

**REVISION DE LOS MODELOS DE GENERADORES DE ENERGÍA EÓLICA EN
ESTUDIOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO Y CALIDAD DE TENSIÓN**

CARLOS ALBERTO TORRES QUINTERO

**UNIVERSIDAD DEL VALLE
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA
SANTIAGO DE CALI
2012**

**REVISION DE LOS MODELOS DE GENERADORES DE ENERGÍA EÓLICA EN
ESTUDIOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO Y CALIDAD DE TENSIÓN**

CARLOS ALBERTO TORRES QUINTERO

**Tesis presentada
Como requisito para optar al título de
INGENIERO ELECTRICISTA**

DIRECTORES:

**FERLEY CASTRO ARANDA
Ingeniero Electricista M.Sc. Ph.D.**

**CÉSAR AUGUSTO URREGO VELÁSQUEZ
Ingeniero Electricista M.Sc.**

**UNIVERSIDAD DEL VALLE
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA
SANTIAGO DE CALI
2012**

Nota de aceptación:

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Cali Valle 7-03-2012
Ciudad y fecha (día, mes, año)

DEDICATORIA

Primeramente a DIOS, porque durante todo este proceso universitario siempre ha estado allí guiándome por el buen camino y darme la oportunidad de ingresar a este maravilloso campus y formarme como un profesional.

A mi madre Eva Quintero y padre Manuel Antonio Torres, que con su gran esfuerzo y fortaleza, a diario lucharon para que este sueño se hiciera realidad gracias por ese gran apoyo, este no es solo mi triunfo si no, nuestro triunfo.

A mis hermanos Miguel, Sandra, Diana Torres, por toda la colaboración prestada durante este proceso de formación.

A mis sobrinos Ismael y Manuel Hernando, dos pequeñas fuentes de inspiración.

A mis amigos que formaron parte de esta maravillosa experiencia en donde reímos, lloramos y trasnochamos para alcanzar nuestro mayor anhelo.

AGRADECIMIENTOS

Quiero dar gracias a todos los partícipes de este gran logro, a DIOS, mis padres, mis hermanos, amigos, a la universidad del valle, en especial a los profesores de la escuela de ingeniería eléctrica y electrónica, que compartiendo sus conocimientos y experiencia, durante mucho años sean encargados de formar a grandes profesionales a nivel nacional e internacional.

Quiero expresar también mi más sincero agradecimiento a mis directores de tesis César Augusto Urrego Velásquez y Ferley Castro Aranda quienes desde el momento en que los escogí, han estado atentos ayudándome fuertemente durante el desarrollo de este trabajo.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	1
CAPITULO 1	2
1. CALIDAD DE SUMINISTRO ELÉCTRICO.....	2
1.1. CALIDAD DE LA ONDA DE TENSIÓN	3
1.1.1. Calidad de la onda en los sistemas eólicos.....	3
1.1.2. Perturbaciones de calidad de potencia	8
1.2. CONTINUIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO	23
CAPITULO 2	25
2. GENERACIÓN DE ENERGÍA EÓLICA.....	25
2.1. EL VIENTO	25
2.1.1. Dirección del viento.....	26
2.2. VIENTOS GLOBALES: VARIACIÓN HORIZONTAL	27
2.3. TIPOS DE VIENTOS	28
2.3.1. Vientos con efecto FOHN	30
2.4. CONCEPTOS BÁSICOS DE LA CONVERSIÓN DE ENERGÍA EÓLICA.....	31
2.5. LA VELOCIDAD Y LAS RELACIONES DE POTENCIA	33
2.6. POTENCIA EXTRAÍDA DEL VIENTO	34
2.7. AREA DE BARRIDO DEL ROTOR.....	37
2.8. LA DENSIDAD DEL AIRE	38
CAPITULO 3	39
3. MODELOS DE GENERADORES DE ENERGÍA EÓLICA	39
3.1. MODELO BÁSICO DEL GENERADOR ASINCRÓNICO JAULA DE ARDILLA (AC)	40
3.1.1. Principio básico de funcionamiento.....	41
3.1.2. Velocidad del rotor y el deslizamiento	43
3.2. MODELO BÁSICO DEL GENERADOR SINCRÓNICO DE CORRIENTE ALTERNA (AC)	45
3.3. CLASIFICACIONES DE SISTEMAS DE ENERGÍA EÓLICA.....	47

3.3.1. Generador de inducción rotor bobinado (WRIG) y resistencia variable del rotor	50
3.3.2. Generador síncrono de imanes permanentes (PMSG).....	51
3.3.3. Generador síncrono rotor bobinado (WRSG)	52
3.3.4. Generador de inducción de jaula de ardilla (SCIG)	53
3.3.5. Generador de inducción doblemente alimentado (DFIG)	55
3.4. CLASIFICACIÓN DE OPERACIÓN SEGÚN LOS RANGOS DE VELOCIDAD DEL VIENTO	57
3.4.1. Diferencias entre parques eólicos marinos y en tierra firme	59
3.5. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS MODELOS	60
3.6. MÉTODOS DE CONTROL MÁS UTILIZADOS EN MEDIANAS Y GRANDES TURBINAS EÓLICAS ...	63
3.6.1. Control del Ángulo de Paso de la Pala (Blade Pitch Control)	63
3.6.2. Control Pasivo a Ángulo Fijo de la Pala (Passive-Stall Control)	63
3.6.3. Control Activo del Ángulo Fijo (Active-Stall)	63
3.6.4. Control de orientación	64
3.7. TECNOLOGÍAS DE CONVERSIÓN DE POTENCIA	64
3.7.1. Dispositivos semiconductores diodos, tiristores, transistores.	65
3.7.4. Modulación de ancho de pulso (PWM).....	66
3.8. CLASIFICACIÓN DE CONVERTIDORES DE POTENCIA DE LOS AEROGENERADORES	67
3.8.1. Sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna (CA) (FACTS).....	67
3.8.2. Componentes de dispositivos de electrónica de potencia	69
3.8.3. Clasificación de acuerdo con la dirección de la conversión de potencia.....	70
3.8.6. Convertidores de fuente de voltaje (VSC) de dos niveles.....	73
3.8.7. Convertidores de la fuente de tensión (VSC) con un puente de diodos.....	74

CAPITULO 4 76

4. MODELOS DE AEROGENERADORES PARA ESTUDIOS DE CALIDAD DE POTENCIA Y CONTINUIDAD DEL SERVICIO	76
4.1 PARPADEO (FLICKER)	79
4.1.1. Estimación teoría para el cálculo del parpadeo.	79
4.1.2. Operación continua y en operaciones de maniobras para turbinas eólicas.	82
4.1.3. Desarrollo de la estrategia de control y mitigación del parpadeo en un DFIG.	86
4.2. INYECCIÓN DE DC.....	92
4.2.1. Transformadores de corriente alterna e inyección de (DC)	92

4.2.2. Medidas y el control automático de la D.C en la corriente alterna (CA).....	95
4.3. ARMÓNICOS	96
4.3.1. Modelo del sistema de conexión a la red eléctrica con varios inversores en paralelo	96
4.3.2. Modelo del sistema de conexión a la red eléctrica con varios inversores en serie .	97
4.4. DESBALANCE	100
4.4.1. Circuito equivalente del inversor trifásico	101
4.4.2. Análisis de rendimiento y control de tensiones desequilibrados	104
4.5. ESTABILIDAD DE GENERADOR DE INDUCCIÓN BASADA EN TURBINAS DE VIENTO	106
4.5.1. Generadores de inducción bajo perturbaciones de red eléctrica	106
4.5.2. Posibles métodos para mejorar la estabilidad de un generador de inducción basados en sistemas de turbinas eólicas.....	108
4.6. ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DE LOS PARQUES EÓLICOS Y SUS FACTORES QUE INFLUYEN	110
4.6.1. Índices de medida de la confiabilidad de parques eólicos	110
CONCLUSIONES.....	115
BIBLIOGRAFÍA.....	117
ANEXO A	129

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1. Nivel de Compatibilidad Electromagnética	7
Figura 1.2. Onda con variaciones de tensión	9
Figura 1.3. Diagrama fasorial con desbalance de tensión	10
Figura 1.4. Fluctuaciones de tensión	11
Figura 1.5. Forma de onda: fundamental sinusoidal, componente armónica y distorsión .	14
Figura 1.6. Descripción de una muesca de tensión.....	16
Figura 1.7. Onda con unas interrupciones de corta duración	18
Figura 1.8. Huecos de tensión (sags) instantánea causada por una falla línea a tierra (SLG).....	20
Figura 1.9 Elevaciones de tensión (Swell)	20
Figura 1.10. Disturbio de frecuencia eléctrica en el sistema	21
Figura 1.11. Sobretensiones transitorias.....	22
Figura 2.1. Diagrama de rosa de los vientos para la dirección del viento	27
Figura 2.2. Escala de variación horizontal.....	27
Figura 2.3. Variación del viento en la micro-escala	28
Figura 2.4a. Brisas de mar.....	29
Figura 2.4b. Vientos de valles y montañas.....	29
Figura 2.5. Vientos con efecto FOHN	30
Figura 2.6. Influencia de obstáculos topográficos sobre la velocidad del viento.....	31
Figura 2.7. Concepto del rotor de eje horizontal de rotación	33
Figura 2.8. Concepto del rotor de eje vertical de rotación.	33
Figura 2.9. Eficiencia del rotor (CP) Vs (V_0/V)	36
Figura 2.10. Coeficientes de potencia de los rotores de las turbinas de viento horizontal con diferentes diseños o con diferentes números de aspas.....	37
Figura 3.1. Tipos de máquinas sincrónicas. [35]	39
Figura 3.2. Tipos de máquinas asincrónicas o de inducción	39
Figura 3.3. Rotor jaula de ardilla	40
Figura 3.4. Circuito equivalente de una máquina de inducción	43
Figura 3.5. Característica par-velocidad de una máquina de inducción que muestra la región de operación como generador	44
Figura 3.6. Circuito equivalente de una máquina síncrona unifilar	45

Figura 3.7. Configuraciones de los cuatro generadores de turbina de viento	48
Figura 3.8. Clasificación de las configuraciones más comunes de WECS.	49
Figura 3.9. Generador de inducción de rotor bobinado (WRIG) con resistencia variable en el circuito del rotor	50
Figura 3.10. Características par-deslizamiento de un WRIG con la resistencia externa del rotor	51
Figura 3.11. Generador de síncrono de imanes permanentes (PMSG) o Rotor bobinado (WRSG).....	53
Figura 3.12. Generador de inducción de jaula de ardilla (SCIG)	53
Figura 3.13. Generador de inducción doblemente alimentado (DFIG)	56
Figura 3.14. Curva teórica de potencia de un aerogenerador.	57
Figura 3.15. Control de potencia por: (a) Blade Pitch, (b) Passive-Stall, (c) Active-Stall. .	64
Figura 3.16. Los semiconductores	65
Figura 3.17. Construcción de un modelo de conmutación PWM.....	67
Figura 3.18. Componentes de un convertidor o interfaz electrónica de potencia	69
Figura 3.19. Convertidor de potencia unidireccional	70
Figura 3.20. Convertidor back-to-back	71
Figura 3.21. Configuración típica de una turbina eólica conectada con un convertidor de potencia nominal.....	72
Figura 3.22. Principios fundamentales de un convertidor monofásico, de dos niveles	73
Figura 3.23. Convertidor trifásico, de dos niveles de la fuente de voltaje.	74
Figura 3.24. VSC con un puente de diodos trifásico.	74
Figura 4.1. Red ficticia especificada para el cálculo de la tensión ficticia.	80
Figura 4.2. Modelo de la medida del parpadeo (flicker).....	86
Figura 4.3. Esquema del control y mitigación del parpadeo del modelo de un DFIG.....	87
Figura 4.4. (a) Sistema de la máquina individual (b) Diagrama fasorial.....	88
Figura 4.5. Sistema de distribución.	89
Figura 4.6. Esquema de control: (a) potencia reactiva del RSC; (b) Parpadeo.	91
Figura 4.7. Modelo de estudio de inyección de DC.	93
Figura 4.8. Amortiguamiento de encendido transitorio.	94
Figura 4.9. Modelo monofásico equivalente del sistema de conexión a la red con dos inversores conectados en paralelo	96

Figura 4.10. Modelo monofásico del sistema de conexión a la red eléctrica empleando dos inversores en serie	98
Figura 4.11. El circuito trifásico normal del inversor.	100
Figura 4.12. El circuito equivalente de una sola fase de las componentes de secuencia positiva o negativa.	102
Figura 4.13. Circuito equivalente monofásico de los componentes de secuencia cero con el inversor y el transformador conectado en (a) Δ/Y , (b) $\Delta/Y0$	103
Figura 4.14. Flujos de energía eólica.	111

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.1. Condiciones nominales de operación del sistema eléctrico en los terminales de un aerogenerador	5
Tabla 1.2. Clasificación de perturbaciones de calidad de potencia según su duración	8
Tabla 2.1. Aproximaciones del viento establecido por la Escala de Beufort.....	31
Tabla 3.1. Clasificación simple del recurso proporcionado por AWEA basado en la velocidad media del viento.....	58
Tabla 3.2. Clasificación de aerogeneradores para producción eléctrica en función de su potencia.	58
Tabla 3.3. Ventajas y desventajas de los tipos de generador.	60
Tabla 4.1. Fenómenos más relevantes en la generación distribuida.	78
Tabla 4.2. Clasificación del método para el cálculo fenómeno de calidad	79
Tabla 4.3. Niveles de compatibilidad electromagnéticas del parpadeo en redes.....	80
Tabla 4.4. Límite de emisión de parpadeo para generadores eólicos.	86
Tabla 4.5. Niveles de emisión de armónicos de corriente para equipos de menos de 16A	100

RESUMEN

Este trabajo se ha enfocado en la revisión de los modelos de generadores de energía eólica en estudios de continuidad del servicio y calidad de tensión, donde se tratará los temas más importantes relacionados directamente con el proceso de conversión de energía del viento en energía eléctrica y algunos fenómenos que de alguna forma harán protagonismo de manera negativa en la eficiencia de la transformación de este recurso.

Inicialmente se describe de una manera detallada la teoría relacionada con la forma de onda de tensión ideal que se espera entregar a la red, el concepto de continuidad en el servicio y los fenómenos que afectan a atrayendo consigo una serie de problemas en el campo de la distribución de energía eléctrica y a sus usuarios.

En el capítulo dos se trata de manera resumida el origen de los vientos, y los parámetros importantes que llevan a este recurso a una expresión matemática relacionada con su equivalencia en lo que trata de su energía de arrastre, la cual será participe del proceso de conversión de energía extraída del viento y transformada en energía eólica.

El capítulo tres, se enfocará en el funcionamiento básico de los modelos de generadores eólicos más importantes aplicados o utilizados en la generación de energía eléctrica a partir del viento y una serie de clasificaciones básicas de los componentes de un aerogenerador que son relevantes en la operación eficiente de esta tecnología.

Finalmente, esta sección se tratará de un estudio de los modelos de aerogeneradores para estudios de calidad de potencia y continuidad del servicio con miras a conocer y analizar su estimación, mitigación o control de los fenómenos que afectan la calidad de potencia y continuidad del servicio.

INTRODUCCIÓN

Con el aumento de la demanda energética y con las fuentes primarias de energía que abundan en nuestro planeta, se han ido desarrollando nuevas tecnologías con miras a suplir dicha demanda, una de estas tecnologías el viento, ya que este recurso es inagotable se tiene como una futura solución, aprovechando su potencial energético de arrastre siendo captado por una turbina de viento quien es acoplada a un generador eléctrico, logrando así realizar la transformación a energía eléctrica. Debido a que este recurso no es constante, existen diferentes tipos de modelos de generadores que en ocasiones son controlados con equipos de electrónica de potencia, que permiten conducirla a condiciones en la que los usuarios puedan disfrutar de una manera eficiente y económica sin ningún inconveniente.

Se estudiarán los diferentes tipos de máquinas y una serie de clasificaciones que caracterizan la aplicación de estas máquinas en la generación de potencia eléctrica, algunos de los elementos que aportan sus funciones para que se logre obtener buenos resultados, tales como las interfaces utilizadas en la red y algunos tipos de control.

Los problemas de calidad de potencia y continuidad del servicio se ven reflejados en el estudio de los modelos de generadores eólicos lo cual se fundamenta en identificar, clasificar esos fenómenos que se generan en la conversión de energía eólica o que aparecen en algunos dispositivos utilizados en la generación de potencia eléctrica con miras a encontrar su modelo básico de estimación que lo caracteriza y de tal manera algunos métodos o estrategias de mitigación para de esta manera poder cumplir con las normas que establecen los límites con el objetivo de minimizar los efectos negativos de los fenómenos que deterioran la calidad.

CAPITULO 1

1. CALIDAD DE SUMINISTRO ELÉCTRICO

La calidad del suministro está relacionada con una serie de factores que describen la continuidad, la variabilidad de la potencia eléctrica y las variaciones de la forma de onda de tensión y/o de la corriente en un sistema eléctrico. La calidad de suministro eléctrico depende de la interacción entre la fuente de energía y la red. Las empresas que transportan, las distribuidoras y comercializadoras de energía eléctrica están obligadas a proporcionar una calidad de suministro adecuada a los consumidores [1].

Existen normas relativas a la calidad de suministro eléctrico de referencia internacional, como la norma IEEE 1159 y la serie IEC 61000, Específicamente para la energía eólica existe la IEC 61400-21, entre otras que recogen los requisitos mínimos de calidad de onda [1].

Es importante asegurar la calidad de suministro eléctrico porque todas las instalaciones deberían proporcionar una tensión dentro de unos límites para evitar daños y permitir el funcionamiento correcto de los dispositivos conectados, conservando así la seguridad y la comodidad de los usuarios.

En el análisis de los distintos fenómenos que pueden afectar a la calidad del suministro eléctrico es necesario tener en cuenta que los sistemas y dispositivos deberían operar correctamente en su entorno electromagnético. De ello surge el concepto de compatibilidad electromagnética, que es la capacidad que tiene un equipo o sistema para operar de forma satisfactoria en un ambiente electromagnético sin introducir perturbaciones que pudieran afectar a dicho entorno [1].

El término calidad de potencia engloba a su vez dos requisitos, calidad de la onda de tensión y continuidad del suministro eléctrico [1].

1.1. CALIDAD DE LA ONDA DE TENSIÓN

La energía eléctrica se suministra a través de un sistema trifásico de tensiones y una perfecta calidad de suministro eléctrico implica que la tensión sea uniforme, puramente sinusoidal con amplitud y frecuencia constante. Por lo tanto, todas aquellas perturbaciones que afecten a esas propiedades y características físicas, serán consideradas problemas de calidad de la onda y de suministro eléctrico. La energía eólica introduce una serie de perturbaciones que alteran la forma ideal, de la señal de tensión, siendo algunas de ellas consecuencia de la estrecha relación existente entre la velocidad del viento incidente sobre la turbina y la potencia generada por el sistema [1].

Según la norma IEC/TS 61000-3-15 [2], los límites o fenómenos más pertinentes para los generadores eólicos son: armónicos, desbalance de tensión, corriente de DC o inyección de corriente de DC, fluctuaciones de tensión y parpadeo (flicker).

1.1.1. Calidad de la onda en los sistemas eólicos

La presencia de aerogeneradores, conectados a la red de distribución, puede producir efectos más severos sobre la calidad de onda que otras formas existentes de generación por las siguientes razones. [1]

- Los puntos de conexión de los parques eólicos a las redes de distribución presentan potencias de cortocircuito inferiores a otras zonas de la red eléctrica más malladas o con niveles de tensión superiores.
- La potencia eléctrica producida mediante generadores eólicos presentan oscilaciones debidas a la variabilidad del viento y al comportamiento aerodinámico de los aerogeneradores.

La combinación de ambos factores, potencia de cortocircuito reducida y variación de la potencia eléctrica generada, pueden afectar definitivamente a la calidad de energía eléctrica. Esto ha hecho que la normativa de conexión, en la mayoría de

los países, sean bastante restrictiva en cuanto al nivel de penetración (relación entre la potencia del parque eólico con respecto a la potencia de cortocircuito del punto donde se conecta) permitido en determinados puntos de la red [1].

Evaluar la incidencia de los aerogeneradores en la red eléctrica presenta diversas dificultades, entre ellas cabe destacar la imposibilidad de realizar un estudio exclusivamente mediante la monitorización y toma de medidas en borneas del generador, ya que todas ellas pueden estar afectadas por otras perturbaciones conectados al mismo sistema eléctrico que el aerogenerador sobre el que se realizan las medidas. Además su incidencia en la red eléctrica depende de factores complejos tales como [1]:

- La tecnología de la turbina. El que el sistema disponga o no de convertidores electrónicos conectados entre el generador y la red para gobernar la velocidad de giro de la turbina (sistemas de velocidad fija/velocidad variable) influyen decisivamente en la calidad de potencia eléctrica generada y en la incidencia en la red [1].
- Naturaleza del viento en el emplazamiento. La variabilidad del viento es la causante de las oscilaciones de par y potencia que se transmite al sistema eléctrico [1].
- Características de la red. Las variaciones de tensión producidas por las oscilaciones de potencia inyectadas al sistema por el aerogenerador dependen en buena medida del tipo de red a la que se conecta, en concreto de la potencia de cortocircuito del punto de conexión y del carácter resistivo o reactivo de la línea de evacuación de la energía [1].
- Grado de carga del generador. La calidad de energía dependerá también en buena medida de la potencia media inyectada en el sistema [1].

En el sistema eléctrico se pueden producir distintos fenómenos que perturben el buen funcionamiento del aerogenerador (huecos, sobretensiones, desequilibrios, interrupciones de suministro etc.). Desde el punto de vista de la red, el aerogenerador puede introducir distintas perturbaciones que afectan al resto de equipos conectados (variaciones de potencia activa y reactiva, corriente armónicas, etc.) [1].

Para garantizar el buen funcionamiento del sistema eléctrico y para asegurar el aprovechamiento óptimo del mismo, es necesario mantener las perturbaciones producidas por el aerogenerador y parques eólicos dentro de los límites de compatibilidad electromagnética establecidos. Se considera que la red eléctrica en el punto de conexión del aerogenerador se encuentra en condiciones normales de funcionamiento, si se cumplen los requisitos indicados en la tabla 1.1 [1].

Tabla 1.1. Condiciones nominales de operación del sistema eléctrico en los terminales de un aerogenerador.

Tensión	Valor nominal $\pm 10\%$
Frecuencia	Valor nominal $\pm 2\%$
Desequilibrio	Inferior o igual 2%
Interrupciones de suministro	Inferior o igual a 20 veces/año

Tomado de la norma IEC 61400-1 [3]

La desviación con respecto del valor ideal se puede producir en la frecuencia, en la amplitud, en la forma de onda y en la simetría entre fases. Además, las variaciones se pueden dar en un largo periodo de tiempo, o tener una duración breve. En el primer caso se consideran perturbaciones de régimen permanente y en el segundo perturbaciones transitorias [1].

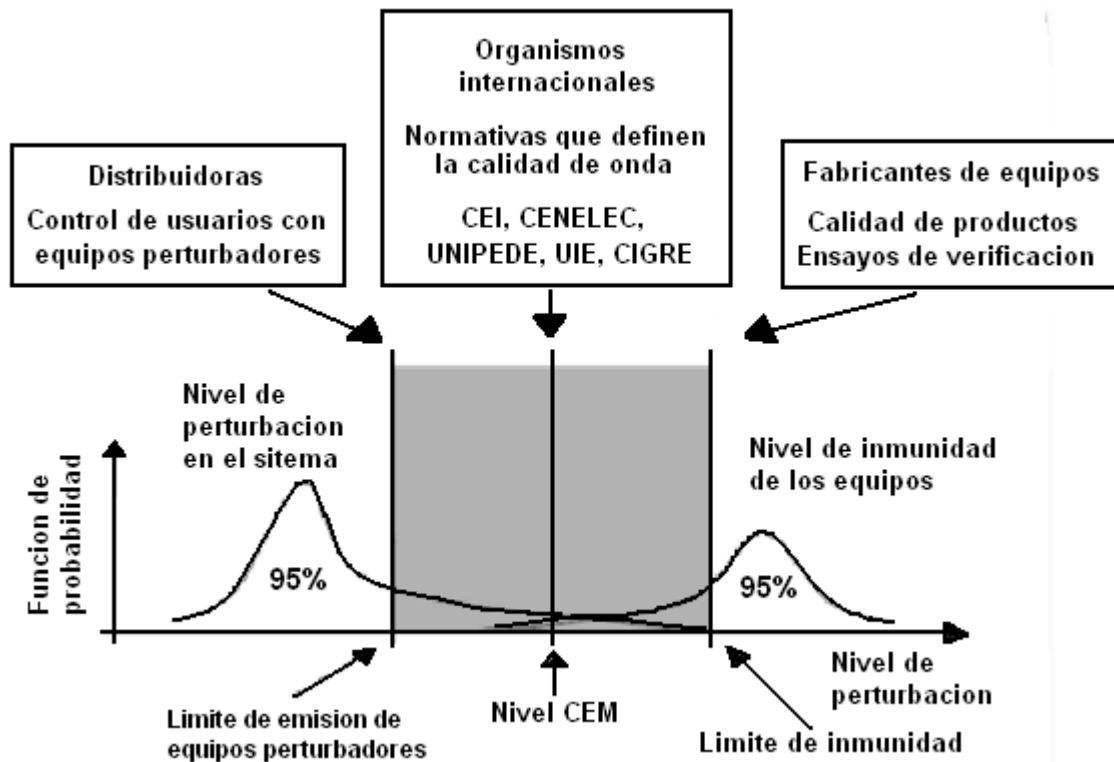
1.1.1.2. Compatibilidad electromagnética

Existe consenso internacional en establecer unos niveles de compatibilidad en los diferentes ambientes electromagnéticos, niveles que posibilitan el adecuado funcionamiento de los equipos, tanto de aquellos que emiten las perturbaciones como de aquellos que son susceptibles a las mismas. Un ejemplo de ello lo constituye el caso de las perturbaciones que afectan a la onda de tensión en un sistema de distribución de energía eléctrica (armónicas, parpadeo, huecos, etc.) [4].

Diversas asociaciones y entidades normativas (CEI, CENELEC, IEEE, CIGRE, etc.) han propuesto unos niveles de compatibilidad electromagnética (niveles CEM) para los distintos tipos de perturbaciones de la onda de tensión. Estos niveles coordinan la aptitud o inmunidad de los equipos para soportar unos niveles de perturbación, y los niveles de perturbación máximos que deben existir en la red. En la figura 1.1 se pueden ver gráficamente [4].

Por un lado se tiene la función de probabilidad de la inmunidad de los equipos, es decir que probabilidad tiene de ser inmunes a un nivel de perturbación dado. Se considera que deben tener un 95% de probabilidad de ser inmunes al nivel de inmunidad fijado por los niveles CEM. De ello deben encargarse los fabricantes de equipos, con diseños aptos para funcionar con normalidad con esos niveles de perturbación. Y por otro lado se tiene la función de probabilidad del nivel de perturbaciones existente en el sistema. Se considera que debe haber un 95% de probabilidad de que las perturbaciones sean inferiores al límite de emisión fijado por los niveles CEM. En este caso deben controlarse todos los emisores de perturbaciones de forma que no se sobrepase ese límite en el sistema eléctrico [4].

Figura 1.1. Nivel de Compatibilidad Electromagnética [4].



Se utiliza el concepto de distribución de probabilidad debido al carácter altamente aleatorio de la mayoría de las perturbaciones existentes en un sistema. En el caso del suministro de electricidad, se considera imposible o con probabilidad cero suministrar un producto electricidad perfecto. Además, los niveles CEM consideran que los límites fijados deben cumplirse durante el 95% del tiempo, y en el 95% de los puntos de la red. Incluyen por tanto una componente aleatoria ligada no solo al tiempo, sino también al espacio. Un cierto nivel de perturbación es inevitable, aunque sea mínimo. Solo queda determinar cuál es el óptimo económicamente hablando, ya que serán necesarias inversiones ya sea para disminuir o controlar la emisión de perturbaciones, ya sea para elevar el nivel de inmunidad de los equipos. En la tabla 1.2 se presenta la clasificación de perturbaciones de calidad de potencia según su duración [4].

Tabla 1.2. Clasificación de perturbaciones de calidad de potencia según su duración [5].

Perturbación	Tipo
Larga duración o Permanente	Variaciones de tensión de estado estable (duración ≥ 1 min)
	Desbalance de tensión (Estado estacionario)
	Fluctuación de tensión y Parpadeo (Flicker)
	Interrupciones de larga duración (duración ≥ 1 min)
	Armónicos e interarmónicos de tensión o corriente
	Muecas de tensión (notches) (duración < 8.33 ms (0.5 ciclos))
	Variaciones de tensión de larga duración (subtensiones y sobretensiones) (duración ≥ 1 min)
Lentas	Interrupciones de corta duración (duración < 1 min)
	Hundimientos (sags) (duración < 1 min)
	Elevaciones (swells) (duración entre 8.33 ms (0.5 ciclos) y 1 min)
	Variaciones de frecuencia (duración < 10 s)
Rápidas	Sobretensiones transitorias (duración < 8.33 ms (0.5 ciclos))

1.1.2. Perturbaciones de calidad de potencia

1.1.2.1. Variaciones de tensión de estado estable

Las variaciones de tensión de estado estable son desviaciones del valor eficaz de la tensión de alimentación a la frecuencia de la red de interés (60 Hz en Colombia, pero podría ser de interés de 50 Hz en otros países), con una duración mayor a un (1) min. La figura 1.2 ilustra una onda con variaciones de tensión [5].

Causas

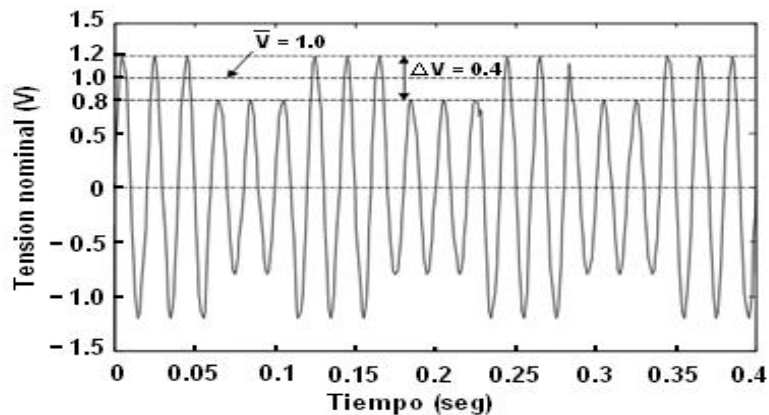
En un sistema eléctrico, las variaciones de estado estable dependen de las características de diseño del sistema (p.e. problemas de regulación), variaciones de grandes cargas eléctricas y otras variaciones a las cuales se ve sujeto el sistema. Es una práctica común corregir problemas de variaciones de estado

estable por medio de tomas de regulación automáticos en los transformadores de las subestaciones del operador de red o de los mismos usuarios [5].

Efectos

- Salida de operación de motores.
- Cambios de velocidad en máquinas de inducción.
- Los computadores y los controladores electrónicos pueden dejar de operar durante esta condición.
- Reducción o aumento de la potencia de salida del banco de condensadores.
- La luz visible de algunos dispositivos de iluminación puede ser reducida o aumentada [5].

Figura 1.2. Onda con variaciones de tensión.



Tomado de la norma IEEE Std 1453-2004 [6]

1.1.2.2. Desbalance de tensión

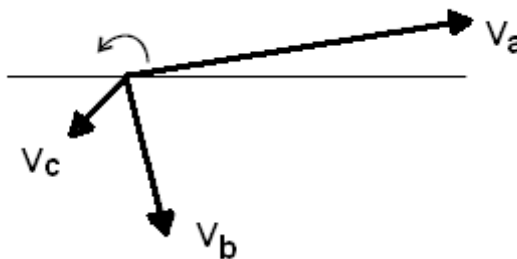
Este índice caracteriza la magnitud y asimetrías del ángulo de fase de las tensiones trifásicas en operación de estado estable. Según la norma NTC 5001 [5] su magnitud típica está entre el 0.5 y 2%. Según la norma CEI/IEC 61000-4-27:2000 [8] a duración de la prueba de desequilibrio, se especifica entre 0,1 y 60 s, se puede tomar como una guía general para estudiar efectos a corto plazo. El factor de desbalance de tensión es definido usando la teoría de componentes

simétricas, como la relación entre la componente de secuencia negativa de la tensión y la componente de secuencia positiva. La figura 1.3 representa un diagrama fasorial con desbalance de tensión [5].

Causas

El desbalance de tensión tienen dos principales causas: asimetría de la impedancia de línea y desbalances de carga. La principal fuente de desbalance de tensión son las cargas monofásicas no balanceadas sobre sistemas trifásicos. El desbalance en tensión puede también ser el resultado de anomalías en los bancos de condensadores, tales como quema de fusibles sobre una fase del banco trifásico. A nivel industrial es importante tener un correcto balance de las cargas en los circuitos trifásicos para mantener el desbalance de tensión dentro de límites razonables [5].

Figura 1.3. Diagrama fasorial con desbalance de tensión.



Tomado de la norma CEI/IEC 61000-4-27:2000 [8].

Efectos

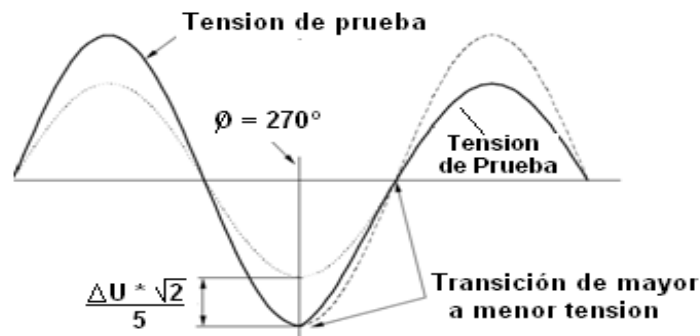
- Reducción de capacidad de carga en motores.
- Reducción de vida útil del aislamiento en motores por sobrecalentamiento.
- En rectificadores con tecnología PWM se aumenta la distorsión de corriente armónica, incrementan los reactivos de la carga y se generan rizados de corriente en la etapa de corriente continua. (c.c.) [5].

1.1.2.3. Fluctuación de tensión y Parpadeo (Flicker)

La norma IEC61000-2-1 [9] define las fluctuaciones de tensión como una variación cíclica de la circundante de tensión o de una serie de cambios aleatorios de voltaje, la magnitud de lo que normalmente no excede el rango entre 0.1% a 7% de las variaciones de tensión de funcionamiento mencionado en la norma IEEE Std 1159-2009 [10]. La figura 1.4 representa una onda con fluctuaciones de tensión.

El Parpadeo (Flicker) es el efecto producido sobre la percepción visual humana por una emisión cambiante de luz debido a iluminación sujeta a fluctuaciones en la tensión de suministro en baja tensión (120V y 230 V). Las fluctuaciones de tensión consisten de una secuencia de rápidos cambios de tensión espaciadas lo bastante cerca en el tiempo para simular la respuesta del ojo-cerebro definida como Parpadeo (Flicker). A ciertas frecuencias entre 0.5 Hz a 30.0 Hz, el ojo puede percibir el efecto de muy pequeñas fluctuaciones de tensión sobre la iluminación. La mayoría de los equipos, sin embargo, no son afectados por éste fenómeno [5].

Figura 1.4. Fluctuaciones de tensión.



Tomado de la norma IEC 61000-4-14-2009 [11]

Causas

- Máquinas soldadoras.
- Motores con cargas variables.
- Hornos de arco, Generadores eólicos, etc.

Efectos

- Sensación de inestabilidad visual. Irritabilidad y cansancio visual.
- Variaciones de niveles de iluminación en bombillas incandescentes y bombillas de descarga.
- Reducción de vida útil de bombillas de descarga.
- Efecto intermitente [5].

1.1.2.4. Interrupciones de larga duración (duración ≥ 1 min)

Condición en la que el valor eficaz de la tensión de alimentación es inferior al 10% de la tensión declarada V_c con una duración mayor a 1 min. Una interrupción de alimentación puede ser clasificada como:

- Programada cuando los clientes son informados de antemano para permitir la ejecución de trabajos programados en la red de distribución, o
- Accidental, cuando está provocada por defectos permanentes o temporales, la mayoría de las veces asociadas a eventos o daños externos [5].

Causas

Las interrupciones accidentales pueden provenir de causas internas o externas. En un gran número de los casos ellas se originan por causas o eventos externos más allá del control de las empresas de energía. Algunas causas características son:

- Fallas en la fuente del sistema de potencia.
- Problemas en las transferencias automáticas o manuales.
- Apertura o cierre de los interruptores de protección.
- Fallas en cableado.
- Disparos por protecciones del sistema eléctrico [5].

Efectos

El efecto de una interrupción sostenida es la salida de operación del equipo, salvo en las cargas protegidas por los sistemas de UPS (Uninterruptible Power Supply) u otras formas de dispositivos de almacenamiento de energía.

- Mala operación y desenergización de los contactores de los motores de inducción. En algunos casos, las interrupciones pueden dañar el equipo de arranque suave electrónico, y desprogramar PLC's.
- Interrupción de procesos y equipos.
- Salida de operación y reinicio de sistemas.
- Apagado de sistema de iluminación [5].

1.1.2.5. Armónicos de tensión o corriente

Según la norma IEEE Std 1159-2009 [10]. Los armónicos de tensión o corrientes sinusoidales con frecuencias que son múltiplos enteros de la frecuencia con la que está diseñado el sistema de suministro para operar (llamada la frecuencia fundamental, por lo general de 50 Hz o 60 Hz). Combinados con la tensión o corriente fundamental, producen distorsión de forma de onda. La distorsión armónica existe debido a las características no lineales de los dispositivos y las cargas en el sistema eléctrico. La figura 1.5 representa una onda con contenidos armónico.

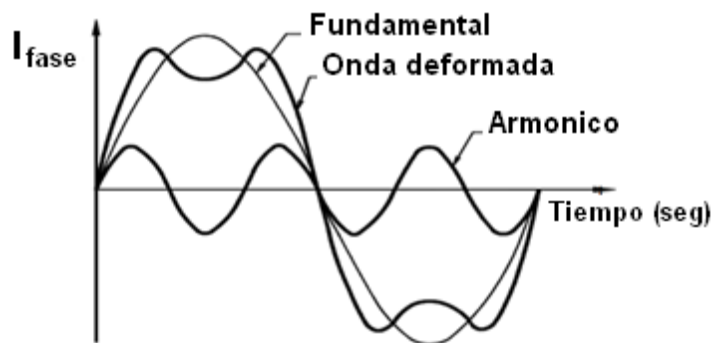
Las siguientes fuentes según la norma IEC61000-2-1 [9] generan importantes corrientes armónicas en la red:

- Equipo con control de fase y de alta potencia.
- Los rectificadores no controlados, especialmente con suavizado capacitivo (por ejemplo, utiliza en televisores, convertidores de frecuencia y auto lámparas con balasto), debido a que en estos los armónicos están en fase entre sí y no hay ninguna compensación en la red.

Efectos

- Registros u operación incorrecta en equipos de control y monitoreo.
- Aumento de pérdidas y sobrecalentamiento del equipo rodante, transformadores y conductores eléctricos.
- Aumento en niveles de ruido audible de equipos eléctricos.
- Fallas en aislamientos de equipos eléctricos.
- Corrientes excesivas en neutros.
- Operación de protecciones sin causa aparente.
- Fallas en equipos electrónicos, especialmente con THD en tensión altos [5].

Figura 1.5. Forma de onda: fundamental sinusoidal, componente armónica y distorsión.



Tomado de la norma NTC 5000 [7]

1.1.2.6. Interarmónicos

Según la norma IEEE Std 1159-2009 [10]. Las tensiones o corrientes con componentes de frecuencia que no son múltiplos enteros de la frecuencia con la que está diseñado el sistema de suministro para operar (por ejemplo, 50 Hz, 60 Hz) se llaman interarmónicos. Pueden aparecer como frecuencias discretas o como un espectro de banda ancha. Se pueden encontrar en redes de todos los niveles de tensión.

Causas

- los convertidores estáticos de frecuencia.
- cicloconvertidores, hornos de inducción, y los dispositivos de formación de arcos, especialmente aquellos cuyo control no esté sincronizada con la frecuencia del sistema eléctrico.

Efectos

Los efectos de interarmónicos no son bien conocidos, pero se ha demostrado que afectan la potencia de señales de control por la línea de potencia e inducir parpadeo en dispositivos de visualización con tubos de rayos catódicos (CRT) [5].

1.1.2.7. Muestras de tensión (Notches)

Las muescas son distorsiones de estado estacionario de la onda de tensión de alta frecuencia, son aumentos o disminuciones de tensión periódicos con duración del orden de μs (IEEE 519,1992) [12], podrían ser caracterizados como impulsos transitorios periódicos (IEEE 1159,1995) [17] y por sus características también podrían ser confundidos con descargas parciales (ANSI/IEEE C57.113, 1988) [14]. La figura 1.6 representa una onda con muescas.

Causas

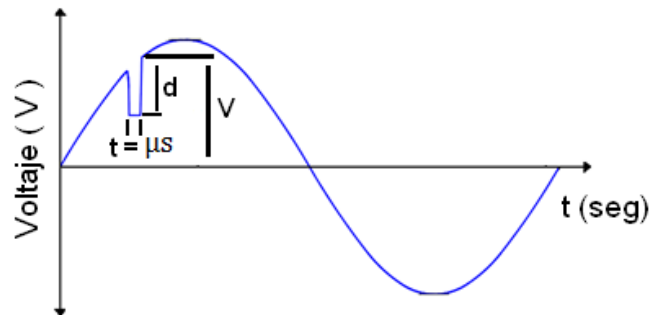
Las muescas son fenómenos generados por la operación normal de dispositivos electrónicos donde la conmutación es el principio de funcionamiento. Los convertidores trifásicos que producen corriente DC son la causa más importante de muescas de tensión. Estas ocurren cuando las corrientes son conmutadas de una fase a otra. Durante este periodo hay un cortocircuito momentáneo entre las dos fases que acerca el valor instantáneo de la tensión a cero tanto como se lo permita la impedancia del sistema [5].

Efectos

Pueden producir fallas de funcionamiento en los dispositivos de control asociados a los equipos. Debido a que producen variaciones rápidas de la tensión estos dv/dt

pueden afectar componentes inductivos. Además, pueden producirse oscilaciones de alta frecuencia que induzcan tensiones en otros circuitos [5].

Figura 1.6. Descripción de una muesca de tensión.



Tomado de la norma NTC 5001 [5].

1.1.2.8. Variaciones de tensión de larga duración (subtensiones y sobretensiones)

Los eventos en tensión de larga duración (> 1 min), pueden ser sobretensiones o subtensiones dependiendo si el valor eficaz de la tensión está por encima o por debajo del $\pm 10\%$ de la tensión de alimentación declarada respectivamente [5].

Causas

Las sobretensiones y subtensiones de estado estable no son generalmente consecuencia de fallas en el sistema de potencia. En un sistema eléctrico, la magnitud de la tensión de estado estable depende de las características de diseño, cambios de carga y operaciones de maniobra en el sistema [5].

Las **sobretensiones** pueden ser el resultado de maniobras en la carga, por ejemplo, la desconexión de una carga grande, o por variaciones en la compensación reactiva del sistema, por ejemplo, la energización de un banco de condensadores. Una mala regulación de la tensión en el sistema de suministro, así como un ajuste inadecuado de los reguladores de los transformadores también puede generar una condición de sobretensiones [5].

Las **subtensiones** son el resultado de eventos contrarios a los que ocasionan las sobretensiones. La energización de una carga grande o la desconexión de un banco de condensadores pueden producir a la ocurrencia de una subtensión, hasta que el equipo de regulación de tensión pueda llevar de nuevo el voltaje dentro de las tolerancias permitidas. Circuitos sobrecargados también pueden exhibir condiciones de subtensiones [5].

Efectos

Sobretensiones

- Pueden generar fallas en los equipos.
- Los equipos electrónicos pueden experimentar fallas inmediatas.
- Sobretensiones de muy larga duración pueden originar pérdida de la vida útil de estos equipos.
- En dispositivos de protección se pueden originar operaciones no deseadas.
- En dispositivos de iluminación, se tendrá un incremento en la luz visible generada [5].

Subtensiones

- Puede causar un funcionamiento inadecuado en los equipos.
- Pueden ocasionar paradas de procesos.
- Los dispositivos de control de motores pueden salir de operación.
- Incremento de las pérdidas por calentamiento en motores de inducción debido al aumento en el consumo de corriente del motor.
- Cambios de velocidad en la operación de motores de inducción.
- Los equipos electrónicos como los computadores y los controladores electrónicos pueden suspender su operación.
- En dispositivos de iluminación, se tendrá una reducción en la luz visible generada [5].

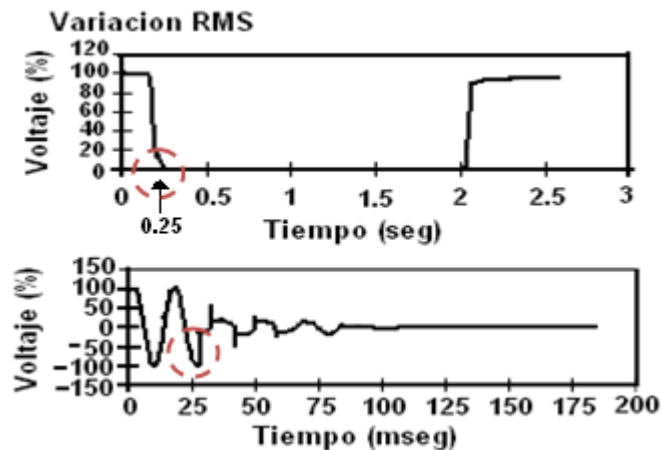
1.1.2.9. Interrupciones de corta duración (duración < 1 min)

Las interrupciones de corta duración se definen cuando el valor eficaz de la tensión es inferior al 10 % de la tensión declarada V_c en todas las fases (en el caso trifásico) con una duración menor a 1.0 min. La figura 1.7 representa una onda con unas interrupciones de corta duración [5].

Causas

La mayoría de las interrupciones de corta duración en redes de media tensión son causadas por la acción de dispositivos diseñados para proteger el sistema de cortocircuitos. En líneas de media tensión es una práctica común recerrar automáticamente el interruptor para restaurar el suministro de potencia tan pronto como sea posible en una línea afectada por una falla transitoria [5].

Figura 1.7. Onda con unas interrupciones de corta duración.



Tomado de la norma IEEE Std 1159-2009 [10].

Efectos

- Interrupción de procesos y equipos.
- Salida y reinicio de sistemas.
- Desprogramación de PLC's. y equipo electrónico.
- Apagado de sistema de iluminación.
- Caída de sistemas telefónicos [5].

1.1.2.10. Hundimientos (Sags)

Se trata de una reducción en la magnitud RMS en la señal de tensión C.A. a la frecuencia industrial, son disturbios transitorios de corta duración. Los valores típicos según la norma NTC 5000 [7] están entre 0,1 y 0,9 p.u. y algunas veces duran muchos segundos (0.5 a 30 ciclos y más). Pueden tener efectos muy pequeños sobre cargas sensibles si la caída en la tensión no es mayor del 10 al 20%, o pueden tener un mayor efecto (similar a una salida o corte de energía) si la disminución en la tensión es más grande (por ejemplo el 50%) [14].

Causas

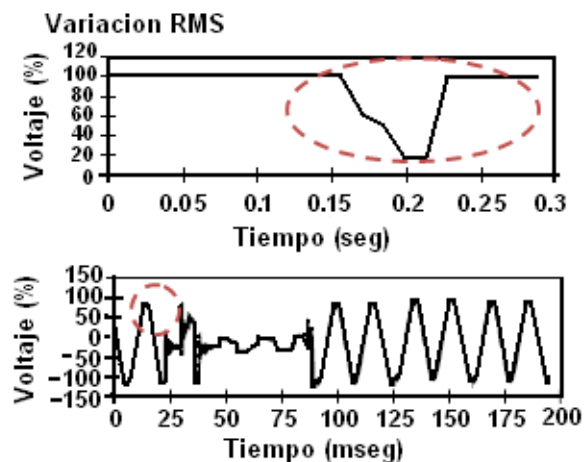
En instalaciones industriales son generalmente causados por el encendido de cargas grandes. Esto también puede ocurrir en el sistema de alimentación, pero es más frecuente que las caídas momentáneas de tensión sean causadas por fallas en el sistema.

Las caídas momentáneas de tensión, como la que se observa en la figura 1.8, pueden ser causadas por el arranque de motores que resultan en caídas momentáneas de tensión pero las magnitudes no son lo suficientemente severas como para causar mala operación [15].

Efectos

- Paradas de procesos.
- Disparo de protecciones.
- Funcionamiento defectuoso de equipos.
- Salida de operación de controladores de motores.
- Cambios de velocidad en máquinas de inducción [15].

Figura 1.8. Huecos de tensión (sags) instantánea causada por una falla línea a tierra (SLG)

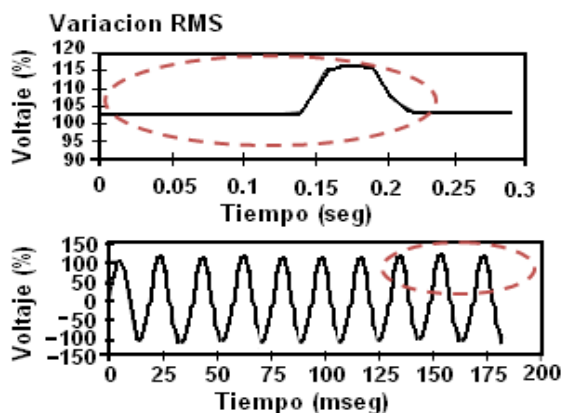


Tomado de la norma IEEE Std 1159-2009 [10].

1.1.2.11. Elevaciones (Swells)

Las elevaciones de tensión (Swell) se define como un incremento del valor R.M.S. de la tensión o la corriente entre 1,1 y 1,8 p.u con una duración desde 0,5 ciclo a un minuto. Tal como el observado en la figura 1.9. Como en el caso de hundimientos, las elevaciones son asociadas a fallas en el sistema aunque no son tan comunes como los hundimientos [16].

Figura 1.9 Elevaciones de tensión (Swell) [17]



Causas

- Por cortocircuitos, salidas de carga o fenómenos de resonancia y ferroresonancia.

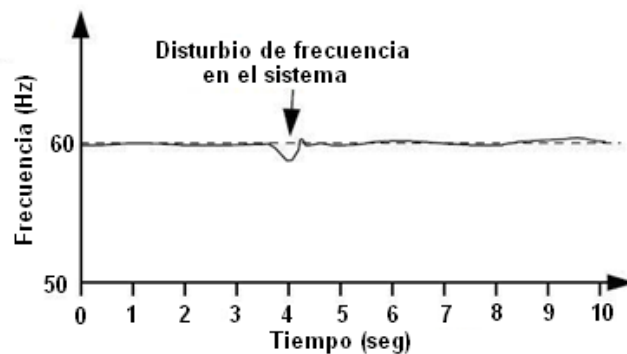
Efectos

- Falla de los componentes de un equipo, dependiendo de la frecuencia de ocurrencia del evento.
- Reducción de la vida útil en dispositivos electrónicos, incluyendo variadores de velocidad, computadores, conductores, barrajes, transformadores de tensión y corriente así como maquinaria rotativa.
- Operaciones no deseadas en relés de protección.

1.1.2.12. Variaciones de frecuencia

La frecuencia del sistema, en cualquier instante, está definida por la relación entre carga y la capacidad disponible de generación, si este balance dinámico cambia, se presentan pequeños cambios en la frecuencia $\pm 0.1\text{Hz}$ Según la norma IEEE Std 1159-2009 [10]. Tal como el de la figura 1.10. La duración y magnitud de los cambios depende de las características de la carga y de la respuesta del sistema de generación ante dichos cambios [18].

Figura 1.10. Disturbio de frecuencia eléctrica en el sistema. [19]



Causas

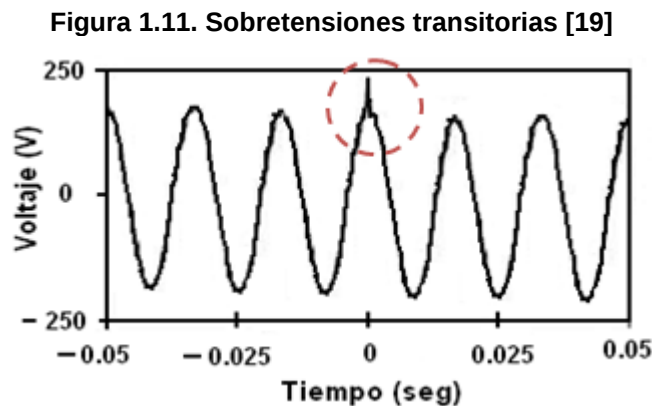
Mantener la frecuencia del sistema depende del balance entre la carga y la potencia producida por las estaciones de generación. A medida que éste balance cambia sobre el tiempo, vemos pequeñas variaciones de frecuencia cuya magnitud y duración depende de las características de la carga y la respuesta de los generadores [19].

Efectos

- Errores de sincronización de frecuencia, en usuarios que tienen cargas de grandes rectificadores.
- Comportamientos erróneos en equipos electrónicos.
- Interrupción del servicio y variaciones de tensión por deslastre de carga [19].

1.1.2.13. Sobretensiones transitorias

Es un disturbio en el voltaje de alimentación que dura menos de medio ciclo y que inicialmente tiene la misma polaridad que el voltaje normal, de tal manera que el disturbio se suma a la forma de onda nominal. Los transitorios son ocasionados por maniobras con interruptores y por descargas atmosféricas, en la figura 1.11 se observa la representación del fenómeno de Sobretensiones transitorias [19].



Causas

- Maniobras en líneas y equipos del sistema, en particular, la energización de bancos de condensadores.
- Descargas atmosféricas.
- Fallas en cableado e interruptores.
- Cierres de relés y contactos.
- Desconexión y arranque de cargas con alto consumo de energía.

Efectos

- Degradación o falla inmediata del aislamiento en todas las clases de equipo.
- Fallas en los componentes de las fuentes de potencia de equipos electrónicos.
- Disparos molestos de los variadores de velocidad ajustables.
- Daños en discos duros, pérdida de memoria y errores de paridad en PCs.

1.1.2.14. Corriente de DC

Según la norma IEEE Std 1159-2009 [10]. La presencia de una tensión o corriente continua en un sistema de potencia de corriente alterna AC se denomina componente continua DC.

Este fenómeno puede ocurrir como resultado de una perturbación geomagnética o por el efecto de la rectificación de media onda. Por ejemplo, extensores de duración o controladores de la bombilla de luz incandescente pueden consistir en diodos que reducen la tensión eficaz suministrada a la bombilla por la rectificación de media onda.

La corriente de DC en las redes de corriente alterna puede ser perjudicial debido a un aumento en la saturación del transformador y el calentamiento asociado, haciendo insistencia en los efectos adversos adicionales de aislamiento, y otros.

1.2. CONTINUIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO

La continuidad del suministro hace referencia a la existencia o no de tensión en el punto de conexión. Hasta hace muy poco, era el único aspecto de la calidad del servicio considerado importante. En la literatura técnica, se describe como fiabilidad del suministro y es el aspecto de la calidad del servicio sobre el que más se ha escrito [21].

Cuando falla la continuidad del servicio, es decir cuando la tensión de suministro desaparece en el punto de conexión, se dice que hay una interrupción del suministro. La definición exacta según la norma UNE-EN 50160 [20] es que existe interrupciones del suministro cuando la tensión este por debajo del 1% de la tensión nominal en cualquiera de las fases de alimentación. Cada interrupción de suministro viene caracterizada por su duración. En continuidad, únicamente se tiene en cuenta las interrupciones largas, es decir de más de tres minutos [21].

Las interrupciones breves, o menos de tres minutos, se consideran un problema de calidad de onda, ya que son debidas a la operación de los sistemas de protección de las redes: reenganches rápidos debidos a faltas transitorias o fugitivas, operación de aislamiento de tramos con falta, etc. [21].

Las interrupciones largas de suministro en cambio suelen necesitar de la reparación de algún elemento defectuoso de la red o, al menos, la inspección de los tramos con problemas, así como la reposición manual de la tensión [21].

CAPITULO 2

2. GENERACIÓN DE ENERGÍA EÓLICA

Esta energía renovable es la que se obtiene del movimiento constante del viento o de las brisas. En todas las regiones del planeta, existen masas de aire ciclónicas y anticiclónicas, que circulan permanentemente en las mismas direcciones, variando algunas según la estación del año. Lo relevante es que existen todo el año, suelen ser intensos, otras veces en calma, pero jamás desaparecen; por esta razón, son de gran relevancia al momento de generar energía alternativa basada en el factor eólico [22].

2.1. EL VIENTO

Los vientos globales son causados por diferencias de presión en la superficie debido al calentamiento desigual y por la radiación solar de la tierra. Por ejemplo, la cantidad de radiación solar absorbida en la superficie de la tierra es mayor en el ecuador que en los polos [23].

La variación de la energía entrante establece células de convección en las capas inferiores de la atmósfera (la tropósfera). Así, en un modelo de flujo simple, el aire se eleva en el ecuador y se hunde en los polos. La circulación de la atmósfera que resulta del calentamiento desigual está fuertemente influenciada por los efectos de la rotación de la tierra (a una velocidad de cerca de 600 kilómetros por hora en el ecuador, disminuyendo a cero en los polos). Además, las variaciones estacionales en la distribución de la energía solar dan lugar a variaciones en la circulación [23].

Las variaciones espaciales en la transferencia de calor a la atmósfera de la tierra crean variaciones en el campo de presión atmosférica que causa el aire al para pasar de alta a baja presión. La fuerza del gradiente de presión en la dirección vertical suele ser cancelada por la fuerza gravitacional hacia abajo. Por lo tanto, los vientos soplan predominantemente en el plano horizontal, en respuesta a los gradientes de presión horizontal. Al mismo tiempo, existen fuerzas que tratan de

mezclar las diferentes temperaturas y las masas de aire de presión distribuida a través de la superficie de la tierra. Además de la gradiente de presión y las fuerzas gravitacionales, la inercia del aire, la rotación de la tierra, y la fricción con la superficie de la tierra (como resultado de la turbulencia), afectan a los vientos atmosféricos. La influencia de cada una de estas fuerzas sobre los sistemas de viento atmosférico varía en función de la escala de movimiento considerado [23].

En uno de los modelos más simples de la mecánica del movimiento del viento de la atmósfera, cuatro fuerzas de la atmósfera se pueden considerar. Estas incluyen las fuerzas de presión, la fuerza de Coriolis causado por la rotación de la tierra, las fuerzas de inercia debido al movimiento circular a gran escala, y las fuerzas de fricción en la superficie de la tierra [23].

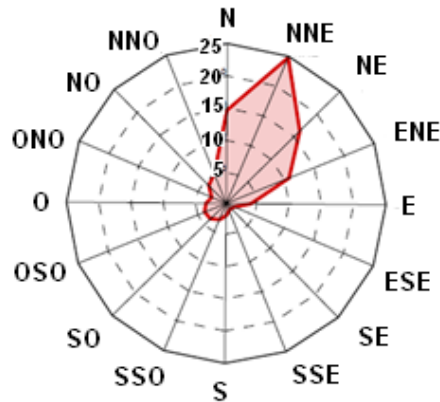
2.1.1. Dirección del viento

La representación gráfica más usada es la denominada rosa de los vientos. Consiste en un diagrama polar en el cual se definen para diferentes direcciones o rumbos distintos valores relacionados con la velocidad del viento. El número de rumbos, cuyos valores principales se hacen corresponder con los puntos cardinales, acostumbra a ser 8, 12 ó 16. El porcentaje de calmas se indica en el centro del diagrama [24].

En general, no coincide la dirección dominante con la intensidad del viento, ya que en muchos casos los vientos más intensos no son los que soplan más horas al año procedentes de una determinada dirección. Este es un aspecto importante a tener en cuenta para una adecuada orientación de los generadores eólicos [24].

La rosa de los vientos, figura 2.1 permite determinar las direcciones dominantes de los vientos. A nivel internacional está dividida en 360 grados y su cálculo se realiza teniendo como referencia el norte como origen y se cuenta los grados en sentido de las manecillas del reloj, o sea que un viento del Sur-Este es igual a 135 grados del Sur a 180 grados [25].

Figura 2.1. Diagrama de rosa de los vientos para la dirección del viento. [26]

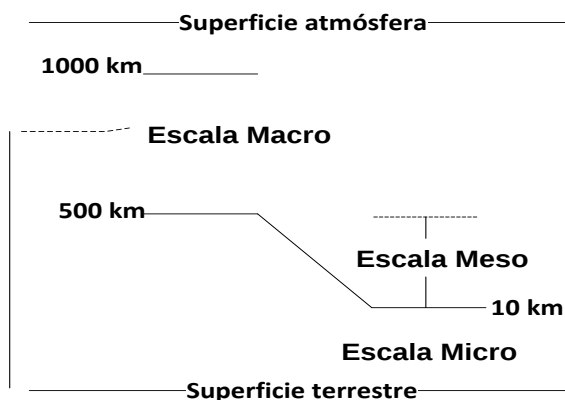


La rosa es utilizada en la evaluación de potencial energético eólico, así como también para preseleccionar proyectos de pre-factibilidad relacionados con el desarrollo de parques eólicos o para la planificación y el manejo de un sistema integrado de generación y distribución de energía, según la participación que podría ofrecer la dinámica atmosférica [27].

2.2. VIENTOS GLOBALES: VARIACIÓN HORIZONTAL

Los meteorólogos suelen denominar tres grandes escalas, de las cuales se pueden observar en la figura 2.2, el movimiento atmosférico las cuales son: **macro-escala**, **meso-escala** y **micro-escala**, respectivamente.

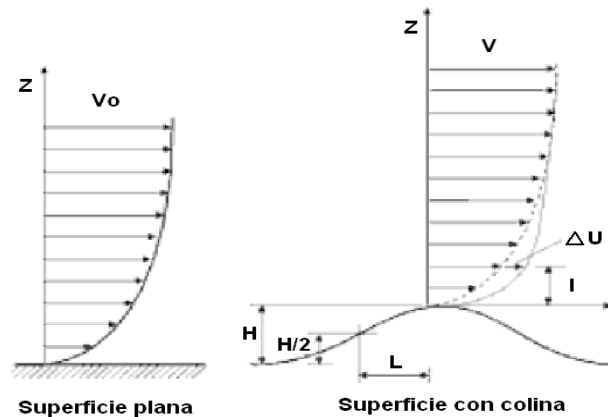
Figura 2.2. Escala de variación horizontal.



La macro-escala típica es de unos **1000 km**. La meso-escala es de unos **10 a 500 km** y corresponde por ejemplo a las brisas marinas, o a los vientos asociados a

cordilleras o valles. En la micro-escala se refiere al tamaño de la perturbación debida a obstáculos tales como colinas o montículos, como el de la figura 2.3 [28].

Figura 2.3. Variación del viento en la micro-escala. [28]



2.3. TIPOS DE VIENTOS

El conocimiento de los vientos generales no es suficiente para una correcta utilización y ubicación de máquinas accionadas por el viento, por cuanto existen factores que modifican el régimen general y que deben ser conocidos y tenidos en cuenta a la hora de realizar un proyecto de este tipo [29].

Existe un axioma conocido como (Bjerknes), que indica el movimiento o sentido de giro del viento, cuando el gradiente de presión y el gradiente de temperatura tienen distinta dirección, se produce una circulación de aire de sentido el camino más corto desde el gradiente de presión al de temperatura. En general, los desplazamientos verticales del aire son pequeños en relación a los desplazamientos horizontales, por lo que se puede considerar que la dirección del desplazamiento del viento es sensiblemente horizontal y se clasifica mediante el ángulo que conforma respecto a una dirección fija, que es la del Norte geográfico [29].

A manera de ejemplo se ilustran dos tipos de vientos de escala media o de naturaleza local como son la brisa marina y los vientos de montaña. Cerca a las

playas se pueden observar los patrones de brisa marina. Durante el día la tierra se calienta más que el agua (mar o lago), el aire sobre la tierra asciende y la brisa marina se desarrolla figura 2.4a. Durante la noche, la tierra se enfría a temperaturas menores que la del agua, causando una brisa terrestre. Esta es usualmente más débil que la brisa marina. Otro ejemplo involucra los vientos de valle-montaña figura 2.4b. Durante el día, las faldas de las montañas se calientan, el aire asciende y el viento tiende a fluir a través del valle hacia la montaña. Durante la noche, el fenómeno contrario ocurre: aire frío se mueve hacia abajo de la falda de la montaña, forzando el viento a soplar hacia el valle [29].

En las regiones tropicales vientos térmicos son muy comunes. Estos vientos, los cuales son causados por gradientes de temperatura a lo largo de la superficie terrestre, pueden ser fuertes durante el día, especialmente en regiones desérticas [29].

Figura 2.4a. Brisas de mar. [29]

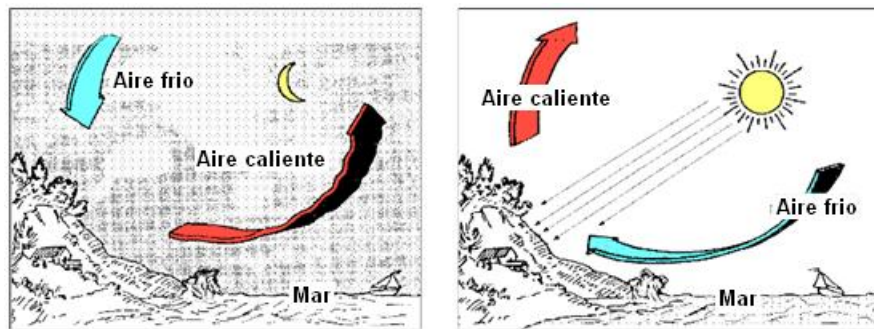
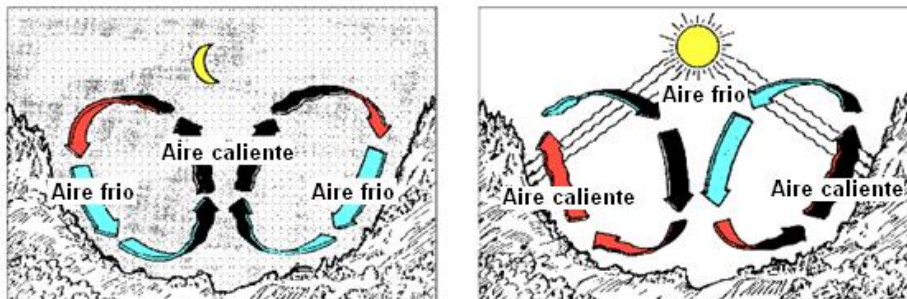


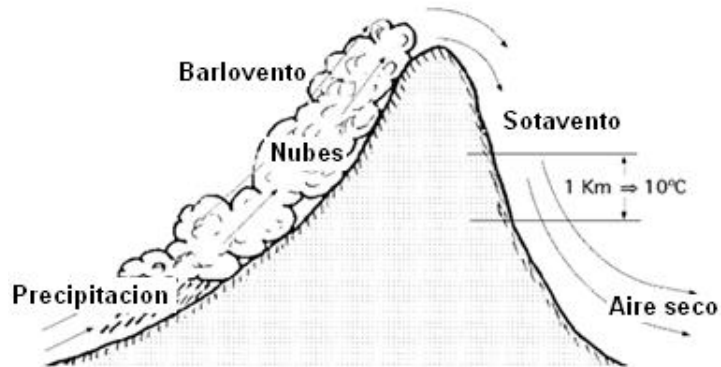
Figura 2.4b. Vientos de valles y montañas [29]



2.3.1. Vientos con efecto FOHN

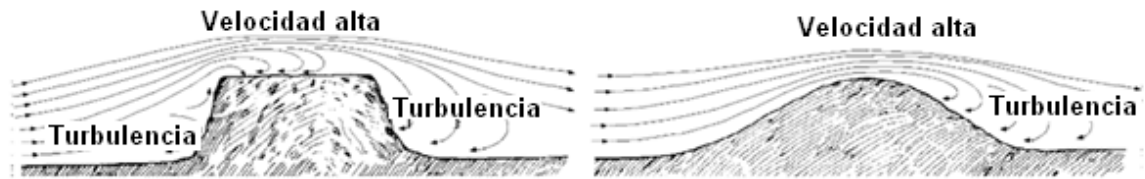
El Vientos con efecto föhn (föhn, es un fenómeno relacionado con una subida notable de la temperatura, una bajada brusca de la humedad) es un viento fuerte, seco y cálido, que se produce en ocasiones en la ladera de sotavento (contraria a la que sopla el viento) de los sistemas montañosos, un efecto föhn fuerte se presenta precedido por un sistema de bajas presiones que avanza ocasionando fuertes vientos en la tropósfera media y alta. Cuando este sistema se acerca a una montaña, el aire sube por la ladera de barlovento, enfriándose por debajo de la temperatura de condensación, formando nubes que se mantienen adosadas a las cimas de las montañas, que provocan precipitaciones, por lo que el contenido de humedad del aire baja y así el aire que desciende por sotavento es seco, calentándose en el descenso a razón de 10°C por km. En la figura 2.5 se observa dicho efecto [29].

Figura 2.5. Vientos con efecto FOHN [29]



También influye grandemente en la velocidad del viento la forma del relieve de la superficie de la tierra por donde discurre la corriente. Superficies de pendientes suaves y desnudas de obstáculos son los mejores lugares de potencial eólico, puesto que se van juntando las líneas de corriente del fluido y hacen que su velocidad aumente, como se observa en la figura 2.6 [29].

Figura 2.6. Influencia de obstáculos topográficos sobre la velocidad del viento. [29]



Los vientos creados debidos a diferencias de temperatura forman distintos tipos, los cuales están determinados por una escala y una breve descripción de los efectos que se presenta en el momento en el que estos aparecen en la tabla 2.1.

Tabla 2.1. Aproximaciones del viento establecido por la Escala de Beaufort. [30]

Escala	Descripción	Velocidad del viento (m/s)
0. Calma	El humo sube perpendicularmente.	0 - 0.5
1. Aire ligero	El humo sube con ligera inclinación.	0.6 – 1.7
2. Brisa ligera	Las hojas susurra; las ventanas se mueven.	1.8 – 3.3
3. Brisa suave	Las hojas y las ramas en constante valven.	3.4 -5.2
4. Brisa moderada	Levanta polvo y papeles; mueve ramas pequeñas.	5.3 -7.4
5. Brisa dura	Los arbustos empiezan a moverse.	7.5 – 9.8
6. Brisa fuerte	Las ramas grandes se mueven.	9.9 -12.4
7. Ventarrón moderado	Se dificulta caminar.	12.5 – 15.2
8. Ventarrón duro	Desprende ramas de los árboles.	15.3 -18.2
9. Ventarrón fuerte	Daña chimeneas y techos.	18.3 -21.5
10. Vendaval	Arranca árboles.	21.6- 25.1
11. Tormenta	Produce grandes daños.	25.2 – 28.9
12. Huracán	El más destructor de todos los vientos	29

	Rangos de velocidad donde una máquina no puede opera
	Velocidad de viento de arranque
	Velocidades donde la máquina opera a capacidad nominal
	Velocidad de viento de corte (desconexión)

2.4. CONCEPTOS BÁSICOS DE LA CONVERSIÓN DE ENERGÍA EÓLICA

El viento ha sido una de las fuentes de energía más utilizada por el hombre a través de su historia aprovechándolo desde la navegación a vela, pasando por diferentes aplicaciones como los llamados molinos de viento, en labores como

molienda de grano, bombeo de agua y sistemas de fuerza motriz, hasta llegar en la actualidad a la generación de energía eléctrica desde sistemas individuales de algunos vatios de potencia, hasta sistemas de varios megavatios conectados a las redes nacionales de energía [31].

El componente principal de una turbina de viento es el convertidor de energía que transforma la energía cinética contenida en el aire en movimiento, en energía mecánica, para los debates iniciales de los principios de la naturaleza exacta del convertidor de energía es irrelevante. La extracción de la energía mecánica de un flujo de aire en movimiento con la ayuda de un convertidor en forma de disco giratorio de la energía eólica sigue sus reglas básicas [32].

El mérito de haber reconocido este principio se debe a Albert Betz. Entre 1922 y 1925, los escritos de Betz fueron capaces de demostrar que, mediante la aplicación de elementales leyes de la física, la energía mecánica extraíble de una corriente de aire que pasa a través de una determinada sección transversal se limita a un porcentaje fijo de la energía o fuerza contenida en la corriente de aire. Por otra parte, se encontró que la extracción óptima de la energía sólo puede ser realizado en una cierta relación entre la velocidad del flujo de aire en el frontal del convertidor de energía y la velocidad del flujo detrás de la turbina [32].

La turbina eólica capta la energía cinética del viento en un rotor, compuesto por dos o más hojas unidas mecánicamente al eje de un generador eléctrico. La turbina está montada en una torre alta para mejorar la captación de energía. Obviamente, los sitios con viento constante pueden producir más energía durante el año [33].

En la actualidad dos configuraciones muy diferentes están disponibles para el diseño de la turbina, la configuración de eje horizontal (figura 2.7) y la configuración de eje vertical (figura 2.8). La turbina de eje vertical tiene la forma de un batidor de huevos, y es a menudo llamado el rotor Darrieus por su inventor. Se ha utilizado en el pasado debido a la ventaja estructural específica. Sin

embargo, las turbinas de viento más modernos utilizan el diseño de eje horizontal. Excepto por el rotor, todos los demás componentes son las mismas en ambos modelos, con algunas diferencias en su colocación [33].

Figura 2.7. Concepto del rotor de eje horizontal de rotación

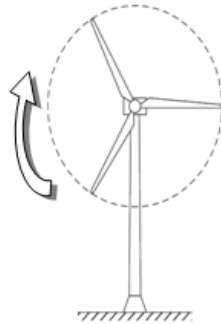
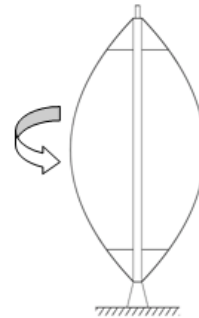


Figura 2.8. Concepto del rotor de eje vertical de rotación.



2.5. LA VELOCIDAD Y LAS RELACIONES DE POTENCIA

La energía cinética en el aire de masa “m” moviéndose con velocidad V, viene dada por la siguiente expresión en unidades del SI [33]:

$$\text{Energía cinética} = \frac{1}{2} * m * V^2 \text{ joule} \quad (2.1)$$

La potencia del aire en movimiento es la velocidad de flujo de la energía cinética por segundo. Por lo tanto [33]:

$$\text{Energía cinética} = \frac{1}{2} * (\text{caudal másico(m) por segundo}) * V^2 \quad (2.2)$$

Si dejamos que.

P = potencia mecánica en el aire en movimiento

ρ = densidad del aire, kg/m³

A = área barrida por las palas del rotor, m²

V = velocidad del aire, m/s

Entonces, la tasa de flujo volumétrico es $A \cdot V$, la tasa de flujo de masa del aire expresado en kilogramos por segundo es $\rho \cdot A \cdot V$, y la potencia está dada por la ecuación 2.3 [33]:

$$P = \frac{1}{2} \cdot (\rho \cdot A \cdot V) \cdot V^2 = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V^3 \text{ Watts.} \quad (2.3)$$

En dos lugares con potencial eólico, se comparan en términos de la energía eólica específicas expresadas en vatios por metro cuadrado de área barrida por las aspas giratorias. También se le conoce como la densidad de potencia del lugar, y está dada por la siguiente ecuación 2.4:

$$\text{Potencia específica} = \frac{P}{A} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V^3 \text{ Watts por m}^2 \text{ del área barrida por el rotor.} \quad (2.4)$$

Esta es la potencia en el viento en la entrada de las aspas del rotor que varía linealmente con la densidad del aire de barrido de las hojas, y con el cubo de la velocidad del viento. Toda la potencia del viento en la entrada de las aspas del rotor no se puede extraer por las aspas, alguna potencia se queda en el aire, en la salida de las aspas de la turbina eólica, que continúa avanzando con velocidad reducida [33].

2.6. POTENCIA EXTRAÍDA DEL VIENTO

La potencia real extraída por las aspas del rotor es la diferencia entre el viento en la entrada y salida. Es decir, usando la ecuación 2.5:

$$P_0 = \frac{1}{2} \cdot (\text{caudal másico(m) por segundo}) \cdot (V^2 - V_0^2) \quad (2.5)$$

Donde

P_0 = P. mecánica extraída por el rotor, es decir, la potencia de salida de la turbina.

V = la velocidad del viento en la entrada de las aspas del rotor.

V_0 = la velocidad del viento a la salida de las aspas del rotor.

La velocidad del aire no es continua de V a V_0 en el "plano" de las aspas del rotor en el sentido macroscópico. El flujo de masa de aire a través de las aspas, por lo tanto, se calcula multiplicando la densidad con la velocidad media. Esto es [33]:

$$\text{Caudal másico de aire (m)} = \rho * A * \frac{V + V_0}{2} \quad (2.6)$$

La potencia mecánica extraída por el rotor, que está acoplado al generador eléctrico, por lo tanto:

$$P_0 = \frac{1}{2} * \left[\rho * A * \left(\frac{V + V_0}{2} \right) \right] * (V^2 - V_0^2) \quad (2.7)$$

La expresión anterior puede ser reordenada de la siguiente manera:

$$P_0 = \frac{1}{2} * \rho * A * V^3 * \left[\frac{\left(1 + \frac{V_0}{V} \right) \left[1 - \left(\frac{V_0}{V} \right)^2 \right]}{2} \right] \quad (2.8)$$

La potencia extraída por las hojas que habitualmente se expresa como una fracción de la energía eólica, en la entrada de las aspas del rotor se calcula de la siguiente manera [33]:

$$P_0 = \frac{1}{2} * \rho * A * V^3 * C_P \quad (2.9)$$

Donde

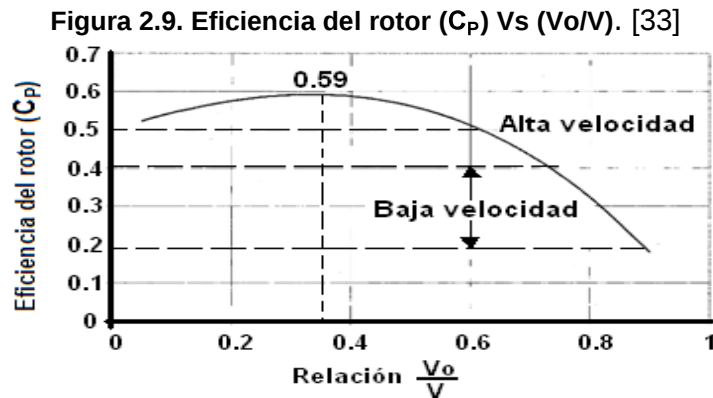
$$C_P = \frac{\left(1 + \frac{V_0}{V} \right) \left[1 - \left(\frac{V_0}{V} \right)^2 \right]}{2} \quad (2.10)$$

El C_P es la fracción de la energía eólica, que es captada en la entrada de las aspas del rotor. La energía restante se descarga o se pierde en la salida de las aspas del rotor. El factor C_P es el coeficiente de potencia del rotor o la eficiencia del rotor. Es un coeficiente adimensional, el valor de este coeficiente puede variar con la velocidad del viento [33].

Para una velocidad del viento en la entrada de las aspas del rotor, el valor de C_p depende de la relación de la velocidad del viento en la salida de las aspas del rotor y en la entrada de las aspas del rotor, que es (V_0/V) . El argumento de coeficiente de potencia en comparación con (V_0/V) muestra que C_p es una función única, el máximo valor se observa en la figura 2.9. Tiene el valor máximo de 0,59 cuando el (V_0/V) es una tercera parte. La potencia máxima es extraída del viento en aquella relación de velocidad, cuando la velocidad del viento corriente abajo es igual a una tercera parte de la velocidad de subida. Bajo esta condición [33]:

$$P_{\max} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V^3 \cdot 0.59 \quad (2.11)$$

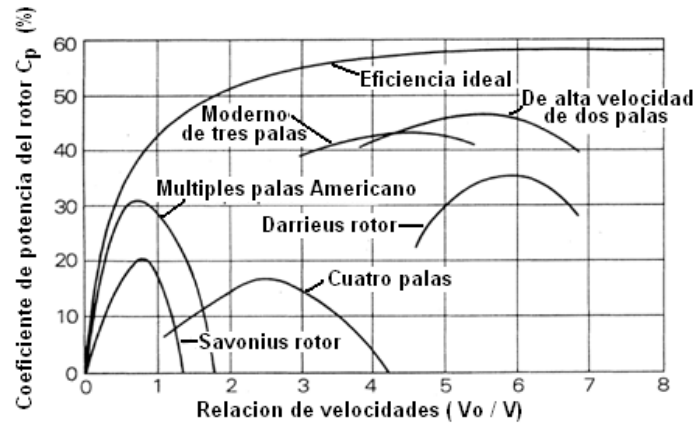
La eficiencia del rotor Vs (V_0/V) esta relación tiene un máximo único. La eficiencia del rotor es la fracción de la energía eólica disponible extraída por el rotor y se alimenta al generador eléctrico. Para una turbina de dos palas, las cuales son consideradas de alta velocidad [33].



El valor máximo teórico de C_p es de 0,59. En los diseños prácticos, el C_p máximo alcanzable es inferior al 0,5 de alta velocidad, de dos aspas de turbinas, y entre 0,2 y 0,4 para las turbinas de baja velocidad, con más hojas (figura 2.10). Si tomamos 0,5 como la máxima eficiencia del rotor práctica, la máxima potencia de salida de la turbina eólica se convierte en una simple expresión [33]:

$$P_{\max} = \frac{1}{4} \cdot \rho \cdot V^3 \text{ Watts por m}^2 \text{ de área barrida} \quad (2.12)$$

Figura 2.10. Coeficientes de potencia de los rotores de las turbinas de viento horizontal con diferentes diseños o con diferentes números de aspas. [33]



2.7. AREA DE BARRIDO DEL ROTOR

Como se observa en la ecuación de potencia, la potencia de salida de la turbina eólica varía de forma lineal con el área barrida por el rotor. Para la turbina de eje horizontal, el área barrida por el rotor [33].

Está dada por:

$$A = \frac{\pi}{4} * D^2 \text{ donde } D \text{ es el diámetro del rotor} \quad (2.13)$$

Para la máquina de eje vertical Darrieus, la determinación del área de barrido es compleja, ya que involucra integrales elípticas. Sin embargo, la aproximación de la forma de la hoja es como una parábola, esto lleva a la siguiente expresión simple para el área de barrido [33]:

$$A = \frac{2}{4} * (\text{Ancho máximo del rotor en el centro}) * (\text{Altura del rotor}) \quad (2.14)$$

La turbina eólica de manera eficiente intercepta la energía del viento que fluye a través del área de barrido completo a pesar de que tiene sólo dos o tres aspas delgadas con solidez entre 5 y 10 %. La solidez se define como la relación entre la superficie sólida para el área de barrido de las palas. Las turbinas modernas de 2 aspas tiene una relación de solidez bajo. Por lo tanto, se requiere material de hoja pequeña para barrer grandes superficies [33].

2.8. LA DENSIDAD DEL AIRE

La energía eólica varía linealmente con la densidad del aire de barrido de aspas del rotor. La densidad del aire ρ varía con la presión y la temperatura de acuerdo con la ley del gas [33]:

$$\rho = \frac{p}{R \cdot T} \quad (2.15)$$

Donde

p = presión de aire

T = temperatura en la escala absoluta

R = constante de gases

La densidad del aire a nivel del mar, una presión atmosférica (14.7 psi) y 15.5 °C es de 1.225 kg/m³. Usando esto como referencia, ρ es corregido por la temperatura y la presión de sitio específico. La temperatura y la presión de ambos a su vez varían con la altitud. Su efecto combinado de la densidad del aire está dado por la siguiente ecuación, que tiene una validez de hasta 6.000 metros (20.000 pies) de elevación del sitio por encima del nivel del mar [33]:

$$\rho = \rho_0 \cdot e^{-\left\{\frac{0.297 H_m}{3048}\right\}} \quad (2.16)$$

Donde

H_m = Es la elevación del sitio en metros.

La ecuación 2.16 suele escribirse de una forma simple:

$$\rho = \rho_0 - 1.194 \cdot 10^{-4} \cdot H_m \quad (2.17)$$

La corrección de la densidad del aire a grandes alturas puede ser significativa. Por ejemplo, la densidad del aire a 2.000 metros de altura sería 0.986 kg/m³, un 20% más bajo que el valor de 1.225 kg/m³ al nivel del mar. Para una pronta referencia, la temperatura varía con la altura [33]:

$$T = 15.5 - \frac{19.83 \cdot H_m}{3048} \text{ °C} \quad (2.18)$$

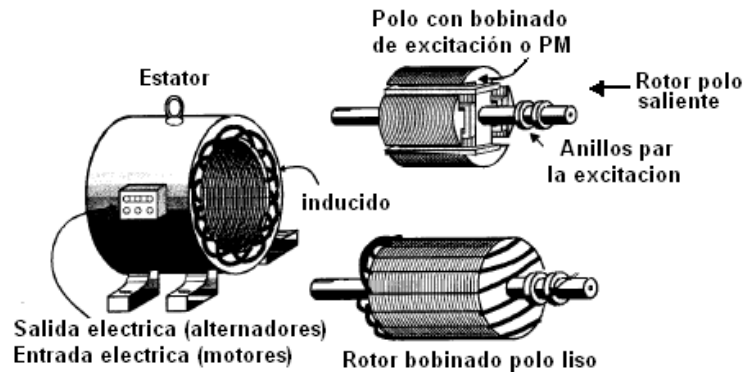
CAPITULO 3

3. MODELOS DE GENERADORES DE ENERGÍA EÓLICA

Entendiendo un aerogenerador como la máquina que integra una aeroturbina y un generador eléctrico, los principales tipos de aeroturbinas concebidas para aprovechar la energía del viento, es de interés clasificar los aerogeneradores atendiendo al tipo de generador eléctrico utilizado. La máquina eléctrica usada como generador puede tratarse de [34]:

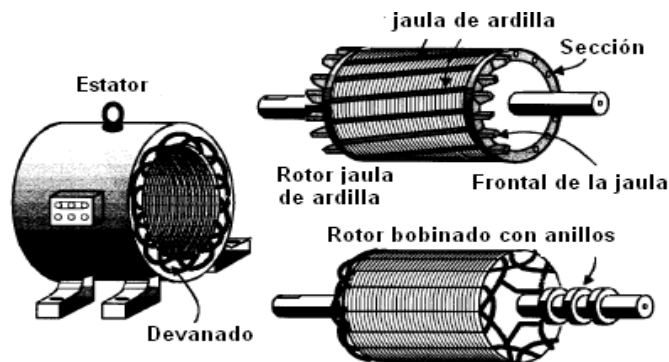
- Generador sincrónico con bobinado de excitación, o de imanes permanentes (PM), tal como se observa en la figura 3.1.

Figura 3.1. Tipos de máquinas sincrónicas. [35]



- Generador asincrónico de jaula de ardilla, o de rotor bobinado. Tal como se observa en la figura 3.2

Figura 3.2. Tipos de máquinas asincrónicas o de inducción. [35]



3.1. MODELO BÁSICO DEL GENERADOR ASINCRÓNICO JAULA DE ARDILLA (AC)

En la estructura electromagnética del generador asíncrono o de inducción, el estator se compone de numerosas bobinas conformando tres grupos (fases), y es alimentado con corriente trifásica en caso de operar como motor o entrega corriente trifásica en caso de operar como generador. Los tres grupos de bobinas están físicamente repartidas por la periferia del estator y conducen corrientes que están en desfase. Esta combinación produce un campo magnético rotatorio, que es una característica clave del trabajo de la máquina de inducción. La velocidad angular de la rotación del campo magnético se denomina velocidad de sincronismo, se denota por N_s y esta expresada de la siguiente forma [36]:

$$N_s = 60 \cdot \frac{f}{p} \text{ revoluciones por minuto (rpm)} \quad (3.1)$$

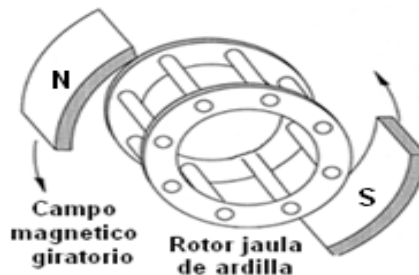
Donde

f = Frecuencia de la excitación del estator

p = Numero de pares de polos magnéticos

Las bobinas del estator están incrustadas en las ranuras del núcleo de alta permeabilidad magnética para producir la intensidad requerida del campo magnético con baja corriente de excitación.

Figura 3.3. Rotor jaula de ardilla. [37]



El rotor de la figura 3.3, tiene una estructura completamente diferente. Está hecha de sólidas barras conductoras incrustadas en las ranuras de un núcleo magnético.

Las barras están conectados entre sí en ambos extremos por los anillos finales de conducción (figura 3.3). Debido a su parecido, el rotor se denomina rotor jaula de ardilla, o el rotor de jaula en cortocircuito [36].

3.1.1. Principio básico de funcionamiento

El campo magnético del estator gira a la velocidad síncrona determinada por la ecuación 3.2. Este campo es conceptualmente representado por los imanes que giran en la figura 3.3 La velocidad relativa entre el campo giratorio y el rotor induce la tensión en cada vuelta del rotor que une el flujo del estator. La magnitud de la tensión inducida viene dado por la ley de Faraday de la inducción electromagnética, a saber [36]:

$$e = - \frac{d\phi}{dt} \quad (3.2)$$

Donde

ϕ = El flujo magnético que une el giro del rotor.

Esta tensión, a su vez crea la corriente que circula en el rotor. La interacción electromagnética de la corriente del rotor y el flujo del estator produce el torque. La amplitud de este par está dada por la siguiente [36]:

$$T = K \cdot \phi \cdot I_2 \cdot \cos \phi_2 \quad (3.3)$$

Donde

K = constante de proporcionalidad

ϕ = Amplitud de la onda de flujo en el estator

I_2 = Amplitud de la corriente inducida en las barras del rotor

ϕ_2 = Ángulo de fase en la que la corriente del rotor se retrasa respecto al voltaje del rotor.

El rotor se acelerará bajo este torque. Si el rotor estaba sobre cojinetes sin fricción, sin carga mecánica adjunta, el está completamente libre para girar con resistencia cero. Bajo esta condición, el rotor lograr la misma velocidad que el campo del estator, es decir, la velocidad de sincronismo. A esta velocidad, la

corriente inducida en la velocidad del rotor es cero, no se produce torque y no es necesario. El rotor se encuentra en el equilibrio a esta velocidad y seguirá funcionando a la velocidad sincrónica [36].

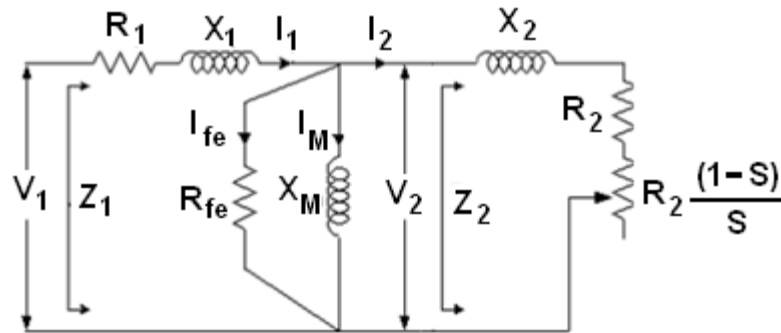
Si le acoplamos al rotor una turbina eólica y esta lo hace girar más rápido que la velocidad de sincronismo, la corriente inducida y el par del rotor van en sentido opuesto haciendo que la máquina funcione como generador, convirtiendo la energía mecánica de la turbina en energía eléctrica suministrada a la carga conectada a los terminales del estator. Si la máquina se conecta a una red, ella se alimenta de energía a la red [36].

Por lo tanto, la máquina de inducción puede funcionar como generador eléctrico a velocidades superiores a la velocidad de sincronismo. Por esta razón, el funcionamiento del generador, a menudo se llama la operación de súper velocidad sincrónica de la máquina de inducción [36].

Como se describió anteriormente, la máquina de inducción no necesita ninguna conexión eléctrica entre el estator y el rotor. Su funcionamiento se basa totalmente en la inducción electromagnética, de ahí el nombre. La ausencia de fricción en los contactos eléctricos y la sencillez de su construcción hacen del generador de inducción muy robusto, confiable, y una máquina de bajo costo. Por esta razón, es ampliamente utilizado en numerosas aplicaciones en la industria [36].

El principio de funcionamiento de la máquina de inducción puede ser visto como el transformador. La bobina de alta tensión en el estator se excita y la bobina de baja tensión en el rotor está en cortocircuito a sí misma. La potencia del uno a otro puede fluir en cualquier dirección. La teoría de funcionamiento del transformador, por lo tanto, es válida si se modifica para tener en cuenta el movimiento relativo entre el estator y el rotor. Este movimiento está expresado en términos del deslizamiento en el rotor en relación al campo magnético que rota sincrónicamente. En la figura 3.4 se muestra un circuito equivalente de una máquina de inducción [36].

Figura 3.4. Circuito equivalente de una máquina de inducción.



Tomado de la norma IEEE 112-2004 [37].

Donde:

V_1 = Tensión de fase, (V)	R_{FE} = Resistencia de pérdidas del núcleo, (Ω)
V_2 = Tensión de fase del rotor referido al estator, (V)	X_1 = Reactancia del estator de fuga, (Ω)
I_1 = Corriente de línea o de un estator, (A)	X_2 = Reactancia de fuga del rotor referido al estator, (Ω)
I_2 = Corriente del rotor referido al estator, (A)	X_M = Reactancia de magnetización, (Ω)
I_M = Corriente magnetizante, (A)	Z = Impedancia por fase, (Ω)
I_{FE} = Pérdidas de corriente en el núcleo, (A)	Z_2 = Impedancia del rotor por fase referido al estator, (Ω)
R_1 = Resistencia del estator, (Ω)	S = Deslizamiento en p.u.
R_2 = Resistencia del rotor del estator se refiere, (Ω)	

3.1.2. Velocidad del rotor y el deslizamiento

El deslizamiento del rotor se define como la relación entre la velocidad del campo magnético giratorio que arrastra pasando por el rotor y la velocidad síncrona del campo magnético del estator. Es decir, [36]

$$S = \frac{N_s - N_r}{N_s} \quad (3.4)$$

Donde

s = Deslizamiento del rotor

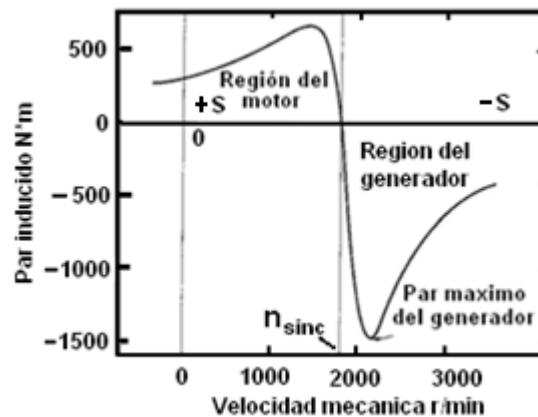
N_s = Velocidad de sincronismo = $60 * f/p$

N_r = Velocidad del rotor.

Cuando la velocidad de sincronismo es mayor que la velocidad del rotor entonces el deslizamiento se considera positivo y la máquina funciona como motor. En el modo de generador, la velocidad de sincronismo es menor que la velocidad del

rotor por tanto el deslizamiento sería negativo como indica la figura 3.5. Tanto en el modo de motor y el modo de generación, mayores deslizamientos en el rotor inducen corriente más elevada en el rotor y una mayor conversión de energía electromecánica [36].

Figura 3.5. Característica par-velocidad de una máquina de inducción que muestra la región de operación como generador. [38]



Existe un par máximo inducido en el modo de operación como generador tal como se observa en la figura 3.5. Este se conoce como par máximo del generador. Si una fuente primaria aplica un par mayor que el máximo del generador de inducción al eje de este, el generador adquirirá una velocidad excesiva [38].

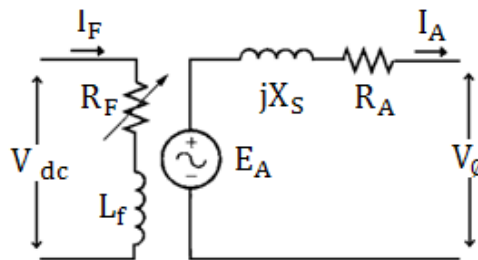
Como generador, la máquina de inducción tiene severas limitaciones. Debido a que carece de un circuito de campo separado, un generador de inducción no puede producir potencia reactiva. En efecto el generador de inducción consume potencia reactiva, y se le debe conectar una fuente externa de potencia reactiva todo el tiempo para mantener su campo magnético estatórico. Esta fuente externa de potencia reactiva también debe controlar el voltaje en los terminales del generador (sin corriente de campo, un generador de inducción no puede controlar su propio voltaje de salida). Normalmente, el voltaje del generador es mantenido por el sistema de potencia externo al cual se encuentra conectado [38].

3.2. MODELO BÁSICO DEL GENERADOR SINCRÓNICO DE CORRIENTE ALTERNA (AC)

Los generadores o alternadores son máquinas sincrónicas utilizadas para convertir potencia mecánica o cualquier otra fuente de energía en potencia eléctrica. En un generador sincrónico se aplica una corriente continua DC al bobinado del rotor por medio de bobinas de excitación o imanes permanentes, la cual produce un campo magnético, entonces el rotor del generador gira mediante una fuente primaria (turbina eólica) y produce un campo rotacional dentro de la máquina. Este campo magnético rotacional induce un grupo trifásico de tensiones en los devanados del estator del generador [38].

El término bobinado de campo se aplica a los bobinados que producen el campo magnético principal de la máquina, y el término devanado de armadura se aplica a los devanados donde se induce el voltaje principal. En la figura. 3.6 se tiene un circuito equivalente de una máquina síncrona [38].

Figura 3.6. Circuito equivalente de una máquina síncrona unifilar. [38]



Donde:

V_{dc} = Voltaje de corriente continua.(V)
 I_F = Corriente de campo.(A)
 L_f = Autoinductancia del estator.(Ω)
 E_A = Voltaje interno generado.(V)
 jX_s = Reactancia sincrónica.(Ω)

R_A = Resistencia del estator.(Ω)
 I_A = Corriente del estator.(A)
 V_ϕ = Voltaje en terminales.(V)
 R_F = La suma entre la resistencia interna de campo y la externa variable.(Ω)

El rotor de un generador sincrónico es un gran electroimán. Los polos magnéticos del rotor pueden ser contruidos salientes o liso. El término saliente significa

proyectado hacia fuera, es un polo magnético que se proyecta hacia fuera de la superficie del rotor. Por otro lado, un polo no saliente es un polo magnético construido al mismo nivel de la superficie del rotor. En la anterior figura 3.1 muestra una máquina con rotores de polos salientes y polo liso [38].

Los estatores de los generadores sincrónicos se construyen normalmente con devanados preformados de doble capa. El devanado en si mismo está distribuido y encargado para reducir el contenido de armónicas de las tensiones y corrientes de salida [38].

Los generadores sincrónicos son por definición sincrónicos, lo cual significa que la frecuencia eléctrica producida esta entrelazada o sincronizada con la tasa mecánica de rotación del generador. Un rotor del generador sincrónico consta de un electroimán al cual se suministra corriente directa. El campo magnético del rotor apunta en cualquier dirección según gire el rotor. La relación entre la tasa de giro de los campos magnéticos de la máquina y la frecuencia eléctrica del estator se expresa mediante la ecuación 3.5 [38].

$$f_e = \frac{n_m P}{120} \quad (3.5)$$

Donde

f_e = Frecuencia eléctrica, en Hz.

n_m = Velocidad mecánica del campo magnético en r/min (igual a la velocidad del rotor para las maquinas sincrónica).

P = Número de polos.

Puesto que el rotor gira con la misma velocidad que el campo magnético, esta ecuación relaciona la velocidad de rotación del rotor con la frecuencia eléctrica resultante. Dado que la potencia eléctrica es generada a 50 ó 60 Hz, el generador debe girar a una velocidad fija que depende del número de polos de la máquina [38].

3.3. CLASIFICACIONES DE SISTEMAS DE ENERGÍA EÓLICA

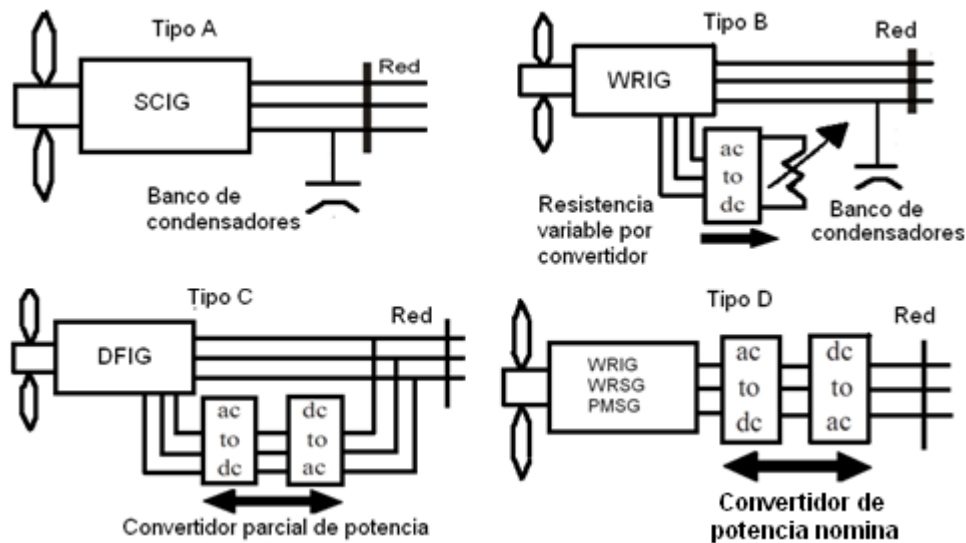
En los aerogeneradores modernos se conocen algunas configuraciones principales, entre ellas tenemos: Las turbinas de Tipo A, generadores de inducción de jaula de ardilla (SCIG) están conectados directamente con el transformador elevador y con el arrancador suave que se utiliza para conseguir una conexión a la red suave. Dado que este tipo de generador consume potencia reactiva, los bancos de condensadores están conectados en el terminal del generador para compensar el consumo de potencia reactiva [39].

En las turbinas de Tipo B, los generadores de inducción de rotor bobinado (WRIG) están conectados directamente con el transformador elevador y con un arrancador suave. Lo mismo que las turbinas de velocidad fija, los bancos de condensadores están conectados en el terminal del generador para compensar su consumo de potencia reactiva. La resistencia total del rotor es controlable y la velocidad del generador varía en un rango limitado. La escala del control dinámico de la velocidad depende del tamaño de la resistencia del rotor variable. Por lo general el rango de velocidad es 0 a 10% por encima de la velocidad de sincronismo [39].

Los dispositivos electrónicos de potencia (convertidor) se utilizan en configuraciones de Tipo C y Tipo D para aislar a los generadores de la red, hasta cierto punto. Por lo tanto la velocidad del generador no está limitada por la frecuencia de alimentación de la red y la potencia reactiva es controlable. El Tipo C se conoce como generadores de inducción doblemente alimentado (DFIG). Los generadores de inducción de rotor bobinado (WRIG) se utilizan en esta configuración. El estator del generador está conectado directamente con el transformador elevador, mientras que el rotor está conectado con el transformador elevador a través de un convertidor de potencia. En el Tipo D, el generador está conectado a un transformador elevador a través de un convertidor de potencia de gran escala. Los generadores sincrónicos de imanes permanentes (PMSG), generadores de inducción de rotor bobinado (WRIG) y generadores sincrónicos de

rotor bobinado (WRSG) pueden ser utilizados como generador, un convertidor de potencia de gran escala es necesario para estas configuraciones. Mientras un convertidor de potencia de escala parcial es necesario para los DFIG. Las configuraciones de los cuatro tipos o clase de generadores de turbina de viento son mostradas en la figura 3.7 [39].

Figura 3.7. Configuraciones de los cuatro generadores de turbina de viento. [40]

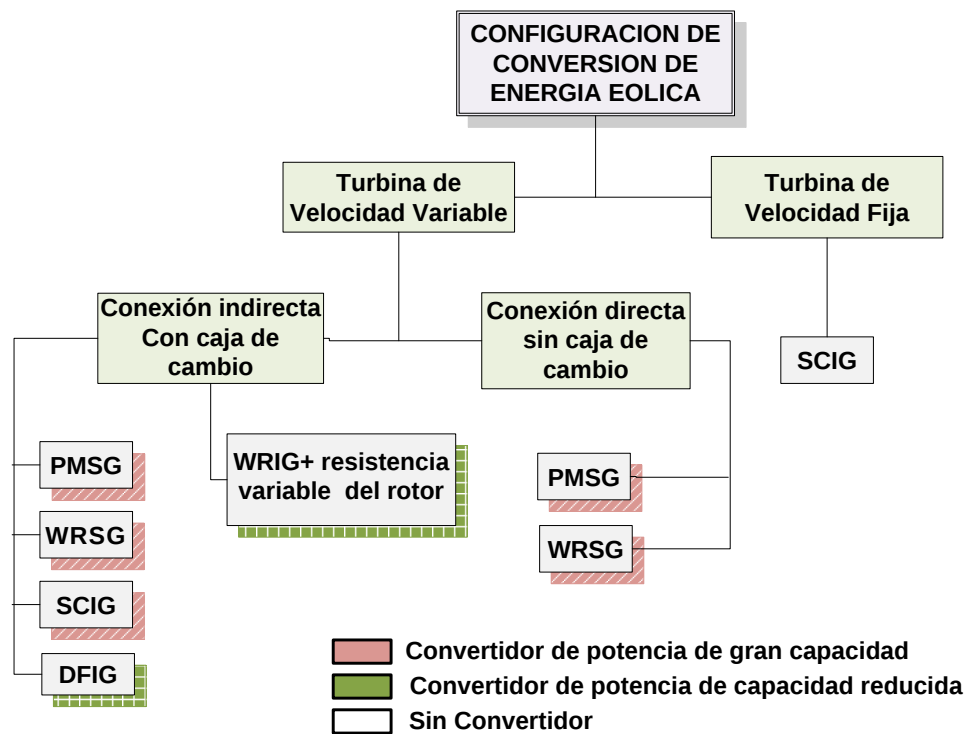


En un continuo esfuerzo para reducir los costos, aumentar la confiabilidad y aumentar la eficiencia de los sistemas de conversión de energía eólica (WECS), una variedad de configuraciones WECS han sido desarrollados. Una clasificación de las configuraciones más comunes se da en la figura 3.8, donde las turbinas eólicas se pueden clasificar en las turbinas de velocidad fija y variable. Las turbinas de velocidad fija emplean un generador de inducción jaula de ardilla (SCIG) conectados directamente a la red y, por tanto, no necesitan ningún convertidor de potencia durante el funcionamiento [41].

Las turbinas eólicas de velocidad variable se pueden dividir en las turbinas de transmisión directa e indirecta. En las turbinas de transmisión directa, los generadores síncronos (SG) de baja velocidad, son empleados con un gran

número de polos. La velocidad de los generadores síncronos está diseñado para que coincida con la velocidad de la turbina de tal manera que la caja de cambios normalmente requerido en otras configuraciones son eliminados. Generadores síncronos de rotor bobinado (WRSG) y generadores síncronos de imanes permanentes (PMSG) son adecuados para las turbinas de transmisión directa (sin multiplicador de velocidad), por lo que es necesario un sistema convertidor de potencia nominal. El sistema convertidor sirve como interfaz entre el generador y la red eléctrica [41].

Figura 3.8. Clasificación de las configuraciones más comunes de WECS. [41]



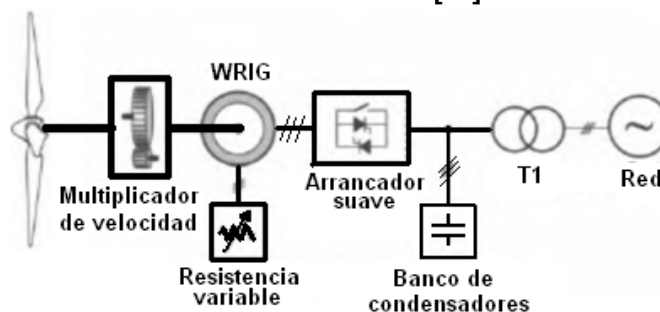
Las turbinas de transmisión indirectas requieren una caja de cambios para igualar la baja velocidad de la turbina con la alta velocidad del generador. El WRSG, PMSG y SCIG han sido equipados con convertidores de potencia de gran capacidad utilizados en práctica de los sistemas de energía eólica. Además, los generadores de inducción doblemente alimentada (DFIG) con convertidores de

capacidad reducida y generadores de inducción de rotor bobinado (WRIG) con convertidor que controla la resistencia variable del rotor, también han encontrado aplicaciones prácticas [41].

3.3.1. Generador de inducción rotor bobinado (WRIG) y resistencia variable del rotor

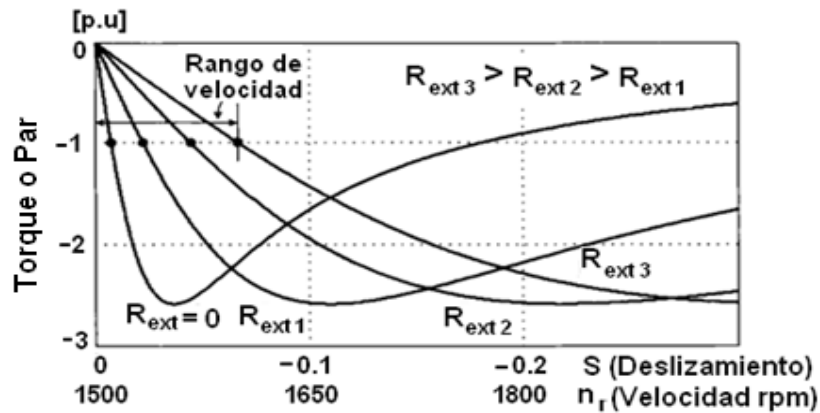
La figura 3.9 muestra la configuración simplificada para un sistema de energía eólica de velocidad variable con un WRIG de resistencia variable en el circuito del rotor. La configuración del sistema es el mismo que el del sistema de energía eólica de velocidad fija, excepto que el SCIG es sustituido por el WRIG. El cambio en la resistencia externa R_{ext} del rotor afecta a la característica de deslizamiento de par / velocidad del generador, como se muestra en la figura 3.10, lo que permite la operación de velocidad variable de la turbina. La resistencia del rotor es normalmente ajustable mediante un convertidor de potencia. El rango de ajuste de la velocidad se limita típicamente a un 10% por encima de la velocidad de sincronismo del generador [41].

Figura 3.9. Generador de inducción de rotor bobinado (WRIG) con resistencia variable en el circuito del rotor. [41]



Con la operación a velocidad variable, el sistema puede capturar más energía del viento, pero también tiene pérdidas de energía en la resistencia del rotor. Esta configuración también requiere de un arrancador suave y compensación de potencia reactiva [41].

Figura 3.10. Características par-deslizamiento de un WRIG con la resistencia externa del rotor. [41]



La principal ventaja de esta configuración en comparación con el WECS de velocidad variable es el bajo costo y simplicidad. Los principales inconvenientes son el limitado rango de velocidad, la incapacidad para controlar la potencia reactiva del lado de la red, y la reducción de la eficiencia debido a las pérdidas resistivas [41].

3.3.2. Generador síncrono de imanes permanentes (PMSG)

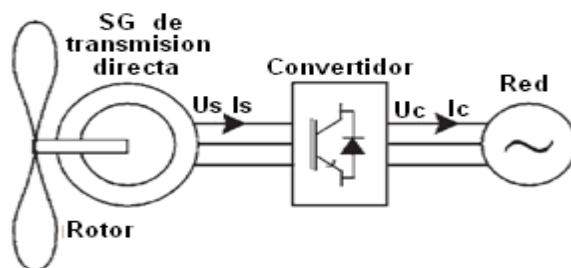
Muchos artículos de investigación han sugerido la aplicación de los PMSG en las turbinas de viento, debido a sus propiedades de auto-excitación, lo que permite una operación en un alto factor de potencia y una alta eficiencia. En la máquina de imán permanente (PM), la eficiencia es mayor que en la máquina de inducción, ya que la excitación se proporciona sin ninguna fuente de energía. Sin embargo, los materiales utilizados para la producción de imanes permanentes son caros, y son difíciles de trabajar durante la fabricación. Además, el uso de la excitación PM requiere el uso de un convertidor de energía a gran escala, con el fin de ajustar la tensión y la frecuencia de la generación a la tensión y la frecuencia de transmisión, respectivamente. Se trata de un gasto adicional. En la figura 3.11. Se tiene el esquema de un PMSG [42].

Sin embargo, el beneficio es que la energía puede ser generada a cualquier velocidad con el fin de ajustarse a las condiciones actuales. El estator de los PMSG está devanado, y el rotor dispone de un sistema de palos de imanes permanentes y puede tener polos salientes o pueden ser cilíndricos. Los polos salientes son más comunes en las máquinas de baja velocidad y puede ser la versión más útil para una aplicación de generadores eólicos. Las máquinas síncronas de polos salientes de baja velocidad tienen muchos polos. La naturaleza sincrónica del PMSG puede causar problemas durante el arranque, la sincronización y la regulación de tensión. Esto no proporciona fácilmente una tensión constante. La operación sincrónica también causa un rendimiento muy rígido en caso de un cortocircuito externo, y si la velocidad del viento es inestable. Otra desventaja de los PMSG es que los materiales magnéticos son sensibles a la temperatura; por ejemplo, el imán puede perder sus propiedades magnéticas en altas temperaturas, por ejemplo, durante una falla. Por lo tanto, la temperatura de rotor de un PMSG debe ser supervisada y se requiere un sistema de refrigeración [42].

3.3.3. Generador síncrono rotor bobinado (WRSG)

Los bobinados o devanado del estator de los WRSG están conectados indirectamente (con convertidor) a la red como se observa en la figura 3.11 y por lo tanto la velocidad de rotación es fijada estrictamente por la frecuencia de la red de suministro. El rotor bobinado es excitado con corriente continua con anillos rozantes y escobillas o con una excitatriz sin escobillas con un rectificador de rotación. A diferencia del generador de inducción, el generador síncrono no necesita más el sistema de compensación de potencia reactiva. El bobinado del rotor, a través del cual fluye la corriente directa, genera el campo de excitación, que gira con la velocidad de sincronismo. La velocidad del generador síncrono está determinada por la frecuencia de la rotación del campo y por el número de pares de polos del rotor [42].

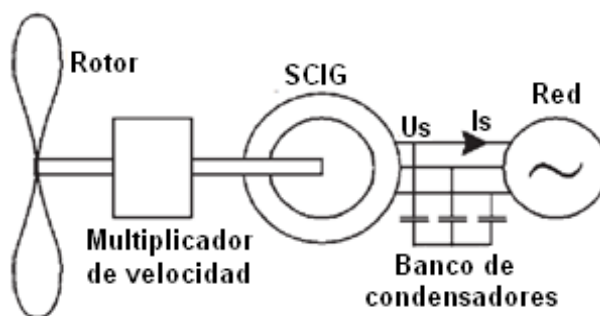
Figura 3.11. Generador de síncrono de imanes permanentes (PMSG) o Rotor bobinado (WRSG). [42]



3.3.4. Generador de inducción de jaula de ardilla (SCIG)

Hasta ahora, el SCIG ha sido la opción predominante, debido a su simplicidad mecánica, alta eficiencia y bajo mantenimiento. Como se ilustra en la figura 3.12, el SCIG está directamente conectado a la red. El SCIG cambia la velocidad por sólo un pequeño porcentaje debido al deslizamiento del generador, causados por los cambios en la velocidad del viento. Por lo tanto, este generador se utiliza para las turbinas eólicas de velocidad constante. El generador y el rotor del aerogenerador están acoplados a través de una caja de cambios o multiplicador de velocidad en el rotor del generador y los rangos óptimos de velocidad son diferentes [42].

Figura 3.12. Generador de inducción de jaula de ardilla (SCIG). [42]



Las turbinas de viento basadas en un SCIG suelen ser equipadas con un mecanismo de arranque suave y una instalación para la compensación de potencia reactiva, ya que el SCIG consume potencia reactiva. Los SCIG tienen una

característica de par velocidad alta y por lo tanto, las fluctuaciones en la energía eólica se transmiten directamente a la red. Estos transitorios son especialmente importantes durante la conexión a la red de la turbina de viento, donde la corriente in-rush puede ser de hasta 8.7 veces la corriente nominal. En una red débil, esta alta corriente de entrada puede causar perturbaciones severas de tensión. Por lo tanto, la conexión de los SCIG a la red debe hacerse gradualmente con el fin de limitar la corriente de entrada [42].

Durante el funcionamiento normal y la conexión directa a una red rígida de CA, el SCIG es muy robusto y estable. El deslizamiento varía y se incrementa con el aumento de la carga. El mayor problema es que, debido a la corriente de magnetización suministrada por la red a los bobinados del estator, el factor de potencia de la carga total es relativamente bajo. Claramente, la generación en un bajo factor de potencia no se puede permitir aquí tampoco. Un factor de potencia demasiado bajo, se compensa mediante la conexión de condensadores en paralelo con el generador [42].

En los SCIG existe una relación única entre la potencia activa, potencia reactiva, tensión en los bornes y la velocidad del rotor. Esto significa que los fuertes vientos de la turbina eólica pueden producir más potencia activa sólo si el generador se alimenta de más reactivos. Para un SCIG, la cantidad de potencia reactiva consumida es incontrolable, ya que varía según las condiciones del viento. Sin ningún tipo de componentes eléctricos para suministrar la potencia reactiva, la potencia reactiva del generador debe ser tomado directamente de la red. La potencia reactiva suministrada por la red, causa pérdidas adicionales de transmisión y en ciertas situaciones, puede hacer que la red sea inestable. Los bancos de condensadores o los modernos convertidores electrónicos de potencia se pueden utilizar para reducir el consumo de potencia reactiva. La principal desventaja es que los transitorios eléctricos se producen durante la conmutación de los condensadores [42].

En el caso de una falla, el SCIG sin ningún sistema de compensación de potencia reactiva puede conducir a la inestabilidad de la tensión en la red. El rotor de la turbina de viento puede acelerar (aumenta deslizamiento), por ejemplo, cuando se produce una falla, debido al desequilibrio entre el par eléctrico y mecánico. Así, cuando se corrige la falla, el SCIG saca una gran cantidad de potencia reactiva de la red, lo que conduce a una mayor disminución en la tensión. El SCIG puede ser utilizado tanto en los aerogeneradores de velocidad fija y en su totalidad las turbinas eólicas de velocidad variable. En este último caso, la potencia de frecuencia variable de la máquina se convierte en energía de frecuencia fija mediante el uso de un convertidor de potencia bidireccional back-to-back de capacidad nominal [42].

3.3.5. Generador de inducción doblemente alimentado (DFIG)

El DFIG consiste en un generador de inducción de rotor bobinado (WRIG) con los bobinados del estator conectado directamente a la frecuencia constante de la red trifásica y con el bobinado del rotor conectado a un sistema convertidor de fuente de tensión IGBT bidireccional back-to-back [42].

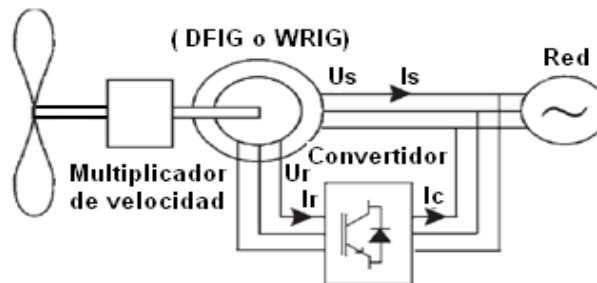
El término "doble alimentación" se refiere al hecho de que la tensión en el estator se aplica de la red y la tensión en el rotor es inducida por el convertidor de potencia. Este sistema permite un funcionamiento de velocidad variable en un amplio pero restringido intervalo. El convertidor compensa la diferencia entre la frecuencia mecánica y eléctrica mediante la inyección de una corriente en el rotor con una frecuencia variable [42].

El convertidor de potencia se compone de dos convertidores, el convertidor del lado del rotor y el convertidor de la red, que son controlados de forma independiente el uno del otro. La idea principal es que el convertidor del lado del rotor controle la potencia activa y reactiva mediante el control de los componentes de corriente en el rotor, mientras el convertidor de lado de la línea controla la

tensión de relación de la corriente continua y asegura un funcionamiento del convertidor con factor de potencia de uno (es decir, cero potencia reactiva) [42].

El DFIG tiene varias ventajas. Tiene la capacidad de controlar la potencia reactiva y disociar el control de potencia activa y reactiva controlando independientemente la corriente de excitación del rotor. El DFIG no tiene necesariamente que ser magnetizado por la red eléctrica, él puede ser magnetizado por el circuito del rotor. También es capaz de generar potencia reactiva que se puede entregar al estator por el convertidor del lado de la red. Sin embargo, el convertidor de lado de la red normalmente funciona con un factor de potencia unitario y no está implicado en el cambio de potencia reactiva entre la turbina y la red. En caso de una red débil, donde la tensión puede fluctuar, el DFIG puede ser obligado a producir o absorber una cantidad de potencia reactiva o de la red, con el objetivo de controlar la tensión. En la figura 3.13 se tiene una configuración de un DFIG [42].

Figura 3.13. Generador de inducción doblemente alimentado (DFIG). [42]

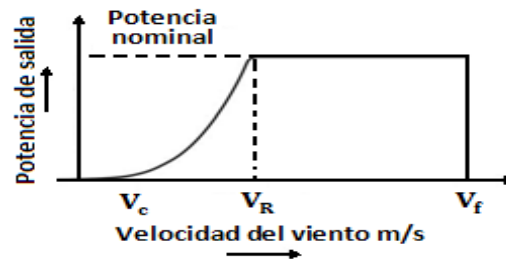


El tamaño del convertidor no está relacionado con la potencia total del generador, pero con la variedad de selecciones de velocidad y por lo tanto a la potencia de deslizamiento. En consecuencia, el costo del convertidor aumenta cuando se hace más amplio el rango de velocidades, alrededor de la velocidad sincrónica. La selección de el rango de velocidades está por lo tanto basada en la optimización económica de los costos de inversión y en el aumento de la eficiencia. Un inconveniente de la DFIG es la inevitable necesidad de anillos colectores [42].

3.4. CLASIFICACIÓN DE OPERACIÓN SEGÚN LOS RANGOS DE VELOCIDAD DEL VIENTO

La curva de potencia de un aerogenerador es un gráfico que indica que la producción de energía eléctrica estará disponible en diferentes velocidades de viento. La figura 3.14 muestra la forma de una curva de potencia teórica de un aerogenerador [43].

Figura 3.14. Curva teórica de potencia de un aerogenerador. [43]



Velocidad de conexión o arranque (V_c): Por lo general, los aerogeneradores están diseñados para empezar a correr a velocidades alrededor de 3-5 m / s. Esto se conoce como la velocidad de conexión. Por debajo de esta velocidad de viento, la energía en el viento no es suficiente para vencer la inercia del rotor; por lo que, la máquina no produce potencia por debajo de esta velocidad de viento [43].

Velocidad de viento nominal (V_R): Es la velocidad del viento en el que se alcanza la "potencia nominal". Este valor para las turbinas de tamaño de megavatios es de unos 12-15 m / s, y corresponde a el momento en que la eficiencia de conversión se aproxima a su máximo. La potencia de salida por encima de la velocidad del viento nominal sea mecánica o eléctrica mantiene a un nivel constante, porque la alta salida destruiría el equipo [43].

Velocidad de corte de viento (parada) (V_f): La turbina eólica será programado para detener a altas velocidades del viento, por ejemplo, 25 m / s, con el fin de evitar daños a la turbina o en sus alrededores. La velocidad de viento de parada es llamada la velocidad de viento de corte [43].

De acuerdo a la **IEC 61400-1: Wind turbine [3]** y **American Wind Energy Association (AWEA)**, se pueden clasificar las turbinas en unos rangos de velocidad media del viento, según el tipo o clase de generadores en los cuales se puede desempeñar de manera eficientes, lo anterior dicho se puede observar en la siguiente tabla 3.1.

Tabla 3.1. Clasificación simple del recurso proporcionado por AWEA basado en la velocidad media del viento. [44]

	Velocidad media del viento	Tipo o Clase según la IEC 61400-1: Wind Turbine
Moderado	6,4 a 7 m / s (14,3 a 15,6 mph)	Clase IV o D
Bueno	7 - 7,5 m / s (15,6 a 16,7 mph)	Clase III o C
Excelente	> 7,5 m / s (16,7 mph)	Clase III, II , I o (A,B,C)

En la tabla 3.2 se presenta una clasificación de aerogeneradores para la producción eléctrica en función de su potencia, de manera que se pueda tener clara las denominaciones de las zonas en las que sean empleados [45].

Tabla 3.2. Clasificación de aerogeneradores para producción eléctrica en función de su potencia. [45]

Denominación	Potencia (Kw)	Aplicación
Muy baja	<1	Embarcaciones, sistemas de comunicación, refugios de montaña, iluminación, etc.
	1-10	Granjas, viviendas aisladas (sistemas EO-FV), bombeo, etc.
Baja	10-100	Comunidades de vecinos, PYME's (sistemas mixtos EO Diesel), drenaje, tratamientos de aguas, etc.
Media	100-1.000	Parques eólicos (terreno complejo)
Alta	1.000-10.000	Parques eólicos (terreno llano, mar adentro)
Muy alta	>10.000	En fase de investigación y desarrollo, requieren nuevos diseños y materiales no convencionales.
La clase muy baja se divide según la potencia en micro-aerogeneradores (<1 Kw) y mini-aerogeneradores (1-10 Kw).		

3.4.1. Diferencias entre parques eólicos marinos y en tierra firme

Los emplazamientos terrestres comienzan a verse muy ocupados por parques eólicos, y la escasez de terreno es un problema inevitable, sobre todo en países con elevadas densidades de población [46].

Las velocidades de viento en el mar son sustancialmente más elevadas que en tierra firme, en terreno plano. La diferencia se estima en torno al 20 %. Teniendo en cuenta que la energía del viento depende del cubo de la velocidad, el aumento en la producción energética ronda el 80%. Las aeroturbinas más optimizadas desde el punto de vista económico, probablemente produzcan un 50% más energía en el mar que en tierra [46].

La diferencia de temperaturas entre la superficie marina y la del aire circundante es mucho menor que la diferencia presente en tierra, sobre todo, durante el día esto implica una menor turbulencia que en tierra, y por tanto, un menor nivel de fatiga mecánica, que se manifiesta en una mayor duración de los componentes. Dicha duración podría estimarse en torno a los 25-30 años, mientras que en tierra la duración sería de 20 años [46].

Otro argumento a favor de esta energía es la menor rugosidad del agua, que hace que la velocidad prácticamente no varíe verticalmente. Esto permitirá el empleo de torres mucho menores, con la consiguiente reducción de costos [46].

El generador más popular es el generador de inducción doblemente alimentado (DFIG), que representa casi la mitad del número total de unidades instaladas de WECS en alta mar. El generador síncrono de imanes permanentes (PMSG) y DFIG son los generadores más difundidos en el mercado actual [47].

La aplicación de la energía eólica en tierra firme se encuentra con problemas a partir de los conflictos de uso del suelo, el ruido y la contaminación visual, a problemas de ingeniería, tales como el transporte de las máquinas de grandes

dimensiones. Los parques eólicos marinos tienen una menor interferencia con las áreas residenciales en materia de ruidos, sombras de la torre (se trata cuando las palas del rotor pasan por el frente de la torres que soporta la maquina esto provoca el fenómeno que afecta la forma de la onda de la tensión conocido como fluctuaciones) y la contaminación visual [47].

3.5. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS MODELOS

En la tabla 3.3 se puede apreciar una serie de ventajas y desventajas a tener en cuenta de los diferentes tipos de modelos de generadores que tienen una aplicación de generación de energía eólica.

Tabla 3.3. Ventajas y desventajas de los tipos de generador. [48]

PMSG [47]	
Ventajas	Desventajas
- Flexibilidad en el diseño, permite diseños más pequeños y ligeros. - Mayor nivel de producción, se puede lograr sin la necesidad de aumentar el tamaño del generador. - Menor coste de mantenimiento y los costos de operación, los rodamientos duren más tiempo. - No hay pérdidas significativas generadas en el rotor. - Velocidad del generador se puede regular sin necesidad de engranajes o la caja de cambios. - De par muy elevado se puede lograr a bajas velocidades. - Elimina la necesidad de excitación separada o sistemas de refrigeración.	- Un mayor costo inicial debido al alto precio de los imanes utilizados. - Los costos de los imanes permanentes restringen la producción de tales generadores para diseños de turbina conectadas a la red a gran escala. - Las altas temperaturas, las sobrecargas y las condiciones de corto circuito puede desmagnetizar los imanes permanentes. - El uso del diodo rectificador en la etapa inicial de conversión de energía reduce la capacidad de control del sistema en general.

SCIG [48]

Ventajas	Desventajas
- Menor costo de capital para la construcción del generador. - Conocido como máquinas robustas que tienen un diseño muy simple. - Una mayor disponibilidad, especialmente para los diseños de gran escala conectadas a la red. - Excelente amortiguación de pulsaciones de torque causado por ráfagas de viento repentino. - Contribución relativamente baja a los niveles de fallo del sistema.	- Aumento en el costo del convertidor ya que el convertidor debe ser clasificado en la potencia de todo el sistema. - Resultados en el incremento de las pérdidas a través del convertidor debido al tamaño del convertidor que se necesita para IG. - Generador requiere potencia reactiva y por lo tanto, los aumentos de costos de la etapa inicial de conversión AC-DC del convertidor. - Pueden experimentar una gran corriente de entrada la primera vez que sea conectado a la red. - De control de mayor complejidad debido al número cada vez mayor de los interruptores en el convertidor.

DFIG [48]

Ventajas	Desventajas
- Reducción del costo del convertidor, el cálculo del convertidor es típicamente el 25% de la potencia total del sistema. - Mejora de la eficiencia debido a la reducción de pérdidas en el convertidor electrónico de potencia. - Apto para aplicaciones de alta potencia como los recientes avances en la instalación en alta mar. - El convertidor permite al generador absorber potencia reactiva debido al DFIG utilizado. - El control puede ser aplicado a un coste inferior debido a la reducida potencia nominal del convertidor.	- El aumento de la complejidad de control debido al aumento del número de conmutadores en el convertidor. - Devanado del estator está directamente conectado a la red y sensible a las perturbaciones red. - El aumento de costo de capital y la necesidad de un mantenimiento periódico de anillos. - Aumento de la sensibilidad del anillo deslizante y el mantenimiento de las instalaciones costa afuera. - No es de transmisión directa y por lo tanto requiere una caja de cambios de mantenimiento intensivo para la conexión de la turbina eólica.

WRIG [48]

Ventajas	Desventajas
- Desgaste mecánico mínimo debido a la rotación lenta de la máquina. - Accionamiento directo aplicable que reduce aún más los costos puesto que no necesita caja de cambios. - Permitir el control de potencia reactiva, ya que son máquinas de auto excitado que no requieren la inyección de potencia reactiva. - Fácilmente aceptado por los sistemas de aislamiento eléctrico de conexión a red. - Permite el control independiente de la potencia real y reactiva.	- Por lo general tienen mayores costos de mantenimiento nuevamente en comparación con la de una IG. - El imán usado que es necesario para la sincronización es caro. - El imán tiende a desmagnetizarse mientras se trabaja en los potentes campos magnéticos dentro del generador. - Requiere la sincronización de relé con el fin de sincronizar correctamente con la red.

WRSG [41]

Ventajas	Desventajas
- Opera a bajas velocidades. - No hay necesidad de un multiplicador de velocidad. - Puede ser usado en sistemas de energía eólica de megavatio. - Reducción de las pérdidas de potencia. - el coste de mantenimiento es muy bajo.	- Elevado número de polos. - La corriente del rotor puede ser suministrado directamente mediante escobillas en contacto con anillos rozantes.

En el **ANEXO A** se encuentra un resumen de algunos fabricantes de aerogeneradores con el objetivo de identificar las tecnologías más utilizadas con sus niveles de tensión, potencia y algunas de sus características importantes que influyen en la generación de la potencia eléctrica.

3.6. MÉTODOS DE CONTROL MÁS UTILIZADOS EN MEDIANAS Y GRANDES TURBINAS EÓLICAS

3.6.1. Control del Ángulo de Paso de la Pala (Blade Pitch Control)

El tipo de control más utilizado en medianas y grandes es el control del ángulo de las aspas (blade pitch control) la cual se observa en la figura 3.15a. Este realiza un ajuste de la incidencia del viento sobre las aspas, lo que modifica el ángulo de ataque y la cantidad de potencia extraída por ésta. Este control se realiza en concordancia al valor del viento medido [49].

3.6.2. Control Pasivo a Ángulo Fijo de la Pala (Passive-Stall Control)

Este tipo de regulación (stall) la cual se observa en la figura 3.15b. se realiza mediante el diseño adecuado del perfil de las aspas. Cuando la velocidad del viento supera el valor nominal, el flujo de aire en el lado superior de la aspas tiende a perder velocidad, lo que crea turbulencias, causando una pérdida de sustentación aerodinámica en las aspas y por lo tanto, la disipación del exceso de potencia [49].

El control por ajuste del ángulo de aspas (pitch) permite una captura más efectiva de la potencia a viento moderado por la habilidad de ajuste al ángulo óptimo. Sin embargo, se deben introducir partes movibles para hacer el ajuste lo que se traduce en una desventaja. Además, el sistema de control necesita tener una alta sensibilidad respecto de las variaciones del viento, lo que aumenta los costos. Por otra parte, el control stall no necesita ningún sistema de control ni mecanismo de ajuste. No obstante, las aspas deben ser especialmente construidas y para esto es necesario cierto nivel de tecnología sofisticada. Asimismo, sin un cuidadoso análisis aerodinámico, se pueden presentar problemas de vibraciones [49].

3.6.3. Control Activo del Ángulo Fijo (Active-Stall)

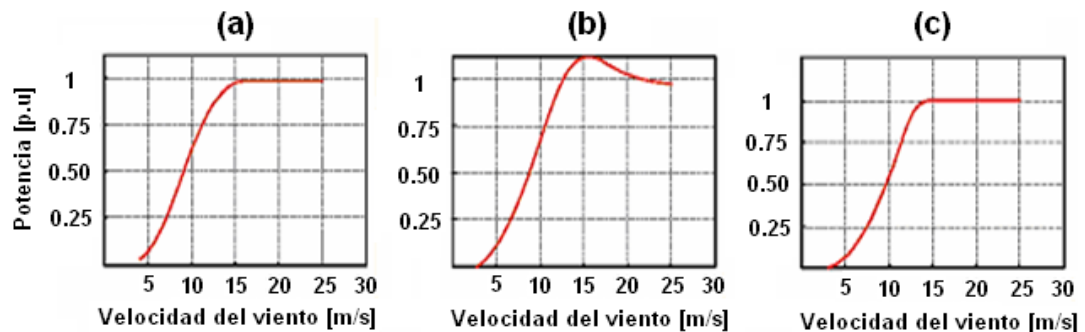
Las turbinas más modernas y de gran capacidad aprovechan las ventajas de ambos tipos de control ya mencionados. Con este método (active stall) la cual se

observa en la figura 3.15c. las palas son orientadas para obtener el mejor desempeño en vientos livianos como el control blade pitch, pero al alcanzar la velocidad nominal, las aspas son orientadas del lado opuesto, obligando a entrar en la zona de pérdida de sustentación, equivalente al control stall [49].

3.6.4. Control de orientación

Otro método de regulación de potencia es orientar parcialmente la turbina eólica fuera de la dirección del viento para altas velocidades de viento. Eso se denomina control de orientación (yaw control) [49].

Figura 3.15. Control de potencia por: (a) Blade Pitch, (b) Passive-Stall, (c) Active-Stall. [50]



3.7. TECNOLOGÍAS DE CONVERSIÓN DE POTENCIA

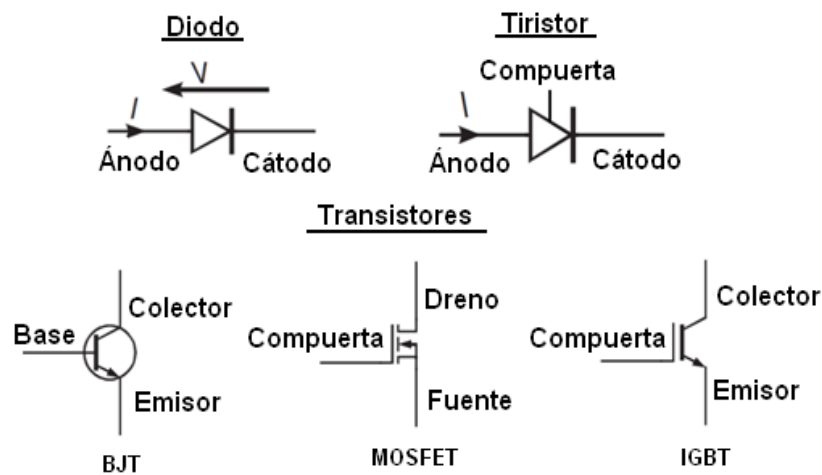
La tecnología de electrónica de potencia es un importante catalizador en el sistema de energía distribuida e integración de los aerogeneradores en la red eléctrica. Durante los últimos años, la electrónica de potencia ha experimentado un desarrollo rápido, lo cual se debe principalmente a dos factores. El primero es el desarrollo de conmutadores semiconductores rápidos que son capaces de cambiar de forma rápida y manejo de altas potencias. El segundo factor es la introducción de ordenadores de tiempo real con controladores que pueden poner en práctica algoritmos de control avanzado y complejo. Estos factores en conjunto han conducido al desarrollo confiable y efectivo de los convertidores conectados a la red [51].

3.7.1. Dispositivos semiconductores diodos, tiristores, transistores.

El diodo de la figura 3.16 conduce la corriente del ánodo al cátodo, siempre que el ánodo se hace positivo con respecto al cátodo, es decir, la tensión de polarización positiva se aplica a través del dispositivo, y la corriente se bloquea en el sentido inverso cuando el dispositivo está polarizado negativamente. El diodo no tiene la capacidad para controlar la corriente después de que se haya establecido. Los diodos están disponibles con potencias de hasta cientos de voltios y miles de amperios. Ellos son muy fiables y muy baratos (por VA) y muy útiles [52].

A diferencia del diodo, el tiristor de la figura 3.16, tiene la capacidad de control a través de un tercer electrodo conocido como compuerta. Incluso si el tiristor está en polarización negativa, no circulará corriente a través de los principales ánodo-cátodo del circuito hasta que un pequeño pulso se ha aplicado a la compuerta. A partir de entonces, el tiristor funciona como el diodo de manera que la corriente continuará fluyendo a través del circuito ánodo-cátodo hasta que la corriente se reduce a cero. El propio tiristor no puede reducir o cortar la corriente. A diferencia de los diodos, sin embargo, después de que la corriente ha llegado a cero, el tiristor recupera su capacidad de bloquear la corriente en sentido directo [52].

Figura 3.16. Los semiconductores. [52]



Los tiristores fueron los primeros disponibles en el mercado de los dispositivos semiconductores de potencia controlables y se utiliza en los convertidores de todo tipo. Siguen siendo los dispositivos controlables más baratos y son utilizados en los convertidores de muy alta potencia (cientos de MVA) y en aplicaciones sensibles al costo más pequeñas [52].

Los transistores de unión bipolar (BJT), semiconductor de óxido metálico transistores de efecto de campo (MOSFET), transistores bipolares de compuerta aislada (IGBT) tal y como se observan en la figura 3.16 son significativamente más caros que los tiristores simples, pero tiene la gran ventaja de que puede ser desactivado por una señal de control. Las consideraciones prácticas y económicas favorecen el uso de los MOSFET para pequeños convertidores de hasta 30 kVA. Los IGBT son utilizados en los convertidores de hasta 10 MVA, que incluye aplicaciones de turbinas eólicas [52].

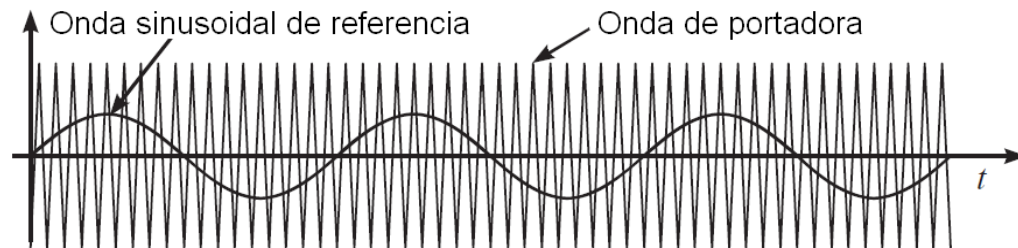
3.7.4. Modulaci3n de ancho de pulso (PWM)

Para las cargas que tienen m1s arm3nico fundamental y por la conexi3n a la red, la modulaci3n de ancho de pulso (PWM) permite que el circuito de puente de transistores a producir una onda sinusoidal casi pura (arm3nicos de bajo orden son virtualmente eliminados) y proporciona el control total de su amplitud. En un inversor modulado de ancho de pulso (PWM), los transistores se conectan a una frecuencia mucho mayor que el de la onda de salida prevista. El ancho (duraci3n) de los pulsos de alta frecuencia, teniendo corta anchura en los extremos y la anchura cada vez m1s hacia el centro de la forma de onda [52].

La figura 3.17 muestra un m3todo sencillo que el sistema de control interno del inversor puede utilizar para crear las se1ales de conmutaci3n. Los pulsos de encendido y apagado de los transistores se generan en las intersecciones de la onda senoidal de referencia con la onda portadora que suele ser triangular. En un inversor independiente, la onda senoidal de referencia ser1a creada por el sistema

de control interno, normalmente para proporcionar una tensión constante y la frecuencia de salida constante [52].

Figura 3.17. Construcción de un modelo de conmutación PWM. [52]



3.8. CLASIFICACIÓN DE CONVERTIDORES DE POTENCIA DE LOS AEROGENERADORES

3.8.1. Sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna (CA) (FACTS)

Principalmente el uso de generadores de inducción, tienden a drenar o absorber grandes cantidades de VAR o potencia reactiva (Voltio-Amperios Reactivos) de la red, potencialmente causando caídas de tensión y tal vez afectando la estabilidad de la tensión de la empresa de servicios públicos para uso general, especialmente en el caso de variaciones de grandes carga en el alimentador de distribución. Es muy importante mantener la potencia reactiva balanceada en los sistemas de potencia. Mientras que la atención se presta cada vez más para ampliarse de técnicas de electrónica de potencia, los sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna (FACTS) están aumentando día en día [53].

Esta es otra familia de tecnologías de electrónica de potencia que pueden ser utilizados en los parques eólicos para regular la potencia reactiva y en particular, para proporcionar la potencia reactiva necesaria durante y después de una falla de tensión en la red. Dos generaciones de dispositivos FACTS pueden ser distinguidos: uno más antiguo basado en tiristores y uno nuevo basado en convertidores de fuente de tensión (VSC) [54].

Los dos tipos de FACTS utilizados en los parques eólicos son: el compensador estático de Vares (Voltio-Amperios Reactivos) (SVC), integrado por los condensadores y las inductancias controlado por tiristores, y el compensador estático sincrónico (STATCOM) basado en VSC. Las ventajas de STATCOM sobre SVC son la capacidad de mantener la salida de potencia reactiva a su valor nominal en un amplio rango de tensiones, mientras SVC sólo tiene una capacidad limitada cuando la tensión se reduce. Además, STATCOM tienen una respuesta de control más rápida [54].

Los dispositivos FACTS pueden ser instalados dentro de cada aerogenerador o externamente, cubriendo las necesidades entera de un parque eólico. Un tipo de SVC, la resistencia controlada por tiristores (TCR), es el más apropiado para un aerogenerador, mientras que el STATCOM es el más adecuado para un parque eólico [54].

La ventaja de utilizar los STATCOM en un parque eólico, es que crea un servidor de seguridad aislando los aerogeneradores de los disturbios de la red. Sin embargo existen una desventaja: si se produce una falla en el interior del parque eólico el dispositivo no puede corregirlo y los aerogeneradores podrían ser afectados [54].

Uno de los dispositivos FACTS más avanzado, el controlador de flujo de potencia unificado (UPFC), consiste en dos convertidores de potencia: Uno tratado como STATCOM y el otro como un compensador síncrono estático serie (SSC, un dispositivo basado en FACTS-SVC que controla el flujo de potencia y el amortiguamiento de las oscilaciones de potencia), unidos por un enlace de corriente continua (CC). El UPFC tiene sólo muy pocas aplicaciones experimentales relacionadas con el viento debido a su alto costo [54].

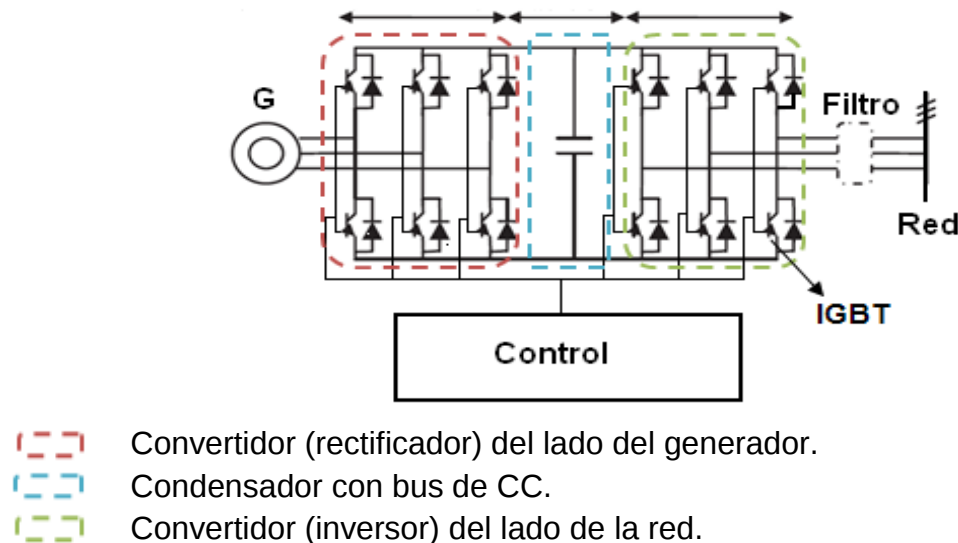
3.8.2. Componentes de dispositivos de electrónica de potencia

En la figura 3.18 se tiene los elementos semiconductores que componen el rectificador y el inversor: El IGBT son los semiconductores más utilizados en convertidores de potencia. Un enlace de corriente continua (CC), un condensador en bus de CC, se encuentra entre el rectificador y el inversor [54].

El enlace de corriente continua (CC) de tensión del condensador tiene que mantenerse estable con el fin de garantizar una separación entre el convertidor del lado del generador y el convertidor del lado de la red y así permitir el control de ambas partes de forma independiente [54].

El filtro de salida para eliminar los armónicos principales, normalmente consiste en inductancias y condensadores conectados entre el convertidor del lado de la red y la red eléctrica [54].

Figura 3.18. Componentes de un convertidor o interfaz electrónica de potencia. [54]



El sistema de control compuesto por los chips electrónicos y microprocesadores. Los sensores miden las diferentes variables necesarias para su correcto funcionamiento, estos datos son analizados por el microprocesador que es capaz de enviar datos de salida del control [54].

Los convertidores de potencia necesitan sistemas auxiliares, tales como un sistema de refrigeración y un sistema (dinámico) de frenado. Este último proporciona protección contra exceso de velocidad del rotor en condiciones anormales mientras que la primera es necesaria para disipar el calor generado por los dispositivos de electrónica de potencia (PE). Esto puede ser agua o aire frío [54].

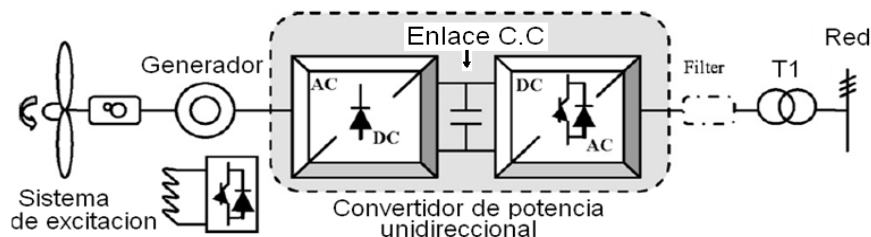
3.8.3. Clasificación de acuerdo con la dirección de la conversión de potencia

Debido a que ofrecen total capacidad de control de la potencia generada, las principales topologías del convertidor de potencia usados actualmente en los sistemas de los aerogeneradores son el convertidor de potencia unidireccional y el convertidor de potencia bidireccional. Se trata de los elementos semiconductores que se utilizan en un convertidor de potencia que definen la dirección de la conversión, y por lo tanto los convertidores pueden ser unidireccional (desde la fuente a la carga) o bidireccional [54].

3.8.3.1. Convertidor de potencia unidireccional.

El convertidor de potencia unidireccional tal como se observa en la figura 3.19 consiste en un convertidor de puente de diodos rectificadores en el lado del generador, un tiristor o un conmutador controlable en el convertidor del lado de la red, y un enlace de corriente continua (CC) del cual se observa en la figura 3.19.

Figura 3.19. Convertidor de potencia unidireccional. [54]

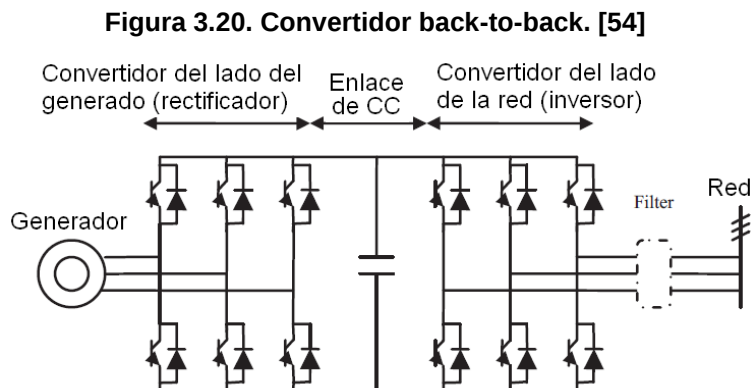


La desventaja de usar tiristores es que ellos crean la demanda de potencia reactiva y la distorsión armónica que debe ser compensado con componentes adicionales [54].

Debido al uso de puente de diodos rectificadores, la operación de velocidad variable de la turbina eólica se realiza mediante un sistema de excitación adicional en el generador. Al utilizar los conmutadores controlables en el convertidor del lado de la red permite un control desacoplado de la potencia activa y reactiva entregada a la red. Esta topología de convertidor de potencia se utiliza principalmente en las turbinas de viento con generadores síncronos [54].

3.8.3.2. Convertidor de potencia bidireccional.

El convertidor de potencia bidireccional, también llamado convertidor back-to-back. Se compone de conmutadores controlables (por lo general IGBT) a ambos lados del convertidor de potencia (rectificador e inversor) y un enlace de corriente continua (CC). El convertidor de la figura 3.20 es un convertidor de back-to-back [54].



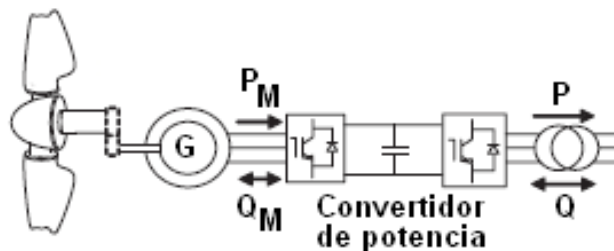
Ya que el convertidor de lado del generador es desacoplado del convertidor de lado de la red por un enlace de corriente continua (CC), el generador es capaz de funcionar en un amplio rango de frecuencia variable para conseguir la potencia óptima de salida. La potencia generada es transferida entonces a la red por el

convertidor de lado de la red que controla la potencia activa y reactiva independientemente y mejora la respuesta dinámica [54].

El control de activos y reactivos es implementado controlando el enlace de corriente continua (CC); para mantener constante cada velocidad del eje de turbina de viento (WT), puede ser identificado un valor óptimo de la tensión y la corriente. Cada valor óptimo de corriente continuo (CC), define la potencia reactiva que alcanza la máxima potencia activa de salida. Esta topología de convertidor de potencia puede ser usada en los aerogeneradores sincrónicos y asíncrónicos. (Usando configuraciones de tipo D) [54].

La configuración típica de una turbina de viento con convertidor de potencia nominal (fully rated converter. FRC) se muestra en la figura 3.21. Este tipo de turbina puede o no incluir una caja de cambios o multiplicador de velocidad. La frecuencia eléctrica del generador pueden variar a medida que cambia la velocidad del viento, mientras que la frecuencia de la red se mantiene sin cambios, lo que permite la operación de velocidad variable de la turbina eólica [55].

Figura 3.21. Configuración típica de una turbina eólica conectada con un convertidor de potencia nominal. [55]



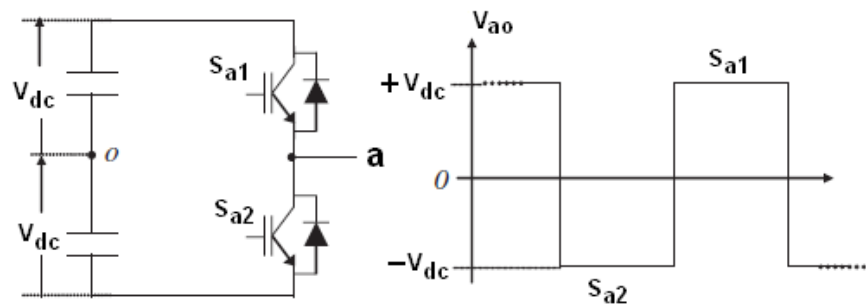
Los convertidores de potencia se pueden organizar de varias maneras. Mientras que el convertidor del lado del generador (GSC) puede ser un rectificador de diodos o un convertidor de la fuente de tensión PWM (VSC), el convertidor del lado de la red (NSC) es típicamente un convertidor de la fuente de tensión (VSC) PWM. La estrategia para controlar el funcionamiento del generador y de los flujos de energía a la red depende en gran medida del tipo de arreglo del convertidor de

potencia empleada. El convertidor del lado de la red se puede organizar para mantener el trayecto de la tensión de corriente continua (CC) constante con el par aplicado al generador controlado desde el convertidor del lado del generador. Por otra parte, la filosofía de control se puede revertir [55].

3.8.6. Convertidores de fuente de voltaje (VSC) de dos niveles

Los VSC de dos niveles son muy utilizados en variadores de velocidad y en turbinas eólicas de velocidad variable. Las principales ventajas de la VSC de dos niveles incluyen su simplicidad, tecnología probada y la posibilidad de construir la redundancia en la cadena de las series de dispositivos conectados de conmutación, por lo general transistores bipolares de puerta aislada (IGBT). El VSC de dos niveles permite que los IGBT puedan ser conectados en serie, en función de la tensión nominal del dispositivo disponible y la tensión de alimentación necesaria [55].

Figura 3.22. Principios fundamentales de un convertidor monofásico, de dos niveles. [55]



El principio básico de una sola fase, VSC de dos niveles se muestra en la figura 3.22, donde se puede observar que la forma de onda de salida tiene dos niveles, $+V_{cc}$ y $-V_{cc}$. Por lo tanto, cada cadena de conmutador debe ser compatible con la tensión directa máxima, V_{cc} . Debido a la gran capacitancia del lado del convertidor de corriente de continua (CC), la tensión de corriente continua, V_{cc} , es más o menos constante y por lo tanto, el convertidor se conoce como un convertidor de fuente de tensión [55].

Los convertidores trifásicos de fuente de tensión de dos niveles, se puede conectar al mismo condensador para formar un convertidor de tres fases. Este convertidor de potencia a disposición del circuito a menudo es llamado el convertidor de configuración de seis pulsos como se muestra figura 3.23. En este circuito, los conmutadores en una parte se encienden alternativamente con un tiempo muerto pequeño para evitar ambos la conducción de forma simultánea. Por lo tanto, una función de conmutación es suficiente para controlar los dos conmutadores en una parte [55].

Figura 3.23. Convertidor trifásico, de dos niveles de la fuente de voltaje. [55]

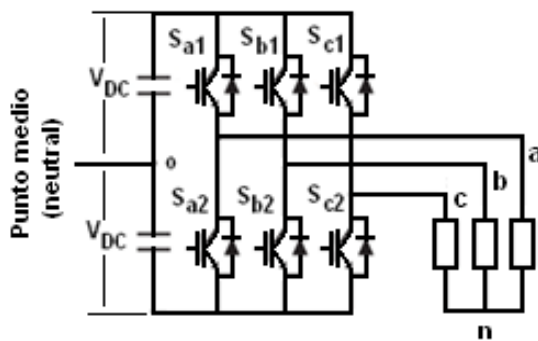
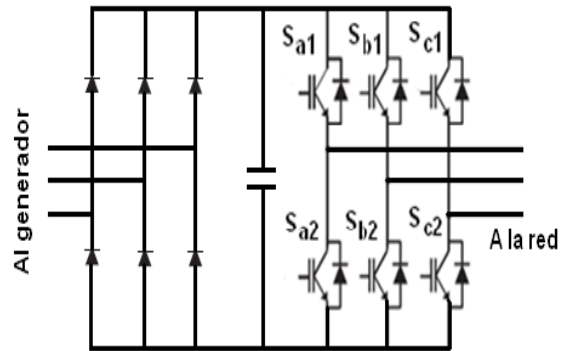


Figura 3.24. VSC con un puente de diodos trifásico. [55]



3.8.7. Convertidores de la fuente de tensión (VSC) con un puente de diodos

La figura 3.24 muestra un arreglo de un VSC con un puente de diodos de tres fases. En esta configuración, la potencia sólo puede fluir desde el generador a la red. La tensión y corriente generadas de corriente alterna (AC) (igualmente la potencia) se convierte en corriente continua (CC) a través del puente de diodos y entonces se invierte de nuevo a corriente alterna a una frecuencia de 50 o 60Hz usando el VSC. Este sistema separa la turbina eólica de la red de corriente alterna (CA), lo que permite la operación de velocidad variable de la turbina eólica [55].

El VSC está generalmente controlado para mantener el condensador del circuito intermedio en una tensión constante. Esto asegurará la transferencia de potencia entre el enlace de corriente continua (CC) y la red eléctrica de (AC) (si la

alimentación de entrada no es transferida a la red, entonces la tensión del circuito intermedio se incrementará). En aplicaciones de turbinas eólicas, el enlace de corriente continua (CC) puede incluir un inductor en serie para formar un filtro con el condensador para reducir al mínimo el rizado de corriente continua (CC), y un interruptor en la zona de corriente continua (CC) para proteger el circuito intermedio de un exceso de tensión (en el caso de una falla de parte de CA) [55].

CAPITULO 4

4. MODELOS DE AEROGENERADORES PARA ESTUDIOS DE CALIDAD DE POTENCIA Y CONTINUIDAD DEL SERVICIO

La variabilidad en la generación de energía eólica ha dado lugar a muchos problemas en los sistemas de distribución de energía, tales como la inestabilidad de la tensión, calidad de la potencia, e incorrecta operación de los sistemas de protección [56].

La norma IEEE Std 1547.2 [57] establece que la potencia o el flujo de corriente de cortocircuito desde recursos distribuidos (DR) en un área de los sistemas eléctricos de potencia (EPS) pueden resultar en una operación errónea del área de control de los EPS y equipos de protección, ocasionando que el relé de potencia inversa en el área de los EPS presenten errores de operación, lo cual puede resultar en daños en equipos.

Los problemas de calidad de potencia pueden variar según el tipo de generador eólico, tal que los generadores de inducción de velocidad fija (FSIG) dan lugar a oscilaciones de potencia debido a la variabilidad del viento [58],[59] y los generadores eólicos interconectados a la red por medio de electrónica de potencia (por ejemplo, generador de inducción doblemente alimentados (DFIG) y aerogeneradores con generador síncrono de transmisión directa (DDSG)) dan lugar a los armónicos, debido a la conmutación de la electrónica de potencia. Además, las condiciones variables de viento causan fluctuaciones en la tensión, o parpadeo, independientemente del tipo de generador eólico [60][61].

El fenómeno de parpadeo de las fuentes de luz se ha convertido en un aspecto importante en la calidad de potencia para redes de distribución debido a las aplicaciones a gran escala de generación distribuida sobre todo en condiciones de viento variable. Típicamente, el parpadeo se identifica como una consecuencia de las cargas no lineales conectadas a los sistemas de distribución de potencia, tales

como hornos de arco, fuentes de luz tipo de descarga, y se define como la percepción humana (sensación visual) de molestia debido a la fluctuación del flujo luminoso de una fuente de luz [62][63].

Para convertidores electrónicos de potencia conectadas a la red, inversores así como rectificadores activos, se prevé la inyección de una componente DC en las redes de distribución de frecuencia estándar de energía eléctrica de CA por motivos de falla en la operación de estos dispositivos. Esto tiende a convertirse en un tema esencial [64][65] para los estándares y prueba de la IEEE. La capacidad de acogida de la futura generación distribuida con respecto a los niveles de inyección de corriente continua, armónicos y variación de baja frecuencia en fundamentales, parpadeo, forman por lo tanto, los problemas dentro de una zona conocida calidad de potencia, PQ [66][67].

La distorsión armónica es otro problema de calidad de potencia debido a la generación de energía eólica. Para cualquier tipo de turbinas eólicas, corrientes armónicas causadas por el generador puede ser ignorada ya que se trata de minimizar desde el diseño. El convertidor electrónico de potencia es la verdadera fuente de corriente armónica. La turbina de viento constante, no produce la corriente armónica durante la operación continua, porque no hay un convertidor electrónico de potencia involucrados en turbinas eólicas. Ella producirá una pequeña corriente armónica al ponerse en marcha, debido al arrancador suave durante la operación [68].

Sin embargo, el tiempo de arranque es muy corto, la corriente armónica debido a la puesta en marcha puede ser ignorada. Sin embargo, una turbina eólica con un convertidor electrónico de potencia produce corrientes armónicas, porque el convertidor está siempre trabajando durante la operación continua. En la operación normal, los armónicos causados por la turbina eólica dependen del diseño de la estructura de los convertidores y filtros instalados en la turbina de viento, y también la capacidad de cortocircuito de la red [68].

A continuación se presenta la tabla 4.1, en la que se encuentra una revisión de literatura para los fenómenos más relevantes según la norma IEC 61000-3-15 [2] de generación distribuida en la que podemos encontrar la energía eólica. Los fenómenos más significativos que afecta la calidad de potencia son los siguientes: fluctuaciones de tensión y parpadeo (flicker), corriente de DC, Armónicos, Desbalance de tensión, a los cuales se les realizará un estudio básico de su estimación basada en el cálculo de los parámetros importantes y mitigación, la cual se basa en la reducción o control de los diferentes fenómenos estudiados. En este estudio se tendrán como participantes algunos equipos que suelen ser afectados o frecuentados por estos fenómenos.

Tabla 4.1. Fenómenos más relevantes en la generación distribuida.

Parámetro	Nombre	Norma	Limite emisión	Referencia de estudio
Amplitud	Parpadeo (flicker)	IEC 61000 -3-7	Se presenta en la Tabla 4.3. Y Tabla 4.4. de este trabajo	[69][70] [71] [72][73][74][75][76] [77][79][78][80][81]
Forma de onda	Corriente de DC	IEEE™1547	$I_{DC} < 0.5\%$	[57][64][65] [75][76][67][82]
	Armónicos	IEC 61000 -3-6:2008	Se presenta en la Tabla 4.5 de este trabajo.	[83][84][85] [12][87][86]
Simetría	Desbalance de tensión	IEC61000 -2-2	El nivel de compatibilidad de desequilibrio en una componente de secuencia negativa debe ser del 2% de la componente de secuencia positiva.	[2][88][89][90] [91][92][86]
	Estabilidad	No hay norma establecida, los límites son establecidos por cada país.		[93]
	Continuidad			[94] [95]

La tabla 4.2 muestra una clasificación de los métodos utilizados para el cálculo del funcionamiento básico de modelo afectado por los fenómenos que aflige la calidad y continuidad.

Tabla 4.2. Clasificación del método para el cálculo fenómeno de calidad

Fenómeno de calidad	Método	Referencia
Parpadeo (flicker)	Dominio del tiempo, Estadístico	[69][70] [71][72][73][74] [75][76][77][79][78][80][81]
Corriente de DC	Dominio del tiempo	[57][64][65][75][76][67][82]
Armónicos	Transformación de Park	[83][84][85][12][87][86]
Desbalance de tensión	Componentes simétricas	[2][88][89][90][91][92][86]

4.1 PARPADEO (FLICKER)

4.1.1. Estimación teoría para el cálculo del parpadeo.

Según la comisión electrónica internacional IEC 61000-4-15 [69], IEC/TR2 80868-0 [70], para la cuantificación del parpadeo y la obtención de la intensidad de la molestia que produce existen dos índices básicos.

P_{st}: Índice de severidad del parpadeo de corta duración. Para su determinación se requiere un periodo de observación de 10 minutos [71].

P_{lt}: Índice de severidad del parpadeo de larga duración. Requiere realizar observaciones de 2 horas y se suele emplear en ciclos largos o variables, se basa en calcular 12 P_{st} consecutivos IEC 61000-3-7 [71], como se indica en la ecuación 4.1.

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{\sum_{i=1}^N P_{sti}^3}{N}} \quad (4.1)$$

En la tabla 4.3 se establecen los niveles de compatibilidad electromagnéticas del parpadeo en las redes de baja, media y alta tensión [71].

Tabla 4.3. Niveles de compatibilidad electromagnéticas del parpadeo en redes.

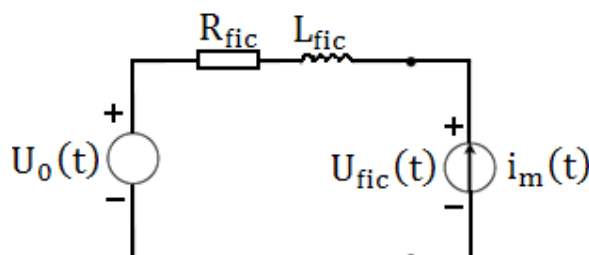
Niveles de tensión en KV	P_{st}	P_{lt}
Baja $V < 1$	1	0.8
Media $35 \geq V \geq 1$	1	0.8
Alta $35 \geq V$	0.8 a 0.9	0.65 a 0.8

Tomado de la norma IEC/TR 61000-3-7-2008 [71].

Según la norma IEC 61400-21 [72], la evaluación del parpadeo producido por los aerogeneradores se basa en evaluar el parpadeo a partir de las medidas de las corrientes introducidas por el aerogenerador en la red y la tensión.

La corriente instantánea producida por el aerogenerador se inyecta en una red ficticia, y se obtiene una tensión ficticia $U_{fic}(t)$, la cual puede ser observada en el circuito de la figura 4.1 [72].

Figura 4.1. Red ficticia especificada para el cálculo de la tensión ficticia.



Tomado de la norma IEC 61400-21 [72].

$$U_{fic}(t) = U_0(t) + R_{fic} * i_m(t) + L_{fic} * \frac{di_m(t)}{dt} \quad (4.2)$$

Donde $U_0(t)$ es la tensión ideal sin parpadeo con la misma fase que la componente fundamental de la tensión medida [72].

La red ficticia se elige estableciendo el cociente entre la potencia de cortocircuito en el punto de conexión común, $S_{k, fic}$ y la potencia nominal de la turbina S_n y seleccionando un ángulo de impedancia de la red [72].

El R_{fic} y L_{fic} debe ser seleccionado para obtener el ángulo de fase (ψ_k) de la impedancia de red apropiado aplicación la ecuación 4.3 y 4.4 a continuación:

$$\tan(\psi_k) = \frac{2\pi f_g * L_{fic}}{R_{fic}} = \frac{X_{fic}}{R_{fic}} \quad (4.3)$$

Donde f_g es la frecuencia de la red (50 ó 60 Hz).

$$S_{k, fic} = \frac{U_n^2}{\sqrt{R_{fic}^2 + X_{fic}^2}} \quad (4.4)$$

Una vez obtenida la $U_{fic}(t)$ por medio del flickermetro de acuerdo a las especificaciones dadas por la IEC 61000-4-15 [69], se puede calcular el parámetro de severidad del parpadeo P_{st} .

El coeficiente del parpadeo para un funcionamiento continuo: La norma IEC 61400-21-2008 [72], plantea que el índice de parpadeo se calcula con base en el coeficiente de un funcionamiento continuo que es el mismo para un período de corta duración (10 minutos) y largo plazo (2 h) de acuerdo a la ecuación 4.5. El coeficiente depende del ángulo y de la velocidad de viento promedio anual. El coeficiente es proporcional a la potencia aparente de cortocircuito de la red ficticia y a la emisión de parpadeo de la turbina de viento en la red ficticia [72].

$$c(\psi_k) = P_{st, fic} * \frac{S_{k, fic}}{S_n} \quad (4.5)$$

Donde se tiene la emisión de parpadeo de la turbina de viento en la red ficticia ($P_{st, fic}$), la potencia nominal aparente de la turbina eólica (S_n), la potencia aparente de cortocircuito de la red ficticia ($S_{k, fic}$) [72].

4.1.2. Operación continua y en operaciones de maniobras para turbinas eólicas.

Los niveles de emisión del parpadeo se pueden presentar en operación continua y en operaciones de maniobras.

4.1.2.1. Operación continúa

La operación normal de la turbina eólica excluyendo la puesta en marcha y las operaciones de apagado.

El percentil 99 de emisiones de parpadeo de una sola turbina de viento durante la operación continua, se calcula aplicando la ecuación 4.6 [72].

$$P_{st} = P_{lt} = c(\psi_k, v_a) * \frac{S_n}{S_k} \quad (4.6)$$

Donde se tiene el coeficiente de parpadeo de la turbina de viento $c(\psi_k, v_a)$ la impedancia de la red dado el ángulo de fase, ψ_k en el PCC, y para la velocidad de viento media anual dada, v_a en el centro de la altura de la turbina de viento en el sitio; potencia aparente de la turbina de viento (S_n); la potencia aparente de cortocircuito en el PCC (S_k) [72].

En operación continua el índice de severidad del parpadeo de corta y larga duración son iguales ($P_{st} = P_{lt}$) porque se considera que las condiciones del viento permanece continuo en un periodo de aproximadamente 2 horas. Se calcula aplicando la ecuación 4.7 [72].

En caso de que más turbinas del viento estén conectadas con la PCC, la emisión del parpadeo de la suma de ellos se puede estimar de la ecuación 4.7 [72].

$$P_{st\Sigma} = P_{lt\Sigma} = \frac{1}{S_k} \sqrt{\sum_{i=1}^{N_{wt}} (c_i(\psi_k, v_a) * S_{ni})^2} \quad (4.7)$$

Donde se tiene el coeficiente de parpadeo individual de la turbina de viento ($c_i(\psi_k, v_a)$), potencia aparente individual de la turbina de viento (S_{ni}), numero de turbinas conectadas al PCC (N_{wt}) [72].

4.1.2.2. Operaciones de maniobras

Hace referencia a las operaciones de arranque y parada de la turbina eólica logrando así variaciones severas en las corrientes, por lo que esta situación dará como resultado variaciones de tensión y parpadeo [72].

El factor variación de tensión (Δu), debido a las operaciones de maniobras dependerá de la potencia de cortocircuito de la red ($S_{k, fic}$) y el ángulo de la impedancia de la red (ψ_k). El Δu es aproximadamente inversamente proporcional a $S_{k, fic}$, mientras que la relación entre Δu y ψ_k depende de la tecnología de la turbina eólica. Por lo tanto, el factor de variación de la tensión $k_u(\psi_k)$, es definido de acuerdo a la ecuación 4.8 [72]:

$$\Delta U = k_u(\psi_k) * \frac{S_n}{S_{k, fic}} \quad (4.8)$$

Tras incluir la variación de tensión originada por el arranque y parada de la turbina eólica y con la potencia de cortocircuito de la red ($S_{k, fic}$), la expresión del factor de variación de la tensión simulada en la red ficticia, queda determinada de la siguiente manera [72]:

$$k_u(\psi_k) = \sqrt{3} * \frac{U_{fic, max} - U_{fic, min}}{U_n} * \frac{S_{k, fic}}{S_n} \quad (4.9)$$

Donde $U_{fic, max}$ y $U_{fic, min}$ son los valores máximo y mínimo de la tensión de fase-neutro simulada en una red ficticia ($U_{fic}(t)$) [72].

La norma IEC61000-3-3-2008 [73] da a conocer otro coeficiente para evaluar el parpadeo denominado variación relativa de tensión (d) ecuación 4.10, expresado

en porcentaje. Este método se presenta de manera analítica y se atribuyen a las operaciones de maniobra de la turbina eólica [73].

$$d = \frac{\Delta U}{U_n} * 100 \quad (4.10)$$

Un tiempo de sensación de parpadeo t_f es producido por una variación máxima de tensión relativa $d_{\max}$ y se expresa como un porcentaje de la tensión nominal. Establecido por la norma IEC61000-3-3 [73].

$$t_f = 2.3(F * d_{\max})^{3,2} \quad (4.11)$$

El factor de forma (F), está asociado con la forma de onda de la característica de variación de la tensión y que es la unidad para un escalón de tensión [73].

El cálculo del índice de severidad del parpadeo de forma analítica para un periodo de observación T_P se logra por medio de la siguiente ecuación [73]:

$$P_{st, fic} = \left(\frac{\sum t_f}{T_P} \right)^{1/3,2} \quad (4.12)$$

Si toma la ecuación 4.8 y se reemplaza en la ecuación 4.10 se logra obtener una expresión de la $d_{\max}$ [73].

$$d_{\max} = k_u(\psi_k) * \frac{S_n}{S_{k, fic}} * 100 \quad (4.13)$$

El IEC 61000-3-3 [73], define un método analítico para evaluar el parpadeo, basado en una variación de tensión y un factor de forma. El factor de forma, $F = 1$, corresponde a una variación de tensión por escalón. Este método se utiliza para definir el factor de escalón del parpadeo $(k_f(\psi_k))$, en la presente norma. El factor de escalón de parpadeo es definido de modo que pueda ser utilizado para el

cálculo de un escalón de tensión equivalente, que tiene la misma severidad del parpadeo como la operación de maniobra.

$$P_{st, fic} = 100 * k_f(\psi_k) * \frac{S_n}{S_{k, fic}} * \left(\frac{2.3}{T_P}\right)^{1/3,2} \quad (4.14)$$

Usando este resultado, el factor de escalón del parpadeo $(k_f(\psi_k))$, puede ser definido como [73]:

$$k_f(\psi_k) = \frac{S_{k, fic}}{100 * S_n} * \left(\frac{T_P}{2.3}\right)^{1/3,2} * P_{st, fic} \quad (4.15)$$

Una vez obtenido $k_f(\psi_k)$ se puede calcular el nivel de parpadeo que produce una operación de maniobra por medio de las siguientes expresiones [73]:

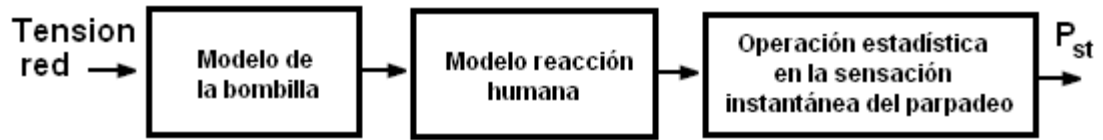
$$P_{st} = 18 * N_{10m}^{0.31} * k_f(\psi_k) * \frac{S_n}{S_k} \quad (4.16)$$

$$P_{lt} = 8 * N_{120m}^{0.31} * k_f(\psi_k) * \frac{S_n}{S_k} \quad (4.17)$$

Donde N_{10m} y N_{120m} son el número de operaciones de maniobra de la turbina eólica individual dentro de un periodo de observación de 10 minutos y 2 horas respectivamente [73].

El parpadeo fue medido inicialmente considerando las variaciones en el flujo luminoso de una fuente de luz. En la actualidad, la medición del parpadeo (flicker) se lleva a cabo mediante equipos electrónicos, que caracterizan a la fuente de luz y la percepción humana con el uso de filtros digitales / analógicas. La figura 4.2 muestra un diagrama de bloques funcionales de un medidor del parpadeo (flicker). [81]

Figura 4.2. Modelo de la medida del parpadeo (flicker). [81]



La entrada a este instrumento es la tensión de la red, que se introduce en el modelo de bombilla para generar las características típicas de una bombilla de luz para las fluctuaciones de tensión de la red. La señal de salida del modelo de la bombilla se utiliza para obtener la reacción del ojo humano basado en un ojo humano y el modelo del cerebro. El ojo humano y el modelo del cerebro se han desarrollado como un filtro pasa-banda. La salida de este modelo se conoce como la severidad instantánea del parpadeo, que luego se utiliza para obtener la medida estadística de la severidad del parpadeo conocida como la severidad de parpadeo a corto plazo (P_{st}). Esto se mide durante un período de 10 minutos y se calcula basado en la función de probabilidad acumulada [81].

La norma IEC 61000-3-7 [71], establece que los niveles de emisión del parpadeo para las redes de media y alta tensión de una instalación con turbinas eólicas deben satisfacer lo siguiente expresado en la tabla 4.4.

Tabla 4.4. Límite de emisión de parpadeo para generadores eólicos.

Corta duración (E_{Psti})	Larga duración (E_{Plti})
$P_{st} \leq E_{Psti} = 0.35$	$P_{lt} \leq E_{Plti} = 0.25$

Tomado de la norma IEC 61000-3-7 [71].

4.1.3. Desarrollo de la estrategia de control y mitigación del parpadeo en un DFIG.

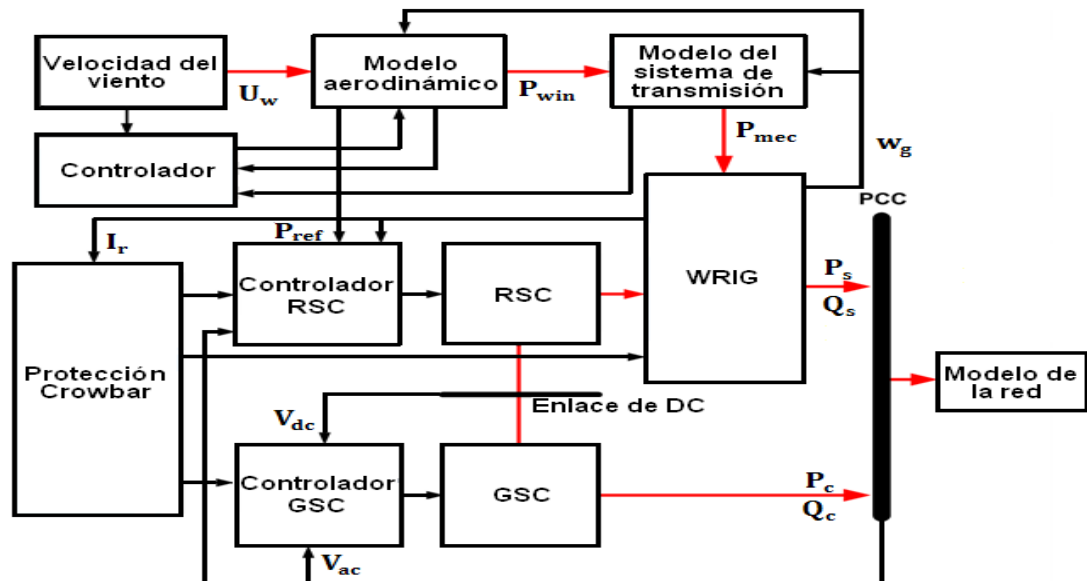
Las estrategias basadas en el control de potencia reactiva del DFIG se realizan principalmente implementadas para el control del factor de potencia [74], mejora de la estabilidad de tensión (durante las fallas de red) [75] [76], y la reducción de pérdidas del sistema [77] [78].

Además, varios estudios han perfilado estrategias de mitigación del parpadeo de los parques eólicos [79]. Los autores han propuesto un esquema de control de DFIG, basado en la impedancia de la red y el control del ángulo del factor de potencia usando el convertidor del lado de la red (GSC) del DFIG [80].

4.1.3.1. Modelo de Validación del DFIG

El DFIG es esencialmente un generador de inducción de rotor bobinado (WRIG), con un convertidor fuente de tensión conectada con el rotor, que es comúnmente conocido como el convertidor del lado del rotor (RSC). El RSC controla de forma independiente la potencia activa y potencia reactiva, y la estrategia de control se basa generalmente en las técnicas de control de vectores; el control vectorial es el encargado de calcular el valor de las corrientes de rotor en función de las referencias de potencia activa y reactiva en el marco de referencia de los ejes d-q [81].

Figura 4.3. Esquema del control y mitigación del parpadeo del modelo de un DFIG. [81]



El convertidor de lado de la red (GSC) mantiene constante la tensión del enlace de corriente continua (CC) y funciona en el factor de potencia uno (FP=1). El rotor

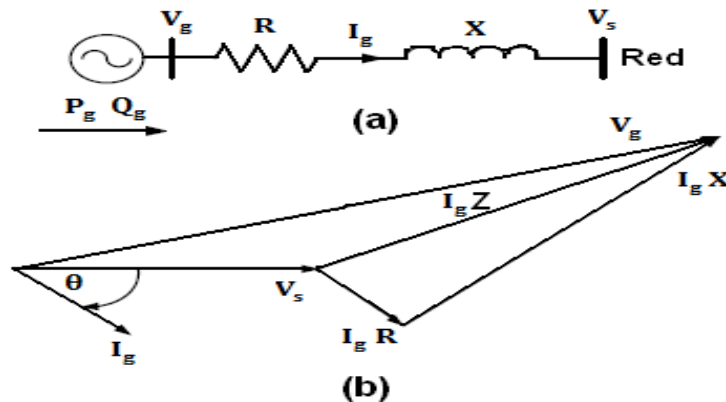
entrega potencia activa por encima de la velocidad sincrónica, y absorbe potencia activa por debajo de la velocidad sincrónica [81].

La protección Crowbar se utiliza para proteger el RSC de transitorios de alta corriente durante las perturbaciones transitorias. El esquema del modelo DFIG se ilustra en la figura 4.3 [81].

4.1.3.2. Variaciones de tensión durante Viento Variable

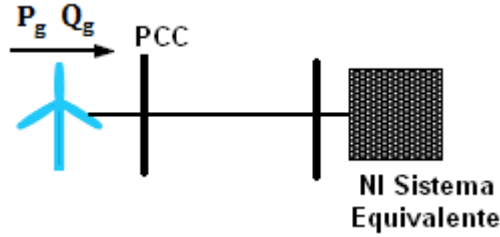
Las condiciones variables de viento causan fluctuaciones en la generación de energía en los parques eólicos, y finalmente, causan variaciones de tensión en el punto de conexión a la red. Este fenómeno puede ser entendido considerando un generador que alimenta de potencia activa y reactiva a una red externa a través de una línea de distribución el cual se observa en la figura 4.4 [81].

Figura 4.4. (a) Sistema de la máquina individual (b) Diagrama fasorial. [81]



Donde la generación de potencia activa (P_g), la generación de potencia reactiva (Q_g), tensión al final del generador (V_g), tensión de la red (V_s), corriente de línea (I_g), resistencia de la línea (R), reactancia de la línea (X), y factor de potencia en la red (θ), respectivamente. En la figura 4.5, la diferencia de tensión entre el generador y la red se puede aproximar de la siguiente manera [81].

Figura 4.5. Sistema de distribución. [81]



$$V_g - V_s = \Delta V = Z I_g = (R+jX) \frac{(P_g - jQ_g)}{V_g} ; Z = \sqrt{R^2 + X^2}$$

$$\Delta V_p + j\Delta V_q = \Delta V = \frac{R P_g + X Q_g}{V_g} + j \frac{X P_g - R Q_g}{V_g}$$

$$\Delta V = \Delta V_p + j\Delta V_q \quad (4.18)$$

Si se asume que el componente imaginario de la ecuación 4.18 es insignificante en comparación con el componente real, entonces la diferencia de tensión se reduce a [81]:

$$\Delta V \approx \frac{R P_g + X Q_g}{V_g} \quad (4.19)$$

De acuerdo con la ecuación 4.19, tanto la potencia activa y reactiva causa una diferencia de tensión entre los dos extremos de la línea de distribución. Si el generador es un DFIG, la potencia reactiva se mantiene típicamente en cero (factor de potencia de unidad) a menos que el soporte adicional de tensión o potencia reactiva sea requerida [81].

4.1.3.3. Estrategia de control

Dado que la estrategia de control de parpadeo se lleva a cabo en el convertidor del lado del rotor (RSC), el enfoque principal es colocado en el esquema de control del RSC. El modelo de control del RSC consta básicamente de dos lazos de control, es decir, un lazo de control de alta sensibilidad (rápido) de corriente y

un lazo de control gradual (lento o suave) de potencia. El lazo de control de alta sensibilidad (rápido), determina la compensación fasorial y regula la corriente del rotor según lo especificado por el controlador gradual (lento o suave) utilizando el control de alta sensibilidad (rápido) de corriente [81].

Las salidas del controlador de alta sensibilidad (rápido) son los respectivos índices de modulación de tensión del rotor para el eje d y eje q. El controlador gradual (lento o suave) genera las corrientes de referencias para el controlador de alta sensibilidad (rápido), considerando los valores de referencia de potencia activa y potencia reactiva. Típicamente, la referencia de potencia activa es generada por la potencia máxima que rastrea la característica del aerogenerador, mientras que la referencia de potencia reactiva es mantenida en cero a menos que exista una potencia reactiva o un esquema control de la tensión implementado usando el DFIG [81].

4.1.3.4. Estrategia de mitigación

La estrategia de mitigación de parpadeo del DFIG fueron desarrollados sobre la base de la relación aproximada de la diferencia de tensión en la ecuación 4.19. De acuerdo con la ecuación 4.19, si la diferencia de tensión es igual a cero ($\Delta V = 0$), entonces la ecuación 4.19 se simplifica a [81]:

$$P = - \left(\frac{X}{R} \right) Q \quad (4.19)$$

Por el contrario, si una variación de potencia (ΔP) causa una diferencia de tensión, la respuesta de potencia reactiva (ΔQ) podría mitigar el impacto de acuerdo a la siguiente relación [81].

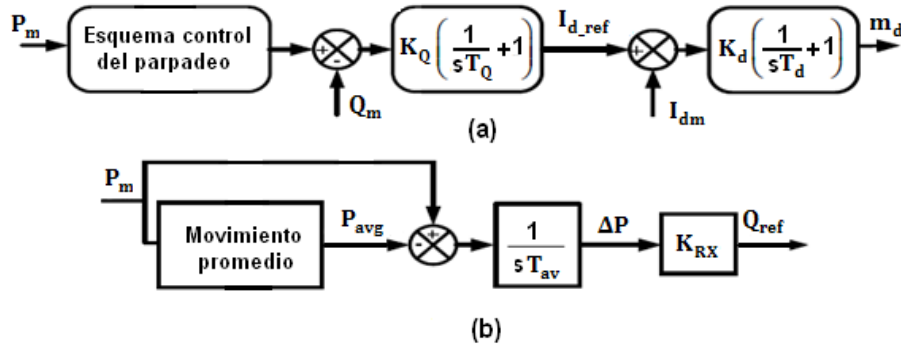
$$\Delta Q = - \left(\frac{R}{X} \right) \Delta P \quad (4.20)$$

De acuerdo con la ecuación 4.20, la respuesta de potencia reactiva se basa en la relación (R/X). Sin embargo, debido a las ganancias internas de un DFIG, y aproximaciones hechas durante la obtención de la ecuación (4.19) - (4.20), esta relación puede diferir del valor teórico. En general, la compensación de potencia reactiva requerida puede ser expresada como [81]:

$$\Delta Q = K_{RX} * \Delta P \quad (4.21)$$

El esquema de control de parpadeo se implementó como parte del controlador gradual (lento o suave) del RSC. La variación de la potencia activa se determina con base en el desplazamiento promedio de la potencia activa calculado durante un período de tiempo. Entonces la desviación es integrada para obtener la diferencia de potencia activa acumulada para un lapso de tiempo determinado antes que la multiplicación por la ganancia de control de parpadeo (K_{RX}). El diagrama de bloques funcionales del esquema de control de potencia reactiva del RSC y el sistema de control de parpadeo es ilustrado en la figura 4.6 [81].

Figura 4.6. Esquema de control: (a) potencia reactiva del RSC; (b) Parpadeo. [81]



donde denotan potencia activa medida (P_m), potencia activa promedio entregada (P_{avg}), potencia reactiva de referencia (Q_{ref}), potencia reactiva medida (Q_m), corriente de referencia del eje d (I_{d_ref}), corriente medida (I_{dm}), índice de la modulación del eje d (m_d), ganancia de control de potencia reactiva de la corriente del eje d (K_Q), ganancia de control de la corriente del eje d (K_d), constante de

tiempo de la potencia reactiva (T_Q), constante de tiempo de corriente del eje d (T_d), constante de tiempo del integrador (T_{av}) y la diferencia neta de potencia activa (ΔP), respectivamente [81].

El valor de K_{RX} depende principalmente de la actual relación (X/R) de la alimentación de parques eólicos. Sin embargo, este valor puede cambiar en función de la constante de tiempo del integrador y el marco temporal del cálculo del promedio móvil. Además, el valor de K_{RX} puede cambiar ligeramente basado en el perfil del viento, ya que la desviación de potencia activa está influenciada por la velocidad del viento [81].

4.2. INYECCIÓN DE DC

La inyección de DC en la red de corriente alterna (CA) es una amenaza de los convertidores electrónicos de potencia (PE) conectados a la red que están mal estructurados. Las bajas corrientes de DC en las corrientes alterna (CA) son difíciles de medir en los bajos niveles concluidos en el estándar IEEE 1547 [57], y discutidos en otros grupos de trabajo internacionales. Los transformadores y los convertidores electrónicos de potencia pueden ser co-diseñados para eliminar la inyección de DC [82].

Los modernos variadores de velocidad (ASD), especialmente, aquellos con rectificadores activos, forman una base a discutir y resolver los problemas de inyección de DC a la red de CA desde la generación distribuida (DG), también llamado los Recursos Energéticos Distribuidos, DER o incluso DR. El fenómeno se denomina "inyección de DC", que describe un acto de forzar DC en la red de CA tradicional [82].

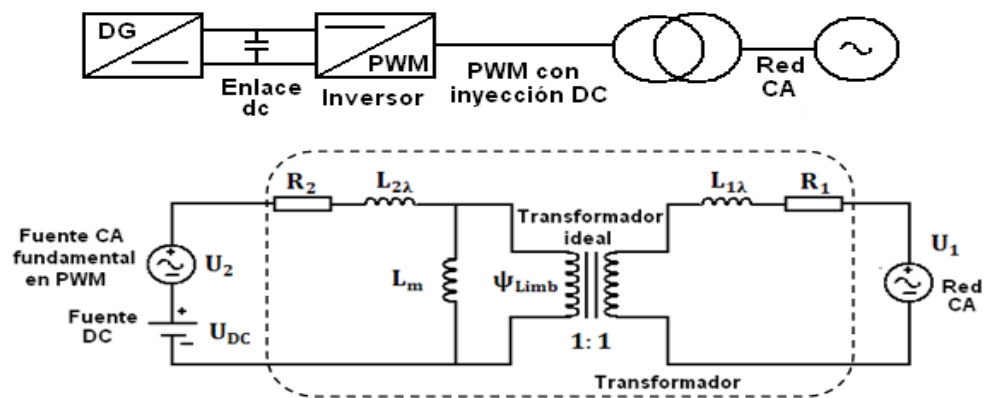
4.2.1. Transformadores de corriente alterna e inyección de (DC)

Un juicio profundo es que los transformadores no transfieren corriente de DC a partir de un lado al otro. Esto es parcialmente cierto y en parte falsa dependiendo de los períodos de tiempo considerados. Un transformador convencional, figura

4.7, entre un convertidor de electrónica de potencia y la red de CA no son así una garantía para eliminar el riesgo de la inyección de DC. No se observa si la eficiencia del transformador es alta de modo que $R_1 \& R_2 \approx 10^{-3}$ pu [82].

En la figura 4.7 se tiene al inicio el sistema principal para la planta DG/DER. Abajo, un transformador tradicional equivalente con una tensión CA y una tensión DC para crear / eliminar inyección de DC [82].

Figura 4.7. Modelo de estudio de inyección de DC. [82]



Una integral de tensión-tiempo es necesario para mover el nivel de flujo promedio de/a el nivel normal sin de DC. De los aspectos de inyección/eliminación de DC, un transformador monofásico puede ser modelado como un transformador de relación 1:1 con el tradicional circuito equivalente para un estudio analítico preliminar de la cuestión [82].

Suponiendo que el nivel de flujo inicial en el núcleo del transformador está determinado por un balance con las dos tensiones de corriente alterna (CA) involucrados U_1 y U_2 , allí aparece en el lado "2" del PE una etapa de tensión de corriente continua (CC) U_{DC} desde el convertidor electrónico de potencia, en la DG / DER operando como un inversor. El lado de la red "1" no tiene ninguna tensión de corriente continua (CC) ya que es una red de corriente alterna (CA) pura [82].

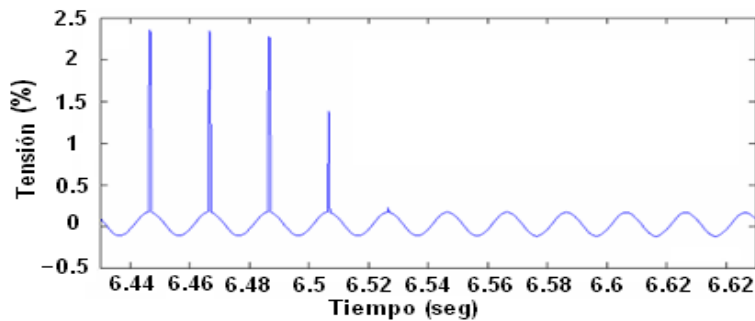
$$\psi_{Limb}(t) = \int_0^t (u_1 - R_1 \cdot i_1) dt - L_{1\lambda} \cdot i_1 + \psi_{Limb}(0) \quad (4.22)$$

$$\psi_{Limb}(t) = \int_0^t (U_{DC} + u_2 - R_2 \cdot i_2) dt - L_{2\lambda} \cdot i_2 + \psi_{Limb}(0) \quad (4.23)$$

El flujo DC aumenta con el tiempo. Una corriente de DC impulsada por $\int U_{DC} \cdot dt$ fluirá en ambas bobinas, originalmente limitado por las inductancias de fuga $L_{1\lambda}$ y $L_{2\lambda}$ y la resistencia R_1 y R_2 en los dos bobinados. Siempre y cuando haya pérdida de flujo pero ninguna corriente de magnetización (permeabilidad de hierro infinita, sin saturación y sin espacios de aire) en el núcleo del transformador, la corriente de DC continuarán siendo determinada por $L_{1\lambda}$ y $L_{2\lambda}$ y la resistencia R_1 y R_2 a través de una función exponencial [82].

Sin embargo, el núcleo tendrá un cambio en el flujo DC, incluso una reducción / amortiguamiento como se observa en la figura 4.8. Esto muestra como una fuente controlada de tensión con rapidez de amortiguamiento de encendido transitoria [82].

Figura 4.8. Amortiguamiento de encendido transitorio. [82]



En la figura 4.8. Un componente de pequeña tensión es aplicado a partir de un convertidor electrónico de potencia, en donde 6,5 segundos después de encendido y la DG iniciaron su operación. Tal componente de tensión DC no tiene ningún impacto en las posiciones de electrónica de potencia [82].

Cuando la permeabilidad de hierro es finita y los vacíos del aire son introducidos sin la saturación en el núcleo del transformador, la corriente de DC empieza a fluir como una corriente de magnetización de DC conforme pasa el tiempo si y sólo si

la red del lado de la resistencia $R_1 \neq 0$. Con $R_1 \approx 10^{-3}$ pu, la constante de tiempo L_m/R_1 es típicamente de 10 períodos de la tensión alterna para los grandes transformadores sin huecos de aire o saturación [82].

Cuando la saturación del núcleo es introducida y alcanzada, habrá una transferencia gradual de la corriente de DC para convertirse en una corriente de magnetización DC, incluso si no hay permeabilidad de hierro infinita entre los niveles de saturación y sin espacios de aire. Esto sí y sólo si la red del lado de la resistencia $R_1 \neq 0$ [82].

También hay posibilidades para indicar los niveles de inyección de corriente de DC a través de otras cantidades. Mediante la variación lenta de la U_{DC} , VSC puede actuar activamente para mantener la inyección de DC hasta valores exigidos, cuándo o si los transductores de corriente y tensión son confiables y precisos. Los transformadores y VSC se puede co-diseñar para eliminar inyección de corriente de DC de forma dinámica. Se trata de un área de investigación adicional [82].

4.2.2. Medidas y el control automático de la D.C en la corriente alterna (CA)

Una pequeña diferencia de los componentes en modo DC incrustado en las grandes corrientes de CA, son difíciles de medir, mientras que las de modo común son más fáciles. El control automático es utilizado para operar con aparatos de electrónica de potencia (PE), por lo cual las variaciones lentas en la potencia causan bandas laterales a la fundamental, a los armónicos, a la componente de DC, así como en los llamados inter-armónicos [82]

Con sensores apropiados de DC & LF AC y con VSC excluyendo modos de fallo inesperados, es manejable para tratar con la cuestión “la inyección DC en la red de corriente alterna” por el control automático a tales bajos valores dados en la norma IEEE™ 1547 [57].

La norma IEEE™1547 [57], establece que los recursos distribuidos (DR) y su sistema de interconexión no inyectarán corriente de DC superior al 0,5% de la producción total de la corriente nominal en el punto de conexión de recurso distribuido (DR).

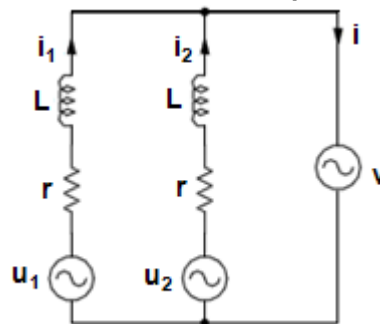
4.3. ARMÓNICOS

El aumento de los sistemas electrónicos de potencia conectados a la red eléctrica, entre los que figuran los sistemas de generación eólica, puede causar un impacto negativo en la misma, así como en los usuarios finales debido, entre otras causas, a los armónicos de tensión que producen (Mohan et al, 1995) [83]. Para mantener la calidad de la energía eléctrica y minimizar los armónicos de la corriente inyectada en la red se han desarrollado varios estándares que limitan la amplitud de los armónicos de corriente y la distorsión armónica de la tensión. Algunos de éstos son el estándar IEEE Std. 519-1992 [12].

4.3.1. Modelo del sistema de conexión a la red eléctrica con varios inversores en paralelo

La figura 4.9 muestra el modelo monofásico equivalente del sistema de conexión a la red con dos inversores conectados en paralelo. En este tipo de conexión, la cancelación de armónicos se produce en la suma de las corrientes de cada uno de los inversores [84][85].

Figura 4.9. Modelo monofásico equivalente del sistema de conexión a la red con dos inversores conectados en paralelo. [85]



En dicho esquema se supondrá que se cumple que $i_1 = i_2$ y que $u_1 = u_2$. El sistema en variables de estado se puede escribir como la ecuación 4.24 [85]:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_A \\ i_B \\ i_C \end{bmatrix} = \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} 2i_{A1} \\ 2i_{B1} \\ 2i_{C1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -r/L & 0 & 0 \\ 0 & -r/L & 0 \\ 0 & 0 & -r/L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 2i_{A1} \\ 2i_{B1} \\ 2i_{C1} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 1/L & 0 & 0 \\ 0 & 1/L & 0 \\ 0 & 0 & 1/L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 2u_{A1} - 2v_A \\ 2u_{B1} - 2v_B \\ 2u_{C1} - 2v_C \end{bmatrix} \quad (4.24)$$

Si se quiere controlar la corriente i , el sistema quedará como la ecuación 4.25 [85]:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_A \\ i_B \\ i_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -r/L & 0 & 0 \\ 0 & -r/L & 0 \\ 0 & 0 & -r/L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_A \\ i_B \\ i_C \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 1/L & 0 & 0 \\ 0 & 1/L & 0 \\ 0 & 0 & 1/L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 2u_{A1} - 2v_A \\ 2u_{B1} - 2v_B \\ 2u_{C1} - 2v_C \end{bmatrix} \quad (4.25)$$

Y aplicando la transformada de Park se obtiene la ecuación 4.26 [85]:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -r/L & \omega_{red} \\ -\omega_{red} & -r/L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + 2 \begin{bmatrix} 1/L & 0 \\ 0 & 1/L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_d - v_d \\ u_q \end{bmatrix} \quad (4.26)$$

Si se tienen N inversores conectados en paralelo, la ecuación 4.26 se transforma en [85]:

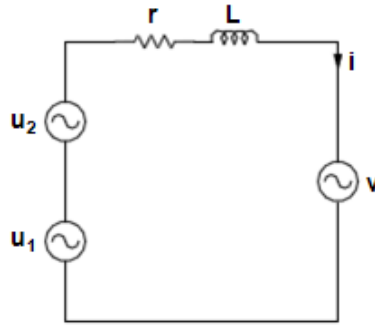
$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -r/L & \omega_{red} \\ -\omega_{red} & -r/L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + N \begin{bmatrix} 1/L & 0 \\ 0 & 1/L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_d - v_d \\ u_q \end{bmatrix} \quad (4.27)$$

Por lo tanto, el sistema en variables de estado de la ecuación 4.-27 es el que se emplearía para el control del sistema de conexión a red que utilice N inversores conectados en paralelo [85].

4.3.2. Modelo del sistema de conexión a la red eléctrica con varios inversores en serie

La figura 4.10 muestra el esquema monofásico equivalente del sistema de conexión a la red con dos inversores conectados en serie mediante transformador. Desde el punto de vista del valor del filtro, la conexión en serie es mejor que la conexión en paralelo, ya que la cancelación de armónicos se produce en la suma de tensiones de los inversores en lugar de en la suma de corrientes, como ocurría en la conexión en paralelo, lo que posibilita emplear valores de filtros más pequeños que en el caso de la conexión en paralelo [84] [85].

Figura 4.10. Modelo monofásico del sistema de conexión a la red eléctrica empleando dos inversores en serie. [85]



Al igual que en la sección anterior, se supondrá que las tensiones u_1 y u_2 son iguales, por lo tanto, el sistema trifásico en variables de estado se trata de la siguiente ecuación 4.28 [85]:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_A \\ i_B \\ i_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -r/L & 0 & 0 \\ 0 & -r/L & 0 \\ 0 & 0 & -r/L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_A \\ i_B \\ i_C \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 1/L & 0 & 0 \\ 0 & 1/L & 0 \\ 0 & 0 & 1/L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 2u_{A1} - v_A \\ 2u_{B1} - v_B \\ 2u_{C1} - v_C \end{bmatrix} \quad (4.28)$$

Y aplicando la transformada de Park como en la sección anterior, se obtiene la ecuación 4.29 [85]:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -r/L & \omega_{red} \\ -\omega_{red} & -r/L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 1/L & 0 \\ 0 & 1/L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 2u_d - v_d \\ 2u_q \end{bmatrix} \quad (4.29)$$

La generalización para N inversores conectados en serie mediante transformador a la red eléctrica esta dado por la siguiente ecuación 4.30 [85]:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -r/L & \omega_{red} \\ -\omega_{red} & -r/L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 1/L & 0 \\ 0 & 1/L \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Nu_d - v_d \\ Nu_q \end{bmatrix} \quad (4.30)$$

Al igual que en el caso de un solo inversor, se pueden calcular reguladores de corriente para el control de las potencias activa y reactiva, tanto para el caso de conexión de N inversores en paralelo como en el caso de N inversores en serie [85].

Los convertidores multi-pulso, los multi-convertidores y los convertidores multinivel, se destacan porque consiguen eliminar armónicos de alta frecuencia y conseguir una tensión con baja distorsión armónica a la salida de los convertidores. No obstante, e independientemente de la topología empleada, la tensión de salida de los convertidores puede tener armónicos de baja frecuencia (como por ejemplo 5º y 7º) debido a diferencias entre los interruptores de los convertidores, a los tiempos muertos necesarios para evitar cortocircuitos, etc. Para intentar eliminar los armónicos producidos por estas causas se pueden emplear esquemas de control en lazo cerrado y, de esta forma, disminuir aún más la distorsión de la tensión a la salida [85].

Los niveles máximos permitidos de emisión de armónicos de tensión en el punto de conexión común para redes de baja tensión se encuentran en la Norma IEC 61000-2-2 [86]. Debido a que los elementos de conexión a la red actúan como un filtro paso bajo (que reduce considerablemente la amplitud de los armónicos de frecuencias elevadas), en la Norma solo se consideran los armónicos hasta el orden 40.

En la tabla 4.5 se tiene que la tasa o el nivel de compatibilidad de la distorsión armónica total de la tensión suministrada no debe sobrepasar el 8%. El contenido armónico de la tensión de salida causa distorsión armónica de las corrientes del resto de los consumidores conectados a la red.

La norma que establece el límite de los niveles de emisión de armónicos de corriente para equipos de menos de 16 A de corriente nominal IEC 61000-3-2 [87] estipula que la inyección de armónicos de corriente a la red de equipos trifásicos no debe superar los siguientes niveles:

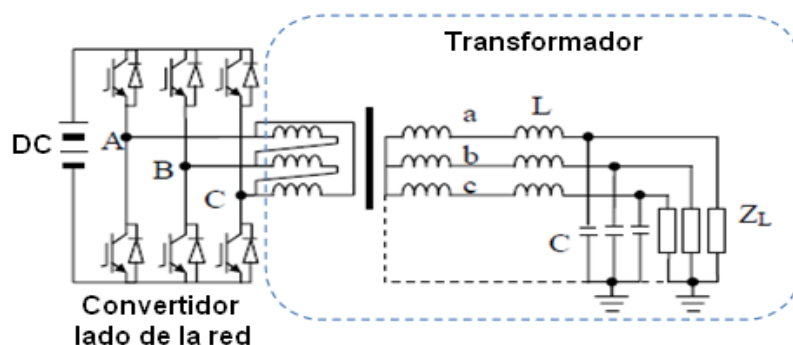
Tabla 4.5. Niveles de emisión de armónicos de corriente para equipos de menos de 16A. [87]

Armónicos impares		Armónicos pares	
Orden del armónico (n)	Máxima corriente armónica (A)	Orden del armónico (n)	Máxima corriente armónica (A)
3	2,3	2	1,08
5	1,14	4	0,43
7	0,77	6	0,3
9	0,40	8.....40	$0,23 \cdot 8/n$
11	0,33		
13	0,21		
15.....39	$0,15 \cdot 15/n$		
El nivel de compatibilidad de la distorsión armónica total es THD = 8%.			

4.4. DESBALANCE

El problema de las tensiones en desequilibrio es muy frecuente en el suministro de potencia, y el análisis y desventajas al respecto se han discutido en la literatura previa [88], [89], [90], [91]. Una de las actuaciones importantes del inversor trifásico es la salida simétrica de tensión. La tensión de salida asimétrica es causada principalmente por las cargas no balanceadas. El mecanismo de distorsión de forma de onda de tensión de salida fundamental de un inversor con cargas no balanceadas es analizado basado en descomponer las componentes simétricas y la teoría de superposición. Está presente que los componentes de secuencia positiva, negativa y de cero de la tensión de salida muestran diferentes efectos de compensación [92].

Figura 4.11. El circuito trifásico normal del inversor. [92]



Este problema está relacionado no sólo con la característica de control, sino también con la propia naturaleza del circuito del inversor. La estructura común del inversor trifásico se muestra en la figura 4.11 [92].

4.4.1. Circuito equivalente del inversor trifásico

Un inversor trifásico de alta potencia normalmente consiste en tres trayectos de puente de interruptores semiconductores, transformador, filtro de corriente alterna, y el suministro de potencia de corriente continua. Con el fin de evitar que los componentes de secuencia cero de la tensión PWM se introduzcan al puerto de salida, el transformador en el inversor es conectado Δ/Y o Δ/Y_0 . (Y_0 Expresado como conectado en el modo línea-neutra) es exigido por algunas aplicaciones de carga [92].

La carga desequilibrada es el factor más importante que produce la salida no balanceada o desequilibrada en el inversor. El análisis encaminado a la operación de carga no balanceada en este trabajo está basado en las siguientes condiciones: (1) Considere la posibilidad de fuente de alimentación DC con impedancia interna cero, (2) El filtro trifásico de la corriente alterna (CA) sea simétrico [92].

Cualquier variable trifásica desequilibrada se puede dividir como tres componentes simétricos: positivos, negativos y componentes de secuencia cero, y viceversa. La corriente de carga desequilibrada se compone de los siguientes términos [92]:

$$\begin{bmatrix} i_{oa} \\ i_{ob} \\ i_{oc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} i_{oa+} \\ i_{ob+} \\ i_{oc+} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} i_{oa-} \\ i_{ob-} \\ i_{oc-} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} i_{oao} \\ i_{obo} \\ i_{oco} \end{bmatrix} \quad (4.31)$$

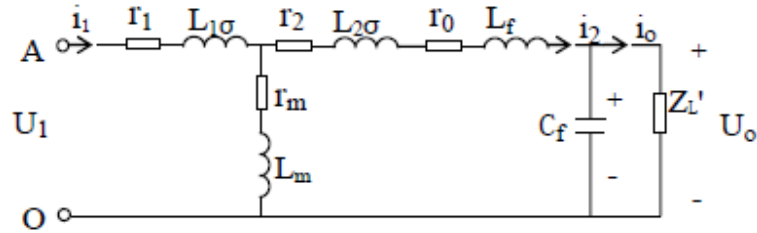
Los tres componentes simétricos de las tensiones de salida pueden ser fácilmente analizados usando los circuitos equivalentes monofásicos respectivos bajo los tres componentes de corrientes de la carga simétrica que actúan respectivamente en

el inversor. Utilizando la teoría de superposición, se obtiene la tensión de salida [92]:

$$\begin{bmatrix} \dot{U}_{oa} \\ \dot{U}_{ob} \\ \dot{U}_{oc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \dot{U}_{oa+} \\ \dot{U}_{ob+} \\ \dot{U}_{oc+} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \dot{U}_{oa-} \\ \dot{U}_{ob-} \\ \dot{U}_{oc-} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \dot{U}_{oao} \\ \dot{U}_{obo} \\ \dot{U}_{oco} \end{bmatrix} \quad (4.32)$$

Los componentes de secuencia positiva y negativa que tienen el mismo efecto de la circulación en bucle, ellos son expresados por el mismo circuito de una sola fase equivalente con las variables convertidas en enlace secundario del transformador los cuales se muestran en la figura 4.12 [92].

Figura 4.12. El circuito equivalente de una sola fase de las componentes de secuencia positiva o negativa. [92]



Ignorando la impedancia de excitación del transformador, las tensiones de secuencia positiva y negativa de salida son a la vez derivados de la siguiente manera [92]:

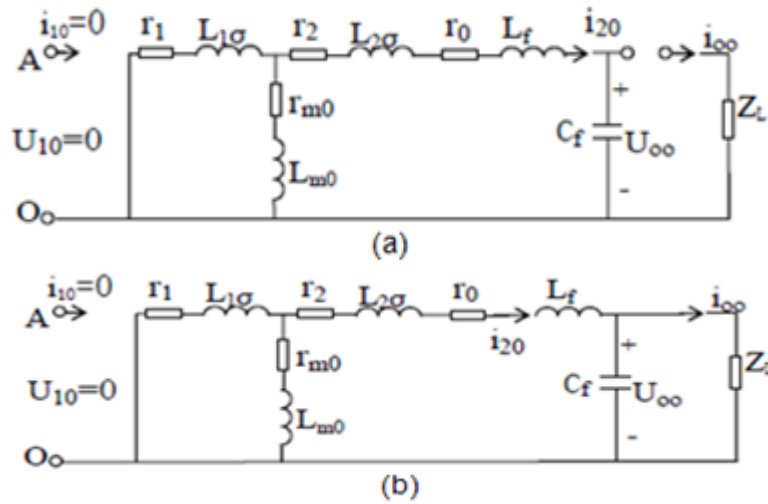
$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} U_{oai} \\ U_{abi} \\ U_{aci} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1/C_f & 0 & 0 \\ 0 & 1/C_f & 0 \\ 0 & 0 & 1/C_f \end{bmatrix} \left(\begin{bmatrix} i_{2ai} \\ i_{2bi} \\ i_{2ci} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} i_{oai} \\ i_{abi} \\ i_{aci} \end{bmatrix} \right) \quad (4.33)$$

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{2ai} \\ i_{2bi} \\ i_{2ci} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1/L_f & 0 & 0 \\ 0 & 1/L_f & 0 \\ 0 & 0 & 1/L_f \end{bmatrix} \left(\begin{bmatrix} U_{1ai} \\ U_{1bi} \\ U_{1ci} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} U_{oai} \\ U_{abi} \\ U_{aci} \end{bmatrix} \right) + \begin{bmatrix} -1/L_f & 0 & 0 \\ 0 & -1/L_f & 0 \\ 0 & 0 & -1/L_f \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{2ai} \\ i_{2bi} \\ i_{2ci} \end{bmatrix} \quad (4.34)$$

Donde $i = +, -$; $L_T = L_{1\sigma} + L_{2\sigma} + L_f$; $r_T = r_1 + r_2 + r_0$

Los circuitos equivalentes de los componentes de secuencia cero son diferentes de acuerdo a distintas estructuras de los circuitos eléctricos y circuitos magnéticos del transformador. En la figura 4.13 (a), (b) muestran, respectivamente, los circuitos equivalentes de secuencia cero para el inversor con el transformador conectado en Δ/Y o Δ/Y_0 , en el cual las variables son convertidos en enlaces secundario del transformador [92].

Figura 4.13. Circuito equivalente monofásico de los componentes de secuencia cero con el inversor y el transformador conectado en (a) Δ/Y , (b) Δ/Y_0 . [92]



A continuación se define cada una de las variables expuestas en los anteriores circuitos, marco estacionario de salida trifásico de tensión (U_{oa} U_{ob} U_{oc}), marco estacionario de corriente de carga (I_{oa} I_{ob} I_{oc}), componente de secuencia positiva negativa y cero (Suffix +,-,0), Puente inversor trifásico con tensión fundamental (U_{1a} U_{1b} U_{1c}), Impedancia del primario del transformador (r_1 , $L_{1\sigma}$), Impedancia del secundario del transformador (r_2 , $L_{2\sigma}$), Impedancia de excitación del transformador (r_m , L_m), Impedancia de excitación del transformador de secuencia cero (r_{m0} , L_{m0}), filtro inductor- filtro capacitor (L_f , C_f), Resistencia de la línea (r_0) [92].

Para el primero $i_{oa} + i_{ob} + i_{oc} = 0$, entonces las componentes de secuencia cero no existen en el circuito [92]:

$$i_{oao} = i_{obo} = i_{oco} = 0 \quad (4.35)$$

$$\dot{U}_{oao} = \dot{U}_{obo} = \dot{U}_{oco} = 0 \quad (4.36)$$

Para la segunda, la línea neutra existe, las tensiones de secuencia cero y corrientes de salida de carga están relacionadas por las ecuaciones (4.37) y (4.38) [92].

$$du_{oio}/dt = \frac{1}{C_f} (i_{2io} - i_{oio}) \quad (4.37)$$

$$di_{2io}/dt = -\frac{1}{L_{To}} u_{oio} - \frac{r_{To}}{L_{To}} i_{2io} \quad (4.38)$$

Donde $i = a, b, c$; $r_{To} = r_{1o} + r_2 + r_o$; $L_{To} = L_{1o} + L_{2\sigma} + L_f$, r_{1o} y L_{1o} son las impedancias equivalentes conectados en paralelo r_1 , $L_{1\sigma}$ y la impedancia de excitación de secuencia cero r_{mo} , L_{mo} del transformador [92].

4.4.2. Análisis de rendimiento y control de tensiones desequilibrados

La simetría de salida está relacionada no sólo con la característica de control, sino también la naturaleza propia del circuito inversor. La salida de secuencia positiva y negativa puede ser compensado efectivamente a través de los controladores apropiados. Para la salida de secuencia cero en el inversor con transformador conectado Δ/Y_0 , los métodos efectivos para reducir la impedancia de secuencia cero de salida son los siguientes: (1) reducir la impedancia de fuga del transformador, (2) conectar el inductor a filtrar entre las tres etapas del puente y el primario del transformador. Bajo cargas sin necesidad de línea neutra, el inversor con transformador conectado en Δ/Y debe ser primero seleccionado debido a su inherente ventaja de la no aparición de los componentes de secuencia cero. En algunas situaciones, el inversor sin el transformador es usado. En este tipo de inversor, la señal de compensación de secuencia cero puede ejercer el efecto en la salida [92].

Para los componentes de secuencia positiva, tanto las variables de referencia y las variables de realimentación son las cantidades de corriente continua en el marco de rotación síncrona con la misma frecuencia que el de la tensión de salida deseada. Así que la acción integral de un marco síncrona del controlador PI es capaz de forzar las variables de retroalimentación para que coincida con las variables de referencia en la etapa del circuito. En teoría, los componentes de secuencia positiva se tienen la tensión de salida con cero errores de estado estacionario. El Inversor trifásico con carga simétrica funciona así [92].

Los componentes de secuencia negativos se convierten en variables de corriente alterna con dos veces la frecuencia como la salida deseada fundamental en el marco sincrónico. Un controlador PI de marco sincrónico normal no puede eliminar el error de las tensiones de salida de secuencia negativa. El marco sincrónico del controlador PID con los parámetros correctamente diseñados puede reducir la salida de secuencia negativa [92].

El inversor con transformador conectado en Δ/Y tiene una naturaleza inherente de ninguna salida de componentes de secuencia cero, pero el inversor con transformador conectado Δ/Y_0 incluye la salida de secuencia cero proporcional a su impedancia de salida. Sin los componentes de secuencia cero, únicamente dos de U_A, U_B, U_C son variables independientes. El marco sincrónico de 2 fases controla vectores, que tienen 90° grados de diferencia, puede controlar completamente las variables de salida de 3 fases. Pero si los componentes de secuencia cero existen, todas de U_A, U_B, U_C son variables independientes. El vector del eje cero debe actuar desde el inversor junto con el control de vectores de 2 fases de rotación para que los controladores puedan producir tres señales de la compensación de las componentes de secuencia positiva, negativa y cero, al mismo tiempo [92].

Es importante destacar que la señal de compensación de secuencia cero procedentes del controlador no se pueden llevar del puente de tres etapas al

puerto de salida en el inversor con transformador conectado en Δ/Y o Δ/Y_0 , con lo que las tensiones de secuencia cero de salida son incontrolables en estos inversores [92].

En la norma IEC/TR 61000-3-15 [2], los límites específicos para la generación distribuida son necesarios, pero es difícil estimar la contribución debida a las cargas que están conectados en la misma red de los generadores de la DG. Un método debe ser definido para calcular esta contribución y, así, se requiere un arreglo de pruebas adecuadas y una red de prueba simulada.

En esta norma IEC 61000-2-2 [86], para las redes de distribución de baja tensión se considera un desequilibrio de tensión en relación con los efectos a largo plazo, es decir, de una duración de 10 minutos o más. En esta norma, un desequilibrio de tensión se considera sólo en relación con el componente de secuencia de fase negativa, siendo éste el componente correspondiente a la posible interferencia con los equipos conectados a los sistemas públicos de distribución de baja tensión.

En la norma IEC61000-2-2 [86], plantea que el nivel de compatibilidad de desequilibrio en una componente de secuencia negativa debe ser del 2% de la componente de secuencia positiva. En algunas áreas, sobre todo si es la práctica de conectar grandes cargas monofásicas, los valores van hasta un 3% pueden ocurrir.

4.5. ESTABILIDAD DE GENERADOR DE INDUCCIÓN BASADA EN TURBINAS DE VIENTO

4.5.1. Generadores de inducción bajo perturbaciones de red eléctrica

Durante una falla de corto circuito en un sistema de potencia, donde los aerogeneradores están conectados, la corriente de cortocircuito puede resultar en una caída de tensión en el terminal de generador eólico. Debido a la caída de tensión, la potencia eléctrica de salida y el par electromagnético del aerogenerador se han reducido significativamente, mientras que el torque mecánico puede ser

aún aplicado a la turbina de viento. En consecuencia, la turbina y el generador se acelerarán debido al desequilibrio del par [93].

Después de la eliminación de la falla, la tensión del sistema de potencia tiende a recuperarse, sin embargo, la potencia reactiva es necesaria para recuperar el flujo en el entrehierro de los generadores de inducción. Esto podría provocar una corriente in-rush creada por los aerogeneradores del sistema de potencia, que a su vez provoca una caída de tensión en las líneas entre el sistema de potencia y las turbinas de viento, la caída de tensión podría evitar que la tensión en los bornes de la máquina retorne rápidamente al valor normal. Si la tensión se pudo recuperar y la velocidad del generador no es demasiado alta, el par electromagnético podría ser restaurado. Entonces, el par electromagnético restablecido actuará en el rotor en la dirección opuesta a la del par mecánico de la turbina de viento. Si el par electromagnético es lo suficientemente grande, la velocidad del rotor puede ser ralentizado y la turbina eólica puede restaurar su funcionamiento normal a tiempo [93].

Por el contrario, si la tensión no es capaz de recuperarse de nuevo alrededor del valor normal o la velocidad del generador es demasiado alta, puede que no haya par electromagnético suficiente para equilibrar el par mecánico, y la máquina continuará acelerándose, y el aumento de la velocidad de la máquina dará lugar a un mayor consumo de potencia reactiva, que se desprende de las características de la máquina. Entonces, la tensión puede disminuir aún más y el generador no volverá a su velocidad nominal, y tiene que ser abierto los dispositivos de protección por exceso de velocidad. Cuando esto sucede, la turbina eólica está desconectada y no conduce a través de la falla. La desconexión de aerogeneradores causada por la caída de tensión y corriente in-rush, se debe evitar porque al perder una parte significativa de la capacidad de generación de potencia podría amenazar la seguridad del sistema eléctrico [93].

4.5.2. Posibles métodos para mejorar la estabilidad de un generador de inducción basados en sistemas de turbinas eólicas.

Muchos sistemas de potencia han realizado códigos de red para requerir que las turbinas eólicas estén conectadas con el sistema durante una falla del sistema de potencia, con el fin de apoyar la recuperación del sistema ante una falla y evitar el colapso del sistema de potencia causado por perder la capacidad de generación. Esto se hace más importante con los aumentos de nivel de penetración de energía eólica. Los métodos para lograr el objetivo pueden ser diferentes. Sin embargo, las tareas principales son la recuperación de la tensión y el control de velocidad.

Sólo si el nivel de tensión se restaura, el campo magnético de los generadores puede ser re-establecido y el par electromagnético se puede restaurar, y por lo tanto una recuperación rápida de la tensión y el restablecimiento del par electromagnético es fundamental, que se puede ver claramente a partir de la relación de tensión y del par [93].

El exceso de velocidad de un generador también puede estar limitado por el control de todo el par mecánico. Las turbinas equipadas de un sistema de cambio de ángulo de paso (pitching) tienen la ventaja activamente de controlar por abajo del par mecánico de entrada por regulación de cambio de ángulo de paso (pitching), que efectivamente limita la aceleración del sistema de generador [93].

El generador de inducción con rotor jaula de ardilla de velocidad fija con turbinas de viento de paso regulado, no hay métodos de control de activos disponibles para controlar la potencia mecánica de entrada, y por lo tanto, el método eficaz sería el uso de un compensador de potencia reactiva para ayudar a la recuperación de la tensión. Un control rápido de potencia reactiva podría mejorar la tensión y ayudar a restablecer el campo magnético de la máquina y el par [93].

Para un generador de inducción con rotor de resistencia controlada, además de con el apoyo de potencia reactiva, el control de la resistencia del rotor también se

puede utilizar para mejorar la estabilidad. Para una velocidad determinada de la máquina, la resistencia del rotor puede ser controlado para presentar un par electromagnético superior lo que mejorará la oportunidad de recuperación del sistema mediante la reducción de la aceleración [93].

Por lo tanto el generador controlado por el deslizamiento dinámico basado en control del ángulo de paso de la turbina eólica puede ser controlado a través de dos formas: control de deslizamiento dinámico y control del ángulo de paso. Es posible que la turbina de viento para ajustar el par electromagnético por el control de deslizamiento dinámico y para cambiar el par aerodinámico por el control del ángulo de paso. La potencia reactiva requerida por una máquina de inducción se incrementa con la velocidad de la máquina, y la transferencia de tal potencia reactiva de la red impedirá la recuperación rápida de tensión [93].

Cuanto más las máquinas de inducción en recuperación, más potencia reactiva se requiere, de modo que habrá más dificultad para restaurar la tensión. Por lo tanto, desconectando algunas máquinas de inducción se reduce la demanda total de la potencia reactiva, lo que puede dar una mejor oportunidad para que otros generadores de inducción de operar [93].

En resumen, las siguientes formas de mejorar la estabilidad se tendrán en cuenta [93]:

- Mejorar el suministro de potencia reactiva para restaurar la tensión del sistema, tales como STATCOM.
- Limitar la velocidad del generador mediante el control del par motor, con control de paso o control dinámico de deslizamiento.
- Reducir el consumo de potencia reactiva mediante la desconexión de algunos generadores de inducción [93].

4.6. ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DE LOS PARQUES EÓLICOS Y SUS FACTORES QUE INFLUYEN

Ya que la energía eólica tiene las siguientes características: renovables, recursos abundantes, la tecnología más madura, las perspectivas de desarrollo comercial, esto ha logrado un rápido desarrollo en los últimos años. Con la proporción de energía eólica que aumenta en la red eléctrica, la energía eólica ya está en la etapa de la energía complementaria a pequeña escala de energías importante de gran escala [94].

Por otra parte, la energía eólica es fluctuante, aleatoria, intermitente y sin programación, la integración de los parques eólicos de gran escala a la red eléctrica tradicional tendrá un impacto significativo. Así que hay una necesidad de explorar la red eléctrica y mejorar la eficiencia de la turbina de energía eólica, la seguridad y la estabilidad [94].

Los estudios de confiabilidad en el sistema de generación de energía eólica se centran en la cantidad de turbinas de energía eólica que puede suministrar para satisfacer la demanda de carga, por lo que es el alcance de confiabilidad en el sistema de generación. En la generación de energía la confiabilidad del sistema se refiere a la medida de la capacidad, lo que satisface la demanda de intensidad de la electricidad y la cantidad de electricidad según el número de expectación y los estándares aceptados. Además, la electricidad es suministrada por todas las unidades generadoras, los que se conectan con la red eléctrica en conjunto [94].

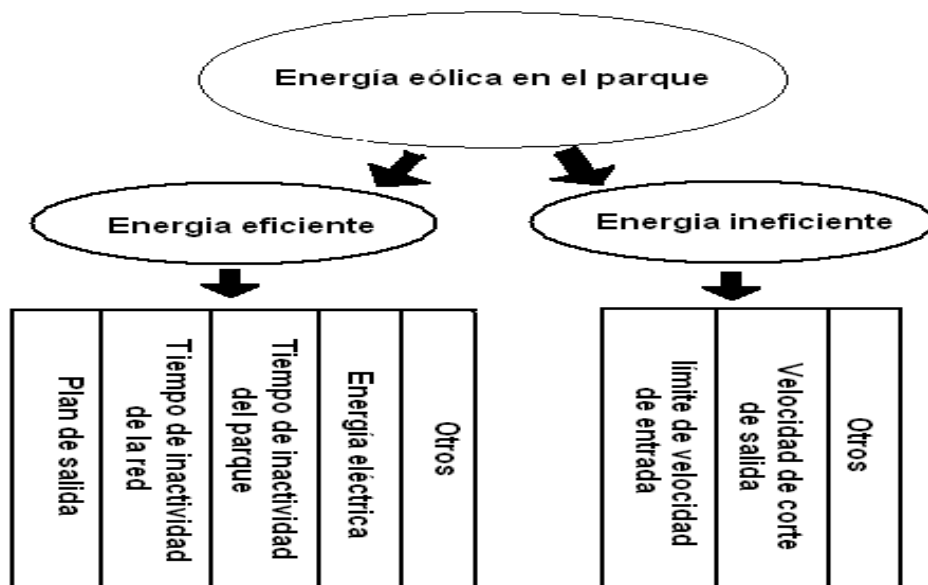
4.6.1. Índices de medida de la confiabilidad de parques eólicos

La diferencia fundamental entre la energía eólica y la energía convencional es la incertidumbre de la energía cinética inicial, que es el mayor factor que afecta a la confiabilidad de los parques eólicos. Además, existen otros factores que influyen en la cantidad de generación de parques eólicos. Dentro de los parques eólicos, la velocidad del viento por debajo de la velocidad de arranque (cut-in) o por encima

de la velocidad de salida (cut-out), la falla de la unidad y la reparación se traducirá en salida de la turbina eólica [95].

La interrupción más frecuentes, las grandes pérdidas de producción de potencia, menor es la producción real. Fuera del parque eólico, como la operación del sistema de generación de energía eólica en paralelo con la red eléctrica principalmente utiliza generadores asíncronos, cuando ellos transportan potencia activa a la red eléctrica, esto también absorbería la potencia reactiva en retraso de la red. Por otra parte, la interrupción de la potencia también hace que la energía eólica no puede ser transmitida a los consumidores, por lo que los cortes del suministro eléctrico planificados y no planificados también pueden causar a la granja de viento real o parque eólico pérdidas de potencia de salida. Aquí, incluyen otros factores: la densidad del aire, la turbulencia, el clima, restos, la reducción del sistema de control y las incrustaciones de aspa del ventilador, salida de falla en el transformador encapsulado, transformador principal, las líneas de convergencia, la correlación entre la velocidad del viento parques eólicos y así sucesivamente, etc., [95]

Figura 4.14. Flujos de energía eólica. [95]



Los flujos de energía eólica, fluye según las indicaciones de la figura 4.14. Aquí, la energía eólica es la energía eficaz cuando la velocidad del viento está entre la velocidad arranque (cut-in) y la velocidad salida (cut-out) [95].

4.6.1.1. Coeficiente de la validez de la capacidad de parques eólicos (CVC)

La relación entre la cantidad real de generación de energía eólica y la cantidad teórica de generación en período de tiempo de estados [95].

$$CVC = \frac{W_{rF} - W_{f1} - W_{gl} - W_{ol}}{N * P_r * T} \quad (4.39)$$

Cuando, W_{rF} es la cantidad real de generación de parque eólico bajo la influencia de la velocidad del viento en el período de tiempo estadístico; W_{f1} es la cantidad de pérdida de generación causadas por falla del aerogenerador; W_{gl} es cantidad de pérdida de generación afectados por la red eléctrica; W_{ol} es cantidad de pérdida de generación causadas por otros factores; N es el número total de los aerogeneradores de todo el parque, P_r es la potencia nominal del aerogenerador; T es el tiempo de estados [95].

Esto refleja la abundancia de la generación de energía eólica. Además, no sólo refleja el grado de influencia de diversos factores, sino también los valores de la caracterización de la eficiencia de la generación de energía de todo el parque eólico [95].

4.6.1.2. Coeficiente de intensidad de generación del parque eólico (GIC)

Teniendo en cuenta los principales factores mencionados anteriormente, el GIC se refiere a la relación entre el tiempo de generación eólica equivalente a la potencia nominal y el tiempo de estados [95].

$$GIC = \frac{T_{rr}}{T} \quad (4.40)$$

$$T_{rr} = k_1 T_{ci-r} + T_{r-co} \quad (4.41)$$

Donde, T_{rr} es el tiempo de toda la potencia del parque eólico en el rango de la velocidad del viento eficaz. El $T_{ci-r} + T_{r-co}$ son el tiempo durante los cuales velocidad del viento son correspondiente entre los v_{ci} y v_r , v_r y v_{co} . El k_1 es el coeficiente de reducción, es el peso de conversión que la cantidad equivalente de tiempo de ejecución en menos que la nominal sobre la base de la potencia nominal, que es menor que 1. T es el tiempo de estados. Esto caracteriza el estado de los parámetros que son la continuidad de la generación de energía, utilización de energía eólica, el tiempo disponible [95].

4.6.1.3. Coeficiente de seguridad de operación del parque eólico (OSC)

Es la relación entre el tiempo de interrupción equivalente del viento y el tiempo de estados [95].

Cuando, T_{out1} es el parque eólico equivalente en tiempo de corte bajo la influencia de la velocidad del viento en el alcance de la velocidad del viento eficaz; T_{out2} es el tiempo de corte equivalente de parques eólicos afectados por los factores, excepto la velocidad del viento en el tiempo estadístico general; T es el tiempo de estados [95].

$$OSC = \frac{T_{out1} + T_{out2}}{T} \quad (4.42)$$

Esto refleja el deber del equipo en la operación segura, también para caracterizar el factor de seguridad de los equipos. Además, se centra en la descripción de la influencia en la confiabilidad de parques eólicos causada por la interrupción de las turbinas de viento y las fallas de la red eléctrica [95].

4.6.1.4. El coeficiente relativo de la ventaja de los parques eólicos (RBC)

Es la relación del parque eólico de costo-beneficio en el tiempo de vida útil y de la energía convencional de costo-beneficio de la vida útil en el caso de los mismos costos totales [95].

$$RBC = \frac{E_W}{E_C} \quad (4.43)$$

$$E_W = \frac{C_a}{C_C} \quad (4.44)$$

$$E_C = \frac{C_b}{C_C} \quad (4.45)$$

Cuando, E_W es el costo-beneficio en la vida útil del parque eólico; E_C es la energía convencional de costo-beneficio en el mismo costo total. C_a Es la ventaja del parque eólico, C_C es el costo total; C_b es la ventaja de la generación de la central eléctrica convencional. Refleja el grado de confiabilidad de los parques eólicos desde la perspectiva del punto de vista económico. La ventaja de la energía eólica, en la mitigación de la crisis energética y mitigación de la crisis del medio ambiente son indiscutibles [95].

CONCLUSIONES

Tras una serie de clasificaciones y el desarrollo de este trabajo, en lo que concierne con esta tecnología de energía eólica se logró identificar que: el tipo de generador más comercializado y utilizado en los parques o granjas eólicas fueron el generador asíncrono doblemente alimentado, por la gran eficiencia que presenta ante operaciones de viento variable, seguido por el generador de imanes permanentes para aplicaciones de generación de potencia en la red de mediana tensión, por tener la ventaja de poseer su excitación siempre constante debido a los imanes permanentes que garantiza una mayor estabilidad de tensión en los bornes de la máquina.

La generación distribuida (GD) y sus fuentes primarias de generación traen consigo una serie de problemas que a su vez se ven reflejados en los problemas de calidad de potencia y continuidad del servicio, por tanto este estudio de los modelos de generadores eólicos se fundamentó en identificar, clasificar aquellos fenómenos que aparecen en algunos dispositivos utilizados en la generación de potencia eléctrica con miras a encontrar su modelo básico de estimación que lo caracteriza y de algunos métodos o estrategias de mitigación para que de esta manera puedan cumplir con las normas que establecen los límites permitidos de los efectos negativos de los fenómenos estudiados.

Los problemas que con mayor frecuencia aparecen en la generación de potencia son: las fluctuaciones y parpadeo causado por la variabilidad del viento, los armónicos e inyección de DC en especial por la conmutación de la interfaz electrónica que enlaza al generador eléctrico y a la red de distribución estas acciones conducen a inestabilidad y problemas de continuidad del suministro en el sistema. Por tales motivos es importante por la que la mayoría de los estudios se enfocan en estos fenómenos.

Los aerogeneradores de gran capacidad son los que con mayor frecuencia se instalan en los parques eólicos marinos, por motivo que en estas zonas es donde abunda con menores variaciones el recurso eólico “viento”.

El incremento de estudio y estrategias para suprimir cada uno de los fenómenos que afectan a la calidad de potencia, a futuro se convertirá en un participante de alta competencia de generación de potencia eléctrica con respecto a las fuentes actuales que hoy en día ocupan los primeros lugares tales como la generación hidroeléctrica entre otras.

BIBLIOGRAFÍA

- [1]. Rodríguez Amenedo José Luis, Arnalte Gómez Santiago, Burgos Díaz Juan Carlos, **Sistemas eólicos de producción de energía eléctrica**, primera edición, editorial rueda, S.L, Madrid 2003.
- [2]. IEC/TR 61000-3-15, **Limits - Assessment of low frequency electromagnetic immunity and emission requirements for dispersed generation systems in LV network**, Edition 1.0, 9 July 2008.
- [3]. IEC 61400-1, **wind turbine generator systems-part 1 safety requirements**. 1999.
- [4]. Rivier Abbad Juan, **Calidad del Servicio: Regulación y Optimización de Inversiones**, Primera Edición, Universidad Pontifica de Comillas, Madrid 2000.
- [5]. NTC 5001 Norma Técnica Colombiana, **Calidad de la potencia eléctrica. Límites y metodología de evaluación en unto de conexión común**. Editada por el Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC), 2008-06-10.
- [6]. IEEE Std 1453™-2004, IEEE Recommended Practice for **Measurement and Limits of Voltage Fluctuations and Associated Light Flicker on AC Power Systems**, 23 September 2004.
- [7]. NTC 5000 Norma Técnica Colombiana, **Calidad de la Potencia Eléctrica (CPE), definiciones y términos fundamentales**, Editada por el Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC), 2002-10-07.
- [8]. CEI / IEC 61000-4-27, **Testing and measurement techniques–Unbalance, immunity test**, First Edition, 2000.
- [9]. IEC 61000-2-1, **Description of the environment–Electromagnetic environment for low-frequency conducted disturbances and signalling in public power supply systems**, First Edition 1990.
- [10]. IEEE Std 1159™-2009, **IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality**, 2009.

[11]. IEC 61000-4-14, **Testing and measurement techniques–Voltage fluctuation immunity test for equipment with input current not exceeding 16 A per phase**, Edition 1.2, 2009-08.

[12]. IEEE Std 519™-1992, **IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems**, 09-Apr-1993.

[13]. IEEE Std 1159-1995, IEEE Recommended Practice for **Monitoring Electric Power Quality**, June 14 1995.

[14]. ANSI/IEEE C57.113-1988, **IEEE Trial-Use Guide for Partial Discharge Measurement in Liquid-Filled Power Transformers and Shunt Reactors**, 1988.

[15]. Ramírez Castaño Samuel, Cano Plata Eduardo Antonio, **Calidad del Servicio de Energía Eléctrica**, universidad nacional de Colombia-sede Manizales Primera Edición- junio de 2003.

[16]. Campos Avella Juan Carlos, Iora Figueroa Edgar, Meriño stand Lourdes, Tovar Ospino Iván, Navarro Gómez Alfredo, Universidad del Atlántico Grupo de gestión eficiente de energía, kai. **Calidad de la energía eléctrica** un proyecto de la unidad de planeación minero energética de Colombia (UPME) y el instituto colombiano para el desarrollo de la ciencia y la tecnología. “francisco José de Caldas” (Colciencias).

[17]. **IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality (IEEE Std. 1159-1995)**. Institute of Electrical and Electronics Engineers. ISBN 1-55937-549-3. Estados Unidos, 1995.

[18]. Enríquez Harper Gilberto, **El ABC de la Calidad de la Energía Eléctrica**, Primera Edición, Editorial Limusa S.A. De C.V., 2004.

[19]. Sánchez Cortés Miguel Ángel, **Calidad de la Energía Eléctrica**, Este libro es el producto del proyecto de año sabático autorizado por la Dirección General del Sistema Nacional de Educación Tecnológica, 2009.

[20]. Norma Española UNE-EN 50160 **“Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución”** AENOR, octubre 1996. Versión oficial española de European Standard EN 50160 “Voltage characteristics

of electricity supplied by public distribution systems” CENELEC European Committee for Electrotechnical Standardisation, November 1994.

[21]. Rivier Abbad Juan, **Calidad del Servicio: Regulación y Optimización de Inversiones**, Tesis Doctoral, Universidad Pontificia de Comillas, 2000.

[22]. Cabello Quiñones Ana María, **Energías Alternativas:”solución para el desarrollo”**, Primera Edición, Editorial REFINOR S.A, República de Argentina 2006.

[23]. Manwell J.F, McGowan J.G., Rogers A.L, “**Wind Energy Explained. Theory, Design and Application**”, First Edition, Editorial John Wiley & Sons, 2002.

[24]. Villarrubia Miguel, **Energía Eólica-Energías alternativas y Medio Ambiente**, Primera Edición, Ediciones Ceac, 2004, Barcelona (España).

[25]. Martínez de Osés Francesc Xavier, **Meteorología Aplicada a la Navegación**, Segunda Edición, Editorial edicions UPC, 2010.

[26]. Agencia Andaluza de la Energía, **Guía Técnica: Energía Eólica**, Editorial Rueda.

[27]. UPME, IDEAM, **Atlas de Viento y Energía Eólica de Colombia**. 2006.

[28]. de Juana Sardón José María, de Francisco García Adolfo, **Energías renovables para el desarrollo Cooperación Internacional**, Primera Edición, Editorial Paraninfo, 2007.

[29]. Fernández Díez Pedro, **ENERGÍA EÓLICA**, DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA Y ENERGETICA UNIVERSIDAD DE CANTABRIA.

[30]. **Sistemas de información de eficiencia energética y energías alternativas**. <http://www.si3ea.gov.co/si3ea/documentos/htm/EnergiaAlternativa/index.html>
[Citado el día 5 de marzo del 2012].

[31]. Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas, **ENERGIA EOLICA-Manual de Aplicación de la Energía Eólica**, Artículo, Ministerio de Minas y Energía INEA. Bogotá, 1997. 83p.

- [32]. Hau Erich, **Wind Turbines Fundamentals Technologies Application Economics**, 2nd edition, Editor Birkhäuser, 2006.
- [33]. Patel Mukund R., **Engineering Alternative Energy-Wind and Solar Power Systems**, Segundo Edition, Editor Taylor & Francis, 2006.
- [34]. De Juana Sardón José María, De Francisco García Adolfo, **Energías renovables para el desarrollo**, Primera Edición, Editorial Paraninfo, 2007.
- [35]. Fraile Mora Jesús, **máquinas eléctricas**, Quinta Edición, Editorial McGraw-Hill Interamericana de España, 2003.
- [36]. Patel Mukund R, **Wind and solar power systems**, First Edition, Editorial CRC Press, March 30 1999.
- [37]. IEEE **Procedure for Polyphase Induction Motors and Generators (IEEE Std. 112-2004)**, Institute of Electrical and Electronics Engineers, E-ISBN 0-7381-3978-5, Estados Unidos, 4 November 2004.
- [38]. Chapman Stephen j, **Máquinas Eléctricas**, Tercera Edición, Editorial Mc Graw-Hill, 2000.
- [39]. Li Jun , Samaan Nader, Williams Stephen, **Modeling of Large Wind Farm Systems for Dynamic and Harmonics Analysis**, Transmission and Distribution Conference and Exposition, 21-24 April 2008.
- [40] Muljadi Eduard, Samaan Nader, Gevorgian Vahan, Li Jun, Pasupulati Subbaiah, **Short Circuit Current Contribution for Different Wind Turbine Generator Types**, Power and Energy Society General Meeting, 25-29 July 2010.
- [41]. Wu Bin, Lang Yongqiang, Zargari Navid, Kouro Samir, **Power Conversion and Control of Wind Energy Systems**, First Edition, Editorial John Wiley & Sons, 2011.
- [42]. Ackermann Thomas, **Wind power in power systems**, First Edition Editorial John Wiley and Sons, 2005.

[43]. Hermann-Josef Wagner, Jyotirmay Mathur, **Introduction to Wind Energy Systems: Basics, Technology and Operation (Green Energy and Technology)**, Springer Heidelberg, 21-09-2009.

[44] Siva Chockalingam, GE Wind-Wind Energy Basics, Documento Básico de Energía Eólica, 03 de junio 2009.

http://www.ge-energy.com/content/multimedia/files/downloads/wind_energy_basics.pdf

[Citado el día 5 de marzo del 2012].

[45]. Álvarez Clemente, **Energía eólica, “Manuales de Energías Renovables”**, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), Madrid, septiembre de 2006.

[46]. Mur Amada Joaquín, **CURSO DE ENERGÍA EÓLICA**, Master Europeo en Energías Renovables y Eficiencia Energética, www.windygrid.org/manualEolico.pdf

[Citado el día 5 de marzo del 2012].

[47]. Zhang Zhaoqiang, Matveev Alexey, Øvrebø Sigurd, Nilssen Robert, Nysveen Arne, **State of the Art in Generator Technology for Offshore Wind Energy Conversion Systems**, Electric Machines & Drives Conference (IEMDC), 2011 IEEE International, 15-18 May 2011.

[48]. Baroudi Jamal A, Dinavahi Venkata, Knight Andrew M, **A review of power converter topologies for wind generators**, Renewable Energy, Volume 32, Edition 14, editorial Elsevier Ltd, November 2007.

[49]. López Miguel, Vannier Jean-Claude, Sadarnac Daniel, **SISTEMAS DE CONVERSIÓN DE ENERGÍA EÓLICA CONTROL Y DISEÑO**, Artículo, VERSION 1, 6 febrero 2008.

[50]. Ferrer Gallardo Francisca, **Análisis de la viabilidad de conexión de parques eólicos a la red eléctrica**, Tesis de Maestría, España diciembre 2004.

[51]. Nallavan G, Dhanasekaran R, Vasudevan M, **Power Electronics in Wind Energy Conversion Systems—A Survey across the Globe**, IEEE, Electronics Computer Technology (ICECT), 2011 3rd International Conference on, Volume 1, 8-10 April 2011.

- [52]. Freris Leon, Infield David, **Renewable Energy in Power Systems**, First Edition, Editorial John Wiley & Sons, Ltd, published 2008.
- [53]. Lee Ching-Yin, Chen Li-Chieh, Tsai Shao-Hong, Liu Wen-Tsan, Wu Yuan-Kang, **The Impact of SCIG Wind Farm Connecting into a Distribution System**, Renewable Energy, Power and Energy Engineering Conference, 2009. APPEEC 2009. Asia-Pacific.
- [54]. Llorente Iglesias Rosario, Lacal Arantegua Roberto, Aguado Alonso Mónica, **Power electronics evolution in wind turbines—A market-based analysis**, Science Direct, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 15, Edition 9, Editorial Elsevier Ltd, 05 de Julio 2011.
- [55]. Anaya Lara Olimpo, Jenkins Nick, Ekanayake Janaka, Cartwright Phill, Hughes Michael, **Wind Energy Generation: Modelling and Control**, Segunda Edition, Editorial John Wiley and Sons, 2011.
- [56]. Fox B, Flynn D, Bryans L, Jenkins N, Milborrow D, O' Malley M, Watson R, **“Wind Power Integration: Connection and System Operation Aspects,”** IEE Power and Energy Series 50, 2007.
- [57]. IEEE Std 1547.2-2008, **IEEE Application Guide for IEEE Std 1547, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems**, 15 April 2009.
- [58]. Brownlees S, Flynn D, Fox B, Littler T, **“The impact of wind farm power oscillations on the Irish power system,”** IEEE PowerTech 2007, Lausanne, Switzerland, Jul. 2007.
- [59]. McSwiggan D, Littler T, Morrow D.J, Kennedy J. **“A study of tower shadow effect on fixed-speed wind turbines,”** UPEC 2008, Padova, Italy, Sep. 2008.
- [60]. Larsson A, **“Flicker emission of wind turbines during continuous operation,”** IEEE Trans. Energy Conv., vol. 17, no. 1, pp. 114–118, Mar. 2002.
- [61]. Papadopoulos M. P, Papathanassiou S. A, Tentzerakis S. T, Boulaxis N. G, **“Investigation of the flicker emission by grid connected wind turbines,”** 8th Int. Conf. Harmonics Quality of Power, Athens, Greece, Oct. 1998.

- [62]. Copper Development Association, **“Power quality application guide, voltage disturbances-flicker,”** Apr. 2006.
- [63]. Copper Development Association, **“Power quality application guide, voltage disturbances-flicker measurement,”** Oct. 2005.
- [64]. IEEE 1547TM, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, 28 July 2003.
- [65]. The NRECA Guide to IEEE 1547, **Application Guide for Distributed Generation Interconnection: 2003 Update,**
[www.nreca.org/nreca/Policy/Regulatory/dgtoolkit/ DGApplicationGuide-Final.pdf](http://www.nreca.org/nreca/Policy/Regulatory/dgtoolkit/DGApplicationGuide-Final.pdf)
- [66]. Bollen M.H.J, **What is power quality,** Electric Power Systems Research, Vol. 66, July 2003, p. 5-14
- [67]. Bollen M.H.J, Andersson G, **Scanning the issue of Power Quality,** Electric Power Systems Research, Vol. 66, July 2003, p. 3-4
- [68]. Nguyen Tung Linh, **Power Quality Investigation of Grid Connected Wind Turbines,** Industrial Electronics and Applications, 2009. ICIEA 2009. 4th IEEE Conference on, 25-27 May 2009.
- [69]. IEC 61000-4-15, **Electromagnetic compatibility (EMC)-Testing and measurement techniques-Flickermeter-Functional and design specifications,** edition 2.0, 2010-08-24.
- [70]. IEC/TR2 80 868-0, **“Flickermeter—Part 0. Evaluation of flicker severity,”** 1991.
- [71]. PD IEC/TR 61000-3-7, **Electromagnetic compatibility (EMC)—Limits — Assessment of emission limits for the connection of fluctuating installations to MV, HV and EHV power systems,** 30 April 2008.
- [72]. IEC/BS EN 61400-21, **Wind turbines. Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines,** 31-Jan-2009.

- [73]. IEC 61000-3-3, Electromagnetic compatibility (EMC)-**Limitation of voltage changes, voltage fluctuations and flicker in public low-voltage supply systems**, for equipment with rated current ≤ 16 A per phase and not subject to conditional connection, edition 2.0, 23-06-2008.
- [74]. Kayikci M, Milanovic J.V, “**Reactive Power Control Strategies for DFIG-Based Plants**,” IEEE Trans. Energy Conv., vol. 22, no. 2, pp. 389-396, Jun. 2007.
- [75]. Meegahapola L.G, Flynn D, Kennedy J, Littler T, “**Active use of DFIG based wind farms for transient stability improvement during grid disturbances**,” IEEE PES GM 2009, Calgary, Canada, Jul. 2009.
- [76]. Hansen A. D, Michalke G, Sørensen P, “**Co-ordinated voltage control of DFIG wind turbines in uninterrupted operation during grid faults**,” Wind Energy, vol. 10, no. 1, pp. 51-68, 2007.
- [77]. Meegahapola L.G, S. Durairaj, D. Flynn, and B. Fox, “**Coordinated utilisation of wind farm reactive power capability for system loss optimisation**,” European Trans. on Electrical Power, 2009.(Avaialable online)
- [78]. Konopinski R.J, Vijayan P, Ajjarapu V, “**Extended Reactive Capability of DFIG Wind Parks for Enhanced System Performance**,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 24, no. 3, pp. 1346-1355, Aug. 2009.
- [79]. Carrillo C, Pérez-Sabín F, Díaz-Dorado E, Cidrás J, “**Flicker mitigation and voltage sag ride through of a wind turbine using an STATCOM**,” EWEC 2009, Marseille, France, Mar. 2009.
- [80]. Sun T, Chen Z, Blaabjerg F, “**Flicker study on variable speed wind turbines with doubly fed induction generators**,” IEEE Trans. Energy Conv., vol. 20, no. 4, pp. 896-905, Dec. 2005.
- [81]. Meegahapola L, Littler T, Fox B, Kennedy J, Flynn D, **Voltage and Power Quality Improvement Strategy for a DFIG Wind Farm during Variable Wind Conditions**, Modern Electric Power Systems (MEPS), 2010 Proceedings of the International Symposium, 22 Sept 2010.

[82]. Gertmar Lars, Karlsson Per, Samuelsson Olof, **On DC Injection to AC Grids from Distributed Generation**, Power Electronics and Applications, 2005 European Conference on.

[83]. Mohan N, Undeland T, Robbins W, **Power Electronics: Converters, Applications and Design**. John Wiley & Sons, Inc., New York, second edition, (1995).

[84]. Mwinyiwiwa B, Wolanski Z, Ooi B.-T, (1997a). **Current equalization spwm facts controllers at lowest switching rates**, 28th Annual IEEE Power Electronics Specialists Conference, 1:325–330.

[85]. Roncero Sánchez-Elipe Pedro Luis, **Avances en el Control de Generadores Eólicos y su Conexión a Red mediante Convertidores Electrónicos de Potencia**, Tesis Doctoral, Ciudad Real, 2004.

[86]. CEI/IEC 61000-2-2:2002, **Electromagnetic compatibility (EMC)- Compatibility levels for low frequency conducted disturbances and signalling in public low-voltage power supply systems**, Second edition, 28-03-2002.

[87]. IEC 61000-3-2: **Limits - Limits for Harmonic Current Emissions (equipment input current up to and including 16 A per phase)**, Edition 2.1, 2001.

[88]. Cross A.M, Evans P.D, Forsyth A.J, “**DC link current in PWM inverters with unbalanced and non-linear loads**,” in IEE Proceedings-Electr. Appl., Vol.146, No. 6,, November 1992, pp. 620-626.

[89]. Gregorio Andria, Dell’Aquila Antonio, Salvatore Luigi, “**Analysis of Distorted Unbalanced Waveforms in Inverter Drives**,” IEEE Trans. Power Electron., vol.4, pp.298-310, Apr. 1989.

[90]. Borup Uffe, Enjeti Prasad N, Blaabjerg Frede, **“A New Space-vector-Based Control Method for UPS Systems Powering Nonlinear and Unbalanced Loads,”** IEEE Trans. Ind. Appl., vol.37, pp.1864-1870, Nov./Dec. 2001.

[91]. Gannett R.A, Sozio J.C, Boroyevich D, **“Application of Synchronous and Stationary Frame Controllers for Unbalanced and Non-Linear Load Compensation in 4-Leg Inverters,”** in Pro. IEEE-APEC'2002, v2, pp.1038-1043.

[92]. Peng Li, Bai Dan, Kang Yong, and Chen Jian, **Research on Three-Phase Inverter with Unbalanced Load**, Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2004. APEC '04. Nineteenth Annual IEEE, Volumen 1, 2004.

[93]. Chen Z, Hu Y, Blaabjerg F, **Stability improvement of induction generator-based wind turbine systems**, Renewable Power Generation, The Institution of Engineering and Technology (IET), Volume 1, Number 1, March 2007.

[94]. Yu Xu, Yong-qiang Zhu, Ze-jun Ding, **Research on New Reliability Indices of Wind Farms**, IEEE, Critical Infrastructure (CRIS), 2010 5th International Conference on, 20-22 Sept. 2010.

[95]. Yu Xu, Yong-qiang Zhu, Ze-jun Ding, **Analysis on Reliability Indices of Wind Farm and its Influencing Factors**, IEEE, Electricity Distribution (CICED), 2010 China International Conference on, 13-16 Sept. 2010.

[96]. ACCIONA Wind power, **AW-3000 wind turbine brochure**, [en línea]
http://www.acciona-energia.com/media/315814/AW3000_brochure.pdf
[Citado el día 5 de marzo del 2012].

[97]. Aerogeneradores Canarios, S.A. –ACSA, **AEROGENERADOR ACSA-A27/225 kW**,
<http://www.acsaeolica.com/es/pdf/aerogeneradores.pdf> , [en línea]
[Citado el día 5 de marzo del 2012].

[98]. Alstom, **ECO 80 Platform**, [en línea]
<http://www.alstom.com/power/resources/brochure/eco-80-wind-turbine-platform/>
[Citado el día 5 de marzo del 2012].

[99]. AREVA Wind, **platform M5000 offshore**, [en línea]
http://www.areva-wind.com/fileadmin/infomaterial/AREVAwind_TechnischeDaten.pdf
[Citado el día 5 de marzo del 2012].

[100]. Avantis Energy, **AVANTIS-AV928**, [en línea]
<http://www.avantis-energy.com/Download/AVANTIS-technicalsheet-AV928.pdf>
[Citado el día 5 de marzo del 2012].

[101]. dewindco, **DeWind 2MW D9.2**, [en línea]
http://www.dewindco.com/eng/product/prod03_02.asp
[Citado el día 5 de marzo del 2012].

[102]. Enercon - **ENERCON Wind energy converters**, [en línea]
http://www.enercon.de/p/downloads/EN_Productoverview_0710.pdf
[Citado el día 5 de marzo del 2012].

[103]. Fuhrlaender, **FL 600, FL 2500, FL 1500, FL 3000**, [en línea]
<http://www.fuhrlaender.de/es/technik/produkte/fl-600/fl-600-technische-daten.html>
<http://www.fuhrlaender.de/es/technik/produkte/fl-2500/fl-2500-technische-daten.html>
<http://www.fuhrlaender.de/es/technik/produkte/fl-1500/fl-1500-technische-daten.html>
http://www.fuhrlaender.de/fileadmin/fuhrlaender/PDF/FL_3000_spanisch_web.pdf
[Citado el día 5 de marzo del 2012].

[104]. Gamesa, **Wind power plant: GAMESA G87 - 2.0 MW**, [en línea]
<http://www.iberdrolarenewables.us/deerfield/Zimmerman/DFLD-JZ-Rev5a-GamesaBrochure.pdf>, [Citado el día 5 de marzo del 2012].

[105]. Kenersys, **K 82 - 2.0 MW, K 100 - 2.5 MW**, [en línea]
http://www.kenersys.com/fileadmin/00_kenersys/03_products_service/003_K82_2.0MW/Datasheet_K82_20110505.pdf [Citado el día 5 de marzo del 2012].
http://www.kenersys.com/fileadmin/00_kenersys/03_products_service/002_K100_2.5MW/Datasheet_K100_20110505.pdf, [Citado el día 5 de marzo del 2012].

[106]. LEITWIND, **LTW80 - 1500**, [en línea]
<http://en.leitwind.com/content/download/654/42609/version/41/file/LTW-80-1.5-WEB.pdf>,
[Citado el día 5 de marzo del 2012].

[107]. Mitsubishi Power Systems, [en línea]
<http://www.mhi.co.jp/en/products/detail/products.html>
[Citado el día 5 de marzo del 2012].

[108]. Nordex, **N80/2500, Nordex N117_2400**, [en línea]
http://vetropark.org/d/59743/d/nordex_n80-n90_gb.pdf [Citado el día 5 de marzo del 2012].
http://www.nordex-online.com/fileadmin/MEDIA/Gamma/Nordex_N117_2400_en.pdf
[Citado el día 5 de marzo del 2012].

[109]. PowerWind, **PowerWind 100**, [en línea]
[http://www.powerwind.de/fileadmin/user_upload/images/pdfs/Produktbl%C3%A4tte](http://www.powerwind.de/fileadmin/user_upload/images/pdfs/Produktbl%C3%A4tter/PI_PW100_DataSheet_de_03.pdf)
[r/PI_PW100_DataSheet_de_03.pdf](http://www.powerwind.de/fileadmin/user_upload/images/pdfs/Produktbl%C3%A4tter/PI_PW100_DataSheet_de_03.pdf) [Citado el día 5 de marzo del 2012].

[110]. REpower Systems, [en línea]
<http://www.repower.de/wind-power-solutions/wind-turbines/6m/>
[Citado el día 5 de marzo del 2012].

[111]. SIEMENS, product brochures, SWT-6.0-154, [en línea]
<http://www.energy.siemens.com/hq/en/power-generation/renewables/wind-power/>
[http://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/power-generation/renewables/wind-](http://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/power-generation/renewables/wind-power/6_MW_Brochure_Jan.2012.pdf)
[power/6_MW_Brochure_Jan.2012.pdf](http://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/power-generation/renewables/wind-power/6_MW_Brochure_Jan.2012.pdf) [Citado el día 5 de marzo del 2012].

[112]. WIND ENERGY, Offerings, [en línea]
www.ge-energy.com/wind. [Citado el día 5 de marzo del 2012].

[113]. Vestas, **Turbine overview**, [en línea]
[http://www.vestas.com/en/wind-power-plants/procurement/turbine-](http://www.vestas.com/en/wind-power-plants/procurement/turbine-overview.aspx#/vestas-univers)
[overview.aspx#/vestas-univers](http://www.vestas.com/en/wind-power-plants/procurement/turbine-overview.aspx#/vestas-univers) [Citado el día 5 de marzo del 2012].

[114]. Vensys, **VENSYS 2,5-MW-Plattform, VENSYS 1,5-MW-Plattform**, [en línea]
[http://www.vensys.de/energy-wAssets/docs/pdf-dateien-fuer-download/VENSYS-2-](http://www.vensys.de/energy-wAssets/docs/pdf-dateien-fuer-download/VENSYS-2-5MW-deutsch.pdf)
[5MW-deutsch.pdf](http://www.vensys.de/energy-wAssets/docs/pdf-dateien-fuer-download/VENSYS-2-5MW-deutsch.pdf) [Citado el día 5 de marzo del 2012].
[http://www.vensys.de/energy-wAssets/docs/pdf-dateien-fuer-download/VENSYS-1-](http://www.vensys.de/energy-wAssets/docs/pdf-dateien-fuer-download/VENSYS-1-5MW-deutsch.pdf)
[5MW-deutsch.pdf](http://www.vensys.de/energy-wAssets/docs/pdf-dateien-fuer-download/VENSYS-1-5MW-deutsch.pdf), [Citado el día 5 de marzo del 2012].

ANEXO A

ANEXO A. TECNOLOGIAS DE AEROGENERADORES MAS UTILISADAS

Fabricante	Referencia	Tipo de generador	Potencia nominal (Kw)	Tensión (V)	Frecuencia (Hz)	Rango de Velocidad de operación nominal (m/s)
ACCIONA ENERGY [96]	AW 3000	DFIG	3,000	12,000	50 / 60	11.7
ACSA AEROGENERADORES CANARIOS, S.A. [97]	ACSA-A27/225 kW	DFIG	225	400	50	13.5
ALSTOM [98]	ECO 80 PLATFORM	GI	1.670	690	50 / 60	9.9 - 17.9 r.p.m.
AREVA WIND [99]	MULTIBRID M5000 (mar)	PMSG	5,000	3,300	50	12.5
AVANTIS ENERGY [100]	AV 928	PMSG	2.500	690	50 / 60	11.3
DEWINDCO [101]	D9.2	GS	2,000	10 / 13.8 k	50 / 60	12.0
ENERCON [102]	E-70	GS	2,300	400	50 / 60	6 - 21.5 rpm (variable)
	E-82 E3	GS	3,000	400	50 / 60	6 - 18,5 rpm (variable)
	E-126	GS	7,500	400	50 / 60	5 - 11.7 rpm, variable
FUHLAENDER [103]	FL 600	GI	600	400	50/60	11
	FL 2500	DFIG	2500	690	50/60	12 / 13,0
	FL 1500	DFIG	1500	690	50/60	11,6/13,0
	FL 3000	PMSG	3000	720	42.6/ 113,7	
GAMESA [104]	G97-2,0 MW IIIA	DFIG	2,000	690	50/60	9,6 - 17,8 rpm
	G52	DFIG	850	690	50/60	15
KENERSYS [105]	K 82 - 2.0 MW	GS	2,000	600	50 / 60	14.0
	K 100 - 2.5 MW	GS	2,500	600	50 / 60	Approx. 13

LEITWIND [106]	LTW80	PMSG	1,500	630	50 / 60	10.5
mitsubishi power systems [107]	MWT62	GI	1000	690/600	50/60	12.5
	MWT92/2.3	DFIG	2300	690	50/60	15 rpm
	MWT92_24	DFIG	2400	690	50/60	12.5
NORDEX [108]	N80/2500	DFIG	2500	660	50/60	10.8-18.9 rpm
	N117	DFIG	2400	660	50/60	10.8-18.9rpm
POWERWIND [109]	PW100	PMSG	2500	690	50 / 60	13
REPOWER SYSTEMS [110]	MM82	DFIG	2050	690/575	50/60	14.5
	MM100	DFIG	1800	575	60	10.5
			2000	690	50	11.0
	5M (mar)	DFIG	5075	950	50 / 60	14.0
	3.4M104	DFIG	3,370	950	50	13.5
			3,400			
SIEMENS [111]	SWT-2.3-93	GI	2.300	690	50 / 60	13–14
	SWT-3.6-107	GI	3.600	690	50 / 60	13–14
	SWT-2.3-101	GI	2.300	690	50 / 60	12–13
	SWT-3.0-101	GS	3000	690	50 / 60	12-13
	SWT-6.0-154 (mar)	PMSG	6000	690	50	12-14
WIND ENERGY [112]	GE 1.6-82.5	DFIG	1,600	690	50 / 60	11.5
	GE 2.5-103	PMSG	2,500	690	50 / 60	12.0
	GE 2.75-103	PMSG	2,750	690	50 / 60	13.0
VESTAS [113]	V52	WRIG	850	690	50 /60	16
	V80	GI	2,000	690	60	15
	V90	GI	2.000	690	50 /60	13
	V90	GI	3000	1000	50	15
	V112 (mar)	PMSG	3000		50 /60	13
	V164 (mar)	PMSG	7000	33 - 35 and 66 kV	50	12–13
VENSYS ENERGY AG [114]	VENSYS 100	PMSG	2,500	690	50 / 60	13
	VENSYS 82	PMSG	1,500	690	50 / 60	12.5