

Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas

Facultad de Ingeniería Eléctrica

Departamento Electroenergético



TRABAJO DE DIPLOMA

Estudio de la interconexión al Sistema Eléctrico y de las protecciones del parque eólico Gibara 1

Autor: Dhanraj Bachai

Tutora: Dra. Marta Bravo de las Casas

Santa Clara

2009

"Año de la Revolución Energética"

Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas

Facultad de Ingeniería Eléctrica

Departamento Electroenergético



TRABAJO DE DIPLOMA

Estudio de la interconexión al Sistema Eléctrico y de las protecciones del parque eólico Gibara 1

Autor: Dhanraj Bachai

ghanraj_bachai@yahoo.com

Tutora: Dra. Marta Bravo de las Casas

Profesora titular en Protecciones de Sistemas Eléctricos de
Potencia, Departamento Electrogenético, Facultad de
Ingeniería Eléctrica, mbravo@uclv.edu.cu

Consultante: Dieter Rojas

Santa Clara

2009

"Año de la Revolución Energética"



Hago constar que el presente trabajo de diploma fue realizado en la Universidad Central “Marta Abreu” de Las Villas como parte de la culminación de estudios de la especialidad de Ingeniería en Automática, autorizando a que el mismo sea utilizado por la Institución, para los fines que estime conveniente, tanto de forma parcial como total y que además no podrá ser presentado en eventos, ni publicados sin autorización de la Universidad.

Firma del Autor

Los abajo firmantes certificamos que el presente trabajo ha sido realizado según acuerdo de la dirección de nuestro centro y el mismo cumple con los requisitos que debe tener un trabajo de esta envergadura referido a la temática señalada.

Firma del Autor

Firma del Jefe de Departamento
donde se defiende el trabajo

Firma del Responsable de
Información Científico-Técnica

PENSAMIENTO

Juan 3:8

“El viento sopla de donde quiere, y oyes su sonido. Pero no sabes de dónde viene, ni a dónde va. Así es todo el que nace del Espíritu”.

RESUMEN

La integración de los parques eólicos a la red eléctrica no es un problema sencillo. Se han realizado numerosos estudios relacionados con el impacto que traería la penetración eólica sobre los sistemas eléctricos, entre los que se encuentran los relacionados con los estudios de estabilidad y la respuesta de las protecciones eléctricas ante averías de diferentes tipos.

En este trabajo se realiza un estudio del comportamiento de un parque eólico interconectado con Sistema Eléctrico de Potencia ante condiciones de avería, el parque de Gibara 1, provincia Holguín.

Para determinar la respuesta del sistema ante disturbios se utilizó el software PSX donde se obtuvieron los niveles de cortocircuito y con la ayuda del Matlab-Simulink se simuló el parque eólico, la red eléctrica y la respuesta de las protecciones.

Entre las conclusiones obtenidas de las simulaciones del comportamiento del parque eólico interconectado antes fluctuaciones en la velocidad del viento está que el parque eólico no proporciona oscilaciones significantes a la red eléctrica. En el caso de los huecos de voltaje en el SEN el parque eólico no es capaz de contribuir al control de voltaje y frecuencia del sistema, así que se debe desconectar al exceder la condición de mínimo voltaje en los terminales y frecuencia de los aerogeneradores como exige Gamesa Eólica, empresa de donde proviene el parque. En la red de distribución pueden existir dos regímenes de operación: en isla donde se observa que el parque eólico no es capaz de alimentar la carga debido al déficit de potencia reactiva, sin embargo, con el sistema de generación distribuida de Diesel cercano que es una segunda condición de operación en isla sí se puede. En comparación con los ajustes actuales que tiene el parque eólico Gibara 1, se obtuvieron nuevos valores de ajustes para los relés de protección de mínimo voltaje, de sobre corriente (50/51) de fase y de tierra que sí cumplen con los requisitos proporcionados por Gamesa Eólica y de la filosofía de ajustes de estos relés de protecciones.

TABLA DE CONTENIDOS

Pensamiento.....	i
Resumen.....	v
Introducción.....	1
Propuesta de solución	3
Problema.....	4
Objeto de estudio.....	4
Objetivo general.....	4
Objetivo específicos.....	4
Organización del informe.....	4
Capítulo 1.....	6
1.1 Desarrollo de la Tecnología Eólica	6
1.1.1 Estado de utilización de la Energía Eólica en el Mundo y Cuba.....	7
1.1.2 El futuro de la Energía Eólica en Cuba y el Mundo.....	8
1.2 Conceptos de los Sistemas de Conversión de la Energía Eólica.....	8
1.2.1 Conceptos de las Turbinas Eólicas y los Generadores Eléctricos.....	10
1.2.1.1 Type A: Velocidad Constante	10
1.2.1.2 Type B: Velocidad variable limitada.....	11
1.2.1.3 Type C: Velocidad variable con convertidor de frecuencia a escala parcial.....	11
1.2.1.4 Type D: Velocidad variable con convertidor de frecuencia a plena escala.....	13
1.2.2 Principios de control aerodinámico de la potencia capturada.....	13
1.2.2.1 Método de Control Stall (control pasivo).....	13
1.2.2.2 Método de Control del pitch de las palas (control activo).....	14
1.2.2.3 Método de Control Stall Activo.....	14

1.3 Requisitos Generales para la Interconexión de un Parque Eólico con el SEP.....	14
1.3.1 Propiedades de un PCC del SEP para la interconexión de un parque eólico.....	15
1.3.2 Tipos de conexión de parque eólico.....	17
1.3.3 Criterios Técnicos para la Interconexión de un Parque Eólico con el SEP	19
1.4 Instalaciones y Protecciones Eléctricas de un Parque Eólico - conexión Tipo A.....	21
1.5 Protecciones del Sistema Eléctrico.....	21
1.5.1 El Aerogenerador.....	22
1.5.2 Centros de Transformación.....	23
1.5.2.1 Lado de Bajo Voltaje.....	23
1.5.2.2 Protección en Lado de Medio Voltaje.....	24
1.5.3 Celdas de Medio Voltaje.....	25
1.5.3.1 Esquemas típicos de las celdas utilizadas en los parques eólicos.....	25
1.5.4 Protección de la red en medio voltaje.....	26
1.5.5 Subestación de AV/MV.....	27
1.6 Operación en Isla (sistema aislado-islanded system).....	29
Capítulo 2: Análisis de la interacción del parque eólico interconectado Gibara 1.....	32
2.1 Descripción y Modelación del Sistema de Generación Eólica Interconectada, Gibara 1.....	32
2.1.1 Equivalente del Sistema Electrico de 110 kV y de la GD-Diesel.....	32
2.1.1.1 Sistema Eléctrico Interconectado del Parque Eólico en Simulink.....	34
2.1.2 El Parque Eólico Gibara I.....	35
2.1.2.1 Turbina del G52-850kW.....	36
2.1.2.2 El generador y sistema de control del G52-850kW.....	36
2.1.2.3 Sistema de Puesta a Tierra.....	38
2.1.2.4 Modelación del DFIG.....	39
2.1.2.4.1 Modelo Fasorial.....	39

2.1.2.4.2	Modelo promedio (Average Model).....	40
2.2	Operación del G52-850kW en el parque eólico Gibara 1.....	41
2.2.1	Modo normal. Estado marcha acoplada	41
2.2.2	Ante fluctuaciones en el viento	44
2.2.2.1	Respuesta de los aerogeneradores.....	45
2.2.2.2	Respuesta del parque y el sistema eléctrico interconectado	46
2.2.3	Hueco de Voltaje en Caridad 110 kV.....	49
2.2.3.1	Respuesta en la barra eólica.....	50
2.2.3.2	Respuesta del aerogenerador.....	51
2.2.3.3	Comportamiento de la frecuencia.....	54
2.2.3.4	Límites prácticas a la capacidad FRT del aerogenerador.....	55
2.2.4	Operación en Isla.....	55
2.2.4.2	Parque Gibara 1 con carga 5 + j2 MVA.....	56
2.2.4.2	Sistema Híbrido: Wind-Diesel.....	57
Capítulo 3: Ajustes de las Protecciones de los Aerogeneradores y del Parque Eólico Gibara .59		
3.1	Esquema de Protección de los Aerogeneradores y el Parque Eólico, Gibara 1.....	59
3.1.1	Protección del Aerogenerador en Bajo Voltaje (690 V).....	60
3.1.2	Ajuste de los Interruptores Automáticos de Caja Moldeada.....	61
3.1.2.1	Ajuste del FG8.....	62
3.1.2.1.1	Ajuste del Elemento de Sobrecarga (L).....	62
3.1.2.1.2	Ajuste del Elemento Instantáneo de Cortocircuito (I).....	63
3.1.3	Ajuste del FG5.....	63
3.1.3.1	Ajuste del Elemento de Sobrecarga (L).....	64
3.1.3.2	Ajuste del Elemento de Cortocircuito con Tiempo de Disparo Retardado.....	64
3.1.4	Ajuste del 27/59 y el 81O/U.....	64

3.1.4.1 Valores mínimos y máximos de Voltaje de funcionamiento (27/59).....	64
3.1.4.2 Variaciones de Frecuencia.....	65
3.1.5 Protección del Capacitor de Enlace a CD.....	65
3.1.6 Selección del Fusible F_1	65
3.1.7 Ajuste de las Protecciones de Corriente de Secuencia Cero.....	66
3.1.7.1 Ajuste de la Protección Diferencial de Corriente de Secuencia Cero.....	66
3.1.7.2 Ajuste de FG1N.....	66
3.1.2 Protección del Aerogenerador en Medio Voltaje	66
3.1.8 Selección del Fusible F_2	67
3.1.9 Coordinación de las Protecciones contra Cortocircuitos entre Fases.....	68
3.2 Esquema de Protección del Parque Eólico.....	68
3.2.1 Criterios de Ajuste de las Protecciones Eléctricas.....	69
3.2.2 Ajuste de las Protecciones 27 y 59.....	70
3.2.3 Ajuste de las protecciones 81O/U.....	71
3.2.4 Ajuste del 50 y 51.....	72
3.2.4.1 Coordinación del Relé de Protección 50 con el Fusible F_2	74
3.2.5 Ajuste del 50G y 51G.....	74
3.3 Respuesta del sistema protección del parque eólico.....	75
3.4 Conclusiones del capítulo.....	77
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	79
Conclusiones.....	79
Recomendaciones.....	81
Referencias bibliográficas.....	82
ANEXOS.....	87

Anexo I: Requerimientos establecido por Gamesa Eólica para la operación satisfactoria del G52-850kW.....	87
AnexoII: Esquema Electrico del sistema de bajo voltaje de un aerogenerador.....	88
Anexo III: Comparación entre las posibles conexiones del los devanados del transformador del aerogenerador.....	89
Anexo IV: Parámetros de la Línea de interconexión y los modelos del sistema de protección del parque eólico.....	90
Anexo V. Limites operacionales del G52-850kW en función de la velocidad del viento.....	92
Anexo VI: Modelo transitorio dinámico de 3 ^{er} orden, el modelo transitorio del 6 ^{to} orden del G52-850kW, ecuación de la potencia reactiva generada y el esquema del parque eólico en Simulink.....	95
Anexo VII: Comportamiento del ángulo de potencia ante fluctuaciones en el viento con el GD desconectado.....	96
Anexo VIII: Protección diferencial de secuencia cero (87G).....	97
Anexo IX: Tabla de selección de fusibles para la protección del transformador del aerogenerador.....	98
Anexo X: Criterios de ajuste de las protecciones eléctricas.....	99
Anexo XI: Curva característica de los fusibles ofrecido por Merlin Gerlin	104
Anexo XII: Ajustes nuevos empleados en el sistema de protección SEPAM 40.....	105

INTRODUCCIÓN

La electricidad está presente en origen de la luz, del calor, del movimiento y del sonido. La energía eléctrica mueve gran parte de la sociedad en que vivimos. Su producción y consumo se ha convertido en sinónimo de crecimiento y bienestar, pero no se debe permitir que se convierta en un problema de contaminación y degradación del entorno natural. Al contrario, el hombre ha devuelto su mirada hacia la naturaleza para aprovechar la energía limpia e inagotable que está en todas las partes del mundo. El empleo de fuentes energéticas renovables es un indicador del grado de desarrollo de una nación. Los países tecnológicamente más avanzados son conscientes de que uno de los motores del siglo 21 es la fuerza del viento. Para aprovecharla al máximo es preciso contar con las soluciones tecnológicas más avanzadas y sólidas y con los medio productivos, más eficaces, los aerogeneradores.

La energía eólica hoy en día se puede considerar como una tecnología madura en la generación de electricidad, la cual crece en todos los continentes de manera vertiginosa. La misma difiere de las formas convencionales estando entre las diferencias fundamentales las medidas de las unidades individuales, la naturaleza variable del viento y el tipo de generador eléctrico.

El conjunto relativo de potencia eólica penetrada en los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) ha incrementando dramáticamente durante las últimas décadas lo que ha provocado que los operadores del sistema se encuentren con el grave problema de acoplar este nuevo tipo de generación de energía eléctrica, también denominada generación distribuida, que tiene sus propias características, para conseguir que el sistema sea seguro y fiable. Para ello han elaborado procedimientos de operación que indiquen las condiciones que han de cumplir estos nuevos generadores para que su incorporación no cree problemas a la operación del sistema ni viceversa. Asuntos tales como la influencia de los parques eólicos en la regulación de frecuencia y voltaje, reserva del sistema, oscilaciones síncronas, huecos de voltaje, etc., están siendo estudiados en el marco de este nuevo escenario.

Por lo tanto se deben especificar en términos cuantitativos las circunstancias en las cuales un aerogenerador puede desconectarse de la red, por ejemplo, el valor mínimo y la duración de un hueco de tensión, la capacidad de contribuir al control de la frecuencia y voltaje mediante el ajuste continuo de la potencia activa y reactiva suministrada al SEP, y la regulación de potencia que un parque eólico debe proporcionar. Estas circunstancias tienden a ser importantes, pues una falta o avería en el sistema eléctrico puede provocar disturbios en el voltaje en varios puntos del sistema. ^[1]

En Cuba, como parte de la Revolución Energética y como resultado de la voluntad política del Estado, anunciada por el Comandante en Jefe Fidel Castro, de impulsar el uso de la energía eólica, en abril de 2005 se inició un programa con la creación del Grupo de Trabajo para el Impulso de la Energía Eólica y como resultado de este trabajo en febrero del 2008 comenzó a generar el parque eólico más grande con que cuenta actualmente Cuba, Gibara 1, en la provincia de Holguín, ya en estos momentos se encuentra en etapa de desarrollo su segunda etapa el Gibara 2. Este parque eólico, de acuerdo a las normas internacionales, se considera como un parque eólico pequeño, ya que la capacidad instalada es de 5MW. Consiste de seis aerogeneradores, G52-850kW de Gamesa Eólica cada uno elevando a 7.23 MW a la potencia eólica total instalada en el país, al sumársele los 0.45 MW y 1.65 MW de los parques de Turiguanó y la Isla de la Juventud respectivamente, además de los cerca de 30 kW instalados en pequeños aerogeneradores aislados del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). ^{[2], [3]}.

Los aerogeneradores G52-850kW son generadores de inducción doblemente alimentados (DFIG- Doble Fed Induction Generators) los cuales son los tipos de generadores más comunes para la generación eólica, especialmente en parque eólicos grandes. La razón principal para la popularidad de este tipo de generadores es debido a su capacidad de suministrar potencia a voltaje y frecuencia constante mientras que se varía la velocidad del rotor. Las turbinas eólicas con DFIG utilizan una máquina de inducción de rotor bobinado mientras que el devanado de rotor es alimentado desde un convertidor de frecuencia, proporcionando control de velocidad junto con el voltaje terminal y factor de potencia del todo el sistema.

El método de la interconexión de este parque eólico a la red de distribución corresponde al tipo E, el cual indica que este parque eólico no tiene las capacidades de involucrarse en el control del voltaje del sistema de potencia así como tampoco de la frecuencia, ya que este último parámetro es uno global. Así que, es importante realizar estudios para observar el comportamiento de este parque eólico interconectado antes variaciones bruscas en el viento y disturbios en el sistema eléctrico de

potencia, ya que Gamesa Eólica tiene establecidos ciertos límites para los parámetros operacionales de voltaje y frecuencia para la operación satisfactoria de los aerogeneradores. Estos se trata más en detallan en el anexo I.

El generador DFIG como cualquier otro generador de energía eléctrica debe contarse con dispositivos de protecciones contra condiciones de sobrecarga y cortocircuitos, entre otros fenómenos resultados de disturbios en el sistema de potencia para no exceder los límites implicados por Gamesa Eólica para los aerogeneradores del parque eólico. Según la norma IEEE Std 1094-1991, el esquema de protección empleado para los aerogeneradores son bastantes similar a los que se emplean en las industrias.

PROPUESTA DE SOLUCIÓN

En este trabajo se hace un estudio del impacto que tendrán los generadores eólicos sobre algunos aspectos fundamentales en la operación de los SEP cuando se interconectan a las redes eléctricas en cuanto a su comportamiento ante fallos de diferentes tipos y duración, fluctuaciones de voltaje y frecuencia ante estas averías.

También se realiza el estudio de ajustes de estos dispositivos de protección, tratando de verificar los ajustes actuales con los que se obtiene por los cálculos hechos según los métodos planteados por ABB para los interruptores automáticos de caja moldeada y para los otros dispositivos de protección a través de métodos típicos.

Es necesario proteger la interconexión del parque eólico con el sistema eléctrico de distribución. Por lo tanto, se deben tener instalados ciertos relés de protecciones en este punto como por ejemplo, aquellos mencionados en la norma ANSI/IEEE Std 1021-1988 para la protección de parques eólicos pequeños. Los ajustes que tienen actualmente estos relés de protección fueron seleccionados en base de simulaciones utilizando un modelo de generador sincrónico. Además, los criterios de ajustes aplicados a estos relés de protección no cumplen primeramente con algunos de los requerimientos establecidos por Gamesa Eólica, por ejemplo, el voltaje mínimo de operación de los aerogeneradores, y la manera en que se realizaron los ajustes de estos relés. El método de ajuste de estos relés no cumple con las filosofías y los principios de las protecciones eléctricas.

Por lo tanto, es importante realizar el estudio y los cálculos de los ajustes de estos relés de manera tal que proporcionen el grado de protección que deben tener los aerogeneradores y el sistema eléctrico del parque eólico ante cualquier cortocircuito y disturbios en el sistema de potencia.

Problema

¿Cómo se comporta el parque eólico ante fluctuaciones del viento, los huecos de tensión y la averías en el sistema eléctrico? ¿Están debidamente ajustadas las protecciones del parque eólico y la interconexión con el sistema eléctrico?

Objeto de estudio

Interconexión de los parques eólicos a las redes eléctricas.

Objetivo general

Investigar el impacto que tendrán los generadores eólicos sobre algunos aspectos fundamentales en la operación de los SEP cuando se interconectan a las redes eléctricas en cuanto a su comportamiento ante fallos de diferentes tipos y duración, fluctuaciones de voltaje y frecuencia ante estas averías y la respuesta de las protecciones eléctricas.

Objetivos específicos

1. Realizar un estudio bibliográfico de este nuevo sistema de generación, su interacción con el sistema eléctrico y esquema eléctrico típico de un parque eólico y también las protecciones que cuentan un parque eólico típico.
2. Analizar el comportamiento del parque eólico y su interacción con el sistema de eléctrico de potencia ante fluctuaciones en el viento y disturbios en el sistema eléctrico de potencia a través de simulaciones en Matlab/Simulink 7.7
3. Analizar los esquemas de protección de los aerogeneradores y el correspondiente para el parque eólico.
4. Realizar el estudio de los ajustes de las protecciones del los aerogeneradores y del parque eólico para que los aerogeneradores funcionen dentro de los límites establecidos por Gamesa Eólica y sean protegidos contra fenómenos como cortocircuitos y otros tipos de disturbios.

Organización del informe

Los aspectos citados en este informe justifican las necesidades de realizar una obra en la que se presenta el sistema eólico típico y el de Gibara desde un punto de vista eléctrico. El informe esta dividido en tres capítulos donde cada uno trata de aspectos de diferentes del parque eólico. Por lo tanto estos son:

- Capítulo 1

Es un capítulo introductorio en el que se realiza un repaso del estado del desarrollo de la generación eólica y la situación nacional en el momento actual donde se mencionan los diferentes conceptos involucrados en la conversión de la energía eléctrica a energía eléctrica y los métodos de control aerodinámico de la potencia mecánica entregada por las turbinas eólicas al generador, destacando las ventajas y desventajas de cada uno.

En adición se trata acerca de los requerimiento establecidos por los operadores del sistema eléctrico a nivel internacional para la interconexión de estas nuevas unidades de generadores y los métodos de interconexión. Finalmente, se muestra el sistema eléctrico de un parque eólico típico con los elementos de protecciones eléctricas de acuerdo a las normas españolas de la UNE, España, dependiendo del tipo de sistema de aterramiento del parque eólico.

- Capítulo 2

En este capítulo se describe el sistema eléctrico de interconexión del parque eólico Gibara 1 y del parque eólico con sus seis aerogeneradores. En adición, se justifica la implementación de los diferentes modelos del DFIG y los métodos de simulaciones empleados en el Matlab/Simulink 7.7.

Los aspectos más importantes de este capítulo están en la observación del comportamiento de la interconexión del parque eólico ante fluctuaciones en la velocidad del viento y el mismo para los aerogeneradores ante un hueco de voltaje en el sistema de potencia, barra Caridad, 110kV.

Además, se analiza el comportamiento del parque eólico ante dos condiciones de islas que pueda existir en la red de distribución, tratando de concluir las posibilidades de estos regímenes de operación.

- Capítulo 3

En este capítulo se realiza una descripción de los esquemas de protecciones eléctricas para los aerogeneradores y del parque eólico. Se calculan los ajustes de las protecciones del aerogenerador y del parque eólico, comparando la respuesta de los actuales y los calculados del parque eólico ante cortocircuitos en diferentes puntos del sistema eléctrico a través el modelo del sistema de protección también desarrollado durante la realización de estos estudios.

CAPÍTULO 1. Introducción al Sistema de Generación Eólica y sus Protecciones

Este primer capítulo se hace un resumen de las etapas del desarrollo de la tecnología eólica a nivel internacional como también nacional, tratando de captar todos los aspectos más destacados durante esas etapas y las tendencias futuras de esta tecnología a ambos niveles.

Resulta también esencial considerar el impacto de los conceptos de los diferentes sistemas de conversión de la energía eólica incluyendo los métodos de control involucrados en estos mismos en la calidad del suministro de energía eléctrica y en la operación estable del SEP.

Se trata acerca de las protecciones eléctricas y los ajustes requeridos de estas mismas para cumplir con las normas operacionales establecidas por los operadores de los sistemas eléctricos en la interconexión adecuada de los parques eólicos con el sistema eléctrico de potencia (SEP).

A medida que avance la tecnología, se incrementa la penetración de la generación eólica en el SEP, por tanto los operadores del sistema eléctrico han definidos ciertas condiciones que deben cumplir los aerogeneradores y los parque eólicos antes de ser interconectados con el sistema. Luego con objetivo de satisfacer aquellas condiciones es necesario tomar en consideración los factores que influyen en la selección de las protecciones y el diseño del sistema eléctrico del parque eólico. Además de la selección de las protecciones necesarias para el sistema eléctrico de un parque eólico y la interconexión, es necesario definir los criterios de ajustes de estas protecciones para cumplir con aquellos requerimientos, ya que en el mundo actual la tendencia es hacia la implementación de los parques eólicos como fuente alternativa de energía activa y como elemento de apoyo al sistema en condiciones de averías.

1.1 Desarrollo de la Tecnología Eólica

Se han probado que la utilización de la energía eólica tiene más de tres mil años de edad, por ejemplo en el año 650 en Tíbet fue utilizada con propósitos religiosos. Al principio del segundo milenio, las turbinas eólicas con ejes horizontales eran populares en las partes sur de Europa y Holanda con propósitos hacia el uso como fuente de energía mecánica, por ejemplo, para bombear agua, molinos de granos, etc.

La primera conversión de energía eólica a energía eléctrica fue realizada en el año 1887 por Charles Brush en Cleveland, Ohio. Del 1887-1888, Brush construyó la primera turbina eólica automática

para la generación de electricidad ^[1]. A pesar del tamaño de la turbina, el generador era solo de 12 kW. Esto se debe al hecho de que las turbinas eólicas de baja velocidad de tipo Rosa Americano no tenían una eficiencia aceptablemente alta. Luego en 1891, el Danés Poul LaCour construyó una turbina eólica que generaba electricidad a una eficiencia respetable con respecto a aquella época.

Al inicio de la industrialización moderna, el uso de la energía oscilatoria del viento como recurso de energía, fue sustituida por las maquinas de combustión interna, las cuales proporcionaban una potencia más consistente. Durante la época del desarrollo de la turbina eólica, la empresa Danesa, F. L. Smith construyó en 1941-42 turbinas que se consideran como una de las bases de las turbinas para los aerogeneradores modernos. Estas turbinas fueron las primeras para usar los planos aerodinámicos, basado en los conocimientos avanzados de la aerodinámica de esta época. Más tarde en 1951 se implemento la máquina de inducción como aerogenerador.

Después de la segunda guerra mundial, Johannes Juul de Dinamarca, desarrolló la filosofía del diseño Danés. Su turbina, instalada en Gedser, Dinamarca, proporcionaba alrededor de 2.2 MW entre 1956 y 1967. En aquel tiempo, el Alemán, Hütter desarrolló una nueva turbina que consistía de dos palas delgadas de fibra de vidrio, barlovento sobre la torre a través de una caja multiplicador de velocidad de engrane, la cual es famosa por su alta eficiencia. En la época de 1970, ocurrió la primera crisis del petróleo que resultó en el resurgimiento del interés de la energía eólica y otras fuentes alternativas renovables. De esta forma el enfoque principal pasa a ser la producción y la comercialización de la energía eléctrica a partir de la energía eólica. De esa manera, se convirtió como una fuente de energía fiable y consistente.

1.1.1 Estado de utilizacion de la Energía Eólica en el Mundo y Cuba

La energía eólica es una de las tecnologías más crecientes a partir del año 1990. Sin embargo, este crecimiento no está distribuido uniformemente en el mundo. A finales del 2008 alrededor del 64% de la energía eólica mundial estaba instalada en Europa con un 22% en Norte América y el 14% en Asia y el Pacífico.

En el año 1990, se comenzaron los estudios acerca de los posibles sitios potenciales eólicos en Cuba, donde se arrojaron los primeros cinco sitios como: Santa Cruz en el Norte, Loma Colorada, Sabinal, Tumbadero y Maisí. El 16 de Abril de 1999 se puso en marcha el primer parque eólico demostrativo cubano con una potencia de 0.45 MW, en la Isla Turiguanó, Ciego de Ávila y también se realizaron la primera interconexión con al sistema electro energético nacional.

En Cuba, el potencial eólico identificado esta dentro de unos 3000 MW a 10000 MW. Desde mediados de Febrero de 2008 un tercer parque eólico comenzó a captar los vientos que circundan la

República de Cuba, Gibara, con sus seis aerogeneradores de 850 kW de potencia cada uno, lo que eleva a 7.23 MW a la potencia eólica total instalada en el país, al sumársele los 0.45 y 1.65 MW de los parques de Turiguanó y la Isla de la Juventud, respectivamente, además de los cerca de 30 kW instalados en pequeños aerogeneradores aislados del SEN.^{[2], [3]}

1.1.2 El futuro de la Energía Eólica en Cuba y el Mundo

En Cuba, uno de los objetivos de las misiones de la revolución energética, es incrementar el uso de las fuentes de energía renovables. Por lo tanto, se pretenden a instalar unos 250 MW de generación eólica a lo largo de la isla entre los años de 2009 a 2010. A los finales del 2008, la capacidad instalada estimada era de 61.6 MW, y se deben lograr 311.6 MW de generación eólica instalada que equivale un por ciento de penetración de 9.4 % en el SEP en el 2010. La tecnología correspondiente a estos equipos de generación es costosa a lo que se le adiciona los equipamientos necesarios para su penetración en el SEP. El costo total se considera aproximadamente en MMUS\$ 472.8^[4].

La energía del viento tiene el potencial para jugar un papel importante en el suministro futuro de la energía eléctrica en muchos países. El mercado mundial creciente llevará desarrollos con turbinas eólicas más grandes y con nuevos sistemas de aplicaciones más allá. Estas mejoras llevarán a reducciones en el costo y en términos medios la energía eólica será capaz de competir con la tecnología de la generación de energía del combustible fósil. Se requerirán por lo tanto investigaciones en muchas áreas, por ejemplo, con respecto a la alta penetración de los generadores eólicos en la red eléctrica implica estudios profundos de sus impactos en la operación estable del SEP, los ajustes de las protecciones propias de la red de distribución así como las protecciones correspondientes a estos tipos de aerogeneradores y en su punto de interconexión con el SEP.

1.2 Conceptos de los Sistemas de Conversión de la Energía Eólica

Actualmente, existen varias técnicas para la conversión de la energía eólica en energía eléctrica, como se ilustra en la figura. 1. Se involucran diferentes tipos de máquinas eléctricas las cuales tienen impacto en los requerimientos necesarios para la interconexión de un parque eólico con el SEP, los elementos de protecciones eléctricas requeridos para cada tipo de generador (en bajo voltaje) y para los ajustes correspondientes.

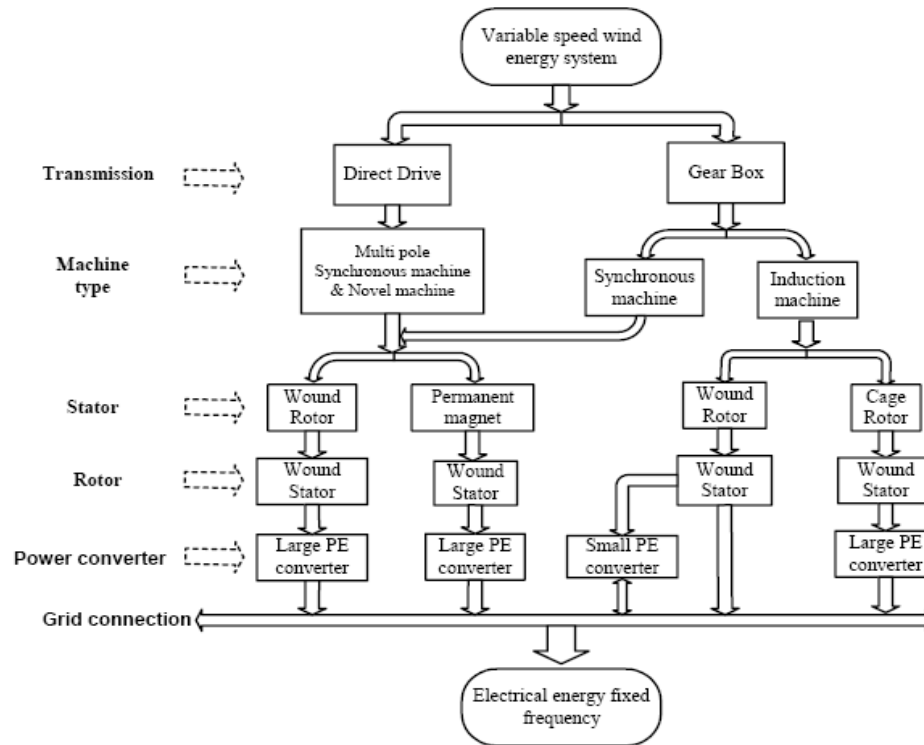


Figura. 1. Topología de la conversión de la energía eólica en energía eléctrica.

La turbina eólica convierte energía eólica en energía mecánica, la cual se convierte en energía eléctrica a través de un generador eléctrico que puede ser de tipo asincrónica o sincrónica, y luego es transmitida a la red eléctrica a través de un transformador de potencia (tipo elevador) y las líneas de transmisión, figura. 2. En el proceso de la transformación de la energía, se emplean otros elementos que pueden ser opcionales dependiendo principalmente de la turbina eólica, el tipo de generador, la tecnología del convertidor de potencia y los requerimientos para su conexión al SEP.

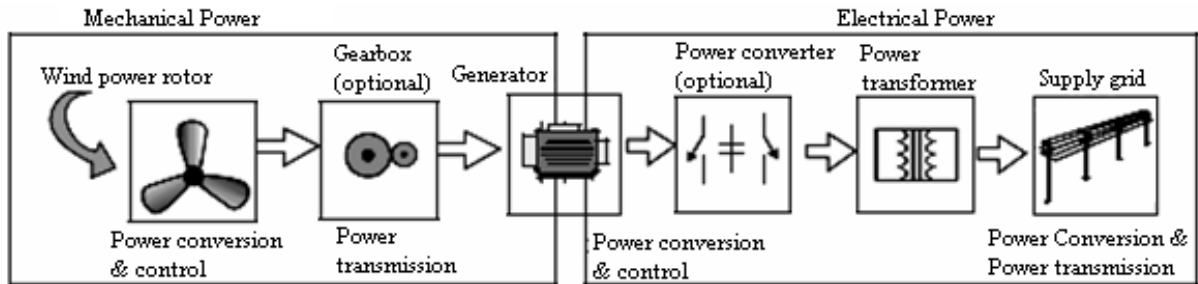


Figura. 2. Componentes principales de un sistema de generación con turbina eólica.

1.2.1 Conceptos de las Turbinas Eólicas y los Generadores Eléctricos

Las turbinas eólicas comúnmente empleadas están clasificadas mediante su capacidad de controlar la velocidad y la potencia mecánica de salida. Desde el punto de vista del criterio de control de la velocidad, existen cuatro grupos de turbinas eólicas, **Type A** a **Type D**. Estas se clasifican con respecto al tipo de control aerodinámico de la potencia mecánica (**stall**, **pitch**, **stall activo**) y el modo de operación es decir, de velocidad constante o variable, como se demuestra en la tabla 1.

Control de Velocidad		Control de Potencia		
		Stall	Pitch	Stall Activo
Velocidad Constante	Type A	Type A0	Type A1	Type A2
Velocidad Variable	Type B	Type B0	Type B1	Type B2
	Type C	Type C0	Type C1	Type C2
	Type D	Type D0	Type D1	Type D2

Tabla 1. Configuraciones de Turbinas Eólicas

Por ejemplo, el **Type A0** indica una turbina de velocidad fija con método de control **stall**. Las zonas grises indican las combinaciones que no son actualmente aplicables en la industria de la generación eólica, por ejemplo **Type B0**

1.2.1.1 Type A: Velocidad Constante

En este tipo de sistema de generación eólica la velocidad del rotor de la turbina se determina por la frecuencia de la red, pues permanece prácticamente constante durante todo el tiempo de operación. Se emplea un generador asincrónico jaula de ardilla (**SCIG**) conectado a la red eléctrica a través de un transformador y un arrancador suave, figura. 3. Las turbinas eólicas basadas en **SCIG** están típicamente equipadas con un mecanismo para el arranque suave y luego compensación de potencia reactiva local, ya que las **SCIGs** consumen potencia reactiva para su operación.

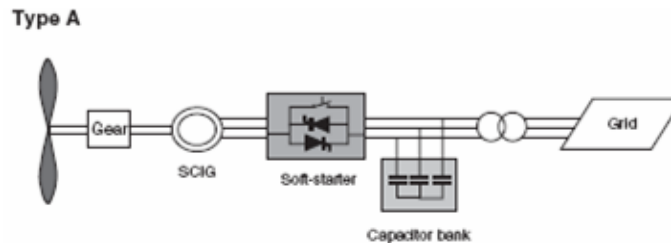


Figura. 3. Configuración típica de una turbina eólica, **Type A**

Las **SCIGs** tienen una característica de momento-velocidad abrupta por lo que las oscilaciones en la potencia del viento son transmitidas directamente a la red. Estas oscilaciones momentáneas son

críticas especialmente durante la conexión inicial a la red donde la avalancha de la corriente de arranque (inrush current) puede elevarse a 7 - 8 veces de la corriente nominal del generador. En una red débil este puede resultarse en fluctuaciones considerables en el voltaje en el punto de interconexión, entonces por eso es necesario la presencia del arrancador suave.

Durante la operación normal y conexión a una red rígida, la **SCIG** es muy robusta y estable. En condiciones de alta velocidad del viento el aerogenerador puede producir más potencia activa mientras que haya disponible potencia reactiva suficiente. Para este tipo de sistema, el consumo de potencia reactiva es incontrolable ya que varía en función de la velocidad del viento. Al no tener un suministro local de potencia reactiva resulta en pérdidas adicionales en el sistema de transmisión y en ciertas situaciones la red eléctrica puede ser inestable.

En caso de una falla, las **SCIGs** sin compensación local de potencia reactiva pueden proporcionar condiciones de inestabilidad del voltaje en la red eléctrica. También puede ocurrir que la velocidad del rotor puede incrementar debido al desequilibrio entre los momentos eléctrico y mecánico desarrollados. Después de limpiar la falla, las **SCIGs** consumen potencia reactiva notable de la red eléctrica que resulta en la disminución grande del voltaje; huecos de tensión (**voltage dips**) en el punto de interconexión. Las **SCIGs** pueden ser empleadas también en la configuración **Type D**.

1.2.1.2 Type B: Velocidad variable limitada

Este corresponde a una turbina eólica con velocidad variable limitada con un generador de inducción donde se varía la resistencia del rotor, **OptiSlip** figura. 4, para satisfacer las condiciones del viento, pues controla la potencia de salida.

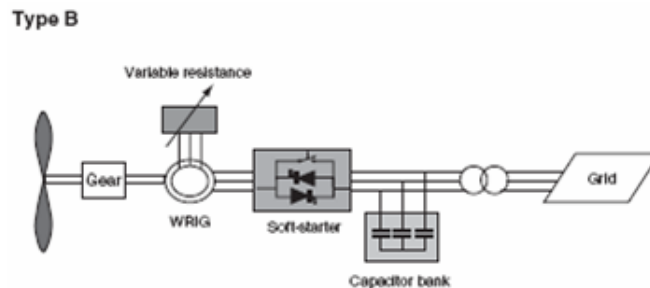


Figura. 4. Configuración típica de una turbina eólica, **Type B**.

1.2.1.3 Type C: Velocidad variable con convertidor de frecuencia a escala parcial

Este corresponde al concepto del generador de inducción doblemente alimentado (**DFIG**) que consiste en un generador de inducción de rotor bobinado (**WRIG**) con los devanados del estator conectados directamente o a través de convertidores de potencia a la red eléctrica trifásica y los

devanados del rotor conectados a esta misma a través de otro convertidor de potencia tipo bidireccional (**back to back**) de tecnología **IGBT**.

El término ‘doblemente alimentado’ se refiere al hecho de que el voltaje del estator se aplica a la red eléctrica y el voltaje en el rotor es inducido por el convertidor de potencia. El convertidor compensa la diferencia entre la frecuencia mecánica y la eléctrica mediante la inyección de una corriente de frecuencia variable en el rotor. Durante la operación normal y la presencia de fallas, el comportamiento del generador es gobernado por el convertidor de potencia y sus controladores, el **crow bar** del rotor como se muestra en la figura. 5.

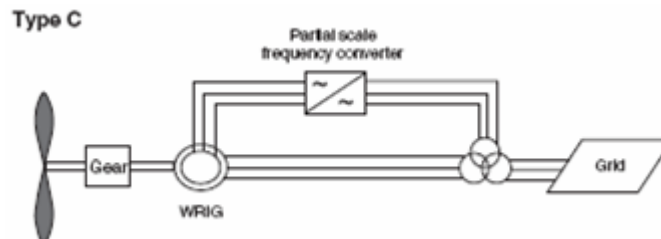


Figura. 5. Configuración típica de una turbina eólica, Tipo C

El convertidor de potencia del rotor consiste en dos convertidores, lado del rotor (**RSC-rotor side converter**) y lado de la red eléctrica (**SSC-stator side converter**), ambos operan independientemente entre sí. De manera general, el convertidor en el lado del rotor controla la excitación del DFIG mediante el control de las componentes de la corriente del rotor (I_{qr} y I_{dr}) pues controla la potencia activa y reactiva al otro lado el objetivo del otro es para mantener el voltaje del enlace a corriente directa constante y al mismo tiempo controlando el flujo de potencia activa a la red y también asegura una operación del convertir a factor de potencia unitaria.

El generador doblemente alimentado está controlado mediante un esquema de ejes rotatorios dq, a velocidad sincrónica con el eje directo orientado a lo largo del vector de flujo del estator el cual asegura control con el desacoplamiento del flujo de potencia activa y reactiva del lado del estator en la red.

El **DFIG** tiene dos regímenes de operación debido a que la circulación de la potencia del rotor es bidireccional. Es decir, en régimen súper sincrónico el sentido del flujo de potencia es del rotor a la red eléctrica y en su sincrónico en sentido opuesto. La característica de controlar el sentido de la potencia reactiva influye grandemente en el incremento del tiempo crítico de limpieza para una falla en el SEP. Esto significa que con este tipo de generador asincrónico se mejora la estabilidad transitoria de la red eléctrica.^[39] Entonces este tipo de generador debe tener una característica que se refiere al, **ride through fault capability**.^[15]

1.2.1.4 Type D: Velocidad variable con convertidor de frecuencia a plena escala

Este corresponde a la turbina eólica de velocidad variable a plena escala con el generador conectado a la red a través de un convertidor de frecuencia a plena escala y un transformador de potencia (tipo elevador), figura. 6. El convertidor realiza la misma función como en el caso anterior. El generador puede ser excitado eléctricamente [Generador Sincrónico con rotor bobinado (**WRSG**) o Generador de inducción con rotor bobinado (**WRIG**)] o mediante un imán permanente [Generador Sincrónico de Imán Permanente (**PMSG**)]. Se puede emplear en esta configuración una caja multiplicadora de velocidad (**Gear**), como se representa por las líneas discontinuas. Por lo tanto, en caso que no esté presente, se emplea un generador multipolar acoplado directamente al rotor de la turbina eólica.

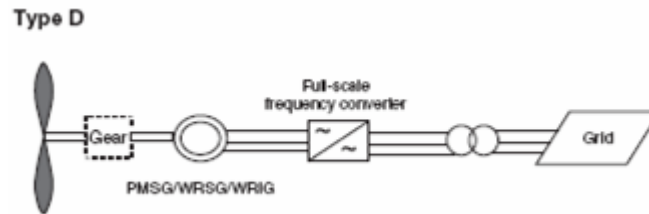


Figura. 6. Configuración típica de una turbina eólica, **Type D**

1.2.2 Principios de control aerodinámico de la potencia capturada

Las fuerzas aerodinámicas en el rotor de la turbina pueden aprovechar el diseño de las palas para limitar la potencia en condiciones de alta velocidad del viento. Sin embargo estos métodos tienen cierto grado de influencia en el comportamiento de la potencia de salida en las diferentes condiciones de viento. Luego esto puede influir en los ajustes de las protecciones que son afectadas por las oscilaciones de potencia (por ejemplo, la protección direccional). De acuerdo a la tabla 1, se tienen tres métodos de control aerodinámico de la potencia capturada del viento como; el control **stall**, el control del **pitch** de las palas y por último, el control **stall** activo.

1.2.2.1 Método de Control Stall (control pasivo)

Este es el método de control más simple, barato y robusto donde las palas se atornillan sobre el cubo (**hub**) a un ángulo fijo. El diseño aerodinámico de la turbina provoca que el rotor pierda potencia (**stall**) cuando la velocidad del viento excede cierto valor establecido resultando en la limitación de la potencia aerodinámica en las palas. La regulación de la potencia que este método proporciona es baja, lo que provoca menores oscilaciones de potencia. Este diseño tiene desventajas

entre las que se encuentran una menor eficiencia a velocidades bajas del viento, el sistema de arranque no es funcional y las variaciones de la potencia máxima en estado estable debido a las variaciones en la densidad del aire se transmiten a la red eléctrica.

1.2.2.2 Método de Control del pitch de las palas (control activo)

Este método consiste en que las palas pueden dar la vuelta en sentido hacia o contra el viento a medida que la potencia de salida sea demasiada baja o alta, respectivamente. Generalmente, este método de control tiene una característica suave del control de la potencia, un arranque adecuado y paradas de emergencias. Desde el punto de vista eléctrico lo que significa tener un control suave de la potencia es que a altas velocidades del viento el valor medio de la potencia de salida se mantiene prácticamente cerca al valor nominal del generador. Este diseño tiene entre sus desventajas, la complejidad del mecanismo del **pitch** y altas oscilaciones de potencia en altas velocidades de viento. Debido a las rachas de viento y el tiempo de respuesta del mecanismo del **pitch**, la potencia instantánea oscila alrededor de la potencia media.

1.2.2.3 Método de Control Stall Activo

La pérdida de potencia (**stall**) de las palas se controla activamente mediante el **pitch** de estas mismas. A velocidades bajas del viento las palas están inclinadas de manera similar como expuso en el método anterior con el objetivo de lograr máxima eficiencia. En el contrario, las palas entran en un estado de **stall** más profundo al ser ligeramente inclinadas en sentido opuesto en comparación con el método anterior. Mediante este método, se logra un control suave de la potencia, pues menores oscilaciones y es capaz de compensar las variaciones en la densidad del aire. En combinación con el método del mecanismo del **pitch**, será fácil de realizar paradas de emergencias y arranque de la turbina. Una de las características destacadas de este método de control es que, el puede contribuir a la estabilización de la frecuencia del SEP si está equipado con los controladores apropiados. ^[40]

1.3 Requisitos Generales para la Interconexión de un Parque Eólico con el SEP

Anteriormente los aerogeneradores se consideraban como cargas negativas, es decir entregando potencia, pero no era despachada por los operadores del sistema. Estos aerogeneradores pueden ser conectados o desconectados, de acuerdo a las necesidades propias de estos mismos. Este permite una precaución de seguro, como la desconexión automática en caso de un disturbio en el voltaje del

sistema, de tal manera que se evita sobre velocidad de los aerogeneradores u otras condiciones de operación anormales ^[13].

Debido al hecho de que en las últimas décadas ha sido incrementada la penetración de la generación eólica en los sistemas eléctricos de potencia, los operadores del sistema en las áreas de control han propuesto requisitos que deben cumplir los aerogeneradores antes de ser conectados al sistema de potencia, especificando en términos cuantitativos las circunstancias en las cuales se permite un aerogenerador a desconectarse de la red eléctrica. Por ejemplo para el caso de parques a gran escala, el valor mínimo y la duración de un hueco de tensión, la regulación de potencia que un parque eólico debe proporcionar y la capacidad para contribuir al control de la frecuencia y voltaje mediante el ajuste continuo de la potencia activa y reactiva suministrada al sistema de transmisión durante y después de una falla en el sistema. Estas circunstancias tienden de ser importantes, si no, una falla en la red eléctrica puede provocar disturbios notables del voltaje en varios puntos resultando en la desconexión de varias MVA de generación eólica, pues se puede poner la estabilidad del sistema en peligro.

Del último requisito anteriormente mencionado para la interconexión de un parque eólico con el SEP relacionado a los parques grandes, se refiere al término **ride through fault capability**. Es decir, que el aerogenerador debe asistir al operador del sistema de potencia en mejorar la calidad de servicio mediante el suministro de ‘servicios auxiliares’ en condiciones de fallas en el sistema. Esto se conoce como apoyo al sistema donde se incorpora un número de elementos que el operador del sistema de potencia necesita para asegurar una operación estable, fiable e económica. ^[15]

1.3.1 Propiedades de un PCC del SEP para la interconexión de un parque eólico

En el análisis de la interacción entre un régimen anormal de operación del aerogenerador y el sistema es importante tener en cuenta las características del punto de conexión común (PCC, punto del sistema al cual se conecta el parque eólico). De modo general, es el punto donde se comienza la competencia entre los operadores del sistema y del parque eólico. Entonces, para nivelar los acuerdos, existen varias formas de caracterizar un punto de interconexión de un sistema eléctrico de potencia mediante el nivel de voltaje, la potencia aparente de cortocircuito y el ángulo de cortocircuito. Otra forma de especificarlo es mediante la característica del tipo de red ^[27], como por ejemplo:

- Red de transmisión.
- Red de distribución.
- Red rígida o débil.

- Red aislada (operación en isla).

Se puede aproximar la rigidez de un PCC mediante un circuito eléctrico equivalente (vista de este punto hacia la red) como indica la figura. 7, con la contribución de un parque eólico y una carga.

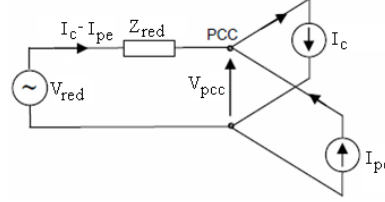


Figura. 7. Circuito equivalente del parque eólico, carga y el sistema conectado al PCC

Despreciando la contribución de potencia de cortocircuito de la carga (motor) y del parque eólico, la potencia de cortocircuito, S_{sc} en el PCC se expresa como indica la ecuación:

$$S_{sc} = V_{red} I_{red} = \frac{V_{red}^2}{Z_{red}} \quad (1.1)$$

El voltaje en el PCC durante condición normal de operación se expresa en la ecuación:

$$V_{pcc} = V_{red} - (I_c - I_{pe}) * Z_{red} \quad (1.2)$$

A medida que la impedancia equivalente de la red en el PCC sea menor, mayor será S_{sc} y menor será el efecto de la contribución de corriente de cortocircuito de la carga y del parque eólico en el voltaje del PCC. Una mayor potencia de cortocircuito en el PCC implica que al variar la carga o la corriente del parque eólico (por ejemplo debido a la acción de conexión o desconexión) provoca solamente variaciones pequeñas en el voltaje del PCC. De ahí se expresa la rigidez del punto de interconexión con el sistema mediante el cociente de cortocircuito R_{sc} como expresa la ecuación (1.3) [27].

$$R_{sc} = \frac{S_{sc}}{S_{pe}} \quad (1.3)$$

Donde S_{pe} la potencia aparente del parque eólico. Por lo tanto a medida que el cociente R_{sc} se incrementa así sea proporcionalmente la rigidez del PCC y la potencia de cortocircuito respecto a la capacidad del parque eólico es una indicación de cómo fuerte un sistema pueda ser en ese punto.

En general, la potencia de cortocircuito en un PCC dado es mayor cuando el mismo esté ubicado cercano a una malla de la red, ya que la malla de la red tiene la ventaja de crear muchas ramas paralelas posibles para las corrientes, reduciendo la impedancia equivalente de la red en el PCC. Los parques eólicos como ya se mencionó son instalados en las zonas rurales o en el mar, pues se

requiere una línea singular de longitud apreciable hacia el PCC de la red. Esta línea de enlace provoca un incremento en la impedancia equivalente y así se disminuye la rigidez provocando incrementos en la variación del voltaje en el PCC. Es importante que los aerogeneradores sean capaces de controlar su corriente de carga a cierto grado de tal manera que provoque menores disturbios en la red, mantener una calidad de servicio estable y ser menos sensibles a los disturbios externos en el voltaje de la red ^[13].

Una red será rígida cuando cuenta con pocos aerogeneradores, y a medida que se incrementa la capacidad de la instalación de los aerogeneradores se puede caracterizar como débil ^[27].

1.3.2 Tipos de conexión de parque eólico

A nivel internacional se han categorizado los diferentes métodos de conexiones permisibles bajo las normas actuales y prácticas comunes. En los métodos de conexión actuales se consideran un número de factores los cuales incluyen:

1. Ubicación geográfica.
2. Ubicación eléctrica.
3. Capacidad del parque eólico.

Los parques eólicos son generalmente conectados al sistema de distribución debido a la ubicación geográfica y su capacidad. En los años recientes, la tendencia ha sido hacia parques eólicos mayores, proporcionando conexiones al sistema de transmisión. Por lo tanto se han establecido por normas los diferentes tipos de conexiones para parque eólicos como son los siguientes ^[41]:

- Tipo A

Los parques eólicos clasificados como Tipo A son aquellos conectados directamente a la red de transmisión (≥ 110 kV).

- Tipo B

Corresponde a aquellos parques eólicos conectados a nivel de distribución a través de una subestación dedicada para este sistema de generación como se muestra en la figura. 8.

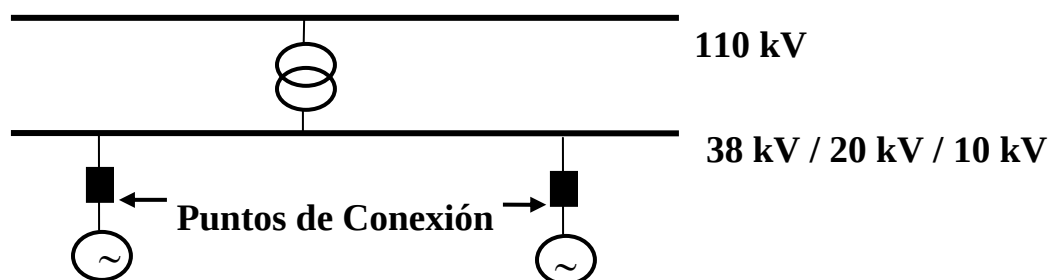


Figura. 8. Conexión Tipo B de parques eólicos

- Tipo C

Los parques eólicos están conectados al sistema distribución a través de un alimentador dedicado, luego a una subestación de transmisión 110kV, figura. 9.

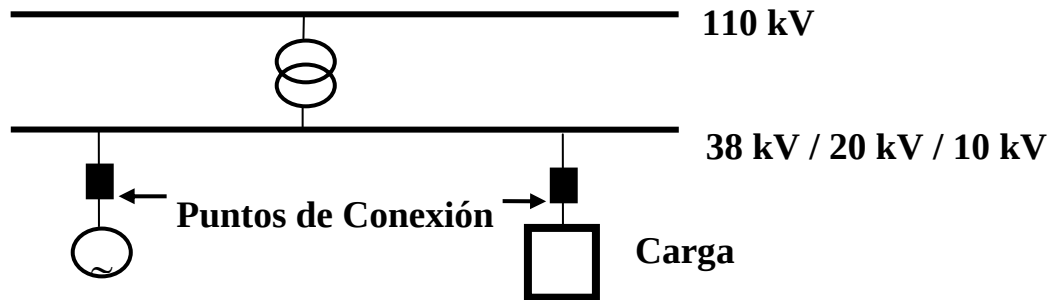


Figura. 9. Conexión Tipo C para parques eólicos

- Tipo D

Este es similar al anterior, sin embargo se conecta una subestación de distribución como se muestra en la figura. 10.

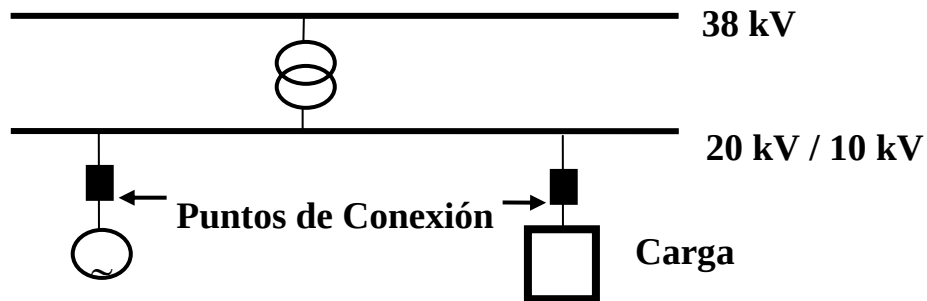


Figura. 10. Conexión Tipo D

- Tipo E

Los parques eólicos son clasificados como conexión Tipo E cuando están conectados a una línea de distribución existente con carga, como se muestra en la figura. 11. Este tipo de conexión le corresponde al parque eólico Gibara, Holguín.

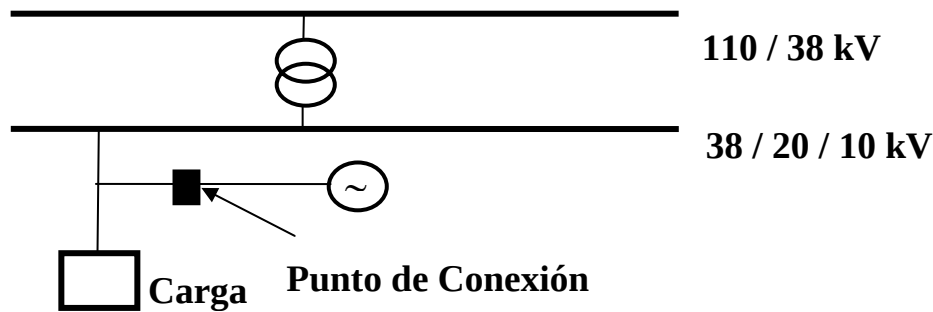


Figura. 11. Conexión Tipo E

1.3.3 Criterios Técnicos para la Interconexión de un Parque Eólico con el SEP

Dentro de los criterios para la interconexión de los parques eólicos grandes con el sistema de potencia, se incluyen reducciones en la parpadeo de voltaje (**voltage flicker**), compatibilidad con los dispositivos de protección del alimentador, estudios de los ajustes de los elementos de protecciones, el impacto en la calidad de servicio en el sistema de distribución y requisitos posibles para las pruebas periódicas de las funciones de los relés de protección. La interconexión de parques eólicos a escala menor también tiene su impacto al sistema de manera similar.

La generación eólica está englobada dentro del régimen especial y debido a sus características técnicas, se le considera como un tipo de generación distribuida (GD). Esto significa que actualmente no participa en el control del sistema eléctrico ^[5]. La generación distribuida debe ser desconectada rápidamente cuando se abre el interruptor del alimentador en la subestación para limpiar una falla en el sistema de distribución. Si la GD no se desconecta antes que se cierra el interruptor del alimentador, entonces provocará danos al generador en algunos casos. El tiempo permitido para la protección del parque eólico en detectar la pérdida de conexión con la red y luego disparar es corto; puede ser un problema para algunos tipos de aerogeneradores grandes. También, existe el problema de que si se abre el interruptor del alimentador de la subestación sin falla en la línea, entonces la GD debe ser desconectada para evitar operación en isla. Generalmente, un parque eólico se desconectará del sistema si se abre el interruptor de la subestación, pero es posible que esto no ocurra dentro de unos segundos ^[16].

En la determinación de la capacidad del parque eólico que se puede conectar a un punto en particular de la red de distribución se requiere una serie de cálculos basados en datos específicos del proyecto. No obstante, en la tabla 2 se muestran la capacidad máxima que se puede conectar a una red caracterizada por su voltaje operacional de acuerdo la experiencia acumulada ^[12]. La tabla

considera que el parque eólico consiste de un número de aerogeneradores y la estimación de la conexión está dada mediante el efecto del incremento de voltaje y no por la calidad de servicio asignado debido a las máquinas grandes individuales.

Ubicación de la Conexión	Capacidad Máxima del Parque Eólico (MW)
Fuera en la red de 11kV	1-2
En la barra de 11 kV	8-10
Fuera en la red de 33kV	12-15
En la barra de 33 kV	25-30
Fuera en la red de 132kV	30-60

Tabla 2. Indicación de conexión posible de parques eólicos

Además del nivel de voltaje operacional de la red que determina la capacidad máxima de generación eólica que se puede introducir en el sistema, se señaló que nivel de cortocircuito en el PCC es uno de los factores que influye también en la conexión. En el término del nivel de cortocircuito en el PCC, está la contribución del parque eólico al cortocircuito en ese punto. En los sistemas de medio y bajo voltaje el nivel de cortocircuito es menor que en sistemas de alto voltaje, el nivel de cortocircuito permisible debido a la conexión de los aerogeneradores es también bajo ^[14]. En la tabla 3 se indican los niveles de cortocircuitos típicos (S_{sc}) de los sistemas de medio y bajo voltaje, la contribución de las unidades de GD (S_{sc}'') y la capacidad permisible de generación (S_{rG}).

V_n (kV)	S_{sc} (MVA)	S_{sc}'' (contribución) (MVA)	$S_{rG} = \frac{S_{sc}}{S_{sc}''} = 0.1$ (MW)
0.4	50	1-2.5	Hasta 0.1
6	300	2-5	Hasta 1.0
10	500	5-50	Hasta 20
20	1000	15-100	Hasta 30
30	1500	30-190	Hasta 50

Tabla 3. Contribución al nivel de cortocircuito de las unidades de generación en sistema de medio y bajo voltaje.

1.4 Instalaciones y Protecciones Eléctricas de un Parque Eólico - conexión Tipo A

El sistema eléctrico de un parque eólico está vinculado a la transferencia de la energía eléctrica de cada aerogenerador hacia el sistema eléctrico de potencia en ciertas condiciones óptimas tanto desde el punto de vista del parque como del sistema eléctrico de potencia (SEP). El diseño y la forma de conexión del parque eólico dependen fundamentalmente de la potencia de la instalación, número y ubicación de los aerogeneradores, características de red eléctrica en el punto de conexión común (PCC) y la distancia hasta el mismo.

En algunos países la potencia del parque eólico está limitada a 50 MW. En estos parques eólicos del rango de los MW, se requieren dos niveles de transformaciones. El primero eleva el voltaje de salida de los aerogeneradores (bajo voltaje, por ejemplo 575 V-690 V) hasta el nivel de voltaje de distribución interno del parque (medio voltaje, con valores que dependen de las normas del país, en Cuba normalmente es 34.5 kV). El segundo eleva el voltaje de la red de medio voltaje interior del parque al nivel de alto voltaje de la red de transmisión (el SEP de Cuba a 110 kV o 220 kV).

En la actualidad la configuración utilizada para los aerogeneradores de media y alta potencia es la conexión en medio voltaje de los aerogeneradores entre sí, por lo que cada uno de ellos debe contar con su propio centro de transformación (MV/BV). En tal caso, el sistema eléctrico del parque eólico está compuesto por los siguientes elementos, ordenados según el flujo de la energía:

- Instalación eléctrica de bajo voltaje de cada aerogenerador.
- Centro de transformación.
- Red subterránea de medio voltaje.
- Subestación.
- Salida en alto voltaje.

Cada una de estas secciones lleva su propio sistema de protección eléctrica. En la figura. 12, se muestran estas secciones dentro de la representación esquemática de todo el sistema eléctrico de un parque eólico típico.

1.5 Protecciones del Sistema Eléctrico

En la red de bajo voltaje de un aerogenerador se pueden distinguir dos tipos de circuitos según la función que realizan:

1. Circuitos de generación o potencia que tienen por objetivo conectar la salida del generador con el centro de transformación, los cuales constan de los siguientes elementos principales:

- a) Equipo de generación: incluye el generador y su aquí de regulación (en el caso de que exista).
- b) Cableado del generador hasta el centro de transformación.
- c) Elementos de maniobra y protección: contactadores para conexión de motores eléctrico; interruptores automáticos y/o fusibles para la protección contra sobre corrientes; descargadores para proyección contra sobre voltaje.
- d) Dispositivos de medición de voltaje, corriente, potencia y frecuencia.
- e) Equipos de compensación de potencia reactiva (necesarios o no según la tecnología del aerogenerador).

2 Circuitos de Control y de servicios auxiliares.

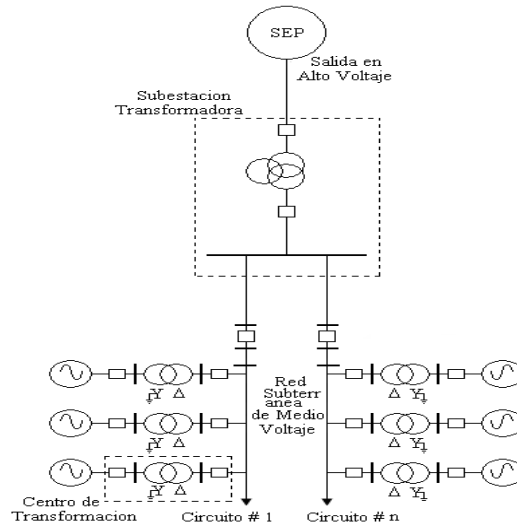


Figura. 12. Monolineal de un parque eólico típico.

1.5.1 El Aerogenerador

En la figura. 13, se muestra el oscilograma de la corriente de cortocircuito de un generador de inducción (SCIG) con una fallo trifásico en sus terminales.

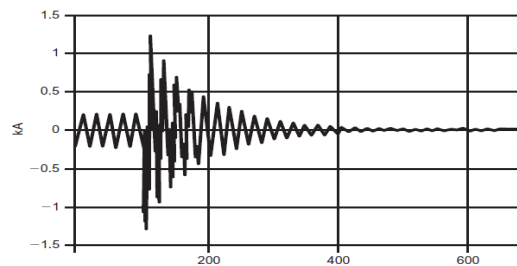


Figura. 13. Corriente de falla trifásica en los terminales de un generador de inducción

Se nota como la atenuación de esa corriente de fallo es rápida debido al decrecimiento de la energía magnética almacenada en el campo.

En las figura. II 1 y II. 2 del anexo II, se muestran los circuitos típicos de bajo voltaje de las dos tecnologías de aerogeneradores aplicados en la práctica, velocidad fija y variable. Se puede notar de estas figuras el uso de interruptores automáticos de bajo voltaje para la protección, maniobra y seccionamiento de la instalación eléctrica del aerogenerador donde se pueden destacar los situados en los circuitos del estator y del rotor (según la tecnología del aerogenerador). La selección del interruptor automático más adecuado está basado en el ajuste de las curvas de disparo y a la selección de los parámetros de ruptura: capacidad de interrupción para cortocircuito máximo, capacidad de interrupción del servicio en cortocircuito y la solicitud térmica. Será necesario, por tanto, conocer la corriente de cortocircuito trifásico y monofásico en el punto de su instalación incluyendo contribuciones de corriente de falla de los generadores conectados a los alimentadores adyacentes.

1.5.2 Centros de Transformación

1.5.2.1 Lado de Bajo Voltaje

El transformador correspondiente puede situarse en el interior o exterior de la torre, pero muy cerca de la misma con el objetivo de disminuir las pérdidas en la transmisión a bajo voltaje. En el último caso se debe utilizar un transformador sumergido en aceite y el interruptor automático de bajo voltaje se ajusta tomando en cuenta el efecto de la impedancia introducida por el cable que conforma la interconexión entre los terminales del aerogenerador y el lado de bajo voltaje del transformador ^[5].

La disposición del transformador dentro de la torre conduce a que éste deba ser de tipo seco. La protección de los transformadores de tipo seco está basado en el control de la temperatura de sus devanados con **PTC (Polymeric positive Temperature Coefficient)**. La protección del lado de bajo voltaje de este transformador, depende de la ubicación de este. En los casos de que su instalación sea en el interior de la torre, dada la corta longitud del cable que une el cuadro de bajo voltaje con el transformador, a veces no se coloca protección específica. Otra alternativa es instalar un interruptor automático de caja moldeada situado en dicho cuadro, el cual puede estar enclavado eléctricamente con el interruptor de protección del transformador de medio voltaje y el mismo debe tener dispositivo magnético y protección diferencial con ajuste de sensibilidad. Protege las barras del cuadro de bajo voltaje del aerogenerador y permite el aislamiento del aerogenerador de la red de medio voltaje del parque eólico.

1.5.2.2 Protección en Lado de Medio Voltaje

Se suele emplear un interruptor-seccionador que protege al transformador contra sobrecargas, asociado con un fusible que realiza la protección frente a cortocircuitos. Esta protección debe ser lo suficientemente robusta como para permitir la corriente de conexión del transformador y lo bastante sensible como para detectar las fallas en los terminales de bajo voltaje del transformador.

La impedancia de este transformador influye en la limitación de la contribución de la corriente de cortocircuito. Sin embargo, el valor de la impedancia no debe afectar el voltaje del sistema ya que la máquina de inducción consume potencia reactiva del sistema. Los transformadores de distribución tienen la tendencia de consumir una cantidad de potencia reactiva notable. En adición, la impedancia de este transformador debe ser diseñada cuidadosamente para evitar posible resonancia a los armónicos generados por el generador. Esa impedancia puede tener valores típicos de 5% (en base de 750kVA) para un tipo de turbina y 8% (en base de 1000kVA) para otro tipo y depende de las recomendaciones del fabricante.

En la red de distribución se diseña el sistema de protección primordialmente para detectar corrientes excesivas provocadas por fallos en el circuito. A estas altas corrientes solamente se les permite circular hasta 1 s de forma que se puedan limitar riesgos al personal de servicio provocado por los voltajes excesivos debido a la circulación de estas corrientes a través de la impedancia a tierra y el riesgo a la estabilidad del sistema de potencia.

Debido a que los parques eólicos son frecuentemente conectados en la periferia del sistema de potencia es común encontrar que las corrientes de fallos son pequeñas. Aunque esto es deseable pues reduce los riesgos, este déficit de corriente puede implicar dificultades significativas para la detección rápida y fiable de la misma. En particular, algunos diseños de fusibles de medio voltaje dependen de la energía consumida por el arco eléctrico para su operación correcta. Por tanto, no serán confiables para detectar corrientes pequeñas cuando la energía del arco es baja.

En segundo lugar, las turbinas eólicas de velocidad constante usan máquinas de inducción y turbinas de velocidad variable y se conectan a la red eléctrica por medio de un convertidor de potencia. No son fuentes confiables de corrientes de fallos, por lo tanto serán necesarios relés de voltaje o frecuencia para detectar las condiciones anormales de operación.

La selección de la conexión del transformador por BV/MV también tiene un impacto sobre las protecciones ^[6], tabla I.1 de anexo III. Todas las conexiones tienen sus ventajas y desventajas las cuales deben ser analizadas de acuerdo a las normas de interconexión de parques eólicos en cada caso en particular.

1.5.3 Celdas de Medio Voltaje

El criterio más restrictivo para el diseño de las celdas de medio voltaje es el de la corriente de cortocircuito, lo restante es típico de este tipo de celda ^[5]. Se debe asegurar que las celdas de cabecera de línea soporten dinámicamente la corriente de cortocircuito máximo teniendo en cuenta que ahí aparece el principal aporte de los aerogeneradores.

Las celdas típicas utilizadas en los centros de transformación de los aerogeneradores de potencia medias son de voltaje nominal de 24 kV y 36 kV y el valor eficaz de la corriente de cortocircuito de 1 s está en el orden de 16 kA y 20 kA. En los centros de transformación interiores en la torre se pueden utilizar celdas modulares o compactas. Normalmente son de aislamiento de SF₆ debido de la reducción en dimensiones respecto al aislamiento con aire.

1.5.3.1 Esquemas típicos de las celdas utilizadas en los parques eólicos

El esquema de conexión en medio voltaje de un aerogenerador depende primordialmente de su posición en la red interna del parque eólico ^[5]. En general, existen dos posiciones distintivas: aerogenerador intermedio de una línea de aerogeneradores y aerogenerador final de línea. El esquema más utilizado en la práctica tiene como funciones las siguientes: entrada de línea, protección de línea y protección del transformador (**OL+1L+1P**), que se representa en la figura. 14 ^[7].

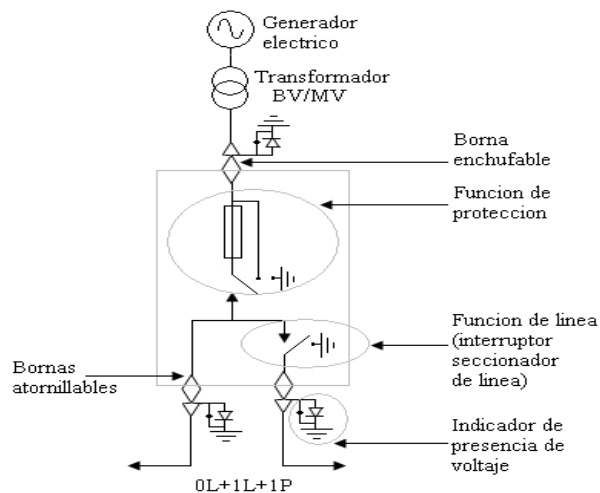


Figura. 14. Configuración típica de una celda de medio voltaje

No es necesario el doble seccionamiento ya que la red de medio voltaje del parque eólico es radial por razones de costo ^[7]. Esto se traduce en que si existe un defecto en algún tramo del cable de medio voltaje quede desconectada toda la línea. La utilización de la configuración **OL+1L+1P**

conduce a que la puesta en marcha de una línea de aerogeneradores se realice de forma secuencial, aerogenerador por aerogenerador, partiendo del más cercano a la subestación hasta el aerogenerador final de la línea

1.5.4 Protección de la red en medio voltaje

La conexión de los aerogeneradores entre si y la subestación del parque eólico se realiza a través de una red de medio voltaje. La instalación es subterránea para evitar el impacto ambiental que supondría una línea ^{[8], [9]}. Es necesario utilizar medio voltaje, 15 o 20 kV para los aerogeneradores de potencia medias, 500 kW-1MW; y 30kV o más, para los de alta potencia, mayores que 1MW, con objetivo de disminuir las caídas de voltaje.

En la figura. 15, se definen las zonas de protección en el sistema eléctrico de un parque eólico ^[5]. La protección de la red de medio voltaje depende del tipo de puesta a tierra.

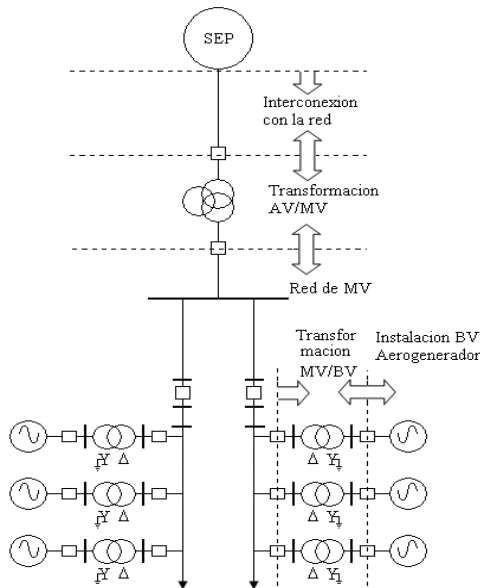


Figura. 15. Las zonas de protecciones del sistema eléctrico de un parque eólico

En caso de *régimen de neutro aislado* las protecciones utilizadas para cada línea de aerogeneradores, son: protección de sobrecorriente de fase (50/51), protección direccional de neutro (67N) con re-enganchador incorporado (79). Estas protecciones permiten detectar los cortocircuitos trifásicos y monofásicos en cada línea de aerogeneradores, disparando el interruptor automático de posición en línea de medio voltaje. El relé direccional de neutro se retarda para esperar una posible auto-extinción del fallo. El mismo recibe la señal de corriente de secuencia cero de un transformador de corriente toroidal el cual recibe señales de las tres fases y tierra, además de la

señal de voltaje de secuencia cero del secundario del conjunto de transformadores de potencial conectados en delta abierta.

Para el caso de *régimen de neutro puesto a tierra a través de reactancia en zig-zag* se emplean las protecciones de sobrecorriente de fase (50/51) y neutro (50N/51N), que permiten detectar las fallos monofásicos y trifásicos en cada línea de aerogeneradores, disparando el interruptor automático correspondiente. Los fallos monofásicos deben ser despejados en un tiempo muy breve, inferior a un segundo, por lo que se necesita un nivel de aislamiento 'A'. Además de la limitación impuesta en la corriente de falla monofásica en cuanto a tiempo, se necesita que sea detectable por las protecciones, por lo que los valores adoptados en la práctica suelen estar en el intervalo de 150-600 A.

El esquema de conexión de neutro tiene la ventaja, respecto al neutro aislado, de reducir los sobrevoltaje y facilitar la detección de fallos a tierra y el inconveniente de elevadas corrientes de fallo a tierra. La ventaja de la continuidad, en caso de una falla monofásica, en el esquema de neutro aislado no es aprovechada en un parque eólico debido al disparo del relé de mínimo voltaje.

1.5.5 Subestación de AV/MV

La subestación de interconexión de la red de medio voltaje del parque eólico con la red de alto voltaje del SEP suele ser de tipo mixto intemperie-interior, prevista para ampliaciones futuras. Su composición es la habitual de una subestación de distribución, es decir, cables y celdas de medio voltaje, transformador principal de AV/MV, equipos de intemperie o celdas de interior (corte, aislamiento, protección, TP/TC), etc.

Las protecciones del transformador de potencia AV/MV son las siguientes:

- Relé diferencial (87T) que dispara ambos interruptores. Si el sistema está puesto a tierra por reactancia zig-zag, la misma debe estar dentro de la zona de protección diferencial.
- Relé de sobrecorriente de fase (50/51) y neutro (50N/51N) con re-enganchador (79) tanto en AV como en MV, debiendo disparar cada uno el interruptor automático de su nivel de voltaje. AV y MV simultáneamente. Si el sistema está puesto a tierra por reactancia en zig-zag.
- Relé de disparo y de reconexión manual (86, **locking-out relay**) activado por la protección diferencial, el relé de sobre corriente en fases y neutro del lado de MT y la protección de la reactancia en zig-zag, si existe.

Además de estas protecciones, la zona de transformación AV/MV, incluye la protección de la puesta a tierra en medio voltaje por reactancia en conexión zig-zag, que consiste en un relé de sobre

corriente en las fases (50/51) y neutro (50N/51N) que dispara el interruptor automático de medio voltaje a través del relé 86. La bobina de corriente de neutro del relé recibe la señal de un transformador de corriente toroidal instalado en la puesta a tierra del neutro de dicha reactancia.

La protección de la interconexión con la red de alto voltaje (SEP) incluye las protecciones de las barras de alto voltaje. Esta protección está basada en un relé de mínima y máxima frecuencia (81m/81M) y un relé de bajo y sobre voltaje (27/59) que disparan el interruptor de alto voltaje. Para la protección de la línea de AV se emplea como protección primaria una de distancia (21) con reenganchador incorporado (79) y como protección de respaldo una protección direccional de neutro (67N), que disparan el interruptor de alto voltaje.

En la figura. 16, se muestran las protecciones descritas según la norma ANSI C.37.2 de identificación de relés de protección ^{[10], [11]}. Además de todos los relés mencionados y señalados en esta figura para asegurar la operación efectiva de un parque eólico, se necesita la instalación de un relé de chequeo de sincronismo (25) para controlar la operación de cierre del interruptor principal de un parque eólico que tiene instalado generadores sincrónicos, ya que para estos tipos de maquinas deben cumplir cuatro condiciones antes de ser sincronizado con el sistema.

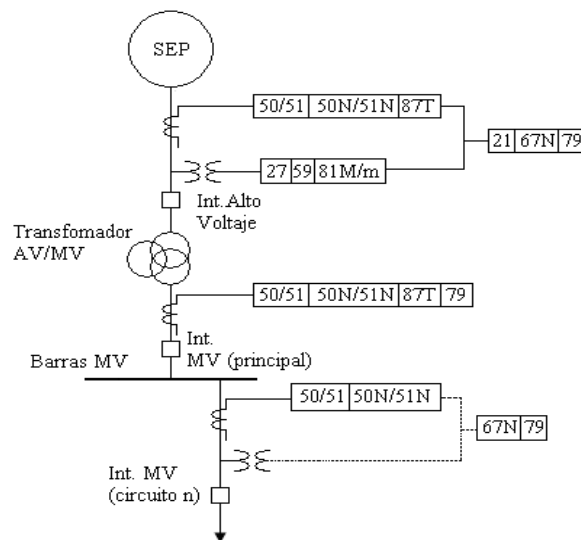


Figura. 16. Las protecciones eléctricas de un parque eólico típico (en líneas discontinuas las correspondientes a régimen de neutro aislado)

Al contrario, un generador asincrónico es fácilmente sincronizado y conectado con la red. Solo se necesita alcanzar la velocidad sincrónica y luego conecta a la red, sin embargo, existirá la circulación de una corriente de avalancha (inrush current) que consecuente provoca una caída en el voltaje entre los terminales de salida. Algunas normas requieren que se limitan la corriente de

avalancha.^[26] Sin embargo, en algunos caso se emplean este relé (25) en parque eólicos grandes donde se tienen generadores asincrónicos. Durante el proceso de arranque normal, se bloquea este relé ya que con los generadores de inducción, estos no tienen un voltaje presente al conectarse con el sistema. Si por alguna razón se abre uno de los interruptores del sistema solo por unos decimos de segundos, al cerrarse el voltaje del generador de inducción no tendrá tiempo para atenuarse a cero y esto probablemente no se encuentra en fase con el sistema. Las altas corrientes y momentos resultantes pueden dañar a ambos; generadores como las turbinas. El procedimiento más seguro será la desconexión completa del parque al perder la conexión con el sistema y luego inicia el proceso de arranque del parque de nuevo.^[25]

En caso de generadores sincrónicos, sería posible conectar cargas capacitivas y resistivas locales en los terminales de parque eólico para mantener voltaje, frecuencia y secuencia de fase para que sea factible la reconexión automática del parque eólico con el sistema mediante el reenganchador (79)^[25].

1.6 Operación en Isla (sistema aislado-islanded system)

En muchos sistemas de distribución actuales se tienen conectados diferentes tipos de generación distribuida (GD) por ejemplo los parques eólicos y generación diesel o fuel. Al ocurrir una falla en el sistema de distribución, esta es generalmente detectada y aislada mediante el sistema de protección más cercana al punto fallado, resultando en la desconexión de una parte o todo el sistema de distribución del SEP y el conjunto de unidades de generación distribuida trata de suministrar su potencia a la parte del sistema de distribución que ha sido desconectado del SEP. En la mayoría de los casos, este sistema de GD asume una condición de sobrecarga, donde se disminuyen el voltaje y la frecuencia operacional del sistema aislado. Esto trae como resultado la desconexión definitiva del sistema de GD por sus protecciones de mínimo voltaje, mínima frecuencia o mínima velocidad. La desconexión depende grandemente entre la generación y la demanda del sistema aislado (**islanded system**). Entonces, cuando se suministra potencia a un grupo de cargas solamente a partir de los generadores distribuidos, debido a la apertura del interruptor principal para a interconexión con el SEP, a esa situación se le llama operación aislada u operación en isla (**islanded operation**) de la red eléctrica de distribución.^[32]

Muchos de los disparos indeseables son provocados por los procesos transitorios en la frecuencia del sistema debido a la desconexión de los generadores convencionales. Entonces, dependiendo de la configuración de la red eléctrica de distribución a que el parque eólico esta interconectado, se

necesitan cierta protección para detectar la pérdida de conexión con el SEP, operando en isla con parte o toda la red eléctrica. A esta protección se le llama **Lost of mains protection-LOM**.^[29]

Se han propuesto varios métodos para la protección contra la operación en isla. Estos pueden dividirse en tres categorías:

1. Método pasivo.
2. Método activo.
3. Método basado en telecomunicaciones.

En el método pasivo, la detección de la pérdida de conexión con el SEP es mediante la medición de la razón de cambio de la frecuencia (**ROCOF-rate of change of frequency**) o el Salto de Vector, resultado del desbalance existente entre la generación y la demanda de la red operacional en isla. Esta protección de **LOM** es entonces, en base de sus principios de operación, sensible a los procesos transitorios en la frecuencia del sistema. Sin embargo, desde el punto de vista de un parque eólico, si se reduce la compensación capacitiva, con objetivo de incrementar la capacidad conectada, se evita el riesgo de auto-excitación al ser desconectada del SEP. Luego los ajustes del **ROCOF** o salto de vector pueden ser desensibilizados. Esto eliminaría virtualmente todos los disparos indeseables debido a los episodios de baja frecuencia del sistema. Si la falla ocurre en tal punto del sistema que provoca la desconexión de ciertos interruptores que resulta con el parque eólico en operación en isla, además de las desviaciones en la frecuencia operacional de la isla, se presenta colapso en el voltaje operacional provocando la desconexión definitiva del parque eólico de la red eléctrica en isla mediante el relé de mínimo voltaje (27) o la protección de sobre velocidad.^[29]

Aunque algunos de los métodos pasivos, como **ROCOF** o Salto de vector son ampliamente aplicados, estos tienen desventajas significantes. Según [35], ambos análisis teóricos y experimentaciones físicas han demostrado que, cualquier método pasivo singular tiene una zona muerta. Además, estos métodos a menudo provocan disparos indeseables de las unidades de generación. Generalmente como la penetración de la generación distribuida se incrementan, el balance entre generación y demanda será más probable y entonces se puede discutir la eficacia de las protecciones contra operación en isla de la red, por ejemplo, **Yorkshire Electricity** no permite los métodos de **ROCOF** o Salto de Vector para capacidad de generación distribuida mayor que 1 MW, debido al asunto de la no operación y operación espuria en modo común de estos relés.^[30]

Según [36], la única manera para garantizar protección contra operación en isla de la red de distribución es mediante el inter-disparo del interruptor en el primario de la subestación, mientras que el [37] considera el disparo transferido como el método más efectivo para evitar operación en isla de la red de distribución. En redes con re-enganchadores de línea, el disparo transferido directo necesitaría comunicación no solo del interruptor de la subestación sino también de todos los re-enganchadores arriba de la fuente distribuida ^[38]. Todas las técnicas de prevención de operación en isla excepto al inter-disparo, pueden ser susceptible al modo común de disparo. Este puede resultar en disturbios severos y problemas de estabilidad. ^[30]

CAPÍTULO 2. Análisis de la Interacción del Parque Eólico Interconectado Gibara 1

En este capítulo se presenta una descripción de los modelos del generador doblemente alimentado y los métodos de simulaciones utilizados para el estudio de la interacción del parque eólico con el sistema eléctrico externo.

Primeramente se simula con la ayuda del Matlab – Simulink el parque eólico Gibara 1 en condiciones normales de operación donde se observa los estados de los parámetros operacionales del sistema de generación eólico y los correspondientes al sistema eléctrico externo. Luego se analiza el nivel de disturbio proporcionado por el parque eólico al sistema de distribución ante fluctuaciones en la velocidad del viento.

Se analiza el comportamiento del parque eólico Gibara 1 antes un hueco de voltaje en el sistema de 110kV en la barra de Caridad 110. El hueco de voltaje aplicado en este estudio es el normalizado por los operadores del sistema eléctrico de España, REE, para los parques eólicos ya que estos aerogeneradores son de diseño españoles.

De acuerdo a la estructura de la red de distribución a que está conectado el parque eólico, existe la formación de dos posibles islas, por lo tanto, se realiza un estudio de la operación de este parque eólico ante operación en estas islas, tratado de comprobar las posibilidades de dejar el parque funcionando en estos dos regímenes de operaciones.

2.1 Descripción y Modelación del Sistema de Generación Eólica Interconectada, Gibara 1

El sistema de generación eólica de Gibara, Holguín consiste de dos parque eólicos, el Gibara I donde hay instalados seis aerogeneradores de tecnología DFIG y el Gibara II con seis de SCIG. El análisis del comportamiento de los sistemas de generación eólica de Gibara I y II interconectado con el SEN se ejecuta utilizando el Matlab 7.7/Simulink 7.2 como herramienta software principal. En adicción se utiliza el Power System eXplorer v2.81 (PSX) como software auxiliar para el estudio de cortocircuito en las barras correspondientes para la confección de equivalentes del SEN y del sistema de generación distribuida Diesel.

2.1.2 Equivalente del Sistema Electrico de 110 kV y de la GD-Diesel

La figura. 17 muestra el diagrama monolineal del parque eólico (CAM-EOLICO) interconectado con el sistema eléctrico de sub-transmisión (34.5 kV) en la barra 6880ALT de la subestación

Caridad, Holguín a través de una línea de 30 km. A lo largo de esta línea y la otra que sale de la subestación se tienen cargas conectadas en varios puntos, sin embargo se forma un equivalente a través de un modelo donde esas se representan como una carga estática de:

Carga equivalente 1 = $5+j2$ MVA

Carga equivalente 2 = $7+j3$ MVA

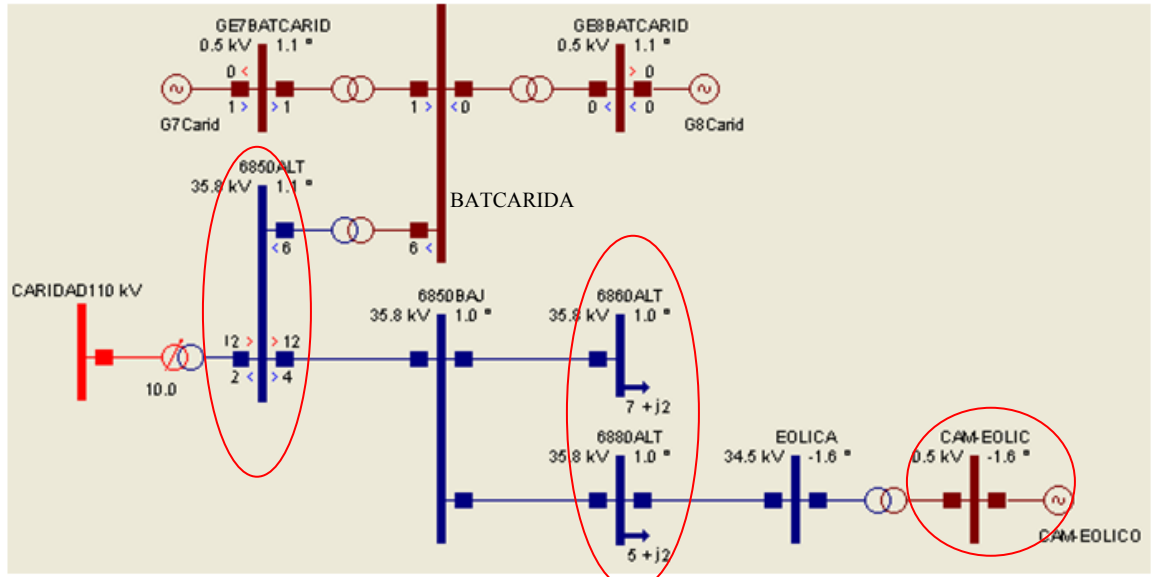


Figura. 17. Interconexión del parque eólico Gibara 1 con la red de 34.5 kV

En la barra 6850ALT se tiene el sistema de Generación Distribuida Diesel que consiste de ocho generadores sincrónicos de 2,36 MVA a 480 V, y un transformador de subida de 2,5 MVA de 480V /13,8 kV (delta – estrella aterrada) cada uno los cuales están interconectados con el sistema de distribución a 34.5 kV a través de un transformador de 20 MVA de 34.5/13.8 kV, delta-estrella aterrada, con devanado terciario. Luego, estos dos sistemas de GD se interconectan con el SEN de 110 kV a través de la subestación Caridad, por un transformador de 25 MVA, conexión estrella-estrella aterrada con devanado terciario.

Se modela el SEN en la barra CARIDAD 110 kV y el grupo de Generación Distribuida Diesel en la barra a través de dos fuentes equivalentes. El SEN se modela como una fuente trifásica programable con fuente de corriente de secuencia cero. Este modelo facilita el estudio mediante sus propiedades de simular huecos de voltajes, variaciones en la frecuencia y fase en tiempos programables. A esta fuente es necesario añadir un bloque de inductancia mutua trifásica a través del cual se consideran las impedancias de secuencia positiva y de secuencia cero del sistema.

Para el sistema de Generación Distribuida se utiliza una fuente trifásica donde no se considera variación en sus parámetros. Por lo tanto, se realiza el estudio de cortocircuito trifásico en las barras CARIDAD 110kV y BATCARIDA separadamente, mediante el uso del PSX, configurando la red de manera tal que no existen contribuciones de corrientes de cortocircuito a estas barras. Como el SEN se modela a través de una fuente programable y un bloque de impedancia mutua triásica, se necesita como dato el voltaje (110kV) y la frecuencia operacional (60Hz) y los valores de las reactancias y resistencias de secuencia positiva y de secuencia cero respectivamente

Para el modelo equivalente del sistema de GD se necesita el nivel de cortocircuito trifásico y el voltaje (13.8 kV) y frecuencia operacional.

De los niveles de cortocircuito trifásico y monofásico obtenidos para la barra Caridad 110kV, se calculan las reactancias correspondientes a base de 100 MVA. Luego, en la tabla 4 se muestra los niveles de cortocircuito y las reactancias correspondientes para la fuente trifásica programable y la del sistema GD.

Barra	Potencia aparente del cortocircuito (MVA)			
	MVA _{3F}	MVA _{1F}	X ₁ (pu)	X ₀ (pu)
CARIDAD 110 kV	651.95	478.58	0.1589	0.3089
BATCARIDA	61.25	-	-	-

Tabla 4. Niveles de cortocircuito en las barras correspondientes para la modelación de fuentes equivalentes

2.1.1.1 Sistema Eléctrico Interconectado del Parque Eólico en Simulink

Implementando los datos anteriores en Simulink, se confecciona el sistema eléctrico que interconecta el parque eólico Gibara 1 con el SEN como se muestra en la figura. 18. Se modela la línea de interconexión a través de un modelo π normal cuyos parámetros de diseño tienen valores como se especifica en la tabla IV.1 del anexo IV.

En todas las barras de este sistema se tienen instalados las protecciones electricas necesarias, sin embargo, para este estudio se toma en cuenta las protecciones de las barras Eólica y la 68850ALT, las cuales corresponden a la interconexión del parque eólico con el sistema de

distribución con los sistema de protecciones eléctricas como se tienen las figura. IV. 2 y IV. 3 del anexo IV.

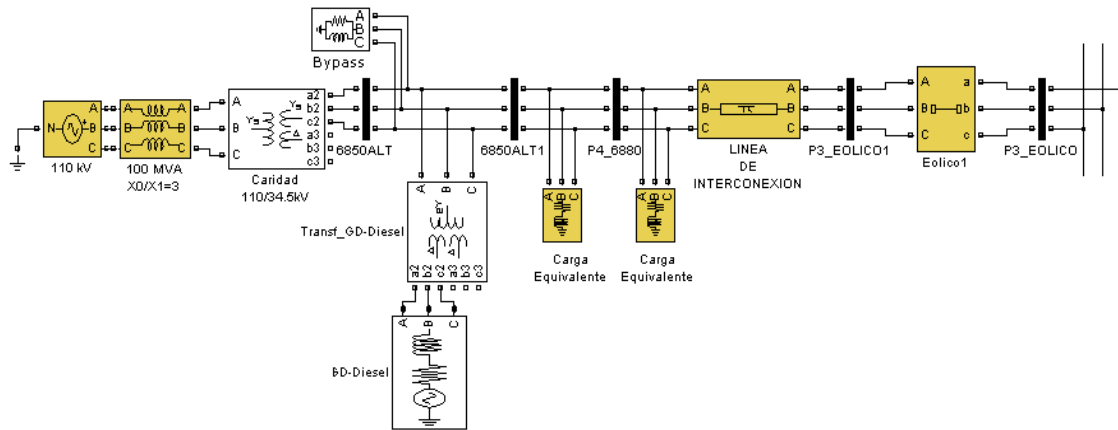


Figura. 18. Equivalentes Del SEN Y GD Modelado En El Simulink

2.1.2 El Parque Eólico Gibara I

El parque eólico Gibara 1, cuyo esquema eléctrico se muestra en la figura. 19 y el correspondiente en simulink en la figura IV.4 del anexo IV, donde se tiene instalado seis aerogeneradores de clase 1A, G52–850kW de Gamesa Eólica, para una potencia total de 5.1MW que se considera como un parque eólico pequeño con método de conexión al sistema tipo E. [41]

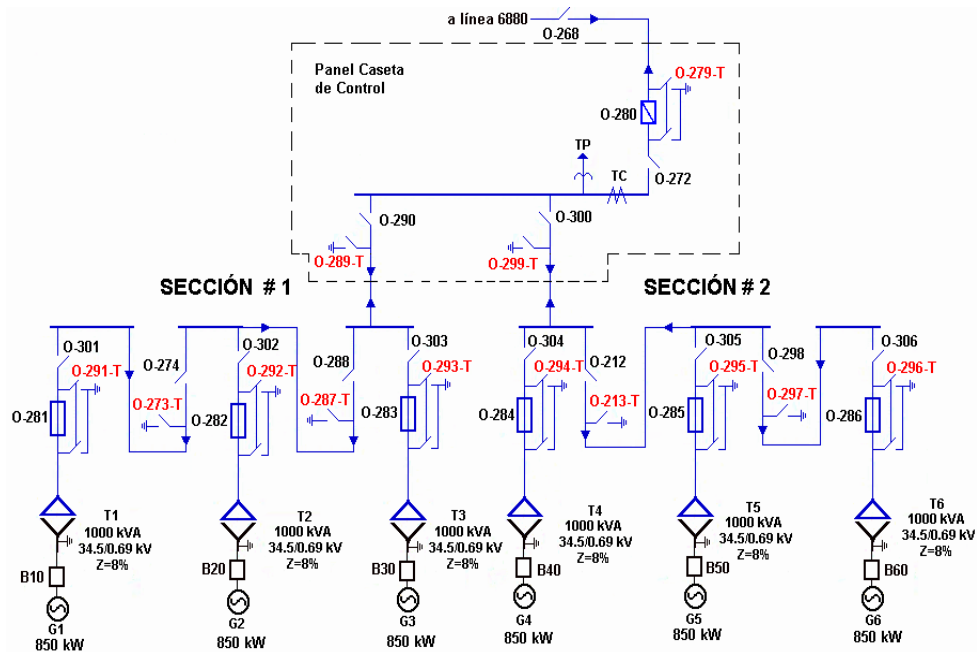


Figura. 19. Monolineal del parque eólico Gibara I

Estos aerogeneradores son, soportados por torres tubulares metálicas en tres tramos, altura de eje 55m, paso variable y sistema de orientación activo, con generador asincrónico doblemente alimentado que entrega 850kW a 690V, 60Hz con salida a la red de 34.5kV. Los aerogeneradores están situados en una fila, perpendicularmente a la dirección predominante del viento con distancia entre cada uno de tres diámetros de rotor (156m). El parque tiene disponible un centro de control a través del cual se forma el enlace de los aerogeneradores con el SEN, regulando y controlando la operación del parque.

2.1.2.1 Turbina del G52-850kW

El aerogenerador G52–850 kW de Gamesa Eólica es un aerogenerador de rotor tripala a barlovento, regulado por sistema de cambio de paso y con sistema de orientación activo. Tiene un rotor de 52 m de diámetro y utiliza el sistema de control Ingecon-W capaz de adaptar el aerogenerador para operar en grandes intervalos de velocidad de rotor. La potencia mecánica nominal de la turbina, 878.5kW, corresponde a velocidad de viento de 14m/s a la altura de la torre (55m) para aire con densidad de 1.270 kg/m^3 y que luego corresponde a velocidad de rotación de su eje referido al lado del generador de 1.08pu (1944 rpm). El sistema de cambio de paso del rotor se equipa con un sistema especial que proporciona en todo momento un ajuste muy fino del ángulo de operación de la pala con respecto a la producción de potencia y emisión de ruido. Para ambos modelos del DFIG se utiliza un bloque temporizador para representar el comportamiento del viento a la altura del buje.

2.1.2.2 El generador y sistema de control del G52-850kW

El generador eléctrico del G52-850kW, figura. 20, es altamente eficiente, de 4 polos, doblemente alimentado con rotor devanado y anillos deslizantes. Como indica su nombre, la potencia nominal de este DFIG es 850 kW a factor de potencia 0.95 (capacitivo o inductivo), contando con 800 kW del estator (conexión delta) y 60 kW del rotor (conexión estrella) con 10 kW de pérdidas totales. En la figura 20, la alimentación del rotor del generador se realiza a través de un autotransformador independiente de 690 V / 480 V, con neutro aislado cuya potencia nominal es 63 kVA para evacuar la potencia nominal del rotor. Debido al funcionamiento del aerogenerador, el rotor puede soportar sobrecargas puntuales de corriente superior, por lo que el autotransformador ha sido diseñado de forma que su comportamiento sea lineal. Todas las funciones del aerogenerador son supervisadas y controladas por varias unidades de control basadas en microprocesadores.

El sistema de control en el lazo del rotor tiene disponible dos modos de operación.

1. Regulación de Voltaje (Voltage Regulation) – donde el voltaje en los terminales del aerogenerador será controlado a un valor impuesto por la referencia de voltaje ($V_{ref}=1$) y el **voltaje droop** ($X_s=0.02pu$). El control del voltaje se logre mediante el control de la potencia reactiva del DFIG.
2. Regulación de Var (Var Regulation) – donde se especifica un valor de potencia reactiva como valor de referencia que debe mantener el DFIG.

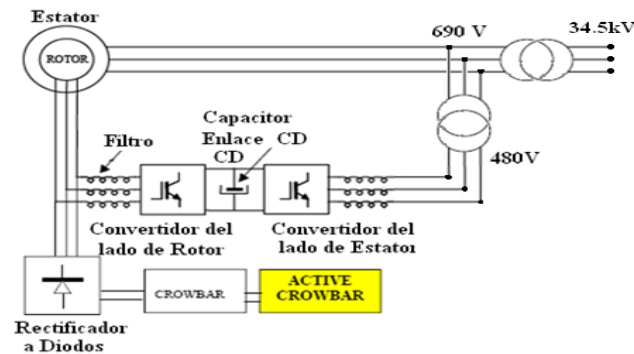


Figura. 20. Diagrama esquemático del aerogenerador G52-850kW

El crowbar activo (CA) está compuesto de un rectificador que alimenta a un dispositivo de electrónica de potencia de resistencia variable. La activación del mismo se realiza en caso sobrecorrientes en el estator originadas por la existencia de huecos de tensión en la red. La forma de activación del CA es la intensidad del estator. Tras la conexión del crowbar, el rotor queda cortocircuitado a través de una resistencia controlada que permite limitar el valor de las corrientes en el rotor. En esta situación, el generador doblemente alimentado se convierte parcialmente en un generador con resistencias rotóricas hasta que la intensidad del rotor y la tensión de la barra de voltaje directo se reducen a valores aceptables. En ese momento el crowbar activo se desconecta y el control de potencia queda de nuevo a cargo del convertidor del rotor.

Por medio del conjunto convertidor-generator es posible controlar la potencia instantánea obtenida por el sistema de generación, tanto de potencia activa como reactiva, gracias al control interno de las corrientes del rotor. La potencia activa demandada sigue una ley cúbica con la velocidad de giro del rotor, lo que permite seguir un óptimo aerodinámico que consigue ajustar el valor adimensional λ a su punto óptimo. Los límites inferiores y superior de esta ley cúbica están impuestos por las limitaciones del sistema eléctrico en el rango de variación de velocidad y por las resonancias

mecánicas que pudieran originarse fuera del rango normal de operación. En la figura. 21, se observa la gráfica momento-velocidad.

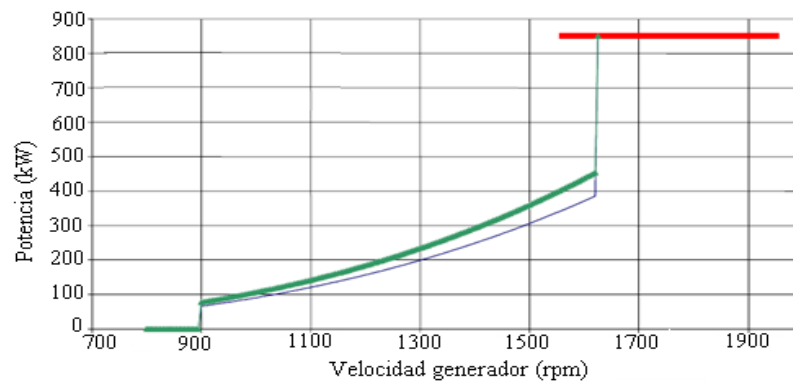


Figura. 21. Característica de potencia activa vs velocidad generador del G52-850kW

Hasta la velocidad de conexión en estrella (900 rpm), la máquina está desconectada, y el momento y la potencia son cero. La transición entre potencia cero y potencia cúbica se hace por una recta con una pendiente. En el intervalo de variación principal de velocidad el momento demandado es proporcional al cuadrado de la velocidad y por tanto la potencia es cúbica. El límite superior tiene una pendiente de subida hasta momento nominal-potencia nominal, en este momento la máquina se encontrará en regulación de velocidad, con viento nominal.

Las rachas de viento harán variar la velocidad de giro del rotor, pero se pedirá potencia constante 850 kW, con lo que el par mecánico disminuirá al aumentar la velocidad y aumentará ligeramente (hasta un valor límite) al descender la velocidad. En el caso de potencia nominal, la velocidad del generador disminuye por debajo de un cierto valor, de manera que se considera que no hay potencia aerodinámica suficiente y se volverá a la ley cúbica. Esto evita caídas de potencia transitorias debidas a las turbulencias del viento. En el anexo V se tiene planteado los límites de operación de este aerogenerador.

2.1.2.3 Sistema de Puesta a Tierra

Para la instalación de la puesta a tierra se han tenido en cuenta la experiencia de Gamesa Eólica con los aerogeneradores ya instalados. En IEC 61400-24 se describe el tipo de instalación de puesta a tierra recomendada para aerogeneradores. En el punto 8 se detallan las longitudes de los conductores de la instalación de puesta a tierra dependiendo de la resistividad. Estas consideraciones se basan en expresiones detalladas en el apartado 2.3.3.2 de UNE 21 185. Estos cálculos pueden evitarse siempre que la resistencia de puesta a tierra sea inferior a 10 Ω , como se tiene para el parque eólico Gibara 1 y como explica la IEC 61400-24.

2.1.2.4 Modelación del DFIG

En el SimPowerSystems™ 5.0 se tiene disponible tres modelos que representa el DFIG. El modelo seleccionado depende del intervalo de frecuencia a representar. Estos consisten en el modelo fasorial, el promedio y el detallado. En este trabajo, se emplean los dos primeros modelos para realizar el estudio de la interacción del parque eólico con el sistema eléctrico de potencia durante régimen de operación normal y anormal con objetivos diferentes.

2.1.2.4.1 Modelo Fasorial

El modelo fasorial utiliza el método de simulación dinámica de sistemas de potencia (PSDS-**Power System Dynamic Simulation**) para investigar el comportamiento dinámico y la estabilidad de pequeña señal en la interacción entre el sistema eléctrico de potencia y el parque eólico Gibara I y II. Este sistema eléctrico tiene 152 variables de estado en total que son asociados con los ramales, los generadores y sus controladores, transformadores y cargas. Debido a la presencia de constantes de tiempo grandes y que el comportamiento del sistema de potencia es caracterizado por oscilaciones de baja frecuencias, se requiere un tiempo largo de simulación como 50 s.

Tal tiempo de simulación, necesita un tiempo de computación sustancial al considerar todos los fenómenos rápidos de alta frecuencia en el modelo. Además, como el sistema eólico es bastante grande, será difícil, consumiendo mucho tiempo en completar el estudio de diferentes escenarios.

Este problema se resuelve al considerar solo la frecuencia fundamental de los componentes de voltaje y corriente al estudiar los fenómenos de baja frecuencia. A este método se le denomina simulación dinámica del sistema de potencia (PSDS). También, se conoce como simulación a frecuencia fundamental y de transitorio electromecánico. En este método de simulación, los voltajes y corrientes sinusoidales son sustituidos por fasores a la frecuencia nominal del sistema (60Hz).

El método tiene las ventajas de hacer posible representar la red por impedancia constante o matriz de admitancia similar a la que se utiliza en el cálculo de flujos de carga. Se reduce el tiempo de computación mediante la eliminación de un número de ecuaciones diferenciales pues ninguna de ellas son asociadas a la red y solo una es asociada con el sistema de generación, lo que posibilita el uso de tiempo de paso largo para la simulación e implementar los fasores para accionar los diferentes módulos de protecciones eléctricas existentes.

En la figura. VI.1 del anexo VI, se muestra el diagrama de bloque del modelo transitorio dinámico de 3^{er} orden del G52-850kW. El método PSDS contiene los algoritmos básicos que son tradicionalmente basados en la suposición de que todos los procesos transitorios electromagnéticos

han sido extinguidos y solo existen en la red los transitorios electromecánicos y los del sistema de control.

Al no considerar los transitorios electromagnéticos se está negando los desplazamientos (**off-sets**) de CD en la corriente del estator de la máquina. Esto implica que las derivadas en tiempo de los flujos magnético en los devanados del estator no existen y que los flujos del estator son eliminados como variables de estado y por lo tanto son calculados como variables algebraicas. Sin embargo, es posible incorporar un modelo transitorio en una simulación dinámica usando métodos apropiados para superar estas limitaciones.

Se considera una relación algebraica entre la velocidad del viento a la altura del cubo y la potencia mecánica extraída del viento. En adición se hacen las siguientes suposiciones para este modelo:

1. La saturación magnética es despreciable.
2. Distribución sinusoidal del flujo magnético en el entrehierro.
3. Los voltajes y corrientes del estator son sinusoidal a la frecuencia fundamental.
4. Todas las masas giratorias están representado mediante un solo elemento giratorio.

Mediante una representación llamada “**lumped-mass**”, porque las propiedades mecánicas y eléctricas de esta turbina están desacopladas por los convertidores. Entonces, las propiedades del eje no son reflejadas en la interacción con la red.

5. Los convertidores son modelado como fuentes de corrientes en el circuito del rotor con lazos de corriente controlados.
6. Los voltajes y corrientes en el rotor son sinusoidales a la frecuencia de deslizamiento.

2.1.2.4.2 Modelo promedio (Average Model)

El modelo promedio del DFIG no tiene implementado los armónicos en el entrehierro, pero los dinámicos resultando entre la interacción del sistema de control y el sistema potencia es preservada para un tiempo de simulación de 5 s a través el método de simulación de valores instantáneos (IVS-**Instantaneous Value Simulation**). Esto corresponde a un modelo del 6^{to} orden donde se consideran las variables de estado inicial ($\psi_{rd}^s, \psi_{rq}^s, \psi_{rd}^r, \psi_{rq}^r, \omega_g$ y θ_g) y los proceso transitorios electromagnéticos, figura VI.2 del anexo VI.

En este modelo se considera que la frecuencia de conmutación del convertidor en el circuito del rotor es infinita. A pesar de esta simplificación se toman en cuenta las limitaciones en la generación del voltaje impuesto por el convertidor debido al enlace a corriente directa entre los dos convertidores del rotor. Estas limitaciones serán implementadas como limitaciones al voltaje y a los

controladores de momento o torque. Además de no considerar los armónicos, no se considera la saturación magnética ni el efecto pelicular en el rotor.

Las ventajas de este modelo es que permite observar el comportamiento de la frecuencia, las distorsiones en las ondas sinusoidales y los procesos transitorios de alta frecuencia, sin embargo, el tiempo de paso correspondiente a este es mucho más pequeño que en el anterior que resulta difícil de simular y obtener resultados de precisión para sistemas grandes por lo tanto, para este modelo se representa el parque eólico de Gibara 1 mediante un equivalente.

2.2 Operación del G52-850kW en el parque eólico Gibara 1

El aerogenerador G52-850kW tiene tres modos de funcionamiento: Funcionamiento en modo normal, funcionamiento en modo servicio y menú de prueba (test menú). Dentro de los dos primeros, el funcionamiento de la máquina se clasifica en estados. En cada estado están predefinidas las funciones de la máquina que están activas. Así en cada momento se puede saber que sistemas de la máquina se encuentran activos o no. Tanto en menú normal como en menú de servicio la máquina se encuentra en uno de los siguientes estados:

1. Emergencia.
2. Stop.
3. Pausa.
4. Marcha.
5. Marcha acoplada.

El estado más restrictivo es emergencia y el más operativo es marcha acoplada donde se cumple la condición de sincronismo (velocidad de generador es suficiente).

2.2.1 Modo normal. Estado marcha acoplada

En este régimen de operación se considera que todos los aerogeneradores se encuentran funcionando con todos sus parámetros en estado nominal. Según la simulación a velocidad del viento nominal este proporciona una velocidad de rotación del eje del DFIG a 1.097 pu que corresponde a 1974.6 rpm, como se muestra en la figura. 22. Por ejemplo, en estado estable el aerogenerador 1 entrega su potencia nominal de 850 kW a una corriente de 0.901 pu que corresponde a 712.86 A y también 31.89 kVar de potencia reactiva, ya que el convertidor de este se encuentra funcionando en modo de regulación de voltaje pues cada aerogenerador entrega igual cantidad de potencia reactiva para mantener el voltaje en sus terminales lo más cercano posible a 1 pu. También, en la figura se observa que el voltaje en el lazo a corriente directa a través de los

terminales del capacitor a CD está controlado mediante el controlador SSC, manteniendo su valor nominal de 1200VDC.

Durante los primeros segundos de arranque, con el DFIG en régimen generador, a medida que se incrementa la velocidad del generador se incrementa el ángulo de paso de las palas de la turbina desde 0° a 5.075° , limitando la potencia captada del viento asegurando que la turbina no excede su límite de diseño mecánico.

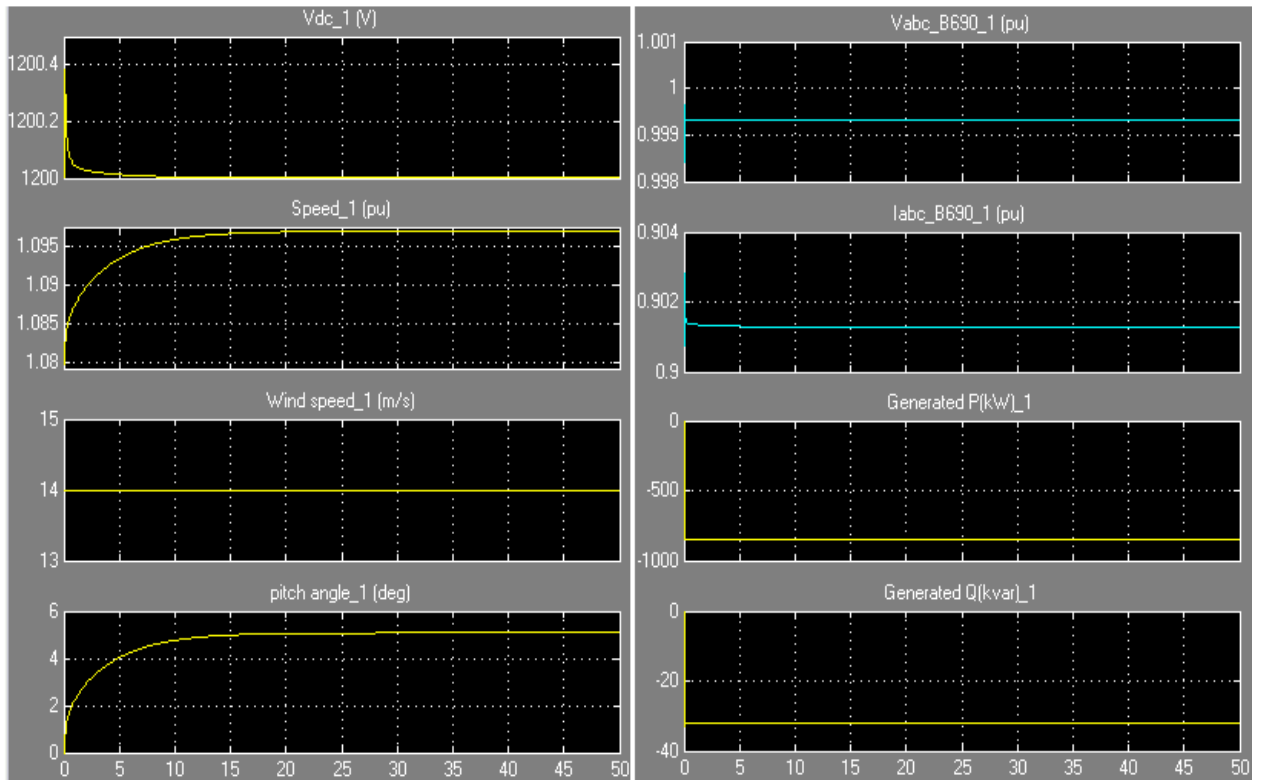


Figura. 22. Parámetros operacionales del aerogenerador 1 en régimen de operación normal.

En la barra Eólica, del parque Gibara 1 se observa que los seis aerogeneradores del parque entregan potencia activa total de 5 MW al sistema y consumen 400 kVar de reactiva, manteniendo el voltaje de este nodo a 0.9865 pu (34.03 kV), figura. 23. La demanda máxima actual en el SEN es de 2600 MVA, por lo tanto, el parque eólico Gibara 1 en condiciones de operación normal representa 0.19% de nivel de penetración al sistema.

El consumo de potencia reactiva total del parque se puede explicar a través el diagrama siguiente, figura. 24, donde se observa para un aerogenerador que, aunque cada DFIG entrega 33.89 kVar, el transformador de cada aerogenerador consume 51.8 kVar adicional

de la que entrega el aerogenerador con unas pérdidas de 16.4 kW. El cable soterrado debido a la reactancia capacitiva genera 17.703 kVar de reactivo, sin embargo esto no es suficiente para compensar la reactancia inductiva de este mismo pues consume 66.067 kVar de reactivo del sistema con unas pérdidas de 0.3 kW.

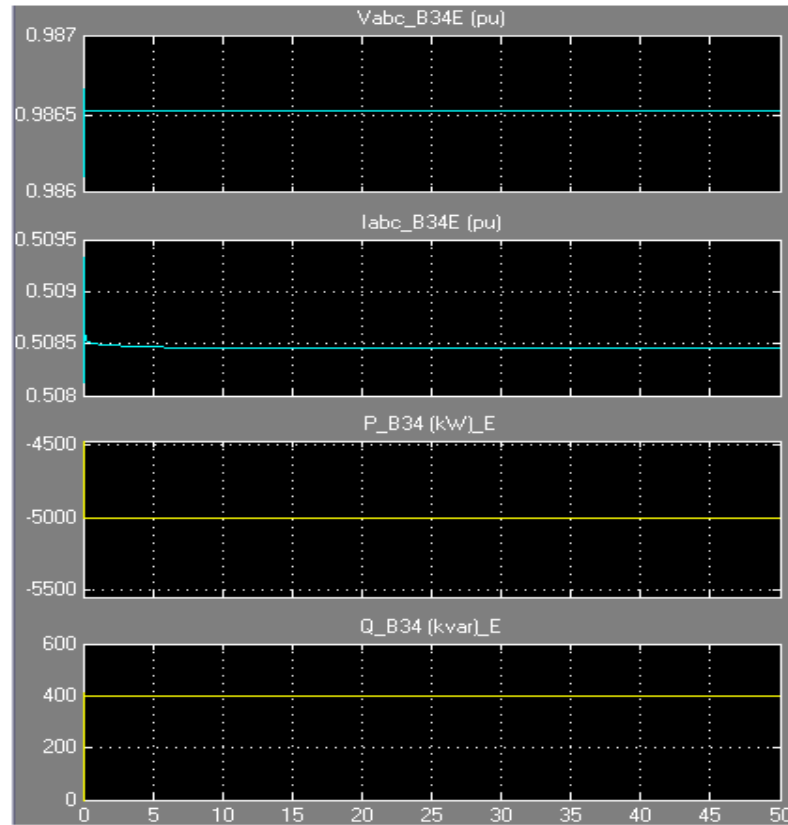


Figura. 23: Parámetros operacionales del parque eólico Gibara 1 en régimen de operación normal

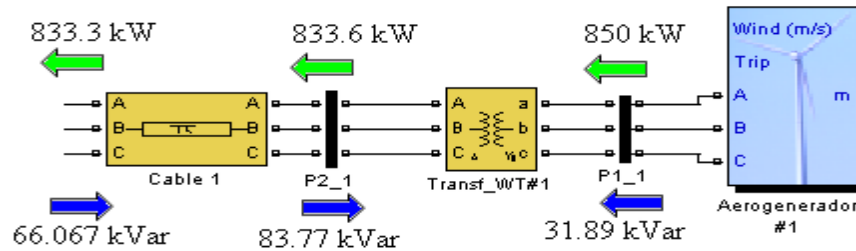


Figura. 24. Valores de potencia activa y reactiva a lo largo del tramo de transmisión de un aerogenerador

2.2.2 Ante fluctuaciones en el viento

Al estar presentes perturbaciones en un sistema de generación eólica, dependiendo de la tecnología del sistema de generación, el nivel de penetración al sistema de potencia y la rigidez del punto de conexión común, estas pueden proporcionarse hacia la red eléctrica externa causando mayores disturbios todavía. Por lo tanto es necesario analizar la interacción de este sistema con la red externa ante perturbaciones. En adición, el nivel de disturbio que la perturbación proporciona al sistema externo es de gran importancia especialmente como el sistema de potencia está experimentando incrementos en el nivel de penetración de generación eólica.

En este caso se introducen perturbaciones en el sistema de generación eólica de Gibara 1 mediante la implementación de una serie de fluctuaciones en el viento que tienen las siguientes características. Inicialmente el sistema de generación eólica se encuentre con velocidad de viento nominal cuando en $t = 10$ s la velocidad del viento disminuye a 9 m/s, luego en $t = 15$ s se incrementa 10 m/s y finalmente a la nominal (14 m/s) como se muestra en la figura. 25. De esta figura es importante notar que, en la simulación la velocidad del viento no cambia justamente en $t = 10$ s, sino se demora un 5 s antes de llegar a este valor y así sucesivamente hasta alcanzar de nuevo su valor nominal como se muestra.

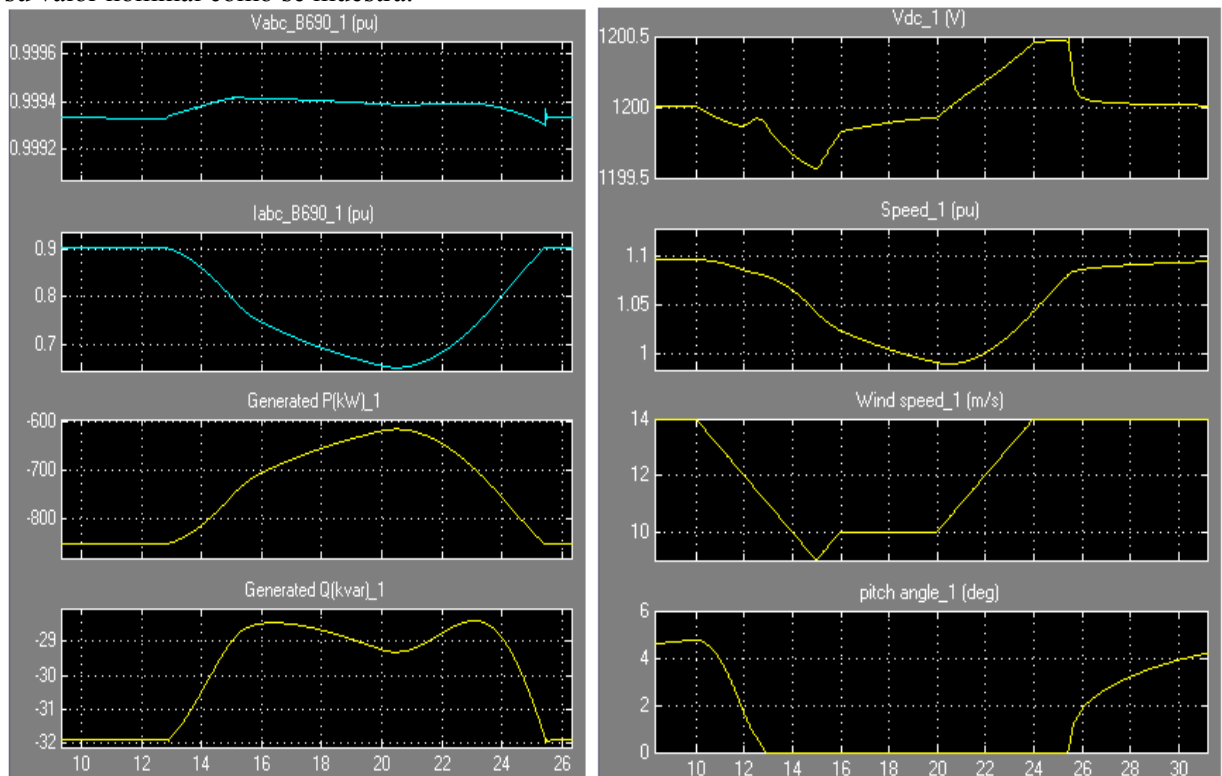


Figura. 25. Respuesta del aerogenerador 1 ante fluctuaciones en el viento.

2.2.2.1 Respuesta de los aerogeneradores

Después de 0.5 s del inicio de la turbulencia en el viento, la velocidad del generador empieza a disminuir de 1.097 pu (1974.6 rpm) a 0.99 pu (1782 rpm). Sin embargo en esta figura se puede observar que la potencia que el aerogenerador 1 entrega al sistema empieza a disminuir en $t = 12.887$ s, llegando a su valor mínimo de 615 kW en $t = 20.45$ s. El importante de aquí es el efecto de la inercia del sistema mecánico rotatorio del aerogenerador. La inercia equivalente del sistema rotatorio del aerogenerador es 7.64 s, por lo tanto, de definición este aerogenerador debe empezar a disminuir su potencia en $t = 17.64$ s. Sin embargo, la disminución en el tiempo de respuesta del aerogenerador se debe a la presencia de perdidas por fricción y batimiento de aire en el sistema mecánico rotatorio.

A medida que la velocidad de viento baja, la potencia que la turbina puede entregar al generador disminuye, por lo tanto en esta figura se observa que mientras menor sea la velocidad del viento, menor es el ángulo del pitch de las palas de la turbina. Como este es el método de control aerodinámico de la potencia de la turbina, las palas giran hasta cero grado, tratando de maximizar la potencia capturada del viento de baja velocidad ($v_{\text{viento}} < 14 \text{ m/s}$). De ahí, se observan disminuciones en la corriente del generador hasta un 27.78% en $t = 20.45$ s con incremento en el voltaje terminal hasta un 0.01%.

A medida que la velocidad del viento incrementa hacia la nominal, en $t = 25.43$ s el sistema de control pitch incrementa el ángulo de pitch de las palas, limitando la potencia entregada al generador con todos los parámetros operacionales en estado nominal una vez más

Se puede observar un incremento pequeño en el voltaje terminal de uno de los aerogeneradores, entonces el sistema de control responde ante este una disminución de la potencia reactiva entregada mediante la disminución de la corriente del rotor en el eje directo (I_{dr}), figura. 26, ya que la potencia reactiva entregada por el lado del estator está relacionado con esa corriente a través de la ecuación 1, anexo VI.

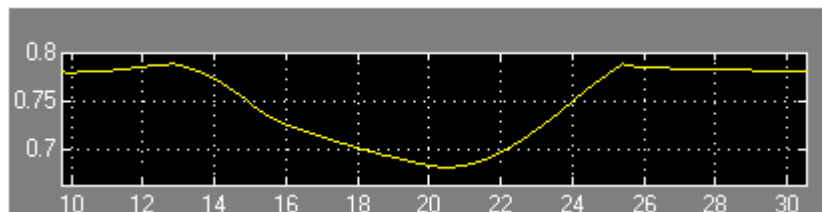


Figura. 26. Variación de I_{dr} para mantener el voltaje de la red a 1 pu.

2.2.2.2 Respuesta del parque y el sistema eléctrico interconectado

En la barra Eólica de Gibara, durante las fluctuaciones en el viento, se observa incrementos en el voltaje hasta un 0.071% con decrecimiento de un 27.65% en la corriente de línea, figura 27a. Luego en la barra 6880ALT eso se observa un decrecimiento de 0.052% en el voltaje con incremento de 8.9% en la corriente de línea, figura 27b.

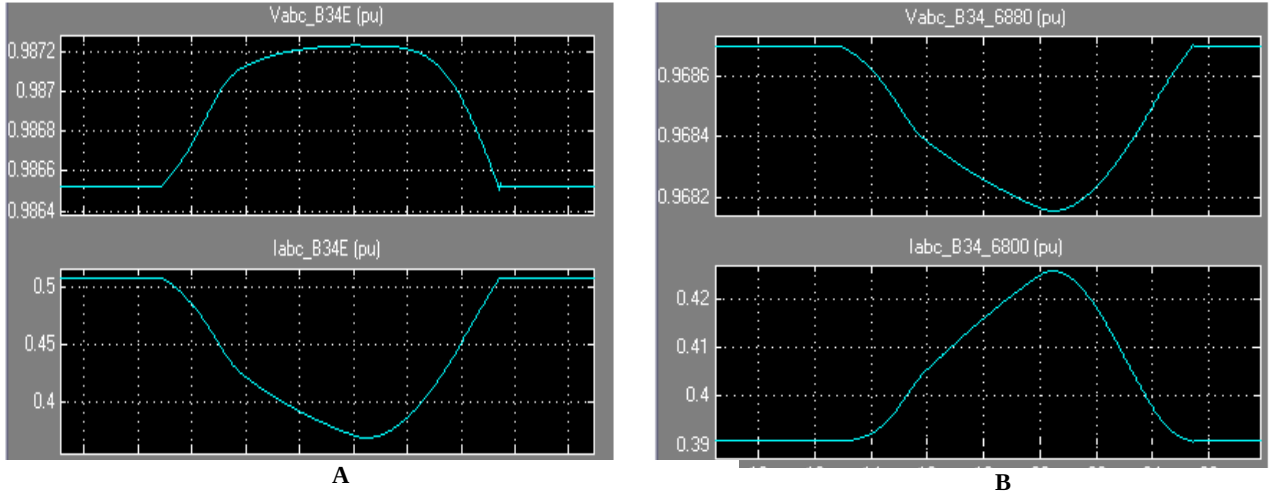


Figura. 27. Variaciones del voltaje y corriente en la barra Eólico y 6880ALT

Estas variaciones son debidas a las fluctuaciones de la potencia reactiva inyectada a la red por los aerogeneradores, sin embargo, el nivel de variación depende la rigidez del punto bajo consideración de la red. El porciento de incrementos en el voltaje en cualquier punto de la red se expresa a través de la ecuación:

$$\% \Delta V = \frac{\Delta MVAr}{MVA_{cc-3F}} 100 \quad (2.1)$$

El nivel de cortocircuito trifásico en la barra 6880ALT (776.82MVA) es mayor que él en la barra Eólica (71.71MVA), así como la variación del potencia reactiva es mayor en la barra Eólica que 6880ALT pues a través de la ecuación 2.1 se justifica el mayor incremento porcentual de voltaje en la barra Eólica. En adición, estas variaciones en el voltaje y la corriente en los diferentes puntos del sistema no provocan acción ninguna de las protecciones considerando los ajustes actuales.

Además de variaciones en la magnitud del voltaje y la corriente del sistema, se observa variaciones en el ángulo de potencia (δ) durante la turbulencia en el viento, figura. 28. El ángulo de potencia se define como la diferencia entre el ángulo de voltaje, así que se evalúa el nivel de fluctuación en la potencia activa que el parque proporciona al sistema mediante el análisis del comportamiento de ángulo de voltaje en los dos extremos de la línea de interconexión.

En condición de operación normal con la GD conectada, el ángulo de potencia tiene valor 6.83° , sin embargo durante la turbulencia en el viento este disminuye hasta valor mínimo 4.97° justificando el decrecimiento en la potencia activa entregada por el parque al sistema. Esto conduce a una variación modular máxima de este ángulo de 1.86° , sin embargo, al ser desconectada la GD la diferencia en la variación modular del ángulo de potencia es un 0.06° , figura. VII.1 y VII. 2 del anexo VII. Así que durante la turbulencia la variación del ángulo de potencia no está influido por de la conexión la GD.

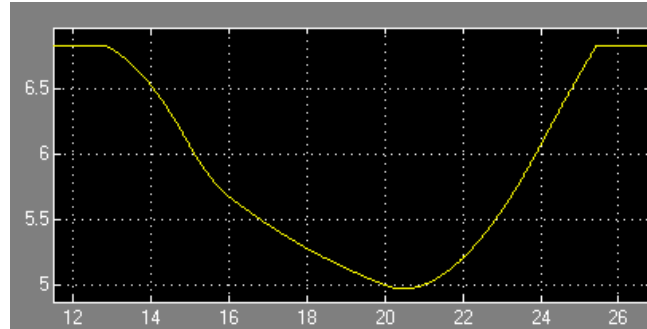


Figura. 28. Comportamiento del ángulo de potencia en la línea de interconexión durante la turbulencia

En el SEN el ángulo del voltaje no varía tanto como en las barras anteriormente mencionadas, figura. 29, en esta la variación modular es un 0.12° , así que fluctuaciones en la potencia activa proporcionada por el parque debido a turbulencias en el viento no afecta la estabilidad de operación del SEN.

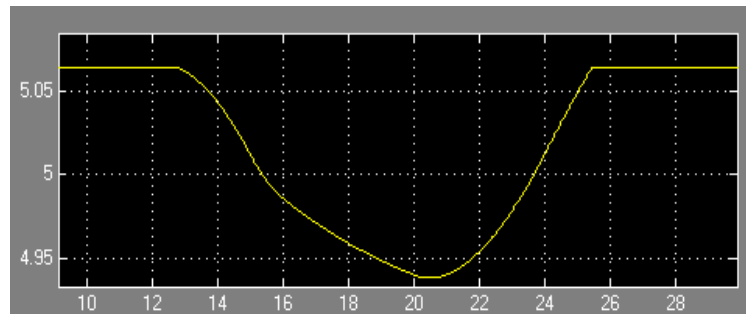


Figura. 29. Comportamiento del ángulo de potencia del SEN

Sin embargo, no existen variaciones considerables en la frecuencia de salida de los aerogeneradores en la barra Eólica ni en la barra 6850ALT que representa el SEN como se muestra en la figura. 30, ya que en estos aerogeneradores se emplea el sistema de control de paso y el sistema de velocidad variable que influye mucho en la estabilidad de la potencia y frecuencia de salida del aerogenerador, pese a las variaciones de dirección, velocidad y densidad del viento. La combinación de tales

sistemas en el G52 ajusta la velocidad del generador al valor en cada momento produciendo una mayor eficiencia en la captación de la energía según la velocidad del viento y manteniendo constante la frecuencia de salida.

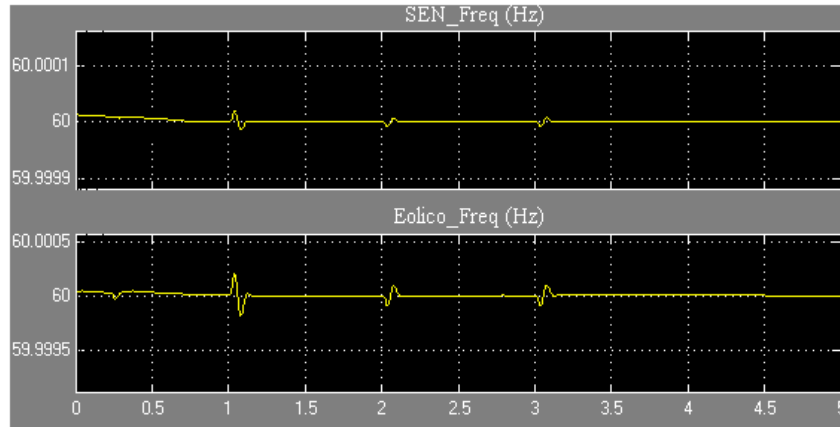


Figura. 30. Comportamiento de la frecuencia del parque Gibara 1 y del SEN

El intervalo en que fluctúa la velocidad del viento actual en Gibara no es tan brusco como se hizo en la simulación, por tanto en realidad esta no proporciona oscilaciones grandes en el voltaje y la corriente del sistema. En la figura. 31 se muestran valores reales de la velocidad del viento en el parque eólico Gibara para la hora y fecha señalada. Sin embargo, el sistema de velocidad variable colabora con la estabilidad de la red, generando o consumiendo el reactivo necesario en cada momento para mantener estable el voltaje (1 pu), la frecuencia constante y asegurar alta calidad de energía.

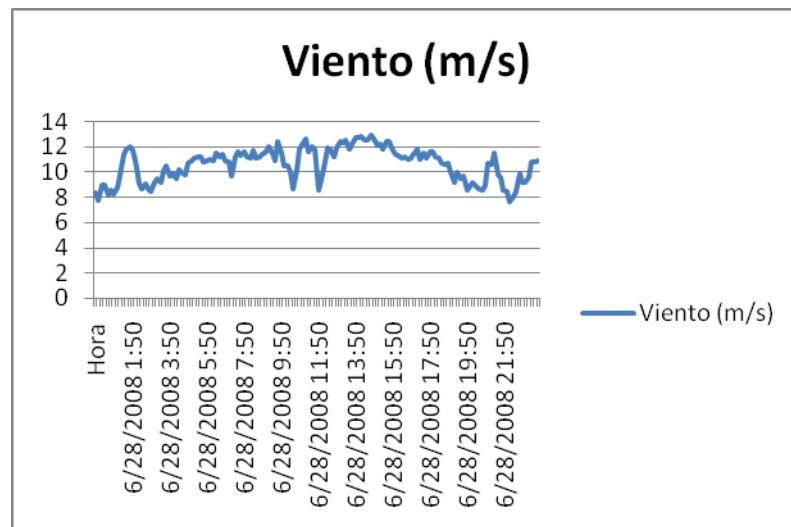


Figura. 31. Mediciones reales de viento de Gibara 1

2.2.3 Hueco de Voltaje en Caridad 110 kV

En un sistema eléctrico se efectúan maniobras donde en cada una de estas se produce una alteración del voltaje operacional. Asimismo, el sistema recibe impactos de rayos donde puede resultar en faltas entre fases o a tierra. En todos estos casos, el voltaje sufre una variación brusca que se transmite, atenuándose a todo el sistema. El hueco de voltaje es la reducción brusca del mismo en el sistema y su posterior recuperación dentro de unos milisegundos.

La operación de los aerogeneradores después de un hueco de voltaje en el sistema de potencia es una cuestión de gran interés hoy día. Las instalaciones pequeñas de generación eólica conectadas a nivel de distribución podrán incrementar o disminuir la fiabilidad del suministro después de un disturbio en el sistema. El criterio importante es si la instalación eólica será capaz de operar normal inmediatamente después de una avería en el sistema de potencia.

Los aerogeneradores G52 de Gamesa Eólica son fabricados bajo las normas UNE de España, por lo tanto, los operadores Españoles REE han elaborado normas de huecos de tensión máximos figura. 32, que deben cumplir los parques eólicos y sus generadores en particular.

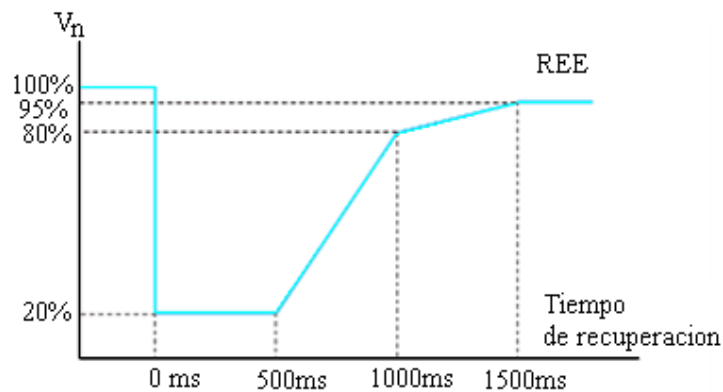


Figura. 32. Norma Española de un hueco de tensión que debe cumplir los aerogeneradores

Para el caso de Gibara 1 se considera, antes del inicio de un hueco de voltaje en la barra Caridad 110 kV, que el parque eólico junto con el sistema de GD están funcionando estable, entregando sus potencias activas nominales al sistema, con velocidad de viento nominal y constante durante todo el tiempo. Se considera la desconexión del GD justamente en el inicio del hueco de voltaje por la protección de bajo voltaje y su reconexión exitosa 0.5 s después que el voltaje del SEN se ha recuperado.

En $t = 25$ s el voltaje en la barra Caridad 110 kV está programado para disminuir a 0.2 pu, el cual se refleja en la barra 6850ALT (34.5kV), figura. 33, donde se observa la disminución inicial en la corriente hasta 33 A (0.2 pu) y luego en estado estable del hueco de voltaje a 0.6 pu. Luego en $t =$

26 s el voltaje empieza a recuperarse por etapas de 0.5 s. En la primera el voltaje se ha recuperado a 0.85pu, luego en la próxima se ha recuperado a 0.95pu y por último a 1pu.

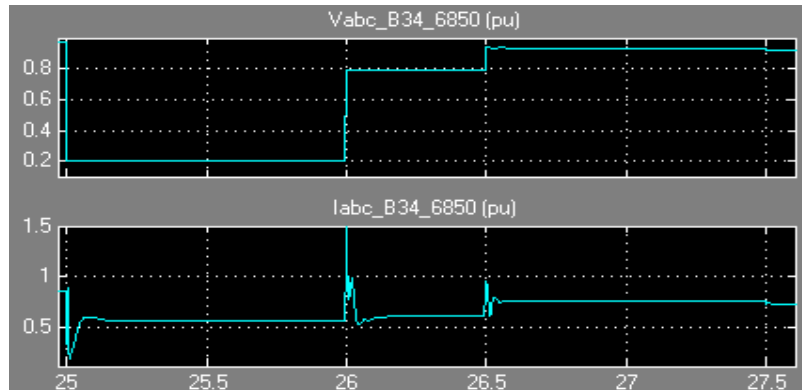


Figura. 33. Hueco de tensión en la barra 6850ALT (34.5kV) de Caridad

Durante el periodo de recuperación se observa máximo incremento en la corriente de esta barra en el tiempo cuando el voltaje se ha recuperado de 0.2 pu a 0.85 pu, ya que cambios tan bruscos en el voltaje en presencia de elementos inductivos como transformadores implican tales incrementos en la corriente.

2.2.3.1 Respuesta en la barra eólica

El efecto del hueco de voltaje en el sistema se ha proporcionado hacia la salida del parque eólico, figura. 34, donde se observa un voltaje mínimo de 0.25 pu con corriente inicial máxima de 200 A (1.2 pu) por un tiempo de 5 ms: Con su valor nominal (83.7 Amp - 0.5 pu) en estado estable durante el hueco de tensión.

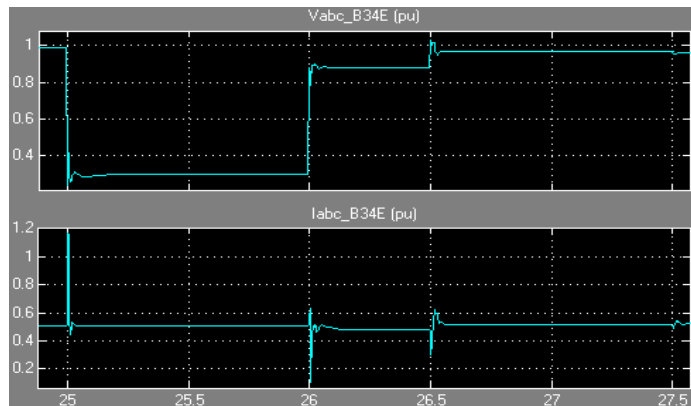


Figura. 34. Hueco de tensión en la barra Eólico

A medida que se recupera el voltaje del sistema se observan oscilaciones en la corriente entre 100 A y 16.74 A (0.6 pu y 0.1 pu) dentro de unos ms debido al hecho de que los generadores DFIG no son

máquinas potentes, mientras que el voltaje se incrementa rápidamente, la corriente de los mismos oscila

2.2.3.2 Respuesta del aerogenerador

El hueco de tensión en el sistema ha alcanzado hasta los terminales de los aerogeneradores donde el voltaje inicialmente disminuye hasta 0.35 pu con incrementos en la corriente hasta 2 pu por 5 ms, figura. 35 para el caso del aerogenerador 1. Sin embargo, el convertidor RSC del DFIG responde ante esa disminución brusca del voltaje mediante la inyección de potencia reactiva en la red externa como se indica en la figura. 36, donde tiene un valor de 363 kVar de reactivo para ayudar en la recuperación del voltaje en sus terminales, ya que este se encuentra en modo de control de regulación de voltaje. Gamesa Eólica específica que el intervalo de variación del voltaje en los terminales del aerogenerador debe estar entre $\pm 10\%$ del nominal de aerogenerador.

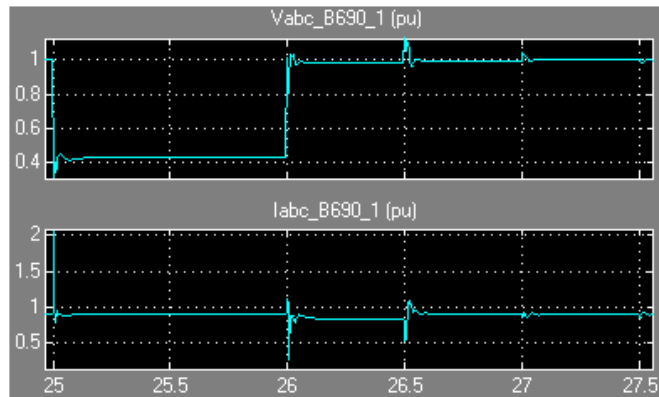


Figura. 35: Respuesta del aerogenerador 1 al hueco de tensión en la barra Caridad 110kV

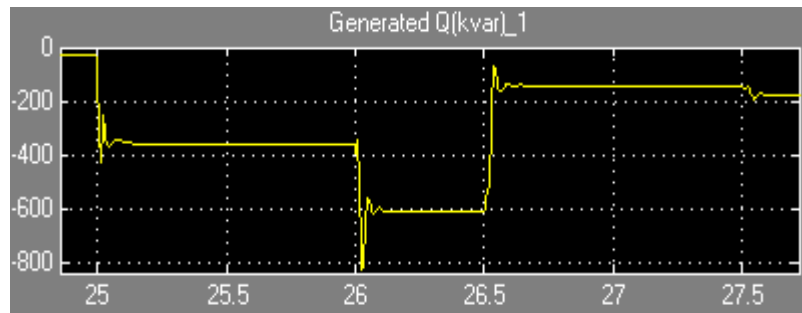


Figura. 36. Potencia reactiva entregada por el aerogenerador 1 durante el hueco de tensión

Además, como la potencia reactiva que el DFIG puede entregar depende del cuadrado del voltaje operacional de la red, entonces el bajo voltaje durante el hueco afecta la capacidad de los aerogeneradores de entregar suficiente reactivo para incrementar el voltaje lo más cercano posible al nominal.

Después del hueco de voltaje, el voltaje del SEN ha incrementada a 0.85 pu, sin embargo el voltaje en los terminales de los aerogeneradores inmediatamente incrementa a 1 pu, ya que durante el primer 0.5 s de recuperación del voltaje en el SEN cada aerogenerador entrega inicialmente una máxima potencia reactiva de 800 kVar, después 600 kVar en el estado estable durante este periodo del recuperación.

Durante este tiempo, el parque eólico entrega en total 1.5 MVar, sin embargo, debido a las perdidas a lo largo de línea y la presencia de las cargas, esa no es suficiente para ayudar en la recuperación del voltaje del SEN. Esto justifica que los parques eólicos de conexión tipo E como Gibara 1 no pueden contribuir al control de voltaje del sistema de transmisión. En adición el parque eólico no tiene el rango de potencia reactiva para el suministro a las cargas locales del sistema distribución. Luego, en el segundo 0.5 s y a medida que se recupera el voltaje del SEN los aerogeneradores entregan menos potencia reactiva

Además, se observan incrementos en la velocidad del generador desde del inicio del hueco de tensión en el SEN. Para el modelo implementado, se define el momento electromagnético mediante la ecuación (2.2).

$$T_g = \frac{3}{2} p \frac{L_m}{L_s} \frac{V_s}{\omega_s} i_{qr} \text{ [N-m]} \quad (2.2)$$

La velocidad del viento permanece constante todo el tiempo, pues se mantiene constante el momento aerodinámico de la turbina. Debido a la relación proporcional existente entre el momento electromagnético y el voltaje del estator del generador (V_s), la corriente del eje q del rotor (i_{qr}), el voltaje V_s disminuyen debido al decrecimiento de la fem inducida en rotor.

La disminución de estos dos componentes provocan que el momento electromagnético del generador disminuya grandemente, provocando que exista desequilibrio entre el momento electromagnético y el momento aerodinámico, lo cual resulta en un incremento de la velocidad del generador a 1.15 pu (2070 rpm) como se muestra en la figura. 37.

A medida que la velocidad del generador sea mayor que la nominal, el sistema de control de paso responde inmediatamente, incrementando el ángulo de paso de las palas, frenando la turbina, asegurando que no se exceda el límite de diseño de la del sistema rotatorio. Mientras que se recupera el voltaje de la red se incrementa el momento electromagnético, disminuyendo la velocidad del generador y las palas se re-posicionan a su ángulo para condiciones normal de 5° a partir del tiempo en que el voltaje de la red ha alcanzado su valor nominal ($t=27$ s).

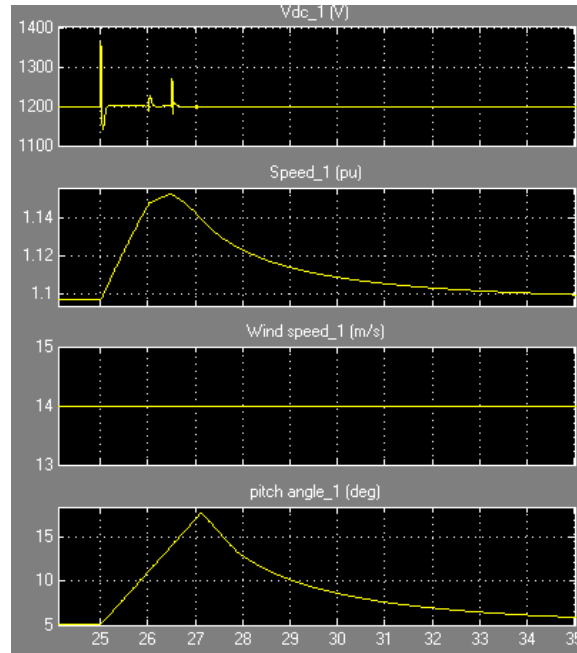


Figura. 37. Respuesta en la velocidad, ángulo de las palas, y V_{dc} del aerogenerador 1

Se incrementa el voltaje V_{dc} del capacitor entre los dos convertidores (SSC & RSC) en el lazo de alimentación del rotor hasta un valor máximo de 1.14 pu por unos 23ms, el cual se puede considerar como un tiempo insignificante para ser perjudicial a este y a los convertidores estáticos.

En el inicio del hueco de tensión, la velocidad de los aerogeneradores ha incrementado tanto que se sobrepasa el punto de deslizamiento máximo del generador, llegando a operar en la zona de inestabilidad con bajo voltaje en los terminales de los generadores. Lo anterior provocan que no se entregue potencia activa a la red debido a la acción del sistema de control, sin embargo, cada uno consume 11.7 kW, figura. 38 para el caso del aerogenerador 1, para vencer sus propias pérdidas y para el suministro del sistema de cargas que se puede considerar como uso de planta. A medida que se recupera el voltaje de la red el aerogenerador comienza a entregar potencia a la red externa.

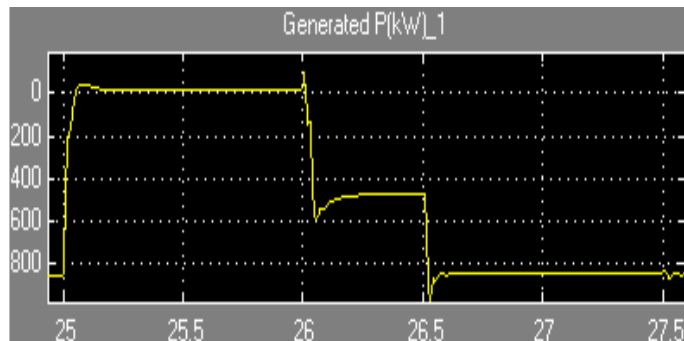


Figura. 38. Comportamiento de la potencia activa del aerogenerador 1

2.2.3.3 Comportamiento de la frecuencia

Desde el punto de vista del comportamiento de la frecuencia del SEN y del parque eólico, se observan mayores oscilaciones en la frecuencia del parque que en el SEN, en el inicio y durante el hueco de tensión, figura. 39a, ya que los generadores DFIG no son potentes como las máquinas del SEN y además considerando los MW de la instalación eólica. A medida que el voltaje se establece, la oscilación en la frecuencia tiende a atenuarse, figura. 39b. Se observan oscilaciones en la frecuencia durante todo el tiempo del período de recuperación del voltaje en el SEN, ya que cada vez que cambia el voltaje, el sistema de control de velocidad de los aerogeneradores trata de ajustar la velocidad de los generadores, pues induce variaciones en la frecuencia.

Oscilaciones en la frecuencia implican vibraciones en el sistema rotatorio del aerogenerador. Estas fluctuaciones de la frecuencia de la red eléctrica intermitentes o rápidas pueden causar serios problemas al aerogenerador, por tanto es necesario tomar en consideración el intervalo de la frecuencia dentro del cual el sistema rotatorio está diseñado para funcionar estable.

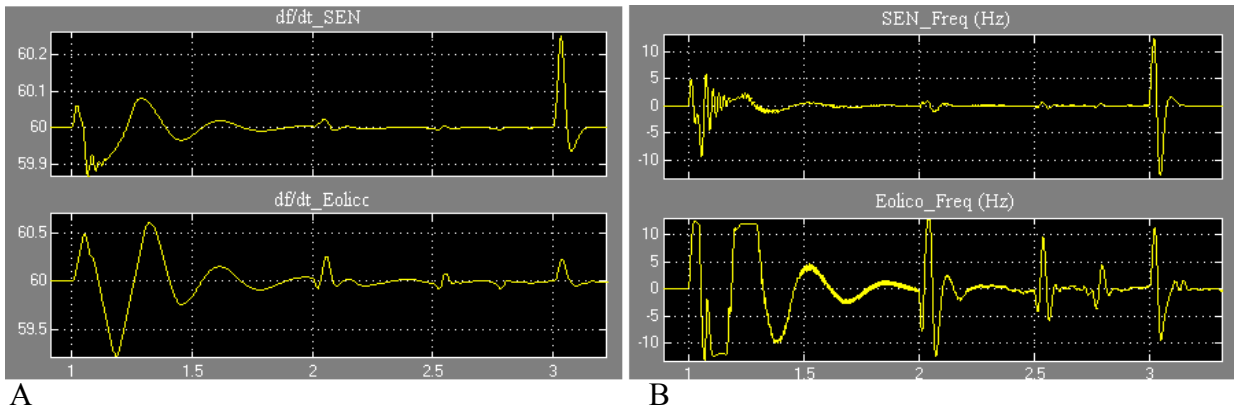


Figura. 39. Comportamiento de la frecuencia del SEN en la barra 6850ALT y Eólico

Según Gamesa Eólica, estos aerogeneradores están diseñados para operar con variaciones de la frecuencia entre +2/-3 Hz. No se tiene definido el límite máximo de df/dt que puede resultar importante a medida que la avería sea mayor, sin embargo, en la referencia 41 existe un límite máximo modular de 0.55 Hz / s por 0.2 s y mínimo de 0.1Hz / s por 10 s de la protección **LOM** para un parque eólico de 5 MW. Por tanto de la figura 39 a, la variación de la frecuencia esta dentro del límite establecido por Gamesa Eólica para los aerogeneradores G52-850kW, sin embargo, de la figura 39 b en el inicio del hueco de tensión df/dt es mayor que el límite por 0.055 s y al terminar este hueco, es mayor que el límite por un tiempo de 0.14s. Por lo tanto, para fluctuaciones en la

frecuencia para tal disturbio en el SEN la variación de la frecuencia en el parque eólico esta dentro de los límites establecido por el fabricante y por la experiencia.

2.2.3.4 Límites prácticas a la capacidad FRT del aerogenerador

Independientemente del cambio de la velocidad del generador durante del hueco de tensión, los aerogeneradores con DFIG pueden recuperarse al estado normal de operación. Sin embargo, los límites prácticos para la recuperación son determinados por la viabilidad comercial de sobre diseños del sistema mecánico y el convertidor eléctrico, En la figura. 40 se pueden observar incrementos en la corriente y voltaje del rotor durante el inicio del disturbio en el SEN. El comportamiento FRT del DFIG es entonces altamente variable, dependiendo de la capacidad de soporte del incremento en velocidad y la del convertidor y particularmente la capacidad del convertidor de soportar los transitorios sin protección del **crow bar**.

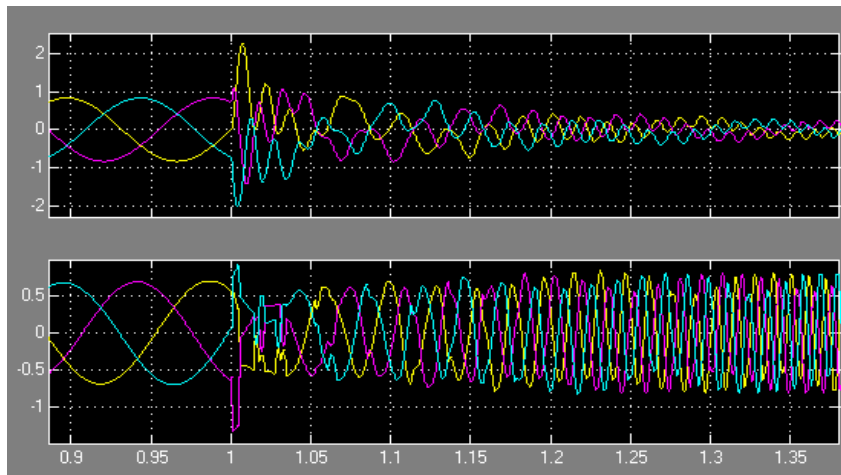


Figura. 40. Comportamiento de la corriente y voltaje del convertidor RSC

2.2.4 Operación en Isla

De acuerdo al monolineal del sistema eléctrico de interconexión del parque eólico Gibara 1 y el sistema de Generación Distribuida, se tienen dos posibles islas. La primera consiste del parque eólico Gibara 1 alimentando la carga $5+j2$ MVA mientras que la segunda será una operación híbrida, Wind-Diesel, alimentando una carga total de $12+j5$ MVA, como se tiene en la figura. 41.

Considerando la máxima potencia reactiva que el parque puede entregar y la sumatoria de la potencia reactiva de la carga y la que consume el transformador de cada aerogenerador y las líneas, esa sumatoria es mucho mayor que la máxima que puede entregar el parque, por lo tanto se presenta bajo voltaje de operación en la isla donde debe actuar la protección correspondiente.

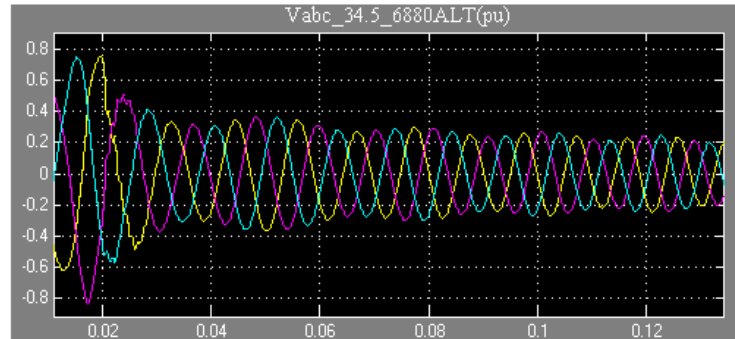


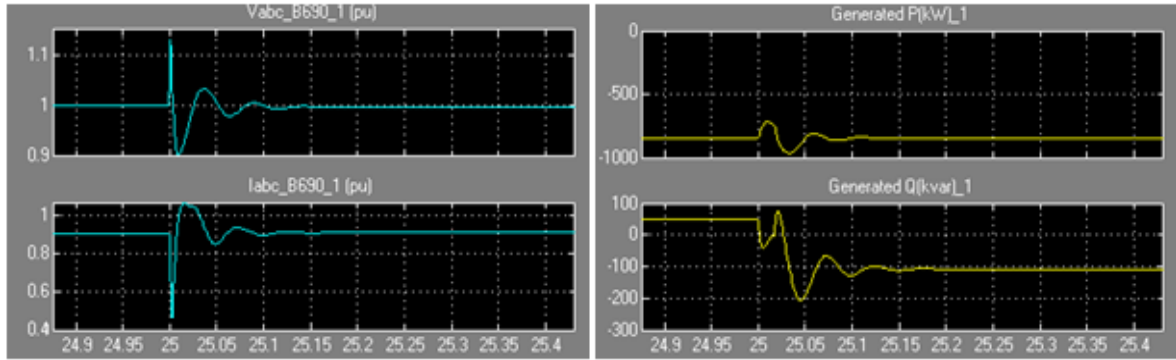
Figura. 43. Disminución del voltaje de en la isla

La formación de esa isla no está limitada por potencia activa y la variación de la frecuencia operacional de la red sino está limitada prácticamente desde el punto de vista de la disminución en el voltaje operacional debido a la insuficiencia en el suministro de potencia reactiva del parque. En esta caso la velocidad de viento se encuentra con a valor, pues el parque entrega toda su potencia, así que la operación estable de esa red no depende de la velocidad del viento.

2.2.4.2 Sistema Híbrido: Wind-Diesel

Al abrir el interruptor 6850ALT se forma una red aislada, quedando como el parque eólico en paralelo con el grupo de baterías Diesel, alimentando la carga total de $12+j5$ MVA. Antes de perder la conexión con el SEN, el sistema total se encuentra con todos sus parámetros en estado normal hasta la velocidad del viento. Para la operación del sistema híbrido, se utiliza el grupo diesel como referencia para la frecuencia y el ángulo de los voltajes.

En el tiempo inicial de abrir el interruptor 6850ALT, el voltaje en los terminales de los aerogeneradores inicialmente incrementa 1.15 pu, luego oscila alrededor de su valor nominal, amortiguándose a este mismo valor un 0.1s después. Se comporta de manera similar la potencia reactiva que cada aerogenerador entrega, incrementándose hasta 108.3 kV para apoyar el voltaje de la red, figura 44a.



A

B

Figura. 44. Respuesta de aerogenerador 1 ante la formación del sistema híbrido

Dentro este tiempo se observa las mayores fluctuaciones en la frecuencia del sistema híbrido, figura. 45, oscilando alrededor de su valor nominal (60 Hz), atenuándose más tarde a este valor. De esta figurase observa que la frecuencia oscila dentro del intervalo establecido por Gamesa Eólica (df/dt) también dentro del límite establecido por la referencia 30.

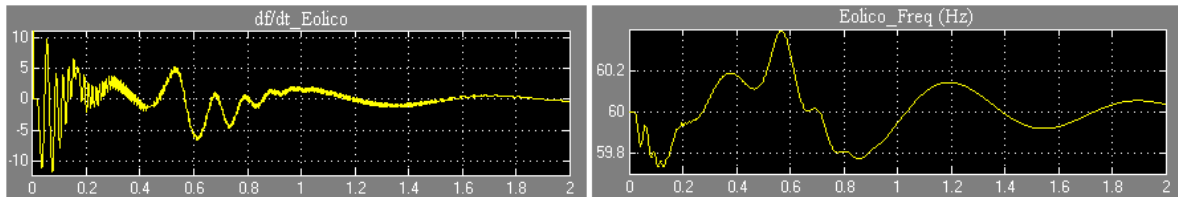


Figura. 45. Comportamiento de la frecuencia del sistema híbrido

Por lo tanto, de los resultados anteriores obtenidos para la operación del sistema híbrido se observa que estos están dentro de los límites establecidos para los aerogeneradores. El grupo Diesel, como su capacidad es de 18.8 MVA, no sufre de sobrecarga ninguna. Sin embargo, este sistema de generación Diesel en Cuba es diseñado para operación de emergencia para el sistema nacional, así que queda evaluar este sistema en detalle para ver su comportamiento en este sistema aislado.

La potencia activa que cada aerogenerador entrega al sistema se comporta de manera igual como la frecuencia, sin embargo, se observa un incremento ligero en el ángulo δ del voltaje terminal de cada aerogenerador debido al incremento ligero en la corriente de estos mismos, figura. 44b.

CAPÍTULO 3. Ajustes de las Protecciones de los Aerogeneradores y del Parque Eólico Gibara 1

El esquema de protección del sistema eléctrico de bajo y medio voltaje de los aerogeneradores es similar al que se emplea en una industria típica, contando con interruptores automáticos de caja moldeada y fusibles que son dispositivos para la protección contra cortocircuitos entre fases. Entre estos dispositivos de protección del sistema eléctrico de bajo voltaje, se tiene también un relé diferencial de secuencia cero y un interruptor de caja moldeada para la detección y eliminación de cortocircuitos a tierra, protegiendo tanto al generador como al cable de neutro de referencia para el sistema de mediciones eléctricas. En este capítulo se realiza una descripción del esquema de protección y cómo estos se comunican entre sí ante una condición de avería. Se calculan sus ajustes de acuerdo a los métodos utilizados por ABB para los interruptores de caja moldeada y para el resto de los dispositivos se utilizan métodos descritos en la literatura clásica de protecciones.

Los relés de protección asociados al interruptor totalizador del parque eólico son los requeridos por la norma ANSI/IEEE Std 1021-1988 para la interconexión de parques eólicos pequeños al sistema eléctrico de potencia. Los relés de protección de mínimo/máximo voltaje y de mínima/máxima frecuencia son ajustadas de acuerdo a los límites operacionales establecidos por Gamesa Eólica para la operación satisfactoria de sus aerogeneradores, mientras que los relés de protección de sobrecorriente de fase y tierra son ajustados de acuerdo a los criterios de la referencia 45.

Últimamente se plantea cortocircuitos diferentes en los diferentes puntos del sistema, observando las respuestas de los ajustes nuevos introducidos en los relés de protecciones.

3.1 Esquema de Protección de los Aerogeneradores y el Parque Eólico, Gibara 1

El esquema de protección de los aerogeneradores se divide en dos secciones según el nivel de voltaje operacional, así que se tiene el esquema de protección de bajo y de medio voltaje. Como estos aerogeneradores son idénticos, el análisis de las protecciones eléctricas de uno es suficiente pues será igual para los restantes.

Este parque eólico se conecta a la red de distribución a través del interruptor de interconexión en la barra denominada Eólica que tiene asociado sus relés de protecciones. A este se refiere el esquema de protección del parque eólico.

3.1.1 Protección del Aerogenerador en Bajo Voltaje (690 V)

La figura. 46 muestra el esquema de protección eléctrica para el sistema eléctrico de bajo y medio voltaje del aerogenerador G52-850kW. Este esquema de protección es similar al que se aplica en una industria típica, por ejemplo la utilización de un interruptor automático de caja moldeada para la protección del generador y el transformador y fusibles para la protección de los cables y el transformador también.

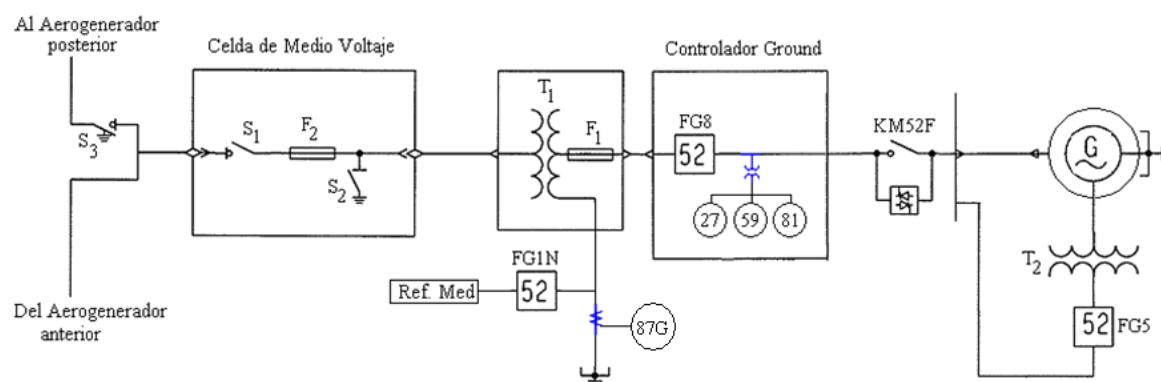


Figura. 46. Esquema de protección del sistema eléctrico de bajo y medio voltaje de G52

El esquema de distribución eléctrica en la instalación de bajo voltaje del aerogenerador G52 es el especificado en la norma IEC 364 como sistema TN-C. El esquema de protección correspondiente consiste en los elementos de protección contra cortocircuitos entre fases y fase a tierra donde se tiene instalado un fusible (F_1), tres interruptores automáticos de caja moldeada (FG8, FG5 y FG1N) y una protección diferencial de corriente de secuencia cero (87G). Para la protección del devanado del estator del generador se utiliza el interruptor automático de caja moldeada, FG8 (S6S-800). Este interruptor tiene una unidad de disparo electrónico a base de microprocesadores, PR212/LSI lo cual permite tener ajustes más precisos en términos del tiempo de disparo así como valores umbrales de corriente de tal manera que se logra que la operación y seguridad de la instalación sea mejor. Además, Gamesa Eólica recomienda la utilización de relés 27/59 y 81O/U como elementos de protección adicional para el generador contra disturbios en el sistema. El rotor del generador es alimentado a través de un transformador T_2 que tiene como protección en el lado de 690 V un interruptor automático de caja moldeada FG5 (T4S250) que tiene igual método de disparo que el anterior pero a través del disparador electrónico PR221 1DS-LS/I.

Aparte de los interruptores automáticos de caja moldeada que protegen los diferentes elementos del aerogenerador, están los fusibles de acción ultra rápidos (F_1) que son instalados en el lado de 690V del transformador, para el caso de que ocurra un cortocircuito entre el interruptor principal (FG8) y

la parte de baja del transformador. Gamesa Eólica recomienda que esta conexión sea conformada por dos cables por fase de cobre, 185 mm² de sección tipo DZ-K.

Este transformador dispone además de una protección térmica con sondas PT100 para el control de la temperatura de operación del transformador de manera que al ocurrir una falla en él actuará la protección térmica con sondas, que en dependencia de la severidad de la falla enviará una señal de advertencia al sistema de control ó mandar a disparar la bobina de apertura de la celda de media tensión si es necesario para la protección del aerogenerador.

Para la protección contra la circulación de corriente de fuga a tierra o cortocircuitos a tierra en esta parte del sistema eléctrico de 690V, se tiene instalado una protección diferencial de secuencia cero (87G), figura. VIII. I del anexo VIII para detectar esta anomalía y mandar a disparar los interruptores FG8 y FG5 y abrir el seccionador S₁ de la celda de medio voltaje. Esa protección diferencial es acoplable a perfil simétrico DIN 46277 con un TC toroidal separado de la serie WG de Circutor. La detección de fuga se realiza haciendo un muestreo de la corriente diferencial (corriente de secuencia cero) y calculando su valor eficaz.

Existe otro interruptor, FG1N (MS-325) que protege al conductor de neutro que sale del transformador que luego va a la bornera de medición, a la vez que forma parte de la cadena de seguridad ya que al detectar el incremento de corriente de secuencia cero no solo interrumpe este neutro sino que también manda a detener de emergencia el aerogenerador, disparando el FG8 y FG5 y abriendo el seccionador de la celda de medio voltaje del aerogenerador.

3.1.2 Ajuste de los Interruptores Automáticos de Caja Moldeada

En el epígrafe anterior se mencionó que estos interruptores automáticos de caja moldeada son equipados con unidades de disparo electrónico las cuales garantizan un sistema de protección basado en dispositivos electrónicos a microprocesadores excepto el FG1N que es termomagnético. Estas unidades de disparo electrónico proporcionan tres tipos de protecciones que son: protección contra sobrecarga (L), protección contra cortocircuito con tiempo de disparo retardado (S) y protección contra corriente de cortocircuito instantáneo (I). Estos interruptores no tienen activados todos los elementos mencionados, ya que existe la posibilidad de desactivar cualquiera excepto el L. En el estudio de los ajustes de las protecciones del aerogenerador no se pudo disponer de las curvas características de estos interruptores automáticos, herramientas necesarias para la verificación de la existencia de coordinación entre los dispositivos de protección. Por lo tanto, solo se verifican los valores de ajustes y no fue posible efectuar el estudio de coordinación.

3.1.2.1 Ajuste del FG8

3.1.2.1.1 Ajuste del Elemento de Sobrecarga (L)

La corriente nominal de interruptor (I_n) es 800A mientras que la corriente nominal de generador (I_c) es 712.86A (*valor simulado*). Entonces el ajuste del elemento de sobrecarga se realiza mediante la siguiente expresión:

$$Ajuste_L = \frac{I_c}{I_n} \quad (3.1)$$

$$\text{Luego: } Ajuste_L = \frac{712.86}{800} = 0.89$$

En la figura. 47 se observa la manera de introducir el ajuste al interruptor a través de unos conmutadores pequeños. Se activan estos por una combinación que se acerca lo más posible a 0.89. De los valores disponibles no existe ninguna combinación que resulte 0.89 por lo tanto se selecciona la combinación como se observa en figura resultando en a 0.9. Luego el valor de ajuste de la corriente de disparo umbral de la protección térmica (I_1) es:

$$I_1 = I_n(0.4 + 0.32 + 0.16 + 0.02)$$

$$I_1 = 800 * (0.4 + 0.32 + 0.16 + 0.02)$$

$$I_1 = 720 \text{ A}$$

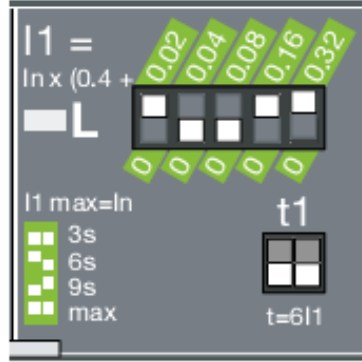


Figura. 47. Ajuste del elemento L de interruptor FG8

La unidad de disparo PR212/LSI tiene disponible una familia de curvas para la función L que son líneas rectas paralelas. Cada línea se identifica por un tiempo t_1 el cual representa el tiempo de disparo de la protección en correspondencia con un múltiplo de I_1 . Este múltiplo para esta unidad de disparo es $6 \cdot I_1$. Entonces es necesario seleccionar cuál de estas curvas será implementada en el interruptor. Esta selección depende de la sobrecarga máxima (I_{cmax}) y su tiempo admisible (t_{sc}) para la instalación que es un dato de su diseñador. Luego se aplica la ecuación (3.2) para la selección de la curva de disparo del interruptor.

$$t_{curva} = \frac{I_{cmax}^2 * t_{sc}}{(6 * I_1)^2} \quad (3.2)$$

Luego la curva que Gamesa Eólica selecciona es la del 3 s, indicado por la figura. 47 donde los dos conmutadores de t_1 están hacia abajo. Por lo tanto de la ecuación (3.2) se debe obtener un valor mayor que 3 s para que la protección responda lo más rápido posible ante cierto grado de sobrecarga.

3.1.2.1.2 Ajuste del Elemento Instantáneo de Cortocircuito (I)

El ajuste del elemento I está en función del nivel de cortocircuito mínimo ($I_{ccto-min}$) según:

$$Ajuste_I = \frac{I_{ccto-min}}{I_n} \quad (3.3)$$

La corriente de cortocircuito mínima (del primer medio ciclo) en los terminales del generador es 1625A resultando que el $Ajuste_I = 2.03$. Según la referencia 44 de ABB, se reduce el $Ajuste_I$ en 0.5, resultando que en 1.53. Según la figura. 48 este elemento tiene las combinaciones mostradas, por lo tanto se selecciona 1.5 que es el valor más cercano.

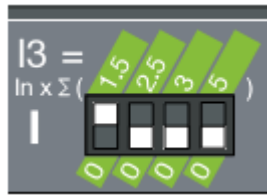


Figura. 48. Ajuste del elemento I del interruptor FG8

Luego el valor umbral de la corriente de ajuste de la protección (I_3) toma como valor:

$$I_3 = 1.5 * I_n$$

$$I_3 = 1.5 * 800$$

$$I_3 = 1200 \text{ (A)}$$

3.1.3 Ajuste del FG5

El ajuste de este interruptor se realiza de manera similar al anterior. Este interruptor tiene activado los elementos L y S para detectar y eliminar sobrecargas y cortocircuitos entre fases del transformador T_2 que alimenta el rotor del generador.

3.1.3.1 Ajuste del Elemento de Sobrecarga (L)

La corriente nominal del transformador por el lado de 690V es 52.76 A mientras que la corriente nominal de rotor referida a 690V es 50.2A. Entonces se utiliza la corriente nominal del rotor

(referida a 690V) para calcular el ajuste del elemento de sobrecarga. Con la corriente nominal de este interruptor (160A) se aplica la ecuación (3.1) obteniéndose el ajuste 0.31. Sin embargo el valor mínimo disponible por el interruptor es 0.4 que es el valor de ajuste que se tiene actualmente. Entonces el valor de ajuste de la corriente de disparo umbral de la protección térmica (I_1) será:

$$I_1 = 160 * 0.4$$

$$I_1 = 64 \text{ (A)}$$

La unidad de disparo electrónico de este interruptor ofrece tres curvas para este elemento de protección cuyo método de selección es igual al caso anterior. Sin embargo, se tiene seleccionado la curva de 3 s.

3.1.3.2 Ajuste del Elemento de Cortocircuito con Tiempo de Disparo Retardado

Según el criterio de ajuste que aplica Gamesa Eólica, el valor de ajuste de la corriente de disparo umbral de esta protección (I_2) es:

$$I_1 = 1.5 * I_n$$

$$I_1 = 1.5 * 160$$

$$I_1 = 240 \text{ (A)}$$

La curva de disparo seleccionada por Gamesa Eólica para esta protección es la de 0.25 s con un múltiplo de $8 * I_n$, para una corriente de cortocircuito que sea igual a ocho veces la corriente nominal de interruptor, este se dispara dentro de 0.25 s, eliminándose el cortocircuito.

3.1.4 Ajuste del 27/59 y el 81O/U

3.1.4.1 Valores mínimos y máximos de Voltaje de funcionamiento (27/59)

El valor nominal de alimentación de la máquina es de 690 V. No se admite el funcionamiento fuera del intervalo establecido, $\pm 10\%$ de los valores nominales. La tensión de 690 V se muestra cada 2 ms. La medida de la tensión es tratada con un filtro de primer orden. Siendo la constante de filtrado 10 ms. Filtrado de primer orden:

$$V_{filt} = \left(1 - \frac{T}{T+\tau}\right) * V_{filt-vieja} + \frac{T}{T+\tau} * V \quad (3.4)$$

El disparo es instantáneo cuando la medida del voltaje tratado con el filtro (V_{filt}) anterior sale de los márgenes establecidos en el punto anterior donde se abre el seccionador KM52F. La máquina volverá a arrancar cuando el voltaje permanezca 5 min dentro de los márgenes arriba indicados.

3.1.4.2 Variaciones de Frecuencia

Junto con la vigilancia del voltaje descrita anteriormente, existe una vigilancia de la frecuencia. La medida de frecuencia se realiza de forma continua cada vez que se detecta un paso por cero en la señal de voltaje de 690 V_{ca}. El valor de la frecuencia medida es muestreado cada 2 ms. El intervalo permisible de la variación de frecuencia hace que el ajuste del 81O sea de 62 Hz y el 81U de 57 Hz. Al estar la frecuencia fuera de este intervalo se abre el seccionador KM52F y la máquina volverá a arrancar cuando la frecuencia permanezca 5 min dentro de los márgenes establecidos para la frecuencia.

3.1.5 Protección del Capacitor de Enlace a CD

Durante los disturbios simulados en el capítulo anterior se pudo observar que el voltaje en los terminales de este capacitor sobrepasa el valor nominal por unos milisegundos especialmente durante el hueco de voltaje en la barra Caridad 110kV. Para este capacitor es necesario emplear una protección contra sobrevoltaje (no mostrada en la figura. 46) para ayudar a desconectar el aerogenerador en tales condiciones anormales. De los datos obtenidos del G52-800kW no se tiene disponible el valor máximo de voltaje y su tiempo de duración permisible para este capacitor, sin embargo, normalmente se permite incrementos hasta un 58 % del voltaje nominal por un tiempo bastante pequeño, el cual en este caso es 1900 VDC por 0.001 s.

3.1.6 Selección del Fusible F₁

La primera selección del fusible se hace en función de la corriente nominal en el punto de su ubicación. Por el lado de 690 V del transformador esa corriente es de 712.86A, siendo posible seleccionar un fusible de 800 A. Sin embargo, para lograr la coordinación selectiva entre este y el interruptor se hace necesario incrementar su valor nominal a 1000A. No se dispuso de la característica eléctrica del cable de 185 mm² por lo tanto se hizo difícil verificar si este fusible es capaz de proteger este cable mediante la inecuación:

$$\frac{I_{per}}{3} < I_{nf} \quad (3.5)$$

Donde I_{per} representa la corriente máxima permisible por el cable durante un tiempo infinito sin que esta provoque daños en el. Si se cumple con la inecuación 3.5 el fusible brindara protección al cable.

Además, para el cortocircuito mínimo en los terminales del generador este fusible no resultó sensible ya que:

$$k_{s-fus} = \frac{I_{ccto-min}}{I_{nf}} = \frac{1625}{1000} = 1.625 < 2$$

3.1.7 Ajuste de las Protecciones de Corriente de Secuencia Cero

Esta protección del aerogenerador tiene dos unidades, una protección diferencial de corriente de secuencia cero y el interruptor FG1N. Al terminar de seleccionar sus ajustes es necesario realizar un estudio de la coordinación entre estos dos dispositivos, sin embargo, para tal estudio se necesita conocer la curva característica del FG1N, el grado de desbalance existente y la circulación de corriente del tercer armónico que son datos que no están disponibles.

3.1.7.1 Ajuste de la Protección Diferencial de Corriente de Secuencia Cero

Como se indicó esta protección responde ante el incremento de la corriente de secuencia cero. Esa protección de tierra es normalmente ajustada de tal manera que sea más rápida que aquellas de la fase. Este relé tiene como intervalo de ajuste de 0.03 A a 3 A con retardo de disparo de 0.02 s a 1s. El ajuste actual de la sensibilidad es 0.5 A con retardo de tiempo 0.1s. No se pudo conocer la relación del TC del neutro asociado a este relé. Sin embargo, es segura la operación de esta protección ante cualquier fuga de corriente a tierra ya que tiene una sensibilidad bastante baja y además es rápida aunque pueda ser ajustada para que sea más rápida.

3.1.7.2 Ajuste de FG1N

El objetivo de este interruptor es proteger el cable de neutro y que sirva como referencia para las mediciones de los parámetros eléctricos operacionales del aerogenerador. El ajuste aplicado a este interruptor es de 0.14 la corriente nominal del interruptor (25A). Entonces, como este tiene un ajuste mayor que la diferencial y como también acciona el sistema de parada de emergencia del aerogenerador, sirve como protección de respaldo al diferencial.

3.1.8 Protección del Aerogenerador en Medio Voltaje

La celda de medio voltaje en la estructura de aerogenerador consta de tres secciones. La protección (conexión del transformador) en esta parte cuenta con tres dispositivos de protección:

1. Un fusible de medio voltaje del tipo limitador de corriente (F₂).
2. Un disparador térmico que acciona el fusible en caso de sobrecargas térmicas.

3. Un seccionador bajo carga, que no es capaz de interrumpir la corriente de cortocircuito pero que abre el circuito ante una orden externa, como puede ser la protección térmica del transformador.

Este seccionador puede ser accionado manualmente, por el disparo de alguno de los fusibles de protección o por el sistema de control del aerogenerador a través de la bobina de disparo. Existe un segundo interruptor de puesta a tierra que permite poner a tierra el transformador. Este interruptor de puesta a tierra sólo puede ser activado y desactivado manualmente.

Los dos interruptores existentes en la sección de protección hacen posible que existan tres posiciones para la celda de medio voltaje:

- *Conectado*: el interruptor de conexión está cerrado y el de puesta a tierra está abierto. El transformador se encuentra bajo tensión.
- *Desconectado*: el interruptor de conexión está abierto y el interruptor de puesta a tierra también está abierto. La tensión en el transformador es flotante, no está definida.
- *Puesto a tierra*: el interruptor de conexión está abierto y el de puesta a tierra cerrado. La tensión en el transformador es nula. Esta situación permite trabajar en la instalación de medio voltaje con seguridad.

3.1.9 Selección del Fusible F_2

Un transformador impone tres limitaciones principales en la selección del fusible de protección. Por tanto el fusible debe ser capaz de:

- Soportar la corriente de avalancha (inrush) del transformador durante su conexión inicial. Se calcula que la corriente de fusión del fusible a 0.1s debe ser mayor que 12 veces la corriente nominal del transformador.
- Eliminar las corrientes de cortocircuitos en los terminales secundarios del transformador. Un fusible asignado para la protección de un transformador debe evitar antes de abrir, que se dañe este transformador por la corriente de cortocircuito. Por tanto se debe cumplir la condición: $I_{cc} > I_f$, donde I_f es la corriente de fusión del fusible en 2 s.
- Soportar la corriente de nominal de servicio así como sobrecargas eventuales. Para lograr esta condición la corriente nominal de fusible debe ser 1.4 veces la corriente nominal del transformador.

En la tabla IX.1 del anexo IX se tiene que para un transformador de 1000 kVA con voltaje de servicio de 30 kV y voltaje nominal de 36 kV, tiene como fusible más adecuado un 50 A aunque

existe la posibilidad de emplear uno de 40 A o 63 A los cuales pueden proporcionar el grado de protección requerida por el transformador. Actualmente, en las celdas de medio voltaje de cada aerogenerador se tienen instalados fusibles de 40A ó 63A.

3.1.10 Coordinación de las Protecciones contra Cortocircuitos entre Fases

Primeramente, es necesario comprobar la coordinación entre el interruptor FG8 y el fusible F_1 para el cortocircuito máximo justamente en los terminales del interruptor y asegurar que el interruptor elimine este cortocircuito antes del fusible. Sin embargo, no se tiene disponible la curva característica de este interruptor ni la curva de I^2t del fusible F_1 para realizar la coordinación.

El próximo paso involucra la coordinación de los fusibles F_1 y F_2 a partir del concepto de energía de interrupción, debiendo cumplirse que la energía de interrupción total de fusible más cercano al cortocircuito sea menores que la energía de fusión del otro fusible. Sin embargo, estas curvas características no están disponibles haciéndose imposible de realizar el estudio de la coordinación selectiva entre estos dos fusibles.

3.2 Esquema de Protección del Parque Eólico

Generalmente, en las recomendaciones para la conexión de los parques eólicos al sistema de distribución se incluye la desconexión de estos en caso de una falla en la red. El esquema de protección de los parques eólicos debe ser diseñado para los siguientes objetivos:

1. Cumplir con los requerimientos para la operación normal y apoyar al sistema durante una falla.
2. Asegurar los parques eólicos contra daños originados por los impactos de las fallas en el sistema.

En la tabla X.1 del anexo X se comparan los requerimientos relacionados a la tolerancia de fallas de las protecciones de bajo y sobre voltaje y los requerimientos durante operación en régimen de isla.

Los elementos de las protecciones eléctricas del parque eólico Gibara 1 están instalados en el panel de la caseta de control como se muestra en la figura. 49. El esquema de protección del parque es bastante similar a que se tiene mostrado en la figura. 16 donde en lugar del 67N y 79 se emplean en este caso otros tipos de relés.

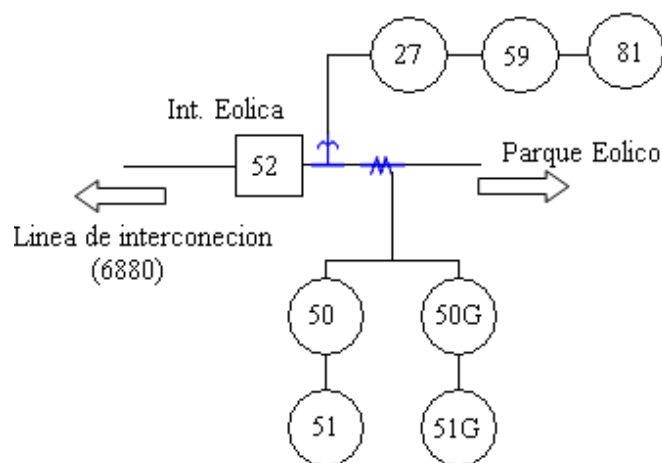


Figura. 49. Esquema de protección del parque eólico Gibara 1

La flexibilidad y la potencia de la tecnología digital permite la integración de un solo equipo con el mismo hardware, las funciones de protección, registro, control y medida simplemente modificando el software, teniendo como consecuencia el abaratamiento de los costos de diseño y fabricación. Por lo tanto los elementos correspondientes a este esquema de protección pertenecen a la unidad de protección digital SEPAM de la serie 40 que actúa sobre el interruptor totalizador del parque eólico, el interruptor Eólico. Este esquema de protección es también similar a aquellos conceptos de protecciones de industrias y algunas empresas eléctricas. ^[43]

3.2.1 Criterios de Ajuste de las Protecciones Eléctricas

Generalmente, en las recomendaciones para la conexión de los parques eólicos al sistema de distribución se incluye la desconexión de estos en caso de una falla en la red ^[17]. Sin embargo, este principio no se aplica completamente a los parques eólicos grandes ya que al ocurrir una falla en el sistema, la desconexión inmediata del parque eólico implicará estrés adicional al sistema. Como regla, no se desconectan los parques eólicos mientras que no se exceden ciertos límites de voltaje y frecuencia ^[19].

Al presentarse disturbios severos puede ocurrir que se desconecten líneas de transmisión y se queda como parte de la red en régimen de isla. Este nuevo régimen de operación de la red puede implicar un desequilibrio entre la generación y el consumo de potencia. Las altas corrientes de cortocircuito, bajo y sobre voltaje son ejemplos de los resultados durante una falla que pueden provocar daños a los aerogeneradores y los equipos asociados.

Las protecciones de sub y sobre frecuencia y de bajo y sobre voltaje para los parques eólicos no se tratan en detalle en ninguna regulación sino que se considera que los sistemas de protecciones del parque eólico cumplen con los requerimientos discutidos en las secciones precedentes.

El sistema de protección de un parque eólico tiene que cumplir con los requerimientos definidos en la norma del código de red para los generadores convencionales ^[21]. Esto significa que las fallas internas deberían ser desconectadas dentro de:

- 120ms para un sistema de 110 kV
- 100ms para un sistema de 200 kV
- 80ms para un sistema de 400 kV

En las secciones anteriores se mencionó los diferentes elementos de protecciones que se emplea para asegurar la operación correcta de un parque eólico.

3.2.2 Ajuste de las Protecciones 27 y 59

En la tabla 5 se muestran los ajustes actuales de los relés 27 y el 59 del parque eólico, sin embargo, estos valores de ajustes se analizan tratando de adaptarse lo más cerca posible a los límites del voltaje operacional en los terminales del aerogenerador establecido por Gamesa Eólica.

Considerando los límites establecidos en la variación permisible del voltaje en los terminales de los aerogeneradores requerido por Gamesa Eólica ($\pm 10\%$ del voltaje nominal), se simuló un disturbio en la red de distribución donde el voltaje en la salida del parque eólico ha disminuido hasta 0.68 pu el voltaje en los terminales del aerogenerador, por ejemplo se seleccionó el aerogenerador uno, experimentó una disminución hasta 0.8 pu, figura. 50. Sin embargo, al estar el voltaje en la salida del parque eólico a 0.78 pu el voltaje en los terminales del aerogenerador resultó ser 0.9 pu a corriente nominal. Estos resultados corresponden a velocidad de viento nominal, sin embargo, el introducir velocidad de viento promedio de 7.24 m/s no tiene efecto en los resultados obtenidos anteriormente ya que éste entrega más reactivo para incrementar el voltaje. Entonces como el relé 27 del aerogenerador acciona instantáneamente para voltaje menor que 0.9 pu se recomienda como valor de ajuste del relé 27 del parque eólico 0.78 pu.

El tiempo de operación del relé es un criterio de la duración permisible de la anormalidad sin que este provoque daños a los aerogeneradores. Luego, se propone un tiempo de operación de este relé de 0.5 s ya que el voltaje puede reducirse más, por ejemplo, al ser abierto el interruptor 6880ALT formando la primera condición de isla simulada en el capítulo anterior.

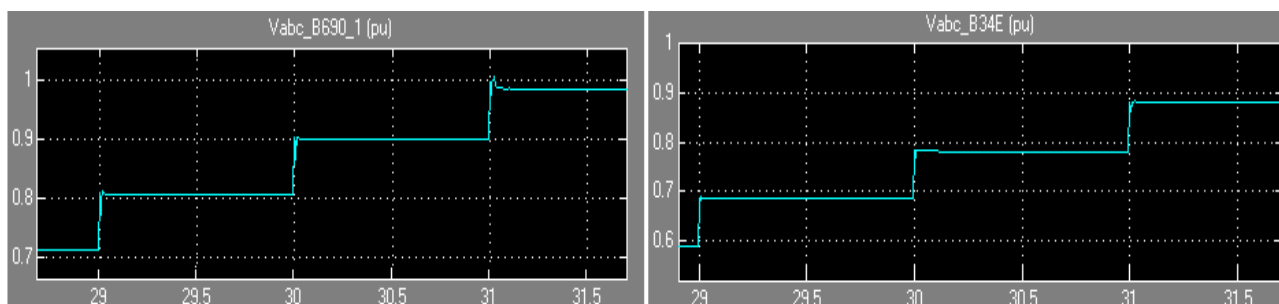


Figura. 50. Variación del voltaje en los terminales del aerogenerador y de la salida del parque eólico para el ajuste del relé de protección 27

Cuando el voltaje en la salida del parque eólico es 6 % por encima del valor nominal, el voltaje en los terminales de aerogenerador ya sobrepasa el +10 % del voltaje nominal establecido por Gamesa Eólica. Así que el ajuste dado a este relé de protección es correcto.

En la tabla 5 se muestran los valores de ajustes actuales y los nuevos que satisfacen los límites establecido por Gamesa Eólica.

Relé Protección	Ajustes		Tiempo de operación (s)	
	Actual	Nuevo	Actual	Nuevo
27	86%	78%	0.8	0.5.
59	106%	106%	0.5	0.5

Tabla 5: Ajustes del 27 y 59 requerida por Gamesa y los actuales

3.2 .3 Ajuste de las protecciones 81O/U

Dependiendo de la avería que exista en el sistema los aerogeneradores tienden a acelerarse por encima de su velocidad de operación nominal. Por otro lado en condiciones de sobrecarga los mismos tienden a frenarse, igual como los generadores sincrónicos. Los aerogeneradores están equipados con un sistema de protección mecánica (de freno) para la condición de sobrevelocidad, sin embargo, este sistema puede fallar, provocando daños fatales. La frecuencia para la protección de los aerogeneradores también es un parámetro que evalúa la calidad de la energía que proporcionan estos.

Los ajustes actuales de los relés 81O/U para el parque eólico tienen los valores establecidos por Gamesa Eólica para los aerogeneradores, como se muestra en la tabla 6.

Protección	Ajuste (Hz)	Tiempo de operación (s)
81M	62	0.3
81m	57	30

Tabla 6: Ajustes de los relés de protección 81O/U del parque eólico

3.2.4 Ajuste del 50 y 51

Los ajustes actuales de estos relés fueron calculados a partir de los niveles de cortocircuito obtenidos con el PSX, aplicando el modelo de generador sincrónico para representar el parque eólico, Gibara 1, como se muestra en la tabla 7. Además, estos ajustes fueron calculados considerando los ajustes de los relés asociados al interruptor 6880ALT, el cual se encuentra más cerca a la subestación Caridad. Los principios de ajustar los relés de sobrecorriente de una red eléctrica indican que el cálculo de estos ajustes comienzan de atrás hacia adelante, es decir, se calculan primeramente los ajustes de los relés en la salida del parque eólico y luego los correspondientes para el interruptor 6880ALT. El cálculo de los ajustes del 6880ALT está fuera del objetivo de este estudio.

Se aplican los criterios de ajustes para estos relés según la referencia 45 en la página 60.

$$I_{ap80} \geq k^I * I_{corte-max} \quad (A) \quad (3.6)$$

Aplicando un cortocircuito trifásico en los terminales de 690 V del transformador más cercano a la salida del parque eólico, T4, dio como resultado una corriente de cortocircuito máximo por el totalizador del parque eólico de 589.07 A. Luego aplicando 3.6 se tiene:

$$I_{ap80} \geq 1.25 * 589.07 \quad (A)$$

$$\text{Resulta: } I_{ap80} \geq 736.34 \quad (A)$$

Los TC (100/5) en este punto tienen una relación de transformación de 20

Por lo tanto, el ajuste que se debe hacer al relé será:

$$I_{ar50} = 736.34 / 20 = 36.82 \quad (A)$$

Al seleccionarse la corriente de arranque por encima de la de cortocircuito por el lado de 690 V del transformador, se garantiza que el primer escalón cubra el cable soterrado en un 100 %.

En este caso el segundo escalón se utiliza para garantizar la protección de respaldo del transformador, el 51. La corriente de carga máxima (I_{c-max}) que circula por este punto es 85.1A.

Seleccionando un valor para el coeficiente de arranque, k_a^{III} de los aerogeneradores de 2, se aplica la ecuación (3.7) para calcular el ajuste del 51 del tercer escalón.

$$I_{ap51}^{III} \geq k_a^{III} k_a^{II} I_{c-max} \quad (A) \quad (3.7)$$

$$I_{ap51}^{III} \geq 1.2 * 2 * 85.1 \quad (A)$$

$$I_{ap51}^{III} \geq 204.24 \quad (A)$$

Luego el valor del ajuste del relé para este escalón es:

$$I_{ar51} = 204.24/20 = 10.21 \quad (A)$$

Es necesario comprobar la sensibilidad de este relé para un cortocircuito mínimo por el lado de 34.5 kV del transformador más lejano de la salida del parque eólico. El cortocircuito mínimo correspondiente es el cortocircuito monofásico que provoca la circulación de 338.05A (I_{ccmin}) a través del punto de ubicación de este relé. La sensibilidad de este se calcula mediante la ecuación (3.8):

$$k_s^{III} = \frac{I_{ccmin}}{I_{ap51}^{III}} \quad (3.8)$$

Luego la sensibilidad de este relé será:

$$k_s^{III} = \frac{338.05}{204.24} = 1.66 > 1.2$$

Como la sensibilidad es mayor que 1.2, el relé es sensible y da protección de respaldo a todos los transformadores. En la tabla 7 se muestran los ajustes calculados para los relés de sobrecorriente 50 y 51 para la protección del parque eólico.

Se observa que el bajo ajuste obtenido para el relé 50 es muy sensible aún para los cortocircuitos a tierra. Además el relé forma parte del sistema de señalización al operador del tipo de cortocircuito que es un dato importante para el estudio del comportamiento del sistema a largo plazo. También, el ajuste bajo indica sobrealcance del relé para los aerogeneradores, ya que estos tienen sus propios dispositivos de protección y también de respaldo.

Relé Protección	Ajuste-vista por primario del TC (A)		Tiempo de operación (s)	
	Actuales	Calculados	Actuales	Calculados
50	280	736.34	Inst.	Inst.
51	100	204.24	0.5	1

Tabla 7: Ajustes de los relés de protección 50 y 51 del parque eólico

3.2.4.1 Coordinación del Relé de Protección 50 con el Fusible F₂

El tiempo máximo de limpieza del fusible F₂ para el cortocircuito trifásico máximo mencionado es 0.01, figura XI.1 del anexo XI. Según el fabricante del relé SEPAM el relé 50 puede ajustarse como mínimo a 0.05 s, pues para este cortocircuito opera el fusible en 0.04 s antes que el relé de protección 50, así que existe coordinación entre estos dos dispositivos de protección.

3.2.5 Ajuste del 50G y 51G

El ajuste actual del relé 50G de protección a tierra fue calculado de igual manera que los anteriores considerando el cortocircuito máximo que involucra contacto con tierra, cuyo valor de ajuste se muestra en la tabla 8 junto con el ajuste actual de 51G.

Se consideran los criterios de ajustes de estos relés de protección según la referencia 44 en la página 75. Para el ajuste del relé 50G se aplica el mismo concepto que en el caso anterior del ajuste del 50, corriente de cortocircuito máximo pero considerando en este caso el cortocircuito monofásico. El resultado de los cálculos arrojó una circulación de 193.46A de corriente de secuencia cero en el punto de ubicación de este relé.

Aplicando la ecuación (3.6) se obtiene que el ajuste del 50G es:

$$I_{ar50G} \geq 1.25 * 193.46 \text{ (A)}$$

$$I_{ar50G} \geq 241.83 \text{ (A)}$$

El valor de ajuste del relé 50G será:

$$I_{ar50G} = 241.83/20 = 12.09 \text{ (A)}$$

De manera igual, el segundo escalón es la protección de respaldo. El cálculo del ajuste de esta protección a tierra (51G) se basa en hacerlo por encima de la corriente de secuencia cero del

desbalance existente en el circuito. El cálculo exacto de tal corriente considerando sus diferentes componentes es complejo, por lo que se aplican ecuaciones aproximadas como la siguiente:

$$I_{51G}^{III} \geq k_d * I_{nom-TC} \quad (A) \quad (3.9)$$

Donde I_{nom-TC} es la corriente primaria nominal de los TC y k_d es una constante cuyo valor puede estar entre 0.1 y 0.2, considerando que la protección de tierra es más rápida que la de fase o entre 0.4 y 0.8 si la protección de tierra es más lenta que la de fase. La corriente nominal del TC por primario es 100 A y seleccionado valor de k_d como 0.15 implica que el ajuste del 51G sea 15A.

La corriente de secuencia cero mínima corresponde al cortocircuito bifásico a tierra la cual provoca la circulación de 95.39 A (de secuencia cero) en la salida del parque eólico. Entonces, la sensibilidad del relé de protección 51G para tal cortocircuito se calcula según la ecuación (3.8), resultando:

$$k_s^{III} = \frac{95.39}{15} = 6.36 > 1.2, \text{ es sensible.}$$

En la tabla 8 se muestran los valores de ajustes para los relés de protección a tierra para el parque eólico.

Relé Protección	Ajuste-valor por primario del TC (A)		Tiempo de operación (s)	
	Actuales	Calculados	Actuales	Calculados
50G	100	241.83	Inst.	Inst.
51G	15	15	0.3	0.3

Tabla 8: Ajustes de los relés de protección 50G y 51G del parque eólico

De nuevo, el ajuste bajo del relé 50G implica sobrealcance del relé para los aerogeneradores ya que estos cuentan con sus propios dispositivos de protección para cortocircuitos a tierra.

3.3 Respuesta del sistema protección del parque eólico

Para analizar la respuesta del sistema de protección del parque eólico se simuló la ocurrencia de un cortocircuito trifásico de 1.5 s en la salida del parque eólico. En la figura. 51a se observa la respuesta instantánea del relé 50 (un 1 significa la operación del relé) del parque eólico ante este cortocircuito para el ajuste calculado.

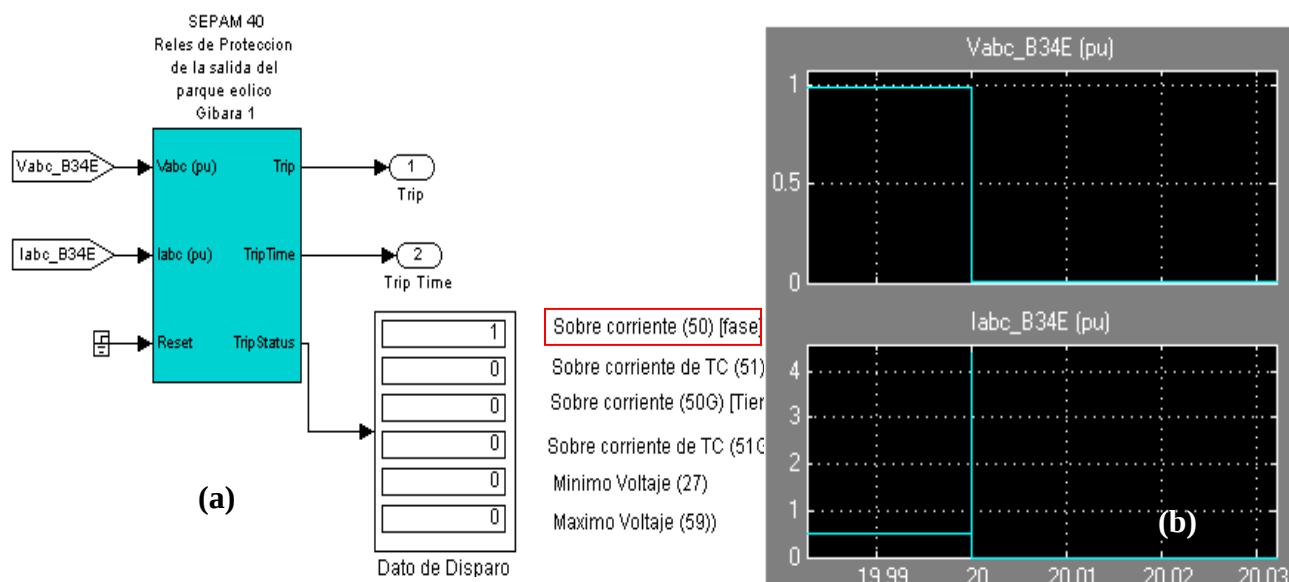


Figura. 51: Respuesta del relé 50 del sistema protección del parque eólico

Estos relés del sistema de protección de la salida del parque eólico mandan su señal de disparo al interruptor de la barra Eólico, por eso en la figura. 51b se nota la reducción inmediata de la corriente después que se ha excedido el valor de ajuste del relé 50.

La filosofía de las técnicas de protecciones eléctricas indica que el sistema de protección que debe responder ante un cortocircuito es aquel que está más cerca al punto fallado del sistema eléctrico. Con los ajustes actuales del sistema protección de la salida del parque eólico para un cortocircuito en la barra 6880ALT, el relé 50 en la salida del parque eólico responde ante este cortocircuito. Sin embargo, con el nuevo ajuste calculado para este relé y para el mismo cortocircuito responde primeramente el relé 50 correspondiente a la barra fallada, eliminando el cortocircuito. De esta manera queda conformada la primera condición de operación en isla analizada anteriormente y que provoca la operación del relé 29 en la salida del parque eólico, ya que para esta condición de operación (con máxima carga), el voltaje operacional es por debajo del 78% que es el valor nuevo de ajuste, figura. 52.

Al abrir el interruptor en la barra Eólica y considerando que antes de ocurrir este fenómeno todos los aerogeneradores entregaban su máxima potencia, los mismos tienden a acelerarse, incrementando la frecuencia operacional provocando primeramente la operación del sistema mecánico de sobre velocidad, de lo contrario opera el relé 81M como protección de respaldo.

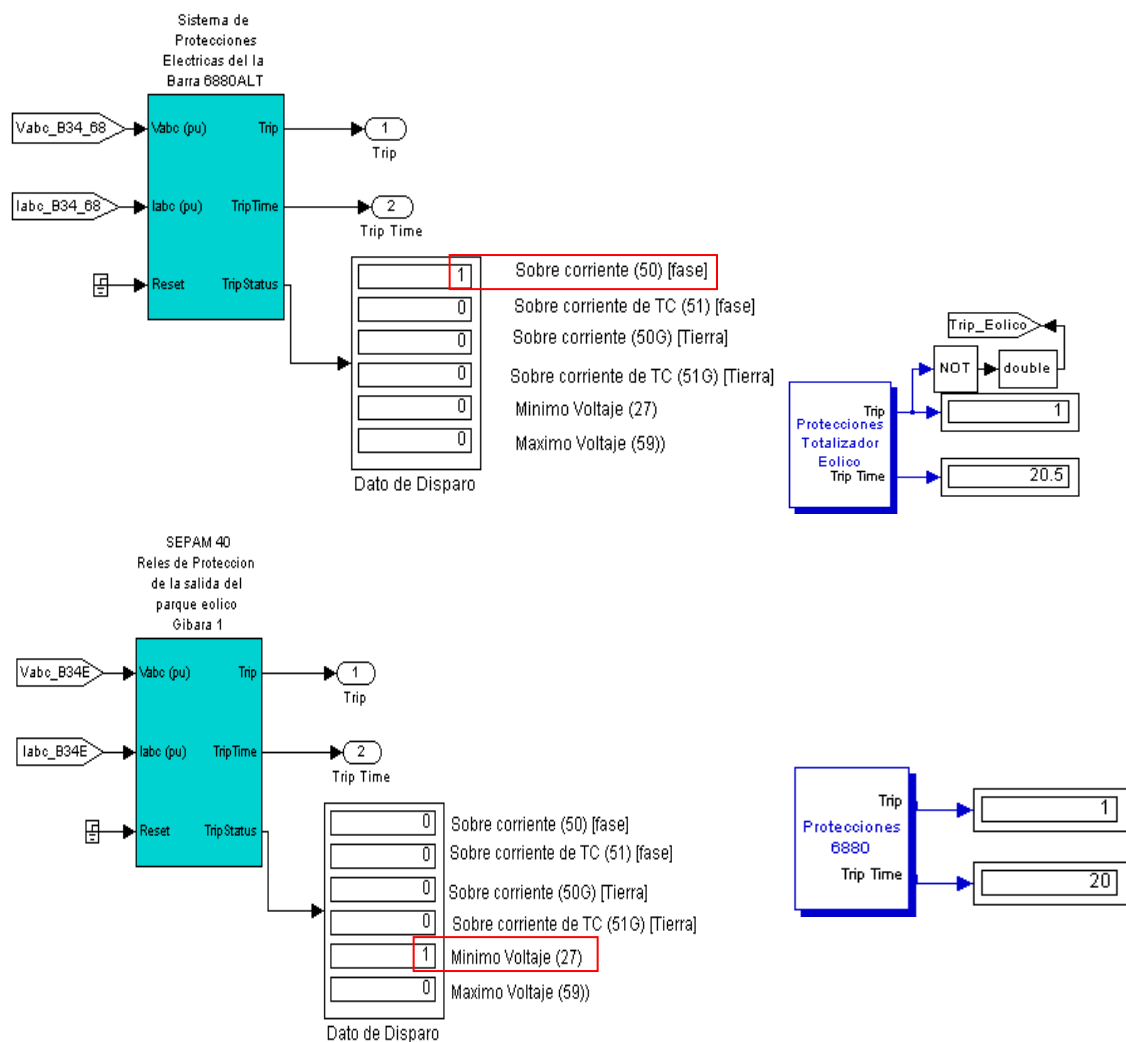


Figura. 52: Coordinación entre las protecciones de la barra 6880ALT y Eólica

3.4 Conclusiones del capítulo

Los dispositivos en el esquema de protección del aerogenerador son típicos y además similares a los que se aplican a nivel de industria. El ajuste de estos dispositivos es también a través de métodos tradicionales encontrados en la literatura general de protecciones eléctricas, cumpliendo con los requisitos del grado de protección establecido por Gamesa Eólica.

Los valores de ajustes de estos dispositivos de protección calculados son bastantes similares a los que tiene actualmente el parque de acuerdo a la información obtenida, ya que se sigue el método establecido por ABB para los interruptores de caja moldeada y para los restantes dispositivos de protección.

Resultó imposible comprobar la coordinación entre estos dispositivos de protección debido a la ausencia de las curvas características de los interruptores automáticos de caja moldeada y las curvas del concepto de energía para los fusibles limitadores de corriente de cortocircuito.

Los relés asociados al interruptor totalizador del parque eólico son los típicos como recomienda la norma ANSI/IEEE Std 1021-1988 para la interconexión de parque eólicos pequeños al sistema eléctrico de potencia. Estos nuevos ajustes, figura. XII.1 del anexo XII, calculados para los relés en la salida del parque eólico proporcionan mejores respuestas ante cortocircuitos dentro del parque eólico como en la red exterior. Además estos ajustes, especialmente para el relé 27, cumplen con los requisitos establecidos por Gamesa Eólica para la operación satisfactoria de los aerogeneradores.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

Entre los objetivos planteados en el inicio de este trabajo se ha llegado a las siguientes conclusiones:

- 1 Los aerogeneradores pueden ser conectados o desconectados, de acuerdo a las necesidades propias de los mismos así como por precaución, como la desconexión automática en caso de un disturbio en el voltaje del sistema de tal manera que se evite sobrevelocidad de los aerogeneradores u otras condiciones de operación anormales.
- 2 Debido al incremento en la penetración de la generación eólica en los sistemas eléctricos de potencia, los aerogeneradores antes de ser conectados al sistema de potencia se debe cumplir con ciertos requisitos establecido por los operadores el sistema eléctrico de potencia, especificando en términos cuantitativos las circunstancias en las cuales se permite un aerogenerador a desconectarse de la red eléctrica.
- 3 La generación eólica está pues englobada dentro del régimen especial y debido a sus características técnicas, se le considera como un tipo de generación distribuida (GD). Esto significa que actualmente no participa en el control del sistema eléctrico.
- 4 Las variaciones o fluctuaciones en la velocidad del viento no proporcionan oscilaciones en la red eléctrica de distribución, gracias a la aplicación de la tecnología de los aerogeneradores con métodos de control de paso de las palas de las turbinas y el sistema de generación de velocidad variable.
- 5 El efecto del hueco de voltaje en el sistema afecta la capacidad del aerogenerador de entregar potencia reactiva suficiente para poder mantener o acercarse el voltaje en sus terminales al 90% del voltaje nominal lo que implica la desconexión definitiva del parque eólico durante

tales reducciones del voltaje en el sistema. Durante un disturbio en el sistema, la frecuencia de operación del parque eólico se mantiene dentro del intervalo permisible por Gamesa Eólica. Sin embargo a medida que se recupera la estabilidad de voltaje operacional del sistema, se incrementa la capacidad de los aerogeneradores de entregar potencia reactiva lo que implica una recuperación más rápida todavía.

- 6 Independientemente del cambio de la velocidad del generador durante del hueco de voltaje, los aerogeneradores con DFIG pueden recuperarse al estado normal de operación. Sin embargo, los límites prácticos para la recuperación son determinados por la viabilidad comercial de sobre diseños del sistema mecánico y el convertidor eléctrico.
- 7 De las dos condiciones de operación en régimen de isla, el parque eólico solo puede continuar generando energía en el régimen de operación donde se tienen conectados los grupos Diesel que sirven como referencia a la frecuencia de la isla.
- 8 De acuerdo con todos los criterios de selección y ajustes de las protecciones para un aerogenerador y un parque eólico, los elementos de protecciones aplicados a los aerogeneradores son bastante similares a aquellos aplicados a nivel industrial y en cualquiera planta eléctrica en función del tipo de generador. La protección de la red eléctrica en medio voltaje del parque eólico es también similar a aquellas protecciones aplicadas a una red distribución tomando en cuenta la conexión de sistemas de generación distribuida. Para la interconexión de cualquier sistema de generación distribuida, el sistema de protección aplicado al interruptor correspondiente es de gran importancia. Los criterios de ajustes aplicados a estas protecciones dependen de los requerimientos establecidos por los operadores del SEP y de los fabricantes de los aerogeneradores, ya que estos juegan un papel importante en la interacción entre el parque eólico y el SEP en los diferentes regímenes de operación.
- 9 Los valores de ajustes calculados para los dispositivos de las protecciones eléctricas son similares a los que se tienen actualmente en los aerogeneradores. Sin embargo, los ajustes calculados para los relés del parque eólico tienen mejores respuestas ante condiciones de disturbios en el sistema eléctrico de distribución y en el parque eólico que los que tienen actualmente, tal y como se pudo comprobar mediante las simulaciones.

Recomendaciones

Una de las dificultades durante este estudio fue la obtención de ciertos datos para poder llegar a resultados mejores en el trabajo. Entre ellas se tienen las siguientes las cuales deben tenerse para trabajos futuros:

- 1 Realizar el estudio del efecto de la acción del sistema de Crow Bar activo durante un disturbio en el sistema eléctrico y el parque eólico.
- 2 Comprobar el comportamiento del parque eólico aplicando un modelo del viento aún más cercano al comportamiento verdadero.
- 3 Realizar el estudio de la coordinación entre los diferentes dispositivos de protecciones de los aerogeneradores.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Stefan Soter, Ralf Wegener, (2007). 'Development of Induction Machines in Wind Power Technology', Institute of Electrical Drives and Mechatronics University of Dortmund, Germany.
2. Alejandro Montesinos Larrosa, (2007). 'Historia de la energía eólica en Cuba', Energía y Tú, No.37, La Habana Cuba.
3. Conrado Moreno Figueredo, (2008). 'Parque Eólico Gibara 1', Energía y Tú, No.41, La Habana Cuba.
4. Unión Eléctrica-Energía Eólica (2007). 'Programa de Desarrollo de la Energía Eólica 2008 – 2010', La Habana, Cuba:
5. J.L. Rodríguez Amenedo, J.C. Burgos Díaz, S. Arnalte Gómez, Julio Amador Guerra (2003). 'Sistema Eólicos de Producción de Energía Eléctrica'. Edición #1, Editorial Rueda SL, Madrid España.
6. Charles J. Mozina, (Summer 2008). 'Protection Control and Automation, Impact of Distributed Generation'. Beckwith Electric, USA.
7. García M. (2001), 'Fundamentos, Dimensionado y Aplicaciones de la Energía Eólica', 'Centros de Transformación para parques eólicos'. Departamento de Ingeniería Eléctrica-EUITI, Universidad Politécnica de Madrid, España.
8. Recomendación UNESA 3305 C. 'Cables unipolares con conductores de aluminio y aislamiento seco para red de alta tensión hasta 30kV': UNIDAD ELECTRICA S.A. Madrid, España.
9. I.D.A.E. (1996). 'Energía Eólica-Manuales de Energía Renovables', Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía: Madrid, España.

10. Normas particulares de UNION FENOSA sobre condiciones técnicas de generación en régimen especial.
11. Socorro J. M. (2000). 'Guía del tipo de las protecciones eléctricas de un parque eólico'. Tesis: Departamento de Ingeniería Eléctrica EUTI. Universidad Politécnica de Madrid, España.
12. Tony Burton, David Sharpe, Nick Jenkins and Ervin Bossanyi. (2001). 'Wind Energy Handbook'. John Wiley & Sons, Chichester, United Kingdom.
13. J. Soens, J. Driesen, R. Belmans, (2004). 'Interaction between Electrical Grid Phenomena and the Wind Turbine's Behavior', Department Electrotechnical Engineering ESAT-ELECTA, Heverlee, Belgium.
14. Juergen Schlabbach and Karl-Heinz Rofalski, (2008). 'Power Systems Engineering Planning, Design and Operation of Power System and Equipment'. John Wiley & Sons, Chichester, United Kingdom.
15. Thomas Ackerman. (2005). 'Wind Power in Power Systems'. Royal Institute of Technology. Stockholm, Sweden.
16. H. James Green, Thomas Wind. (2000). 'The IEEE Grid Interconnections Standard: How will it affect Wind Power?' AWEA's Wind Power 2000 Conference. National Renewable Energy Laboratory, US Department of Energy Laboratory. Colorado, USA.
17. DEFU (Danish Utilities Research Association). (1998). 'Connection of Wind Turbines to Low and Medium Voltage Networks'. Committee report 111-E. 2nd Edn, Lyngby, Denmark.
18. DOE (Department of Energy). (2000). 'Making Connections – Case Studies of Interconnection Barriers and their Impact on Distributed Power Projects'. US Department of Energy, Washington, DC, USA.
19. Eltra. (2000). 'Specifications for Connecting Wind Farms to the Transmission Networks', 2nd edn, Eltra, Fredericia, Denmark.
20. E.ON. (2001b) 'Ergänzende Netzanschlussregeln für Windkraftanlagen: Zusätzliche technische und organisatorische Regeln für den Netzanschluss von Windkraftanlagen innerhalb der E.ON Netz GmbH', E.ON Netz GmbH, Bayreuth, Germany.

21. ESBNG (Electricity Supply Board National Grid) (2002b). 'Grid Code', Version 1.1. ESBNG, Ireland.
22. Sintef .(2001) 'Retningslinjer for nettilkobling av vindkraftverk (revidert utgave)', Sintef Energiforskning AS, Trondheim, Norway.
23. VDEW (Verband Deutscher Elektrizitätswerke).(1998) Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, 2nd edn, VDEW Frankfurt, Germany.
24. Scottish Hydro Electric. (2002). 'Guidance Note for the Connection of Wind Farms'. Issue 2.1.4. Scotland.
25. Dr. Gary L. Johnson. (2001). 'Wind Energy Systems'. Electronic Edition. Manhattan, KS, USA.
26. David Roberts (2008). 'Grid Connection and Technology-Best Practice and Philosophy'. DR-S6-RevA.doc Shapes. MorbenHydro. United Kingdom.
27. L. H. Hansen, L. Helle, F. Blaabjerg, E. Ritchie, S. Munk-Nielsen, H. Bindner, P. Sørensen and B. Bak-Jensen. (2001). 'Conceptual survey of Generators and Power Electronics for Wind Turbines'. Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark.
28. Juan Carlos Ausín, Francisco Jiménez. (2004). 'Descripción técnica y funcionamiento del kit crow-bar activo'. Gamesa. Madrid. España.
29. Profesor B Fox, Dr. D Flynn. (2004). 'Increasing Wind Power Capacity and Stability with Improved Control and Protection'. GR/R31652/01. Queen's University of Belfast, Electronics Electrical Engineering and Computer Science Department. Northern Ireland Electricity. Ireland. <http://www.ee.qub.ac.uk/power/> y <http://www.qub.ac.uk>
30. Ecconnect Ltd. (2001). 'Assessment of Islanded Operation of Distributed Networks and Measures for Protection'. ETSU K/EL/00235/REP, DTI/Pub URN 01/1119. London, United Kingdom.
31. Lauri Kumpulainen, Kimmo Kauhaniemi. (2004/5). 'Distributed Generation and Reclosing Coordination'. VTT Technical Research Center of Finland & University of Vaasa.

32. T. Funabashi, K. Koyanagi and R. Yokoyama. (2003). 'A Review of Islanding Detection Methods For Distributed Resources'. IEEE Bologna Power Tech Conference. Bologna, Italy.
33. Walling, R.A.; Miller, N.W. (2001). 'Distributed generation islanding-implications on power system dynamics performance'. Power Engineering Society Summer Meeting, IEEE, Volume 1.
34. IEEE Std C37.104. (2002). 'IEEE Guide for Automatic Reclosing of Line Circuit Breakers for AC Distribution and Transmission Lines'. IEEE, Approved 21 January 2003.
35. Ye, Z. Finney, D. Zhou, R. Dame, M. Premerlani, B. Kroposki, B. Engleretson. (2003). 'Testing of GE Universal Interconnection Device' NREL/TP-560-3467.
36. Jarrett, K., Hedgecock, J., Gregory, R., Warham, T. (2004). 'Technical Guide to the Connection of Generation to the Distribution Network'. K/EL/00318/REP, DTI/United Kingdom.
37. Horgan, S., Iannucci, J., Whitaker, C., Cibulka, L., Erdman, W. (2002). 'Assessment of the Nevada Test Site as a Site for Distributed Resource Testing and Project Plan'. NREL/SR-560-31931.
38. Resource Dynamics Corporation. (2006). 'Application Guide for Distributed Generation Interconnection'. The NRECA Guide to IEEE 1547.
39. Djemai Naimi, Tarek Bouktir, (2008). 'Impact of Wind Power on the Angular Stability of a Power System'. Leonardo Electronic Journal of Practices and technologies. Department of Electrical Engineering; University of Biskra and University of Oum El Bouaghi, Algeria.
40. Clemens Jauch. (2008). 'Wind Turbine Pitch Angle Controllers for Grid Frequency Stabilizations'. Risø National Laboratory, Wind Energy Department Denmark.
41. ESBNG (2003). 'Minimum .Size for Wind Farms, Version 1.7'. Ireland
42. ION BOLDEA. (2006). 'Variable Speed Generators'. Polytechnical Institute, Timisoara, Romania.
43. IEEE Recommended Practice for the Electrical Design and Operation of Wind farm Generating Stations, IEEE Std. 1094-1991. Standards Coordinating Committee 23

44. Working with the Trip Characteristic Curves of ABB SACE low voltage circuit-breakers
45. Héctor, Altuve (1990). 'Protección de Redes Eléctricas'. Universidad Central de Las Villas (UCLV), Santa Clara. Cuba.

ANEXOS

Anexo I. Requerimientos establecido por Gamesa Eólica para la operación satisfactoria del G52-850kW

- **CONEXIÓN CON LA RED ELÉCTRICA**

Intermitentes o rápidas fluctuaciones de la frecuencia de la red eléctrica pueden causar serios problemas al aerogenerador. Variaciones entre $\pm 2/3$ Hz (50 Hz) son aceptables. El intervalo de voltaje operacional debe ser estar comprendido entre $\pm 10/10\%$ del valor nominal

- **COMPORTAMIENTO POR MÍNIMA TENSION EN UNA SOLA FASE.**

La medida de la tensión se realiza sobre las tres tensiones, por lo que la caída de cualquiera de ellas será detectada de la forma que se explica anteriormente.

- **COMPORTAMIENTO ANTE MICROCORTE**

Cuando se produce un microcorte la máquina se desconecta debido a una de las siguientes alarmas. Fuera de rango en frecuencia. Fuera de rango en tensión. Fuera de rango en corriente. La desconexión de la máquina por uno de los fallos anteriores depende del tipo de microcorte y de las circunstancias presentes en el momento del fallo.

Anexo II Esquema Electrico del sistema de bajo voltaje de un aerogenerador tipico

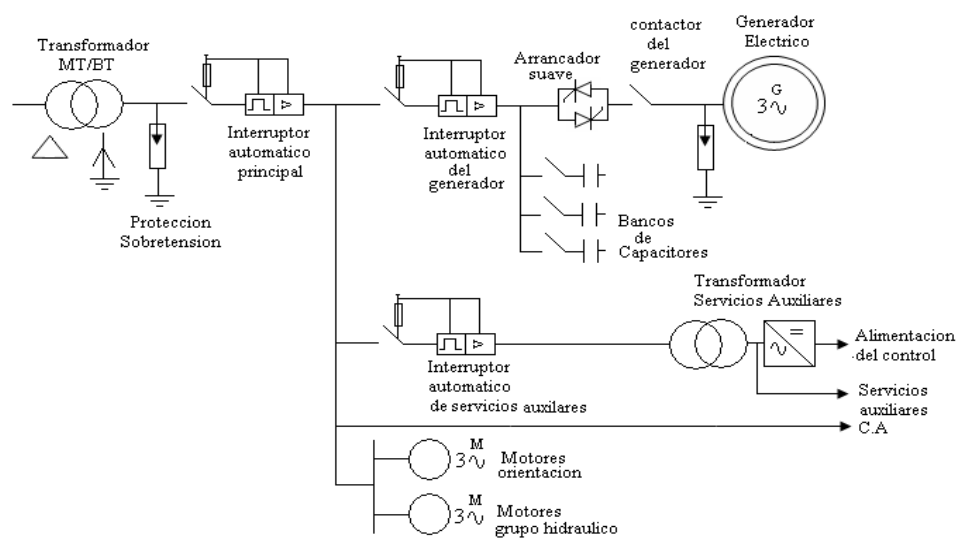


Figura. II.1a : Esquema electrico del bajo voltaje de un aerogenerador con maquina de induccion jaula ardilla

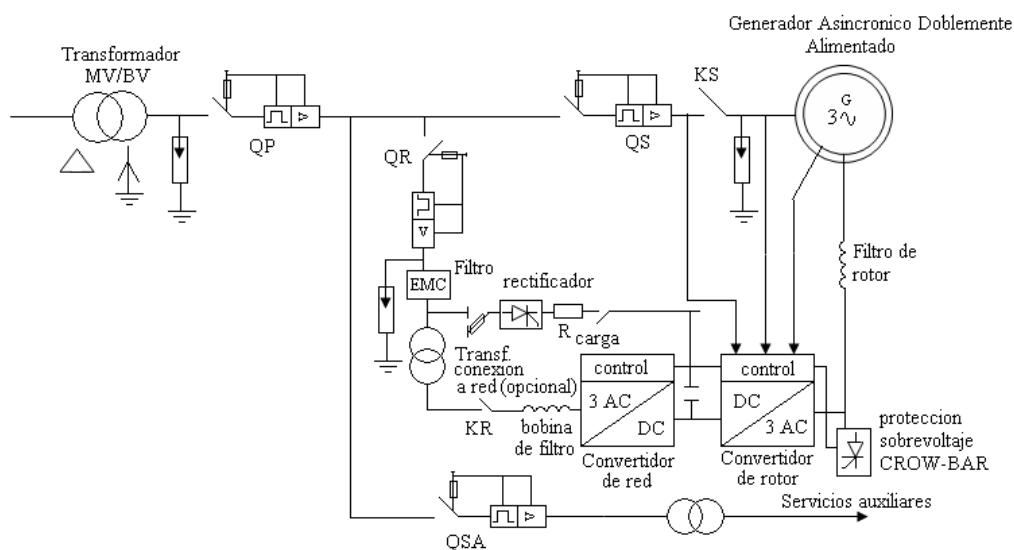


Figura. II.1b: Esquema electrico del bajo voltaje de un aerogenerador con maquina DFIG

Anexo III: Comparación entre las posibles conexiones del los devanados del transformador del aerogenerador

Bajo Voltaje	Alto Voltaje	Desventajas	Ventajas
  	  	Puede suministrar el circuito alimentador de una fuente subterránea después que dispare el interruptor de interconexión, provocando sobre voltaje.	No proporciona corriente por tierra para fallas en los terminales del aerogenerador ni en cualquier punto a lo largo de la línea de enlace con el sistema para perturbar la coordinación del relé de tierra en medio voltaje y el relé de tierra del interruptor de interconexión no puede detectar las fallas a tierra en los terminales del aerogenerador.
		Proporciona corriente no deseada por tierra para fallas a tierra en los terminales del aerogenerador y cualquier otro alimentador de la subestación de AV/MV, perturbando la coordinación del relé. La corriente de secuencia cero circula en la delta del transformador.	No provoca sobre voltaje para fallas a tierra en los terminales del aerogenerador. El relé de tierra del interruptor de interconexión no responde para fallas a tierra en los terminales del aerogenerador.
		Permite el relé de tierra del interruptor de interconexión a detectar fallas a tierra en los terminales del aerogenerador. Si el aerogenerador esta aterrado a través de una resistencia, al disparar el interruptor de interconexión para falla en la línea de enlace provocara una alta impedancia de secuencia cero que en efecto el sistema aislado no tendrá punto de referencia (tierra).	No provoca sobre voltaje en los terminales sanos para fallas a tierra en la línea de enlace si el aerogenerador está sólidamente aterrado.

Tabla III.1: Comparación entre las conexión de los devanados del centro de transformación en cuanto el impacto a los relé de protección.

Anexo IV: Parámetros de la Línea de interconexión y los modelos del sistema de protección del parque eólico.

$R_1(\Omega/\text{km})$	$R_0(\Omega/\text{km})$	$L_1(\text{H}/\text{km})$	$L_0(\text{H}/\text{km})$	$C_1(\text{F}/\text{km})$	$C_0(\text{F}/\text{km})$
0.2153	0.413	2.05e-3	3.32e-3	2.6e-8	9.3e-8

Tabla IV.1: Parámetros de la línea de interconexión 6880

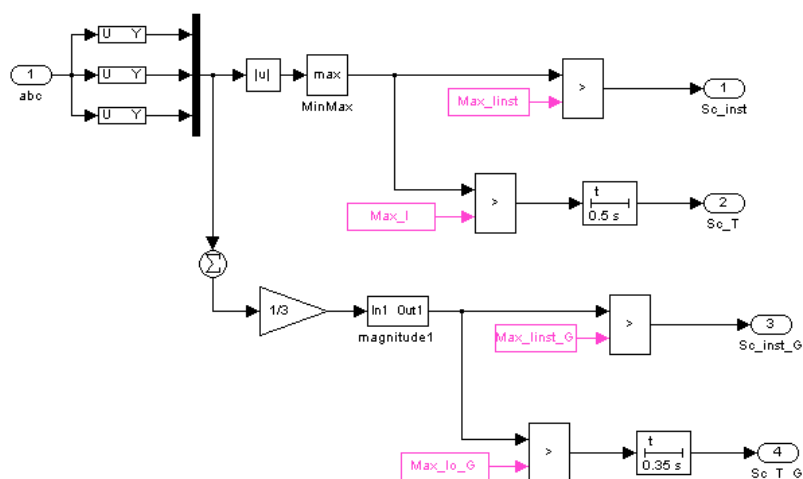


Figura. IV.2: El TC y el relé diferencial de secuencia cero para la protección del aerogenerador contra contactos a tierra

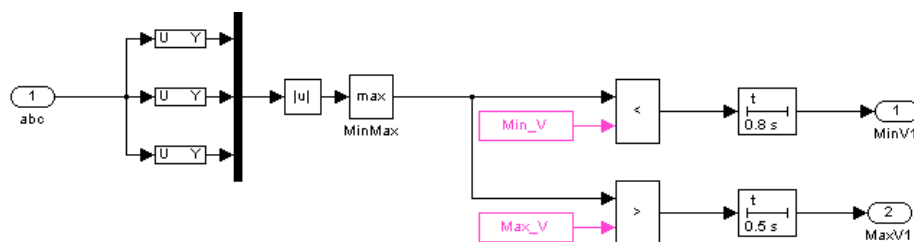


Figura. IV.3: Estructura interna de la protección de mínimo/máximo voltaje (27/59) en el punto de interconexión

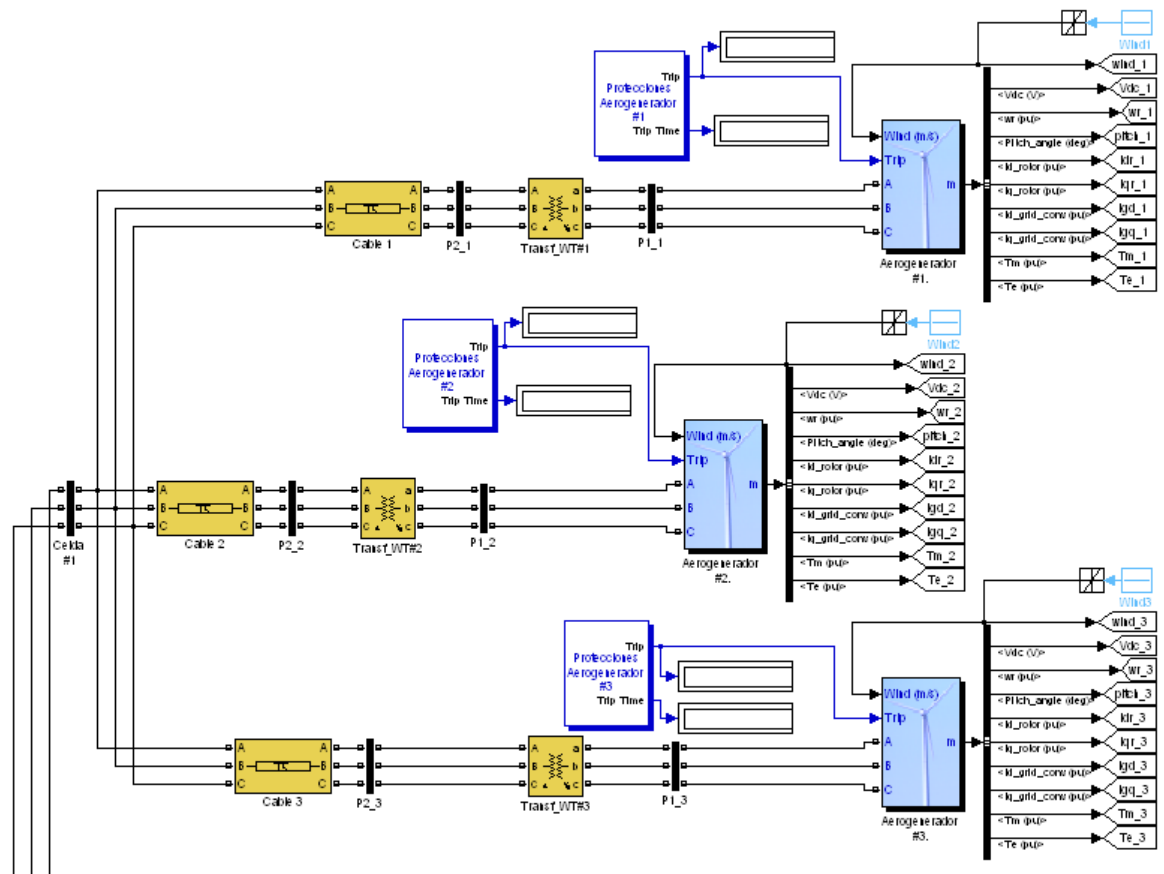


Figura. IV.4: El esquema eléctrico de tres de los seis aerogeneradores del parque eólico
Gibara 1

Anexo V. Limites operacionales del G52-850kW en función de la velocidad del viento

La velocidad de giro del aerogenerador y el ángulo de paso de las palas se modifican en cada instante dependiendo de la velocidad de viento que llega a la máquina. El sistema de control Ingecon-W se encarga de elegir los valores adecuados de estas variables. Atendiendo a la velocidad de viento se pueden establecer cuatro fases como indica la figura. III. 1, las cuales son:

1. Viento bajo, con el generador desconectado de la red

Cuando la velocidad del viento es inferior a la velocidad de arranque de la máquina pero próxima a ésta, el sistema de control coloca las palas a un ángulo de paso cercano a 45°, que proporciona un par de arranque suficientemente alto. A medida que la velocidad de viento aumenta la velocidad de rotación del rotor también aumenta, y el ángulo de paso se hace disminuir hasta que se alcanzan las condiciones adecuadas para que el generador se conecte.

2. Viento medio, con el generador conectado, pero sin llegar a generar potencia nominal

Una vez que el sistema de Control Ingecon-W detecte que el viento tiene energía suficiente, para conectar el generador a la red. También podrá ajustar la velocidad más apropiada del rotor (dentro del intervalo de velocidades disponible) para una velocidad de viento dada y podrá contralar la turbina de forma que la energía producida sea la óptima. A velocidades del viento por encima de la velocidad de arranque y por debajo de la velocidad nominal el sistema de control Ingecon-W automáticamente selecciona la velocidad de rotación y el ángulo de paso que proporcionan la máxima potencia eléctrica para cada velocidad de viento.

3. Viento alto, el generador produce potencia nominal.

Cuando la velocidad de viento es superior a la nominal, la energía contenida en el viento es suficiente para producir potencia nominal, y el ángulo de paso se incrementa para regular la potencia a su valor nominal.

4. Viento muy alto, el generador está desconectado y la turbina parada

Si la velocidad del viento es superior a la velocidad de parada el generador se desconecta y el sistema de control lleva las palas a la posición de bandera (cercana a 90°) hasta que la velocidad de viento descienda por debajo de la velocidad de re-arranque y la máquina reanude la generación de potencia.

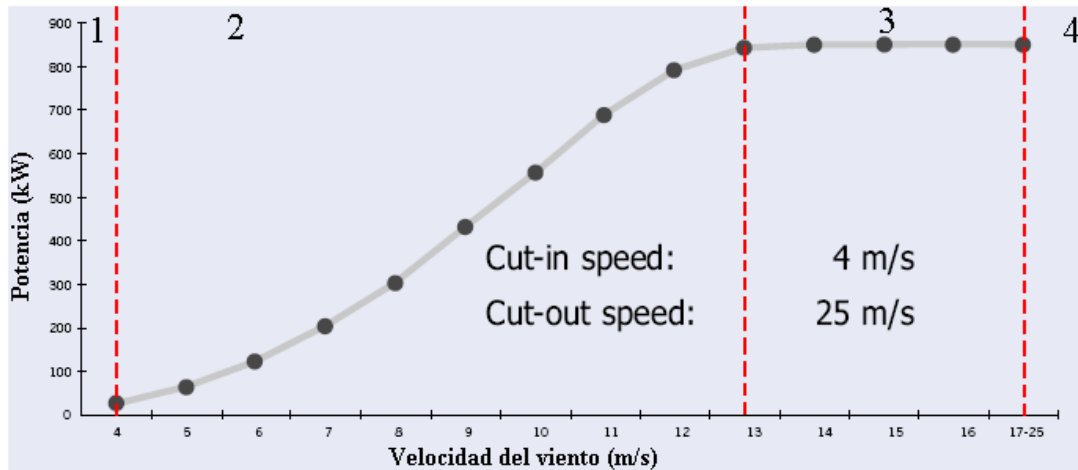


Figura. V.1: Curva de potencia del G52-850kW Gamesa

La figura. III.2 muestra la característica de la potencia mecánica y la velocidad de rotación de la turbina para velocidades del viento dentro del intervalo de 5 m/s a 14 m/s donde la turbina entrega su potencia mecánica nominal para una velocidad del viento de 14 m/s. Mediante la simulación se controla la operación del generador para seguir la curva roja. La optimización de la velocidad de la turbina se obtiene entre el punto B y C mostrado en esta curva donde se optimiza la velocidad de la turbina.

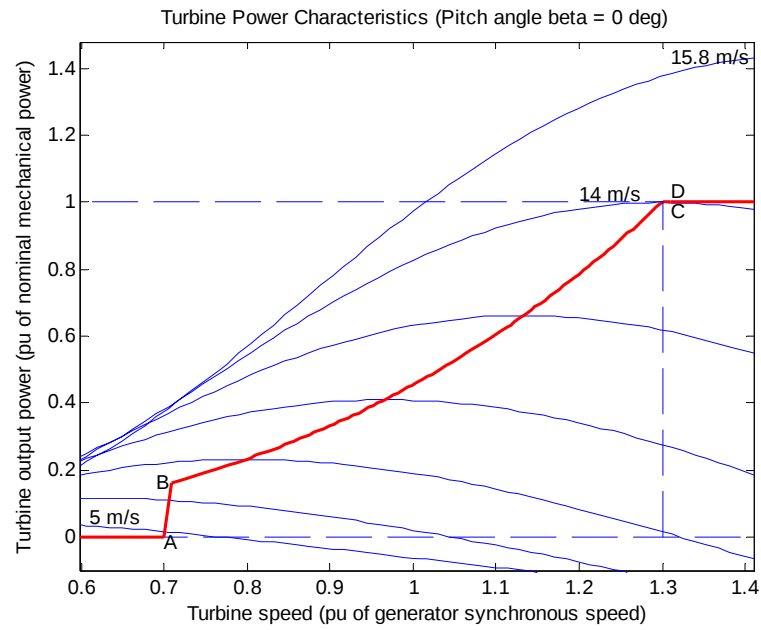


Figura. V.2. Característica de la potencia mecánica de la turbina en función de la velocidad del viento

Anexo VI: Modelo transitorio dinámico de 3^{er} orden, el modelo transitorio del 6^{to} orden del G52-850kW, ecuación de la potencia reactiva generada y el esquema del parque eólico en Simulink

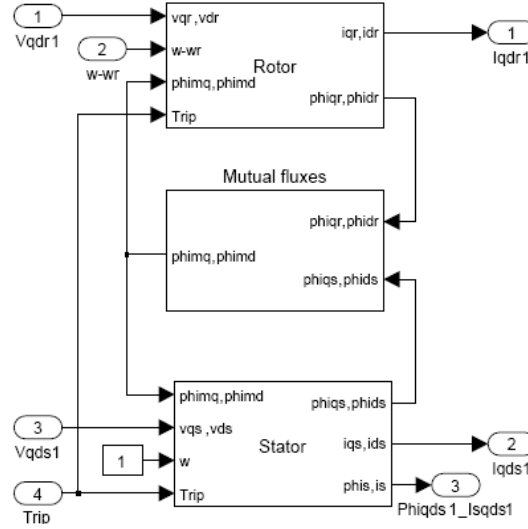


Figura. VI.1: Modelo fasorial del Generador Doblemente Alimentado (DFIG)

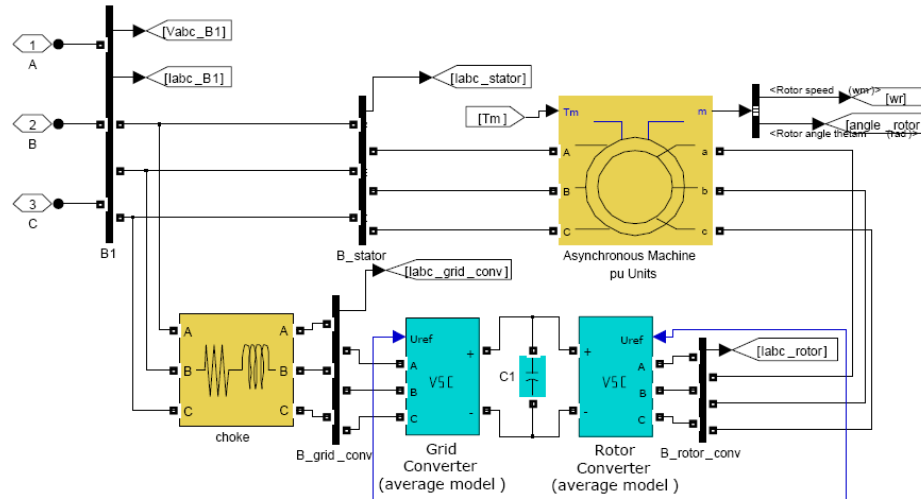


Figura. VI.2: Modelo promedio del Generador de Inducción Doblemente Alimentado

Ecuación VI.1: La potencia reactiva generada por el lado del estator del DFIG

$$Q_s = \frac{3}{2} V_s \left[\frac{L_m}{L_s} I_{dr} - \frac{V_s}{\omega_s L_s} \right] \text{ (Var)} \quad (\text{VI.1})$$

Anexo VII: Comportamiento del ángulo de potencia ante fluctuaciones en el viento con el GD desconectado

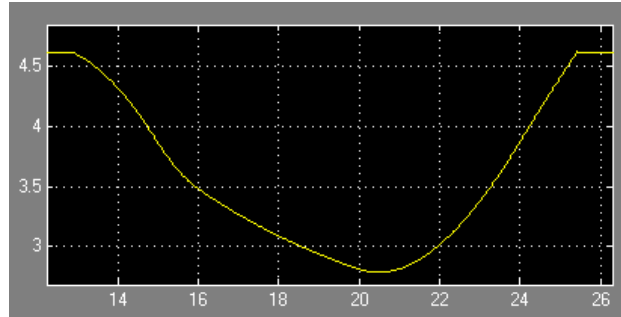


Figura. VII.6: Variación del ángulo de potencia durante turbulencia en el viento con el GD desconectado

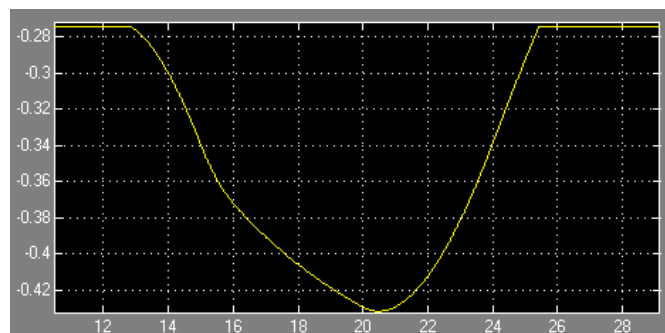


Figura. VII.7: Variación del ángulo de voltaje del SEN durante la turbulencia

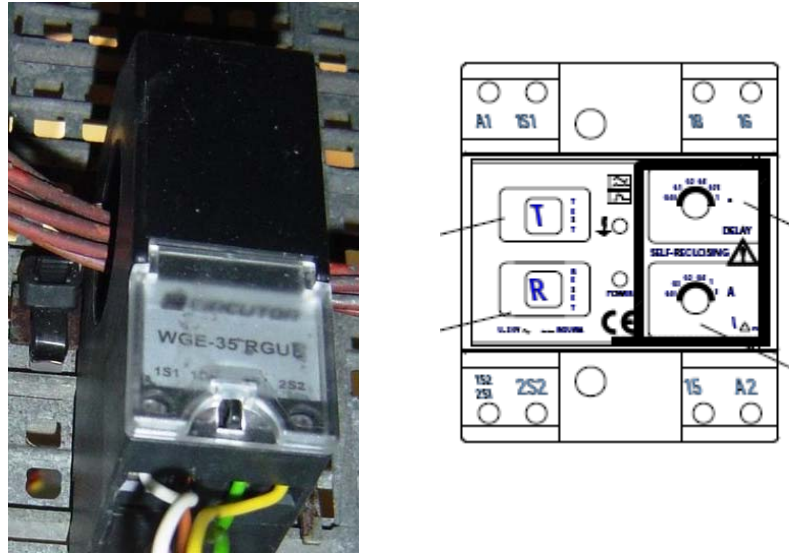
Anexo VIII: Protección diferencial de secuencia cero (87G)

Figura. VIII.1: El TC y relé diferencial de secuencia cero (87G) del aerogenerador

Anexo IX: Tabla de selección de fusibles para la protección del transformador del aerogenerador

Selection table of Fusarc CF fuses / DIN standard (rating in A) (1) (2) and (3)

service voltage (kV)	rated voltage (kV)	transformer power (kVA)																	
		25	50	75	100	125	160	200	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000	
3	7.2	16	25	31.5	40	50	63	80	100	125	160	200	250						
		20	31.5	40	50	63	80	100	125	160	200	250							
		25	40	50	63	80	100	125	160	200	250								
5	7.2	10	16	25	31.5	40	50	63	80	100	125	160	200	250					
		16	25	40	50	63	80	100	125	160	200	250							
		20	31.5	40	50	63	80	100	125	160	200	250							
6	7.2	10	16	20	25	31.5	40	50	63	80	100	125	160	200	250				
		16	25	31.5	40	50	63	80	100	125	160	200	250						
		20	31.5	40	50	63	80	100	125	160	200	250							
6.6	7.2	10	16	20	25	31.5	40	50	63	80	100	125	160	200	250				
		16	25	31.5	40	50	63	80	100	125	160	200	250						
		20	31.5	40	50	63	80	100	125	160	200	250							
10	12	6.3	10	16	20	25	31.5	40	50	63	80	100	125	160	200	250			
		16	20	25	31.5	40	50	63	80	100	125	160	200	250					
		20	25	31.5	40	50	63	80	100	125	160	200	250						
11	12	6.3	10	16	20	25	31.5	40	50	63	80	100	125	160	200	250			
		16	20	25	31.5	40	50	63	80	100	125	160	200	250					
		20	25	31.5	40	50	63	80	100	125	160	200	250						
13.2	17.5 / 24		10	16	20	25	31.5	40	50	63	80	100	125	160	200	250			
			16	20	25	31.5	40	50	63	80	100	125	160	200	250				
			20	25	31.5	40	50	63	80	100	125	160	200	250					
13.8	17.5 / 24	6.3	10	16	20	25	31.5	40	50	63	80	100	125	160	200	250			
		10	16	20	25	31.5	40	50	63	80	100	125	160	200	250				
		16	20	25	31.5	40	50	63	80	100	125	160	200	250					
15	17.5 / 24	6.3	10	16	20	25	31.5	40	50	63	80	100	125	160	200	250			
		10	16	20	25	31.5	40	50	63	80	100	125	160	200	250				
		16	20	25	31.5	40	50	63	80	100	125	160	200	250					
20	24	6.3	10	16	20	25	31.5	40	50	63	80	100	125	160	200	250			
		10	16	20	25	31.5	40	50	63	80	100	125	160	200	250				
		16	20	25	31.5	40	50	63	80	100	125	160	200	250					
22	24	6.3	10	16	20	25	31.5	40	50	63	80	100	125	160	200	250			
		10	16	20	25	31.5	40	50	63	80	100	125	160	200	250				
		16	20	25	31.5	40	50	63	80	100	125	160	200	250					
25	36	6.3	10	16	20	25	31.5	40	50	63	80	100	125	160	200	250			
		10	16	20	25	31.5	40	50	63	80	100	125	160	200	250				
		16	20	25	31.5	40	50	63	80	100	125	160	200	250					
30	36	6.3	10	16	20	25	31.5	40	50	63	80	100	125	160	200	250			
		10	16	20	25	31.5	40	50	63	80	100	125	160	200	250				
		16	20	25	31.5	40	50	63	80	100	125	160	200	250					

Anexo X: Criterios de ajuste de las protecciones eléctricas

Requerimientos		Fuente
Tolerancia de Fallas	Fallas trifásicas en línea al azar o en transformadores con desconexión definitiva sin intentos de re-cerrar. Falla bifásica en línea al azar con recierre sin éxito. Falla trifásica en red de transmisión durante 100 ms. Fallas bifásicas y fallas bifásicas a tierra durante 100 ms seguido por otra falla en 300-500ms con una duración de 100ms. Los aerogeneradores deben tener capacidad suficiente para cumplir con estos requerimientos por los menos en caso de: - o Dos cortocircuitos bifásicos o trifásicos durante 2 min. - o Seis cortocircuitos bifásicos o trifásicos con intervalo de 5 min. Durante fallas asimétricas en el sistema el parque eólico debe ser desconectado más rápido que el tiempo de limpieza de la falla: - o Si el PCC está a un 50m del transformador del aerogenerador, el cable debe tener su propia protección de sobrecorriente en el PCC. - o Si la longitud de este cable es bastante grande en comparación con la red de distribución, esa protección tiene que ser direccional. La protección se ajusta de tal manera para coordinarse con aquellas protecciones de la red. Si existe el riesgo de operación en isla, la protección de falla que mide el voltaje de neutro en la red tiene que estar instalada en el PCC. El ajuste recomendado para la	Eltra Eltra – Eltkraft

	desconexión es 5 s.	
Protección de Sobrecorriente	Esta debería tomar en cuenta la selectividad y proporcionar protección máxima y al mismo tiempo evita desconexión durante operación normal. Los siguientes se toman en cuenta: - o Corriente máxima de avalancha - o Corriente máxima a operación continua	Sintef, DEFU 111, AMP
Tolerancia de Sobre frecuencia	figura. X.1 y figura.X.2	Todo
Tolerancia de Bajovoltaje (durante y a los de una falla)	V= 0%, se desconecta el parque eólico a los 0.25 s V<90%, se desconecta el parque eólico a los 0.75 s V=25%, se desconecta el parque eólico a los 0.25 s V = 0%, se desconecta el parque eólico a los 0.1 s V = 60%...80%, se desconecta el parque eólico a los 2s...20 s V = 20%, se desconecta el parque eólico a los 0.7 s V < 80%, se desconecta el parque eólico a los 3 s 0% ≤ V < 90%, se desconecta el parque eólico a los 0.14 s 15% ≤ V < 90%, se desconecta el parque eólico a los 0.14s V=25%, se desconecta el parque eólico a los 0.1 s V<75%, se desconecta el parque eólico a los 0.75 s V=90%, se desconecta el parque eólico a los 10 s 50% < V < 90%, se desconecta el parque eólico a los 0.6 s	SvK(Pwf>100MW) SvK SvK(Pwf<100MW) Eltra E.ON Scotland Eltra – Eltkraft ESBNG
Tolerancia de	V<90%, se desconecta el parque eólico a los 500 ms	Scotland

Bajovoltaje (general)	V<80%, se desconecta el parque eólico a los 3-5 s V<94%, se desconecta el parque eólico a los 60 s V<80%, se desconecta el parque eólico a los 0.2 ms V<85%...95%, se desconecta el parque eólico a los 60 s V<90%, se desconecta el parque eólico a los 60 s V<90%, se desconecta el parque eólico a los >10...60 s V<70%, se desconecta el parque eólico.	E.ON DEFU 111 Sintef Eltra y Eltkraft VDEW
Tolerancia de Sobrevoltaje (general)	Parque eólico no debería desconectarse para voltaje dentro del rango operacional, incluyendo el 15 min. de sobrevoltaje (definido en los códigos de red) Para sobrevoltaje (no especificado) un tiempo de operación de la protección de 30-60 s V>106%, se desconecta el parque eólico a los 60 s V>110%, se desconecta el parque eólico a los 0.2 s V>110%, se desconecta el parque eólico a los 60 s V>120%...110%, se desconecta el parque eólico a los 0.2 s V>95%...110%, se desconecta el parque eólico a los 50s V>115%, se desconecta el parque eólico.	Scotland Eltra Eltra y Elkraft AMP, Sintef DEFU 111 VDEW
Tolerancia de Sobrevoltaje (isla)	V>115%, (a 275 kV) o V>120% (a 132kV) se desconecta el parque eólico a los 250ms. V>120%, < 100ms, reducción de voltaje. V>120%, desconexión a los 100ms como máximo (con bancos de capacitores) V>120%, desconexión a los 200ms como máximo (sin banco de capacitores).	Scotland Eltra DEFU 111

Control de Potencia	de	Reducción a $\leq 20\%$ de máxima potencia en 2 s (por control individual de cada turbina eólica), después de la limpieza de falla.	Eltra
Protección en régimen motor	de	Desconexión a los de 5 s de operación en régimen de motor.	AMP

Tabla X.1: criterios de ajustes de las protección de la interconexión de parque eólicos

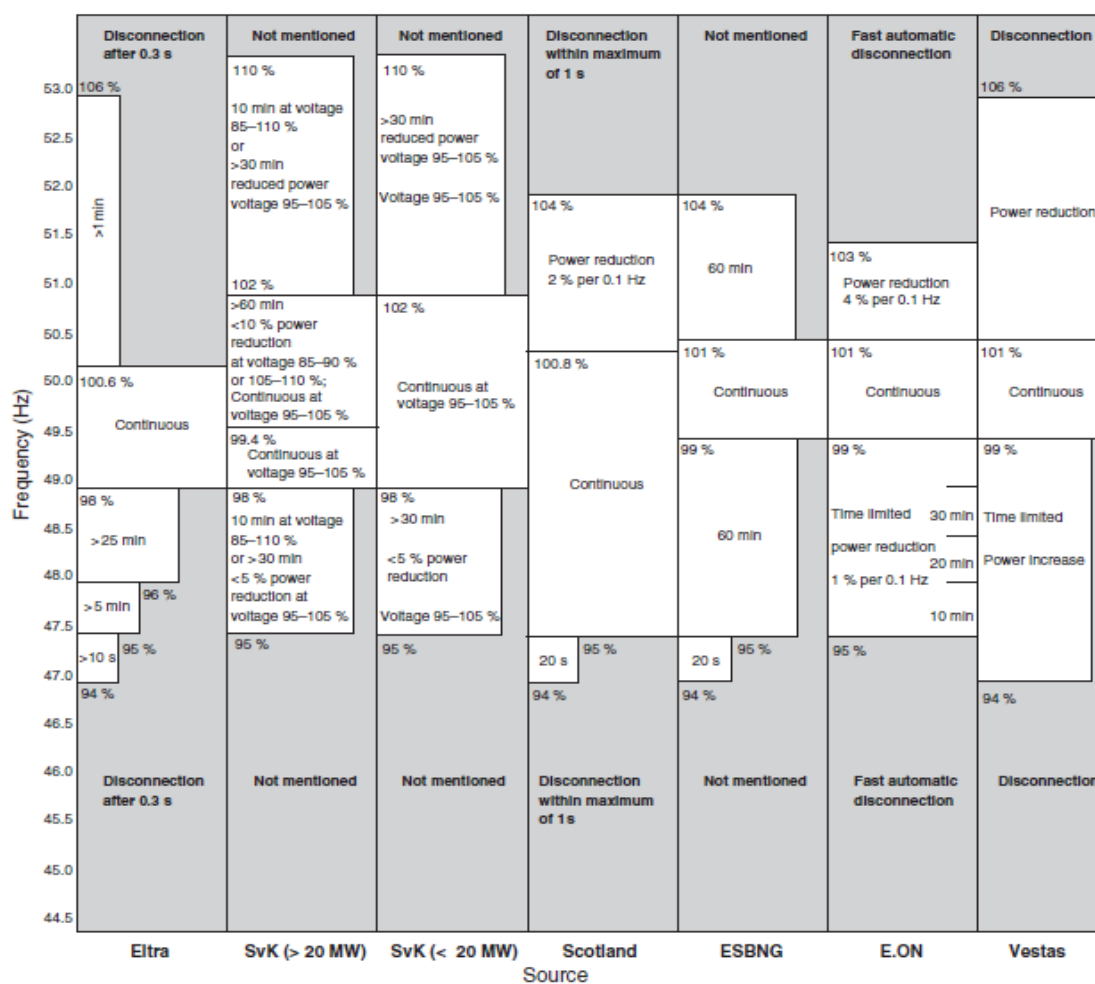
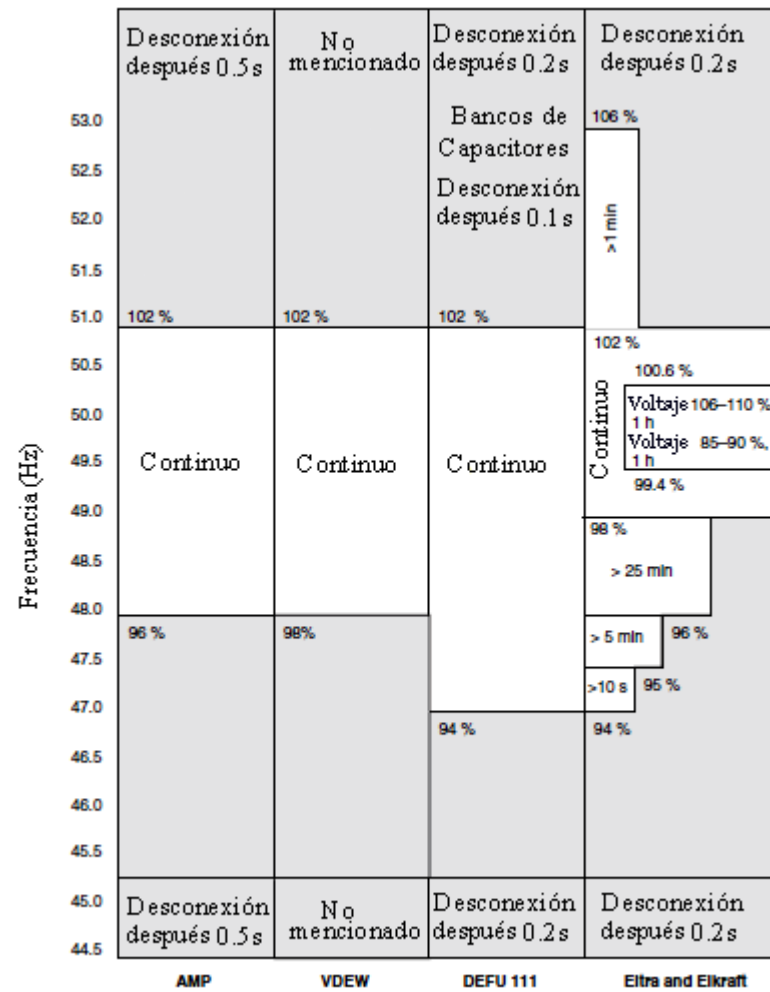


Figura. X.1: Ajustes del relé de frecuencia 810/U



Fuente

Figura. X.2: Ajustes del relé de frecuencia 810/U

Anexo XI: Curva característica de los fusibles ofrecido por Merlin Gerlin

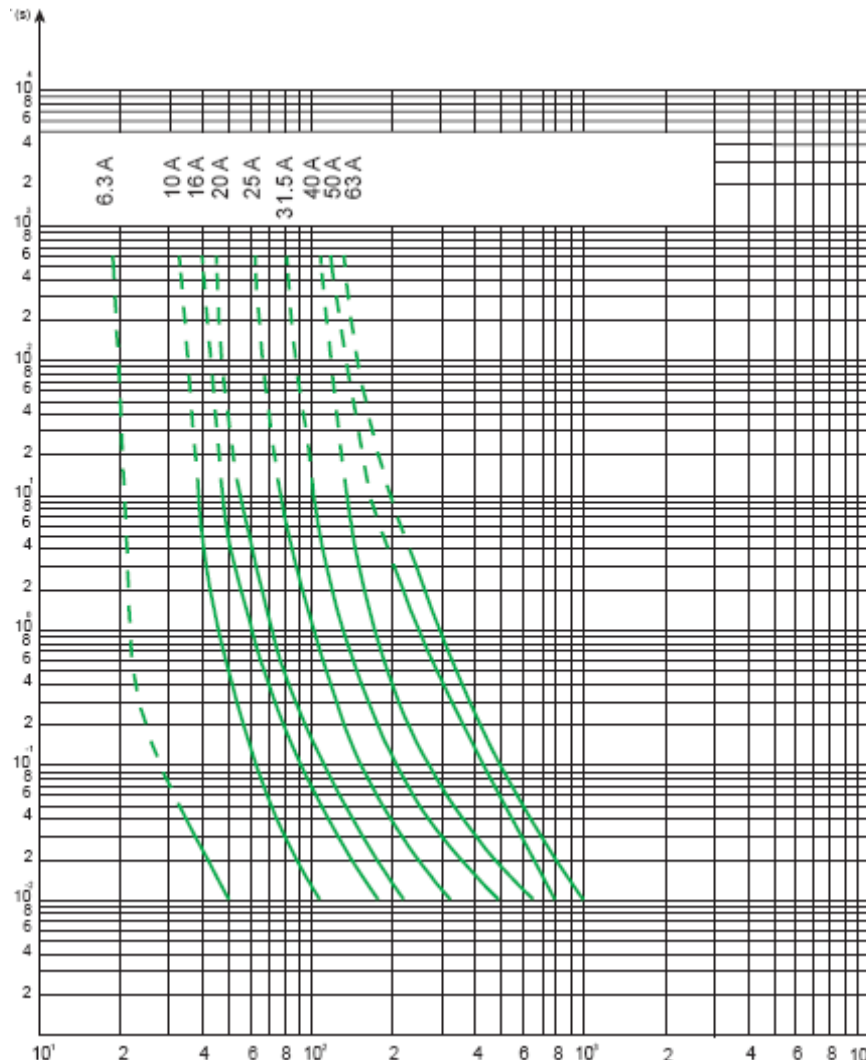


Figura. XI.1: Curva característica de los fusibles 40, 50 y 63

Anexo XII: Ajustes nuevos empleados en el sistema de protección SEPAM 40

Sistema de Proteccion (mask)

Tipo de Proteccion:

1. Sobre corriente (50) [fase]
2. Sobre corriente de TC (51) [fase]
3. Sobre corriente (50G) [Tierra]
4. Sobre corriente de TC (51G) [Tierra]
5. Minimo Voltaje (27)
6. Maximo Voltaje (59)

Dhanraj Bachai
Facultad de Ingeniera Electrica-Departamento Electro-energetico [FIE]
Universidad Central de las Villas [UCLV]
Santa Clara
Villa Clara
Cuba
2009

Parameters

Frecuencia Fundamental f1 (Hz):

Ajuste del 50 (pu):

Ajuste del 51 [I_{max}(pu), Delay(s)]:

Ajuste de 50G (pu):

Ajuste del 51G [I_{max}(pu), Delay(s)]:

Ajuste del 27 [V_{min}(pu), Delay(s)]:

Ajuste del 59 [V_{max}(pu) Delay(s)]:

Tiempo de Arranque del Sistema de Proteccion (s):

Figura. XII.1 Los ajuste nuevos para emplear en el sistema de protección de la interconexión del parque eólico Gibara 1