estudio con STATCOM, la corriente, la potencia activa y reactiva seguirán el comportamiento de la velocidad angular del rotor, logrando un control de la potencia activa y reactiva a una velocidad del viento con un valor constante ante las variaciones que puede tener el viento. El comportamiento de la potencia activa se encuentra en un determinado punto de generación esto depende de las características de la turbina al operar con una velocidad del viento específica, la potencia reactiva tiene un valor de referencia por grupo de turbinas que conforman el parque eólico de modo que la generación de potencia reactiva y su absorción está dada por la potencia que se genera por grupo de turbinas, cuando ocurre una falla o la intermitencia que puede tener el viento. El estudio demuestra que emplear un STATCOM, regulara la tensión y suministrara la potencia reactiva acelerando la recuperación del voltaje ante una falla. El sitio donde se ubicará el parque eólico, así como el punto donde se interconectará con la red es importante, pues el viento no es el mismo dependiendo la zona donde este se encuentre o se desea conectar, el punto de interconexión es importante porque el parque puede presentar problemas de estabilidad en el voltaje, pues la presencia del parque puede ocasionar problemas de estabilidad, debido a las perturbaciones y variaciones que puede tener el viento en la zona donde se encuentra ubicado.



Es importante mencionar que los aerogeneradores pueden ser desconectados de la red dependiendo la necesidad que esta tenga en su interconexión, la desconexión de estos puede ser automática cuando ocurre un problema en el voltaje. La conexión en la generación eólica al sistema eléctrico, tiene que cumplir con los requisitos establecidos por el código de red, los cuales especificaran los parámetros para su interconexión y también su desconexión de la red. La variación de la tensión en terminales del aerogenerador puede ocasionar una mala entrega de potencia a la red, esto tiene que tener un análisis detallado cuando esto sucede.

La calidad de la energía en la interconexión de los parques eólicos es muy importante principalmente por ser una fuente de energía renovable y por las variaciones que existen en la potencia cuando el viento no es constante en la zona donde se encuentra instalado, ocasionando problemas de calidad de la energía en su interconexión a la red, es importante tener siempre un análisis detallado y monitoreado de la calidad de la energía en la generación eólica cuando esta se interconectara a la red esto con el fin de mejorar la generación y distribución de la energía para así evitar pérdidas económicas. La variación que tiene el viento en el parque eólico provoca problemas de calidad de la energía, la electrónica de potencia también ocasiona estos problemas, actualmente la tecnología está avanzando para controlar estos problemas y mantener los límites de operación conforme al código de red para su interconexión, siendo el viento el principal problema en la calidad de la energía, pues una pequeña variación ocasiona problemas. La generación eólica no siempre será constante, lo que provocara que se tengan problemas de calidad de la energía, es importante realizar un estudio para que el parque opere de forma correcta y tener una previsualización del comportamiento del parque dependiendo la zona donde este se interconecte. Otro de los problemas que se encuentran dentro de los problemas de calidad de la energía es la presencia del flicker, cuando este se presenta en las turbinas eólicas debido a la variación de la velocidad del viento.

## **6.2 Trabajos futuros**

Con los resultados obtenidos y el comportamiento de la calidad de la energía por las variaciones del viento y los problemas que la ocasionan se puede hacer un análisis de la interconexión de la generación eólica a la red planteando los siguientes trabajos.

- Desarrollar un análisis de calidad de la energía de un parque eólico interconectado a la red para un parque en específico conociendo todos los datos que tiene este y así conocer el comportamiento más detallado en la calidad de la energía del parque.
- Desarrollar un análisis de calidad de la energía cuando el sistema eléctrico presente condiciones de emergencia y el parque esté operando en condiciones estables con una velocidad del viento constante.
- Analizar el comportamiento del parque eólico cuando presenta problemas en la velocidad del viento y el sistema eléctrico tiene condiciones de emergencia.
- Análisis de la generación eólica y el impacto que se tiene en la disminución de la inercia del sistema eléctrico de potencia.



## Referencias

- [1] *Iniciativa para el desarrollo del sector eólico en México*, México, 2012.
- [2] . S. *Escenarios de emisiones de gases de efecto invernadero, (MtCO<sub>2</sub>), 2011-2020.*
- [3] Asociación Mexicana de Energía Eólica,, «Amdee,» 2018. [En línea]. Available: <https://www.amdee.org/>. [Último acceso: Junio 2019].
- [4] M. A. Barboza Hueta, «ESTUDIO DE PARQUES EOLICOS INTERCONECTADOS A LA RED,» Managua-Nicaragua, 2011, p. 106.
- [5] *Inventario Nacional de Energías Renovables;*, 2015.
- [6] M. González , L. Rouco y M. Alonso, *Modelo de Aerogeneradores para Estudios de Estabilidad de Sistemas Eléctricos*, Instituto de Investigación Tecnológica, Universidad Pontificia, España 2002.
- [7] E. G. M. C. Á. Costa, «Uso de la energía eólica dentro del concepto de generación distribuida y la calidad de la energía,» *Ingeniería Energética*, p. 10, 2017.
- [8] J. M. Rodríguez , J. L. Fernández , D. Beato, I. Ramón y J. Usaola, «Incidence on Power System Dynamics of High Penetration of Fixed Speed and Doubly Fed Wind Energy Systems: Study of the Spanish Case,» 2002.
- [9] W. y. V. Álvarez, «Energía Eólica y sus aplicaciones,» 2006.
- [10] L. S. G. Hernández, «ENERGÍA EÓLICA Y DESARROLLO SOSTENIBLE EN LA REGIÓN DE LA RUMOROSA, MUNICIPIO DE TECATE,» *Tesis* , p. 117, 2016.
- [11] G. Karady y C. Richard , «Conventional Power Generation,» de *The Electrical Engineering Handbook*.
- [12] J. Smith, *Guidelines for Design of Wind Turbines*, Copenhagen, 2002.
- [13] B. U. Network, "Manual Sobre Energía Renovable: Eólica", San José, 2002.
- [14] ABB, *Plantas Eólicas*, 2002.
- [15] S. Rodríguez y B. Arnalte, *Sistemas eólicos de producción de energía eléctrica*, Madrid: Rueda, 2003.
- [16] H. Palacios y J. Arcos , *Generación Eólica en el Sistema Interconectado - Análisis de su Impacto*, Medellín Colombia, 2007.
- [17] CFE, «REGLAS GENERALES DE INTERCONEXION AL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL,» México, 2016.
- [18] Hernán De Battista, , *CONTROL DE LA CALIDAD DE POTENCIA EN SISTEMAS DE CONVERSIÓN DE ENERGÍA EÓLICA*, Septiembre de 2000.
- [19] R. Calero, A. Colmenar y M. Castro , «Centrales de Energías Renovables,» Pearson, 2009.
- [20] S. Muller y M. Deicke, *Doubly fed induction generator systems for wind turbines.*, *Industry Applications Magazine*, 2002.
- [21] R. Cardenas, *A cage induction generator using back to back PWM converters for variable speed grid connected wind energy system.*, *The 27th Annual Conference of the IEEE Volume 2*, 29, pp. 1376 – 1381, 2001.
- [22] *Sitio web: <http://www.enercon.de>.*
- [23] *Sitio web: <http://www.lagerweywind.nl/>.*
- [24] A. Calo García, *Simulación del Funcionamiento de una Turbina Eólica con Generador de Inducción Doblemente Alimentado*, Sevilla, 2015.
- [25] M. Singh y S. Santoso, *Dynamic Models for Wind Turbines and Wind Power Plants*, Texas: The University of Texas at Austin , 2008.



- [26] A. Sierra Jiménez, *Análisis del diseño y control de un generador trifásico doblemente alimentado*, Santiago de Chile: Universidad de Chile, 2012.
- [27] M. Dahlgren y M. Leijon , *A recent development in the electrical insulation systems of generators and transformers.*, Magazine: IEE, 2001.
- [28] INEEL, «Instituto Nacional de Electricidad y energías Limpiaz,» [En línea]. [Último acceso: Junio 2019].
- [29] Secretaria de Energía, , *Ley para el Aprovechamiento de Energías Limpias y el Financiamiento de la Transición Energética.*
- [30] L. Hernández y S. García , «ENERGÍA EÓLICA Y DESARROLLO SOSTENIBLE EN LA REGIÓN DE LA RUMOROSA, MUNICIPIO DE TECATE,» Tesis, 2016.
- [31] J. Wiley y T. Actermann , «Wind Power in Power Systems,» England, 2005.
- [32] Power System Technology, «Voltage Stability Analysis of Wind Farm Integration in to Transmission,» International Conference,, 2006.
- [33] J. L. Fernández, J. M. Rodríguez, R. Iturbe y J. Usaola, «Incidence on Power System Dynamics of High Penetration of Fixed Speed and Doubly Fed Wind Energy Systems: Study of the Spanish Case,» IEEE, 2002.