



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA
MECÁNICA Y ELÉCTRICA**

SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**“COMPORTAMIENTO ELÉCTRICO DE LAS
CENTRALES EÓLICAS A GRAN ESCALA ANTE
FALLAS TRANSITORIAS”**

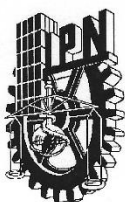
TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:
MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

PRESENTA:
DARIO ALFREDO CEJUDO SALINAS



Ciudad de México, 2016



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

SIP-14

ACTA DE REVISIÓN DE TESIS

En la Ciudad de México siendo las 17:00 horas del día 13 del mes de septiembre del 2016 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de la Tesis, designada por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de E. S. I. M. E. para examinar la tesis titulada:

**"COMPORTAMIENTO ELÉCTRICO DE LAS CENTRALES EÓLICAS A GRAN ESCALA
ANTE FALLAS TRANSITORIAS"**

Presentada por el alumno:

CEJUDO

Apellido paterno

SALINAS

Apellido materno

DARIO ALFREDO

Nombre(s)

Con registro:

A	1	4	0	3	9	5
---	---	---	---	---	---	---

aspirante de:

MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERIA ELÉCTRICA

Después de intercambiar opiniones los miembros de la Comisión manifestaron **SU APROBACIÓN DE LA TESIS**, en virtud de que satisface los requisitos señalados por las disposiciones reglamentarias vigentes.

LA COMISIÓN REVISORA

Director de tesis

M. EN C. GILBERTO ENRÍQUEZ HARPER

Presidente

DR. DANIEL OLGUÍN SALINAS

Segundo Vocal

DR. DAVID SEBASTIÁN BALTAZAR

Tercer Vocal

DR. HUGO AMBRÍZ PÉREZ

Secretario

DR. RICARDO OCTAVIO A. MOTA PALOMINO

EL PRESIDENTE DEL COLEGIO

DR. MIGUEL TOLEDO VELÁZQUEZ

I. P. N.
SECCIÓN DE ESTUDIOS DE
POSGRADO E INVESTIGACIÓN



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
SECRETARIA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

Carta de cesión de derechos

En la Ciudad de México el día 13 del mes de Septiembre del año 2016, el que suscribe Dario Alfredo Cejudo Salinas, alumno del Programa de Maestría en Ciencias en Ingeniería Eléctrica, con número de registro A140395, adscrito a la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME–Zacatenco del IPN, manifiesta que es el autor intelectual del presente trabajo de Tesis bajo la dirección del M. en C. Gilberto Enríquez Harper y cede los derechos del trabajo titulado Comportamiento Eléctrico de las Centrales Eólicas a Gran Escala Ante Fallas Transitorias, al Instituto Politécnico Nacional para su difusión, con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, gráficas o datos del trabajo sin el permiso expreso del autor y/o director del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a las siguientes direcciones: **acesalinas@gmail.com** y **genriquez.harper@gmail.com.mx**.

Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.

Dario Alfredo Cejudo Salinas

Dedicatorias

A mi familia

Quienes han sido el principal soporte de mis principios y valores y continúan apoyándome en la evolución de mi formación académica.

Gracias por su apoyo y confianza.

Agradecimientos

A mi familia, por brindarme su confianza e impulsarme para continuar con mi preparación profesional. Además, por darme las bases de mi formación personal y alentarme a mejorar cada día como persona. Gracias porque siempre están a mi alrededor.

A mi madre, Benigna Salinas García, por brindarme el apoyo y la confianza para continuar con mi preparación académica y personal.

A mis primos, José Manuel García e Imelda Zamora Salinas y mis sobrinos Daniel García Zamora y Aime García Zamora, quienes compartieron su hogar, su espacio y su tiempo durante el tiempo que duró este proyecto de vida.

A mi director de Tesis, el M. en C. Gilberto Enríquez Harper, por compartir un poco de su experiencia en las aulas de clase y durante el desarrollo de este trabajo de Tesis. Agradezco además la confianza y el apoyo brindado en su lugar de trabajo.

A mis asesores de Tesis: Dr. Daniel Olguín Salinas, Dr. Ricardo Octavio A. Mota Palomino, Dr. David Sebastián Baltazar, Dr. Hugo Ambriz Pérez y el Dr. Jaime Robles García, por sus observaciones y sugerencias en la realización de este trabajo. De igual forma agradezco el apoyo brindado en sus diferentes actividades académicas y/o laborales.

Al personal de la Gerencia de Ingeniería Especializada de la Comisión Federal de Electricidad, quienes compartieron su espacio de trabajo y me brindaron su confianza y apoyo para lograr concluir este trabajo de Tesis. Quiero agradecer de forma especial al Ing. Carlos Alberto Gallardo Morales, perteneciente a la misma área, por mostrarme y ampliar el panorama de aplicación de la ingeniería eléctrica, por enseñarme nuevas formas de trabajo y por el apoyo y asesorías durante este proyecto.

A la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME-Zacatenco del Instituto Politécnico Nacional, por darme la oportunidad de seguir creciendo profesionalmente. En particular a los profesores y personal administrativo del programa de Ingeniería Eléctrica.

A mis amigos y compañeros de estudios, tanto de la maestría actualmente como los de licenciatura y bachillerato hace algunos años. Con ellos he compartido momentos importantes en las diferentes etapas de mi vida. A todos ellos les agradezco su amistad, confianza y apoyo.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) por otorgar la beca para estudios de maestría.

A la Fundación TELMEX por la beca otorgada y el apoyo de servicios digitales.

En general, a todos los que hicieron posible concluir la maestría: amigos, profesores, compañeros, familiares, etc.

GRACIAS A TODOS.

Resumen

La interconexión de centrales eólicas al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en México se va incrementando, en la actualidad este tipo de generación tiene una capacidad instalada del 3.1% de la capacidad total del país.

En esta Tesis se simula y analiza el comportamiento eléctrico de dos centrales eólicas a gran escala aplicando fallas transitorias en el Punto de Interconexión (PDI) con el Sistema Eléctrico Nacional.

En primer lugar se simula una central eólica con Aerogeneradores de Inducción Doblemente Alimentados (AGIDA) y en segundo lugar una Central Eólica con Aerogeneradores Conectados a través de Convertidores (AGCC). Para ambos casos los puntos que se analizan son, el PDI y los aerogeneradores (AG's).

Las simulaciones de las diferentes fallas están hechas con base a las "Reglas Generales de Interconexión al Sistema Eléctrico Nacional para Generadores o Permisionarios con Fuentes de Energías Renovables o Cogeneración Eficiente" (REGISEN) publicada en el 2012 por la Comisión Reguladora de Energía (CRE).

Las fallas simuladas corresponden a: trifásica, bifásica, bifásica a tierra y monofásica a tierra. Las variables eléctricas que se analizan son: voltaje, corriente, potencia activa y reactiva.

El análisis es realizado a partir de la respuesta de las variables eléctricas registradas en el PDI y en los AG's considerando el tipo de aerogenerador utilizado en cada caso.

El comportamiento eléctrico de las centrales eólicas modeladas en esta Tesis se realiza con el programa DIgSILENT Power Factory versión 15.0.1, el cual tiene la capacidad de realizar simulaciones de corto circuito, flujos de carga, transitorios electromagnéticos, coordinación de protecciones, entre otros más.

Abstract

The interconnection of the Wind Farm Power Plants with the National Electrical System in Mexico is increasing, nowadays this kind of generation represents about 3.1% of the total capacity installed in the country.

In this thesis the electrical behavior of two wind farm power plant is analyzed under transient faults at the point of common coupling (PCC) with the National Electrical System.

First, a Doubly-Fed Induction Generators (DFIG) wind power plant is simulated, followed by Full Rated Converter Generator (FRCG) wind power plant. In both cases, the analyzed sites corresponds to the PCC and Wind Turbines (WT's).

The diversity of the faults simulated are made according to the document “Reglas Generales de Interconexión al Sistema Eléctrico Nacional para Generadores o Permissionarios con Fuentes de Energías Renovables o Cogeneración Eficiente” published in 2012 by the Energy Regulatory Commission.

The faults simulated are: three phase, two phase, two phase to ground and one phase to ground. The electrical variables analyzed are: voltage, current, active and reactive power.

The analysis is made from the behavior of the electrical variables registered at the PCC and WT's considering the type of wind turbine used in each case.

The electrical behavior of the wind farm power plants in this thesis are made with the DlgSILENT Power Factory v.15.0.1 program, which has the capability of simulate short-circuit, load flow, electromagnetic transients, protection analysis among others.

Índice General

Acta de revisión de Tesis.....	III
Carta de cesión de derechos.....	V
Dedicatorias.....	VII
Agradecimientos	IX
Resumen	XI
Abstract.....	XIII
Índice General.....	XV
Índice de Figuras	XXI
Índice de Tablas.....	XXIX
Abreviaturas y Simbología	XXXI

Capítulo 1 1

Introducción.....	1
1.1 Generalidades	1
1.2 Objetivo	2
1.3 Justificación.....	2
1.4 Limitaciones y alcances.....	2
1.5 Estado del arte	3
1.5.1 Investigación desarrollada a nivel nacional e internacional.....	3
1.5.2 Trabajos realizados en la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la E. S. I. M. E., Zacatenco.....	7
1.6 Aportaciones de esta Tesis	8
1.7 Estructura de la Tesis.....	9

Capítulo 2 11

Generación de energía eléctrica en centrales eólicas a gran escala	11
2.1 Panorama mundial de las centrales eólicas	11
2.2 Partes que integran a un aerogenerador.....	12
2.3 Generación de energía eléctrica a base de energía eólica	13
2.3.1 Velocidad del viento.....	13

2.3.2	Variación de la velocidad del viento con respecto a su altura	14
2.3.3	Potencia teórica del viento	15
2.3.4	Coefficiente de Betz o Coeficiente de Potencia " C_p "	16
2.3.5	Potencia real	18
2.4	Aerogeneradores y sus tecnologías	19
2.4.1	Generador síncrono de corriente alterna	19
2.4.2	Generador asíncrono o de inducción de corriente alterna	19
2.5	Clasificación de aerogeneradores	20
2.5.1	Aerogeneradores de velocidad constante	20
2.5.2	Aerogeneradores de velocidad variable	21
2.6	Configuración eléctrica de aerogeneradores	22
2.6.1	Tipo 1: Aerogenerador de Inducción Jaula de Ardilla (AGIJA)	22
2.6.2	Tipo 2: Aerogenerador de Inducción de Rotor Devanado (AGIRD)	23
2.6.3	Tipo 3: Aerogenerador de Inducción Doblemente Alimentado (AGIDA).....	24
2.6.4	Tipo 4: Aerogenerador Conectado a través de Convertidores (AGCC).....	24
2.7	Evolución de las capacidades de los aerogeneradores.....	25
2.8	Centrales eólicas a gran escala.....	26
2.8.1	Aerogeneradores	26
2.8.2	Transformador de unidad	28
2.8.3	Sistema colector.....	28
2.8.4	Subestación colectora.....	29
2.8.5	Línea de transmisión de interconexión.....	29
2.9	Características operativas de una central eólica	29
2.9.1	Potencia activa en centrales eólicas a gran escala	29
2.9.2	Potencia reactiva en centrales eólicas	32
2.10	Códigos de red y requerimientos técnicos para la interconexión al sistema eléctrico de una central eólica a gran escala	34
2.10.1	Nivel de tensión.....	34
2.10.2	Frecuencia de corte	34
2.10.3	Equipos de protección, seccionamiento y medición.....	35
2.10.4	Calidad de la energía y niveles de armónicos.....	35
2.10.5	Variaciones periódicas de amplitud de la tensión (Flickers).....	35
2.10.6	Operación de la central eólica ante fallas externas y en el punto de interconexión.....	36
2.10.7	Potencia reactiva.....	37
2.11	Esquemas de protección	38
2.11.1	Protección de los aerogeneradores y transformador de unidad.....	38
2.11.2	Protección del sistema colector.....	39
2.11.3	Subestación colectora.....	40
2.11.4	Líneas de transmisión	40

Capítulo 3

43

Modelado de centrales eólicas a gran escala con AGIDA y AGCC y su comportamiento ante fallas	43
3.1 Electrónica de potencia en aerogeneradores	43
3.1.1 Convertidor de potencia de frecuencia variable	43
3.1.2 Protección del convertidor de potencia de frecuencia variable	45
3.2 Aerogenerador de Inducción Doblemente Alimentado (AGIDA).....	46
3.2.1 Modos de operación de un AGIDA	46
3.2.2 Operación de un AGIDA en estado estable	48
3.2.3 Convertidores empleados en centrales eólicas con AGIDA.....	50
3.2.4 Control del ángulo de paso en las palas de los aerogeneradores	52
3.2.5 Control de potencia y velocidad.....	52
3.2.6 Sistema de protección “crowbar” y operación del convertidor.....	53
3.3 Aerogenerador Conectado a través de Convertidores (AGCC).....	55
3.3.1 Convertidores de potencia en AGCC.....	56
3.3.2 Control de velocidad en el rotor	56
3.3.3 Convertidor lado generador y control de velocidad	56
3.3.4 Convertidor lado red	57
3.3.5 Sistemas de protección del convertidor empleado en un AGCC	57
3.4 Huecos de tensión.....	58
3.4.2 Duración de huecos de tensión.....	59
3.4.3 Clasificación de fallas de acuerdo al número de fases involucradas	59
3.4.4 Propagación del voltaje en el transformador debido a la conexión en sus devanados.	60
3.5 Simulaciones en el programa DlgSILENT	62
3.5.1 Simulación RMS balanceada	63
3.5.2 Simulación RMS desbalanceada (Fases A, B, C).....	64
3.5.3 Simulación EMT Trifásica	64
3.5.4 Pasos de integración	65
3.6 Modelado de los elementos que integran a una central eólica a gran escala en DlgSILENT	65
3.6.1 Aerogenerador de inducción doblemente alimentado	65
3.6.2 Aerogenerador conectado a través de convertidores.....	68
3.6.3 Transformador trifásico	70
3.6.4 Cables de potencia	72
3.6.5 Línea de transmisión.....	73
3.7 Procedimiento general de una simulación en DlgSILENT	75

Capítulo 4 **77**

Simulación del comportamiento eléctrico de centrales eólicas a gran escala ante fallas transitorias77

4.1	Modelo de una central eólica con aerogeneradores de inducción doblemente alimentados (Modelo 1).....	77
4.1.1	Caso base en central con AGIDA	78
4.1.2	Caso 1: Falla trifásica.....	80
4.1.3	Caso 2: Falla bifásica.....	89
4.1.4	Caso 3: Falla bifásica a tierra.....	98
4.1.5	Caso 4: Falla monofásica a tierra.....	107
4.2	Modelo de una central eólica con aerogeneradores conectados a través de convertidores (Modelo 2).....	116
4.2.1	Caso base en central con AGCC	116
4.2.2	Caso 5: Falla trifásica.....	118
4.2.3	Caso 6: Falla bifásica.....	126
4.2.4	Caso 7: Falla bifásica a tierra.....	135
4.2.5	Caso 8: Falla monofásica a tierra.....	144

Capítulo 5 **153**

Análisis de resultados153

5.1	Análisis de la central eólica del Modelo 1 con AGIDA	153
5.1.1	Análisis del Caso 1: Falla trifásica.....	153
5.1.2	Análisis del Caso 2: Falla bifásica.....	156
5.1.3	Análisis del Caso 3: Falla bifásica a tierra.....	158
5.1.4	Análisis del Caso 4: Falla monofásica a tierra.....	160
5.2	Análisis de la central eólica del Modelo 2 con AGCC	162
5.2.1	Análisis del Caso 5: Falla trifásica.....	162
5.2.2	Análisis del Caso 6: Falla bifásica.....	163
5.2.3	Análisis del Caso 7: Falla bifásica a tierra.....	164
5.2.4	Análisis del Caso 8: Falla monofásica a tierra.....	164
5.3	Niveles máximos de corriente.....	165
5.4	Recuperación de la potencia activa y reactiva tras la liberación de la falla	166

Capítulo 6 **167**

Conclusiones y recomendaciones167

6.1 Conclusiones.....	167
6.2 Recomendaciones y trabajo futuro	170
6.3 Aportaciones de esta Tesis	171
Bibliografía.....	173
Apéndices	181
Apéndice A Características de los elementos que integran a los modelos de las centrales eólicas con AGIDA y con AGCC.....	181
Apéndice B Diagrama de la central eólica a gran escala con aerogeneradores de inducción doblemente alimentados.	185
Apéndice C Diagrama de la central eólica a gran escala con aerogeneradores conectados a través de convertidores.....	186

Índice de Figuras

Figura 2.1	Capacidad de generación con centrales eólicas a nivel mundial en el 2014 [34].	11
Figura 2.2	Capacidad de generación con centrales eólicas a nivel mundial en el 2015 [38].	12
Figura 2.3	Partes principales de un aerogenerador o turbina eólica [26].	13
Figura 2.4	Relación de potencia de entrada y salida en un aerogenerador de velocidad variable.	17
Figura 2.5	Curvas típicas del comportamiento de potencia activa con sistemas de control de ángulo de paso y control estático [52].	22
Figura 2.6	Configuración de una turbina de viento con generador de inducción jaula de ardilla (Aerogenerador Tipo 1) [55].	23
Figura 2.7	Configuración de una turbina de viento con generador de inducción de rotor devanado (Aerogenerador Tipo 2) [55].	23
Figura 2.8	Configuración típica de un Aerogenerador de Inducción Doblemente Alimentado (Aerogenerador Tipo 3) [55] [56].	24
Figura 2.9	Configuración típica de un Aerogenerador Conectado a través de Convertidores (Aerogenerador Tipo 4) [48] [55].	25
Figura 2.10	Evolución de las capacidades de los aerogeneradores hasta el año 2015 [26].	25
Figura 2.11	Topología de una central eólica a gran escala [57].	26
Figura 2.12	Dimensionamiento para la ubicación entre aerogeneradores en una central eólica a gran escala de acuerdo con M. R. Patel [51].	27
Figura 2.13	Curva característica de potencia entregada por un aerogenerador de velocidad variable.	28
Figura 2.14	Potencia entregada por un aerogenerador a capacidad nominal y a magnitudes menores.	31
Figura 2.15	Comportamiento de la potencia activa producida por aerogeneradores a diferentes rampas de operación [68].	32
Figura 2.16	Modos de operación de una máquina de inducción [69].	33
Figura 2.17	Curvas de capacidad de potencia de aerogeneradores doblemente alimentados [14].	33
Figura 2.18	Gráfica de la caída de tensión en el punto de interconexión debido a una falla [2].	37
Figura 2.19	Esquema general de las zonas de protección en una central eólica a gran escala [15].	38

Figura 3.1	Convertidor de potencia de frecuencia variable de dos niveles (esquema back-to-back) [77].....	44
Figura 3.2	Esquema básico del flujo de potencia a través del enlace de corriente directa del convertidor de potencia.	44
Figura 3.3	Esquema de conexión de los componentes de un aerogenerador de inducción doblemente alimentado [77].	46
Figura 3.4	Flujo de potencia en un generador de inducción de rotor devanado doblemente alimentado en modo subsíncrono [50].....	47
Figura 3.5	Flujo de potencia en un generador de inducción de rotor devanado doblemente alimentado en modo supersíncrono [50].	47
Figura 3.6	Circuito equivalente simplificado monofásico de un AGIDA [49].	48
Figura 3.7	Relación de las potencias en un aerogenerador de inducción doblemente alimentado [71].....	49
Figura 3.8	Diagrama detallado de un aerogenerador de inducción doblemente alimentado [79].	51
Figura 3.9	Esquema de protección crowbar en un AGIDA.	53
Figura 3.10	Flujo de corriente en el convertidor lado rotor y en el crowbar.	54
Figura 3.11	Configuración de los componentes que integran a un aerogenerador conectado a través de convertidores.	55
Figura 3.12	Hueco de tensión debido a una falla monofásica [84].	58
Figura 3.13	Porcentaje de fallas de acuerdo al número de fases involucradas que provocaron un hueco de tensión de hasta 0.85 p.u. [86].....	59
Figura 3.14	Porcentaje de fallas de acuerdo al número de fases involucradas que provocaron un hueco de tensión por debajo de 0.10 p.u. [86].....	59
Figura 3.15	Incidencia anual de disturbios de acuerdo al número de fases involucradas y la magnitud del hueco de tensión [86].....	60
Figura 3.16	Esquema de conexión en los devanados de los transformadores en una central eólica común.	60
Figura 3.17	Modelo del circuito equivalente de una máquina de inducción doblemente alimentada utilizado en el programa DIgSILENT [90].	66
Figura 3.18	Ventana de DIgSILENT para el ingreso de datos básicos de un AGIDA.	66
Figura 3.19	Ventana de DIgSILENT de datos de flujos de carga de un AGIDA.	67
Figura 3.20	Ventana de DIgSILENT para parámetros de la curva de capacidad de potencia reactiva de un AGIDA.....	67

Figura 3.21	Modelo del circuito equivalente utilizado en DIgSILENT para estudios de corto circuito de un AGIDA [90].	68
Figura 3.22	Ventana de DIgSILENT de datos básicos de un generador estático.	68
Figura 3.23	Modelo de DIgSILENT del generador estático como fuente de corriente.	69
Figura 3.24	Modelo de DIgSILENT del generador estático como fuente de voltaje.	70
Figura 3.25	Modelos de secuencia positiva/negativa y cero del transformador de dos devanados con conexión Estrella/Delta empleado en DIgSILENT [92].	70
Figura 3.26	Ventana de DIgSILENT de datos básicos de un transformador trifásico de dos devanados.	71
Figura 3.27	Ventana de DIgSILENT para cambiadores de derivación (TAP's) de un transformador trifásico.	71
Figura 3.28	Esquema típico de un cable de potencia con un solo núcleo empleado en DIgSILENT [93].	72
Figura 3.29	Circuito equivalente PI de una línea de transmisión con parámetros concentrados empleado en DIgSILENT [95].	74
Figura 4.1	Modelo de una central eólica de 67.5 MW con aerogeneradores de inducción doblemente alimentados (Modelo 1) en DIgSILENT.	79
Figura 4.2	Formas de onda de voltaje de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 1.	80
Figura 4.3	Voltajes de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 1.	81
Figura 4.4	Voltajes de línea a tierra en los Aerogeneradores para el Caso 1.	81
Figura 4.5	Corriente de secuencia positiva (RMS) en el Punto de Interconexión para el Caso 1.	82
Figura 4.6	Corrientes de fase en el Punto de Interconexión para el Caso 1.	83
Figura 4.7	Corrientes de fase en los Aerogeneradores para el Caso 1.	83
Figura 4.8	Potencia activa por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 1.	84
Figura 4.9	Potencia activa por fase en los Aerogeneradores para el Caso 1.	84
Figura 4.10	Potencia reactiva por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 1.	85
Figura 4.11	Potencia reactiva por fase en los Aerogeneradores para el Caso 1.	86
Figura 4.12	Potencia activa y reactiva trifásica en el Punto de Interconexión para el Caso 1.	87
Figura 4.13	Potencia activa y reactiva trifásica en los Aerogeneradores para el Caso 1.	88
Figura 4.14	Formas de onda de voltaje de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 2.	89
Figura 4.15	Voltajes de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 2.	90
Figura 4.16	Voltajes de línea a tierra en los Aerogeneradores para el Caso 2.	90

Figura 4.17	Corriente de secuencia positiva (RMS) en el Punto de Interconexión para el Caso 2.....	91
Figura 4.18	Corrientes de fase en el Punto de Interconexión para el Caso 2.....	92
Figura 4.19	Corrientes de fase en los Aerogeneradores para el Caso 2.....	92
Figura 4.20	Potencia activa por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 2.....	93
Figura 4.21	Potencia activa por fase en los Aerogeneradores para el Caso 2.....	93
Figura 4.22	Potencia reactiva por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 2.....	94
Figura 4.23	Potencia reactiva por fase en los Aerogeneradores para el Caso 2.....	95
Figura 4.24	Potencia activa y reactiva trifásica en el Punto de Interconexión para el Caso 2.....	96
Figura 4.25	Potencia activa y reactiva trifásica en los Aerogeneradores para el Caso 2.....	97
Figura 4.26	Formas de onda de voltaje de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 3.....	98
Figura 4.27	Voltajes de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 3.....	99
Figura 4.28	Voltajes de línea a tierra en los Aerogeneradores para el Caso 3.....	99
Figura 4.29	Corriente de secuencia positiva (RMS) en el Punto de Interconexión para el Caso 3.....	100
Figura 4.30	Corrientes de fase en el Punto de Interconexión para el Caso 3.....	101
Figura 4.31	Corrientes de fase en los Aerogeneradores para el Caso 3.....	101
Figura 4.32	Potencia activa por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 3.....	102
Figura 4.33	Potencia activa por fase en los Aerogeneradores para el Caso 3.....	102
Figura 4.34	Potencia reactiva por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 3.....	103
Figura 4.35	Potencia reactiva por fase en los Aerogeneradores para el Caso 3.....	104
Figura 4.36	Potencia activa y reactiva trifásica en el Punto de Interconexión para el Caso 3.....	105
Figura 4.37	Potencia activa y reactiva trifásica en los Aerogeneradores para el Caso 3.....	106
Figura 4.38	Formas de onda de voltaje de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 4.....	107
Figura 4.39	Voltajes de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 4.....	108
Figura 4.40	Voltajes de línea a tierra en los Aerogeneradores para el Caso 4.....	108
Figura 4.41	Corriente de secuencia positiva (RMS) en el Punto de Interconexión para el Caso 4.....	109
Figura 4.42	Corrientes de fase en el Punto de Interconexión para el Caso 4.....	110
Figura 4.43	Corrientes de fase en los Aerogeneradores para el Caso 4.....	110
Figura 4.44	Potencia activa por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 4.....	111
Figura 4.45	Potencia activa por fase en los Aerogeneradores para el Caso 4.....	112
Figura 4.46	Potencia reactiva por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 4.....	113

Figura 4.47	Potencia reactiva por fase en los Aerogeneradores para el Caso 4.....	113
Figura 4.48	Potencia activa y reactiva trifásica en el Punto de Interconexión para el Caso 4.....	114
Figura 4.49	Potencia activa y reactiva trifásica en los Aerogeneradores para el Caso 4.	115
Figura 4.50	Modelo de una central eólica de 67.5 MW con aerogeneradores conectados a través de convertidores (Modelo 2) en DIgSILENT.....	117
Figura 4.51	Formas de onda de voltaje de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 5.....	118
Figura 4.52	Voltajes de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 5.	119
Figura 4.53	Voltajes de línea a tierra en los Aerogeneradores para el Caso 5.	119
Figura 4.54	Corriente de secuencia positiva (RMS) en el Punto de Interconexión para el Caso 5.....	120
Figura 4.55	Corrientes de fase en el Punto de Interconexión para el Caso 5.	121
Figura 4.56	Corrientes de fase en los Aerogeneradores para el Caso 5.....	121
Figura 4.57	Potencia activa por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 5.	122
Figura 4.58	Potencia activa por fase en los Aerogeneradores para el Caso 5.....	122
Figura 4.59	Potencia reactiva por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 5.	123
Figura 4.60	Potencia reactiva por fase en los Aerogeneradores para el Caso 5.....	123
Figura 4.61	Potencia activa y reactiva trifásica en el Punto de Interconexión para el Caso 5.....	124
Figura 4.62	Potencia activa y reactiva trifásica en los Aerogeneradores para el Caso 5.	125
Figura 4.63	Formas de onda de voltaje de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 6.....	126
Figura 4.64	Voltajes de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 6.	127
Figura 4.65	Voltajes de línea a tierra en los Aerogeneradores para el Caso 6.	127
Figura 4.66	Corriente de secuencia positiva (RMS) en el Punto de Interconexión para el Caso 6.....	128
Figura 4.67	Corrientes de fase en el Punto de Interconexión para el Caso 6.	129
Figura 4.68	Corrientes de fase en los Aerogeneradores para el Caso 6.....	129
Figura 4.69	Potencia activa por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 6.	130
Figura 4.70	Potencia activa por fase en los Aerogeneradores para el Caso 6.....	130
Figura 4.71	Potencia reactiva por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 6.	131
Figura 4.72	Potencia reactiva por fase en los Aerogeneradores para el Caso 6.....	132
Figura 4.73	Potencia activa y reactiva trifásica en el Punto de Interconexión para el Caso 6.....	133
Figura 4.74	Potencia activa y reactiva trifásica en los Aerogeneradores para el Caso 6.	134
Figura 4.75	Formas de onda de voltaje de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 7.....	135

Figura 4.76	Voltajes de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 7.	136
Figura 4.77	Voltajes de línea a tierra en los Aerogeneradores para el Caso 7.....	136
Figura 4.78	Corriente de secuencia positiva (RMS) en el Punto de Interconexión para el Caso 7.....	137
Figura 4.79	Corrientes de fase en el Punto de Interconexión para el Caso 7.....	138
Figura 4.80	Corrientes de fase en los Aerogeneradores para el Caso 7.....	138
Figura 4.81	Potencia activa por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 7.....	139
Figura 4.82	Potencia activa por fase en los Aerogeneradores para el Caso 7.....	139
Figura 4.83	Potencia reactiva por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 7.	140
Figura 4.84	Potencia reactiva por fase en los Aerogeneradores para el Caso 7.....	141
Figura 4.85	Potencia activa y reactiva trifásica en el Punto de Interconexión para el Caso 7.	142
Figura 4.86	Potencia activa y reactiva trifásica en los Aerogeneradores para el Caso 7.	143
Figura 4.87	Formas de onda de voltaje de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 8.....	144
Figura 4.88	Voltajes de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 8.	145
Figura 4.89	Voltajes de línea a tierra en los Aerogeneradores para el Caso 8.....	145
Figura 4.90	Corriente de secuencia positiva (RMS) en el Punto de Interconexión para el Caso 8.....	146
Figura 4.91	Corrientes de fase en el Punto de Interconexión para el Caso 8.....	147
Figura 4.92	Corrientes de fase en los Aerogeneradores para el Caso 8.....	147
Figura 4.93	Potencia activa por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 8.....	148
Figura 4.94	Potencia activa por fase en los Aerogeneradores para el Caso 8.....	148
Figura 4.95	Potencia reactiva por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 8.	149
Figura 4.96	Potencia reactiva por fase en los Aerogeneradores para el Caso 8.....	150
Figura 4.97	Potencia activa y reactiva trifásica en el Punto de Interconexión para el Caso 8.	151
Figura 4.98	Potencia activa y reactiva trifásica en los Aerogeneradores para el Caso 8.	152
Figura 5.1	Corrientes de fase en terminales de los AG's y operación del crowbar para el Caso 1.....	154
Figura 5.2	Corrientes de fase en el rotor en AG's y operación del crowbar para el Caso 1.	155
Figura 5.3	Corriente Reactiva en el rotor en AG's y operación del crowbar para el Caso 1.	155
Figura 5.4	Corrientes de fase en terminales de los AG's y operación del crowbar para el Caso 2.....	156
Figura 5.5	Corrientes de fase en el rotor en AG's y operación del crowbar para el Caso 2.	157
Figura 5.6	Corriente Reactiva en el rotor en AG's y operación del crowbar para el Caso 2.	157

Figura 5.7	Corrientes de fase en terminales de los AG's y operación del crowbar para el Caso 3.....	158
Figura 5.8	Corrientes de fase en el rotor en AG's y operación del crowbar para el Caso 3.	159
Figura 5.9	Corriente Reactiva en el rotor en AG's y operación del crowbar para el Caso 3.	159
Figura 5.10	Corrientes de fase en el rotor en AG's y operación del crowbar para el Caso 4.	160
Figura 5.11	Corriente Reactiva en el rotor en AG's y operación del crowbar para el Caso 4.	161
Figura 5.12	Corrientes activa y reactiva enviada por los AG's para el Caso 5.	163
Figura 5.13	Corrientes activa y reactiva enviada por los AG's para el Caso 6.	163
Figura 5.14	Corrientes activa y reactiva enviada por los AG's para el Caso 7.	164
Figura 5.15	Corrientes activa y reactiva enviada por los AG's para el Caso 8.	165
Figura B-1	Modelo de una central eólica de 67.5 MW con aerogeneradores de inducción doblemente alimentados (Modelo 1) en DIgSILENT	185
Figura C-1	Modelo de una central eólica de 67.5 MW con aerogeneradores conectados a través de convertidores (Modelo 2) en DIgSILENT.	186

Índice de Tablas

Tabla 2.1	Clasificación de la intensidad de viento de acuerdo a la escala de Beaufort [6].	14
Tabla 2.2	Valores típicos del coeficiente de Shear de acuerdo a las características del terreno.	15
Tabla 2.3	Tiempos de ajuste de las protecciones ante frecuencias anormales en centrales eólicas [2].	34
Tabla 2.4	Límites de emisiones flicker de corto y largo plazo para niveles de alta tensión.	36
Tabla 2.5	Tipos de fallas y sus tiempos máximos de duración en el punto de interconexión.	36
Tabla 5.1	Niveles de corriente máximos en el PDI y en los AG's ante las diferentes fallas aplicadas en central con AGIDA.	165
Tabla 5.2	Niveles de corriente máximos en el PDI y en los AG's ante las diferentes fallas aplicadas en central con AGIDA.	166
Tabla 5.3	Índices de recuperación de la potencia activa y reactiva en el PDI y en los AG's en centrales eólicas con AGIDA una vez que se libera la falla.	166
Tabla A.1	Parámetros de cables de potencia del sistema colector.	183
Tabla A.2	Parámetros de la línea de transmisión de interconexión.	184

Abreviaturas y Simbología

Abreviaturas

AG, AG's		Aerogenerador, Aerogeneradores
AGCC		Aerogenerador Conectado a través de Convertidores
AGIDA		Aerogenerador de Inducción Doblemente Alimentado
AGIJA		Aerogenerador de Inducción Jaula de Ardilla
AGIRD		Aerogenerador de Inducción Rotor Devanado
CA		Corriente Alterna
CD		Corriente Directa
CEV		Compensador Estático de Var's
CFE		Comisión Federal de Electricidad
CRE		Comisión Reguladora de Energía
DFIG		Del inglés, Doubly-Fed Induction Generator (Generador de Inducción Doblemente Alimentado)
EUA		Estados Unidos de América
FORTTRAN		Del inglés, Formula Translation (Traducción de Fórmula)
FRCG		Del inglés, Full Rated Converter Generator (Generador Conectado a través de Convertidores)
GD		Generación Distribuida
GIDA		Generador de Inducción Doblemente Alimentado
GIJA		Generador de Inducción Jaula de Ardilla
GIRD		Generador de Inducción Rotor Devanado
GSIP		Generador Síncrono de Imanes Permanentes
GSRD		Generador Síncrono Rotor Devanado
GWEC		Del inglés, Global Wind Energy Council (Consejo Mundial de Energía Eólica)
HVDC		Del inglés, High Voltage Direct Current (Alta Tensión en Corriente Directa)
IGBT, IGBT's		Del inglés, Insulated Gate Bipolar Transistor (Transistor bipolar de compuertas aisladas)
INEA		Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas
LAERFTE		Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética
LTI		Línea de Transmisión de Interconexión
MSNM		Metros Sobre el Nivel del Mar.

PCC		Del inglés, Point of Common Coupling (Punto de Interconexión)
PDI		Punto de Interconexión
PRODESEN		Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional
PWM		Del inglés, Pulse-Width Modulation
REGISEN		Reglas Generales de Interconexión al Sistema Eléctrico Nacional
SEN		Sistema Eléctrico Nacional
SENER		Secretaria de Energía
SEP, SEP's		Sistema o Sistemas Eléctricos de Potencia
STATCOM		Del inglés, Static Synchronous Compensator (Compensador síncrono estático)
THD		Del inglés, Total Harmonic Distortion (Distorsión armónica total)
WECC		Del inglés, Western Electricity Coordinating Council (Consejo de coordinación de electricidad del occidente)
WECS		Del inglés, Wind Electricity Conversion Systems (Sistemas de conversión de energía eólica)
WGMG		Del inglés, Wind Generation Modelling Group (Grupo de modelado de generación eólica)
WT, WT's		Del inglés, Wind Turbine, Wind Turbines (Aerogenerador, Aerogeneradores)

Simbología

$\emptyset_{\text{rotor}}$		Diámetro del rotor de las palas del aerogenerador [m]
α		Coefficiente de Shear
A		Área [m ²]
B		Número de Beaufort
β		Ángulo de paso en las palas del aerogenerador [grados]
C		Capacitor [Faradios]
C _P		Coefficiente de Potencia, también es conocido como Coeficiente de Betz
D		Diámetro del rotor de las palas del aerogenerador [m]
EC		Energía Cinética [J]
E _{P_{lti}}		Límites de emisiones flicker a largo plazo para los usuarios de la instalación "I" [p.u.]
E _{P_{sti}}		Límites de emisiones flicker a corto plazo para los usuarios de la instalación "I" [p.u.]
f		Frecuencia fundamental [Hz]
f ₂		Frecuencia en el convertidor [Hz]
FP		Factor de Potencia

f_r		Frecuencia del rotor [Hz]
h		Altura de montaje del aerogenerador [m]
η		Eficiencia del grupo turbina-generator
h_0		Altura de referencia para el montaje del aerogenerador [m]
η_g		Eficiencia en el generador eléctrico
η_m		Eficiencia mecánica
I_r		Corriente en el rotor [A]
I_s		Corriente en el estator [A]
λ		Relación de la velocidad de punta de un aerogenerador
m		Masa [kg]
n		Velocidad en el rotor [rpm]
NP		Número de polos del aerogenerador
n_r		Velocidad del rotor [rpm]
n_s		Velocidad síncrona [rpm]
P		Potencia activa [W]
$P_{\text{aerogenerador}}$		Potencia en terminales del aerogenerador [W]
P_{aire}		Potencia teórica de un aerogenerador o potencia del aire [W]
P_{cap}		Potencia que fluye a través del capacitor [W]
P_e		Potencia eléctrica suministrada al estator [W]
$P_{\text{entrehierro}}$		Potencia en el entrehierro del generador [W]
P_{er}		Potencia eléctrica suministrada al rotor [W]
P_f		Pérdidas en el entrehierro del estator [W]
P_{gen}		Potencia del generador [W]
P_{jr}		Pérdidas eléctricas en el rotor ($R_r I_r^2$) [W]
P_{js}		Pérdidas eléctricas en el estator ($R_s I_s^2$) [W]
P_L		Potencia entregada por la turbina [W, HP]
Plt		Índice de variación de tensión a largo plazo [p. u.]
P_m		Potencia mecánica suministrada al rotor [W]
P_{nom}		Potencia nominal de un aerogenerador [W]
P_{el}		Potencia electromagnética transferida del rotor al estator [W]
P_r		Potencia entregada por el rotor a través del convertidor [W]
P_{real}		Potencia real del aerogenerador [W]
P_{red}		Potencia entregada a la red [W]
P_s		Potencia en el estator [W]

P _{st}		Índice de variación de tensión a corto plazo [p. u.]
P _T		Potencia teórica [W]
P _v		Pérdidas en la caja de engranes por fricción [W]
Q		Potencia reactiva [Var]
ρ		Densidad del aire [kg/m ³]
R		Radio del rotor de las palas del aerogenerador [m]
Re		Parte real de un número complejo
R _r		Resistencia en el rotor [Ω]
R _s		Resistencia en el estator [Ω]
s		Deslizamiento [%]
S _{base}		Potencia base del generador [VA]
t		Tiempo [s]
T _{ag}		Par mecánico del aerogenerador
T _e		Par eléctrico
THD _{AT}		Nivel de distorsión armónica total permitido en alta tensión [%]
T _m		Par mecánico
v		Velocidad del viento [m/s]
v ₀		Velocidad de referencia del viento [m/s]
v ₁		Velocidad de entrada al aerogenerador [m/s]
v ₂		Velocidad de salida del aerogenerador [m/s]
V _{CA}		Voltaje de Corriente Alterna [V]
V _{CD}		Voltaje de Corriente Directa [V]
V _r		Voltaje en el rotor [V]
V _s		Voltaje en el estator [V]
ω_r		Velocidad en el rotor [rpm]
ω_s		Velocidad sincrónica [rpm]
X''		Reactancia subtransitoria
X _m		Reactancia de magnetización [Ω]
X _r		Reactancia de dispersión en el rotor [Ω]
X _s		Reactancia de dispersión en el estator [Ω]
Z _{rot}		Impedancia del rotor [Ω]

Unidades de medición

A		Amperes
F		Faradios
GW		Giga Watts
HP		Del Inglés Horse Power (Caballos de potencia)
Hz		Hertz
J		Joule
kA		Kilo Amperes
kg		Kilogramo
km		Kilómetro
kV		Kilo Volts
kVA		Kilo Volt-Amper
kVar		Kilo Volt-Amper reactivo
kW		Kilo Watts
m		Metro
m ²		Metro cuadrados
m ³		Metro cúbicos
μ F		Micro faradios
mF		mili faradios
ms		mili segundos
MVA		Mega Volt-Amper
MVar		Mega Volt-Amper reactivo
MW		Mega Watts
p.u.		Por Unidad (Parámetro de medición en Sistemas Eléctricos de Potencia)
rpm		Revoluciones por minuto
s		Segundo
V		Volts
VA		Volt-Amper
Var		Volt-Amper reactivo
W		Watts
Ω		Ohms

Capítulo 1

Introducción

En este capítulo se describe el enfoque que tiene este trabajo de investigación, además se presenta el objetivo, justificación, limitaciones y alcance del mismo. Por otro lado, se muestra un breve resumen de algunos trabajos de investigación a nivel mundial y dentro de la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica del Instituto Politécnico Nacional con relación al análisis del comportamiento eléctrico de una central eólica a gran escala.

1.1 Generalidades

La generación de energía eléctrica con recurso eólico a nivel mundial va en incremento debido a que su tecnología avanza rápidamente y los costos han disminuido. Para finales del 2014, en México, la capacidad instalada de generación con energías renovables y tecnologías limpias es del 25.9% (16,921 MW) de la capacidad total instalada en el país (65,452 MW). La energía eólica representa el 12% del total de energías renovables instaladas, porcentaje equivalente al 3.1% (2,036 MW) del total de la capacidad instalada en el México. Cabe resaltar que la mayoría de esta tecnología está instalada en los estados de Oaxaca y Baja California [1].

Debido al incremento de la penetración de las centrales eólicas a gran escala a los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP's), y que actualmente están conformadas de nueva tecnología, se requiere un análisis del comportamiento de estas centrales para su planeación, operación e interconexión al Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Cuando se pretende interconectar una central eólica a gran escala al Sistema Eléctrico Nacional es necesario cumplir los requerimientos indicados en las Reglas Generales de Interconexión (REGISEN) de México [2]. Dentro de los requerimientos a cumplir existen los de carácter legal, administrativo, económico, eléctricos, entre otros más. Sin embargo, esta Tesis está enfocada a la parte eléctrica.

La mayoría de los aerogeneradores empleados en una central eólica a gran escala en el país son a base de aerogeneradores de inducción doblemente alimentados y recientemente se tienen aerogeneradores conectados a través de convertidores [3].

1.2 Objetivo

Desarrollar los modelos de dos centrales eólicas a gran escala en el programa DlgSILENT Power Factory, la primera conformada por aerogeneradores de inducción doblemente alimentados y la segunda por aerogeneradores conectados a través de convertidores, para analizar el comportamiento eléctrico a partir de simulaciones dinámicas en el dominio del tiempo de distintas fallas transitorias en el punto de interconexión.

1.3 Justificación

En la actualidad la incorporación de plantas de generación de energía eléctrica a base de energía eólica en el Sistema Eléctrico Nacional se ha incrementado sustantivamente, asimismo las características propias del recurso primario han ocasionado que los aerogeneradores utilicen tecnología distinta a la de generación convencional. Por otro lado, se presenta un alto porcentaje de integración de energía eólica en los Sistemas Eléctricos de Potencia y dichas centrales están sujetas a cumplir determinados requerimientos técnicos para su interconexión.

Las centrales eólicas se componen de una gran diversidad de elementos para entregar su potencia generada en los diferentes puntos de interconexión con la red. Estos elementos son de suma importancia para el comportamiento eléctrico de la central eólica. Además el comportamiento dinámico de las centrales ante fallas transitorias tiene un gran peso en la planificación, diseño y operación de los Sistemas Eléctricos de Potencia.

El diseño y ajuste de los sistemas de protección asociados a las centrales eólicas a gran escala debe realizarse considerando el comportamiento en función de la tecnología utilizada en las mismas. Los esquemas de protección brindan seguridad a los sistemas eléctricos, por ello, es indispensable conocer el comportamiento eléctrico de las centrales eólicas ante fallas para el correcto ajuste de las protecciones.

1.4 Limitaciones y alcances

- La generación a base de energía eólica puede presentarse en capacidades menores a 30 MW (Generación Distribuida) y en capacidades superiores que representan las centrales eólicas a gran escala. En este trabajo de Tesis se analiza el comportamiento de centrales eólicas a gran escala.
- Las centrales eólicas utilizan distintos tipos de tecnología, en esta investigación se analizan dos tipos: aerogeneradores de inducción doblemente alimentados y aerogeneradores conectados a través de convertidores.
- Se utiliza el programa DlgSILENT Power Factory versión 15.0.1.
- Se modelan todos los elementos que integran a una central eólica a gran escala: aerogeneradores, transformador de unidad a pie de torre, cables de potencia del sistema

colector, transformador de potencia de la subestación colectora y línea de transmisión de interconexión de 20 km.

- Los modelos de las centrales eólicas se analizan para una condición en donde los aerogeneradores entregan su potencia nominal.
- Para condiciones previas a la falla se considera una operación con un factor de potencia unitario en el punto de interconexión.
- Se modelan los sistemas dinámicos de control de los aerogeneradores incluidos en el programa de simulación.
- Se analiza el comportamiento de las centrales eólicas con base en simulaciones de fallas transitorias en el punto de interconexión.
- Se simulan fallas transitorias en el punto de interconexión con base a las magnitudes y tiempos establecidos en las reglas generales de interconexión sin desconexión de elementos.

1.5 Estado del arte

A continuación se presenta un resumen de la investigación que se ha realizado a nivel nacional, internacional y dentro de la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica del Instituto Politécnico Nacional con relación a centrales de generación de energía eléctrica con recurso eólico y algunas otras energías renovables. Dicha investigación es de gran aportación para la realización de este trabajo de Tesis.

1.5.1 Investigación desarrollada a nivel nacional e internacional

Basado en los estudios realizados por el Tecnológico de Massachusetts en Estados Unidos de América (EUA) [4], se tiene que en el año 1888 Charles Brush construye un aerogenerador basándose en el diseño de la rosa de los vientos con una capacidad de 17 KW y 17 metros de diámetro, este diseño se considera la primera turbina a gran escala. Para el año 1890, la compañía "Lewis Electric" adapta generadores acoplándolos a sistemas de giro impulsados por el viento iniciando a comercializar estos dispositivos en la ciudad de Nueva York. Entre los años de 1920's y 1950's, se presentan los primeros sistemas de conversión de energía eléctrica (del inglés Wind Electricity Conversion Systems, WECS) de 2 y 3 palas. Para los años de 1940's y 1960's, la aplicación de dichos sistemas tienen un descenso en EUA y Europa. En los años 1970's la aplicación de aerogeneradores desciende casi en su totalidad, considerando este último periodo como una crisis de aplicación.

Para los años posteriores a 1970's, según [5], prevalece el uso de las turbinas de eje horizontal. En la actualidad se mantiene este principio de operación y es el de mayor aplicación en aerogeneradores.

En 1997, A. Pinilla en conjunto con el Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas (INEA) de Colombia [6] promueven el desarrollo de las energías no convencionales, principalmente la de energía eólica. Plantean además el levantamiento del mapa de vientos en ese país ya que observaron que el aprovechamiento de este recurso era muy bajo y esto se debía al desconocimiento del potencial que

tiene el viento. El principal objetivo que manifiesta era el de dar a conocer las herramientas técnicas necesarias para la aplicación de generación en pequeña escala.

Para el año 2003, Vladislav Akhmatov [7] desarrolla una Tesis doctoral en donde modela una central eólica de generación a gran escala conectada al sistema eléctrico de potencia de Dinamarca aplicando una falla trifásica en la red de transmisión de interconexión y analizando la estabilidad de voltajes transitorios del SEP.

En ese mismo año, M. A. Poller [8] evalúa la estabilidad de una central eólica, integrada por aerogeneradores de inducción doblemente alimentados, interconectada a la red eléctrica de Alemania. Analiza además los modelos detallados de este tipo de aerogeneradores resaltando sus características y propiedades de control ante disturbios.

En el 2005, Andreas Peterson en su trabajo de doctorado [9] analiza algunos modelos de control de aerogeneradores de velocidad fija y velocidad variable. Dichos modelos emplean generadores de inducción doblemente alimentados y generadores de imanes permanentes. Por otro lado, compara los resultados del comportamiento de los aerogeneradores bajo condiciones de operación que afectan la velocidad del rotor y estos a su vez, en algunos casos, los compara con resultados obtenidos de forma experimental utilizando aerogeneradores de diferentes fabricantes.

En el año 2006, F. Blaabjerg, Z. Chen, R. Teodorescu y F. Iov [10] muestran la evolución, aplicación y comportamiento de los dispositivos de control, que emplean electrónica de potencia, integrados a una central eólica en la red eléctrica de Dinamarca.

En el mismo año, D. Xiang, L. Ran, P. Tavner y S. Yang [11] analizan el comportamiento de los modelos de los aerogeneradores de inducción doblemente alimentados en el marco de referencia d-q ante huecos de tensión debidos a una falla. Desarrollan además un método de control que incrementa la eficiencia de los aerogeneradores para soportar los disturbios generados en un sistema eléctrico de potencia.

Para el mismo año 2006, W. Christiansen y D. Johnsen [12] presentan un análisis y comparación de 6 códigos de red aplicados a centrales eólicas. Los códigos de red son pertenecientes a: Canadá, Dinamarca, Irlanda, Alemania, Escocia y el Reino Unido respectivamente. Los estudios que realizaron se dividen en dos etapas: la primera se concentra en el estudio de flujos de carga en estado estable para los peores casos de factor de potencia requerido en el punto de interconexión y la segunda aborda la dinámica de la central eólica analizando la caída de tensión ocasionada por una falla en la red.

Continuando en el año 2006, I. Erlich, W. Winter, y A. Dittrich [13] presentan el estudio de los requerimientos eléctricos que necesita una central eólica para conectarse con el sistema de transmisión de Alemania. Mencionan que en ese país la capacidad instalada para finales del 2006 utilizando recurso eólico es de 18 GW y además pronostican que para el 2020 será de 50 GW.

Para el año 2007, I. Erlich, M. Wilch y C. Feltes [14] muestran el comportamiento de la potencia reactiva generada por aerogeneradores de inducción doblemente alimentados utilizando cables de potencia en corriente alterna para su interconexión con la red externa.

En el año 2008, T. Kawady, N. Mansour y A. Taalab [15] aplican esquemas de protección en centrales eólicas y analizan su comportamiento ante diferentes disturbios. Dan estadísticas de ocurrencia de fallas al interior de la central y enfatizan la importancia de contar con un buen esquema de protección en estas centrales.

Para el mismo año, la asociación “Wind Generation Modelling Group” (WGMG) pertenecientes al consejo “Western Electricity Coordinating Council” (WECC) dan a conocer algunas recomendaciones, a nivel técnico, de los flujos de potencia requeridos en la zona geográfica abarcada por dicho consejo (Canadá, EUA y México) [16]. Muestran además un panorama de cómo se encuentra, hasta ese momento, la integración de generación eólica en la misma zona.

Continuando en el año 2008, L. Solano en España, analiza el comportamiento del intercambio de potencia reactiva entre una central eólica y el punto de interconexión. En su investigación desarrolla sus modelos de análisis utilizando el programa PSS/E [17].

En 2009, la asociación europea de energía eólica genera un reporte enfocado al análisis de beneficios, costos y riesgos que representa la instalación de una central eólica [18]. Encamina su investigación enfatizando que la implementación de centrales eólicas reduce el nivel de CO₂ generado por plantas de generación convencionales.

En el mismo año, E.H. Camm, M. R. Behnke, O. Bolado, entre otros investigadores estudian la evolución que ha tenido el comportamiento del intercambio de potencia reactiva de las centrales eólicas ante fallas [19]. Analizan algunos tipos de aerogeneradores y sus características operativas [20].

Para el año 2010, D. Opila, A. Zeynu y I. Hiskens [21] analizan la operación de Compensadores Estáticos de Vars (CEV) y compensadores estáticos síncronos (STATCOM, del inglés Static Synchronous Compensator) utilizados en centrales eólicas para la compensación de potencia reactiva en condiciones de estable y/o dinámico.

Continuando en el 2010, W. G. O. Suvire y P. E. Mercado [22] simulan el comportamiento dinámico de una central eólica interconectada a un sistema eléctrico de potencia débil analizando el intercambio de potencia activa y reactiva. Sus modelos son realizados en el programa SIMULINK/MATLAB en el apartado de SimPowersystems.

Para el año 2011, Sanjay K. Chaudhary [23] analiza el comportamiento de un parque eólico interconectado en corriente directa al sistema eléctrico de potencia de Dinamarca. Para desarrollar su investigación utiliza el programa PSCAD/EMTDC para modelar y simular su sistema.

En el mismo año, Roni Irniwan [24] muestra una metodología para la detección de fallas, en sistemas eólicos interconectados en corriente directa, con el fin de proteger los aerogeneradores conectados a través de convertidores. Además, analiza el comportamiento de la corriente generada ante fallas.

Continuando en el 2011, J. Yang [25] muestra y analiza los esquemas de protección en centrales eólicas con tecnología de aerogeneradores de inducción doblemente alimentados. Dicha central esta interconectada con la red externa a través de una línea de transmisión de corriente directa.

Para el 2012 la empresa Suiza ABB desarrolla un documento en donde se abordan temas desde: conceptos básicos, descripción técnica, desempeño y posibles soluciones de las aplicaciones que pueden tener los aerogeneradores que ofrece esa empresa [26].

En el mismo año, Omer Goksu en su Tesis de doctorado [27] en Dinamarca presenta un algoritmo aplicado a aerogeneradores conectados a través de convertidores para el control de potencia activa y reactiva durante disturbios. Analiza fallas desbalanceadas comparando métodos convencionales de compensación de potencia reactiva y propone alternativas a estos.

Continuando en el 2012, A. Ellis, R. Nelson, entre otros investigadores analizan la regulación de voltaje y potencia reactiva en centrales eólicas y plantas fotovoltaicas [28].

Siguiendo en el mismo año, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) en México, en el documento “Reglas Generales de Interconexión al Sistema Eléctrico Nacional para Generadores o Permisionarios con Fuentes de Energías Renovables o Cogeneración Eficiente” (REGISEN) [2] establece los requerimientos técnicos necesarios para la interconexión de generación a base de energías renovables y sistemas de cogeneración al Sistema Eléctrico Nacional.

En el año 2013, M. Gascó González en su Tesis doctoral [29] en España presenta el estudio de energías fotovoltaicas y eólicas integradas a redes eléctricas inteligentes. Analiza su comportamiento en estado estacionario y dinámico en generación distribuida y en sistemas que integran dispositivos de almacenamiento de energía (baterías).

En el mismo año en México, la Secretaria de Energía (SENER) publica en el diario oficial de la federación una versión actualizada de la “Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética” (LAERFTE) [30]. En este documento la SENER fija una meta para la integración de energías renovables al Sistema Eléctrico Nacional, propone que para el año 2024 la participación de la generación de energía eléctrica a partir de recursos no fósiles sea del 35%, para el 2035 el 40% y para el 2050 el 50% de la capacidad total instalada en el país.

En 2014, Z. Chen, Z. Hao, y S. Qin [31] analizan el comportamiento de la potencia reactiva en el punto de interconexión tomando en cuenta los retrasos de tiempo que tienen los canales de comunicación de los controles que interactúan en una central eólica durante un disturbio. Sus estudios parten de la hipótesis basada en las distancias de interconexión entre aerogeneradores y la red externa.

Continuando en el año 2014, G. Enríquez Harper [32] escribe un texto en donde habla de las energías renovables utilizadas en el sistema eléctrico en México, además da a conocer estadísticas de capacidades de generación con este tipo de energías. Asimismo abarca temas de generación aislada en pequeña escala hasta el cálculo para capacidades a gran escala. Destacan en esta investigación las centrales eólicas y centrales con sistemas fotovoltaicos.

En el mismo año, la asociación “Global Wind Energy Council” (GWEC) expresan en dos documentos [33] y [34] los beneficios y el panorama que representa el uso de generación eólica en más de 80 países. Muestran estadísticas de las capacidades de generación a nivel regional y mundial. Además

dan a conocer la proyección que presenta la integración de centrales eólicas para los años 2020, 2030 e inclusive al 2050.

Siguiendo en el 2014, M. Mohapi, C. Buque y S. Chowdhury [35] muestran el modelo de una central eólica con aerogeneradores síncronos de imanes permanentes haciendo simulaciones y exhibiendo la eficiencia que tiene el prescindir de una caja de engranes entre la turbina y el generador. Desarrollan además un esquema de protección para este tipo de aerogeneradores manifestando que ante fallas tienen un mejor desempeño que los aerogeneradores de inducción.

Continuando en ese mismo año, H. Stiesdal y la empresa alemana SIEMENS dan a conocer el prototipo de un aerogenerador de imanes permanentes (AGIM) de 6 MW [36]. En ese documento muestran la evolución que han tenido los diseños de sus aerogeneradores.

Para el año 2015, R. Walling, R. Miller y G. Henneberg modelan una central eólica con 5 tipos de aerogeneradores utilizando el programa “PSCAD” [37]. Analizan algunos esquemas de protección en aerogeneradores y en las líneas de comunicación de los dispositivos de protección.

Continuando en el 2015, la Secretaría de Energía en el “Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional” (PRODESEN) [1] muestra un panorama de la generación de energía eléctrica en todas sus modalidades en México. Se presentan estadísticas actuales para cada tipo de generación, ya sea convencional y a base de energías renovables. En varios apartados de ese documento menciona capacidades de las centrales eólicas así como su proyección a futuro.

Para finales del mismo año, la asociación “Global Wind Energy Council” (GWEC) da a conocer su nuevo reporte con respecto al aprovechamiento de la energía eólica a nivel mundial. Muestra los incrementos de las capacidades instaladas de generación de energía eléctrica con centrales eólicas en diversos países respecto a su reporte de un año antes [34] [38].

A principios del 2016, la Secretaría de Energía (SENER) da a conocer el “Código de Red” [39]. En dicho documento se establecen los requerimientos técnicos necesarios que el sector eléctrico debe cumplir. Por otro lado también se encuentran definidas las reglas para la medición, control y utilización de la infraestructura que integra al Sistema Eléctrico Nacional. Asimismo actualiza y mejora puntos de la REGISEN [2].

1.5.2 Trabajos realizados en la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la E. S. I. M. E., Zacatenco

En el año 2005, Ismael González García [40] desarrolla una estrategia para optimizar la potencia que entrega un aerogenerador al sistema eléctrico. Elabora un control neuronal y lo aplica al convertidor de potencia que se encuentra conectado en terminales del rotor del generador, dicho control es diseñado para obtener la máxima potencia de generación del aerogenerador.

En el mismo año, Alicia Vega Santamaría [41] hace un estudio de una red de distribución subterránea de un parque eólico analizando las pérdidas en la misma y evaluando su confiabilidad. Para lograr esos objetivos desarrolló un programa en lenguaje FORTRAN.

En el año 2010, Pamela Suárez Velázquez [42] por medio de su investigación analiza el impacto que presenta el interconectar centrales de tipo eólico y solar al Sistema Eléctrico de Potencia, también determina la capacidad de generación que se puede instalar de acuerdo a las características del sitio en donde realizó su estudio.

Para el año 2015, Manuel Mariscal [43] muestra datos estadísticos sobre la tendencia que presenta la aplicación de energías renovables en la generación de energía eléctrica. Sin embargo, su principal objetivo es estudiar el comportamiento de una central fotovoltaica operando de forma aislada y en un segundo caso operando de manera interconectada al Sistema Eléctrico.

En el mismo año, Miguel Blas Pérez [44] analiza el comportamiento de una central eólica y otra fotovoltaica, al presentarse armónicos principalmente generados por la integración de electrónica de potencia en sus sistemas de protección y control, al interconectarse con el Sistema Eléctrico de Potencia.

Continuando en el año 2015, Noé García Fierro [45] desarrolla un relevador con el fin de proteger sistemas de generación distribuida de media tensión. Una de las aplicaciones fue en la línea de transmisión de interconexión de una central eólica. Algunas de las protecciones con las que evaluó su funcionamiento fueron: sobrecorriente, sobre/bajo voltaje y sobre/baja frecuencia.

1.6 Aportaciones de esta Tesis

- Descripción del funcionamiento de los aerogeneradores de inducción doblemente alimentados y aerogeneradores conectados a través de convertidores para su análisis.
- Modelados de los elementos que integran a una central eólica a gran escala.
- Modelado de una central eólica con aerogeneradores de inducción doblemente alimentados y con aerogeneradores conectados a través de convertidores en el programa DIgSILENT.
- Simulación de fallas transitorias con base a los requerimientos técnicos en la REGISEN.
- Simulación de fallas transitorias en el punto de interconexión para las centrales eólicas a gran escala con: aerogeneradores de inducción doblemente alimentados y en un segundo caso con aerogeneradores conectados a través de convertidores en el programa DIgSILENT.
- Graficado de variables eléctricas por fase, trifásicas y de secuencia positiva en DIgSILENT.
- Graficado de formas de onda de corriente y voltaje en el punto de interconexión y en los aerogeneradores.
- Graficado de la operación de los sistemas de protección de los aerogeneradores.
- Análisis del comportamiento de una central eólica a gran escala ante distintos tipos de fallas transitorias en el punto de interconexión, con aerogeneradores de inducción doblemente alimentados y aerogeneradores conectados a través de convertidores.

1.7 Estructura de la Tesis

Esta Tesis está integrada de la siguiente forma:

En el **Capítulo 1** se presenta un panorama general de la situación en la que se encuentra la generación de energía eléctrica a base de energías renovables, en particular las de tipo eólico. Se define el objetivo de la Tesis y a su vez se justifica la importancia que tiene el analizar este tipo de centrales. Además, se puntualizan las limitantes del proyecto al igual que los alcances y aportaciones del mismo. Por otro lado se describe la literatura relacionada con el análisis de las centrales eólicas a gran escala y que forma parte de esta investigación.

En el **Capítulo 2** están descritos conceptos generales de los elementos que integran a una central eólica a gran escala. Se abordan temas como la generación de electricidad a partir del recurso eólico, configuración de los aerogeneradores y otros componentes que integran a las centrales de ese tipo. Se mencionan además las características operativas que deben de cumplir al interconectarse con el Sistema Eléctrico Nacional y los esquemas de protección a los que son sujetas.

En el **Capítulo 3** se describe la operación de las centrales eólicas a gran escala con aerogeneradores de inducción doblemente alimentados y aerogeneradores conectados a través de convertidores en condiciones de operación en estado de pre-falla y ante disturbios. Se muestran también algunos sistemas de control y protección de los aerogeneradores.

En el **Capítulo 4** se modelan dos centrales eólicas a gran escala con capacidad de 67.5 MW, una con aerogeneradores de inducción doblemente alimentados y la segunda con aerogeneradores conectados a través de convertidores, en el programa DIgSILENT Power Factory. Se simulan fallas en el punto de interconexión cumpliendo los requerimientos que se especifican en la REGISEN para sistemas interconectados y se muestra el comportamiento eléctrico de dichas centrales.

En el **Capítulo 5** se analiza el comportamiento eléctrico de acuerdo a la tecnología empleada en cada central eólica modelada. Para su análisis, se agregan gráficas del comportamiento de los sistemas de protección y control de las mismas.

En el **Capítulo 6** se presentan las conclusiones del análisis del comportamiento eléctrico de las centrales eólicas a gran escala modeladas en esa Tesis. Se dan algunas recomendaciones para investigaciones futuras alrededor de los temas abordados en esta investigación.

Dentro de los **Apéndices** se encuentran descritas algunas características como datos y/o fichas técnicas de los diferentes elementos que integran dichas centrales modeladas y analizadas en los capítulos 4 y 5. Se muestran además los diagramas de los casos base de las dos centrales eólicas modeladas en esta Tesis.

Capítulo 2

Generación de energía eléctrica en centrales eólicas a gran escala

La generación de energía eléctrica a base de energías renovables continúa en aumento a nivel mundial. En México, el aprovechamiento del recurso eólico en zonas de condiciones de viento óptimas se está incrementando debido al desarrollo de nuevas tecnologías empleadas en centrales eólicas a gran escala interconectadas al Sistema Eléctrico Nacional.

2.1 Panorama mundial de las centrales eólicas

Se tiene conocimiento que desde 1888 se ha utilizado la energía eólica como método de generación de energía eléctrica. Para ese entonces la capacidad generada era de pocos kW (17 kW) [4], que sin duda, en ese tiempo era un gran desarrollo tecnológico. Con forme el paso del tiempo se fueron desarrollando las bases que conforman a la tecnología empleada por las centrales eólicas en la actualidad.

En la Figura 2.1 y Figura 2.2 se aprecia la capacidad que tienen algunos países de generar electricidad a base de recurso eólico para finales del 2014 y 2015 respectivamente.

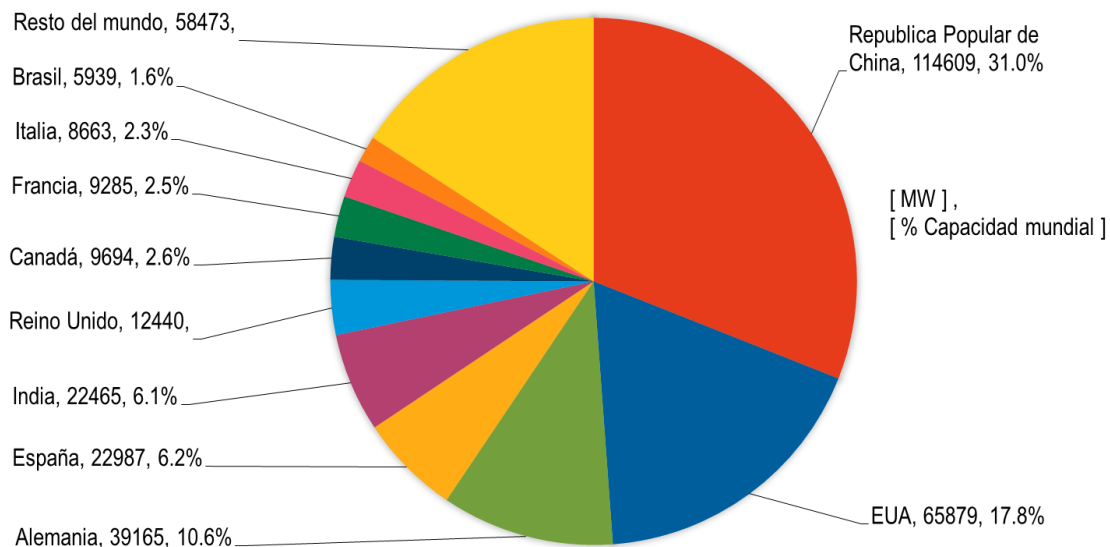


Figura 2.1 Capacidad de generación con centrales eólicas a nivel mundial en el 2014 [34].

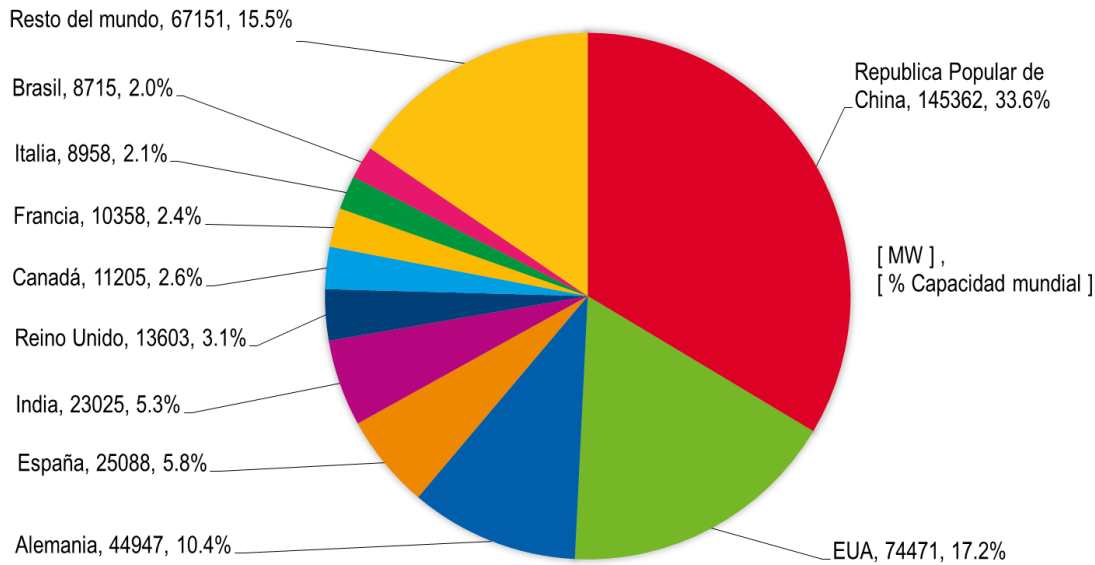


Figura 2.2 Capacidad de generación con centrales eólicas a nivel mundial en el 2015 [38].

En México, para finales del 2014 se tiene una capacidad instalada de 65,452 MW de los cuales el 25.9% son generados a base de recursos renovables. Del total de la energía eléctrica generada por energías renovables le corresponde el 12% a las centrales eólicas, esto implica que la generación a base de recurso eólico es el 3.1% (2,036 MW) de la capacidad total instalada en el país.

Las centrales eólicas se encuentran instaladas en sitios donde las condiciones del viento son óptimas. Estos lugares corresponden a los estados de Oaxaca, Baja California, Chiapas, Jalisco, Tamaulipas, San Luis Potosí y Nuevo León, prevaleciendo la mayoría de estas centrales en los estados de Oaxaca y Baja California [1]. De acuerdo con los reportes anuales algunos de los aerogeneradores empleados en las centrales eólicas son de la marca: Acciona, Gamesa, Enel, Vestas, Iberdrola, Peñoles, entre otros fabricantes [38].

La Secretaria de Energía en la “Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética” (LAERFTE) [30] menciona las metas a conseguir para la generación de energía eléctrica a base de recursos renovables. Para el 2014 la meta es del 35%, para el 2035 el 40% y para el 2050 el 50% de la capacidad instalada en el país respectivamente. Según [38], en el 2015 la capacidad de generación a base de recurso eólico en México es de 3,073 MW, esta magnitud equivale al 4.7% de la capacidad total en México a finales de ese año.

2.2 Partes que integran a un aerogenerador

Una central eólica a gran escala emplea diferentes tipos de tecnologías para generar energía eléctrica. Por lo cual, es necesario conocer las partes que integran al elemento primordial en este tipo de generación. En la Figura 2.3 se muestran las partes principales que conforman a un aerogenerador.

- | | |
|---|---|
| 1. Palas del rotor del aerogenerador | 11. Frenos mecánicos |
| 2. Soporte de las palas | 12. Generador eléctrico |
| 3. Actuador del control de ángulo de paso | 13. Convertidor de potencia, sistemas de protección y control |
| 4. Buje de sujeción de las palas | 14. Transformador |
| 5. Cubierta del buje de sujeción | 15. Anemómetros |
| 6. Soporte principal del rotor | 16. Góndola |
| 7. Eje principal del rotor | 17. Torre |
| 8. Luces de señalización aérea | 18. Mecanismo actuador de orientación |
| 9. Multiplicador o caja de engranes | |
| 10. Sistema hidráulico de refrigeración | |

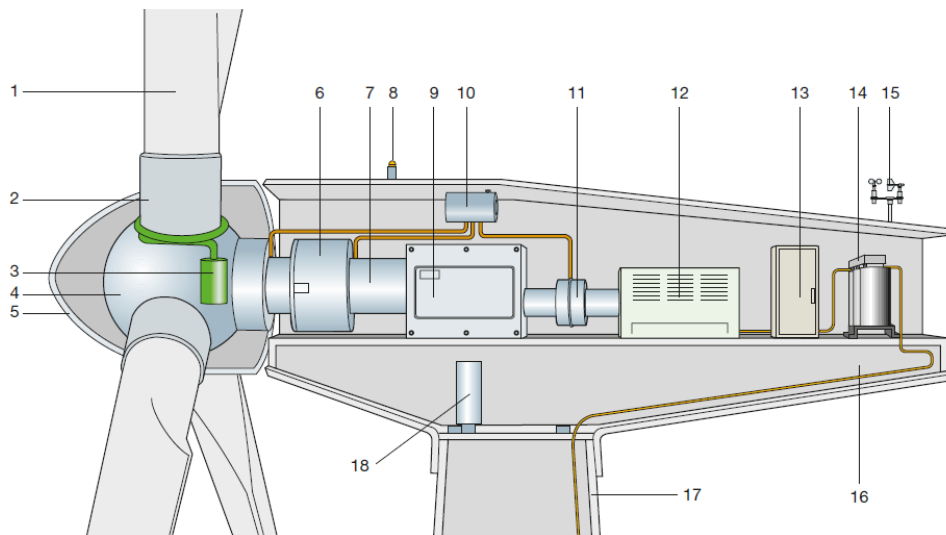


Figura 2.3 Partes principales de un aerogenerador o turbina eólica [26].

2.3 Generación de energía eléctrica a base de energía eólica

El viento es procedente directamente de la energía solar, el sol calienta el aire a diferentes temperaturas. El aire caliente es más ligero, por lo que tiende a elevarse generando zonas de baja presión, a determinadas alturas, el viento vuelve a enfriarse y tiende a bajar, estos fenómenos generan rozamientos con el aire caliente y por consecuencia se origina el viento. Este ciclo se repite de forma continua dando pie a la producción de corrientes de viento en diferentes puntos del planeta.

La velocidad del viento depende, además de los fenómenos antes descritos, de las características de la zona geográfica en los puntos de instalación como: zonas montañosas, valles, zonas marítimas [6], [46].

2.3.1 Velocidad del viento

La velocidad del viento es cambiante y está en función a la altura en sitios de instalación y los horarios durante el día. Una buena aproximación de la velocidad del viento puede obtenerse a través de la

escala de Beaufort mostrada en la Tabla 2.1. En esta escala no se incluye el efecto que tiene la altura con respecto del nivel del mar. Otros autores indican que esta escala está realizada con base a una altura de 10 MSNM [47].

Tabla 2.1 Clasificación de la intensidad de viento de acuerdo a la escala de Beaufort [6].

Velocidad del viento [m/s]	Número de Beaufort	Efectos observados en tierra
0.0 - 0.2	0	El humo asciende verticalmente.
0.3 - 1.5	1	El humo se mueve en dirección del viento, aunque no es lo suficientemente fuerte para mover a un molino de viento.
1.6 - 3.3	2	Se mueven hojas de los árboles. El viento comienza a mover las aspas de un molino.
3.4 - 5.4	3	Hojas y ramas se mueven constantemente. Banderas livianas se extienden.
5.5 - 7.9	4	Polvo, hojas de árbol y papel en el piso se levantan.
8.0 - 10.7	5	Pequeños árboles comienzan a moverse.
10.8 - 13.8	6	Ramas grandes de los arboles en movimiento.
13.9 - 17.1	7	Todo el árbol se mueve. Existe resistencia fuerte al caminar contra el viento.
17.2 - 20.7	8	Ramas de los árboles se rompen, caminar es difícil.

Por medio de la ecuación (2.1) se puede realizar un cálculo aproximado de la velocidad del viento de acuerdo al tipo de terreno en donde se pretenden instalar aerogeneradores. Sin embargo esta ecuación no relaciona las condiciones de viento a alturas superiores.

$$v = 0.837 B^{\left(\frac{3}{2}\right)} \left[\frac{\text{m}}{\text{s}} \right] \quad (2.1)$$

Dónde:

B = Número de Beaufort

v = Velocidad del viento [m/s]

2.3.2 Variación de la velocidad del viento con respecto a su altura

Tomando en cuenta que la velocidad del viento que incide en las palas de los aerogeneradores cambia conforme aumenta la distancia al suelo, y debido a que las mediciones de velocidad del viento no se realizan a la altura donde se instala el aerogenerador, se debe aplicar un factor de corrección de acuerdo a la ecuación (2.2).

$$v = v_0 \left(\frac{h}{h_0} \right)^{\alpha} \left[\frac{\text{m}}{\text{s}} \right] \quad (2.2)$$

Donde:

v = Velocidad del viento a la altura “h” deseada [m/s]

v_0 = Velocidad de referencia del viento [m/s]

h = Altura de montaje del aerogenerador [m]

h_0 = Altura de referencia [m]

α = Coeficiente de Shear

En la Tabla 2.2 se muestran valores típicos para el coeficiente de Shear, los cuales son basados en las características del terreno en donde se quieren ubicar los aerogeneradores [46].

Tabla 2.2 Valores típicos del coeficiente de Shear de acuerdo a las características del terreno.

Tipo de terreno	α
Liso (mar, llano, nieve)	0.10 - 0.13
Moderadamente rugoso (hierba corta, campos)	0.13 - 0.20
Rugoso (bosques, edificios bajos)	0.20 - 0.27
Muy rugoso (ciudades, edificios altos)	0.27 - 0.40

2.3.3 Potencia teórica del viento

La acción del viento sobre las palas de los aerogeneradores desarrolla una energía cinética cuyo valor está definido con la ecuación (2.3):

$$EC = \frac{1}{2} m v^2 \quad [\text{J}] \quad (2.3)$$

La masa del aire se obtiene con la ecuación (2.4):

$$m = \rho A v t \quad [\text{Kg}] \quad (2.4)$$

Sustituyendo la ecuación (2.4) en (2.3) se tiene:

$$EC = \frac{1}{2} (\rho A v t) v^2 \quad (2.5)$$

Se sabe además que la potencia está definida como:

$$P = \frac{EC}{t} \quad (2.6)$$

Sustituyendo la ecuación (2.5) en (2.6):

$$P = \frac{\frac{1}{2}(\rho A v t) v^2}{t} \quad [\text{W}] \quad (2.7)$$

Reduciendo términos de la ecuación (2.7) obtenemos la ecuación general para calcular la potencia teórica que puede entregar un aerogenerador:

$$P_T = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad [\text{W}] \quad (2.8)$$

Para un valor de densidad del aire (2.9) y del cálculo del área de un círculo (2.10) respectivamente:

$$\rho = 1.225 \quad \left[\frac{\text{Kg}}{\text{m}^3} \right] \quad (2.9)$$

$$A = \frac{\pi}{4} D^2 \quad [\text{m}^2] \quad (2.10)$$

Finalmente sustituyendo (2.9) y (2.10) en (2.7) y reduciendo términos se obtiene una ecuación simplificada para el cálculo de la potencia teórica que entrega un aerogenerador.

$$P_T = 0.48106 D^2 v^3 \quad [\text{W}] \quad (2.11)$$

De las ecuaciones (2.3) a (2.11) :

EC = Energía Cinética [J]
 m = Masa (del aire) [kg]
 v = Velocidad del viento [m/s]
 ρ = Densidad del aire [kg/m³]
 A = Área [m²]
 t = Tiempo [s]
 D = Diámetro del rotor [m]
 P_T = Potencia teórica [W]

2.3.4 Coeficiente de Betz o Coeficiente de Potencia “C_p”

Con la ecuación (2.11) se calcula la potencia teórica (o potencia del aire) que podría dar un aerogenerador, en dicha ecuación no se toma en cuenta la eficiencia de la turbina ni las pérdidas de energía. La potencia entregada en terminales del aerogenerador se ve afectada por un coeficiente de potencia, el cual se obtiene por medio de la relación de la potencia entregada por el aerogenerador entre la potencia teórica del aire (Figura 2.4).

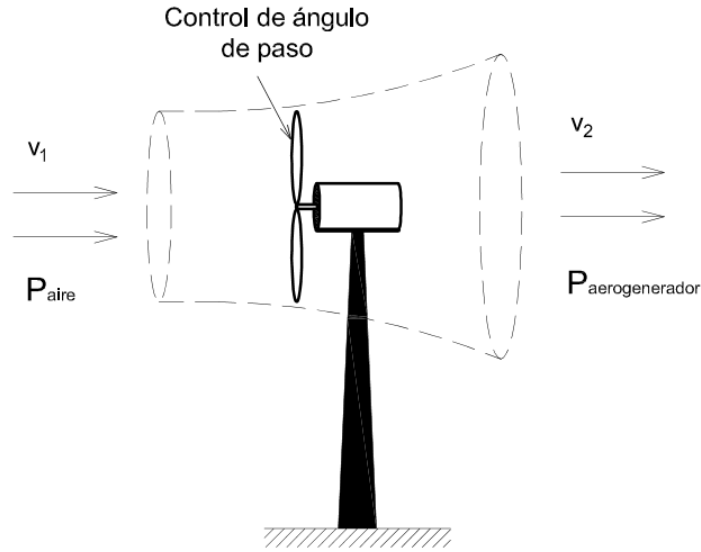


Figura 2.4 Relación de potencia de entrada y salida en un aerogenerador de velocidad variable.

El coeficiente de potencia se puede calcular con la ecuación (2.12).

$$C_p = \frac{P_{aerogenerador}}{P_{aire}} \quad (2.12)$$

De la ecuación (2.12) se puede calcular la potencia que entrega un aerogenerador sin considerar la eficiencia del mismo.

$$P_{aerogenerador} = C_p \left(\frac{1}{2} \rho A v^3 \right) \quad [W] \quad (2.13)$$

En aerogeneradores de velocidad variable, el coeficiente de potencia está función del ángulo de paso " β " en las palas y la relación de velocidad de punta " λ " de los aerogeneradores, es decir:

$$C_p[\lambda, \beta] \rightarrow \lambda = \frac{\omega_r R}{v} \quad (2.14)$$

El Físico Alemán Albert Betz encontró un coeficiente que relaciona la diferencia entre la continuidad del viento que entra y la que sale, este coeficiente es llamado "Coeficiente de Betz" o Coeficiente de potencia " C_p ", cuyo valor teórico es determinado experimentalmente en túneles de viento. Según [48], el coeficiente de potencia presenta un valor teórico igual a:

$$C_p = 0.5295 \quad (2.15)$$

En [4] y [49] mencionan también que la máxima eficiencia que puede tener un aerogenerador es del 59% y 59.3% respectivamente.

De las ecuaciones (2.12) a (2.15):

P_{aire} = Potencia teórica de un aerogenerador o potencia del aire [W]

$P_{aerogenerador}$ = Potencia en terminales del aerogenerador [W]

C_P = Coeficiente de Potencia o Coeficiente de Betz

ρ = Densidad del aire [kg/m³]

A = Área de barrido del aerogenerador [m²]

v = Velocidad del viento [m/s]

λ = Relación de la velocidad de punta de un aerogenerador

ω_r = Velocidad rotacional del rotor [rpm]

R = Radio de las palas del aerogenerador [m]

β = Ángulo de paso en las palas del aerogenerador [grados]

2.3.5 Potencia real

Para determinar la potencia real que puede entregar el aerogenerador se deben considerar las pérdidas en el equipo eólico. Dichas pérdidas se presentan en dos secciones: pérdidas en el generador eléctrico denominadas " η_g " y pérdidas mecánicas (por fricción en componentes) denominadas " η_m ", en conjunto se determina la eficiencia de la máquina " η ".

$$\eta = \eta_g \eta_m \quad (2.16)$$

La potencia que entrega un aerogenerador está en función de las siguientes condiciones operativas:

- Es proporcional a la densidad del aire, la cual varía con la altitud y la temperatura.
- Es proporcional al área de barrido de las aspas del aerogenerador.
- Está en función a la velocidad del viento elevada al cubo (v^3).

Estas características están contenidas en la ecuación (2.17) y (2.18) en las que se integra el coeficiente de potencia. Estas ecuaciones definen la potencia que entrega un aerogenerador.

$$P_{real} = P_T C_P \eta \quad [W] \quad (2.17)$$

$$P_{real} = \left(\frac{1}{2} \rho A v^3 \right) C_P \eta \quad [W] \quad (2.18)$$

De las ecuaciones (2.16) a (2.18):

η = Eficiencia del grupo turbina generador

η_g = Pérdidas en el generador eléctrico

η_m = Pérdidas mecánicas

P_T = Potencia teórica [W]

C_P = Coeficiente de Betz

ρ = Densidad del aire [kg/m³]

A = Área de barrido del aerogenerador [m²]

v = Velocidad del viento [m/s]

2.4 Aerogeneradores y sus tecnologías

Un aerogenerador es una máquina que entrega energía eléctrica a través de un proceso de conversión de la energía del viento. La energía cinética del viento impacta las palas de los aerogeneradores convirtiéndola en energía mecánica rotacional en el rotor. El rotor está acoplado a través de una caja de engranes a un generador eléctrico quien es el que finalmente entrega potencia eléctrica en sus terminales [49].

Un generador eléctrico es una máquina que transforma energía mecánica en energía eléctrica [50], según [51] y [52] los más usados comúnmente en turbinas eólicas son:

- Generadores síncronos de corriente alterna
- Generadores asíncrono o de inducción de corriente alterna

2.4.1 Generador síncrono de corriente alterna

El generador síncrono convierte la energía mecánica en energía eléctrica, cuya velocidad de rotación está en función a la frecuencia de operación en la que se encuentra conectada. Este tipo de generadores son mayormente empleados en centrales hidroeléctricas, térmicas y nucleares [53].

Una máquina síncrona tiene dos componentes principales: el campo del rotor y la armadura del estator. Los devanados del campo son excitados por una fuente de alimentación en corriente directa. Cuando el rotor está acoplado a un primo-motor, el campo magnético rotatorio de los devanados del campo induce voltajes de corriente alterna en los devanados de la armadura del estator. Se dice que una máquina es síncrona si la frecuencia de las magnitudes eléctricas del estator está sincronizada con la velocidad mecánica del rotor [54].

2.4.2 Generador asíncrono o de inducción de corriente alterna

En este tipo de máquinas, el voltaje del rotor se induce en el devanado del estator, de aquí el nombre de máquina de inducción. La mayor parte de la potencia eléctrica en la industria es consumida por máquinas de inducción, es por eso que se considera una tecnología con bases establecidas. En la actualidad se tiene una mayor aplicación de turbinas eólicas empleando generadores de inducción en potencias grandes (2 MW – 8 MW) debido a dos factores importantes:

- Tienen un mejor comportamiento en base a sus sistemas de control.
- Mayor disponibilidad y funcionamiento en zonas de vientos fuertes o variantes en su velocidad.

El principio de un generador de inducción es el producir energía eléctrica cuando se opera a una velocidad superior a la velocidad de sincronismo [32], [50]. A esa diferencia se le conoce como deslizamiento y se obtiene con la ecuación (2.19):

$$s = \frac{n_s - n_r}{n_s} \quad [\%] \quad (2.19)$$

La velocidad de sincronismo y la frecuencia en el rotor son:

$$n_s = \frac{120 f}{NP} \quad [\text{rpm}] \quad (2.20)$$

$$f_r = s f \quad [\text{Hz}] \quad (2.21)$$

Dónde:

s = Deslizamiento [%]

n_s = Velocidad síncrona (calculada teóricamente) [rpm]

n_r = Velocidad del rotor [rpm]

f_r = Frecuencia del rotor [Hz]

f = Frecuencia de sincronismo [Hz]

NP = Número de polos

Los aerogeneradores que emplean este tipo de tecnología presentan las siguientes características:

- Se pueden aplicar a sistemas de generación distribuida.
- Llegan a tener una eficiencia teórica de hasta un 60%.
- No usa combustibles fósiles, ni emite contaminantes de tipo CO₂.

2.5 Clasificación de aerogeneradores

En la actualidad principalmente se tienen dos tipos de diseños de aerogeneradores, los cuales son:

1. Aerogeneradores de velocidad constante
2. Aerogeneradores de velocidad variable

Cabe mencionar que el control de la velocidad en el rotor tiene efecto en la potencia entregada por los aerogeneradores.

2.5.1 Aerogeneradores de velocidad constante

Los aerogeneradores de velocidad constante por lo regular emplean generadores de inducción convencionales (Tipo 1 y Tipo 2, descritos en la sección 2.6). Este tipo de aerogeneradores utilizan un

sistema de control de velocidad llamado “control pasivo o estático”, en el idioma inglés es llamado “stall control”.

Como su nombre lo dice, este control se considera pasivo y consiste en modificar el ángulo de las palas de los aerogeneradores manteniendo su posición durante la operación de los mismos. Cuando se presentan incrementos en la velocidad del viento se manifiesta una turbulencia en las palas, lo que ocasiona una disminución en la velocidad de giro e inclusive pueden dejar de operar debido a que los sistemas de protección se activan y detienen los aerogeneradores.

Estos equipos presentan las siguientes características:

- A igualdad de potencia son más baratos que los de velocidad variable.
- Su diseño no contiene muchas partes mecánicas móviles incluyendo sus controles.
- Presentan variaciones de voltaje ante ráfagas de viento.

2.5.2 Aerogeneradores de velocidad variable

Los aerogeneradores de velocidad variable principalmente utilizan un sistema de control de velocidad llamado “control de ángulo de paso” y en el idioma inglés es nombrado “pitch control”. La función que tiene este control es adecuar la posición de las palas ajustando el ángulo de incidencia del viento sobre ellas con el objetivo de obtener el mayor aprovechamiento de este, y en caso de requerirlo, modificar la velocidad en el rotor de acuerdo a la condición de operación de los aerogeneradores [10].

Estos aerogeneradores presentan las siguientes características:

- Son mayormente usados en centrales eólicas de generación a gran escala.
- El control de ángulo de paso principalmente es utilizado en aerogeneradores doblemente alimentados (Tipo 3) y en aerogeneradores conectados a través de convertidores (Tipo 4).
- Presentan pocas variaciones de voltaje ante ráfagas de viento.

La Figura 2.5 muestra el comportamiento de la potencia activa de un aerogenerador con control de ángulo de paso y control estático. En esta figura se aprecia que el control de ángulo de paso tiene un mejor control sobre la velocidad en el rotor, lo cual es reflejado en la potencia entregada por el aerogenerador. Asimismo se observa que a un aerogenerador con control estático le toma más tiempo estabilizar la potencia entregada.

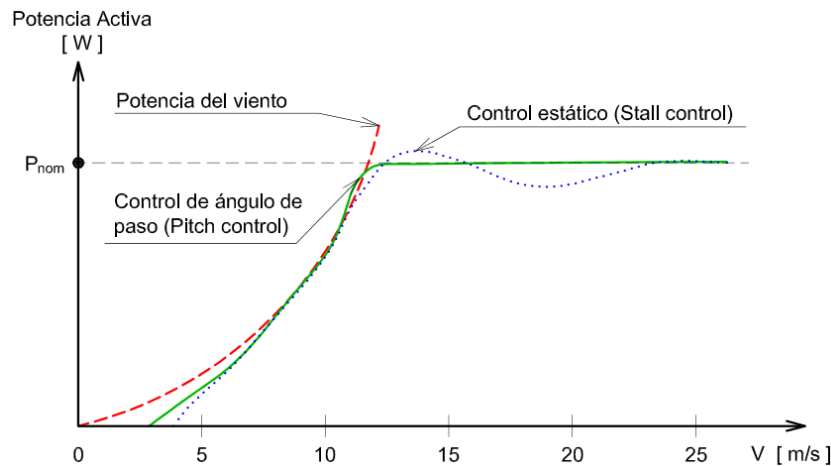


Figura 2.5 Curvas típicas del comportamiento de potencia activa con sistemas de control de ángulo de paso y control estático [52].

2.6 Configuración eléctrica de aerogeneradores

Las turbinas eólicas usan principalmente generadores de inducción. Dentro del sector eléctrico los principales tipos de aerogeneradores presentan las siguientes 4 configuraciones:

1. Tipo 1: Aerogenerador de Inducción Jaula de Ardilla (AGIJA)
2. Tipo 2: Aerogenerador de Inducción de Rotor Devanado (AGIRD)
3. Tipo 3: Aerogenerador de Inducción Doblemente Alimentado (AGIDA)
4. Tipo 4: Aerogenerador Conectado a través de Convertidores (AGCC)

2.6.1 Tipo 1: Aerogenerador de Inducción Jaula de Ardilla (AGIJA)

El principio de un generador de inducción jaula de ardilla corresponde al de los motores de inducción con rotor jaula de ardilla. Este nombre se da debido a que el rotor está construido por un conjunto de barras conectadas en corto circuito formando un cilindro que asimila la jaula de una ardilla.

En la Figura 2.6 se muestra la configuración de un aerogenerador Tipo 1, el cual presenta las siguientes características:

- El generador está acoplado al rotor de la turbina a través de la caja de engranes y el conjunto turbina-generador están conectados directos a la red.
- Esta configuración es usada en turbinas de viento de velocidad constante.
- Genera potencia activa cuando supera la velocidad de sincronismo.
- Para excitar el campo del generador se requiere de suministro de la red eléctrica.
- Consume potencia reactiva generando grandes magnitudes de corriente, motivo por el cual utiliza un arrancador que atenúe este comportamiento.

- Se debe tener un sistema de compensación de potencia reactiva para tener estabilidad de voltaje ante fallas. Un banco de capacitores es integrado en esta configuración para cumplir ese objetivo. Si la falla no es liberada el generador sigue demandando reactivos del sistema, por lo que tiende a empeorar la estabilidad de voltaje.

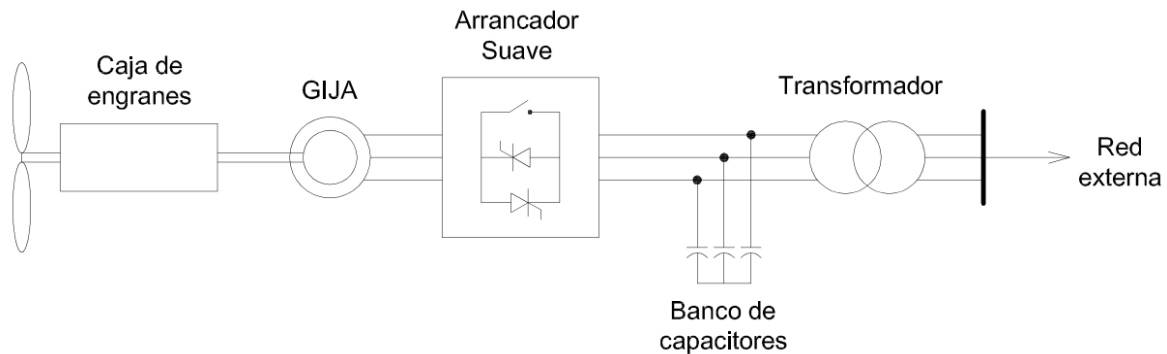


Figura 2.6 Configuración de una turbina de viento con generador de inducción jaula de ardilla (Aerogenerador Tipo 1) [55].

2.6.2 Tipo 2: Aerogenerador de Inducción de Rotor Devanado (AGIRD)

Este tipo de generador cuenta con fuente de alimentación de tensión externa que excita el devanado del rotor a través de anillos rozantes y escobillas o por medio de electrónica de potencia.

La Figura 2.7 muestra una configuración de un aerogenerador Tipo 2. En esta figura se observa que cuenta con un módulo de resistencias variables conectadas al circuito del rotor, mediante este arreglo se puede obtener una variación en el par electromagnético del generador modificando la velocidad en el rotor. Debido al cambio de la velocidad del viento (ráfagas de viento), este arreglo de resistencias es utilizado como control de velocidad con el fin de que el aerogenerador se mantenga entregando potencia activa de manera uniforme.

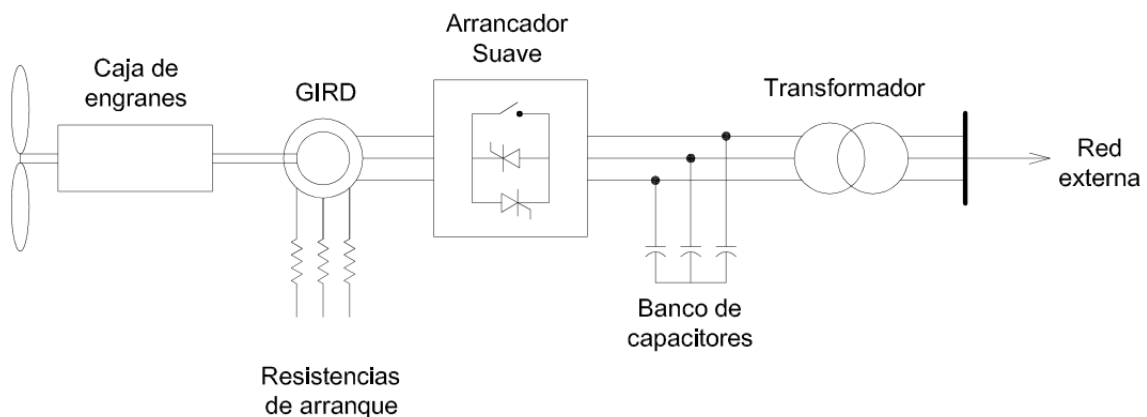


Figura 2.7 Configuración de una turbina de viento con generador de inducción de rotor devanado (Aerogenerador Tipo 2) [55].

2.6.3 Tipo 3: Aerogenerador de Inducción Doblemente Alimentado (AGIDA)

Esta configuración se denomina “doblemente alimentado” debido a que el devanado del estator esta alimentado directamente de la red eléctrica, mientras que el rotor se alimenta desde un convertidor de potencia de frecuencia variable sustituyendo el módulo de resistencias variables del aerogenerador Tipo 2. En la sección 3.2 se aborda a profundidad el estudio de este tipo de aerogenerador.

En la Figura 2.8 se presenta la configuración básica del aerogenerador Tipo 3. En este tipo de aerogeneradores la velocidad de operación se puede controlar en un rango de $\pm 30\%$ respecto a su velocidad síncrona con el fin de regular la potencia reactiva y dar soporte ante fallas. Además presenta las siguientes características:

- El convertidor de potencia está integrado por: el convertidor lado rotor y el convertidor lado red y se controlan de forma independiente.
- Ante cualquier condición de operación de velocidad, el estator entrega potencia activa a la red.
- A velocidad síncrona no existe algún intercambio de potencia reactiva, entre el aerogenerador y la red.

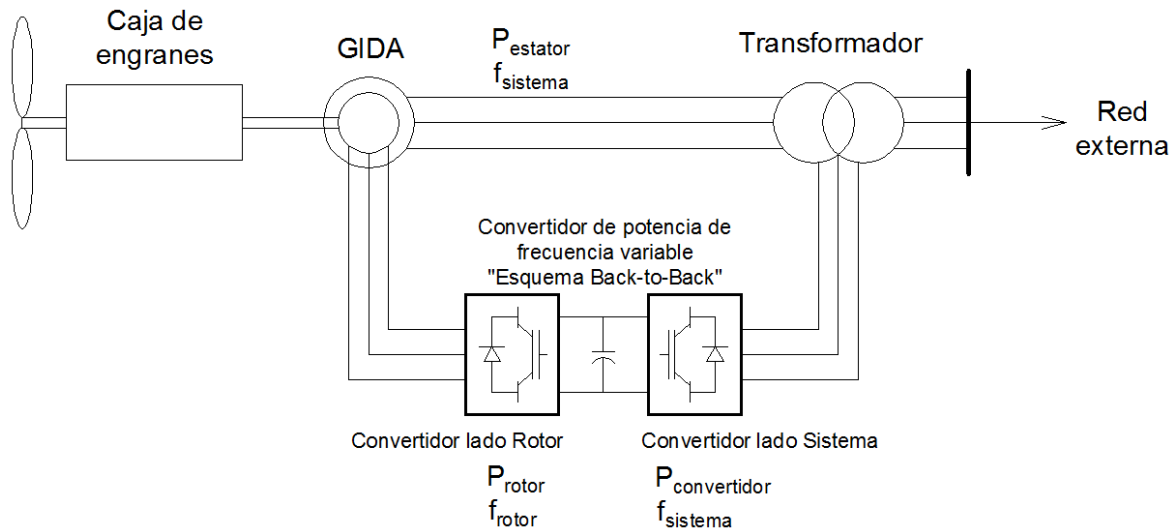


Figura 2.8 Configuración típica de un Aerogenerador de Inducción Doblemente Alimentado (Aerogenerador Tipo 3) [55] [56].

2.6.4 Tipo 4: Aerogenerador Conectado a través de Convertidores (AGCC)

Este tipo de aerogeneradores por lo general emplean generadores síncronos de rotor devanado (GSRD), generadores síncronos de imanes permanentes (GSIP) o generadores de inducción de rotor devanado (GIRD). En el caso de GSIP, al no tener devanados en el rotor se reducen las pérdidas por excitación y la ausencia de anillos rozantes reduce el mantenimiento. Sin embargo esas características incrementan el costo de aerogeneradores conectados a través de convertidores.

Una configuración típica de del aerogenerador Tipo 4 se muestra en la Figura 2.9. En esta figura se aprecia que el generador esta acoplado directamente a la red a través de un convertidor de potencia de frecuencia variable. Dicho convertidor está conformado por el convertidor lado generador y convertidor lado red. En la sección 3.3 se analiza a detalle este tipo de aerogenerador.

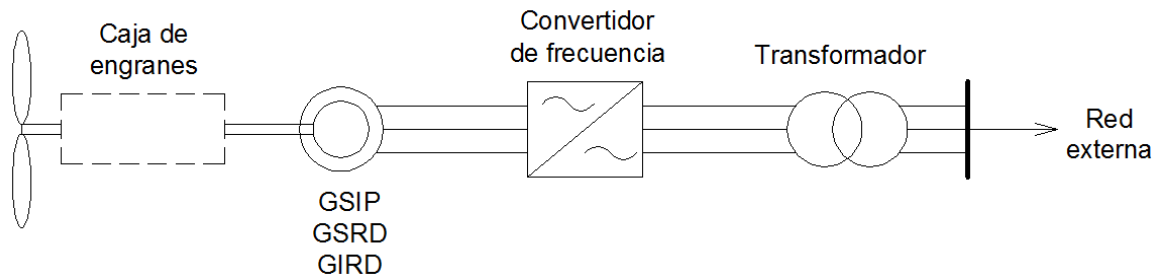


Figura 2.9 Configuración típica de un Aerogenerador Conectado a través de Convertidores (Aerogenerador Tipo 4) [48] [55].

2.7 Evolución de las capacidades de los aerogeneradores

Con el paso del tiempo la tecnología empleada en aerogeneradores ha tenido un gran avance y esto se ve reflejado en sus capacidades de generación. En la Figura 2.10 se aprecia un panorama de esta evolución al igual que las dimensiones que pueden tener los aerogeneradores.

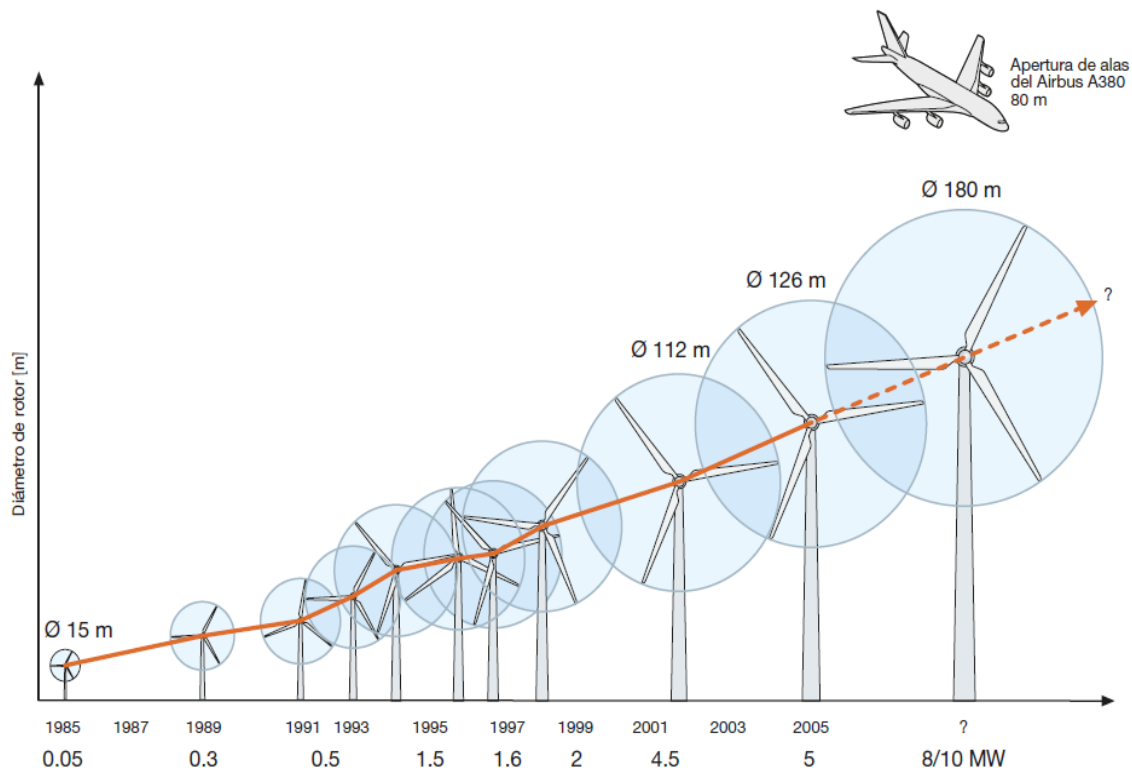


Figura 2.10 Evolución de las capacidades de los aerogeneradores hasta el año 2015 [26].

2.8 Centrales eólicas a gran escala

Para sistemas de generación distribuida las capacidades de generación se consideran por debajo de 30 MW. Una central eólica a gran escala (generación superior a 30 MW) está conformada por un grupo de aerogeneradores que se encuentran conectados entre ellos a través de un sistema colector conformado por cables de potencia que se interconectan y convergen en la subestación colectora. La subestación a su vez esta interconectada con una línea de transmisión de interconexión hacia la red externa. De acuerdo con [16] y [32], dependiendo del nivel de voltaje al que están conectados se puede conectar a una red de distribución o de transmisión.

La Figura 2.11 muestra un esquema de los componentes que integran una central eólica a gran escala.

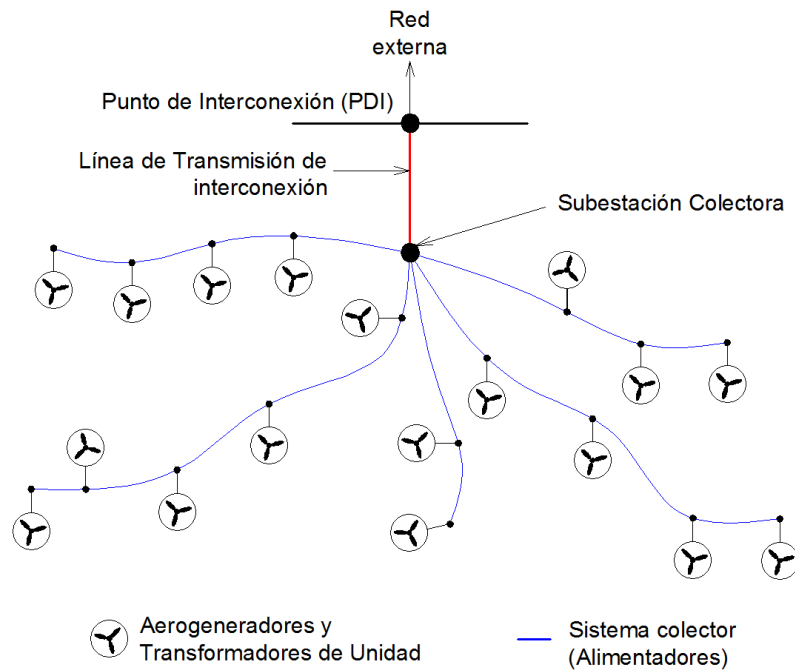


Figura 2.11 Topología de una central eólica a gran escala [57].

2.8.1 Aerogeneradores

En la actualidad los aerogeneradores tienen una capacidad de 1 a 8 MW con un voltaje en terminales de 0.4 a 12 kV. Algunos aerogeneradores con estas capacidades son enlistados a continuación:

- En el 2004 “REpower Systems AG” dan a conocer un aerogenerador de 5 MW con un diámetro del rotor de 126 m [58].
- En el 2006 “WinWinD” presenta un aerogenerador con una capacidad de 3 MW y un diámetro de 100 m [59].
- En el 2011 la empresa “Siemens” presenta un aerogenerador de 6 MW y un diámetro de 154 m [60].

- En el 2012 la compañía “ABB” da a conocer generadores con potencias nominales de 1 MW a 6 MW con magnitudes de voltaje entre 690 a 3300 volts [26].
- En 2014 la empresa “GAMESA” presenta aerogeneradores con capacidades de 4.5 MW y 5 MW y un diámetro de 128 y 132 m respectivamente [61].
- En 2015 “VESTAS” presenta un prototipo de un aerogenerador Tipo 4 instalado en Dinamarca con una capacidad de generación de 8 MW [62].

Para el caso de los aerogeneradores instalados en el mar (en el idioma inglés llamados “offshore”), sus capacidades son grandes con el objetivo de hacer factible su inversión.

Los aerogeneradores están montados sobre torres tubulares cuya altura está en función del diámetro de las palas. La disposición de los aerogeneradores se realiza considerando el no afectar la operación entre ellos por efectos de turbulencias. Una práctica común es instalarlos a una distancia de separación de 5 a 7 veces el diámetro de las palas [32]. En la literatura internacional algunos autores [51] consideran un dimensionamiento entre aerogeneradores como el que se muestra en la Figura 2.12.

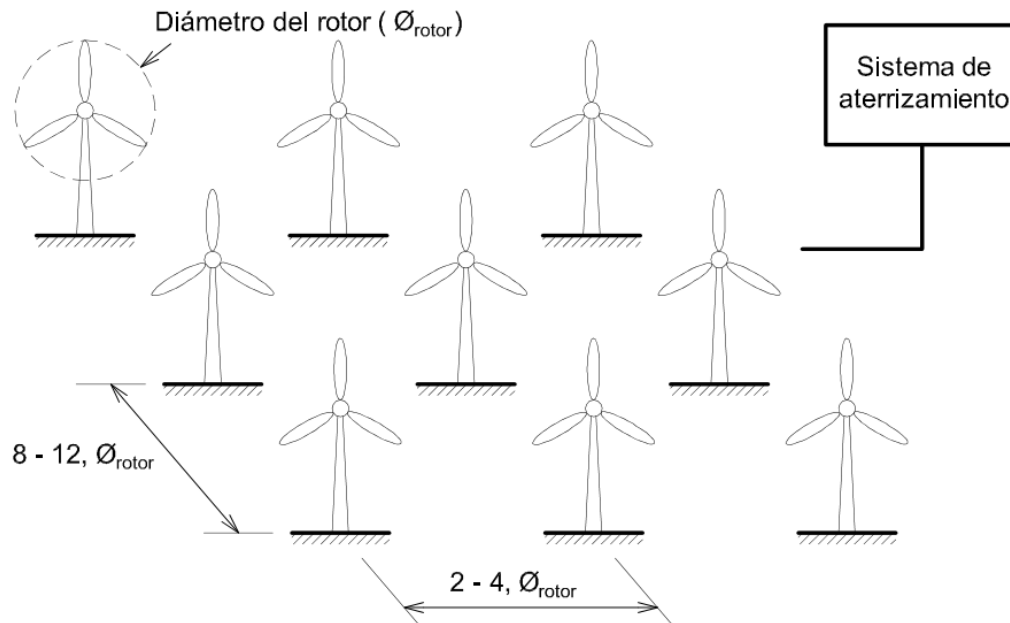


Figura 2.12 Dimensionamiento para la ubicación entre aerogeneradores en una central eólica a gran escala de acuerdo con M. R. Patel [51].

Por sus cualidades sobre el control de la potencia activa entregada ante variaciones de la velocidad del viento y el control sobre la potencia reactiva, en México de acuerdo con [3] la tecnología mayormente utilizada en las centrales eólicas son los aerogeneradores de inducción doblemente alimentados y aerogeneradores conectados a través de convertidores. Este tipo de aerogeneradores muestra curvas de operación como la que se aprecia en Figura 2.13 y cuyo principio de operación se mantiene desde los primeros aerogeneradores de velocidad variable. Sin embargo, con el avance de la tecnología las magnitudes de potencia entregada por un aerogenerador continúan incrementándose.

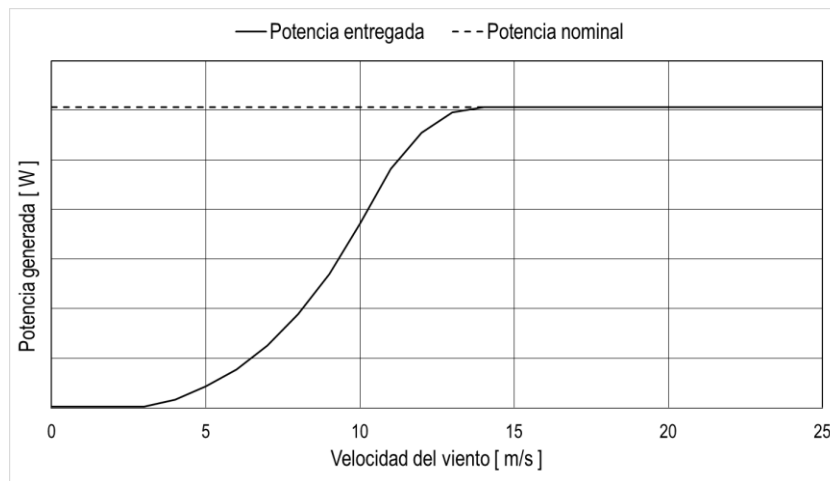


Figura 2.13 Curva característica de potencia entregada por un aerogenerador de velocidad variable.

2.8.2 Transformador de unidad

Por lo general cada aerogenerador que conforma una central eólica cuenta con un transformador que lo interconecta con el sistema colector de la central. Estos transformadores elevan la tensión del generador hasta 12 kV o 34.5 kV dependiendo del nivel de voltaje requerido. Generalmente tienen conexión en sus devanados en “estrella aterrizada/delta” en los lados de baja y alta tensión respectivamente. La capacidad de potencia en MVA que tienen los transformadores es similar a la de los aerogeneradores.

2.8.3 Sistema colector

El sistema colector se integra de varios alimentadores conectados a una subestación colectora. Su objetivo principal es transmitir la energía generada desde los aerogeneradores hasta la subestación colectora. El diseño de un sistema colector se realiza con base a la capacidad de potencia y la cantidad de aerogeneradores conectados a cada circuito lateral, además es necesario elaborar un análisis detallado de la caída de tensión.

Debido a las altas velocidades del viento en donde están instaladas las centrales eólicas, el sistema colector es generalmente subterráneo a través de cables de potencia. Este arreglo brinda mayores facilidades para su mantenimiento sin interferir con la operación de los aerogeneradores y de la central.

Existen distintos tipos de aterrizamiento en los sistemas colectores. Los tres métodos más comunes de acuerdo con [63] y [64] son:

- Regreso de la corriente por tierra y por cubierta.
- Regreso de la corriente únicamente por cubierta.
- Regreso de la corriente únicamente por tierra.

Algunas características eléctricas de los cables de potencia son encontradas en [65] [66] [67].

2.8.4 Subestación colectora

El objetivo de la subestación colectora es concentrar la energía generada por los aerogeneradores y transformarla a niveles de tensión requeridos para su transmisión. En una subestación de este tipo, se usan uno o más transformadores para obtener el nivel deseado de voltaje y conectar la central eólica a la red de transmisión mediante una línea de interconexión.

Entre algunos de los requerimientos para el diseño y elección de un transformador de potencia están: los requerimientos de potencia reactiva en el punto de interconexión, capacidad máxima de generación coincidente de los aerogeneradores, entre otros factores más.

La mayoría de las centrales eólicas instalan dispositivos de compensación de potencia reactiva en la subestación colectora. Estos sistemas pueden ser: capacitores y reactores conectados y operados mecánicamente o mediante controles a base de electrónica de potencia (STATCOM o CEV). La compensación de potencia reactiva, pérdidas y regulación de voltaje están en base a los requerimientos y normas de interconexión y al propio diseño del parque eólico.

2.8.5 Línea de transmisión de interconexión

Comúnmente las centrales eólicas a gran escala se conectan a las redes de distribución o transmisión de las empresas suministradoras. El recurso eólico típicamente se encuentra alejado de las redes eléctricas existentes, por esta razón, se hace necesaria la construcción de líneas de transmisión en niveles de alta y extra alta tensión.

Los parámetros eléctricos de las líneas de transmisión están en función de la distancia entre la subestación colectora y el punto de interconexión y la capacidad de la central eólica.

Por las características del recurso primario en este tipo de centrales las líneas de interconexión deben diseñarse considerando las velocidades máximas del viento, los niveles de corrosión apropiados que se pudieran presentar en la zona instalación y realizar un análisis de caída de tensión.

2.9 Características operativas de una central eólica

Existen varios escenarios en los que una central eólica puede enviar potencia al sistema eléctrico. Un operador debe actuar para saber disponer de ella ante los cambios de demanda de potencia de acuerdo a la naturaleza de las cargas. También debe tomar en cuenta factores meteorológicos y horarios de generación de la propia central.

2.9.1 Potencia activa en centrales eólicas a gran escala

Para entender el comportamiento de la disponibilidad de potencia activa en una central eólica a gran escala es necesario definir los siguientes términos en base a [68]:

- **Rampa:** es un cambio en el envío de potencia activa en un periodo definido de tiempo, el cual puede ser para incrementar o disminuir la potencia entregada (MW/min, MW/10min, MW/hr).
- **Límite de Velocidad de Rampa:** es el cambio máximo en el envío de potencia activa en un periodo de tiempo. Dicho cambio es controlado de acuerdo a la tecnología empleada por las centrales eólicas. Al igual que la rampa, los límites pueden ser para el incremento o disminución de potencia entregada y por lo regular se miden en kW/s.
- **Reducción:** es limitar la potencia activa entregada por la central eólica en una magnitud establecida por debajo de la nominal y que inclusive puede llegar a ser 0 MW.

Disponibilidad de potencia activa

El costo de producción de energía eléctrica es un factor primordial en una central de generación, es por eso que se debe disponer de toda la energía producida. En una central eólica, debido a factores meteorológicos (ráfagas de viento) y de condiciones operativas del sistema eléctrico (congestión en transmisión), la potencia entregada se debe ir ajustando con base a la disponibilidad de la misma y a los requerimientos del operador del sistema eléctrico.

Si el operador requiere que la central eólica reduzca el envío de potencia al sistema, la producción restante puede ser utilizada para dar servicios auxiliares propios de la central o del sistema eléctrico. Sin tomar en cuenta factores ambientales, la generación de potencia en la central está en función a la velocidad del rotor de los aerogeneradores, motivo por el cual, los controles de estos se deben tomar en cuenta ya que son los que regulan la magnitud de potencia activa requerida en ese momento. A partir de estas condiciones de operación, se define el tiempo que le toma a una central eólica a gran escala entregar potencia activa a la red, así como sus limitantes operativas.

En la Figura 2.14 se muestran curvas de operación de un aerogenerador a velocidad nominal y por debajo de esta. En la curva azul se aprecia que a una velocidad de 0 m/s el aerogenerador no produce potencia. Conforme aumenta la velocidad la potencia generada comienza a incrementarse hasta llegar a una magnitud nominal a una cierta velocidad del viento. La flecha en color rojo indica el tipo de rampa a la que es sometido el aerogenerador, ya sea que aumente o disminuya el envío de potencia, siempre y cuando sea para una condición en reducción, es decir, que se encuentre enviando potencia por debajo de la nominal. Las líneas interrumpidas en color rojo, indican que el aerogenerador puede estar enviando potencia activa bajo una condición reducida.

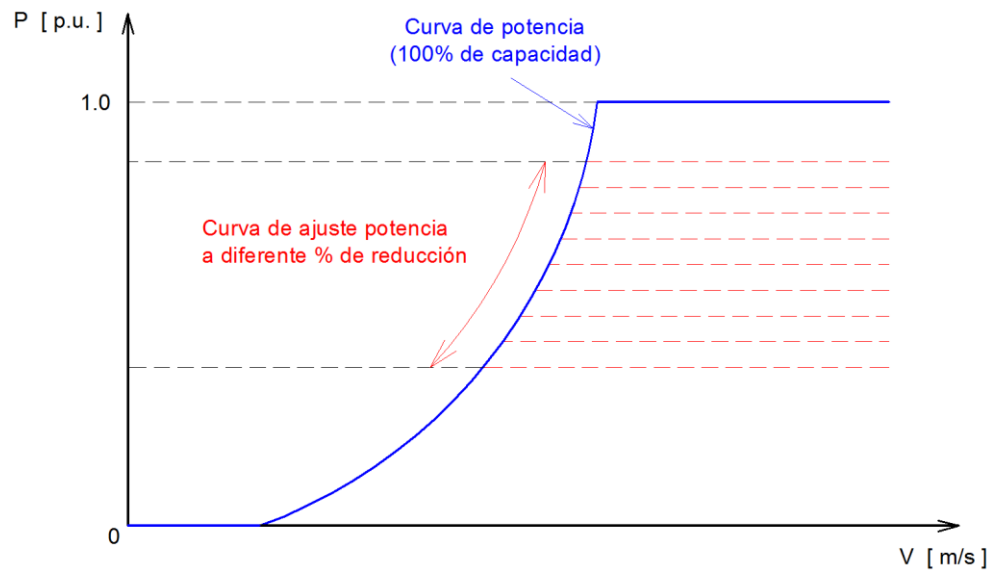


Figura 2.14 Potencia entregada por un aerogenerador a capacidad nominal y a magnitudes menores.

Límite de la velocidad de rampa

Cuando el operador del sistema eléctrico da instrucciones a una central eólica de la magnitud de potencia que es requerida por la red, la central eólica debe definir en qué tiempo puede entregar esa cantidad, o en el caso contrario, en que tiempo puede disminuir la potencia entregada cumpliendo los requerimientos de interconexión de la central eólica.

Los siguientes factores de tiempo son contemplados en los controles de los aerogeneradores:

- Velocidad de incremento de potencia cuando la velocidad del viento aumenta.
- Velocidad de incremento de potencia cuando se deja de operar una condición en reducción.
- Velocidad de disminución de potencia cuando una condición de reducción es requerida.

La Figura 2.15 muestra un ejemplo del comportamiento de la potencia activa entregada por una central eólica bajo diferentes condiciones de operación.

En el primer caso se puede observar que al inicio de la curva 1 la central se encuentra operando de forma reducida enviando 4 MW. Una vez que es liberada esa condición, comienza a incrementar el envío de potencia a una razón de 3 MW/min, es decir, se tiene un rampa de incremento de envío de potencia de 3 MW/min. Por otro lado en la curva 2 se aprecia que al momento en que se libera la condición de operación reducida de 0 MW a la central le toma 1s incrementar su envío de potencia a aproximadamente 50 kW, es decir, envía potencia a razón de 50kW/s. De esta segunda curva se deduce que el límite de velocidad de rampa de la central es de 50kW/s.

Para el caso de la curva 3 se muestra una rampa de incremento de potencia de aproximadamente 2 MW/min y proyectando a un intervalo de tiempo mayor se tiene una rampa de 20 MW/10min.

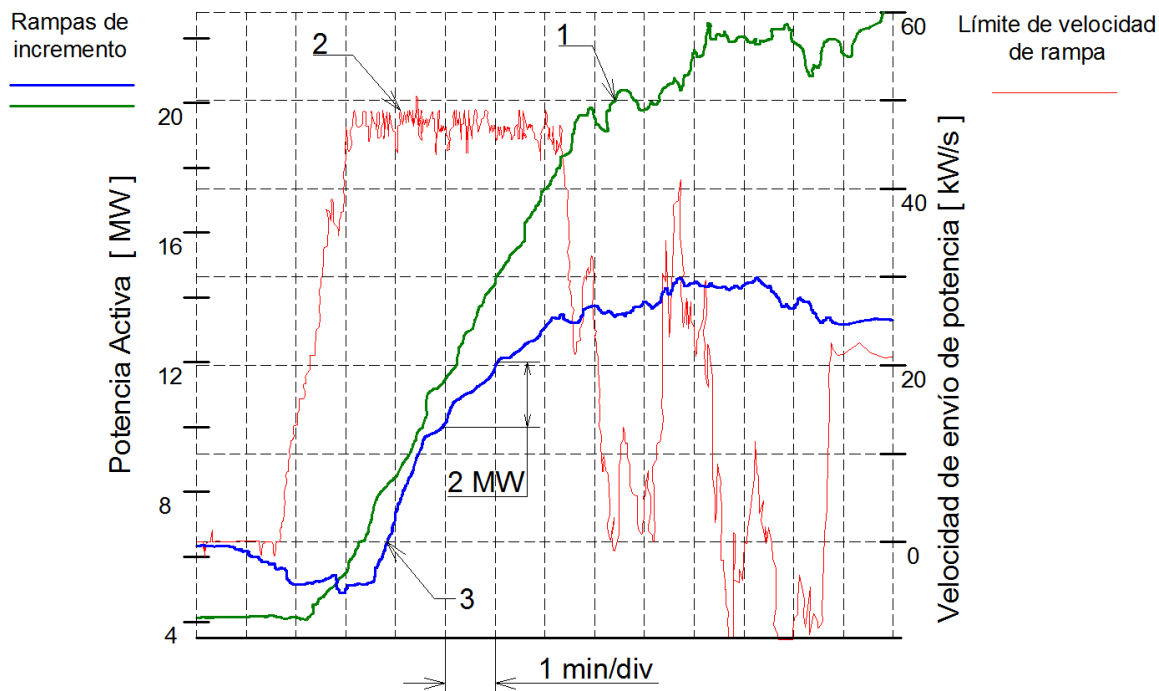


Figura 2.15 Comportamiento de la potencia activa producida por aerogeneradores a diferentes rampas de operación [68].

2.9.2 Potencia reactiva en centrales eólicas

Con el paso del tiempo la tecnología empleada en aerogeneradores permite tener un mejor control ante distintas condiciones de operación. Un generador de inducción convencional durante una operación normal consume potencia reactiva, la cual es proveniente del sistema eléctrico en caso de no contar con algún sistema de compensación reactiva.

Los aerogeneradores de inducción doblemente alimentados al igual que los aerogeneradores conectados a través de convertidores tienen un mejor control sobre la potencia reactiva debido a que utilizan convertidores de potencia de frecuencia variable para lograrlo. Los convertidores son construidos a base de electrónica de potencia lo que permite un control más rápido y eficiente sobre los aerogeneradores.

Dependiendo de las condiciones de operación del sistema, los convertidores pueden enviar o recibir potencia reactiva, aunque en ocasiones no se requiere el intercambio de esta. Por otro lado, la central eólica está sometida a cumplir los requerimientos necesarios para la entrega de potencia reactiva en el punto de interconexión.

La Figura 2.16 muestra la operación que podría tener un aerogenerador. Se observa que en los cuadrantes de lado derecho el aerogenerador envía o recibe potencia reactiva de acuerdo al modo de operación en el que esté trabajando, ya sea subexcitado o sobreexcitado.

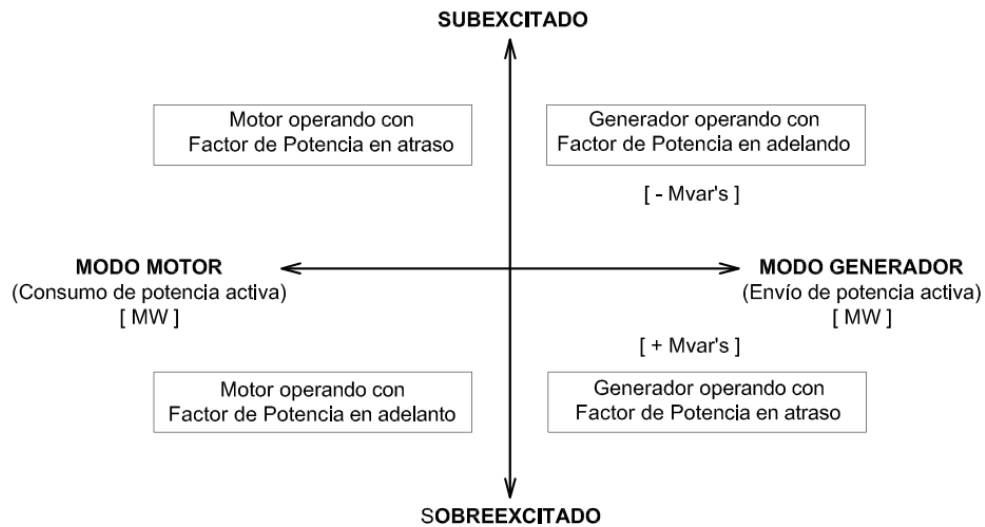


Figura 2.16 Modos de operación de una máquina de inducción [69].

La Figura 2.17 muestra las características de las curvas de potencia reactiva de un generador de inducción doblemente alimentado de acuerdo con [14]. Las curvas de la opción 1 muestran los límites de operación de un generador de inducción para entregar potencia respecto a factores de potencia de 0.95 en atraso y adelanto respectivamente. La opción 2 muestra la capacidad de diseño que tiene el generador para generar potencia.

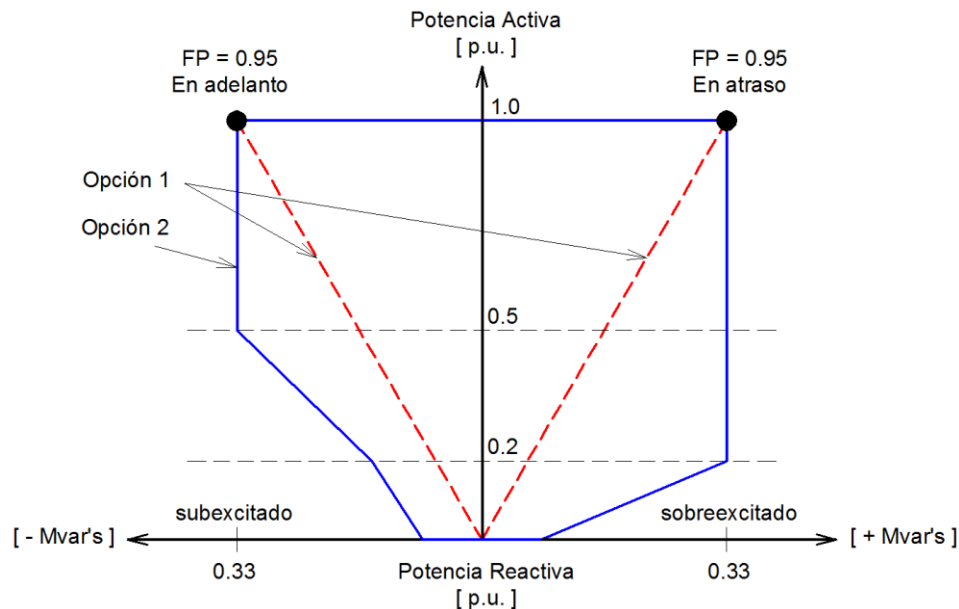


Figura 2.17 Curvas de capacidad de potencia de aerogeneradores doblemente alimentados [14].

En algunos casos, las capacidades que tienen los generadores de producir potencia reactiva no son suficiente para cumplir los requisitos de interconexión de la central eólica con la red. Existen sistemas de compensación reactiva como lo son: STATCOM, CEV, entre otros métodos [70].

2.10 Códigos de red y requerimientos técnicos para la interconexión al sistema eléctrico de una central eólica a gran escala

La interconexión de una central eólica al sistema eléctrico nacional debe cumplir ciertos requerimientos primordiales para cumplir con la estabilidad, confiabilidad y calidad de potencia que mantiene al sistema operando correctamente. El documento en donde están registrados estos requerimientos es llamado “Código de Red”. En México tiene el nombre de “Reglas Generales de Interconexión al Sistema Eléctrico Nacional para Generadores o Permissionarios con Fuentes de Energías Renovables o Cogeneración Eficiente” (REGISEN), publicado en el 2012 [2].

En la REGISEN se establecen los requerimientos administrativos, legales y técnicos, para la interconexión de generación con energías renovables al sistema eléctrico. Sin embargo, en esta Tesis solo se abordan los cumplimientos de parámetros eléctricos para una operación de la central eólica a gran escala en estado estacionario y/o ante disturbios.

2.10.1 Nivel de tensión

El nivel de tensión al que se interconecta la central eólica a gran escala modelada en este trabajo es de 115 kV. De acuerdo con la REGISEN esa magnitud corresponde a un nivel de alta tensión, en donde los voltajes de operación van de 69 a 400 kV.

Una central eólica en estado estacionario debe mantenerse operando y conectada al sistema eléctrico ante variaciones de voltaje que no excedan $\pm 5\%$ respecto al voltaje nominal y en condiciones de emergencia hasta $\pm 10\%$. La ocurrencia de cambios rápidos de voltaje ocasionados por una central eólica a gran escala dentro del $\pm 5\%$ del voltaje nominal es permitida por máximo de cuatro eventos por día.

2.10.2 Frecuencia de corte

Se considera como frecuencia de corte, a la violación de los límites de la frecuencia ante los cuales los esquemas de protecciones de la central eólica deben operar. En la Tabla 2.3 se muestran los rangos y tiempos de operación en los que las protecciones deben ajustarse ante variaciones de alta y baja frecuencia.

Tabla 2.3 Tiempos de ajuste de las protecciones ante frecuencias anormales en centrales eólicas [2].

Rango de frecuencia	Tiempo de ajuste de la protección
$> 62 \text{ Hz.}$	Instantáneo
$57.5 \geq \text{operación normal} \leq 62 \text{ Hz.}$	Operación continua
$< 57.5 \text{ Hz.}$	Instantáneo

2.10.3 Equipos de protección, seccionamiento y medición.

El objetivo principal de los sistemas de protección en una central eléctrica es aislar la falla del resto de los equipos que la integran y de forma paralela proteger al personal en turno.

En una central eólica a gran escala, los sistemas de protección se dividen en base a las necesidades operativas de la central y por lo regular se dividen en las siguientes áreas:

- Protecciones de subestación y punto de interconexión.
- Protecciones de la línea de transmisión de interconexión.
- Protecciones de unidades generadoras.

Los dispositivos designados para protección, seccionamiento y medición deben estar regularizados y estandarizados por las normas establecidas en la REGISEN para garantizar su correcta operación.

2.10.4 Calidad de la energía y niveles de armónicos

Cuando se tienen variaciones periódicas de voltaje consideradas fuera de la operación normal, su efecto se ve reflejado en el desbalance de voltaje en las fases, además de que se presentan corrientes armónicas. Estas características demeritan la calidad de la energía en el servicio otorgado a los usuarios finales, por lo que se deben considerar criterios de compensación en la calidad suministro.

La distorsión armónica total en el voltaje (% THD, Total Harmonic Distortion en el idioma inglés) se mide en el punto de interconexión de forma continua. Para un nivel en alta tensión, este índice debe mantenerse por debajo del 3%.

$$THD_{AT} = 3\% \quad (2.22)$$

Dónde:

$$THD_{AT} = \text{Nivel de distorsión armónica total permitido en alta tensión [\%]}$$

2.10.5 Variaciones periódicas de amplitud de la tensión (Flickers)

De acuerdo con [12], el “flicker” es un cambio rápido en el valor RMS del voltaje. En [71] se define como el incremento y disminución de luminiscencia en luminarias conectadas a la red eléctrica. En los sistemas eléctricos los flickers se pueden presentar debido a la conexión y desconexión de líneas, transformadores y/o capacitores. La unidad de medida de estas variaciones son “unidades de perceptibilidad” y su unidad de medición está dada en p.u.

Dentro de la REGISEN se tienen dos índices para evaluar la severidad de las variaciones en la amplitud de tensión y son las siguientes:

Índice de variación de tensión a corto plazo (Pst): Evalúa los cambios en la amplitud de onda del voltaje en un tiempo considerado de corto plazo, equivalente a intervalos de 10 minutos.

Índice de variación de tensión a largo plazo (Plt): Evalúa los cambios en la amplitud de onda del voltaje en un tiempo considerado de largo plazo equivalente a intervalos de 2 horas. Este índice se calcula a partir de valores sucesivos del Pst.

La interconexión de una central eólica en un nivel de alta tensión no debe causar emisiones flicker individuales que se encuentren fuera de los límites permisibles mostrados en la Tabla 2.4:

Tabla 2.4 Límites de emisiones flicker de corto y largo plazo para niveles de alta tensión.

Indicador	Límites
E_{Psti}	0.35
E_{Plti}	0.25

Dónde

E_{Psti} = Límites de emisiones flicker a corto plazo para los usuarios de la instalación “i” [p.u.]

E_{Plti} = Límites de emisiones flicker a largo plazo para los usuarios de la instalación “i” [p.u.]

2.10.6 Operación de la central eólica ante fallas externas y en el punto de interconexión

Una central eólica debe tener la capacidad de permanecer conectada al sistema sin perder estabilidad ante fallas transitorias externas durante el tiempo máximo de liberación de la falla permitido por la REGISEN. Debe además soportar los huecos de tensión ocasionados por estas.

En la Tabla 2.5 se muestran los tipos de fallas y los tiempos máximos de duración de las mismas. Los datos mostrados son para fallas en el punto de interconexión [2].

Tabla 2.5 Tipos de fallas y sus tiempos máximos de duración en el punto de interconexión.

Tipo de falla	Tiempo máximo de duración de falla (ms)		
	Nivel de tensión		
	69 - 161 kV	230 kV	400 kV
Trifásica a tierra	150	100	80
Bifásica con o sin conexión a tierra	150	100	80
Monofásica a tierra	150	100	80

Una vez que la falla es liberada el sistema eléctrico debe recuperar el 80% del voltaje nominal después de 1s de haber iniciado esta y además todos los elementos conectados al sistema deben participar. Una central eólica deberá permanecer conectada al sistema ante la ocurrencia de dos fallas consecutivas, como las descritas en la Tabla 2.5, en un lapso de dos minutos.

Durante una falla, el consumo de potencia activa en la central eólica debe mantenerse el mínimo, esta condición está en función a la tecnología empleada por la central y al tipo de falla que se presenta. Sin embargo al presentarse una falla al interior de la central eólica, esta debe desconectarse.

La Figura 2.18 muestra el comportamiento permisible, con base a la REGISEN, de la magnitud del voltaje en el punto de interconexión ante a disturbios y fallas transitorias para centrales eólicas con niveles de tensión en el rango de 69 a 400 kV sin descontarse de la red eléctrica.

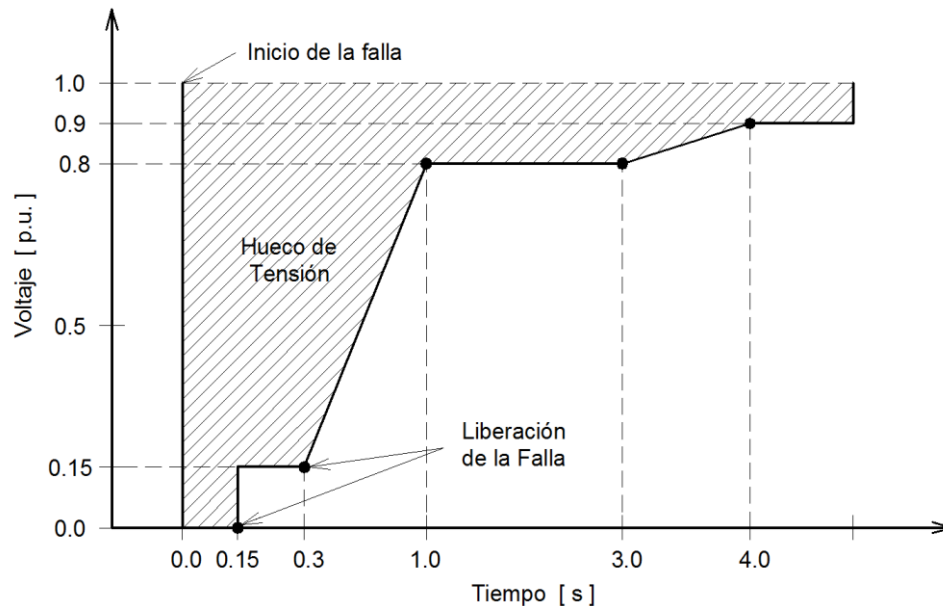


Figura 2.18 Gráfica de la caída de tensión en el punto de interconexión debido a una falla [2].

2.10.7 Potencia reactiva

Durante una falla, la central eólica debe tener la capacidad de aportar la potencia reactiva necesaria para mantener la estabilidad del sistema. Una vez que es liberada la falla, la central debe recuperar los flujos de potencia que presentaba previo al disturbio.

La central eólica debe contar con las siguientes características:

- Capacidad de generación y absorción de potencia reactiva de acuerdo a su capacidad de transmisión de potencia activa.
- Ajustar su potencia reactiva a disposición del operador del sistema eléctrico.
- Control del factor de potencia en un rango de 0.95 en atraso hasta 0.95 en adelante.
- Soporte de control de tensión, para centrales mayores a 10 MW.
- No se requiere soporte ante fallas cuando más del 50% de los aerogeneradores están fuera de operación debido a ráfagas de viento.

2.11 Esquemas de protección

Con el fin de que una central eólica cumpla los requerimientos establecidos dentro de la REGISEN bajo una condición de operación en estado estacionario y/o ante disturbios, se deben implementar sistemas de protección de acuerdo a la tecnología que conforman a la central eólica en cuestión. La Figura 2.19 muestra un esquema general de las zonas de protección de una central eólica interconectada al sistema eléctrico.

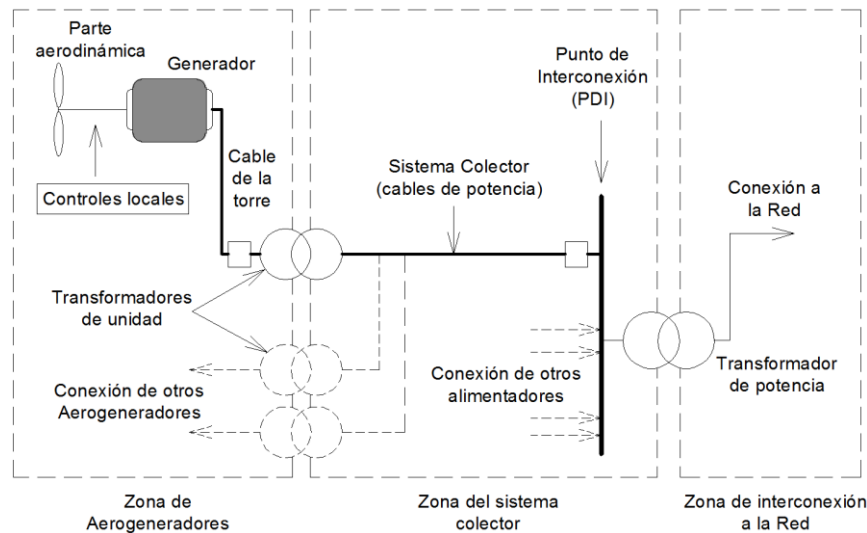


Figura 2.19 Esquema general de las zonas de protección en una central eólica a gran escala [15].

Dentro de las zonas de protección se consideran los siguientes elementos:

- Aerogeneradores y transformador de unidad
- Sistema colector
- Subestación colectora y transformador de potencia principal
- Línea de transmisión

Los sistemas y dispositivos de protección utilizados en México son establecidos en [2], algunas referencias que se encuentran dentro de las normas mexicanas son las siguientes:

- Características Técnicas para Relevadores de Protección [72].
- Tableros de Protección, Control, Medición, Supervisión y Registro Para Unidades Generadoras y Subestaciones Eléctricas [73].
- Esquemas Normalizados de Protecciones para Líneas de Transmisión y Subtransmisión [74].
- Banco de Capacitores de 13.8 kV a 34.5 kV para Subestaciones de Distribución [75].

2.11.1 Protección de los aerogeneradores y transformador de unidad

Las características de los relevadores empleados en los diferentes esquemas de protección están conformados con base en [72]. A continuación se muestran algunas de las protecciones con las que

debe contar cada elemento. El resto de las protecciones son encontradas en las referencias correspondientes.

Protección de los aerogeneradores

Algunas de las protecciones del generador de acuerdo con [73] son:

- Relevador de sobreexcitación del generador (24G)
- Relevador de sincronismo (25).
- Esquema de protección y monitoreo de sobre-temperatura en devanados del estator (26/49).
- Relevador de baja potencia o baja corriente (37)
- Relevador de corriente inducida en la flecha (51F)
- Relevador de sobrevoltaje (59)
- Relevador de fallas a tierra en el estator (64G)
- Relevador por pérdida de sincronismo (78)
- Relevador por pérdida de campo del generador (40G)

Transformador de unidad

Para el transformador de unidad de cada aerogenerador y que usualmente tienen una conexión en “estrella aterrizada/delta” para los devanados de baja y alta tensión respectivamente, por lo menos se contemplan las siguientes protecciones [73]:

- Sobre temperatura en el aceite del transformador (26 TP)
- Sobreexcitación (24 V/Hz)
- Sobre temperatura en los devanados (49 TP)
- Sobrecorriente en el neutro aterrizado (51 NTP)
- Sobrepresión súbita y acumulación de gases, protección Buchholz (63 TP)
- Protección diferencial (87 TP)

2.11.2 Protección del sistema colector

El sistema colector se considera un circuito radial donde se emplean protecciones que consideran los siguientes parámetros [74]:

- Protecciones contra sobrecorriente (50/51)
- Protección de sobrevoltaje (59) y bajo voltaje (27)
- Protección de distancia para fallas entre fases y de fase a tierra (21/21N)
- Protección de falla de interruptor (50FI)

Como se tienen grupos de aerogeneradores conectados al alimentador principal es necesario mantener y considerar la distribución adecuada de estos con el fin de tener la mínima zona de falla y así mantener constante la potencia inyectada al sistema eléctrico.

2.11.3 Subestación colectora

Elementos como el transformador de potencia, líneas de enlace y equipos auxiliares conforman la subestación colectora. Las protecciones de estos deben cumplir los requerimientos establecidos en la especificación [73] y algunas de las protecciones son:

- Sobre temperatura en el aceite del transformador (26 TP)
- Sobreexcitación (24 V/Hz)
- Sobre temperatura en los devanados (49 TP)
- Sobrecorriente en el neutro aterrizado (51 NTP)
- Sobrepresión súbita y acumulación de gases, protección Buchholz (63 TP)
- Protección diferencial (87 TP)
- Sobre temperatura en el aceite de transformadores auxiliares (26 TA)
- Sobre temperatura en devanados de transformadores auxiliares (49 TA)
- Sobrecorriente de fase en los lados de baja y alta tensión del transformador auxiliar (50/51 TA)

2.11.4 Líneas de transmisión

Para un nivel de tensión de 69 kV o superior, la línea de transmisión se puede considerar como línea de transmisión o de subtransmisión. Para este tipo de líneas existen los siguientes esquemas normalizados dentro de [74]:

Línea corta: se considera una distancia ≤ 15 km.

Línea media: se considera una distancia > 15 km y ≤ 40 km.

Línea larga: se considera una distancia > 40 km

En esta ocasión se modela una línea de transmisión con un nivel de voltaje entre 69 kV a 161 kV. De acuerdo con [74] se deben implementar las protecciones primarias 1 y 2, protecciones de respaldo y protecciones contra fallas de interruptores. Dentro de estos esquemas de protección se encuentran las siguientes protecciones:

- Protección de distancia para fallas entre fases y de fase a tierra (21/21N)
- Protección de sobre corriente de fases instantánea y temporizada (50/51)
- Protección de falla de interruptor (50FI)
- Protección de sobre corriente de neutro instantánea y temporizada (50N/51N)
- Protección de sobre corriente direccional de fase y neutro (67/67N)
- Recierre de interruptores (79)

- Protección de comparación direccional de secuencia positiva y negativa o de onda viajera o superpuesta (85L)
- Protección de comparación de secuencia positiva, cero y negativa, de operación tripolar (95LT)
- Protección diferencial de línea (87L).

Capítulo 3

Modelado de centrales eólicas a gran escala con AGIDA y AGCC y su comportamiento ante fallas

En este capítulo se describen las características de los componentes que intervienen en la operación de una central eólica, con aerogeneradores de inducción doblemente alimentados y con aerogeneradores conectados a través de convertidores, en estado estacionario y/o ante fallas transitorias.

3.1 Electrónica de potencia en aerogeneradores

La potencia producida por los aerogeneradores está en función a la velocidad del rotor, y esta a su vez al recurso eólico. Como la velocidad del viento es variable y una central eólica conectada al sistema eléctrico debe cumplir normas de interconexión de acuerdo a las condiciones de operación de la red, la mayoría de las centrales eólicas en la actualidad emplean dispositivos contruidos a base de electrónica de potencia para manipular y acondicionar variables eléctricas, de tal forma que se pueda enviar potencia a la red.

3.1.1 Convertidor de potencia de frecuencia variable

En la Figura 3.1 se muestra un diagrama de un convertidor de potencia de frecuencia variable de dos niveles, denominado también como esquema “back-to-back”. Se le llama de dos niveles debido a que es capaz de enviar o recibir potencia. El convertidor de potencia está localizado entre el generador y la red externa. Asimismo este dispositivo es integrado por dos convertidores: el convertidor lado generador y el convertidor lado red o lado sistema, ambos interconectados por un enlace en corriente directa.

El convertidor de potencia está contruido a base de tecnología IGBT y sus sistemas de control para ambos convertidores son independiente uno del otro. De acuerdo con [76], un convertidor es capaz de entregar una magnitud de potencia superior a la capacidad nominal de las maquinas en donde se encuentran instalados.

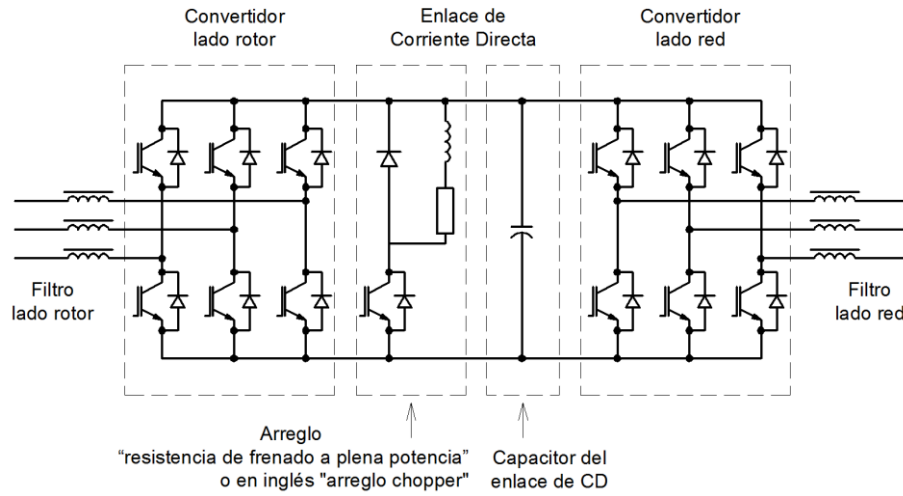


Figura 3.1 Convertidor de potencia de frecuencia variable de dos niveles (esquema back-to-back) [77].

El enlace de Corriente Directa (Capacitor y resistencia de frenado a plena potencia)

El voltaje en el enlace de corriente directa es regulado al controlar la potencia enviada hacia el sistema. En la Figura 3.2 se aprecia el flujo de potencia en el enlace de corriente directa como se plantea en [24] y [76].

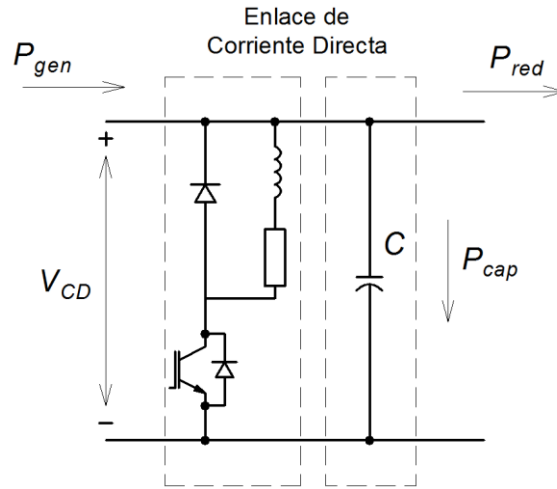


Figura 3.2 Esquema básico del flujo de potencia a través del enlace de corriente directa del convertidor de potencia.

Dónde

- P_{gen} = Potencia entregada por el generador [W]
- P_{red} = Potencia entregada por el convertidor hacia la red [W]
- P_{cap} = Potencia que fluye a través del capacitor [W]
- C = Capacitor en el enlace de corriente directa [Faraday]
- V_{CD} = Voltaje en el enlace de corriente directa [V]

En condiciones de estado estacionario la potencia a la salida del enlace de corriente directa es igual a la potencia producida por el generador ($P_{red}=P_{gen}$, sin considerar las pérdidas en el enlace de CD), por lo tanto no existe energía almacenada en el capacitor ($P_{cap}=0$).

Ante disturbios, la potencia entregada a la red se reduce rápidamente ($P_{red}\approx 0$). Mientras que en lado del generador, las componentes mecánicas son más lentas que las eléctricas es por eso que la potencia producida por el generador no se reduce muy rápido, de tal forma que no se cumple que $P_{red}=P_{gen}$, en consecuencia la potencia en el capacitor ya presenta una magnitud $P_{cap}\neq 0$. Este flujo de potencia se puede calcular con la ecuación (3.1).

$$v_{CD} + C \frac{dv_{CD}}{dt} = P_{gen} - P_{red} \quad (3.1)$$

$$\frac{dv_{CD}}{dt} = \frac{P_{gen} - P_{cap}}{C v_{CD}} \quad (3.2)$$

Al presentarse excesos de potencia en el capacitor se incrementa el voltaje en el enlace de corriente directa. Este sobrevoltaje puede destruir al capacitor y/o al convertidor de frecuencia, por lo cual se deben tomar medidas de protección para evitarlo.

Un sistema de protección del convertidor, adicional al cálculo detallado de las características del capacitor del enlace de corriente directa, es el denominado “resistencia de frenado a plena potencia” en el idioma ingles es conocido como “full power braking resistor” o también “braking chopper”. Este esquema de protección desempeña la mejor opción de protección en condiciones de disturbios. Algunos valores típicos de la capacidad del capacitor según [24] y [77] son: de 55 a 270 μF para 1 HP o de 70 a 400 mF para un aerogenerador de 2 MW.

El nombre del arreglo “resistencia de frenado a plena potencia” es designado en base a su funcionamiento, ya que la energía que podría llegar a fluir por el capacitor (P_{cap}) es igual a la energía producida por el aerogenerador (P_{gen}). La función de este arreglo es disipar el exceso de energía (P_{cap}) que fluye en el capacitor del enlace de corriente directa.

3.1.2 Protección del convertidor de potencia de frecuencia variable

El sistema de protección del convertidor monitorea parámetros como: temperatura, corriente y voltaje en los IGBT's que lo integran, también supervisa el voltaje en el enlace de corriente directa y la corriente en los convertidores del lado generador y lado sistema. Ante alguna variación fuera de los límites de operación de esos parámetros el convertidor se bloquea. El tiempo y los parámetros de activación de bloqueo del convertidor requieren una alta precisión en el cálculo para su ajuste. Además de considerar las variables mencionadas se debe tomar en cuenta el comportamiento de los transitorios en el propio generador (corriente inrush) para no ocasionar que se bloquee el convertidor y la posible desconexión del aerogenerador y que actualmente no se permite.

3.2 Aerogenerador de Inducción Doblemente Alimentado (AGIDA)

La Figura 3.3 muestra los componentes que integran un aerogenerador de inducción doblemente alimentado. En esta figura se aprecia que el estator está conectado directamente a la red y operan en sincronía a la misma frecuencia. El circuito del rotor está conectado a la red a través de un convertidor de potencia bidireccional (dos niveles), por lo cual los aerogeneradores de inducción doblemente alimentados pueden operar en modo subsíncrono o supersíncrono [48].

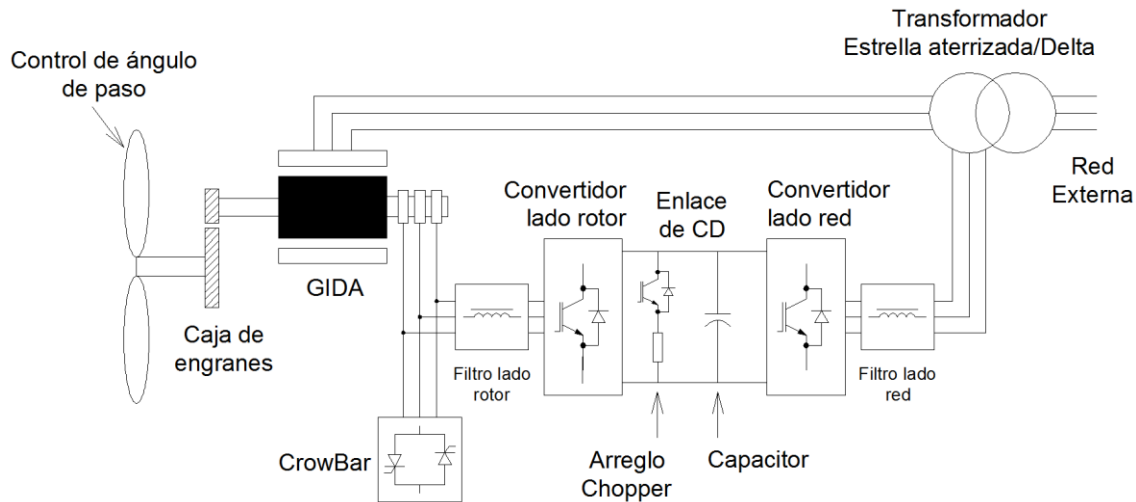


Figura 3.3 Esquema de conexión de los componentes de un aerogenerador de inducción doblemente alimentado [77].

3.2.1 Modos de operación de un AGIDA

Se tienen dos condiciones principales de operación de un aerogenerador de inducción doblemente alimentado: operación a velocidad subsíncrona y operación a velocidad supersíncrona. La diferencia entre una condición y otra es que el rotor mantiene una velocidad relativa respecto a su velocidad síncrona enviando el flujo de potencia en diferente dirección para cada modo de operación.

La Figura 3.4 muestra la operación en modo subsíncrono, en donde la velocidad del rotor es menor a la síncrona, bajo esta condición de operación el deslizamiento del rotor es positivo, por esta razón absorbe potencia de la red a través del convertidor de potencia. La Figura 3.5 muestra la operación en modo supersíncrono, en esta condición de operación la potencia mecánica de entrada en el aerogenerador se divide hacia el estator y el rotor, esto provoca que el deslizamiento en el rotor sea negativo incrementando su velocidad. En este caso, tanto el rotor a través del convertidor de potencia y el estator entregan potencia a la red [48], [50].

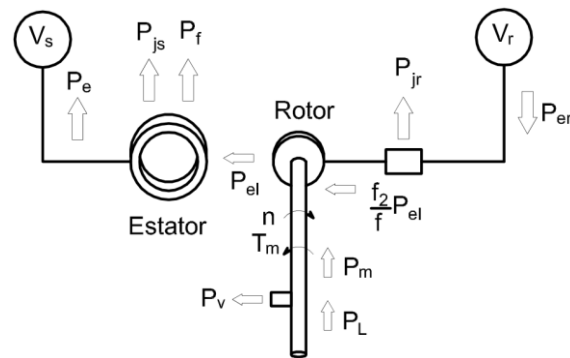


Figura 3.4 Flujo de potencia en un generador de inducción de rotor devanado doblemente alimentado en modo subsíncrono [50].

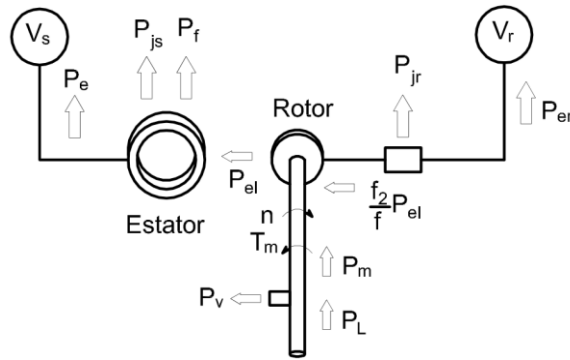


Figura 3.5 Flujo de potencia en un generador de inducción de rotor devanado doblemente alimentado en modo supersíncrono [50].

Dónde:

- V_s = Voltaje en el estator [v]
- V_r = Voltaje en el rotor [v]
- P_e = Potencia eléctrica suministrada al estator [W]
- P_{js} = Pérdidas eléctrica en el estator (RI^2) [W]
- P_f = Pérdidas en el entrehierro del estator [W]
- P_{el} = Potencia electromagnética transferida del rotor al estator [W]
- P_{jr} = Pérdidas eléctricas en el rotor (RI^2) [W]
- P_{er} = Potencia eléctricas suministrada al rotor [W]
- P_v = Pérdidas en la caja de engranes por fricción [W]
- P_L = Potencia entregada por la turbina [W, HP]
- P_m = Potencia mecánica suministrada al rotor [W]
- T_m = Par mecánico
- n = Velocidad en el rotor [rpm]
- f_2 = Frecuencia en el convertidor [Hz]
- f = Frecuencia fundamental [Hz]

3.2.2 Operación de un AGIDA en estado estable

Con ayuda del circuito equivalente simplificado monofásico de un aerogenerador, mostrado en la Figura 3.6, se puede obtener la ecuación de la potencia que entrega un AGIDA en estado estable [49], [78].

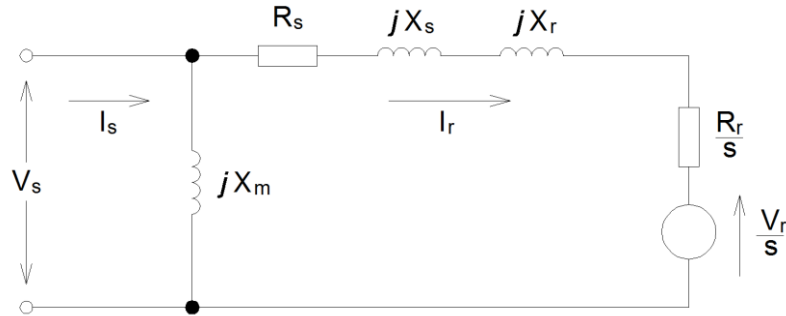


Figura 3.6 Circuito equivalente simplificado monofásico de un AGIDA [49].

Dónde:

- I_s = Corriente en el estator [A]
- I_r = Corriente en el rotor [A]
- R_s = Resistencia en el estator [Ω]
- R_r = Resistencia en el rotor [Ω]
- X_s = Reactancia de dispersión en el estator [Ω]
- X_r = Reactancia de dispersión en el rotor [Ω]
- X_m = Reactancia de magnetización [Ω]
- s = Deslizamiento [%]

La corriente en el rotor se calcula con la ecuación (3.3):

$$I_r = \frac{V_s - \left(\frac{V_r}{s} \right)}{\left(r_s + \frac{r_r}{s} \right) + j(X_s + X_r)} \quad [\text{A}] \quad (3.3)$$

La potencia generada o absorbida se controla inyectando voltaje en el circuito del rotor y se calcula la ecuación (3.4) y (3.5):

$$P_r = \frac{V_r}{s} I_r \cos(\theta) \quad [\text{W}] \quad (3.4)$$

$$P_r = \text{Re} \left(\frac{V_r}{s} I_r^* \right) \quad [\text{W}] \quad (3.5)$$

Por otro lado el par eléctrico de la máquina es:

$$T_e = \left(I_r^2 \frac{r_r}{s} \right) + \frac{P_r}{s} \quad (3.6)$$

La Figura 3.7 muestra la relación entre la potencia mecánica, la potencia del rotor y estator de un aerogenerador de inducción doblemente alimentado, para una condición en estado estable.

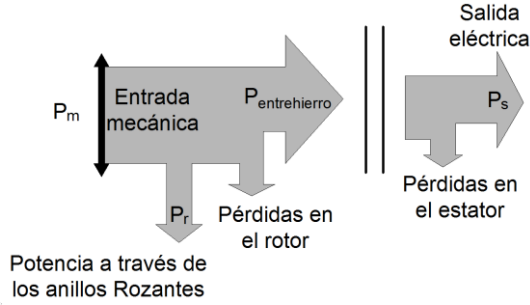


Figura 3.7 Relación de las potencias en un aerogenerador de inducción doblemente alimentado [71].

Despreciando las pérdidas en el estator se tiene:

$$P_{entrehierro} = P_s \quad (3.7)$$

De igual forma, despreciando las pérdidas en el rotor:

$$P_m = P_r - P_{entrehierro} \quad (3.8)$$

$$P_{entrehierro} = P_m - P_r \quad (3.9)$$

Igualando las ecuaciones (3.7) y (3.9) se puede obtener la potencia en el estator

$$P_s = P_m - P_r \quad (3.10)$$

Tomando en cuenta que la potencia a la salida del estator y la potencia mecánica pueden ser expresadas en términos del par:

$$P_s = T \omega_s \quad (3.11)$$

$$P_m = T \omega_r \quad (3.12)$$

Sustituyendo (3.11) y (3.12) en (3.10)

$$T \omega_s = T \omega_r - P_r \quad (3.13)$$

La potencia a través de los anillos rozantes del rotor es:

$$P_r = T \omega_r - T \omega_s \quad (3.14)$$

Mientras que el deslizamiento se calcula como:

$$s = \frac{\omega_s - \omega_r}{\omega_s} \quad (3.15)$$

Ahora la ecuación (3.14) queda de la siguiente forma:

$$P_r = -T(\omega_s - \omega_r) \quad (3.16)$$

$$P_r = -T(\omega_s - \omega_r) \left(\frac{\omega_s}{\omega_s} \right) = -T \omega_s \left(\frac{\omega_s - \omega_r}{\omega_s} \right) \quad (3.17)$$

$$P_r = -T \omega_s s \quad (3.18)$$

Finalmente, sustituyendo la ecuación (3.11) en (3.18) se obtiene la ecuación para calcular la potencia en el rotor con base al deslizamiento:

$$P_r = -s P_s \quad (3.19)$$

Por otro lado la potencia mecánica se calcula como sigue

$$P_m = P_s + P_r \quad (3.20)$$

$$P_m = P_s - s P_s \quad (3.21)$$

$$P_m = (1 - s) P_s \quad (3.22)$$

Finalmente la potencia total entregada por un aerogenerador es:

$$P_{AG} = P_s + P_r \quad (3.23)$$

Dónde:

P_m = Potencia mecánica suministrada al rotor

P_r = Potencia entregada por el rotor a través del convertidor

$P_{entrehierro}$ = Potencia en el entrehierro del generador

P_s = Potencia entregada por el estator

P_{AG} = Potencia total entregada por el aerogenerador

3.2.3 Convertidores empleados en centrales eólicas con AGIDA

La Figura 3.8 muestra un diagrama detallado de un aerogenerador de inducción doblemente alimentado. Como se menciona en la sección 3.1.1, los convertidores de potencia se interconectan entre el generador y la red externa. En el caso de los aerogeneradores de inducción doblemente

alimentados, el convertidor está conectado entre el circuito del rotor y la red externa. El filtro lado red es el encargado de filtrar los armónicos de acuerdo a los requerimientos del código de red.

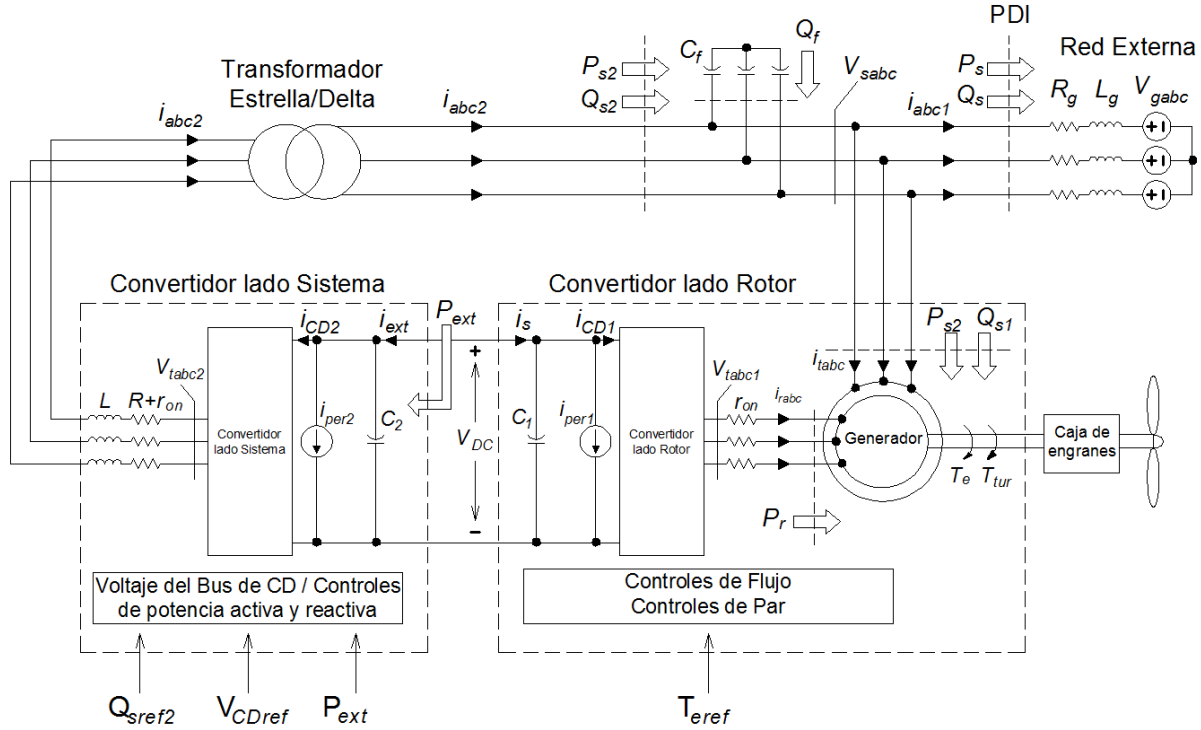


Figura 3.8 Diagrama detallado de un aerogenerador de inducción doblemente alimentado [79].

Convertidor lado rotor

La función principal del convertidor lado rotor es controlar el par electromagnético de la máquina de acuerdo a determinados parámetros de referencia (T_{eref} , Figura 3.8) asegurando que el aerogenerador no sobre pase sus límites de velocidad y así entregar la potencia requerida.

La potencia nominal del convertidor lado rotor está definida por dos factores: el primero es la potencia máxima de deslizamiento y el segundo es la capacidad del control de la potencia reactiva. Este convertidor asume que el voltaje del enlace de corriente directa es regulado por el convertidor lado red [77].

Convertidor lado red

Una de las funciones del convertidor lado red es controlar el voltaje de alimentación del enlace de corriente directa independientemente de la dirección del flujo de potencia que cruce por el convertidor. Este convertidor controla el soporte de potencia reactiva ante disturbios, puede además ser utilizado para mejorar la calidad y estabilidad de la potencia entregada a la red externa.

3.2.4 Control del ángulo de paso en las palas de los aerogeneradores

El control de ángulo de paso, que en el idioma ingles es llamado “Pitch Controller”, es un sistema aerodinámico que convierte la energía cinética del viento que impacta las palas de los aerogeneradores en energía mecánica rotacional transformándola en par mecánico. Este par se puede calcular con la ecuación (3.24) de acuerdo con [77].

$$T_{ag} = \left(\frac{1}{2\omega_r S_{base}} \right) \rho \pi R^2 v^3 (C_p[\lambda, \beta]) \quad (3.24)$$

Dónde:

T_{ag} = Par mecánico del aerogenerador

ω_r = Velocidad rotacional del rotor

S_{base} = Potencia base del generador [VA]

ρ = Densidad del aire [kg/m³]

R = Radio de las palas del aerogenerador [m]

v = Velocidad del viento [m/s]

C_p = Coeficiente de Potencia o Coeficiente de Betz

λ = Relación de la velocidad de punta de un aerogenerador

β = Ángulo de paso en las palas del aerogenerador [grados]

Las altas velocidades del viento que incide en las palas del aerogenerador hace que se eleve la velocidad en el rotor. En consecuencia, el control del convertidor sobre el par electromagnético no mantiene la velocidad nominal deseada en el rotor, si solo el convertidor tratara de controlar este parámetro podría dañarse por sobrecarga. Para evitar daños al convertidor e inclusive al aerogenerador, se debe limitar la potencia extraída del viento activando el control de ángulo de paso. Como se menciona en la sección 2.3.4, al modificar el ángulo de paso se logra reducir el coeficiente de potencia “Cp”, reduciendo a su vez la potencia entregada por el aerogenerador. Asimismo, si la velocidad del viento supera la velocidad de operación del propio aerogenerador, este se bloquea.

3.2.5 Control de potencia y velocidad.

El control de los aerogeneradores de inducción doblemente alimentados se logra desacoplando los controles de potencia activa y reactiva. Esta acción permite aprovechar la máxima extracción de potencia activa de los aerogeneradores en estado estacionario y aportar potencia reactiva ante disturbios. Al presentarse un disturbio, los controles de los aerogeneradores, al estar desacoplados, llevan la potencia activa a una magnitud mínima (puede ser 0 MW) mientras que la potencia reactiva comienza a inyectarse.

El control de la velocidad en el rotor y la potencia activa generada por el aerogenerador se logra comparando la velocidad final entregada en el rotor contra un parámetro de velocidad de referencia.

Si la velocidad no es la adecuada para que el aerogenerador entregue una magnitud de potencia activa requerida, los controles del convertidor lado rotor y del control de ángulo de paso se activan para así regular la potencia entregada en terminales del aerogenerador [80], [81]. El control de la potencia activa y reactiva se logra a través de la regulación de la corriente en el eje d y el eje q del marco de referencia d-q.

3.2.6 Sistema de protección “crowbar” y operación del convertidor

Ante la presencia de un disturbio en el sistema eléctrico, la central eólica debe tener capacidad de soportar huecos de tensión por un determinado lapso de tiempo de acuerdo a los requerimientos y códigos del sistema eléctrico de potencia sin desconectarse del mismo.

El esquema de protección crowbar es mostrado en la Figura 3.9. Este sistema protege al convertidor lado rotor de un AGIDA de sobrecorrientes y además protege de sobrevoltajes al capacitor del enlace de corriente directa ante la presencia de un disturbio.

El crowbar está integrado por un puente de diodos y un interruptor semiconductor (IGBT), es controlado en su totalidad por electrónica de potencia. El arreglo crowbar también cuenta con una resistencia conectada en serie con el interruptor, así cuando un disturbio ocurre las altas magnitudes de corriente presentadas el circuito del rotor pueden ser disipadas.

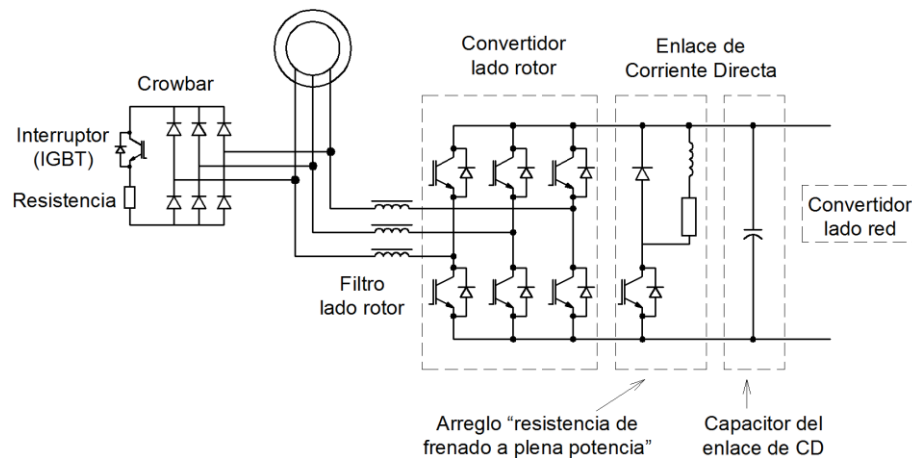


Figura 3.9 Esquema de protección crowbar en un AGIDA.

Operación del crowbar y desconexión del convertidor lado rotor

La desconexión del convertidor lado rotor se da al presentarse una sobrecorriente en el rotor debido a una falla. En la Figura 3.10 se muestra que los IGBT's se bloquean debido a esta sobrecorriente.

La activación del crowbar se da al presentarse incrementos, de corriente en el rotor o de voltaje en el enlace de corriente directa, que sobrepasan los ajustes de los sistemas de protección del convertidor. La magnitud de sobrecorriente está ajustada en función a las características de los IGBT's que integran al convertidor, por lo regular pueden soportar el doble de la corriente pico del rotor por

aproximadamente 1 ms [77]. Algunos autores ajustan este parámetro a 1.8 p.u. la corriente nominal del rotor [82]. El ajuste para el sobrevoltaje está aproximadamente entre el 12% y 20% del voltaje nominal en el enlace de corriente directa [14], [77], [83]. Ambos parámetros dependen del diseño de los aerogeneradores.

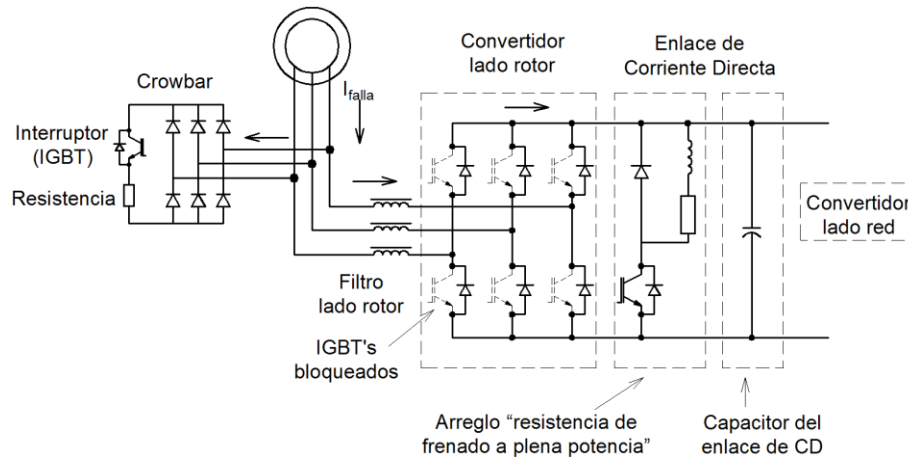


Figura 3.10 Flujo de corriente en el convertidor lado rotor y en el crowbar.

Desactivación del crowbar y reconexión del convertidor lado rotor

Típicamente en un tiempo de 60 a 100 ms aproximadamente, la corriente medida en el crowbar se atenúa lo suficiente para que el convertidor lado rotor sea capaz de volver a controlar.

El voltaje en el enlace de corriente directa también disminuye a valores nominales debido a que el convertidor lado red ha entregado al sistema la energía adicional almacenada que se encontraba en el capacitor.

En una segunda etapa, cuando el crowbar es desconectado. La corriente en el rotor fluye hacia el convertidor lado rotor, como sus transistores aún están bloqueados la corriente es desviada hacia los diodos conectados en paralelo a los transistores. Si el voltaje en el circuito del rotor es menor que el voltaje en el enlace de corriente directa, la corriente en el rotor disminuirá rápidamente a cero y la corriente en el estator también disminuirá a un valor bajo. Después de que la corriente en el rotor ha llegado a valores cercanos a cero por un tiempo suficiente para determinar que ha concluido el disturbio, el convertidor lado rotor puede reactivarse nuevamente.

Consideraciones en la operación del sistema de protección crowbar

En ocasiones la corriente en el rotor no disminuye lo suficientemente rápido, por lo cual el voltaje en el enlace de corriente directa puede incrementarse a niveles que disparo y es entonces cuando el crowbar es reactivado, es decir que vuelve a operar. Ante huecos de tensión drásticos el crowbar puede actuar varias veces.

Al ocurrir una falla asimétrica, el soporte del hueco de tensión es más complejo debido a que los voltajes de fase son desbalanceados presentándose componentes de secuencia negativa (voltaje). Si el desbalance es muy alto la corriente del rotor provocará que el voltaje en el enlace de corriente directa se incremente y causará una operación repetitiva del crowbar, al suceder esto, el arreglo “resistencia de frenado a plena potencia” (Figura 3.1) opera. Comúnmente el convertidor lado rotor no se activa si se tiene un evento que presenta voltajes en el estator de componentes de secuencia negativa mayores al 30% del voltaje nominal.

Al liberarse la falla el convertidor lado rotor vuelve a su operación de control habitual, siempre y cuando el crowbar ya este desactivado. En ocasiones cuando se presenta un disturbio, las magnitudes de sobrecorriente y sobrevoltaje no superan los ajustes de las protecciones y el sistema crowbar no requiere activarse. En este caso, los controles de potencia activa y reactiva pueden operar de tal forma que cumplan los requerimientos del código de red durante la falla.

3.3 Aerogenerador Conectado a través de Convertidores (AGCC)

Como se menciona en la sección 2.6.4, este tipo de aerogeneradores utiliza generalmente generadores síncronos de imanes permanentes, generadores síncronos de rotor devanado o generadores de inducción de rotor devanado.

La Figura 3.11 muestra una configuración detallada de los componentes que integran un aerogenerador conectado a través de convertidores. La configuración muestra que el generador está conectado a la red externa a través de un convertidor de potencia de frecuencia variable.

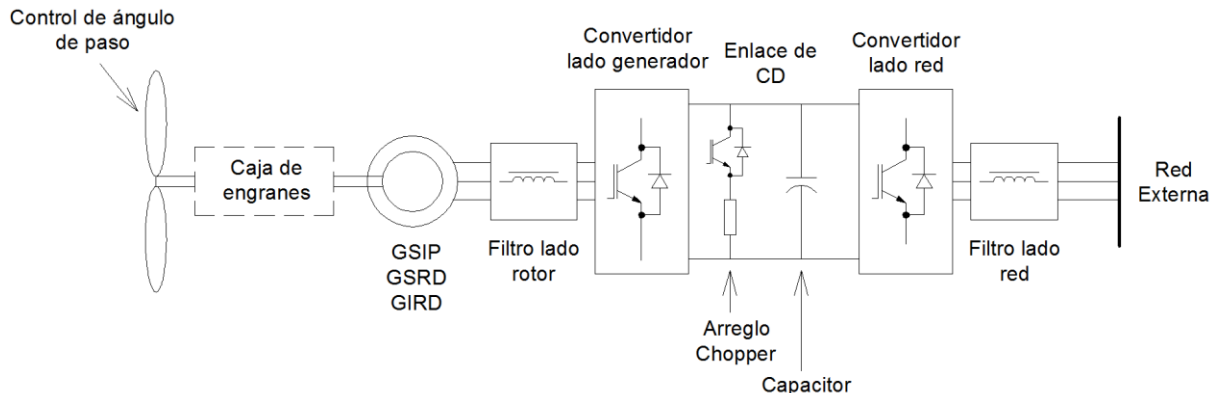


Figura 3.11 Configuración de los componentes que integran a un aerogenerador conectado a través de convertidores.

Un aerogenerador conectado a través de convertidores tiene dos controles principales: control de velocidad (control de ángulo de paso) y control del convertidor de potencia. El convertidor de potencia mantiene controles independientes para el convertidor lado rotor y el convertidor lado red y se regulan de forma independiente.

3.3.1 Convertidores de potencia en AGCC.

El uso de convertidores de potencia para interconectar un aerogenerador al sistema eléctrico permite el desacoplamiento del generador con la red, este comportamiento reduce los efectos que podría causar en el generador una falla externa. El convertidor lado generador opera ante un rango más amplio de velocidades del viento aprovechando la mayor cantidad de energía eólica y mejorando el funcionamiento de los aerogeneradores conectados a través de convertidores. El convertidor lado red es capaz de aportar una mayor cantidad de potencia reactiva al sistema en comparación con los aerogeneradores de inducción doblemente alimentados.

La potencia producida por el generador de los AGCC es absorbida por el convertidor lado generador y enviada a través del enlace de corriente directa hacia el convertidor lado red y este último al sistema. El enlace de corriente directa es el que puede acoplar o desacoplar al generador de la red. Por lo que el convertidor lado sistema es el que tiene el control sobre la potencia reactiva y el voltaje enviados al PDI. El control de la potencia activa y del voltaje en el enlace de corriente directa se regula mediante la manipulación de la corriente activa, mientras que el control de la potencia reactiva es regulado con la corriente reactiva. Estos controles son capaces de manipular de forma independiente y están modelados en diferentes marcos de referencia.

Las características, función y comportamiento del sistema de enlace de corriente directa (capacitor y “resistencia de frenado a plena potencia”) se describen en la sección 3.1.1.

3.3.2 Control de velocidad en el rotor

Al igual que en los AGIDA el control de velocidad en los AGCC opera cuando la velocidad en el rotor no es la deseada, es decir que no se está entregando la potencia requerida a la red. Si la velocidad del viento es elevada, lo que implica que la velocidad en el rotor del generador también lo es, es entonces cuando el control de ángulo de paso se activa (sección 3.2.4) reduciendo la velocidad en el rotor, siempre y cuando la velocidad del viento este dentro de los límites de diseño de operación del aerogenerador, de lo contrario se bloqueara.

3.3.3 Convertidor lado generador y control de velocidad

La potencia producida por el generador está en función de la velocidad en el rotor. El convertidor lado generador controla esta velocidad a través de la regulación del par electromagnético. Este control puede trabajar en conjunto con el control de ángulo de paso para regular la velocidad y en consecuencia la potencia entregada a la red.

El convertidor lado generador se puede utilizar para mantener el voltaje en el enlace de corriente directa, además puede controlar el factor de potencia ya que es capaz de regular el intercambio de potencia reactiva.

3.3.4 Convertidor lado red

Por lo general el convertidor lado red se encarga de mantener el voltaje en el enlace de corriente directa y de maximizar la inyección de potencia reactiva hacia la red. Otra característica de este convertidor es que puede ser usado para mantener el control de la potencia activa producida por el aerogenerador.

Ante una falla en la red, el convertidor lado red se desacopla, por lo que la potencia que le llega al convertidor lado generador hace que el voltaje en el enlace de corriente directa se incremente. Como se mencionó en la sección 3.1.1, la potencia proveniente del generador es producida por sus componentes mecánicas, por lo cual, no se puede disipar de forma rápida.

Para evitar que el voltaje en el enlace de corriente directa se incremente a una magnitud alta, el arreglo “resistencia de frenado a plena potencia” (Figura 3.1) opera. De lo contrario, el convertidor se bloquea y el AGCC se desconecta del resto de los aerogeneradores que integran la central eólica.

Si el sistema eléctrico de potencia al que está conectado la central eólica con AGCC's es débil, el voltaje puede presentar variaciones. En este caso el convertidor lado sistema debe complementarse con un control adicional de potencia reactiva.

3.3.5 Sistemas de protección del convertidor empleado en un AGCC

Los convertidores de potencia empleados en aerogeneradores conectados a través de convertidores tienen prácticamente todo el control de la operación de los aerogeneradores. Parámetros como: corriente en el generador y el convertidor lado generador, voltaje en el enlace de corriente directa, voltaje y corriente en el convertidor lado red, entre otros más, se deben estar monitoreando. Al ser violados los parámetros de las protecciones puede presentarse el caso en donde el aerogenerador se desconecte, dicho evento no está permitido dentro de los códigos de red. Debido a esto la gran importancia de tener protecciones que aseguren su buen funcionamiento, sobre todo, ante condiciones de disturbios.

Protección contra sobrevoltaje en el enlace de corriente directa

El principal ajuste en el enlace de corriente directa es el voltaje, debido a esto una protección contra sobrevoltaje debe ser incluida en el convertidor. De acuerdo con [7] este parámetro se ajusta a 1.45 p.u. del voltaje nominal de operación del enlace. De manera general, este parámetro es proporcionado por los fabricantes de aerogeneradores. Cualquier sobrevoltaje por encima del ajuste de la protección hará que el convertidor se bloquee desconectando al AGCC del resto de la central.

Protección contra sobrecorriente en el convertidor lado red

Debido a la tecnología empleada (IGBT's) por los convertidores, sensible a sobrecorrientes y sobrecargas térmicas, se deben emplear protecciones contra estos parámetros y se deben ajustar de tal forma que no provoque que el convertidor se bloquee y a su vez evitar la desconexión de los AGCC's.

El ajuste de sobrecorriente, al igual que el de sobrevoltaje es proporcionado por los fabricantes de AGCC's. Un parámetro comúnmente usado en el ajuste de sobrecorriente en un convertidor lado red de un AGCC es de 2 veces la corriente nominal en el rotor.

Protección del Generador

Una protección de gran importancia en el generador es la de sobrecorriente. La corriente inrush del generador debe ser considerada cuando se ajusta esta protección con el fin de evitar que se desconecte el convertidor como se menciona en la sección 3.1.2. Para aerogeneradores de imanes permanentes se agrega una protección contra sobrecargas térmicas ya que la operación de los aerogeneradores de imanes permanentes puede llegar a temperaturas denominadas "Curie" y perder el magnetismo en los imanes.

3.4 Huecos de tensión

Un hueco de tensión es considerado como la disminución súbita de voltaje ante un disturbio o falla en el sistema. La mayoría de los huecos de tensión se presentan de manera local en la red de distribución. Sin embargo una falla lejana, por ejemplo en una línea de transmisión, provoca huecos de tensión reflejados en diferentes puntos de medición.

Los dispositivos electrónicos son sensibles a cambios de voltaje. La mayoría de las protecciones de estos dispositivos llegan a disparar cuando la magnitud de voltaje cae por debajo del 90% de su valor nominal durante un tiempo mayor a dos ciclos.

La Figura 3.12 presenta un ejemplo de un hueco de tensión debido a una falla monofásica en la red con una duración aproximada de dos ciclos. Los datos graficados son resultados de pruebas realizados por Larry Morgan miembro IEEE y son obtenidos de [84].

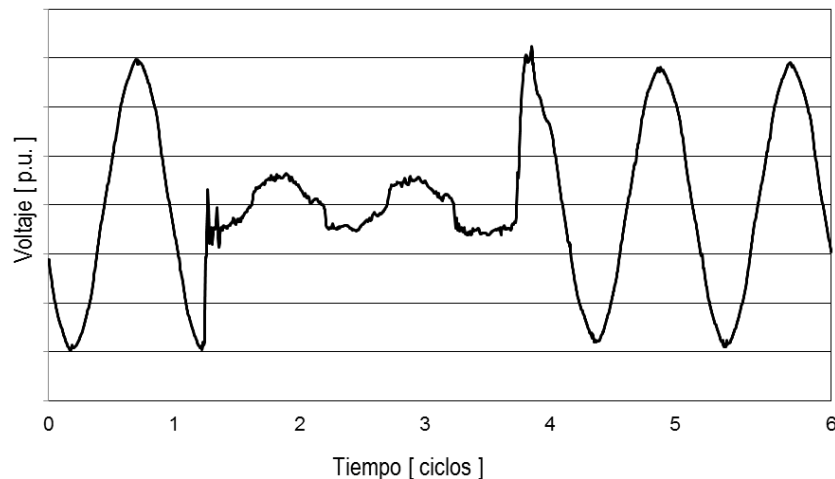


Figura 3.12 Hueco de tensión debido a una falla monofásica [84].

3.4.2 Duración de huecos de tensión

Cuando se presenta un hueco de tensión ocasionado por un disturbio en un sistema eléctrico, el equipo de control y protección debe actuar para liberar la falla y en consecuencia el voltaje vuelva a su valor previo al disturbio. La duración del hueco de tensión está determinado por los tiempos de liberación de la falla que se establecen en los códigos de red. En México están establecidos dentro de la REGISEN [2], la magnitud de voltaje que en el PDI ante disturbios se muestra en la sección 2.10.6 en la Figura 2.18. Generalmente en sistemas de transmisión las fallas son liberadas más rápido que en sistemas de distribución [85].

3.4.3 Clasificación de fallas de acuerdo al número de fases involucradas

Cuando se presenta una falla en un SEP, la caída de tensión es diferente para cada evento. La Figura 3.13 muestra un promedio de las fallas registradas, de acuerdo al número de fases involucradas, que provocaron que la magnitud de voltaje se redujera a 0.85 p.u. De forma similar en la Figura 3.14 se muestra un promedio de las fallas que llevaron la magnitud de voltaje por debajo de 0.10 p.u. [86].

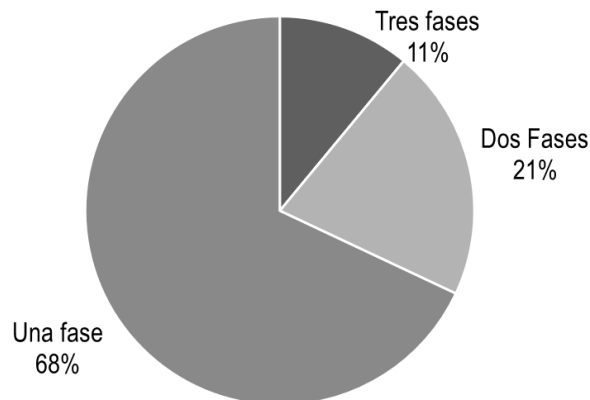


Figura 3.13 Porcentaje de fallas de acuerdo al número de fases involucradas que provocaron un hueco de tensión de hasta 0.85 p.u. [86].

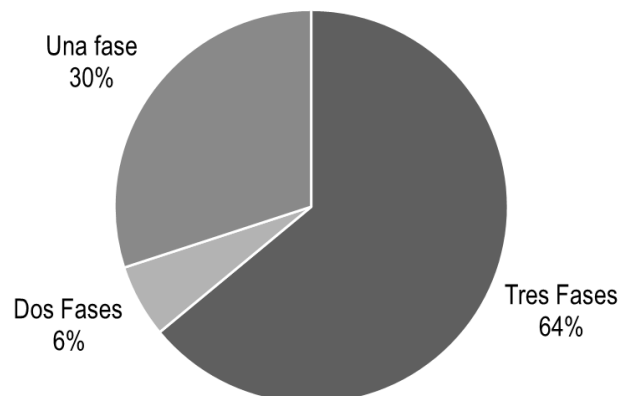


Figura 3.14 Porcentaje de fallas de acuerdo al número de fases involucradas que provocaron un hueco de tensión por debajo de 0.10 p.u. [86].

La gráfica de la Figura 3.15 muestra el porcentaje anual de incidencia de disturbios de acuerdo al número de fases involucradas. En el eje vertical se tiene el porcentaje anual de ocurrencia de fallas y en el eje horizontal la magnitud a la que desciende el voltaje.

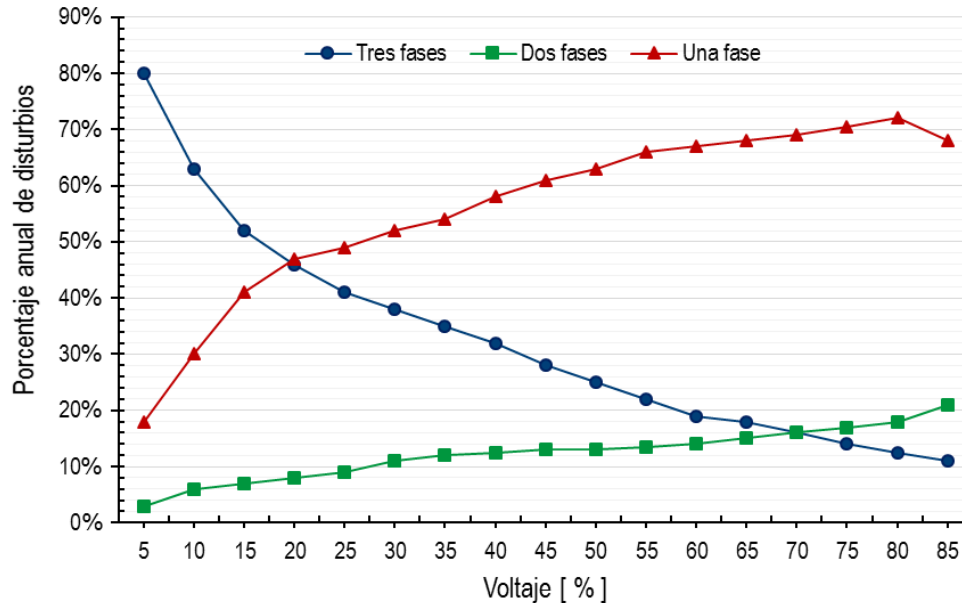


Figura 3.15 Incidencia anual de disturbios de acuerdo al número de fases involucradas y la magnitud del hueco de tensión [86].

3.4.4 Propagación del voltaje en el transformador debido a la conexión en sus devanados.

Cuando se presenta una falla en el sistema eléctrico la magnitud de voltaje no es la misma en el punto de falla que en algún otro punto del sistema. La caída de tensión provocada por una falla en el sistema está en función a diversos factores. La caída de tensión en los propios elementos, tipo de falla y la conexión en los devanados de los transformadores son características de gran importancia en el análisis del comportamiento del voltaje debido a una falla externa.

La Figura 3.16 muestra una configuración de la conexión de los transformadores desde el punto de interconexión hacia los aerogeneradores.

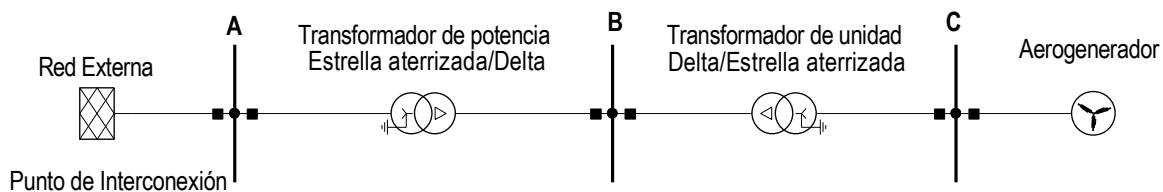


Figura 3.16 Esquema de conexión en los devanados de los transformadores en una central eólica común.

A continuación se muestran las ecuaciones para el cálculo del voltaje en los puntos A y C para el caso del diagrama mostrado en la Figura 3.16 ante diferentes tipos de fallas. El resto de las configuraciones y conexiones existentes en los devanados de los transformadores se encuentran descritas en [87] y [88].

Falla monofásica a tierra

Para una falla monofásica a tierra en el punto de interconexión de la Figura 3.16, los voltajes en el mismo punto (punto A) se calculan a través de las ecuaciones (3.25). Cabe resaltar que el valor de “V” corresponde a una magnitud de acuerdo a la severidad de la falla:

$$\begin{aligned} V_{an} &= V \\ V_{bn} &= -\frac{1}{2} - \frac{1}{2}j\sqrt{3} = (1 \angle -120) \quad [\text{p.u.}] \\ V_{cn} &= -\frac{1}{2} + \frac{1}{2}j\sqrt{3} = (1 \angle 120) \end{aligned} \quad (3.25)$$

Mientras que los voltajes de línea a tierra en el punto C de la Figura 3.16 para la misma falla son los siguientes:

$$\begin{aligned} V_{an} &= \frac{1}{3} + \frac{2}{3}V \\ V_{bn} &= -\frac{1}{6} - \frac{1}{3}V - \frac{1}{2}j\sqrt{3} \quad [\text{p.u.}] \\ V_{cn} &= -\frac{1}{6} - \frac{1}{3}V + \frac{1}{2}j\sqrt{3} \end{aligned} \quad (3.26)$$

Falla entre dos fases

Cuando se presenta una falla franca entre dos fases en los devanados de un transformador conectados en “estrella aterrizada” la máxima caída de tensión de línea a tierra en las fases falladas es de 0.5 p.u. Los voltajes de línea a tierra en el punto de interconexión y en los devanados de la conexión “estrella aterrizada” del transformador de unidad (punto C) se pueden calcular con las ecuaciones (3.27).

$$\begin{aligned} V_{an} &= 1 \\ V_{bn} &= -\frac{1}{2} - \frac{1}{2}Vj\sqrt{3} \quad [\text{p.u.}] \\ V_{cn} &= -\frac{1}{2} + \frac{1}{2}Vj\sqrt{3} \end{aligned} \quad (3.27)$$

Falla de dos fases a tierra

Los voltajes de línea a tierra en el punto de interconexión ante una falla de dos fases a tierra en el mismo punto se calculan con las ecuaciones (3.28).

$$\begin{aligned}V_{an} &= 1 \\V_{bn} &= -\frac{1}{2}V - \frac{1}{2}V j\sqrt{3} \quad [\text{p.u.}] \\V_{cn} &= -\frac{1}{2}V + \frac{1}{2}V j\sqrt{3}\end{aligned} \quad (3.28)$$

Ante la misma falla, los voltajes de línea a tierra en el punto C son:

$$\begin{aligned}V_{an} &= \frac{2}{3} + \frac{1}{3}V \\V_{bn} &= -\frac{1}{3} - \frac{1}{6}V - \frac{1}{2}V j\sqrt{3} \quad [\text{p.u.}] \\V_{cn} &= -\frac{1}{3} - \frac{1}{6}V + \frac{1}{2}V j\sqrt{3}\end{aligned} \quad (3.29)$$

Falla trifásica

Ante una falla trifásica en el punto de interconexión los voltajes en los puntos A y C son:

$$\begin{aligned}V_{an} &= V \\V_{bn} &= -\frac{1}{2}V - \frac{1}{2}V j\sqrt{3} \quad [\text{p.u.}] \\V_{cn} &= -\frac{1}{2}V + \frac{1}{2}V j\sqrt{3}\end{aligned} \quad (3.30)$$

3.5 Simulaciones en el programa DlgSILENT

En la actualidad los sistemas eléctricos de potencia presentan estructuras y modelos más detallados de los componentes que los conforman, tanto eléctricos como mecánicos. La incorporación de electrónica de potencia a los controles de los SEP's presenta un panorama más amplio y complejo en el modelado de cualquier sistema eléctrico, esto conlleva a una nueva forma de análisis. Por lo anterior, programas especializados en el manejo de sistemas de potencia son ideales para plantear y analizar los nuevos modelos de las diferentes centrales de generación de energía eléctrica.

El programa DlgSILENT Power Factory es un programa especializado en sistemas eléctricos de potencia. Dentro de sus capacidades permite analizar la estabilidad de un sistema eléctrico durante un comportamiento en estado estacionario y/o dinámico en el dominio del tiempo.

Para un análisis transitorio, DlgSILENT presenta la siguiente clasificación de acuerdo a los estudios que se pretendan realizar [89].

- Periodo corto del transitorio (transitorio electromagnético).
- Periodo medio del transitorio (transitorio electromecánico).
- Periodo largo del transitorio (considerado también como transitorio electromecánico).

En la versión DlgSILENT Power Factory 15.0.1 existen tres principales módulos para las simulaciones y en cualquiera de ellos se puede hacer análisis en estado estacionario o ante transitorios en el dominio del tiempo. Los módulos son los siguientes:

- **RMS Balanceado:** es una simulación que utiliza los parámetros de la red en condiciones balanceadas y se ubica dentro del periodo transitorio medio y/o largo.
- **RMS Desbalanceado (Fases A, B, C):** es una simulación que además de realizar estudios en redes balanceadas utiliza los parámetros de cada fase para estudios de redes desbalanceadas dentro de transitorios medios y/o largos.
- **EMT Trifásica (transitorios electromagnéticos):** esta simulación utiliza el modelo del sistema con todas las condiciones de dinámica de la red y es ideal para transitorios cortos, aunque también puede ser empleada en transitorios medios y largos.

3.5.1 Simulación RMS balanceada

La característica principal de este modo de simulación es el análisis de fallas simétricas, ya que el modelado del sistema requiere las características de los elementos que lo integran considerando la red balanceada. Dichas características son usadas para hacer una representación de la red con las componentes fundamentales de voltajes y corrientes.

Dependiendo de los modelos de los generadores, motores y controles, se pueden realizar los siguientes estudios:

- Tiempos críticos de liberación de fallas.
- Control para mejorar la amortiguación del sistema.
- Arranque de motores y generadores.
- Pérdidas de generación.
- Variación de carga o desconexión de carga.
- Conexión y desconexión de líneas y transformadores.
- Fallas simétricas de corto circuito.
- Cambios en los valores de los parámetros de los elementos del sistema.

3.5.2 Simulación RMS desbalanceada (Fases A, B, C)

La simulación RMS desbalanceada permite analizar una red eléctrica desbalanceada o también si el sistema es sometido a fallas asimétricas. El modelo de una red en este tipo de simulación requiere los parámetros de cada fase (A, B y C). Debido a estas características se vuelve una buena opción para el análisis del comportamiento dinámico ante fallas asimétricas.

Con este tipo de simulación se pueden realizar estudios como los siguientes:

- Corto circuito monofásico a tierra.
- Corto circuito bifásico a tierra.
- Corto circuito bifásico.
- Corto circuito trifásico.
- Interrupción de líneas, en una o dos de sus fases.

La simulación RMS desbalanceada permite también realizar análisis de redes balanceadas y fallas simétricas al igual que la simulación RMS balanceada.

3.5.3 Simulación EMT Trifásica

Cuando se requiere un análisis dinámico a detalle de algún sistema eléctrico con redes balanceadas y/o desbalanceadas se realiza una simulación EMT (transitorios electromagnéticos). En este tipo de simulaciones los parámetros de cada fase de los elementos que integran a la red, considerando parámetros de secuencia +, - y 0, son utilizados para un estudio en el dominio del tiempo. Esto implica además, que las simulaciones en EMT presentan un nivel de detalle elevado (formas de onda).

Las simulaciones EMT pueden ser empleadas para transitorios cortos, medios y largos, como en el caso de simulaciones RMS, sin embargo los métodos de integración son diferentes y esto implica que el tiempo de ejecución de la simulación sea mayor para cada caso. Es por eso que la simulación EMT es ideal para transitorios cortos e inclusive dentro de un tiempo medio.

Algunos de los estudios que se pueden realizar con una simulación EMT son los siguientes:

- Componentes armónicas de corriente y voltaje.
- Comportamiento de un sistema HVDC.
- Saturación en transformadores.
- Sobrevoltajes en dispositivos ante ocurrencias de cierre y apertura de interruptores.
- Descargas atmosféricas.
- Análisis del comportamiento ante fallas transitorias para ajuste de protecciones.

3.5.4 Pasos de integración

Dependiendo del análisis que se pretenda realizar a un sistema eléctrico, se debe elegir algún modo de simulación en particular. Diferentes técnicas de solución son empleadas en cada modo de simulación. El modo de simulación EMT usa métodos numéricos de integración con pasos muy pequeños mientras que en una simulación RMS los pasos de integración son más grandes.

En comparación, una simulación RMS tiene un tiempo de solución más rápida que en el modo EMT. Sin embargo, EMT presenta un mayor grado de detalle en la solución, esto debido a los pasos de integración utilizados en los métodos de solución para cada modo de simulación.

Los pasos de integración comúnmente usados en DIgSILENT son:

- Modo EMT (Transitorios electromagnéticos): mínimo=0.0001 s, máximo=0.008 s.
- Modo RMS (Transitorios electromecánicos): mínimo =0.01 s, máximo = 0.1 s.

3.6 Modelado de los elementos que integran a una central eólica a gran escala en DIgSILENT

Los modelos de los elementos que integran a una central eólica a gran escala dentro del programa DIgSILENT se describen en esta sección.

Los principales módulos de información para el ingreso de parámetros son los siguientes:

- Datos básicos (Basic Data)
- Flujos de carga (Load Flow)
- Corto Circuito (Complete Short.Circuit)
- Simulaciones dinámicas RMS (RMS Simulation)
- Simulaciones dinámicas EMT (EMT Simulation)
- Análisis de armónicos y calidad de potencia (Harmonics/Power Quality)
- Análisis de protecciones (Protection)

3.6.1 Aerogenerador de inducción doblemente alimentado

En la Figura 3.17 se muestra un modelo del circuito equivalente de un generador de inducción doblemente alimentado utilizado en DIgSILENT [90]. En este esquema se aprecia un convertidor en el lado del rotor del generador. El modelo es desarrollado en el marco de referencia d-q del rotor.

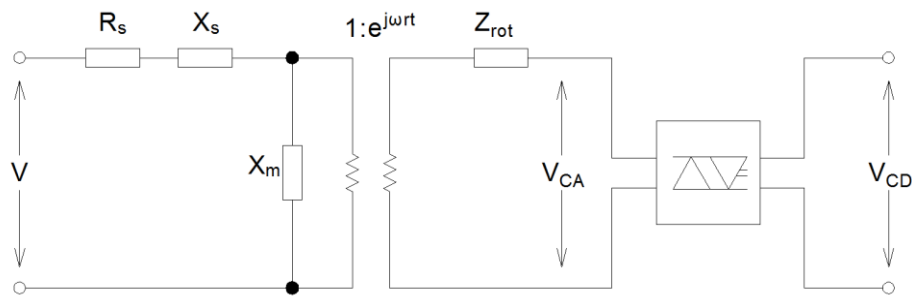


Figura 3.17 Modelo del circuito equivalente de una máquina de inducción doblemente alimentada utilizado en el programa DlgSILENT [90].

Datos básicos

En la Figura 3.18 se muestra una ventana de DlgSILENT en la que se ingresan datos básicos de un aerogenerador de inducción doblemente alimentado, resaltan características como: nombre del aerogenerador, voltaje y potencia nominal, frecuencia de operación, entre otras características más.

Name	
AGIDA 2.7 MW	
Rated Voltage	
	0.69 kV
Input Mode	
☐	Slip-Torque/Current Characteristic
☒	Electrical Parameter
Power Rating	
☒	Rated Apparent Power 3000. kVA
☐	Rated Mechanical Power 2629.348 kW
Rated Power Factor 0.8952112	
Efficiency at nominal Operation 97.90422 %	
Nominal Frequency 60. Hz	
Nominal Speed 1782.183 rpm	
No of Pole Pairs 2	
Connection Y	
Zero Sequence	
Resistance	0.01 p.u.
Reactance	0.1 p.u.

Figura 3.18 Ventana de DlgSILENT para el ingreso de datos básicos de un AGIDA.

Flujos de carga

Dentro del DlgSILENT los nodos de generación se pueden modelar de tres formas: Control de factor de potencia, control de voltaje y control de caída de voltaje.

1. **Control de factor de potencia:** esta opción corresponde a un bus PQ, en donde la potencia activa y reactiva entregada por los aerogeneradores son especificadas.

2. **Control de voltaje:** esta opción corresponde a un bus PV, en donde el control de voltaje se logra a través de la regulación de potencia reactiva mientras que la potencia activa se mantiene constante.
3. **Control de caída de voltaje:** esta opción corresponde a un bus DV, en donde los modelos de algunos los elementos tienen controles adicionales para la regulación de voltaje ante disturbios.

En la Figura 3.19 se aprecian las opciones que puede tener un bus de generación en DlgSILENT para el caso de un aerogenerador de inducción doblemente alimentado, asimismo se muestra una curva de capacidad de un aerogenerador de este tipo.

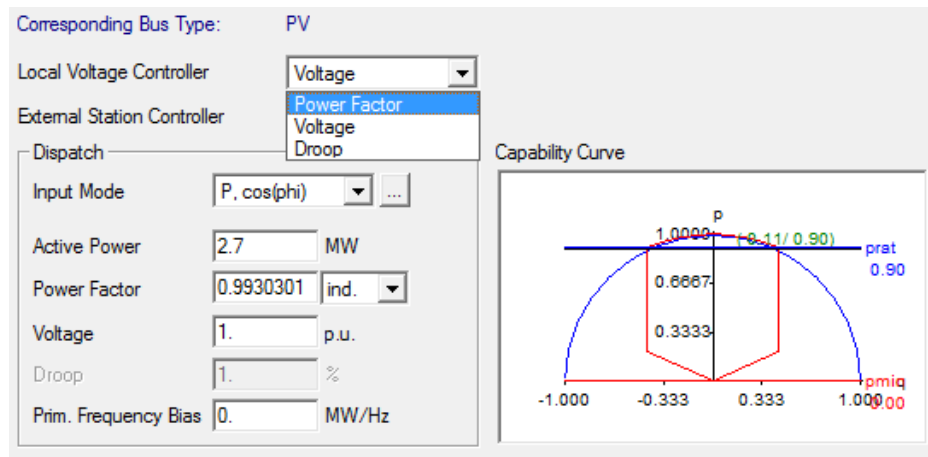


Figura 3.19 Ventana de DlgSILENT de datos de flujos de carga de un AGIDA.

Dentro del modelado del AGIDA se tiene un apartado para los límites de operación de potencia reactiva. Un ejemplo es mostrado en la Figura 3.20.

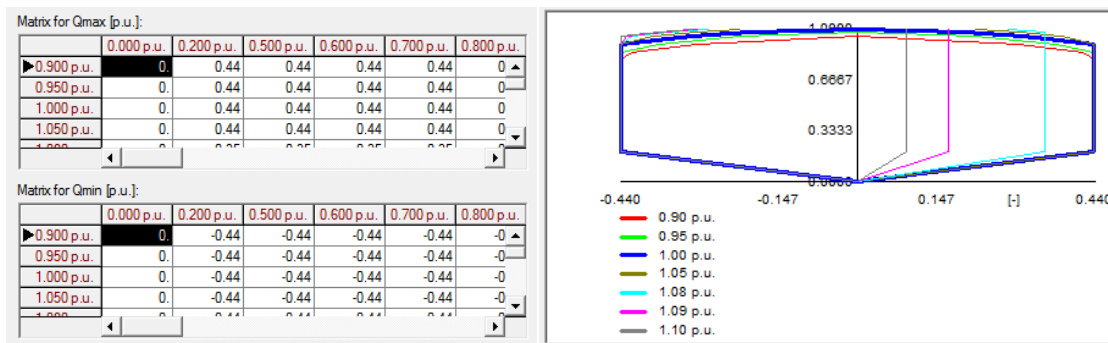


Figura 3.20 Ventana de DlgSILENT para parámetros de la curva de capacidad de potencia reactiva de un AGIDA.

Corto circuito

En la Figura 3.21 se muestra el modelo del circuito equivalente para estudios de corto circuito de un AGIDA.

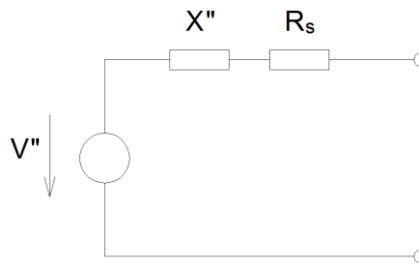


Figura 3.21 Modelo del circuito equivalente utilizado en DlgSILENT para estudios de corto circuito de un AGIDA [90].

Simulaciones dinámicas (RMS/EMT)

Para el análisis transitorio en el dominio del tiempo el convertidor de potencia es controlado por un esquema PWM y dentro del DlgSILENT el modelado se basa utilizando el marco de referencia d-q del rotor.

3.6.2 Aerogenerador conectado a través de convertidores

Un aerogenerador conectado a través de convertidores en DlgSILENT se modela como si fuera un generador estático debido a que el comportamiento del AGCC está en función del convertidor [91].

Datos básicos

En la Figura 3.22 se puede apreciar una ventana de DlgSILENT en donde se muestran las características y parámetros básicos que tiene el modelo de un generador estático. Destacan datos como: nombre, tipo o categoría del generador estático (Aerogenerador), potencia nominal aparente, factor de potencia, entre otras.

La imagen muestra la interfaz de usuario de DlgSILENT para configurar un generador estático. El formulario contiene los siguientes campos:

- Name:** AGCC
- Terminal:** Parque Eólico\BT 1.1\Cub_1
- Zone:** ...
- Area:** ...
- ☐ Out of Service
- Technology:** 3PH
- Category:** Wind Generator
- Number of parallel Machines:** 1
- Ratings:**
 - Nominal Apparent Power: 3. MVA
 - Power Factor: 1.

Figura 3.22 Ventana de DlgSILENT de datos básicos de un generador estático.

Flujos de carga

El modelo de un generador estático cuenta con las mismas características para estudios de flujos de carga que un AGIDA. Algunos de los parámetros a considerar son mostrados en la Figura 3.19 y Figura 3.20 y de igual forma se puede modelar con alguno de los tres tipos de nodos mencionados para un generador de inducción.

Corto circuito

Un generador estático, par análisis de corto circuito, se puede modelar de las siguientes formas de acuerdo con [91]: sin contribución al corto circuito y máxima contribución individual a la falla.

Simulaciones dinámicas RMS y EMT

Para análisis dinámicos el generador estático esta modelado en el marco de referencia d-q, en donde los parámetros de secuencia positiva, negativa y cero deben ser considerados para estudios de redes o fallas desbalanceadas.

Las simulaciones en el dominio del tiempo se pueden hacer a través de dos modelos: modelo de fuente de corriente y modelo de fuente de voltaje. El uso de alguno de los modelos depende del tipo de central de generación que se desea analizar.

1. Modelo de fuente de corriente

En la Figura 3.23 se presenta el modelo que se emplea en DigSILENT del generador estático como fuente de corriente. Dicho modelo puede ser empleado para simular una central conformada por celdas fotovoltaicas.

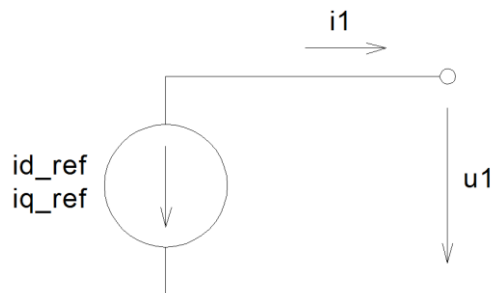


Figura 3.23 Modelo de DigSILENT del generador estático como fuente de corriente.

Las señales de entrada de este modelo son:

- id_ref : Corriente de referencia en el eje d [p.u.]
- iq_ref : Corriente de referencia en el eje q [p.u.]
- $\cos\phi$: Coseno del ángulo de referencia en el marco d-q
- $\sin\phi$: Seno del ángulo de referencia en el marco d-q

2. Modelo de fuente de voltaje

En la Figura 3.24 se presenta el modelo que se utiliza en DlgSILENT del generador estático como fuente de voltaje. Este modelo se utiliza para representar una central eólica con aerogeneradores conectados a través de convertidores.

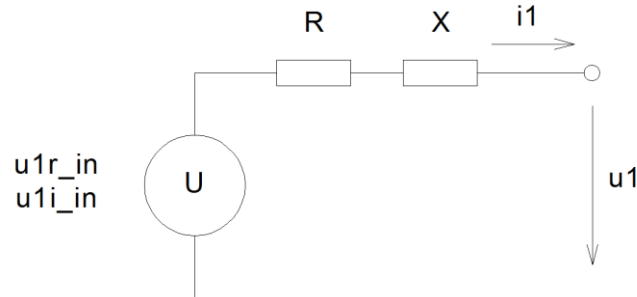


Figura 3.24 Modelo de DlgSILENT del generador estático como fuente de voltaje.

Las señales de entrada de este modelo son:

- $u1r_in$: Parte real del voltaje de entrada de secuencia positiva [p.u.]
- $u1i_in$: Parte imaginaria del voltaje de entrada de secuencia positiva [p.u.]

Parámetros de entrada

- uk : Impedancia de corto circuito del reactor en serie [%]
- P_{cu} : Pérdidas en el cobre del reactor en serie [kW]

3.6.3 Transformador trifásico

El modelo de un transformador trifásico de dos devanados utilizado en DlgSILENT se muestra en la Figura 3.25. En donde se aprecian los circuitos de secuencia positiva/negativa y cero para el modelo de un transformador conectado en Estrella/Delta en sus devanados de alto y bajo voltaje respectivamente.

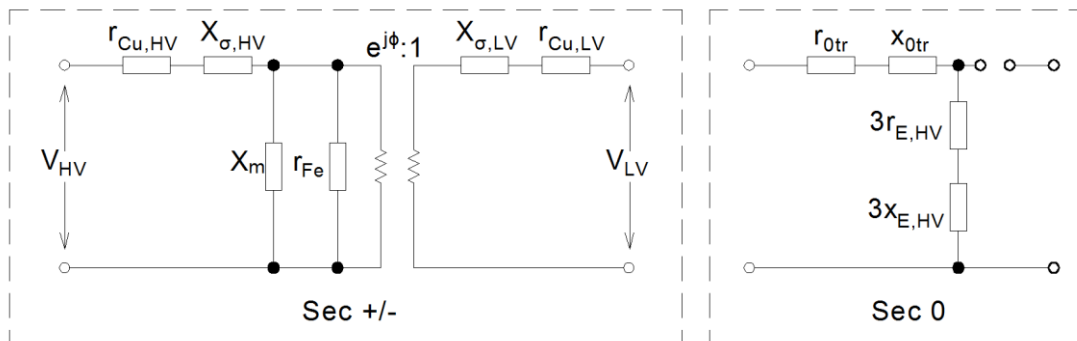


Figura 3.25 Modelos de secuencia positiva/negativa y cero del transformador de dos devanados con conexión Estrella/Delta empleado en DlgSILENT [92].

La nomenclatura de las variables se encuentra dentro de [92].

Datos básicos

Dentro de los parámetros y datos básicos de un transformador trifásico de dos devanados se encuentran: nombre, potencia nominal, frecuencia de operación, voltajes en devanados de alta y baja tensión, tipo de conexión en devanados, impedancias de secuencia, entre otros más. Dichas características se pueden apreciar en la ventana de datos de DIgSILENT mostrada en la Figura 3.26.

The screenshot shows the 'Basic Data' window for a transformer. The 'Name' field is 'TRF 20/115 kV. 125 MVA'. The 'Technology' is 'Three Phase Transformer'. 'Rated Power' is '125. MVA' and 'Nominal Frequency' is '60. Hz'. Under 'Rated Voltage', 'HV-Side' is '115. kV' and 'LV-Side' is '20. kV'. The 'Vector Group' is 'YN' for HV-Side and 'D' for LV-Side. 'Phase Shift' is '11 *30deg' and the 'Name' is 'YNd11'. Under 'Positive Sequence Impedance', 'Short-Circuit Voltage uk' is '8. %' and 'Copper Losses' is '0. kW'. Under 'Zero Sequence Impedance', 'Short-Circuit Voltage uk0' is '7. %' and 'SHC-Voltage (Re(uk0)) uk0r' is '0. %'.

Figura 3.26 Ventana de DIgSILENT de datos básicos de un transformador trifásico de dos devanados.

Flujos de carga

Para estudios de flujos de carga, además de considerar el modelo detallado del transformador mostrado en la Figura 3.25, se considera si el transformador opera con cambiadores de derivación (TAP's) para la regulación de voltaje. Una ventana típica de DIgSILENT de dichos parámetros es mostrada en Figura 3.27.

The screenshot shows the 'Tap' window. It has a checkbox 'According to Measurement Report' which is unchecked. 'Additional Voltage per Tap' is '1.5 %' and 'Phase of du' is '0. deg'. 'Tap Position' is '9' with a range 'Neutral: 9 Min: 1 Max: 17'. 'External Tap Controller' and 'External Station Controller' are both set to '...'. 'Automatic Tap Changing' is checked. 'Tap Changer' is 'continuous'. 'Controlled Node is at' is 'LV' and 'Phase' is 'Pos.Seq.'. 'Control Mode' is 'V' and 'Setpoint' is 'local'. 'Remote Control' is unchecked. 'Voltage Setpoint' is '1.02 p.u.'.

Figura 3.27 Ventana de DIgSILENT para cambiadores de derivación (TAP's) de un transformador trifásico.

Corto circuito y simulaciones dinámicas (RMS/EMT)

Al igual que en estudios de flujos de carga, para un análisis dinámico de redes o fallas desbalanceadas se requieren los parámetros de impedancias de secuencia +/- y 0 del transformador, dichos parámetros se muestran también en la Figura 3.26.

Simulaciones dinámicas EMT

Para simulaciones dinámicas y/o análisis para ajustes de protecciones del transformador, se deben tomar en cuenta características como: saturación del transformador, corrientes inrush, entre algunas más descritas en [92].

3.6.4 Cables de potencia

La Figura 3.28 muestra un esquema típico de un cable de potencia empleado en DIgSILENT.

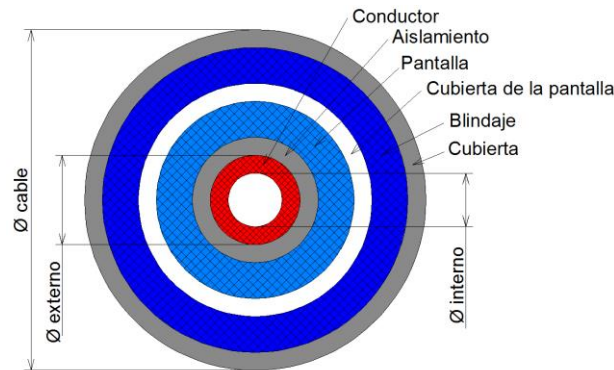


Figura 3.28 Esquema típico de un cable de potencia con un solo núcleo empleado en DIgSILENT [93].

Arreglos comunes en sistemas que emplean cables de potencia

Las opciones de configuraciones de cables de potencia que se presentan en DIgSILENT son las siguientes:

- Cables en paralelo con configuración plana: los cables están aterrizados directamente a tierra física.
- Cables en paralelo dentro de un tubo metálico con configuración triangular: los cables son colocados dentro de un tubo, regularmente de metal, y este a su vez puesto a tierra.

Cálculo de parámetros eléctricos

Los sistemas eléctricos que emplean cables de potencia presentan arreglos en donde los cables se encuentran localizados a distancias muy cercanas entre ellos. Debido a esta condición de operación se debe considerar el acoplamiento entre fases.

El cálculo de la impedancia serie y admitancia en derivación de cables de potencia empleado en DigSILENT [93] está basado en las ecuaciones formuladas por A. Ametani [94] bajo las siguientes consideraciones:

- Arreglo coaxial del cable (conductores y capas de material aislante)
- Para líneas monofásicas de un solo núcleo con una configuración dentro del tubo metálico deben estar concéntricos respecto al tubo.
- La capa conductora del cable debe tener un valor de permeabilidad constante y las capas que no son de material magnético no son consideradas en los modelos.
- Las pérdidas eléctricas en las capas aislantes se desprecian.

La formulación general de la impedancia serie y la admitancia en derivación es la siguiente:

$$\frac{\partial [\bar{U}]}{\partial x} = -[\bar{Z}] \cdot [\bar{I}] \quad (3.31)$$

$$\frac{\partial [\bar{I}]}{\partial x} = -[\bar{Y}] \cdot [\bar{U}] \quad (3.32)$$

Dónde:

$[\bar{U}], [\bar{I}]$ = Vectores de voltaje y corriente por unidad de distancia

$[\bar{Z}], [\bar{Y}]$ = Matrices de impedancias y admitancias.

3.6.5 Línea de transmisión

Los principales modelos de líneas de transmisión dentro del programa DigSILENT permiten hacer estudios de líneas en corriente directa y corriente alterna para circuitos: monofásicos, bifásicos y trifásicos con o sin conductor neutro o a tierra.

En la Figura 3.29 se muestra el modelo del circuito equivalente PI para una línea de transmisión con parámetros concentrados empleado en DigSILENT para el análisis de líneas de transmisión de ese tipo.

Del circuito equivalente de la Figura 3.29 se obtiene la formulación para la caída de voltaje en la línea

$$\begin{bmatrix} \bar{U}_{s,A} \\ \bar{U}_{s,B} \\ \bar{U}_{s,C} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \bar{U}_{r,A} \\ \bar{U}_{r,B} \\ \bar{U}_{r,C} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta \bar{U}_A \\ \Delta \bar{U}_B \\ \Delta \bar{U}_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_s & \bar{Z}_m & \bar{Z}_m \\ \bar{Z}_m & \bar{Z}_s & \bar{Z}_m \\ \bar{Z}_m & \bar{Z}_m & \bar{Z}_s \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{I}_A \\ \bar{I}_B \\ \bar{I}_C \end{bmatrix} \quad (3.33)$$

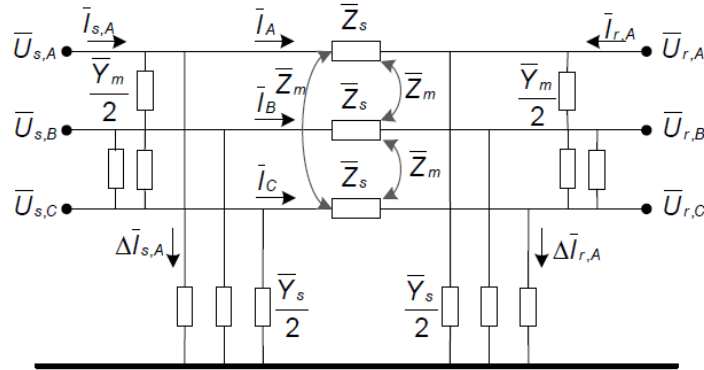


Figura 3.29 Circuito equivalente PI de una línea de transmisión con parámetros concentrados empleado en DIgSILENT [95].

La corriente en el nodo de envío es

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_{s,A} \\ \bar{I}_{s,B} \\ \bar{I}_{s,C} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta \bar{I}_{s,A} \\ \Delta \bar{I}_{s,B} \\ \Delta \bar{I}_{s,C} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \bar{I}_A \\ \bar{I}_B \\ \bar{I}_C \end{bmatrix} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} \bar{Y}_s & \bar{Y}_m & \bar{Y}_m \\ \bar{Y}_m & \bar{Y}_s & \bar{Y}_m \\ \bar{Y}_m & \bar{Y}_m & \bar{Y}_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{U}_{s,A} \\ \bar{U}_{s,B} \\ \bar{U}_{s,C} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \bar{I}_A \\ \bar{I}_B \\ \bar{I}_C \end{bmatrix} \quad (3.34)$$

Y la corriente en el nodo de recepción es

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_{r,A} \\ \bar{I}_{r,B} \\ \bar{I}_{r,C} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta \bar{I}_{r,A} \\ \Delta \bar{I}_{r,B} \\ \Delta \bar{I}_{r,C} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \bar{I}_A \\ \bar{I}_B \\ \bar{I}_C \end{bmatrix} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} \bar{Y}_s & \bar{Y}_m & \bar{Y}_m \\ \bar{Y}_m & \bar{Y}_s & \bar{Y}_m \\ \bar{Y}_m & \bar{Y}_m & \bar{Y}_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{U}_{r,A} \\ \bar{U}_{r,B} \\ \bar{U}_{r,C} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \bar{I}_A \\ \bar{I}_B \\ \bar{I}_C \end{bmatrix} \quad (3.35)$$

Las matrices de impedancia serie y admitancia en derivación son resultado de aplicar una reducción para eliminar los cables de tierra y se muestran en las ecuaciones (3.36) y (3.37) respectivamente.

$$\begin{bmatrix} \bar{Z}_{ABC} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_s & \bar{Z}_m & \bar{Z}_m \\ \bar{Z}_m & \bar{Z}_s & \bar{Z}_m \\ \bar{Z}_m & \bar{Z}_m & \bar{Z}_s \end{bmatrix} \quad (3.36)$$

$$\begin{bmatrix} \bar{Y}_{ABC} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_s & \bar{Y}_m & \bar{Y}_m \\ \bar{Y}_m & \bar{Y}_s & \bar{Y}_m \\ \bar{Y}_m & \bar{Y}_m & \bar{Y}_s \end{bmatrix} \quad (3.37)$$

Análisis en el dominio del tiempo

Los modelos de una línea de transmisión para un análisis dinámico se logran mediante una conversión: de un esquema en el dominio de la frecuencia al dominio del tiempo. Por lo que las ecuaciones (3.33), (3.34) y (3.35) se convierten en:

$$\begin{bmatrix} u_{s,A} \\ u_{s,B} \\ u_{s,C} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} u_{r,A} \\ u_{r,B} \\ u_{r,C} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta u_A \\ \Delta u_B \\ \Delta u_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s & R_m & R_m \\ R_m & R_s & R_m \\ R_m & R_m & R_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_A \\ i_B \\ i_C \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_s & L_m & L_m \\ L_m & L_s & L_m \\ L_m & L_m & L_s \end{bmatrix} \frac{d}{dx} \begin{bmatrix} i_A \\ i_B \\ i_C \end{bmatrix} \quad (3.38)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta i_{s,A} \\ \Delta i_{s,B} \\ \Delta i_{s,C} \end{bmatrix} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} G_s & G_m & G_m \\ G_m & G_s & G_m \\ G_m & G_m & G_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_{s,A} \\ u_{s,B} \\ u_{s,C} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} C_s & C_m & C_m \\ C_m & C_s & C_m \\ C_m & C_m & C_s \end{bmatrix} \frac{d}{dx} \begin{bmatrix} u_{s,A} \\ u_{s,B} \\ u_{s,C} \end{bmatrix} \quad (3.39)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta i_{r,A} \\ \Delta i_{r,B} \\ \Delta i_{r,C} \end{bmatrix} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} G_s & G_m & G_m \\ G_m & G_s & G_m \\ G_m & G_m & G_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_{r,A} \\ u_{r,B} \\ u_{r,C} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} C_s & C_m & C_m \\ C_m & C_s & C_m \\ C_m & C_m & C_s \end{bmatrix} \frac{d}{dx} \begin{bmatrix} u_{r,A} \\ u_{r,B} \\ u_{r,C} \end{bmatrix} \quad (3.40)$$

3.7 Procedimiento general de una simulación en DlgSILENT

Una vez que se tiene el modelado del sistema eléctrico que se pretende analizar, los pasos generales a seguir para realizar una simulación en DlgSILENT son los siguientes:

1. Definición del caso base:
 - ❖ Resultados de flujos de carga del SEP modelado.
2. Definición de los eventos a simular, algunos son:
 - ❖ Fallas
 - ❖ Desconexión de líneas
3. Definición de variables sujetas a análisis de los elementos que integran el sistema eléctrico (Generadores, líneas, transformadores, etcétera), algunas de las variables pueden ser:
 - ❖ Voltaje
 - ❖ Corriente
 - ❖ Potencia
 - ❖ Entre otras
4. Selección de resultados deseados para su análisis en forma gráfica de algunas o todas las variables elegidas en el paso 3:

- ❖ Gráficas de voltaje
 - ❖ Graficas de corriente
 - ❖ Entre otras
5. Cálculo de condiciones iniciales de la simulación en el siguiente orden:
- ❖ Cálculo de flujos de carga.
 - ❖ Selección del tipo de simulación: RMS balanceada, RMS desbalanceada o EMT
 - ❖ Selección de pasos de integración mínimos o máximos (valores por default o modificables)
6. Ejecución de la simulación
- ❖ Selección del tiempo de simulación
7. Obtención de las gráficas definidas en el paso 4.

Si se requiere analizar alguna variable más o si se requiere algún evento diferente, el procedimiento se puede realizar las veces que sea necesario.

Capítulo 4

Simulación del comportamiento eléctrico de centrales eólicas a gran escala ante fallas transitorias

Las simulaciones aplicadas a los modelos de las centrales eólicas presentadas en esta Tesis están realizadas con base a los requerimientos especificados en las reglas de interconexión que rigen actualmente en México.

Las fallas simuladas se aplican en el punto de interconexión (PDI). Considerando que el nivel de voltaje de operación en ese punto es de 115 kV, los tiempos máximos de duración de las fallas en el PDI con base en [2] son los siguientes:

- Falla trifásica: 150 ms.
- Falla entre dos fases: 150 ms.
- Falla de dos fases a tierra: 150 ms.
- Falla de una fase a tierra: 150 ms.

Las centrales eólicas a gran escala modeladas son:

1. Central eólica con aerogeneradores de inducción doblemente alimentados (Modelo 1)
2. Central eólica con aerogeneradores conectados a través de convertidores (Modelo 2)

4.1 Modelo de una central eólica con aerogeneradores de inducción doblemente alimentados (Modelo 1)

Se modela una central eólica con aerogeneradores de inducción doblemente alimentados que tiene una capacidad generación de 67.5 MW. Dicha central se interconecta a la red externa a un nivel de tensión de 115 kV cumpliendo un factor de potencia en el punto de interconexión de $FP=1.0$. El diagrama del modelo de la central se aprecia en la Figura 4.1 o con más detalle en la Figura B-1 localizada en el Apéndice B.

La línea de transmisión de interconexión es aérea y tiene una longitud de 20 km con un conductor de 795 MCM a 115 kV.

La subestación colectora cuenta con un transformador de potencia de una capacidad de 125 MVA con voltajes nominales de 115/20 kV y una conexión Estrella aterrizada/Delta en sus devanados (lado de alta y baja tensión respectivamente). Cuenta además con 4 bancos de capacitores de 3.6 Mvar cada uno para el ajuste de potencia reactiva entregada en el punto de interconexión para un factor de potencia diferente al unitario.

La central se compone de 25 aerogeneradores de inducción doblemente alimentados con capacidad de 2.7 MW cada uno. Dichos aerogeneradores cuentan con un transformador a pie de torre que eleva su voltaje de 0.69 kV en baja tensión a 20 kV en media tensión. La capacidad de cada transformador es de 3 MVA con una conexión en sus devanados en Delta/Estrella aterrizada (Alta y Baja tensión respectivamente).

Para el sistema colector, los alimentadores secundarios son de tipo XLPE-RA 25 kV 3(1x500 KCM) de aluminio y los alimentadores principales son de tipo XLPE 25 kV 3(1x750 KCM) de aluminio.

La descripción de las características y parámetros de cada elemento que integran a la central eólica con aerogeneradores doblemente alimentados están descritos en el Apéndice A.

4.1.1 Caso base en central con AGIDA

Para el caso base se considera que la central eólica está entregando su máxima capacidad de generación de potencia activa, es decir 67.5 MW.

En el punto de interconexión se tienen las siguientes condiciones operativas:

- Corriente máxima de corto circuito: $I_{cc}=17$ kA
- Potencia máxima de corto circuito: $S_{cc}=3386$ MVA
- Factor de potencia: $FP_{PDI}=1.0$
- Corriente nominal: $I_{nom_PDI}=0.33$ kA

Para lograr que se cumpla el factor de potencia unitario en el punto de interconexión los parámetros de los aerogeneradores de inducción doblemente alimentados son ajustados y se encuentran operando con las siguientes características:

- Factor de potencia en los aerogeneradores: $FP_{AGIDA}=0.9930301$ en atraso
- Voltaje de operación de los aerogeneradores: 0.69 kV
- Corriente nominal en aerogeneradores: $I_{nom_AGIDA}=2.51$ kA

En la Figura 4.1 o Figura B-1 además podemos observar que en el punto de interconexión se reciben 66.5 MW de potencia activa trifásica la cual es enviada por el parque eólico mientras que la potencia reactiva trifásica recibida es de 0 Mvar comprobando así que se cumple el factor de potencia requerido en el punto de interconexión para este modelo.

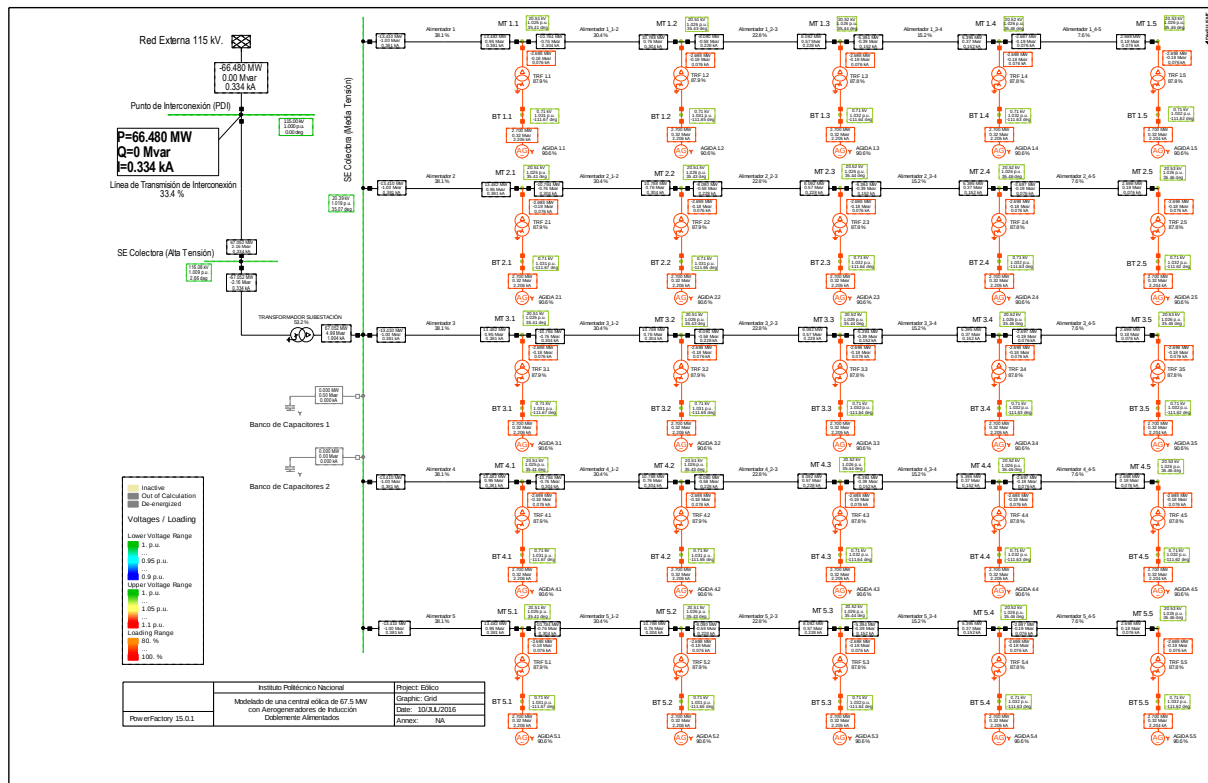


Figura 4.1 Modelo de una central eólica de 67.5 MW con aerogeneradores de inducción doblemente alimentados (Modelo 1) en DigSILENT.

4.1.2 Caso 1: Falla trifásica

Para el Caso 1 se simula una falla trifásica en el PDI en el modelo de la central con AGIDA. Se hacen mediciones mostrando el comportamiento antes, durante y posterior a la falla: en el punto de aplicación de la falla y en los aerogeneradores. Su comportamiento es ilustrado de la Figura 4.2 a la Figura 4.13.

La Figura 4.2 muestra las formas de onda de voltaje de línea a tierra en el PDI para el Caso 1. Se observa que en estado de pre-falla el voltaje pico es de 93.8 kV por fase. Al aplicar la falla en $t=0s$ el nivel de tensión desciende hasta 0 volts permaneciendo así hasta el instante de la liberación del disturbio en $t=0.150s$. Una vez finalizado el disturbio los niveles de voltaje vuelven a sus valores de pre-falla.

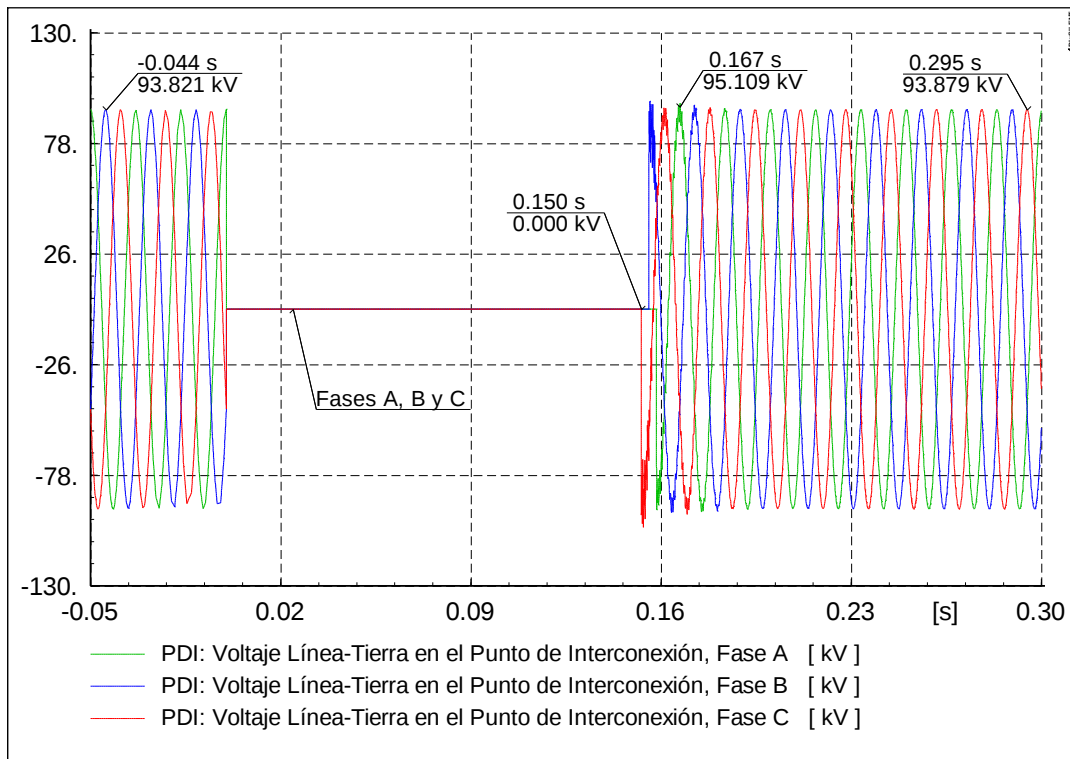


Figura 4.2 Formas de onda de voltaje de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 1.

La Figura 4.3 muestra el comportamiento de los voltajes de línea a tierra (RMS) en el PDI para el Caso 1. En esta figura se observa que la magnitud de los voltajes de pre-falla es de 1.0 p.u. Una vez que se aplica la falla en $t=0s$ los niveles de voltaje caen a 0 p.u. en las tres fases mantenido este comportamiento hasta que se libera el disturbio en $t=0.150s$. Posterior a su liberación los niveles de voltaje vuelven a recuperar inmediatamente sus valores de pre-falla.

La Figura 4.4 muestra el comportamiento de los voltajes de línea a tierra (RMS) en los aerogeneradores para el Caso 1. Se aprecia que la magnitud de voltaje a la cual están operando previo al disturbio es de 1.0 p.u. Cuando se inicia la falla en $t=0s$ su nivel baja a 0.13 p.u., para el instante posterior a $t=0.042s$ se eleva a 0.15 p.u. permaneciendo en este valor hasta el fin del disturbio en $t=0.150s$. Una vez ya liberada la falla, el voltaje se incrementa y recupera su nivel previo al disturbio.

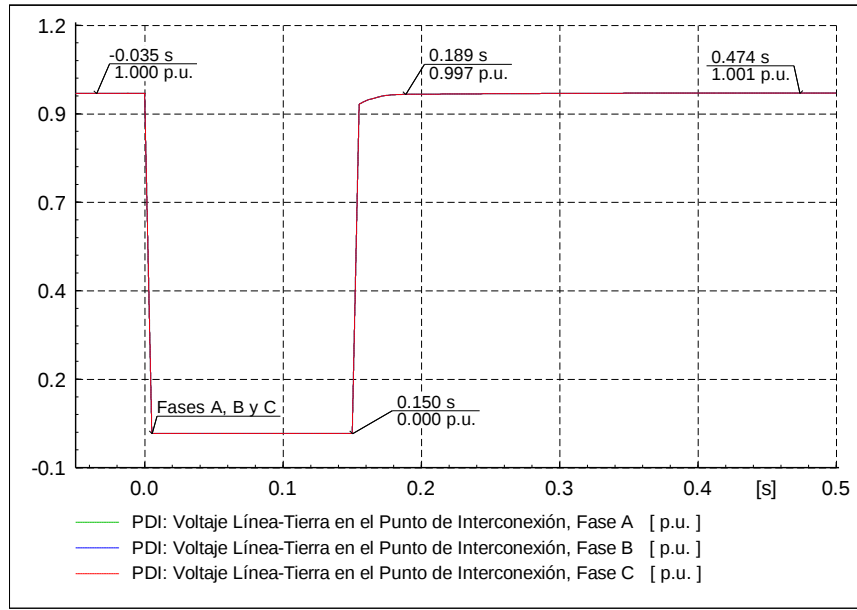


Figura 4.3 Voltajes de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 1.

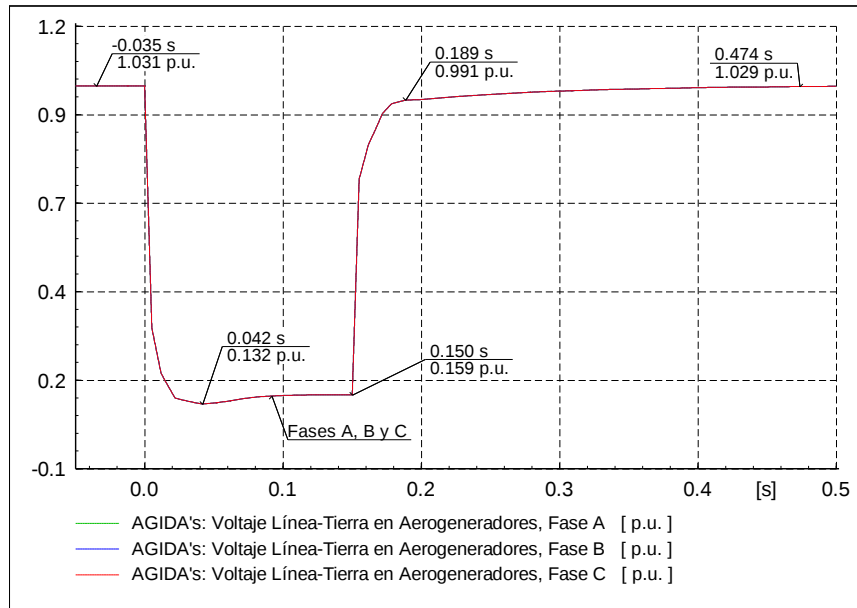


Figura 4.4 Voltajes de línea a tierra en los Aerogeneradores para el Caso 1.

En la Figura 4.5 se aprecia comportamiento de la corriente de secuencia positiva (RMS) en el PDI para el Caso 1. Previo a la aplicación de la falla se puede ver que se están consumiendo 0.33 kA. Una vez iniciada la falla en $t=0s$ la corriente se incrementa, para el instante $t=0.006s$ presenta un valor máximo de 1.6 kA (esta magnitud es aproximadamente 4.8 veces la corriente nominal), posteriormente la corriente comienza a disminuir con el comportamiento mostrado hasta llegar a 0.43 kA (1.4 veces la corriente nominal) en el momento de liberación del disturbio en $t=0.150s$. Después de que se libera la falla, la corriente disminuye llegando a un valor de 0.003 kA en $t=0.184s$, después de ese instante comienza a incrementarse hasta recuperar la magnitud de pre-falla.

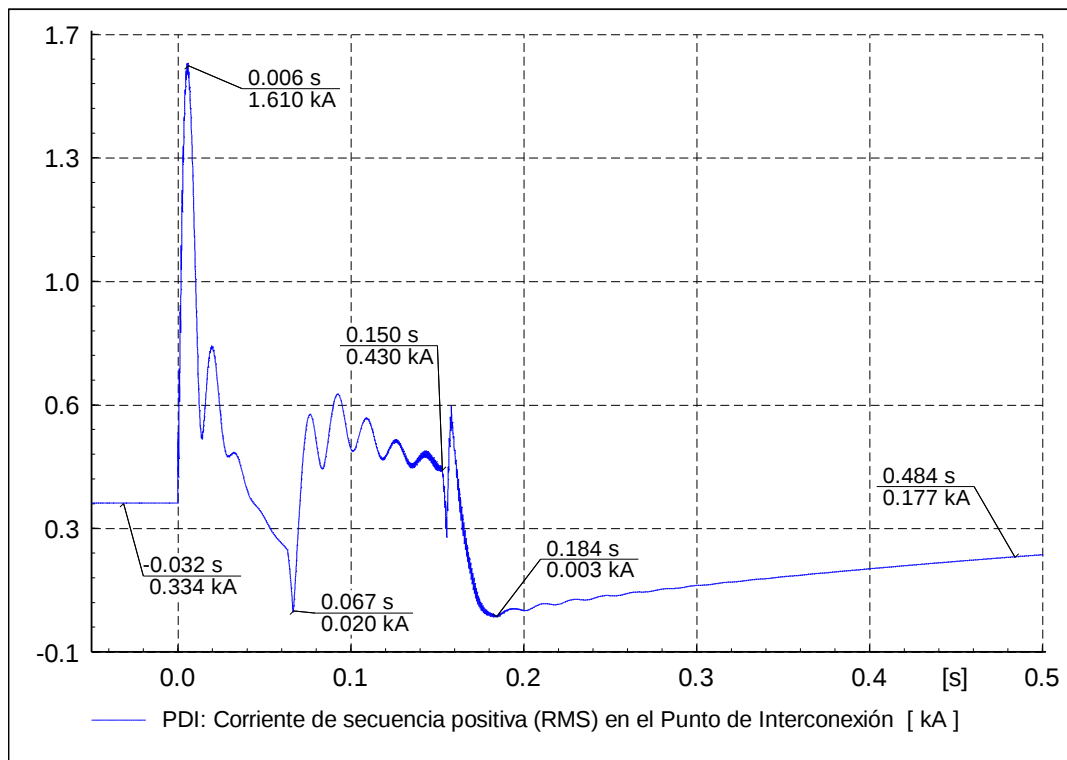


Figura 4.5 Corriente de secuencia positiva (RMS) en el Punto de Interconexión para el Caso 1.

La Figura 4.6 muestra las formas de onda de corriente de fase en el PDI para el Caso 1. En esta figura se puede apreciar que la corriente (pico) que se consume previo a la falla es de 0.46 kA. Al momento en que se aplica la falla en $t=0$ s la corriente en las tres fases se incrementa, presentándose en la fase C la magnitud más alta con 2.2 kA en $t=0.005$ s (este valor es aproximadamente 5 veces mayor al de la corriente de pre-falla), posterior a ese momento los niveles de corriente comienzan a disminuir hasta llegar a un valor mínimo de 0.014 kA. Después de $t=0.066$ s las corrientes en las tres fases se elevan a un valor promedio de 0.6 kA (pico) (siendo este valor 1.5 veces mayor que la corriente de pre-falla) manteniéndose así hasta el instante en que se libera la falla en $t=0.150$ s. Una vez que el disturbio termina las corrientes se reducen hasta un valor de 0.002 kA y de inmediato se incrementan hasta a recuperar su estado de pre-falla.

La Figura 4.7 muestra las formas de onda de corriente de fase en los aerogeneradores para el Caso 1. En la gráfica se ilustra que previo al inicio de la falla los AG's están operando a 3.1 kA (pico). A partir de la aplicación del disturbio en $t=0$ s su consumo aumenta mostrando que en la fase B se presenta la magnitud más alta con 14.9 kA en el instante $t=0.005$ s (lo que equivale aproximadamente a 4.7 veces la corriente de pre-falla en los AG's), posterior a ese instante van decreciendo hasta llegar a 0.2 kA. Después del instante $t=0.066$ s las corrientes se elevan a un valor promedio de 4.5 kA (1.4 veces la corriente de pre-falla en los aerogeneradores) permaneciendo de esta manera hasta el momento de terminación del disturbio en $t=0.150$ s. Tras la liberación de la falla los niveles disminuyen hasta llegar a 0.01 kA para posteriormente comenzar a recuperar niveles previos al disturbio.

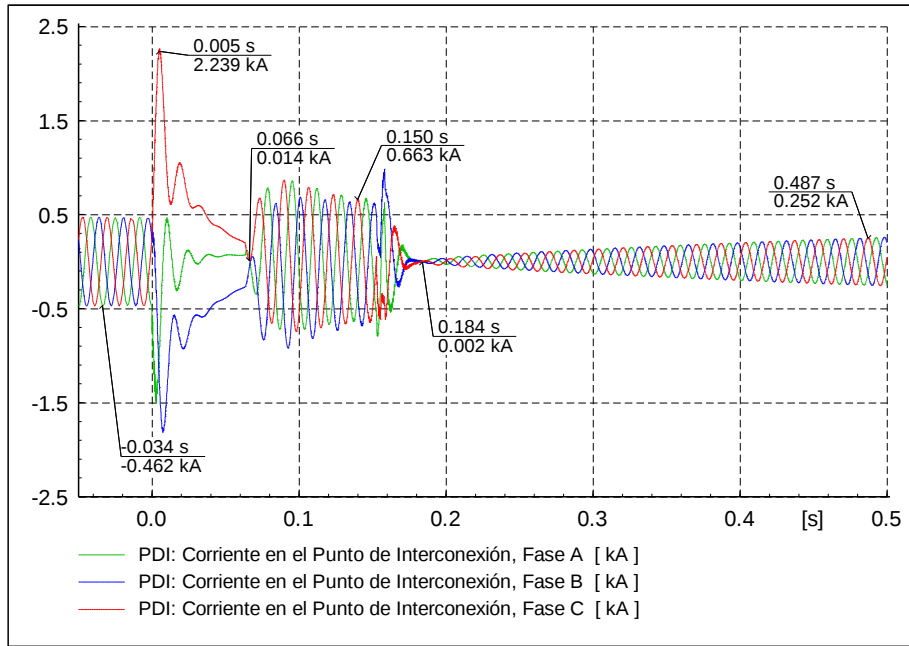


Figura 4.6 Corrientes de fase en el Punto de Interconexión para el Caso 1.

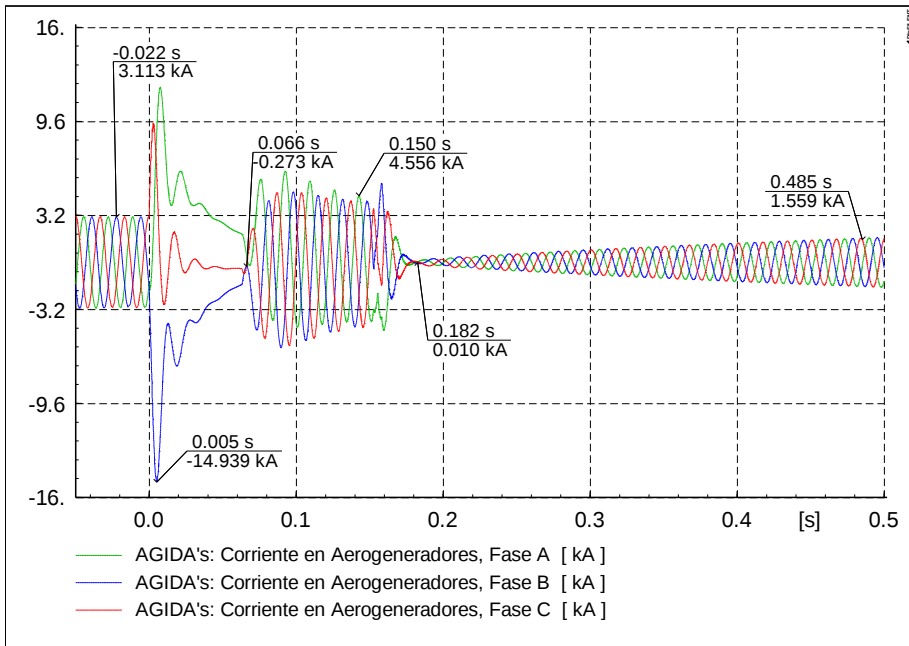


Figura 4.7 Corrientes de fase en los Aerogeneradores para el Caso 1.

La Figura 4.8 muestra el comportamiento de la potencia activa por fase en el PDI para el Caso 1. Se puede observar que previo al inicio de la falla la potencia recibida es de 22.1 MW por fase. Ya una vez que se aplica la falla en $t=0s$ la potencia disminuye a 0 MW manteniendo este valor hasta el momento de la liberación en $t=0.150s$. Cuando el disturbio es liberado se comienza a recibir nuevamente potencia activa hasta recuperar niveles de pre-falla conforme a la curva mostrada.

En la Figura 4.9 se observa el comportamiento de la potencia activa por fase en los aerogeneradores para el Caso 1. Como se puede apreciar cada aerogenerador en estado de pre-falla envía 0.9 MW. Desde el momento en que se aplica el disturbio en $t=0s$, la potencia enviada disminuye a 0.015 MW y mantiene este comportamiento hasta que finaliza la falla en $t=0.150s$. Para instantes posteriores al disturbio los AG's van incrementando el envío de potencia activa hasta recuperar valores previos al disturbio.

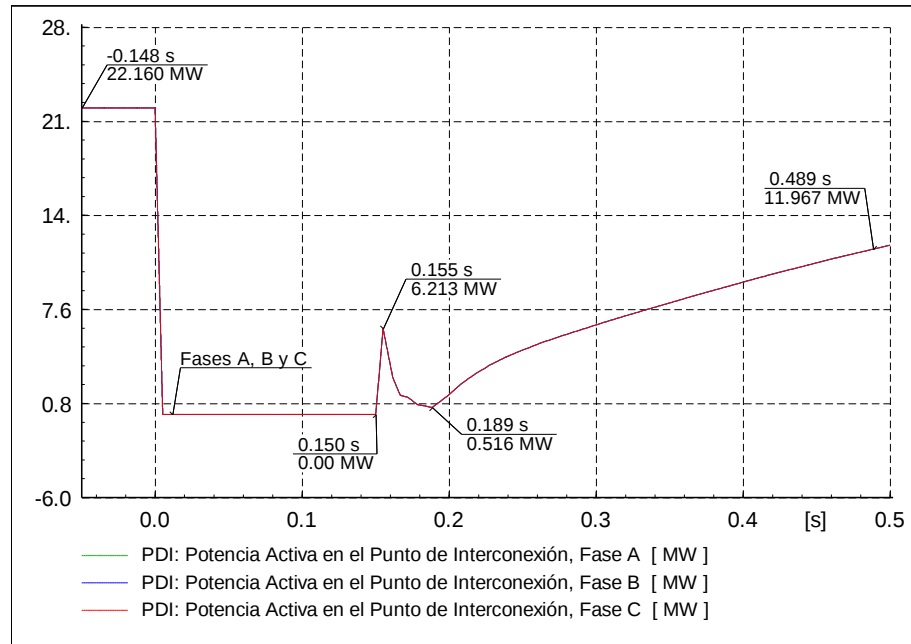


Figura 4.8 Potencia activa por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 1.

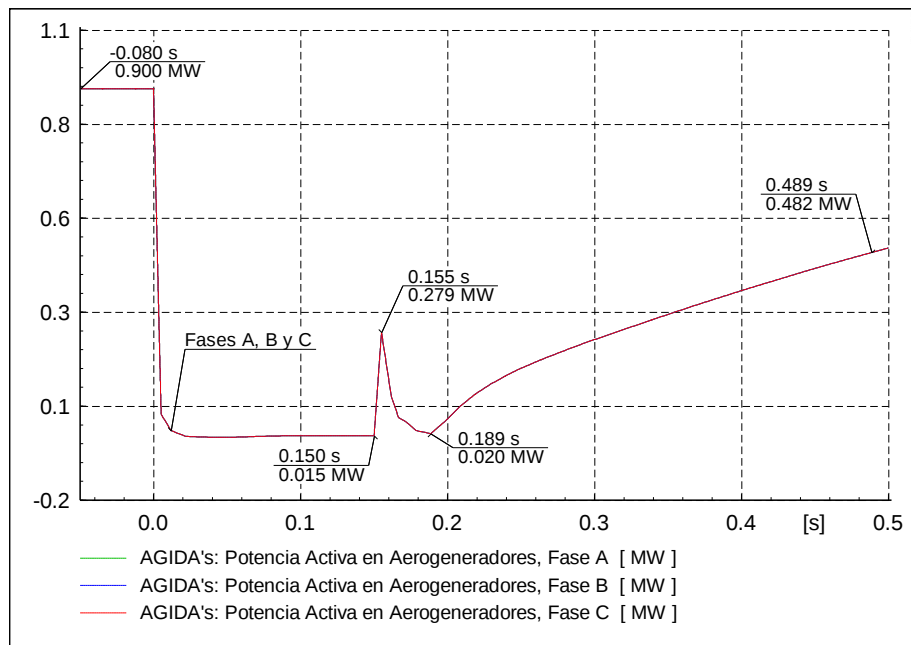


Figura 4.9 Potencia activa por fase en los Aerogeneradores para el Caso 1.

La Figura 4.10 muestra el comportamiento de la potencia reactiva por fase en el PDI para el Caso 1. Se observa que previo a la aplicación de la falla no se recibe cantidad alguna de potencia reactiva. Cuando la falla se aplica en $t=0s$ la potencia reactiva permanece en 0 Mvar hasta el término del disturbio en $t=0.150s$. Instantes posteriores a la liberación de la falla en $t=0.155s$ se envían 30.5 Mvar por fase hacia el parque y de inmediato comienza a disminuir esta magnitud hasta regresar a valores previo al disturbio, sin embargo en algunos momentos posterior a la liberación de la falla se recibe potencia reactiva (1.8 Mvar en $t=0.48s$).

La Figura 4.11 muestra el comportamiento de la potencia reactiva por fase en los aerogeneradores para el Caso 1. Se observa que en estado de pre-falla los aerogeneradores están enviando 0.107 Mvar. Una vez que se aplica la falla en $t=0s$ aumentan el envío, en $t=0.005s$ de inmediato envían un pico de 0.7 Mvar que de igual forma lo reducen a 0.1 Mvar en $t=0.022s$, a partir de ese momento incrementan el envío a 0.14 Mvar manteniendo este comportamiento hasta el momento en que termina el disturbio en $t=0.150s$. Una vez que termina la falla los aerogeneradores disminuyen el envío de potencia reactiva, sin embargo en $t=0.155s$ consumen un pico 0.9 Mvar, para el instante $t=0.279s$ comienzan a generar potencia reactiva nuevamente para retomar valores previos a la falla.

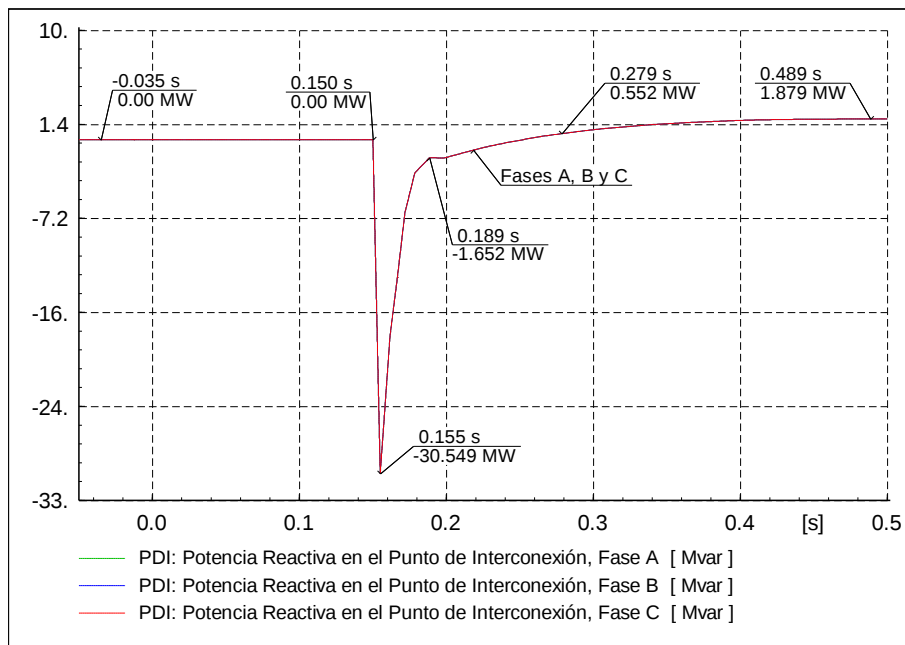


Figura 4.10 Potencia reactiva por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 1.

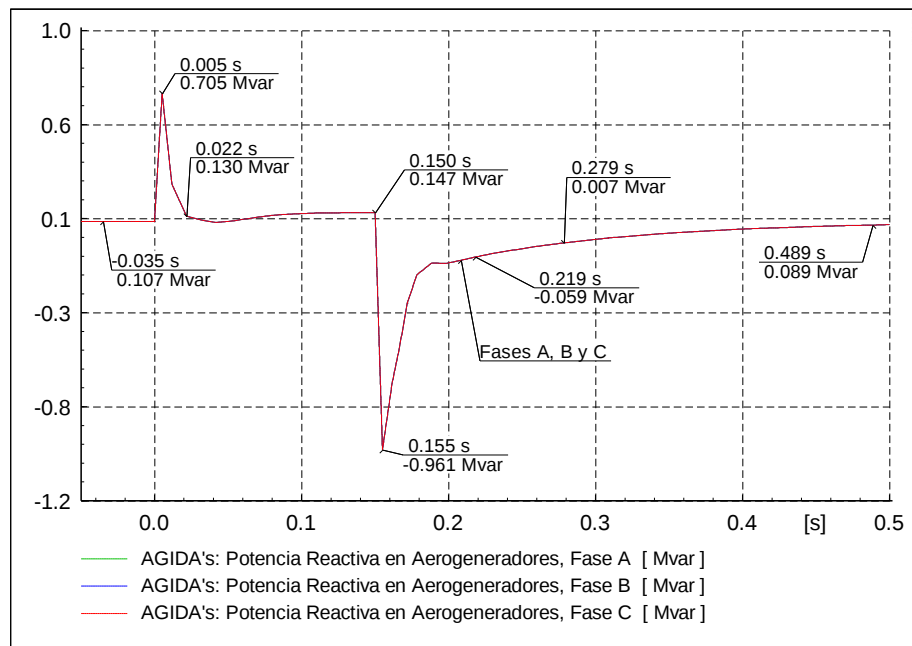


Figura 4.11 Potencia reactiva por fase en los Aerogeneradores para el Caso 1.

La Figura 4.12 se muestra el comportamiento de la potencia activa trifásica en el PDI para el Caso 1. Se observa que antes de la aplicación de la falla se están recibiendo 66.4 MW. Una vez que inicia la falla en $t=0s$ se deja de recibir potencia activa en su totalidad manteniendo ese comportamiento hasta el momento en que finaliza la falla en el instante $t=0.150s$. Una vez liberado el disturbio se vuelve a incrementar la recepción de potencia activa hasta llegar a magnitudes de pre-falla.

Continuando con la Figura 4.12 se muestra también el comportamiento de la potencia reactiva trifásica en el PDI para el Caso 1. De esta gráfica se observa que la magnitud recibida previo al disturbio es de 0 Mvar. Cuando se inicia la falla en $t=0s$ aún continúa sin recibirse ninguna cantidad de potencia reactiva permaneciendo esta condición hasta el momento en que finaliza la falla en $t=0.150s$. Después de liberado el disturbio se envía un pico de 91.6 Mvar hacia la central eólica reduciéndolo rápidamente a 4.9 Mvar. Para un tiempo superior a $t=0.189s$ se comienza a recuperar la magnitud de pre-falla, resaltando que en algunos momentos se recibe potencia reactiva (5.6 Mvar).

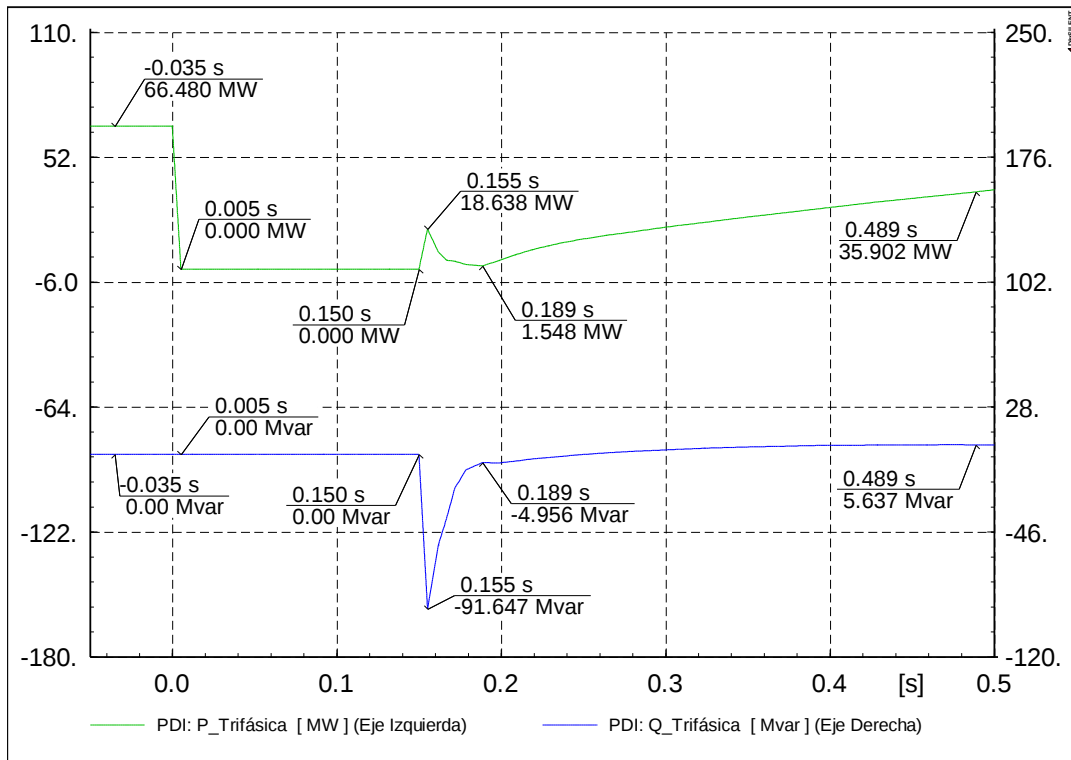


Figura 4.12 Potencia activa y reactiva trifásica en el Punto de Interconexión para el Caso 1.

La Figura 4.13 se muestra el comportamiento de la potencia activa trifásica en los aerogeneradores para el Caso 1. Se aprecia que en estado de pre-falla cada aerogenerador envía 2.7 MW trifásicos. Una vez que inicia el disturbio en $t=0$ s disminuyen su envío a 0.08 MW manteniendo esta condición de operación hasta su liberación en $t=0.150$ s. Posterior a la liberación de la falla comienzan a aumentar el envío hasta llegar a magnitudes previas a este.

En la misma Figura 4.13 se observa el comportamiento de la potencia reactiva trifásica en los aerogeneradores para el Caso 1. Se ilustra que en condiciones de pre-falla cada aerogenerador envía 0.32 Mvar. Una vez que se inicia la falla en $t=0$ s aumentan el envío, en el instante $t=0.005$ s se presenta un pico de 2.1 Mvar disminuyéndolo de forma inmediata a 0.39 Mvar. Posterior al instante $t=0.022$ s se mantienen enviando un promedio de 0.4 Mvar hasta el final de la falla en $t=0.150$ s. Una vez finalizado el disturbio, cada aerogenerador consume un pico de 2.8 Mvar que de igual forma reducen este consumo rápidamente para continuar recuperando magnitudes de pre-falla conforme a la curva mostrada.

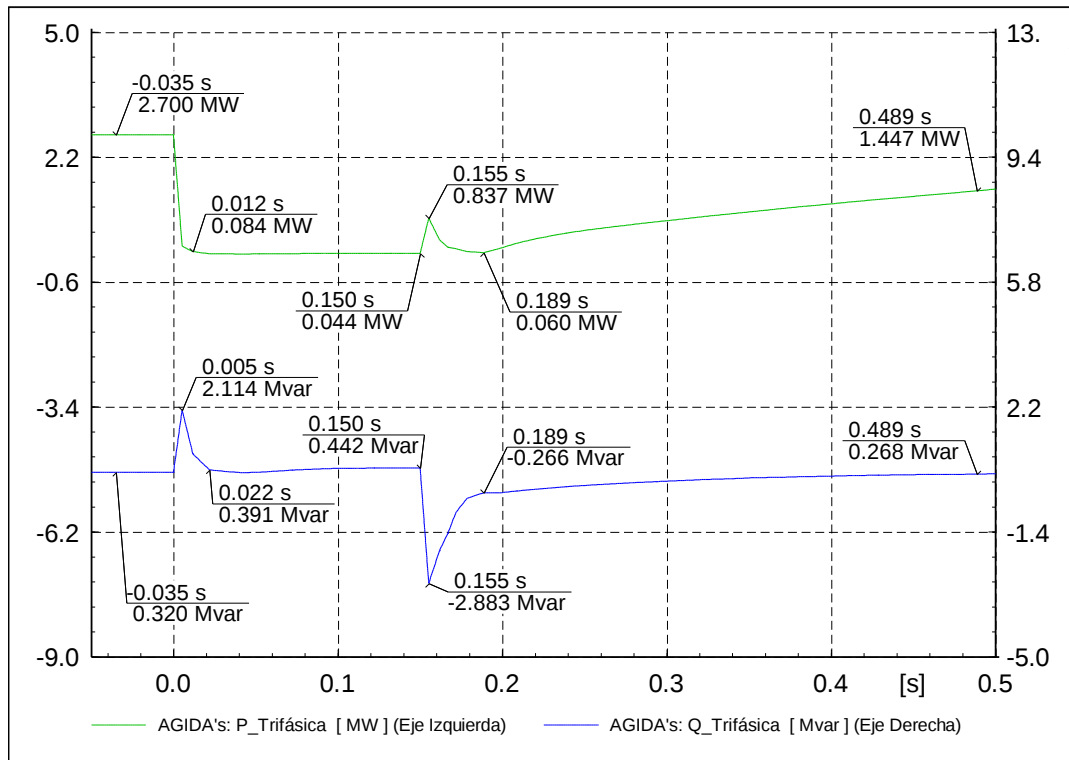


Figura 4.13 Potencia activa y reactiva trifásica en los Aerogeneradores para el Caso 1.

4.1.3 Caso 2: Falla bifásica

Para el Caso 2 se simula una falla entre dos fases en el PDI en el modelo de la central con AGIDA. Al igual que en el Caso 1 se hacen mediciones mostrando el comportamiento antes, durante y posterior a la falla en el punto de aplicación de la falla y en los aerogeneradores. Su comportamiento es mostrado de la Figura 4.14 a la Figura 4.25.

La Figura 4.14 muestra las formas de onda de voltaje de línea a tierra en el PDI para el Caso 2. Al inicio de la simulación se observa que los voltajes pico en estado de pre-falla son de 93.8 kV en cada fase. Desde el inicio de la falla en $t=0$ s hasta el momento de su liberación la magnitud de tensión en las fases A y B disminuye a 45.3 kV mientras que en la fase C permanece en 92.1 kV. Una vez finalizado el disturbio en $t=0.150$ s, los niveles de voltaje vuelven a sus valores previos a este.

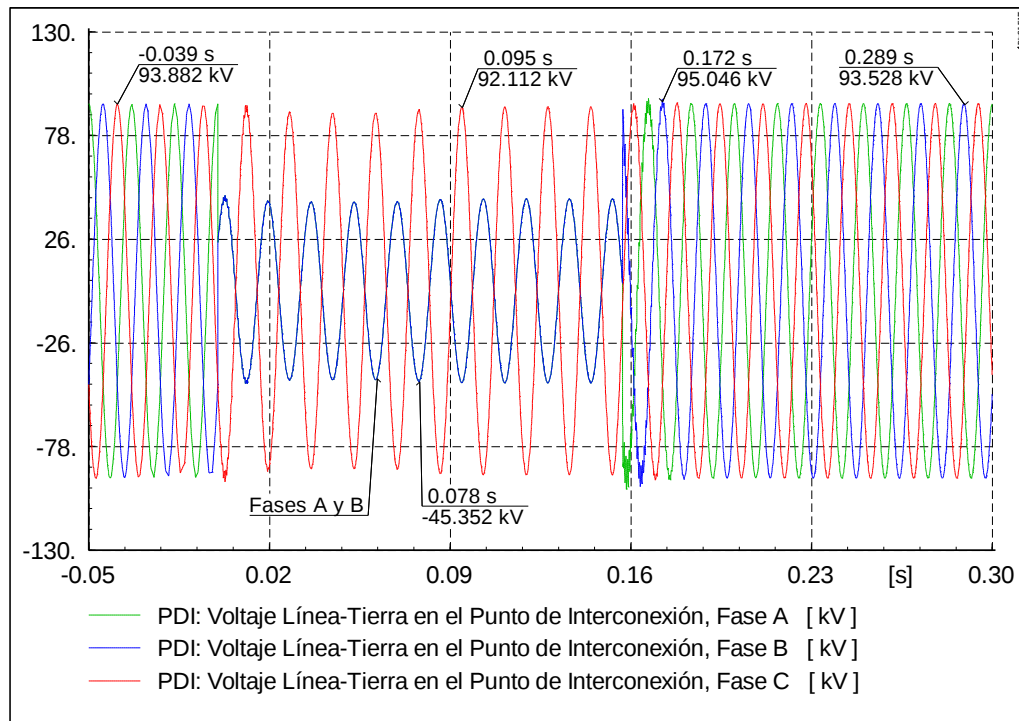


Figura 4.14 Formas de onda de voltaje de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 2.

La Figura 4.15 muestra el comportamiento de los voltajes de línea a tierra (RMS) en el PDI para el Caso 2. En esta figura se observa que las magnitudes en estado de pre-falla son de 1.0 p.u. Cuando la falla es aplicada en $t=0$ s el nivel de tensión disminuye: para las fases A y B a 0.49 p.u. y en la fase C a 0.98 p.u., esta condición de operación permanece en cada fase hasta el momento en que se libera el disturbio en $t=0.150$ s. Posterior a la liberación de la falla los niveles de voltaje vuelven a recuperar su estado previo a esta.

En la Figura 4.16 se observa el comportamiento de los voltajes de línea a tierra (RMS) en los aerogeneradores para el Caso 2. Se ilustra que los niveles de voltaje de pre-falla son de 1.0 p.u. Cuando se inicia la falla en $t=0$ s los voltajes descienden presentándose la magnitud más baja en la fase C, el instante $t=0.022$ s tiene un valor mínimo de 0.4 p.u y posterior a ese momento se eleva a

0.48 p.u. permaneciendo en esa magnitud hasta el momento de la liberación de la falla en $t=0.150$ s. A partir de su liberación, los voltajes en las tres fases vuelven a niveles previos al disturbio.

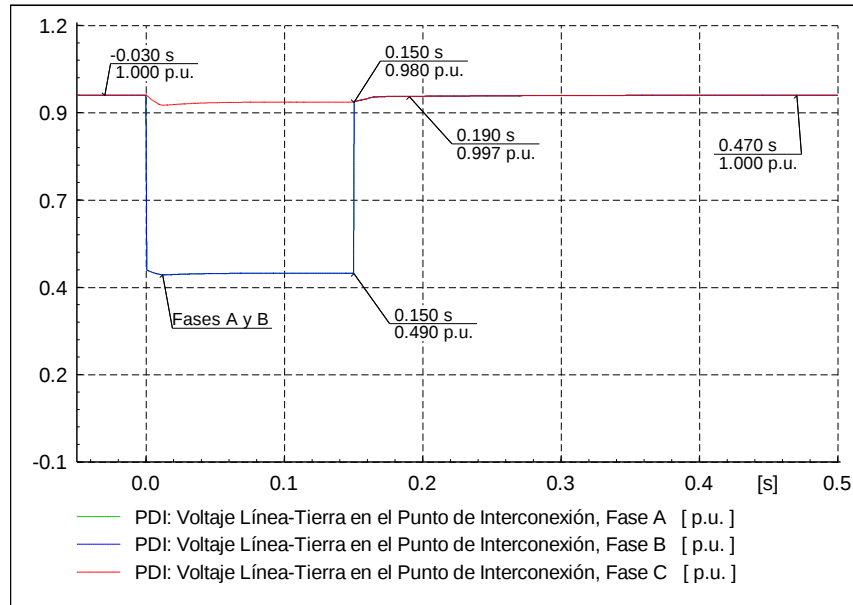


Figura 4.15 Voltajes de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 2.

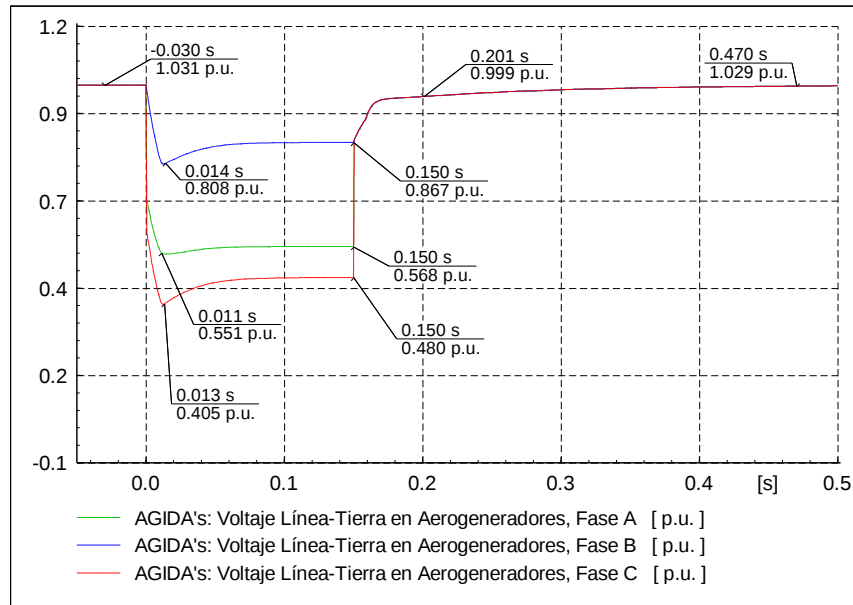


Figura 4.16 Voltajes de línea a tierra en los Aerogeneradores para el Caso 2.

La Figura 4.17 muestra el comportamiento de la corriente de secuencia positiva (RMS) en el PDI para el Caso 2. Al inicio de la simulación se observa que en estado de pre-falla se tiene una corriente nominal de 0.33 kA. Una vez iniciado el disturbio en $t=0$ s la corriente se incrementa y para el momento en $t=0.009$ s presenta un valor máximo de 1.3 kA, esto valor es aproximadamente 4 veces la corriente nominal, posterior a ese instante la corriente comienza a disminuir con el comportamiento mostrado

hasta llegar a 0.8 kA (aproximadamente 2.3 veces la corriente nominal) al momento en que finaliza la falla en $t=0.150s$, sin embargo en algunos instantes durante la falla también se presentan valores mínimos de 0.071 kA. Una vez que se libera la falla la corriente disminuye a 0.072 kA y de inmediato comienza a elevarse hasta recuperar valores previos al disturbio.

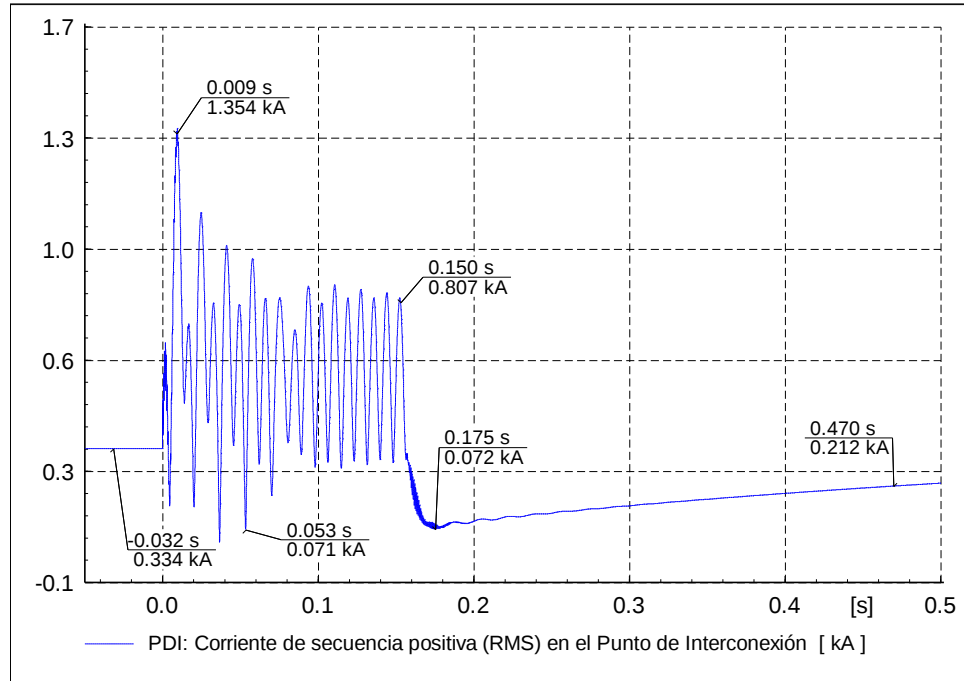


Figura 4.17 Corriente de secuencia positiva (RMS) en el Punto de Interconexión para el Caso 2.

La Figura 4.18 muestra el comportamiento de las corrientes de fase en el PDI para el Caso 2. En esta figura se aprecia que se consume una corriente (pico) de 0.47 kA por fase previo a la aplicación de la falla. Tras el inicio del disturbio en $t=0s$ la corriente aumenta presentándose en la fase A la magnitud más alta con 1.8 kA (pico) en el instante $t=0.009s$, este valor es aproximadamente 4 veces mayor a la corriente de pre-falla, posterior a ese momento disminuye a 1.04 kA y permanece así hasta el término del disturbio en $t=0.150s$. Asimismo, para este último instante la fase C presenta la magnitud de menor valor con 0.4 kA (siendo esta el 80% de la corriente de pre-falla). Una vez finalizado el disturbio, las corrientes disminuyen hasta un valor de 0.09 kA en $t=0.18s$ y posterior a ese instante comienzan a recuperar las magnitudes de pre-falla.

La Figura 4.19 muestra el comportamiento de las corrientes de fase en los aerogeneradores para el Caso 2. De esta figura observamos que previo a la falla operan a 3.1 kA (pico) en cada fase. A partir del inicio de la falla en $t=0s$ su consumo aumenta en las tres fases, la magnitud más alta se presenta en la fase C con 12.1 kA en el instante $t=0.009s$, esta magnitud equivale a 4 veces la corriente de pre-falla en los AG's. Posterior a ese instante las corrientes disminuyen y para el momento en que se libera la falla las fases A y C tienen un valor promedio de 6.7 kA mientras que en la fase B se tiene el valor más bajo con 2.7 kA (aproximadamente 85% de la corriente de pre-falla en los AG's). Tras la liberación del disturbio, los niveles en las tres fases disminuyen a 0.7 kA en $t=0.175s$ y de inmediato comienzan a retomar magnitudes previas al disturbio.

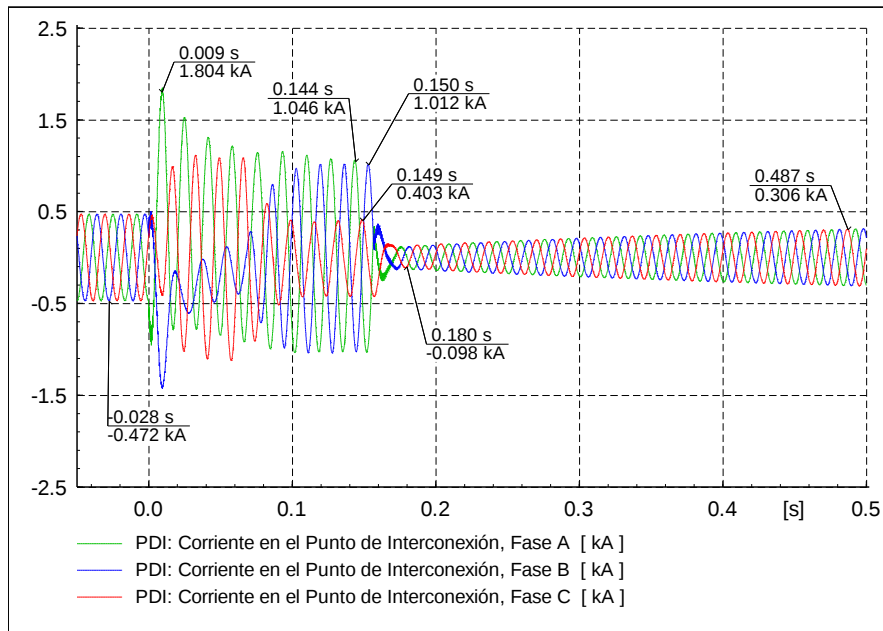


Figura 4.18 Corrientes de fase en el Punto de Interconexión para el Caso 2.

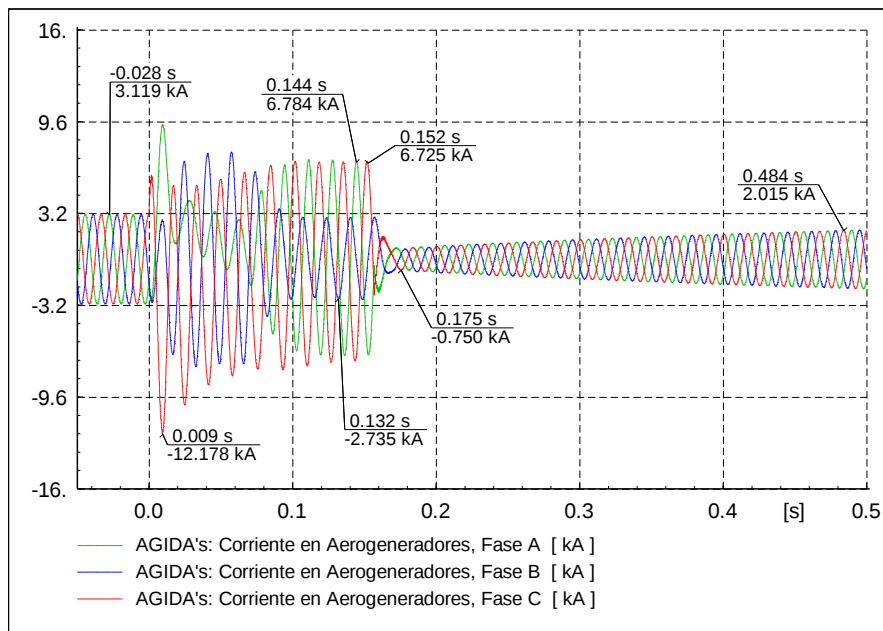


Figura 4.19 Corrientes de fase en los Aerogeneradores para el Caso 2.

La Figura 4.20 muestra el comportamiento de la potencia activa por fase en el PDI para el Caso 2. Previo al inicio de la falla la potencia recibida es de 22.1 MW por fase. Una vez que se inicia la falla en $t=0s$, la fase B envía 23.3 MW hacia parque en el instante $t=0.001s$ y de inmediato lo disminuye a 16.3 MW, este comportamiento se mantienen hasta el momento de la liberación de la falla. Por otro lado la fase A para los mismos tiempos recibe 33.9 MW y que de igual forma disminuye a 23.3 MW hasta liberarse el disturbio en $t=0.150s$. Después de que es liberada la falla, las tres fases comienzan a retomar magnitudes previas al disturbio como se muestra en la figura.

La Figura 4.21 muestra el comportamiento de la potencia activa por fase en los aerogeneradores para el Caso 2. Se puede ver que en condiciones de pre-falla cada aerogenerador envía 0.9 MW por fase. Cuando se inicia la falla en $t=0s$ las fases B y C aún se mantienen enviando reactivos, por un lado la fase B lo disminuye hasta llegar a 0.6 MW mientras que la C lo aumenta a 1 MW. Asimismo, la fase A absorbe un promedio de 0.6 MW. Las tres fases mantienen el comportamiento descrito durante la aplicación de la falla. Una vez liberada la falla en $t=0.150s$ la potencia comienza a recuperar las magnitudes previo al disturbio.

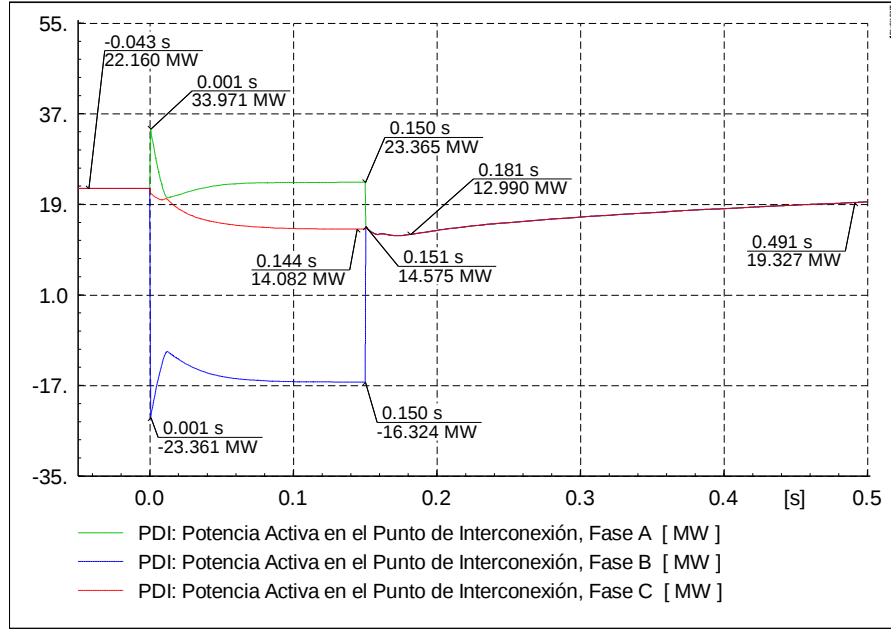


Figura 4.20 Potencia activa por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 2.

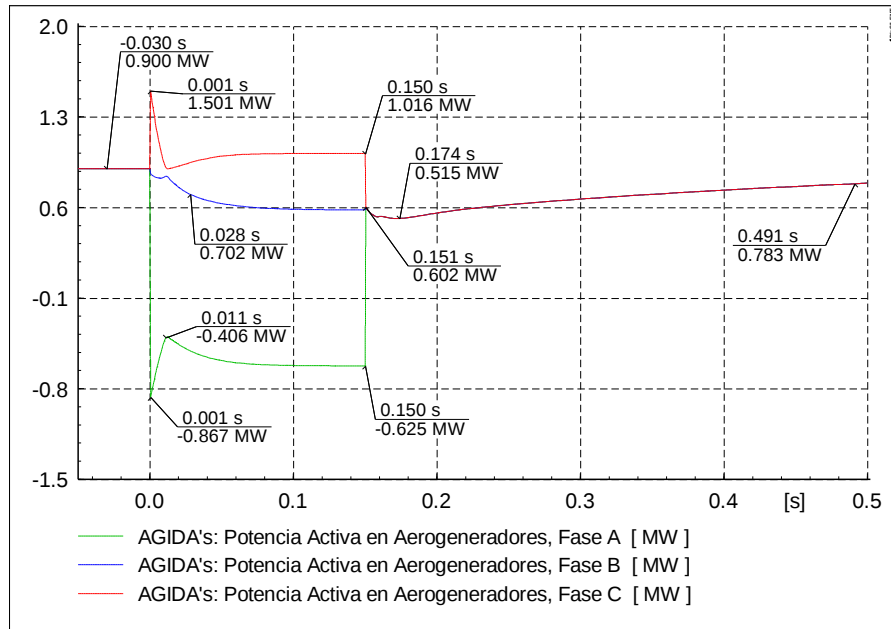


Figura 4.21 Potencia activa por fase en los Aerogeneradores para el Caso 2.

La Figura 4.22 muestra el comportamiento de la potencia reactiva por fase en el PDI para el Caso 2. Se observa que previo al inicio de falla no se recibe potencia reactiva. Ya una vez iniciada en $t=0s$, las fases A y C de inmediato envían reactivos al parque siendo la fase C la de mayor magnitud con 28.9 Mvar en el instante $t=0.022s$ y posteriormente lo disminuye hasta llegar a 19.6 Mvar en $t=0.150s$. Por otro lado la fase B absorbe un promedio de 3.6 Mvar durante la aplicación de la falla. Ya una vez que finaliza el disturbio en $t=0.150s$, la potencia reactiva en las tres fases comienza a recuperar las magnitudes de pre-falla.

La Figura 4.23 muestra el comportamiento de la potencia reactiva por fase en los aerogeneradores para el Caso 2. Se aprecia que momentos antes del disturbio los aerogeneradores están enviando 0.107 Mvar por fase. Una vez que inicia la falla en $t=0s$, las fases A y C aumentan el envío destacando la fase A con 1.1 Mvar en el instante $t=0.001s$ disminuyéndolo rápidamente y a partir del instante $t=0.042s$ se mantiene en 0.4 Mvar hasta el momento de la liberación del disturbio. La fase B se mantiene absorbiendo un promedio de 0.6 Mvar durante la falla. Una vez que la falla es liberada en $t=0.150s$ la potencia reactiva en cada fase comienza a recuperar valores previos al disturbio.

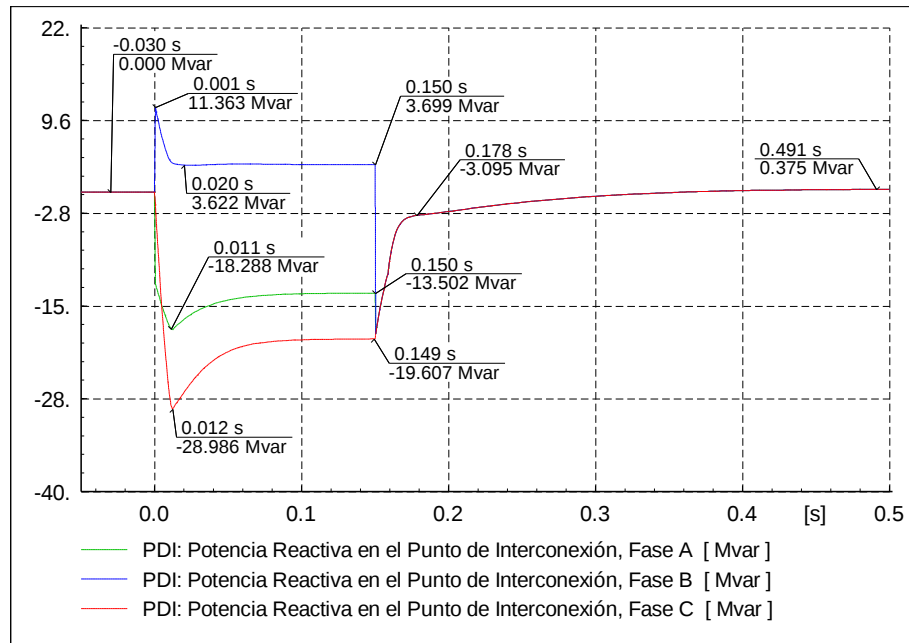


Figura 4.22 Potencia reactiva por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 2.

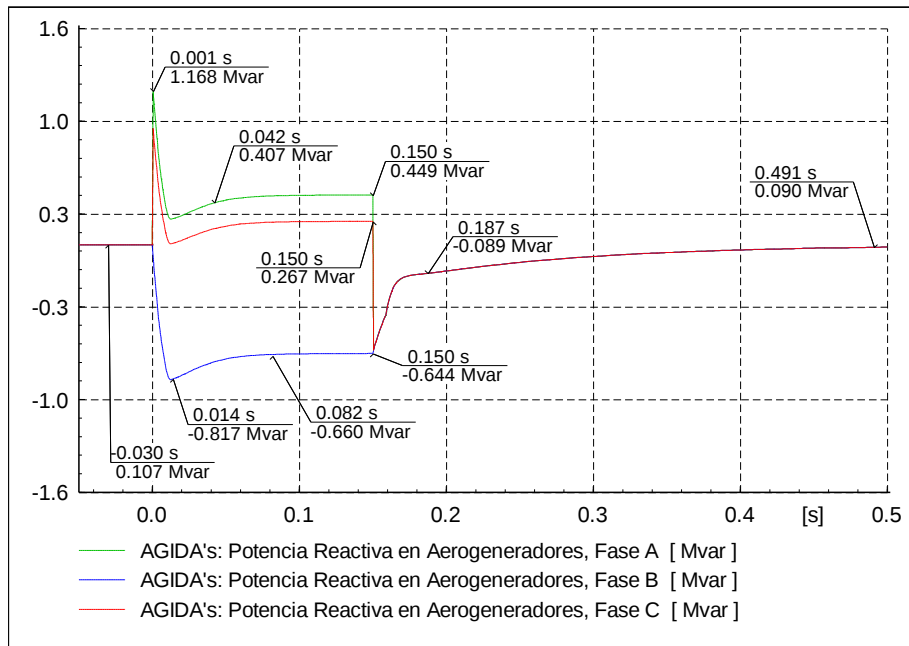


Figura 4.23 Potencia reactiva por fase en los Aerogeneradores para el Caso 2.

La Figura 4.24 muestra el comportamiento de la potencia activa trifásica en el PDI para el Caso 2. Se aprecia que en condiciones previas al disturbio se están recibiendo 66.4 MW. Ya una vez que inicia la falla en $t=0s$ se disminuye esa cantidad, en $t=0.005s$ se reciben 30.7 MW y continua disminuyendo la recepción hasta llegar a 21.1 MW en el instante de la liberación de la falla en $t=0.150s$. Posterior a su liberación se comienza a recibir nuevamente potencia activa hasta llegar a niveles de previos al disturbio.

Continuando con la Figura 4.24 se observa el comportamiento de la potencia reactiva trifásica en el PDI para el Caso 2. Se observa que el nivel de potencia reactiva recibido en condiciones previas a la falla es de 0 Mvar. Cuando se inicia el disturbio en $t=0s$ se comienza a enviar potencia reactiva hacia el parque, en $t=0.012s$ se presenta un máximo de 43.4 Mvar, posterior a ese instante disminuye hasta llegar a 29.4 Mvar en el momento de la liberación de la falla en $t=0.150s$. Una vez que finaliza la aplicación del disturbio el envío de reactivos disminuye, para el instante $t=0.172s$ ya se encuentra en 10.1 Mvar y para tiempos posteriores continua la recuperación de los niveles previos a la falla. Asimismo para instantes posteriores al disturbio en algunos momentos se absorben algunas cantidades de reactivos (1 Mvar).

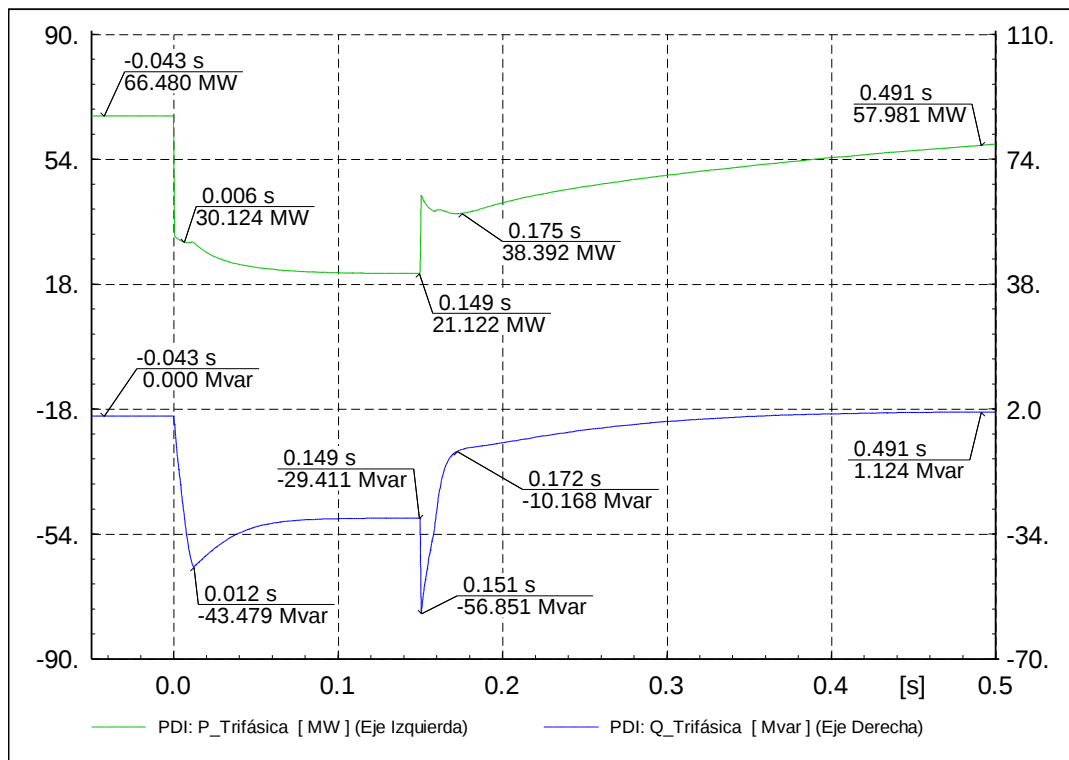


Figura 4.24 Potencia activa y reactiva trifásica en el Punto de Interconexión para el Caso 2.

En la Figura 4.25 se aprecia el comportamiento de la potencia activa trifásica en aerogeneradores para el Caso 2. En estado previo al disturbio cada aerogenerador envía 2.7 MW trifásicos. Una vez que es iniciada la falla en $t=0s$ disminuyen su envío, en $t=0.005s$ ya está en 1.3 MW, posterior a ese instante continua disminuyendo hasta llegar a 0.9 MW al momento en que se libera la falla en $t=0.150s$. Una vez liberado el disturbio los AG's aumentan el envío de potencia activa hasta recuperar las magnitudes que tenían en estado de pre-falla.

En la misma Figura 4.25 se muestra el comportamiento de la potencia reactiva trifásica en aerogeneradores para el Caso 2. En condiciones de pre-falla cada aerogenerador envía 0.32 Mvar. Una vez que se inicia el disturbio en $t=0s$ envían un pico de 2.1 Mvar que de inmediato disminuyen, para el instante $t=0.013s$ se encuentran consumiendo 0.4 Mvar, posterior a esto vuelven a enviar reactivos hasta llegar a un valor de 0.07 Mvar en el momento en que finaliza la falla en $t=0.150s$. Después de la liberación del disturbio para el instante $t=0.155s$ vuelven a consumir 1.8 Mvar, posterior a ese pico de potencia consumida nuevamente envían potencia reactiva hasta llegar a valores de pre-falla.

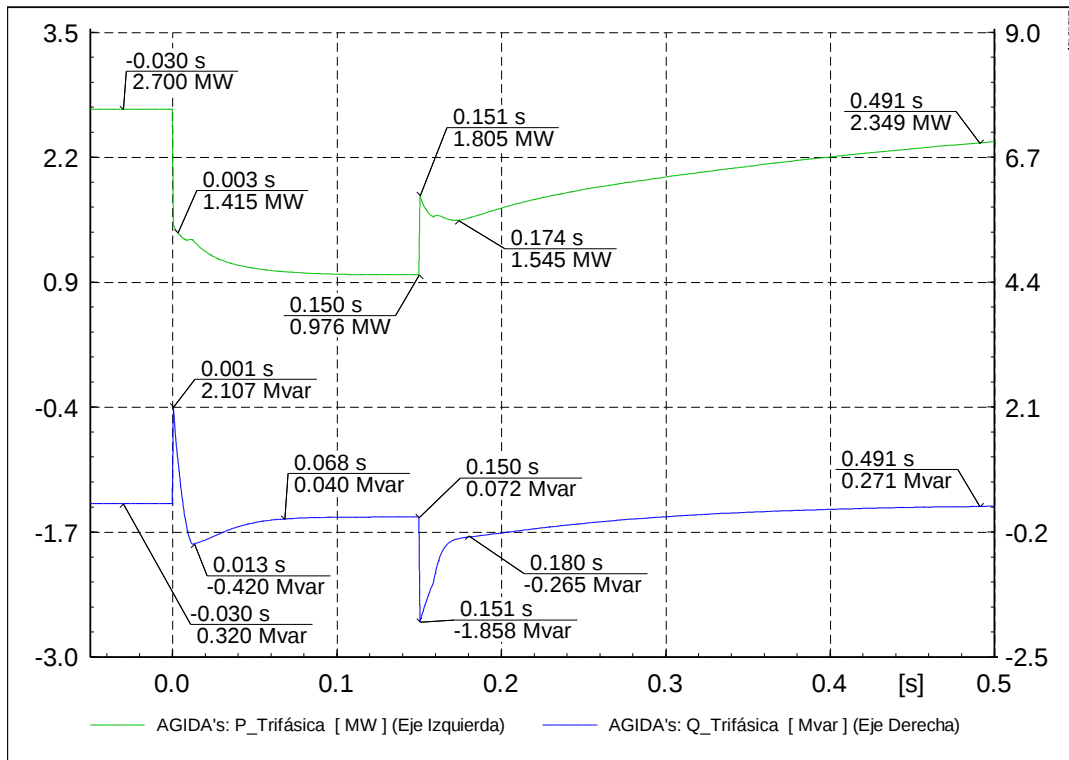


Figura 4.25 Potencia activa y reactiva trifásica en los Aerogeneradores para el Caso 2.

4.1.4 Caso 3: Falla bifásica a tierra

Para el Caso 3 se simula una falla de dos fases a tierra en el PDI en el modelo de la central con AGIDA. Al igual que el Caso 1 y Caso 2 se hacen mediciones mostrando el comportamiento antes, durante y posterior a la falla en el punto de aplicación de la falla y en los aerogeneradores. Su comportamiento es mostrado de la Figura 4.26 a la Figura 4.37.

La Figura 4.26 muestra las formas de onda de voltaje de línea a tierra en el PDI para el Caso 3. Se observa que los voltajes pico en estado de pre-falla son de 93.8 kV en cada fase. Desde el inicio de la falla en $t=0$ s los voltajes disminuyen, en las fases A y B cae a 0 kV mientras que la fase C desciende a 90 kV, estos niveles se mantienen hasta el momento de la liberación de la falla en $t=0.150$ s. Ya una vez que fue liberada, las magnitudes de voltaje vuelven a sus valores de pre-falla.

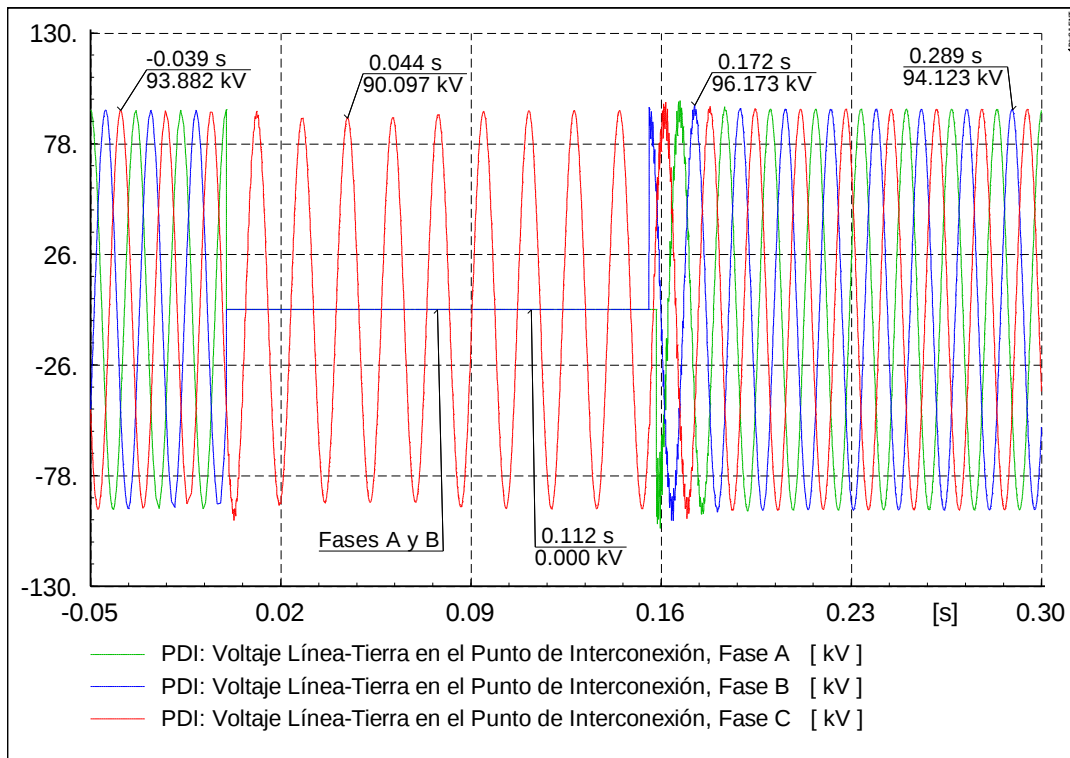


Figura 4.26 Formas de onda de voltaje de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 3.

La Figura 4.27 muestra el comportamiento de los voltajes de línea a tierra (RMS) en el PDI para el Caso 3. Se observa que momentos previos al disturbio se tiene un voltaje de 1.0 p.u. en cada fase. Una vez que se inicia la falla en $t=0$ s los niveles de voltaje disminuyen, para las fases A y B desciende a 0 p.u. mientras que la fase C se mantiene en 0.99 p.u., estos valores del voltaje mantienen ese comportamiento hasta el momento en que finaliza el disturbio en $t=0.150$ s. Ya una vez que se libera la falla los voltajes vuelven a sus magnitudes de pre-falla.

En la Figura 4.28 se observa el comportamiento de los voltajes de línea a tierra (RMS) en los aerogeneradores para el Caso 3. Los niveles de voltaje previo a la aplicación de la falla son de 1.0 p.u. A partir del inicio de la falla en $t=0$ s los voltajes descienden en las tres fases, presentándose en la

fase C la magnitud más baja, en el instante $t=0.022s$ está en 0.22 p.u., posterior a esto se eleva un poco hasta llegar a 0.39 p.u. en el momento de que finaliza el disturbio en $t=0.150s$. Para el instante $t=0.179s$ el voltaje ya se encuentra en 0.98 p.u. continuando su recuperación a valores de pre-falla.

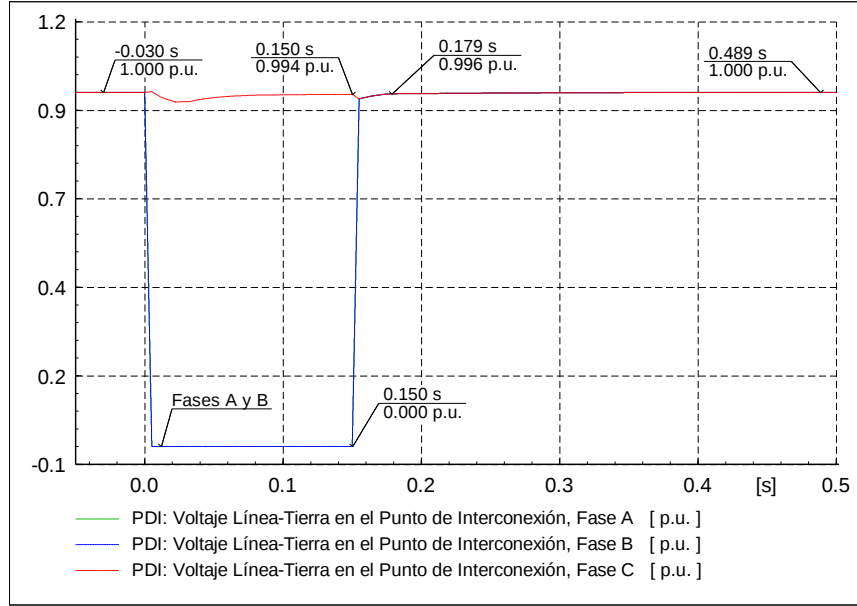


Figura 4.27 Voltajes de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 3.

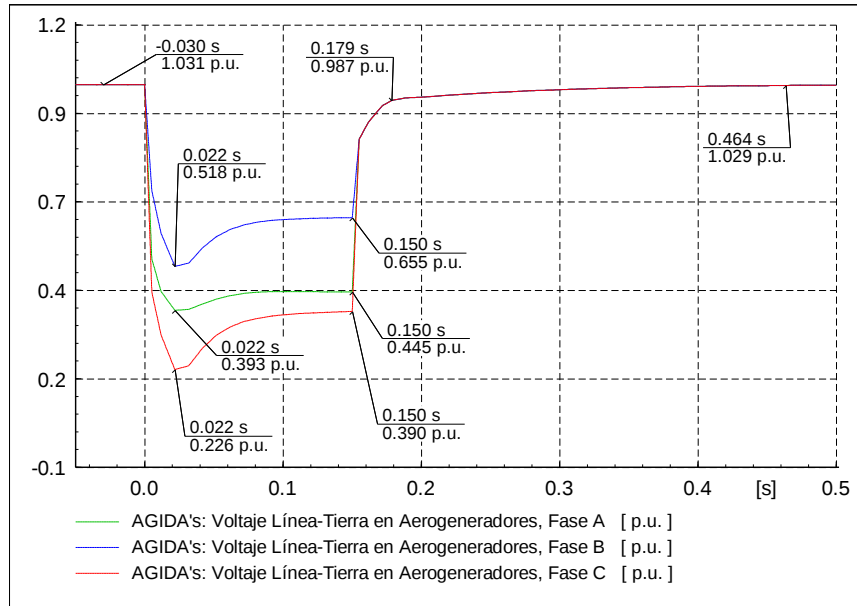


Figura 4.28 Voltajes de línea a tierra en los Aerogeneradores para el Caso 3.

En la Figura 4.29 se ilustra el comportamiento de la corriente de secuencia positiva (RMS) en el PDI para el Caso 3. Se aprecia que previo a la aplicación de la falla la corriente nominal es de 0.33 kA. A partir del inicio de la falla en $t=0s$ su magnitud aumenta, para el instante $t=0.009s$ ya se encuentra en 1.19 kA, este nivel equivale aproximadamente a 3.5 veces la corriente nominal, posterior a ese instante

la corriente disminuye y para el final del disturbio en $t=0.150\text{s}$ ya ha llegado a un valor de 0.72 kA (aproximadamente 2 veces la corriente nominal). Ya que fue liberada la falla la corriente presenta su nivel más bajo de 0.04 kA en $t=0.171\text{s}$, después de ese instante se comienza a retomar la magnitud de corriente a niveles de pre-falla.

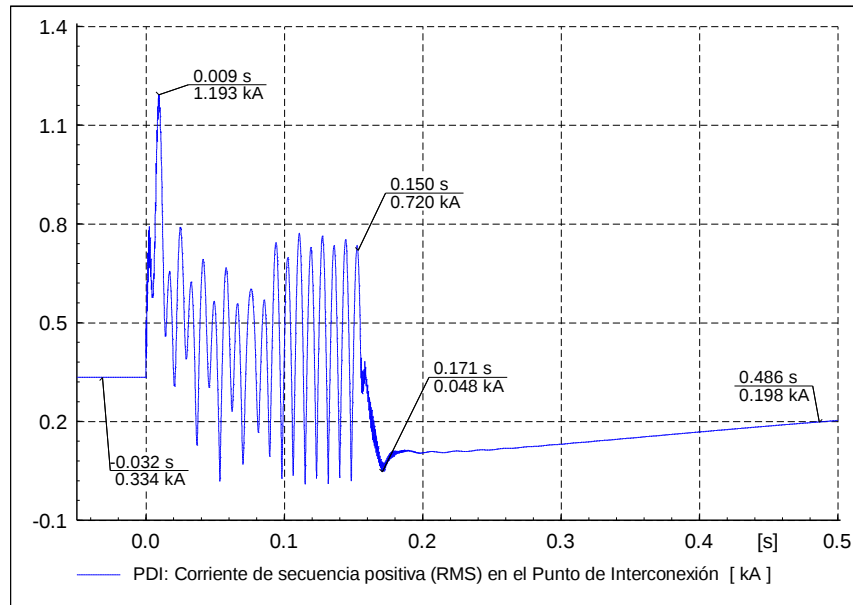


Figura 4.29 Corriente de secuencia positiva (RMS) en el Punto de Interconexión para el Caso 3.

En la Figura 4.30 se muestra el comportamiento de las corrientes de fase en el PDI para el Caso 3. En esta figura se aprecia que previo al disturbio la corriente (pico) es de 0.46 kA por fase. Una vez que se aplica la falla en $t=0\text{s}$ la corriente aumenta, se observa que la fase A es la mayor con una magnitud pico de 1.7 kA en el instante $t=0.01\text{s}$, siendo esta aproximadamente 3.6 veces mayor a la corriente de pre-falla. Asimismo podemos observar que después de ese instante las corrientes disminuyen y para el final de la falla en $t=0.150\text{s}$ la fase A está en 1.2 kA , la fase B en 0.5 kA y la menor de las corrientes se presenta en la fase C con 0.3 kA (80% la corriente de pre-falla en el PDI). Ya una vez que se finaliza el disturbio las corrientes comienzan a aumentar manteniendo ese comportamiento hasta llegar a su magnitud de pre-falla.

En la Figura 4.31 se observa el comportamiento de las corrientes de fase en los aerogeneradores para el Caso 3. En esta figura apreciamos que antes del disturbio operan a 3.1 kA (pico) en cada fase. A partir del inicio de la falla en $t=0\text{s}$ el consumo de corriente aumenta, la magnitud más alta se presenta en la fase C con 9.7 kA (3.1 veces la corriente de pre-falla en AG's) en el instante $t=0.009\text{s}$, para tiempos posteriores las corrientes disminuyen y para el momento en que finaliza el disturbio en $t=0.150\text{s}$, la corriente en la fase A y C es aproximadamente de 6 kA , mientras que en la fase B se tiene el nivel más bajo con 0.08 kA . Una vez que finaliza la falla los niveles previos al disturbio comienzan a recuperarse.

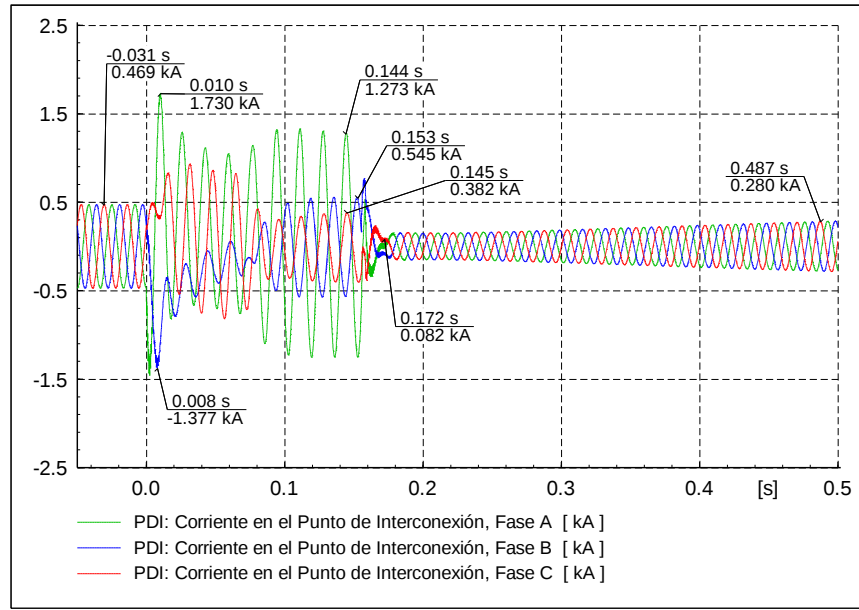


Figura 4.30 Corrientes de fase en el Punto de Interconexión para el Caso 3.

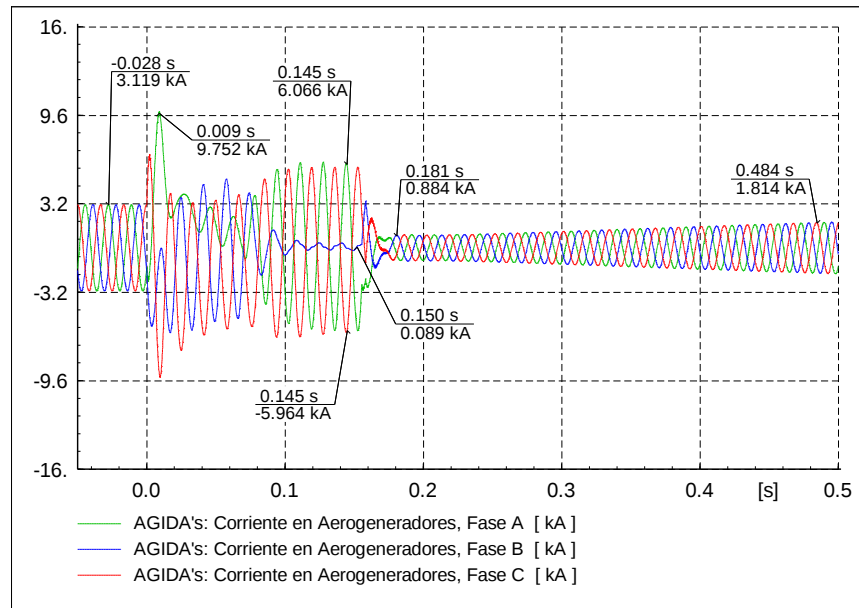


Figura 4.31 Corrientes de fase en los Aerogeneradores para el Caso 3.

La Figura 4.32 se aprecia el comportamiento de la potencia activa por fase en el PDI para el Caso 3. Para una operación en estado de pre-falla la potencia recibida es de 22.1 MW por fase. Una vez en que la falla es iniciada en $t=0s$, en las fases A y B la potencia recibida disminuye a 0 MW y esta condición se mantiene durante la duración de la falla. Se aprecia además que la fase C para el instante $t=0.012s$ recibe 4.9 MW, de igual forma se aprecia que entre $t=0.052s$ y $t=0.062s$ se comienza a enviar potencia activa hacia el parque y para el momento de liberación de la falla se encuentra enviando 5.9 MW. Ya una vez que la falla termina en $t=0.150s$ nuevamente se comienza a recibir potencia activa hasta recuperar magnitudes previo al disturbio.

La Figura 4.33 muestra el comportamiento de la potencia activa por fase en los aerogeneradores para el Caso 3. En esta figura se puede observar que en condiciones de pre-falla cada aerogenerador envía 0.9 MW por fase. Ya una vez que la falla es aplicada en $t=0s$, las fases B y C comienzan a disminuir el envío de potencia, para el momento en que finaliza la falla en $t=0.150s$ la fase B está enviando 0.3 MW mientras que la fase C en el mismo instante envía 0.6 MW. El comportamiento de la fase A es distinto, a partir de la aplicación del disturbio consume en promedio de 0.3 MW manteniéndose así hasta que la falla es liberada. Una vez que termina el disturbio las magnitudes de potencia en cada fase vuelven a recuperar sus valores previos a este.

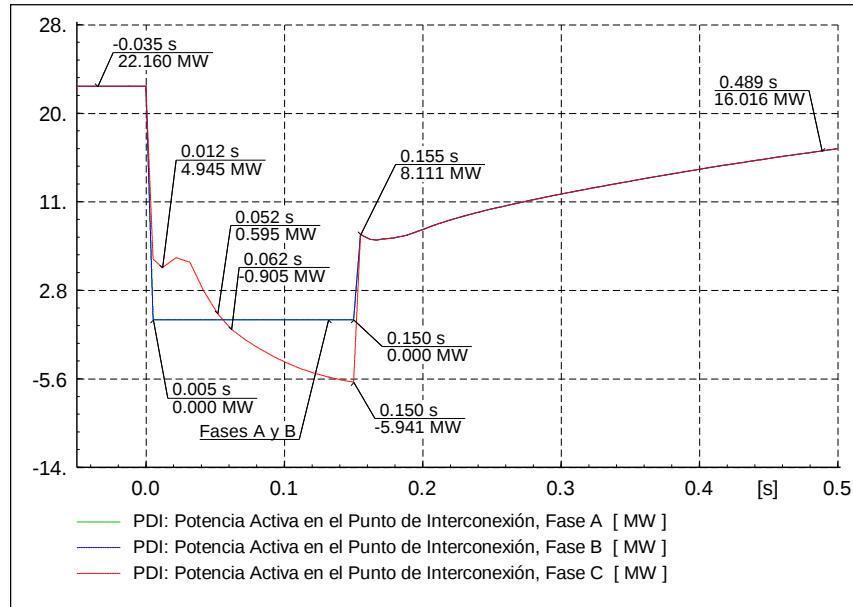


Figura 4.32 Potencia activa por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 3.

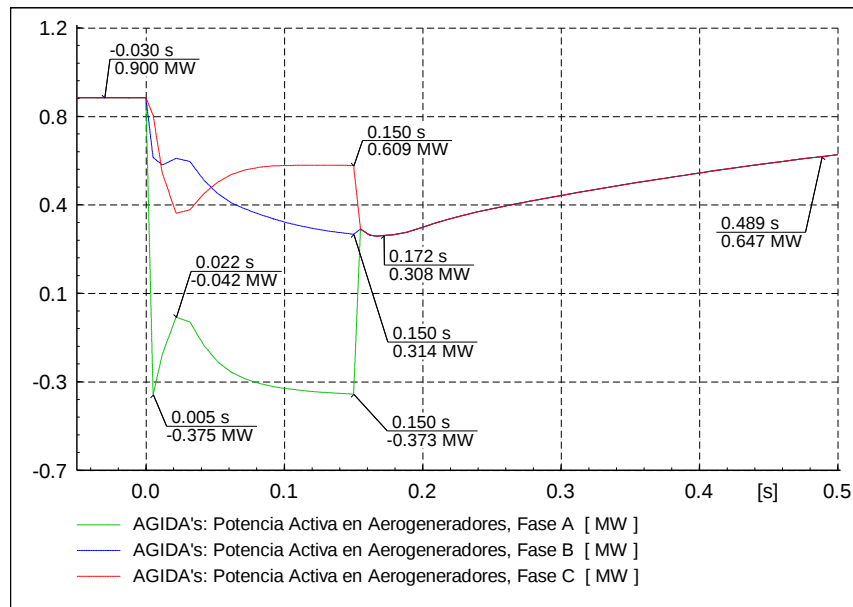


Figura 4.33 Potencia activa por fase en los Aerogeneradores para el Caso 3.

La Figura 4.34 muestra el comportamiento de la potencia reactiva por fase en el PDI para el Caso 3. En esta figura se observa que en estado de pre-falla no se recibe potencia reactiva en ninguna fase. Una vez que se aplica el disturbio en $t=0s$, las fases A y B se mantienen sin recibir potencia reactiva hasta que la falla se libera, se observa además que la fase C comienza a enviar reactivos hacia el parque y en $t=0.022s$ envía un pico de potencia de 28.1 Mvar y de inmediato se disminuye el envío hasta llegar a 5.7 Mvar en el instante de la liberación de la falla en $t=0.150s$. Posterior al término del disturbio, para el instante $t=0.155s$ cada fase envía 17.3 Mvar hacia el parque, tras pasar ese instante comienzan a disminuir el envío de reactivos para retomar sus magnitudes de pre-falla.

La Figura 4.35 muestra el comportamiento de la potencia reactiva por fase en los aerogeneradores para el Caso 3. Se observa que momentos antes del disturbio los aerogeneradores están enviando 0.107 Mvar por fase. Una vez que la falla inicia en $t=0s$, las fases A y C aumentan el envío de potencia reactiva, siendo la fase A la de mayor magnitud, en el instante $t=0.005s$ envía un pico de 0.77 Mvar disminuyéndolo rápidamente a 0.15 Mvar, después del instante $t=0.022s$ comienza a aumentar el envío nuevamente para así llegar a un valor de 0.43 Mvar al momento de la liberación del disturbio. Se puede observar además que la fase B durante la falla absorbe potencia reactiva, para los mismos instantes de tiempo que la fase A, primero absorbe 0.36 Mvar disminuyendo paulatinamente esa cantidad hasta llegar a 0.067 Mvar al momento en que se libera la falla. Una vez finalizado el disturbio a partir de $t=0.150s$ se comienzan a recuperar la magnitud de potencia que se tenía previo al disturbio, sin embargo en $t=0.155s$ cada aerogenerador consumen 0.6 Mvar por fase.

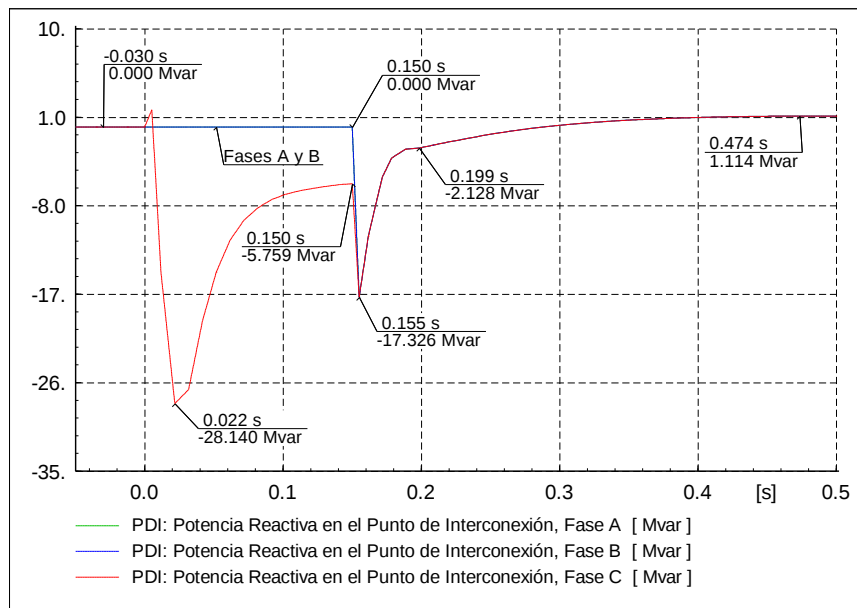


Figura 4.34 Potencia reactiva por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 3.

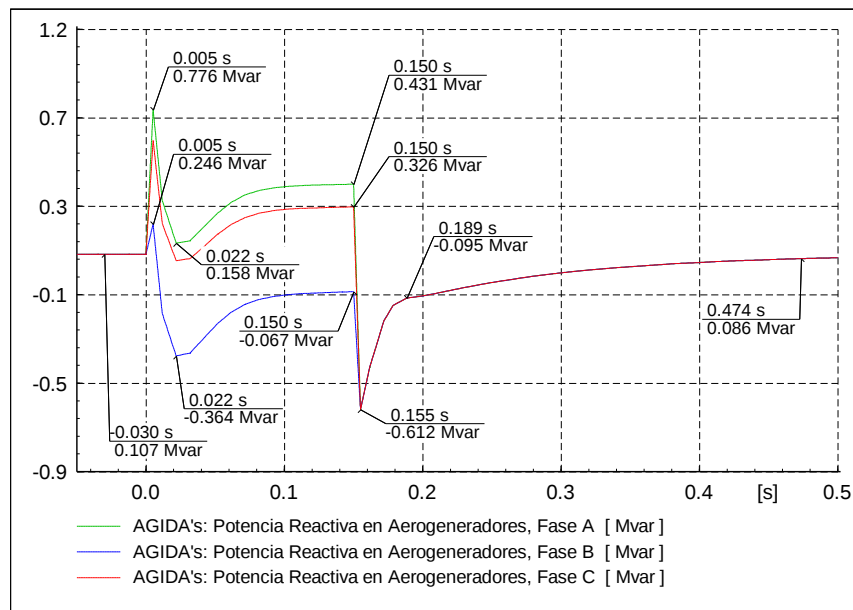


Figura 4.35 Potencia reactiva por fase en los Aerogeneradores para el Caso 3.

La Figura 4.36 muestra el comportamiento de la potencia activa trifásica en el PDI para el Caso 3. Se observa que previo a la aplicación de la falla se están recibiendo 66.4 MW. Al momento de la aplicación del disturbio en $t=0$ s la recepción de potencia activa disminuye a 5.7 MW, sin embargo para instantes posteriores a $t=0.06$ s se comienza a enviar potencia activa hacia el parque y para el momento $t=0.150$ s se están enviando 5.9 MW. Después de que se libera la falla se inicia nuevamente a recibir potencia activa hasta recuperar la magnitud previa a la falla.

Continuando con la Figura 4.36 se observa el comportamiento de la potencia reactiva trifásica en el PDI para el Caso 3. De esta figura se puede apreciar que el nivel de potencia reactiva recibido en condiciones previas a la falla es de 0 Mvar. Cuando se inicia el disturbio en $t=0$ s se comienza a enviar potencia reactiva hacia el parque, en $t=0.022$ s se presenta un máximo envío de 28.1 Mvar, posterior a ese instante comienza a disminuir y para el momento en que la falla es liberada ya se encuentra en 5.7 Mvar. Una vez que el disturbio termina en $t=0.150$ s nuevamente se envía un pico de 51.9 Mvar disminuyéndolo de forma inmediata y para el instante $t=0.189$ s ya solo envía 6.7 Mvar, después de esto continua disminuyendo hasta recuperar los valores en estado de pre-falla.

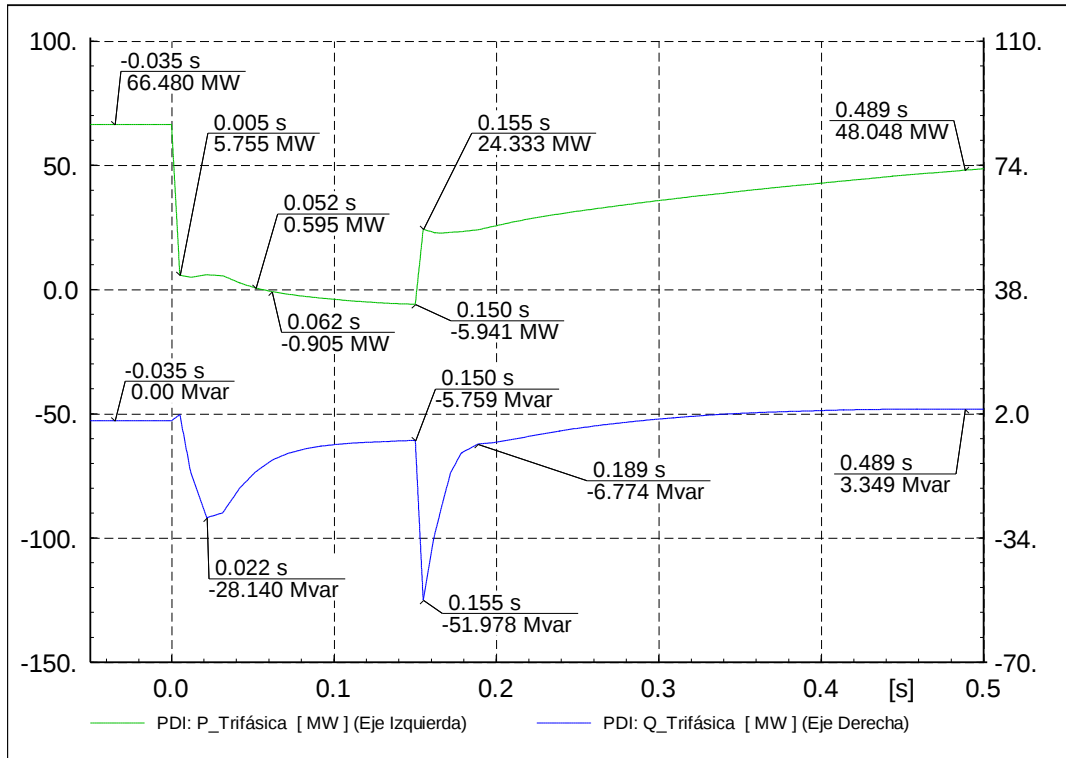


Figura 4.36 Potencia activa y reactiva trifásica en el Punto de Interconexión para el Caso 3.

La Figura 4.37 muestra el comportamiento de la potencia activa trifásica en aerogeneradores para el Caso 3. Se observa que previo al disturbio cada aerogenerador envía 2.7 MW trifásicos. A partir de la aplicación de la falla en $t=0s$ se disminuye el envío, en $t=0.005s$ solo están enviando 1.1 MW y para el momento en que la falla es liberada en $t=0.150s$ se encuentran enviando 0.5 MW. Una vez que el disturbio termina nuevamente comienzan a enviar potencia activa hasta recuperar las magnitudes que tenían en estado de pre-falla.

En la misma Figura 4.37 se muestra el comportamiento de la potencia reactiva trifásica en aerogeneradores para el Caso 3. Se observa que previo a la falla cada aerogenerador envía 0.32 Mvar. Una vez que se aplica la falla en $t=0s$ incrementan el envío de reactivos, para el instante $t=0.005s$ envían un pico de 1.6 Mvar que de forma inmediata lo disminuyen y para el instante $t=0.022s$ ahora se encuentran absorbiendo 0.12 Mvar. Después del instante $t=0.022s$ nuevamente vuelven a enviar reactivos hasta llegar a 0.69 Mvar en el momento de la liberación del disturbio. Tras la liberación de la falla en $t=0.150s$ los AG's comienzan a retomar los niveles previos a esta, sin embargo en $t=0.155s$ consumen 1.8 Mvar y de inmediato disminuyen esta condición para así continuar la recuperación de la potencia reactiva que tenían en estado de pre-falla.

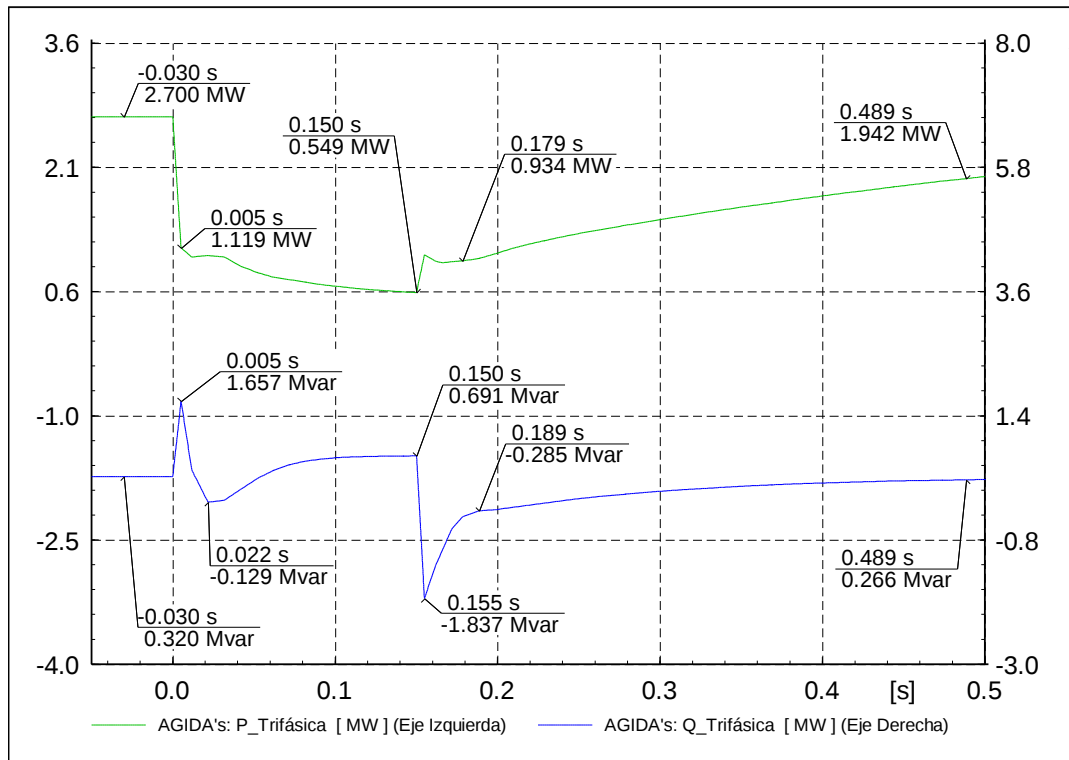


Figura 4.37 Potencia activa y reactiva trifásica en los Aerogeneradores para el Caso 3.

4.1.5 Caso 4: Falla monofásica a tierra

Para el Caso 4 se simula una falla de fase a tierra en el PDI en el modelo de la central con AGIDA. Al igual que el Caso 1, Caso 2 y Caso 3 se hacen mediciones mostrando el comportamiento antes, durante y posterior a la falla en el punto de aplicación de la falla y en los aerogeneradores. Su comportamiento es mostrado de la Figura 4.38 a la Figura 4.49.

La Figura 4.38 muestra las formas de onda de voltaje de línea a tierra en el PDI para el Caso 4. En la gráfica se ilustra que los voltajes pico en estado de pre-falla son de 93.8 kV para cada fase. Desde el inicio de la falla en $t=0s$ hasta el momento de su liberación la magnitud de tensión en la fase A disminuye a 0 kV, mientras que las fases B y C mantienen el nivel en 90 kV y 95 kV respectivamente. Una vez finalizado el disturbio en $t=0.150s$ los niveles de voltaje vuelven a sus valores de pre-falla.

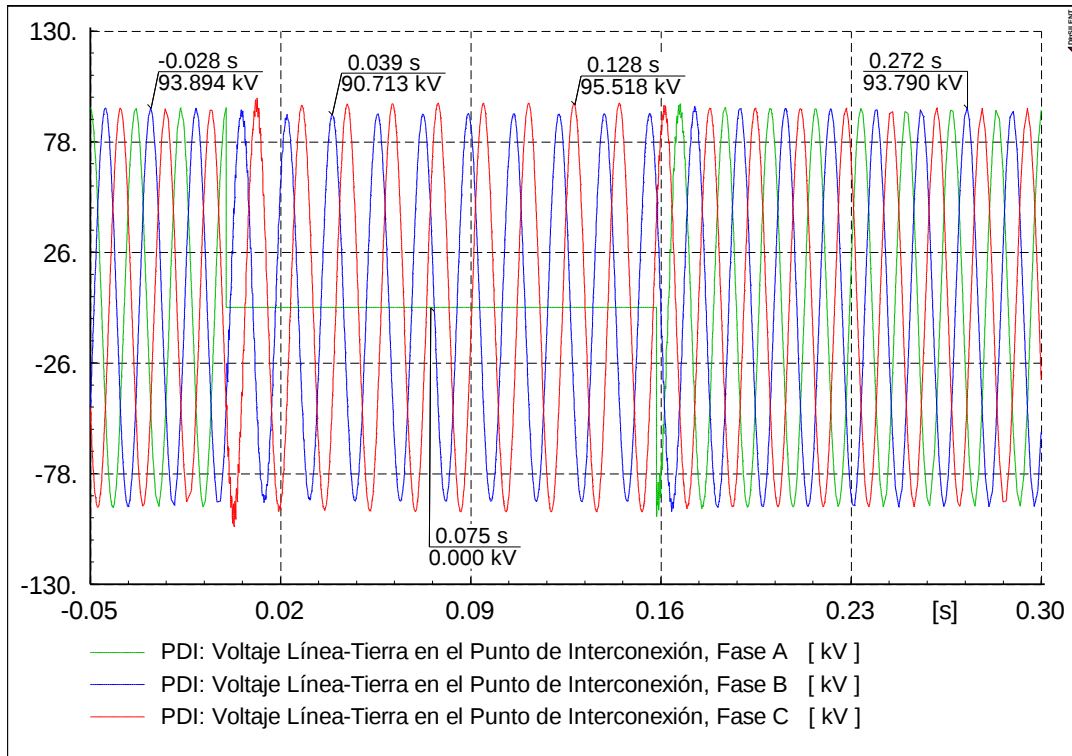


Figura 4.38 Formas de onda de voltaje de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 4.

La Figura 4.39 muestra el comportamiento de los voltajes de línea a tierra (RMS) en el PDI para el Caso 4. Se puede observar que previo al inicio de la falla los voltajes están en 1.0 p.u. A partir de la aplicación de la falla en $t=0s$, el nivel de voltaje en las fases A disminuye a 0 p.u., mientras que el voltaje en la fase B y C se mantienen en 0.95 p.u. y 1.02 p.u. respectivamente, ese comportamiento en cada fase se mantiene hasta que el disturbio termina en $t=0.150s$. Para instantes posteriores a la liberación de la falla los niveles de voltaje vuelven a su estado previo a esta.

En la Figura 4.40 se observa el comportamiento de los voltajes de línea a tierra (RMS) en los aerogeneradores para el Caso 4. En esta figura se puede apreciar que en estado de pre-falla la magnitud de voltaje en AG's es de 1.0 p.u por fase. Una vez que se aplica la falla en $t=0s$ los voltajes

descienden y la magnitud más baja se presenta en la fase C llegando a un valor de 0.5 p.u., esta condición se mantiene hasta el momento de la liberación de la falla en $t=0.150$ s. Instantes posteriores al término del disturbio la magnitud de tensión recupera valores previos al disturbio.

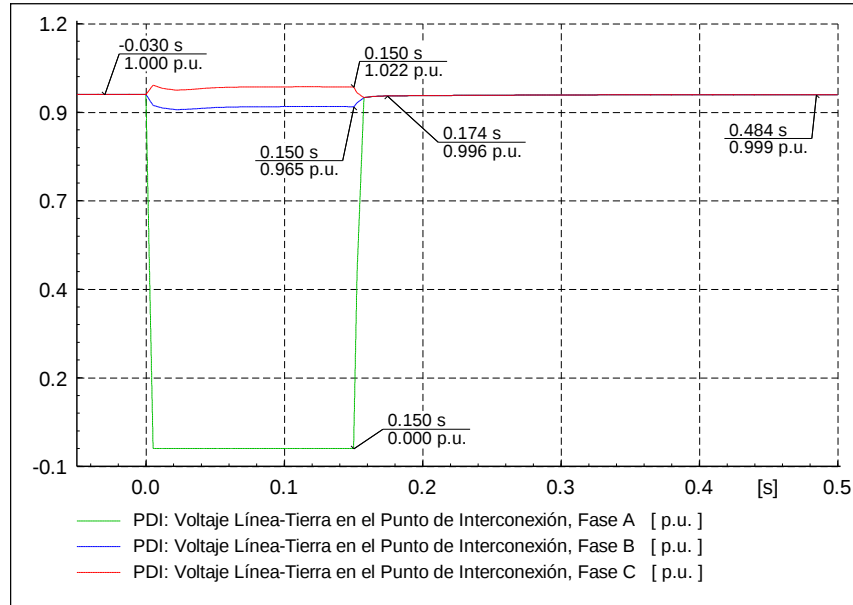


Figura 4.39 Voltajes de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 4.

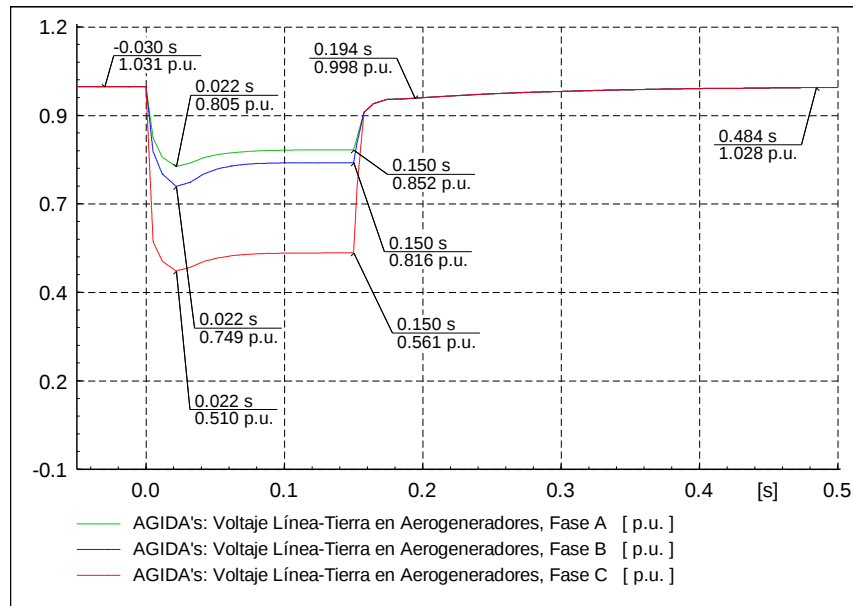


Figura 4.40 Voltajes de línea a tierra en los Aerogeneradores para el Caso 4.

La Figura 4.41 muestra el comportamiento de la corriente de secuencia positiva (RMS) en el PDI para el Caso 4. Se observa que previo a la aplicación de la falla la corriente nominal es de 0.33 kA. Una vez iniciado el disturbio en $t=0$ s el nivel de corriente aumenta presentándose un máximo de 0.75 kA (2 veces la corriente nominal) en el instante $t=0.002$ s, posteriormente la corriente comienza a disminuir

hasta llegar a 0.5 kA al momento en que la falla es liberada en $t=150$ s. Una vez finalizado el disturbio la corriente comienza a retomar niveles previos a la falla. Sin embargo en el instante $t=0.181$ s se presenta el nivel más bajo de corriente con 0.2 kA (60% de la corriente nominal).

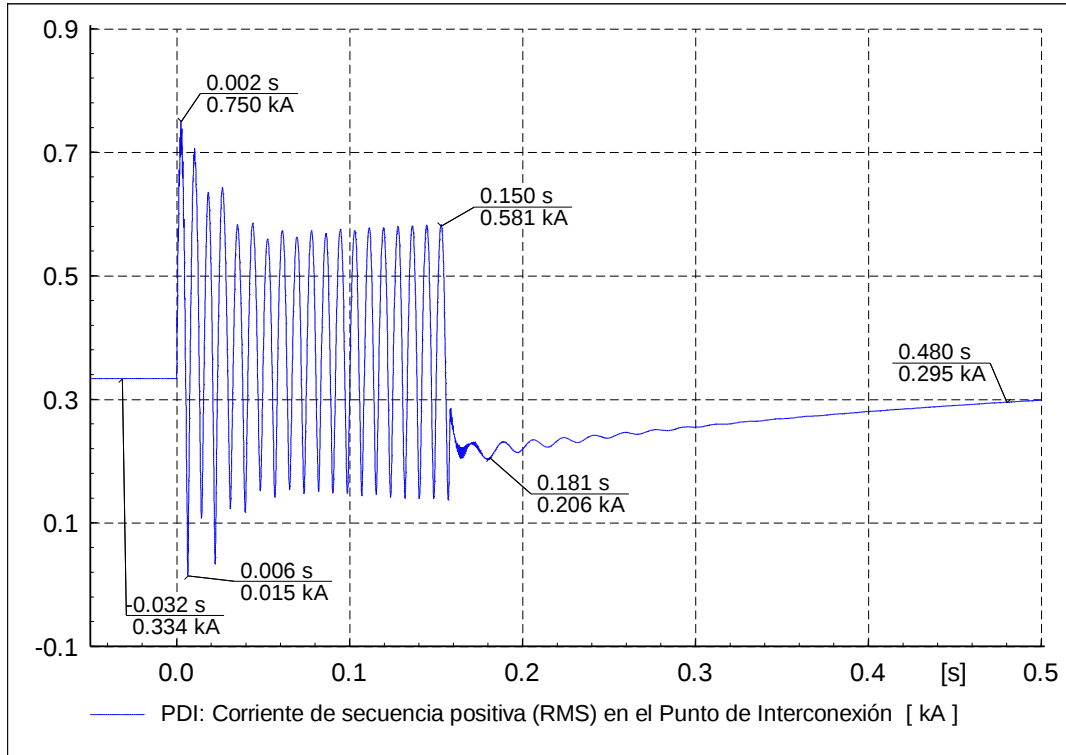


Figura 4.41 Corriente de secuencia positiva (RMS) en el Punto de Interconexión para el Caso 4.

La Figura 4.42 muestra el comportamiento de las corrientes de fase en el PDI para el Caso 4. En esta figura se observa que en estado de pre-falla se consume una corriente (pico) de 0.46 kA por fase. Después de que la falla es iniciada en $t=0$ s las corrientes aumentan, siendo la fase A la de mayor magnitud y para el instante $t=0.002$ s tiene un valor de 1.3 kA (2.8 veces mayor a la corriente de pre-falla), después de ese instante la corriente disminuye un poco y se mantiene en un valor de 1.06 kA hasta el momento de su liberación. Asimismo se observa que las fases B y C para el momento en que finaliza la falla tienen un valor aproximado de 0.47 kA y 0.39 kA respectivamente. Una vez que el disturbio es liberado, a partir de $t=0.150$ s los niveles de corriente comienzan a recuperar los valores de pre-falla.

La Figura 4.43 muestra el comportamiento de las corrientes de fase en los aerogeneradores para el Caso 4. Se observa que desde el inicio de la simulación y hasta el instante en que inicia la falla el valor de la corriente (pico) es de 3.1 kA. Después de que inicia el disturbio en $t=0$ s la corriente en las fases B y C aumenta, la fase C es la de mayor magnitud con un valor en el instante $t=0.003$ s de 6.4 kA (2 veces la corriente de pre-falla), para instantes posteriores la magnitud disminuye un poco y para el momento en que se libera la falla ya se encuentra en 5.2 kA. Por otro lado la fase A disminuye a 1.6 kA en promedio (50% de la corriente de pre-falla) durante el tiempo de aplicación de la falla. Una vez que el

disturbio finaliza en $t=0.150\text{s}$ los niveles de corriente se comienzan a incrementar hasta retomar los previos al disturbio.

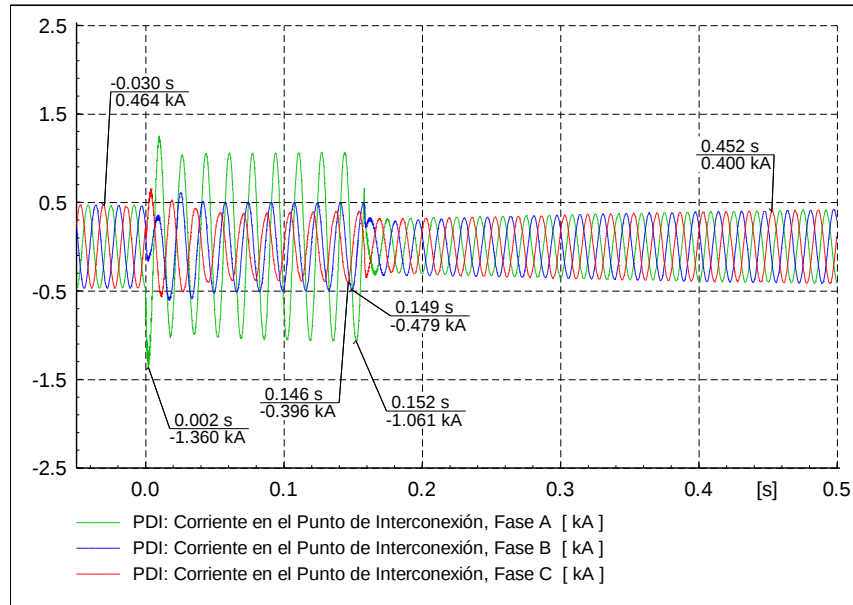


Figura 4.42 Corrientes de fase en el Punto de Interconexión para el Caso 4.

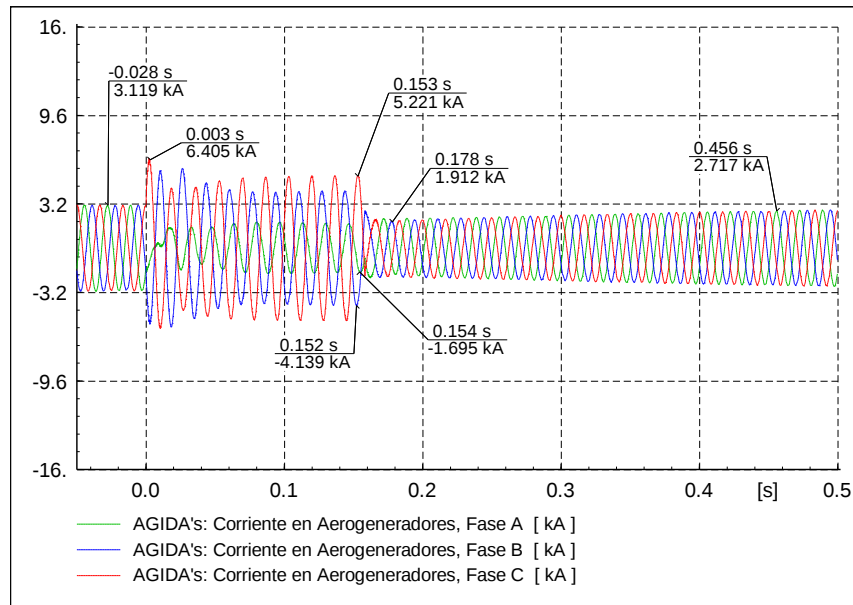


Figura 4.43 Corrientes de fase en los Aerogeneradores para el Caso 4.

La Figura 4.44 muestra el comportamiento de la potencia activa por fase en el PDI para el Caso 4. De esta figura se observa que previo al inicio de la falla la potencia recibida es de 22.1 MW por fase. Una vez que se inicia el disturbio en $t=0\text{s}$, la potencia recibida en la fase A disminuye en su totalidad, la fase B envía en promedio de 4.7 MW hacia el parque y ambas fases mantienen esa condición durante la aplicación de la falla. Se aprecia además que la fase C continua recibiendo potencia activa, en el

instante $t=0.032s$ se recibe un máximo de 33.2 MW que de forma inmediata disminuye a 28.2 MW manteniendo este valor hasta el momento en que la falla termina en $t=0.150s$. Posterior a la liberación del disturbio, en el instante $t=0.174s$ cada fase recibe 15.8 MW para posteriormente aumentar esta recepción hasta llegar a magnitudes previas al disturbio.

La Figura 4.45 muestra el comportamiento de la potencia activa por fase en los aerogeneradores para el Caso 4. Se observa que en estado de pre-falla cada aerogenerador envía 0.9 MW por fase. Desde momento en que se inicia la falla en $t=0s$ y hasta el instante de su liberación en $t=0.150s$, las fases A y C disminuyen su envío, por un lado la fase A manda en promedio 0.08 MW, y la C un promedio de 0.3 MW, se observa además que la fase B aumenta el envío de potencia activa a un valor de 1.2 MW en promedio. Una vez que finaliza el disturbio en $t=0.150s$ la potencia activa comienza a retomar magnitudes que se tenían en estado de pre-falla.

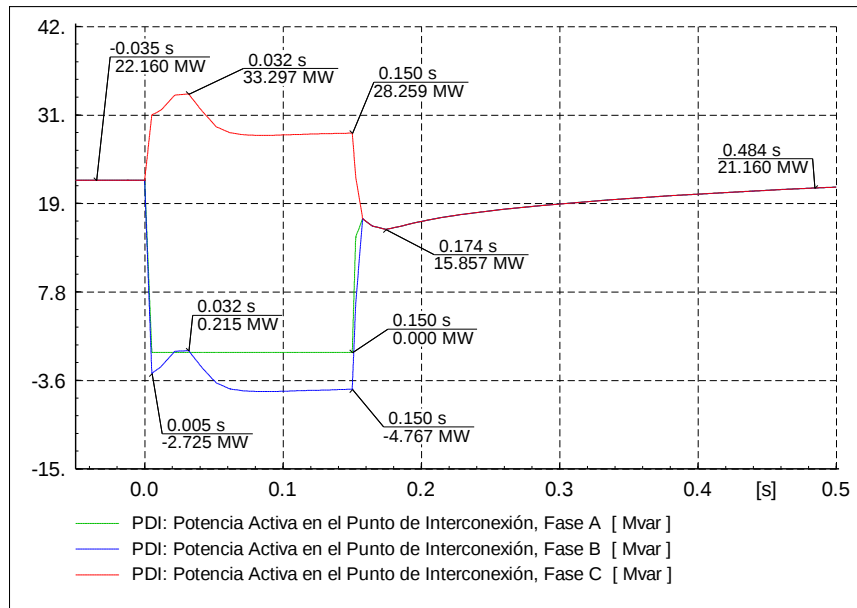


Figura 4.44 Potencia activa por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 4.

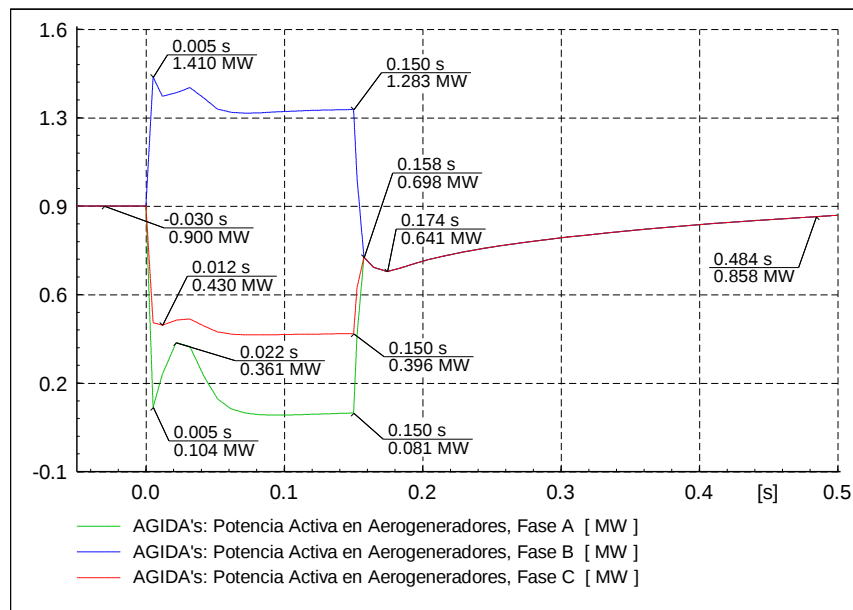


Figura 4.45 Potencia activa por fase en los Aerogeneradores para el Caso 4.

La Figura 4.46 muestra el comportamiento de la potencia reactiva por fase en el PDI para el Caso 4. En esta figura se observa que en condiciones de pre-falla la potencia recibida es de 0 Mvar. A partir de la aplicación del disturbio en $t=0s$, la fase A continua sin recibir potencia reactiva, la fase B en el instante $t=0.022s$ envía 27.7 Mvar y comienza a disminuir el envío hasta llegar a 18.8 Mvar, mientras que la fase C recibe un promedio de 6.7 Mvar. Una vez que el disturbio finaliza en $t=0.150s$ los niveles de potencia comienzan a recuperar valores de pre-falla.

La Figura 4.47 muestra el comportamiento de la potencia reactiva por fase en los aerogeneradores para el Caso 4. De esta figura se parecía que antes del disturbio los aerogeneradores están enviando 0.107 Mvar por fase. Desde el momento en que se aplica la falla en $t=0s$, las fases A y B absorben en promedio 0.08 y 0.2 Mvar respectivamente, mientras que la fase C envía 0.76 Mvar en promedio, este comportamiento se mantiene en cada fase hasta el instante en que finaliza el disturbio en $t=0.150s$. Posterior a la liberación de la falla los niveles de potencia reactiva comienzan a recobrar sus valores previos a la falla.

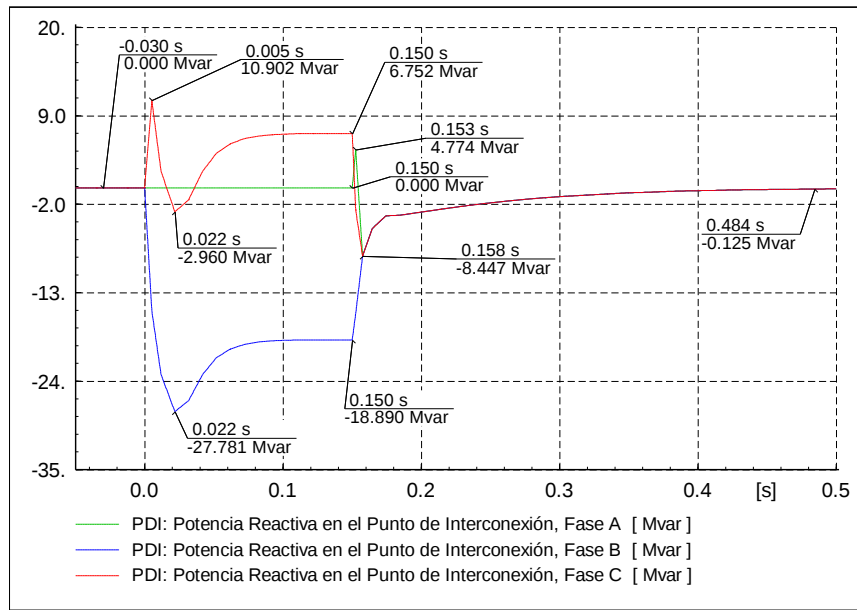


Figura 4.46 Potencia reactiva por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 4.

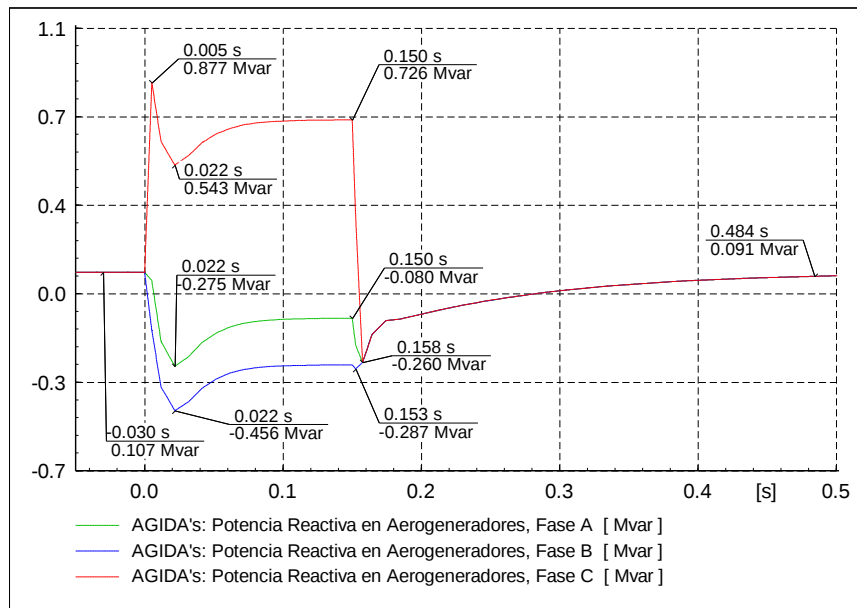


Figura 4.47 Potencia reactiva por fase en los Aerogeneradores para el Caso 4.

La Figura 4.48 muestra el comportamiento de la potencia activa trifásica en el PDI para el Caso 4. Se observa que en estado de pre-falla se están recibiendo 66.4 MW. Ya una vez aplicada la falla en $t=0s$ la potencia recibida disminuye, en $t=0.005s$ se reciben 27.8 MW, después de ese momento continua disminuyendo hasta llegar a 23.4 MW el momento en que finaliza la falla. Una vez que termina el disturbio en $t=0.150s$ los niveles de potencia activa comienzan recuperar sus valores previo al disturbio.

Continuando con la Figura 4.48 se muestra el comportamiento de la potencia reactiva trifásica en el PDI para el Caso 4. En esta figura se observa que la magnitud de potencia recibida previo a la falla es de

0 Mvar. Una vez que se aplica la falla en $t=0s$ se comienza a enviar potencia hacia el parque, en el instante $t=0.022s$ se envían 30.7 Mvar, de inmediato comienza a disminuir este envío y para el momento de liberación de la falla ya se encuentra en 12.1 Mvar. Posterior al momento de la liberación del disturbio en $t=0.150s$ el envío de potencia comienza a disminuir para así retomar la magnitud de potencia reactiva que se tenía previo a la falla.

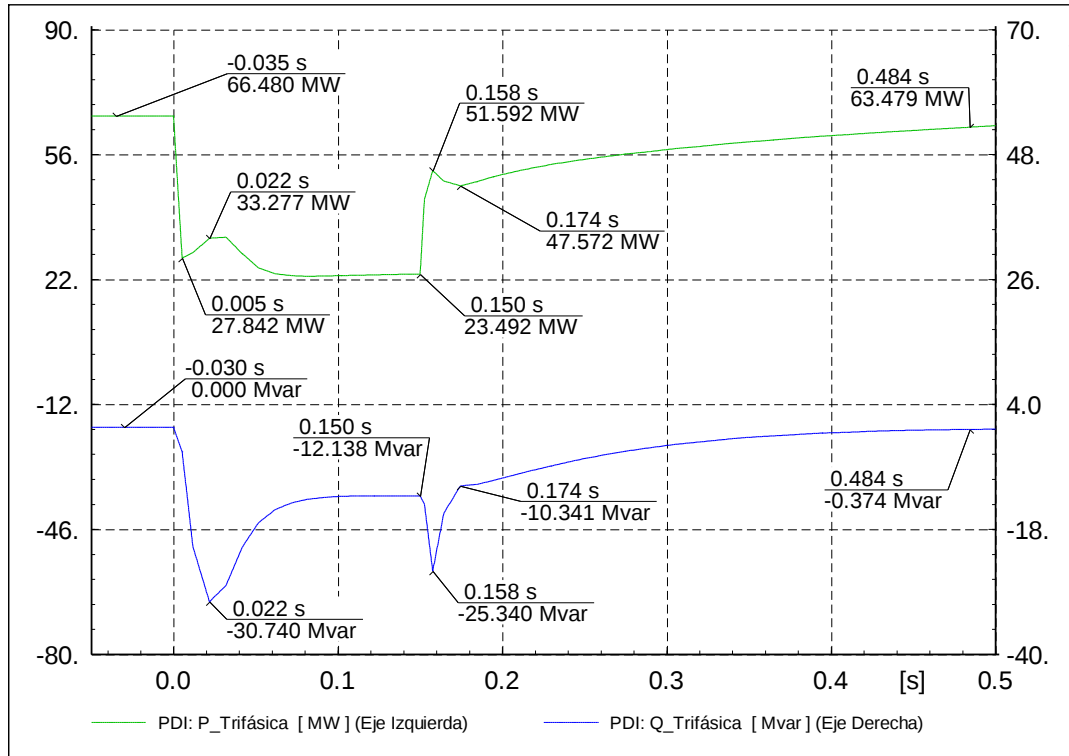


Figura 4.48 Potencia activa y reactiva trifásica en el Punto de Interconexión para el Caso 4.

La Figura 4.49 muestra el comportamiento de la potencia activa trifásica en aerogeneradores para el Caso 4. Se aprecia que previo al inicio del disturbio cada aerogenerador envía 2.7 MW. Una vez que inicia la falla en $t=0.150s$ disminuyen la cantidad enviada, para el instante $t=0.005s$ envían 1.9 MW, después de este valor aun lo disminuyen más y aproximadamente desde $t=0.082s$ envían un promedio de 1.7 MW hasta el instante en que el disturbio termina en $t=0.150s$. Una vez que la falla ha sido liberada los AG's vuelven a aumentar el envío de potencia activa hacia el PDI recuperando sus niveles previos al disturbio.

En la misma Figura 4.49 se muestra el comportamiento de la potencia reactiva trifásica en aerogeneradores para el Caso 4. Se aprecia que en condiciones de pre-falla cada aerogenerador envía 0.32 Mvar. Al momento en que se aplica la falla en $t=0s$ aumentan el envío de reactivos, en el instante $t=0.005s$ se aprecia un pico de potencia reactiva de 0.8 Mvar y para el momento en que finaliza la falla se encuentran enviando 0.37 Mvar, sin embargo en el instante $t=0.022s$ absorben 0.18 Mvar. Una vez que el disturbio termina, para el instante $t=0.158s$ cada AG consume 0.77 Mvar, posterior a esto los AG's comienzan a enviar reactivos hasta recuperar niveles de pre-falla.

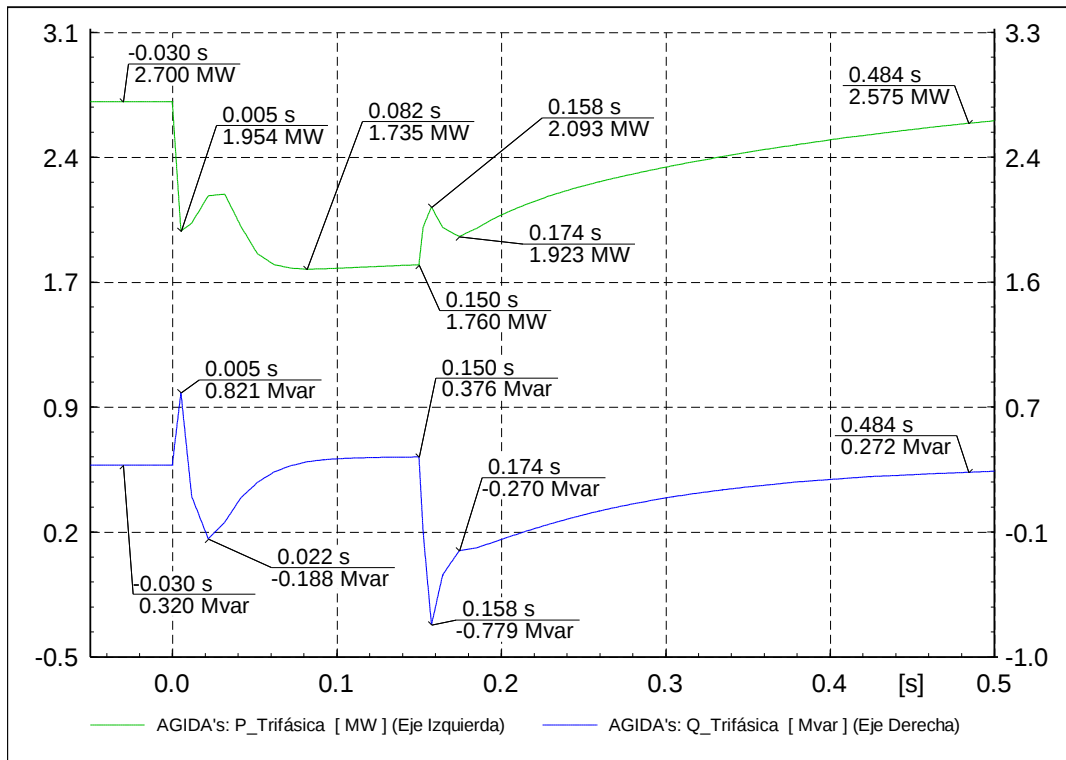


Figura 4.49 Potencia activa y reactiva trifásica en los Aerogeneradores para el Caso 4.

4.2 Modelo de una central eólica con aerogeneradores conectados a través de convertidores (Modelo 2)

Se modela una central eólica con aerogeneradores conectados a través de convertidores, este modelo es mostrado en la Figura 4.50 o Figura C-1. La capacidad de esta central es la misma que la del Modelo 1, es decir 67.5 MW, de igual forma esta interconectada a la red externa a un nivel de tensión de 115 kV cumpliendo un factor de potencia de $FP=1.0$ en el punto de interconexión.

La línea de transmisión de interconexión aérea tiene una longitud de 20 km con un conductor de 795 MCM a 115 kV.

La subestación colectora cuenta con un transformador de potencia de una capacidad de 125 MVA con voltajes nominales de 115/20 kV y una conexión Estrella aterrizada/Delta en sus devanados (lado de alta y baja tensión respectivamente). Cuenta además con 4 bancos de capacitores de 3.6 Mvar cada uno para el ajuste de potencia reactiva entregada en el punto de interconexión para un factor de potencia diferente al unitario.

La central está conformada por 25 aerogeneradores conectados a través de convertidores con capacidad de 2.7 MW. Cada aerogenerador cuenta con un transformador que eleva su voltaje de 0.4 kV a 20 kV. La capacidad de cada transformador es de 3 MVA y tienen una conexión en sus devanados en Delta/Estrella aterrizada (Alta y Baja tensión respectivamente).

El sistema colector está integrado por alimentadores secundarios tipo XLPE-RA 25 kV 3(1x500 KCM) de aluminio y los alimentadores principales son de tipo XLPE 25 kV 3(1x750 KCM) de aluminio.

La descripción de los elementos que integran a una central con AGCC al igual que algunos de sus parámetros están descritos en el Apéndice A.

4.2.1 Caso base en central con AGCC

Para el caso base de esta central nuevamente se considera que se encuentra entregando su capacidad máxima de generación, 67.5 MW.

En el punto de interconexión se tienen las siguientes condiciones operativas:

- Corriente máxima de corto circuito: $I_{cc}=17$ kA
- Potencia máxima de corto circuito: $S_{cc}=3386$ MVA
- Factor de potencia: $FP_{PD}=1.0$
- Corriente nominal a factor de potencia unitario: $I_{nom_PD}=0.33$ kA

Como el factor de potencia a cumplir es de $FP=1.0$ en el punto de interconexión, los aerogeneradores conectados a través de convertidores son ajustados y se encuentran operando con las siguientes condiciones:

- Factor de potencia en los aerogeneradores: $FP_{AGCC} = 0.9931$ en atraso
- Voltaje de operación de los aerogeneradores: 0.4 kV
- Corriente nominal en aerogeneradores: $I_{nom_AGCC} = 4.33$ kA.

Continuando con la Figura 4.50 o Figura C-1 podemos observar que en el punto de interconexión se reciben 66.5 MW de potencia activa trifásica la cual es enviada por el parque eólico mientras que la potencia reactiva trifásica recibida es de 0 Mvar comprobando así que se cumple el factor de potencia requerido en el PDI para este modelo. Además en este punto se aprecia también que la corriente es de 0.334 kA.

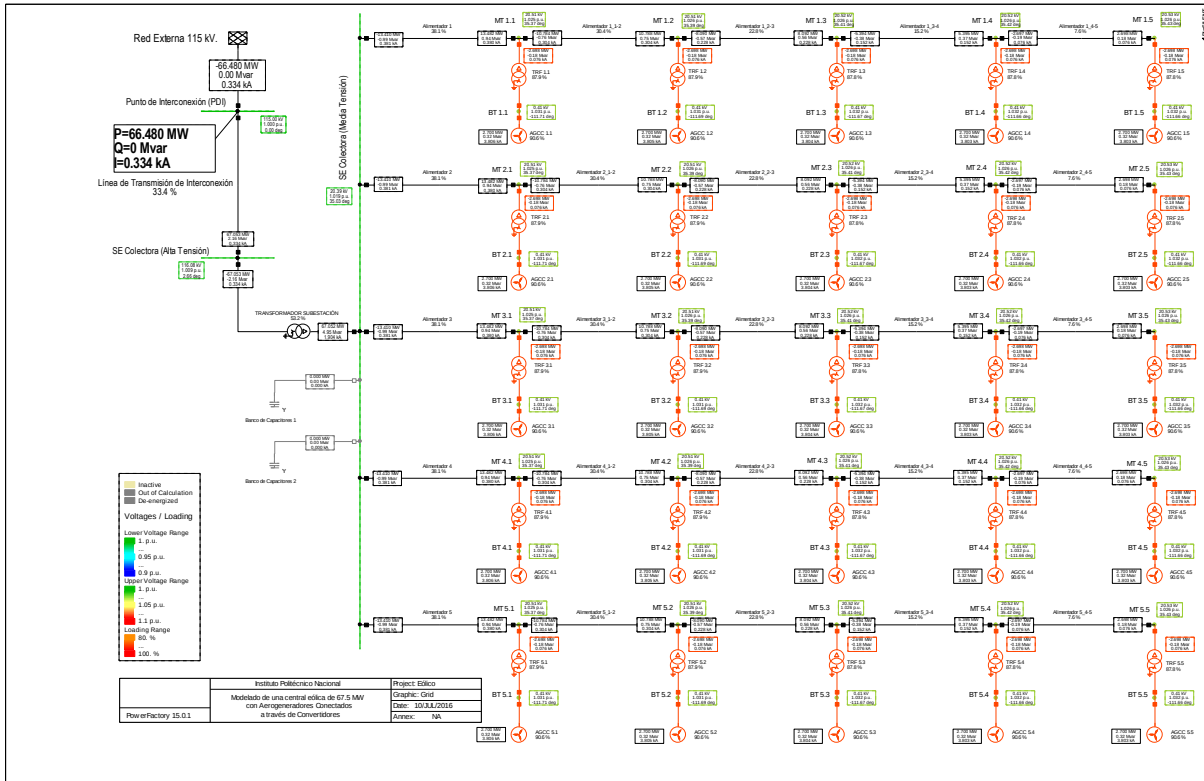
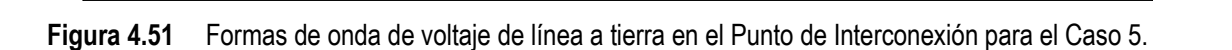


Figura 4.50 Modelo de una central eólica de 67.5 MW con aerogeneradores conectados a través de convertidores (Modelo 2) en DlgSILENT.



en 0.17 p.u. permaneciendo en este último valor hasta que se libera la falla en $t=0.150$ s. Ya una vez finalizado el disturbio, el voltaje se incrementa volviendo a su nivel previo a este.

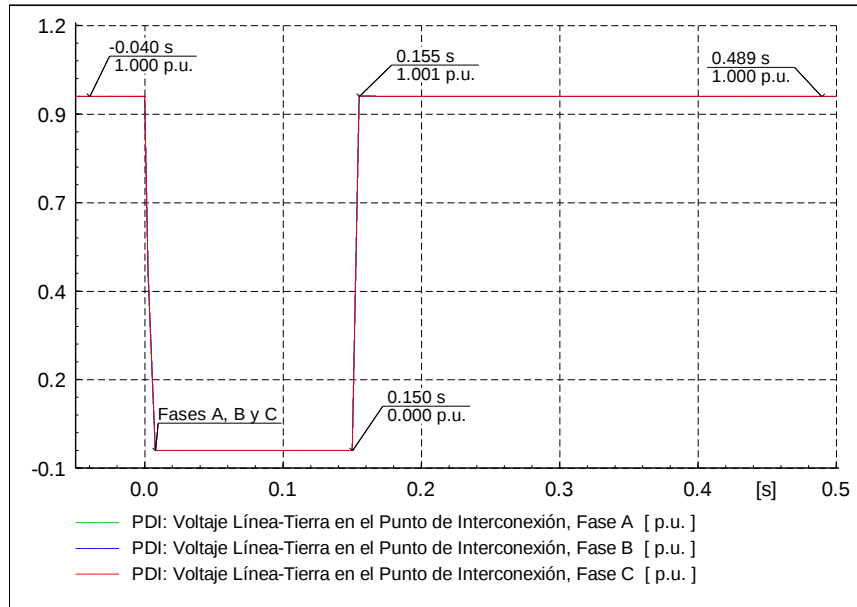


Figura 4.52 Voltajes de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 5.

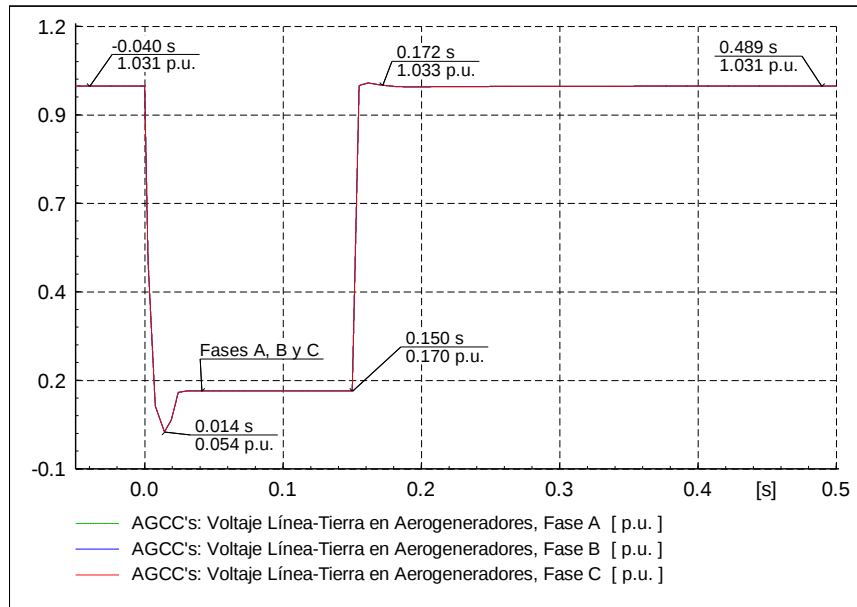


Figura 4.53 Voltajes de línea a tierra en los Aerogeneradores para el Caso 5.

La Figura 4.54 muestra el comportamiento de la corriente de secuencia positiva (RMS) en el PDI para el Caso 5. Previo a la aplicación de la falla la magnitud es de 0.33 kA. Una vez que inicia el disturbio en $t=0$ s la corriente se incrementa llegando a un valor máximo de 0.6 kA en $t=0.006$ s (aproximadamente 2 veces la corriente nominal), posterior a ese valor la corriente disminuye a 0.38 kA y permanece así

hasta que termina el disturbio. Después de que se libera la falla en $t=0.150\text{s}$ la corriente desciende a 0.054 kA y de forma inmediata se incrementa hasta recuperar la magnitud de pre-falla.

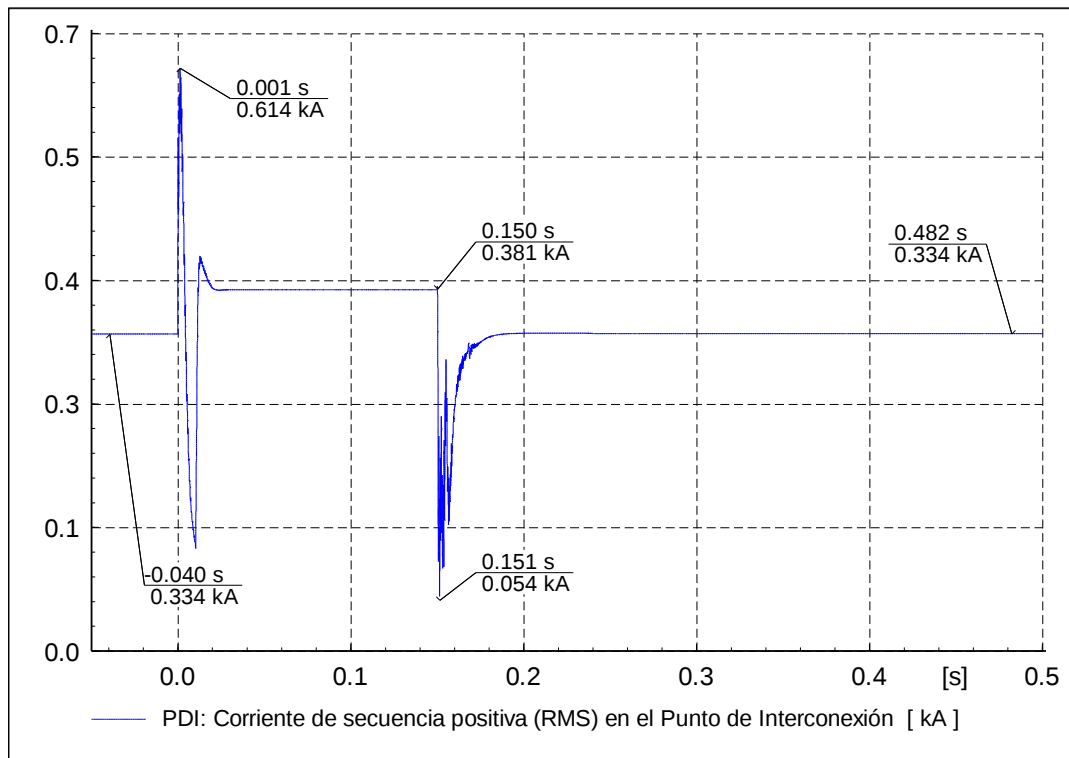


Figura 4.54 Corriente de secuencia positiva (RMS) en el Punto de Interconexión para el Caso 5.

La Figura 4.55 muestra el comportamiento de las corrientes de fase en el PDI para el Caso 5. En esta figura se puede apreciar que la corriente de operación antes de la falla es de 0.47 kA (pico). Al momento de aplicación de la falla en $t=0\text{s}$ la corriente en las tres fases se incrementa y de inmediato las fases A y C presentan un máximo nivel de 0.8 kA (este valor es 2 veces la corriente de pre-falla). Para instantes posteriores a $t=0.002\text{s}$ las tres fases están operando a 0.53 kA (aproximadamente 1.3 veces la corriente de pre-falla) hasta el momento en que termina el disturbio en $t=0.150\text{s}$. Ya una vez liberada la falla las corrientes recuperan niveles de pre-falla.

La Figura 4.56 muestra las formas de onda de corriente de fase en los aerogeneradores para el Caso 5. En la gráfica se ilustra que previo al inicio de la falla están operando a 5.2 kA (pico). A partir de la aplicación del disturbio en $t=0\text{s}$ su consumo aumenta, en la fase B se presenta un valor máximo de 9.1 kA (1.7 veces a corriente de pre-falla en AG's). Para instantes posteriores a $t=0.001\text{s}$ el nivel de las corrientes en las tres fases se mantiene en un valor de 6.07 kA (1.2 veces la corriente de pre-falla) hasta el momento de liberación de la falla en $t=0.150\text{s}$. Tras el término del disturbio, la magnitud de corriente disminuye a 2.3 kA aunque de inmediato se recuperan los niveles previos al disturbio.

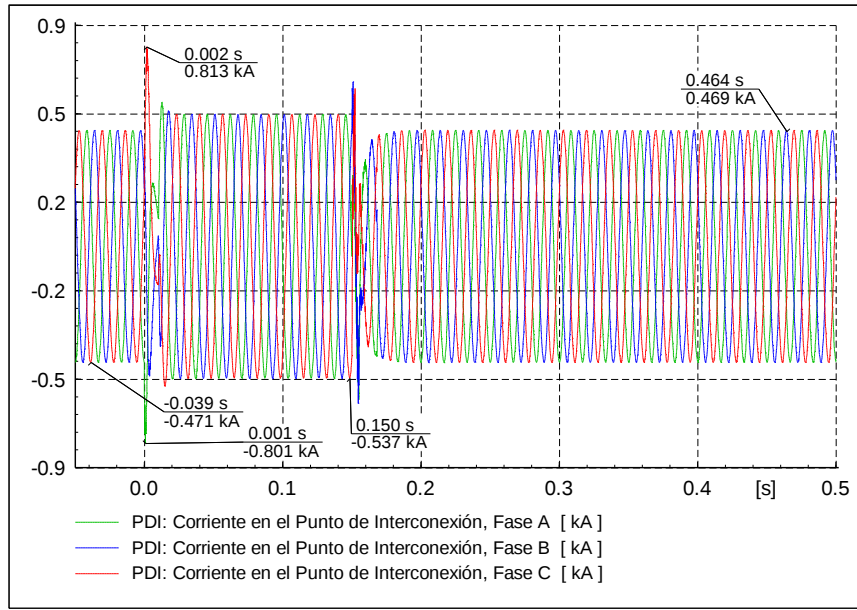


Figura 4.55 Corrientes de fase en el Punto de Interconexión para el Caso 5.

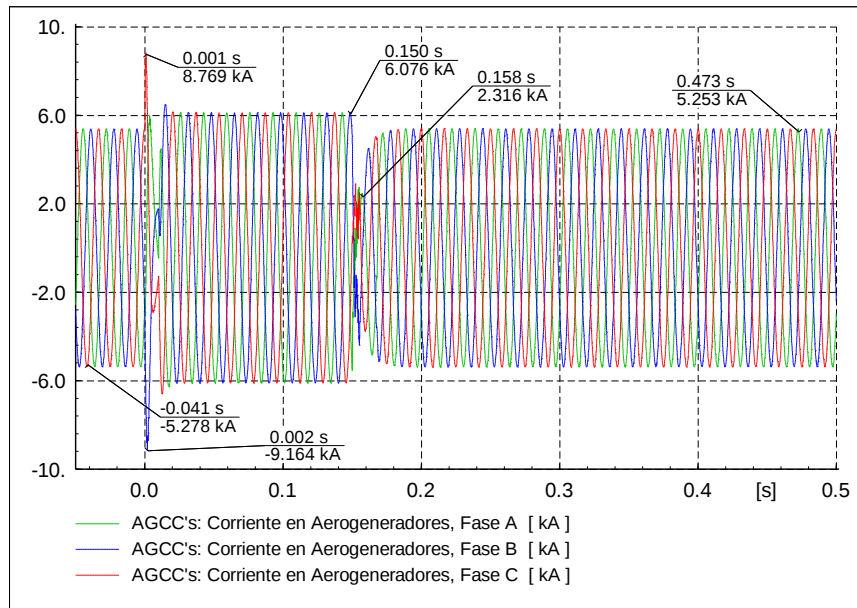


Figura 4.56 Corrientes de fase en los Aerogeneradores para el Caso 5.

La Figura 4.57 se ilustra el comportamiento de la potencia activa por fase en el PDI para el Caso 5. Se aprecia que previo al inicio del disturbio la potencia recibida es de 22.1 MW. Ya una vez que se aplica la falla en $t=0$ s la potencia disminuye a 0 MW manteniéndose así hasta el momento en que finaliza en $t=0.150$ s. Posterior a ese momento para el instante $t=0.18$ s la potencia ya ha recuperado la magnitud de pre-falla en su totalidad.

La Figura 4.58 muestra el comportamiento de la potencia activa por fase en los aerogeneradores para el Caso 5. Como se puede apreciar cada aerogenerador en estado de pre-falla envía 0.9 MW. Desde el

momento en que se aplica el disturbio en $t=0s$ la potencia enviada disminuye a 0.017 MW en promedio y mantiene este comportamiento hasta que finaliza el disturbio en $t=0.150s$. Para instantes posteriores a $t=0.17s$ la potencia enviada recupera sus valores de pre-falla.

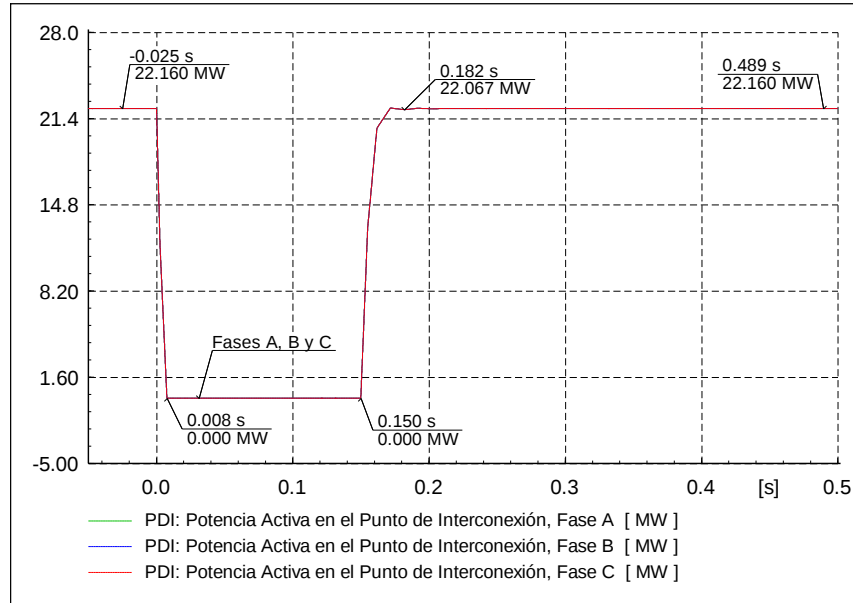


Figura 4.57 Potencia activa por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 5.

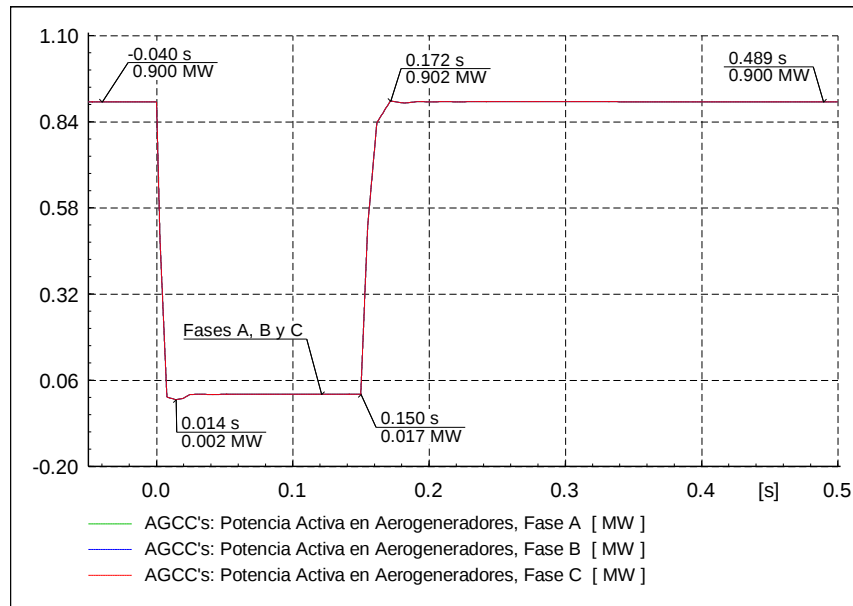


Figura 4.58 Potencia activa por fase en los Aerogeneradores para el Caso 5.

La Figura 4.59 muestra el comportamiento de la potencia reactiva por fase en el PDI para el Caso 5. Se observa que previo a la aplicación de la falla no se recibe potencia reactiva. En el momento de la aplicación de la falla en $t=0s$ se envía un pico de potencia de 0.6 Mvar hacia el parque y de inmediato es disminuido a 0 Mvar permaneciendo en este último valor durante el resto de la duración de la falla

hasta $t=0.150$ s. Al momento en que la falla es liberada se reciben 2.1 Mvar, para el instante $t=0.192$ s se envían nuevamente 0.28 Mvar para así continuar recuperando magnitudes previo al disturbio.

La Figura 4.60 muestra el comportamiento de la potencia reactiva por fase en los aerogeneradores para el Caso 5. Se observa que en estado de pre-falla los aerogeneradores están enviando 0.106 Mvar. Una vez que se aplica la falla aumenta el envío de reactivos a 0.17 hasta el momento en que la falla es liberada en $t=0.150$ s. Después de que finaliza el disturbio los aerogeneradores comienzan a recobrar los niveles de potencia reactiva que se tenían previo a la falla.

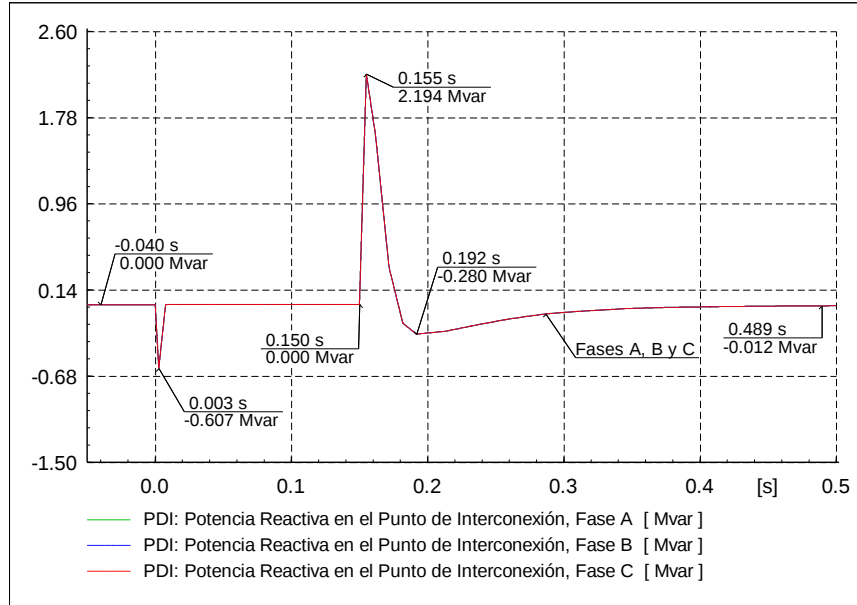


Figura 4.59 Potencia reactiva por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 5.

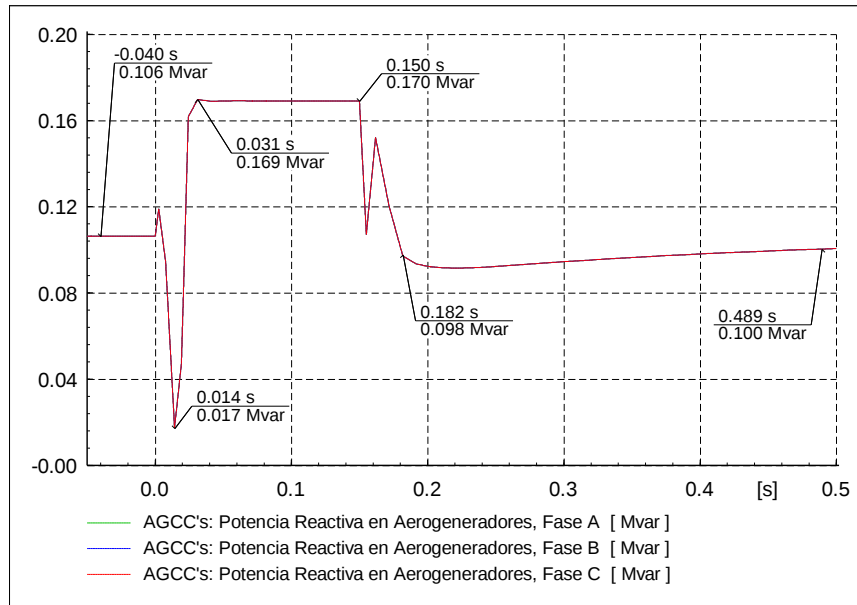


Figura 4.60 Potencia reactiva por fase en los Aerogeneradores para el Caso 5.

La Figura 4.61 muestra el comportamiento de la potencia activa trifásica en el PDI para el Caso 5. Se observa que momentos antes del inicio de la aplicación de la falla se están recibiendo 66.4 MW. Una vez que inicia la falla en $t=0s$ se deja de recibir potencia activa manteniendo este comportamiento hasta el momento en que finaliza la falla en $t=0.150s$. Después del término del disturbio se vuelven a recibir los niveles de pre-falla de potencia activa.

Continuando con la Figura 4.61 se observa el comportamiento de la potencia reactiva trifásica en el PDI para el Caso 5. De esta gráfica se aprecia que la magnitud recibida previo al disturbio es de 0 Mvar. Cuando se inicia la falla en $t=0s$, aún continua sin recibirse ninguna cantidad de potencia reactiva permaneciendo esta condición hasta el momento en que se termina el disturbio en $t=0.150s$, sin embargo en el instante $t=0.003s$ se envían 1.8 Mvar hacia el parque. Una vez que finaliza el disturbio se absorben 6.5 Mvar en el instante $t=0.155s$, a partir de ese momento y casi de forma inmediata los niveles de potencia activa de pre-falla son recuperados

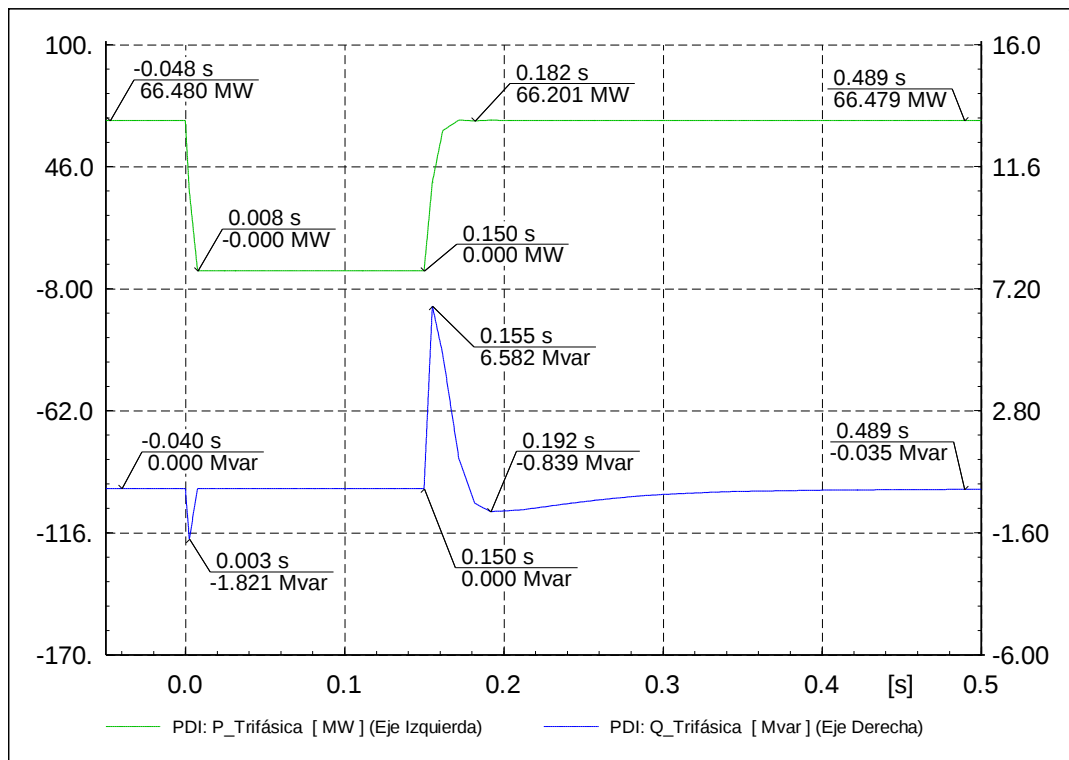


Figura 4.61 Potencia activa y reactiva trifásica en el Punto de Interconexión para el Caso 5.

La Figura 4.62 muestra el comportamiento de la potencia activa trifásica en aerogeneradores para el Caso 5. Se observa que en estado de pre-falla cada aerogenerador envía 2.7 MW trifásicos. Una vez que inicia el disturbio en $t=0s$ disminuyen su envío a 0.05 MW manteniendo esta magnitud de potencia hasta el término del disturbio en $t=0.150s$. Posterior a la liberación de la falla comienzan a enviar potencia activa y para el instante $t=0.172s$ ya se encuentran en magnitudes previas al disturbio.

En la misma Figura 4.62 se muestra el comportamiento de la potencia reactiva trifásica en aerogeneradores para el Caso 5. Se ilustra que en condiciones de pre-falla cada aerogenerador envía

0.31 Mvar. Una vez que se inicia la falla en $t=0s$ aumentan el envío y a partir del instante $t=0.031s$ se mantienen enviando 0.5 Mvar hasta que se libera la falla en $t=0.150s$. Una vez finalizado el disturbio cada aerogenerador comienza a recuperar los niveles que tenía en estado de pre-falla.

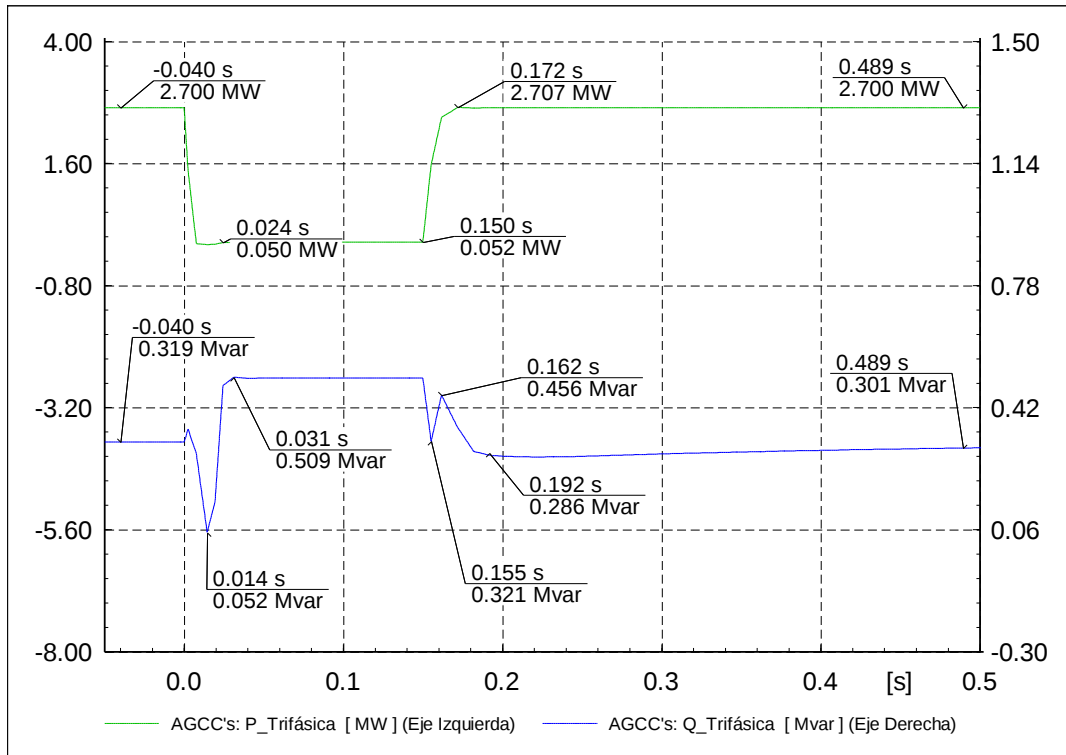


Figura 4.62 Potencia activa y reactiva trifásica en los Aerogeneradores para el Caso 5.

4.2.3 Caso 6: Falla bifásica

Para el Caso 6 se simula una falla entre dos fases en el PDI en el modelo de la central con AGCC. Se hacen mediciones al igual que en el Modelo 1 y el Caso 5 mostrando el comportamiento antes, durante y posterior a la falla en el punto de aplicación de la falla y en los aerogeneradores. Su comportamiento es mostrado de la Figura 4.63 a la Figura 4.74.

La Figura 4.63 muestra las formas de onda de voltaje de línea a tierra en el PDI para el Caso 6. En esta figura se aprecia que los voltajes pico en condiciones de pre-falla son de 93.8 kV en cada fase. A partir de la aplicación del disturbio en $t=0$ s el voltaje en las fases A y B disminuye a 46.9 kV mientras que la fase C se mantiene en 94 kV. Para cada fase se mantiene la magnitud de voltaje indicada hasta el instante $t=0.150$ s. Una vez que el disturbio termina los niveles de tensión vuelven a los que se tenían previo a la falla.

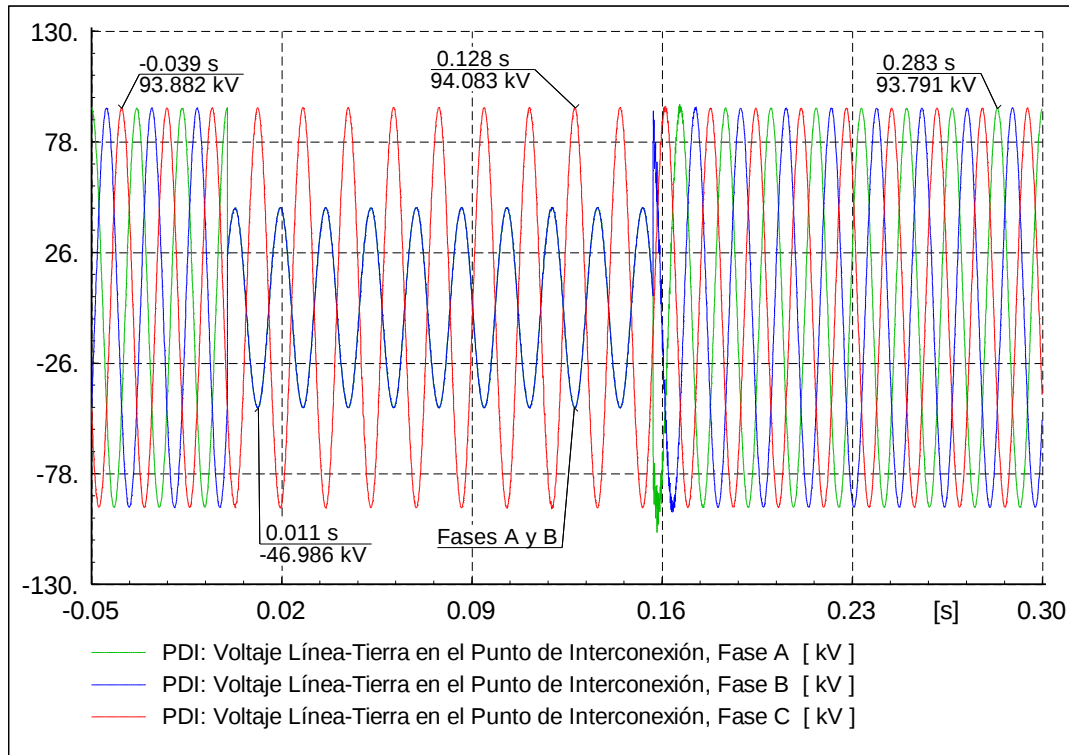


Figura 4.63 Formas de onda de voltaje de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 6.

La Figura 4.64 muestra el comportamiento de los voltajes de línea a tierra (RMS) en el PDI para el Caso 6. Se observa que previo al disturbio el voltaje se mantiene en 1.0 p.u. Una vez que se aplica la falla en $t=0$ s, solo la fase A y B disminuye a 0.5 p.u., este comportamiento se mantiene hasta el momento de la liberación de la falla en $t=0.150$ s, mientras que la fase C mantiene una magnitud de 1 p.u. Tras la liberación del disturbio los niveles previos a este son recuperados.

En la Figura 4.65 se observa el comportamiento de los voltajes de línea a tierra (RMS) en los aerogeneradores para el Caso 6. Se ilustra que previo a la falla los niveles de voltaje son de 1.0 p.u. Desde el momento de la aplicación del disturbio en $t=0$ s, los voltajes en la fase A y C disminuyen siendo

la fase C la de menor magnitud con 0.5 p.u., asimismo la fase B aumenta el voltaje a 1.1 p.u. y para cada fase se mantiene esa magnitud de voltaje hasta que finaliza la falla en $t=0.150$ s. Posterior al término del disturbio los valores de voltaje previos a este son recuperados..

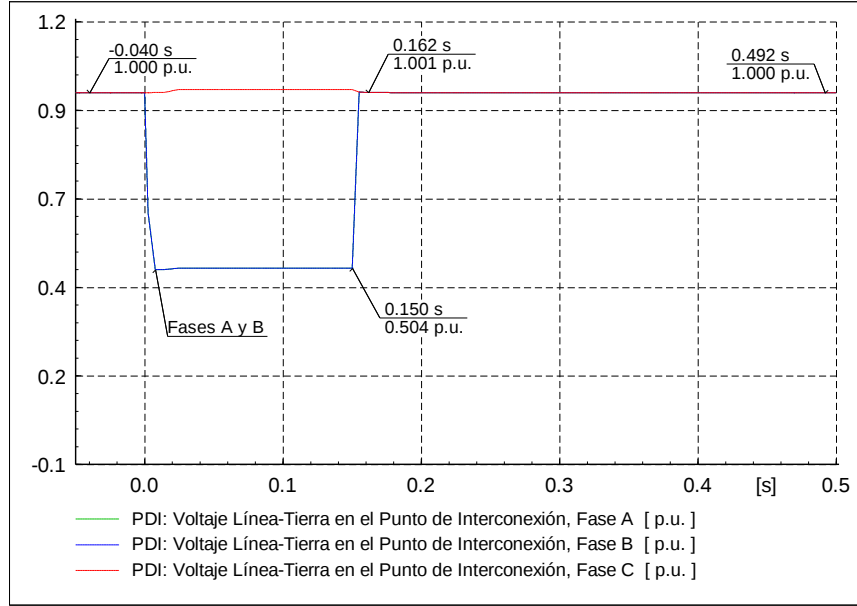


Figura 4.64 Voltajes de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 6.

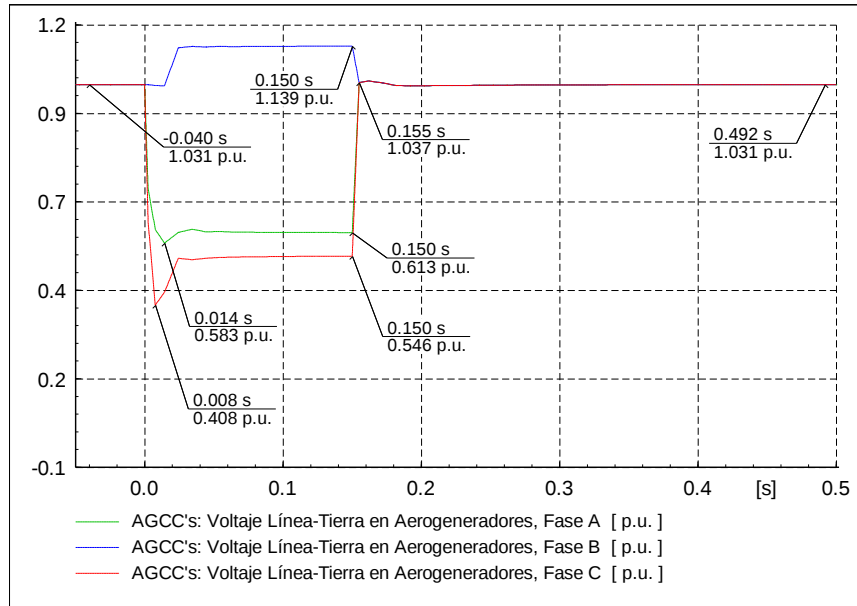


Figura 4.65 Voltajes de línea a tierra en los Aerogeneradores para el Caso 6.

La Figura 4.66 muestra el comportamiento de la corriente de secuencia positiva (RMS) en el PDI para el Caso 6. Se puede observar que previo al inicio de la falla el nivel de corriente es de 0.33 kA. A partir del inicio del disturbio en $t=0$ s la corriente aumenta llegando a magnitudes pico de 0.54 kA (1.6 veces la corriente nominal) sin embargo también se presentan valores bajos de 0.12 kA (aproximadamente 14%

la corriente nominal) en algunos momentos del disturbio. Para instantes posteriores a $t=0.150$ s la corriente se comienza a recuperar y después de $t=0.178$ s ya se encuentra en una magnitud previo al disturbio.

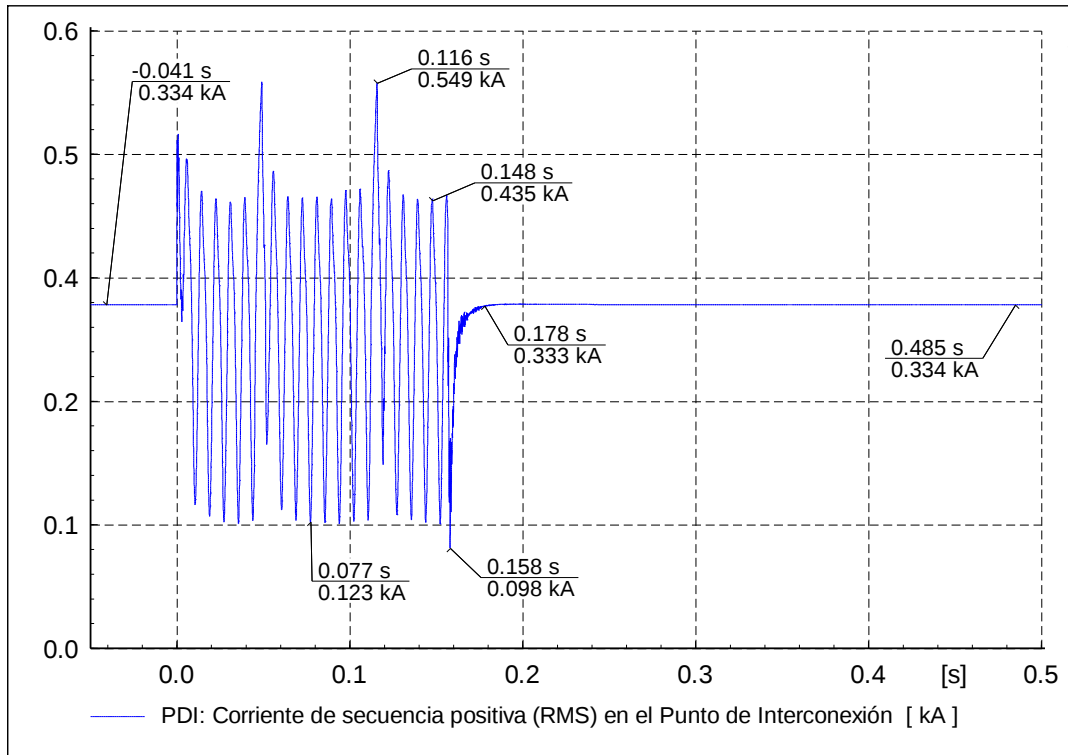


Figura 4.66 Corriente de secuencia positiva (RMS) en el Punto de Interconexión para el Caso 6.

La Figura 4.67 muestra el comportamiento de las corrientes de fase en el PDI para el Caso 6. Como se puede apreciar en estado de pre-falla se consume una corriente (pico) de 0.47 kA por fase. Una vez que se aplica la falla en $t=0$ s la corriente en la fase B aumenta presentando valores de hasta 0.75 kA (1.75 veces la corriente de pre-falla), mientras que en las fases A y C disminuyen a valores aproximadamente de 0.45 y 0.35 kA respectivamente (entre 75% y 90% la corriente de pre-falla), este comportamiento se mantiene hasta el término del disturbio en $t=0.150$ s. Para instantes posteriores a la liberación de la falla los valores de corriente se reestablecen en su totalidad a niveles previo al disturbio.

La Figura 4.68 muestra el comportamiento de las corrientes de fase en los aerogeneradores para el Caso 6. Se observa que previo a la aplicación de la falla los AG's operan a 5.2 kA en cada fase. Una vez iniciado el disturbio en $t=0$ s la corriente en la fase A aumenta llegando a niveles máximos de hasta 8.5 kA (1.6 veces la corriente de pre-falla) mientras que la fase B disminuye a 4.2 kA (80% de la corriente de pre-falla), dichas magnitudes se mantienen hasta que finaliza la falla en $t=0.150$ s. Después de la liberación de la falla se retoman los niveles de corriente previo a esta.

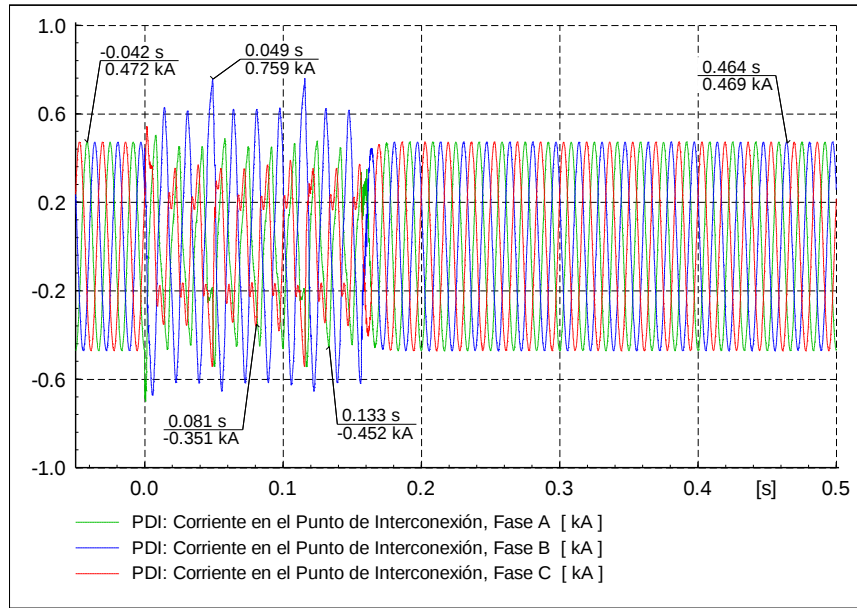


Figura 4.67 Corrientes de fase en el Punto de Interconexión para el Caso 6.

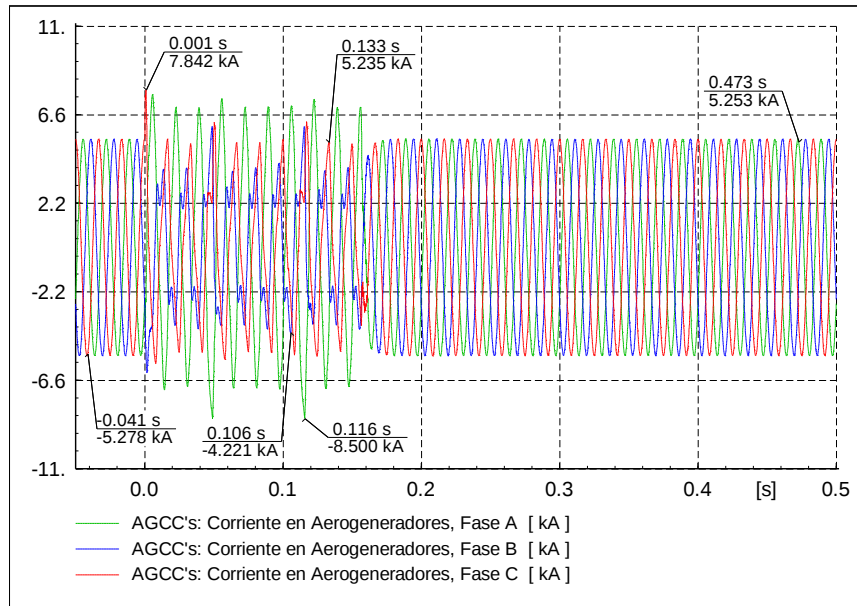


Figura 4.68 Corrientes de fase en los Aerogeneradores para el Caso 6.

La Figura 4.69 muestra el comportamiento de la potencia activa por fase en el PDI para el Caso 6. Se aprecia que en estado de pre-falla la potencia recibida es de 22.1 MW por fase. Después de iniciada la falla en $t=0$ s la potencia en la fase A y C disminuye quedando en 9.5 y 8.3 MW respectivamente, mientras que la fase B también disminuye la recepción en su totalidad y a partir del instante $t=0.024$ s envía 5.8 MW hacia el parque, el comportamiento descrito en las tres fases se mantiene hasta $t=0.150$ s. Después de que finaliza la falla se recupera el nivel de potencia activa recibida en el PDI y a partir de $t=0.172$ s se tiene ya la magnitud de potencia previo al disturbio.

La Figura 4.70 muestra el comportamiento de la potencia activa por fase en los aerogeneradores para el Caso 6. Se observa que instantes previos a la aplicación de la falla la potencia enviada es de 0.9 MW por fase. Una vez que inicia el disturbio en $t=0s$ el envío disminuye, para las fases B y C a 0.3 MW mientras que la fase A desde $t=0.024s$ comienza a absorber 0.2 MW manteniendo ese comportamiento hasta $t=0.150s$. Después de que la falla es liberada las magnitudes de potencia de inmediato recuperan los valores previos a esta.

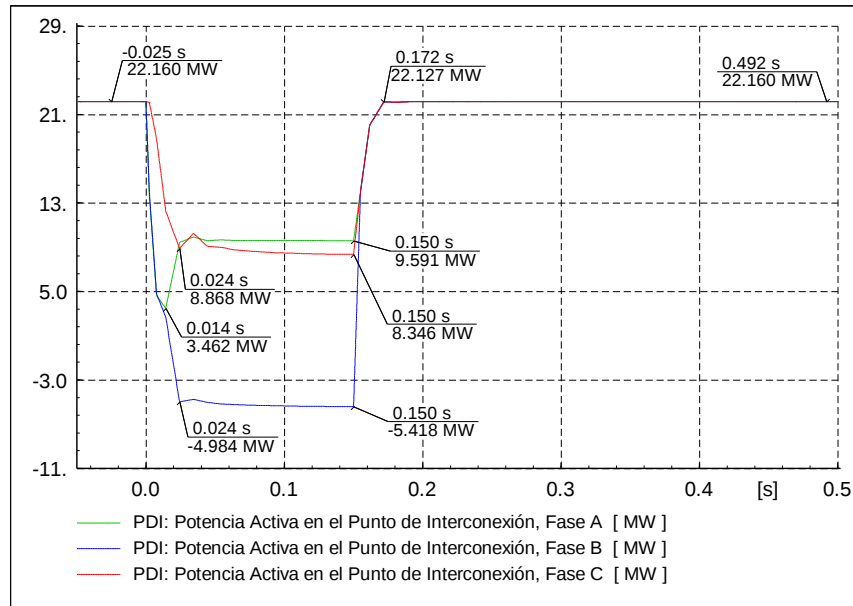


Figura 4.69 Potencia activa por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 6.

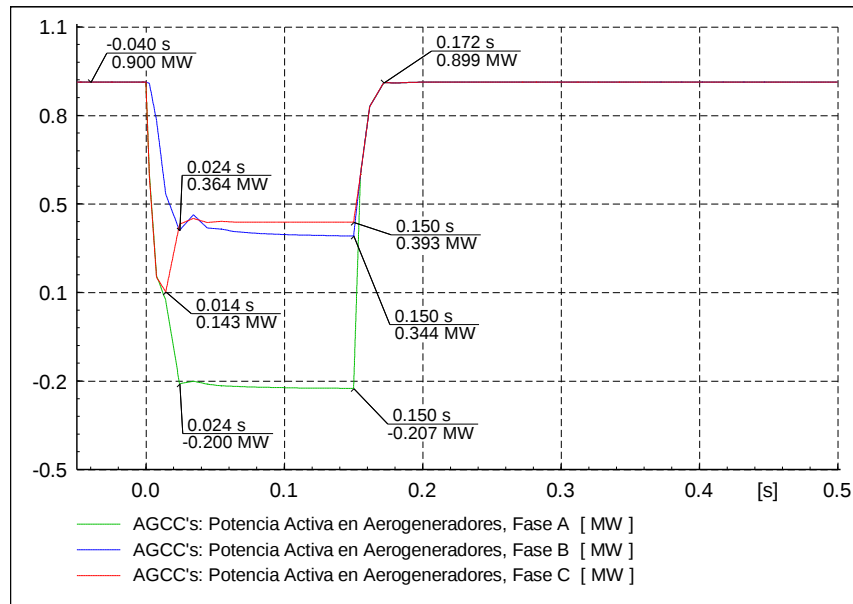


Figura 4.70 Potencia activa por fase en los Aerogeneradores para el Caso 6.

La Figura 4.71 muestra el comportamiento de la potencia reactiva por fase en el PDI para el Caso 6. De esta gráfica se observa que previo al disturbio no se recibe potencia reactiva. Una vez que se inicia la falla en $t=0s$ se recibe potencia reactiva, siendo la fase C la de mayor aportación con 17 Mvar, hasta el momento en que termina el disturbio en $t=0.150s$. Resalta en la fase A que en el instante $t=0.008s$ envía 8 Mvar hacia el parque y para tiempos posteriores a $t=0.024s$ recibe 0.87 Mvar. Posterior a la liberación del disturbio la potencia reactiva comienza a recuperar valores previo a la aplicación de este.

La Figura 4.72 muestra el comportamiento de la potencia reactiva por fase en los aerogeneradores para el Caso 6. Se observa que en condiciones de pre-falla cada AG envía 0.1 Mvar. Al momento en que la falla inicia en $t=0s$ aumentan el envío de reactivos en las tres fases, se distingue que la fase B es la que manda más permaneciendo en un valor de 0.7 Mvar hasta el momento en que la falla termina en $t=0.150s$. Una vez finalizado el disturbio el nivel de potencia de pre-falla es recuperado rápidamente.

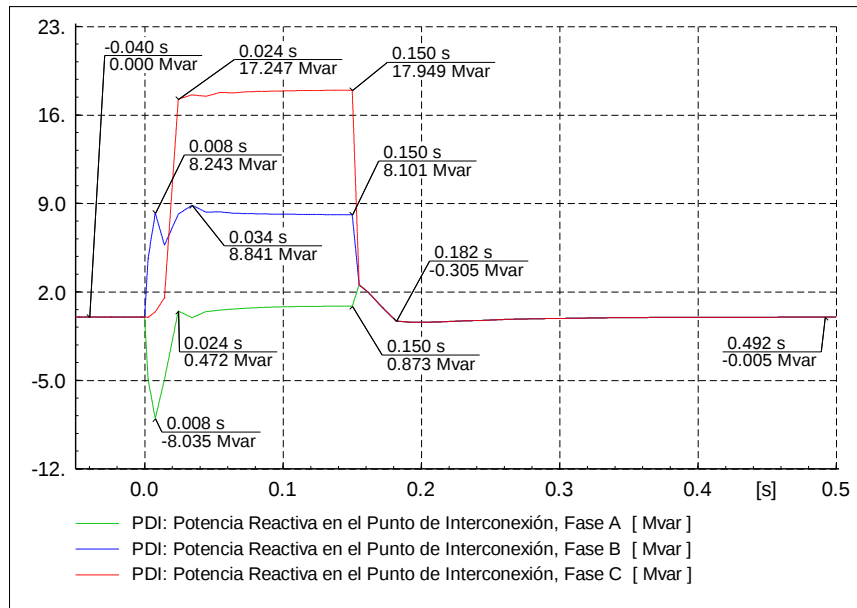


Figura 4.71 Potencia reactiva por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 6.

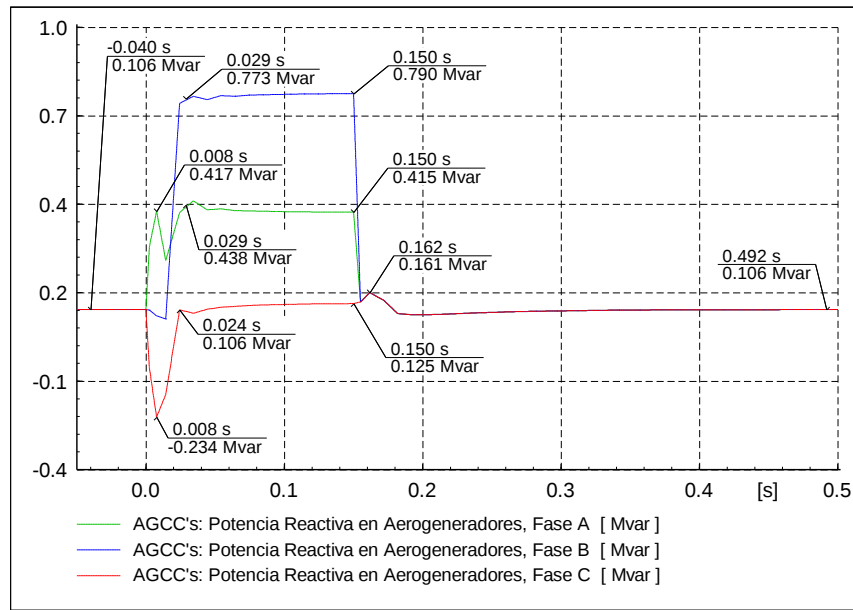


Figura 4.72 Potencia reactiva por fase en los Aerogeneradores para el Caso 6.

La Figura 4.73 muestra el comportamiento de la potencia activa trifásica en el PDI para el Caso 6. Se aprecia que previo a la falla se reciben 66.4 MW. Una vez que inicia el disturbio en $t=0$ s la recepción de potencia disminuye a 12 MW permaneciendo en este valor hasta que se libera la falla en $t=0.150$ s. Una vez finalizado el disturbio comienza la recuperación de potencia que se tenía previo a este y a partir del instante $t=0.172$ s el nivel ya está recuperado en su totalidad.

Continuando con la Figura 4.73 se muestra el comportamiento de la potencia reactiva trifásica en el PDI para el Caso 6. En esta figura se observa que la magnitud previo a la aplicación de la falla es de 0 Mvar. Una vez que se aplica el disturbio a partir de $t=0$ s se reciben 26 Mvar manteniendo este valor hasta $t=0.150$ s. Posterior a la liberación de la falla se comienza a dejar de recibir potencia y después de $t=0.182$ s la potencia ya presenta un magnitud previo al disturbio.

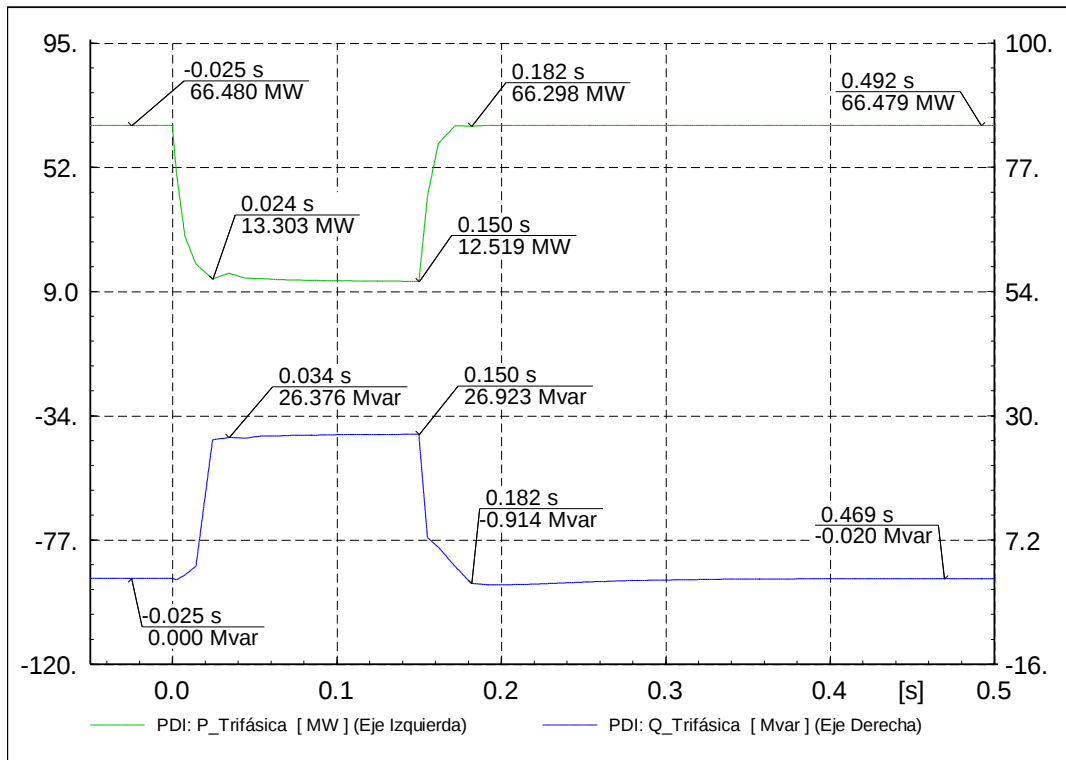


Figura 4.73 Potencia activa y reactiva trifásica en el Punto de Interconexión para el Caso 6.

La Figura 4.74 muestra el comportamiento de la potencia activa trifásica en aerogeneradores para el Caso 6. Se parecía que previo al disturbio cada aerogenerador envía 2.7 MW. Una vez que es iniciada la falla en $t=0s$ disminuyen su envío a 0.5 MW permaneciendo en ese valor hasta el momento en que se termina el disturbio en $t=0.150s$. Una vez liberada la falla aumentan el envío de potencia activa para recuperar magnitudes previas al disturbio.

En la misma Figura 4.74 se muestra el comportamiento de la potencia reactiva trifásica en aerogeneradores para el Caso 6. Se observa que previo a la aplicación de la falla cada aerogenerador envía 0.31 Mvar. Una vez que iniciado el disturbio en $t=0s$ aumentan el envío de reactivos a 1.3 Mvar manteniendo este nivel hasta que se deja de aplicar la falla en $t=0.150s$. Después de que el disturbio es liberado la potencia reactiva enviada se reduce rápidamente y para el instante $t=0.192s$ ya se encuentra en la magnitud que se tenían en estado de pre-falla.

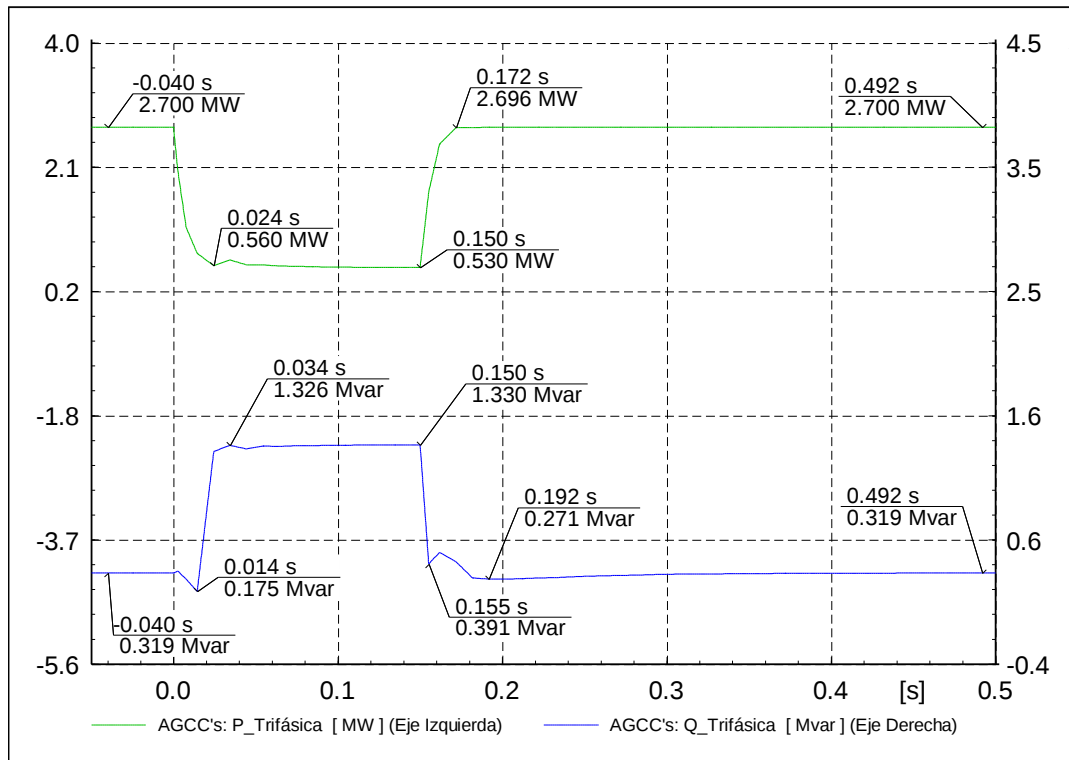


Figura 4.74 Potencia activa y reactiva trifásica en los Aerogeneradores para el Caso 6.

4.2.4 Caso 7: Falla bifásica a tierra

Para el Caso 7 se simula una falla de dos fases a tierra en el PDI en el modelo de la central con AGCC. Al igual que en los casos del Modelo 1, el Caso 5 y Caso 6 se hacen mediciones antes, durante y posterior a la falla en el punto de aplicación de la falla y en los aerogeneradores. Su comportamiento es mostrado de la Figura 4.75 a la Figura 4.86.

La Figura 4.75 muestra las formas de onda de voltaje de línea a tierra en el PDI para el Caso 7. En la gráfica se ilustra que los voltajes pico en estado de pre-falla son de 93.8 kV en cada fase. Desde el inicio de la falla en $t=0s$ hasta el momento de su liberación el nivel de tensión en las fases A y B disminuye a 0 kV, mientras que la fase C se mantiene en 97.8 kV. Una vez finalizado el disturbio en $t=0.150s$ los niveles de voltaje vuelven a sus valores de pre-falla

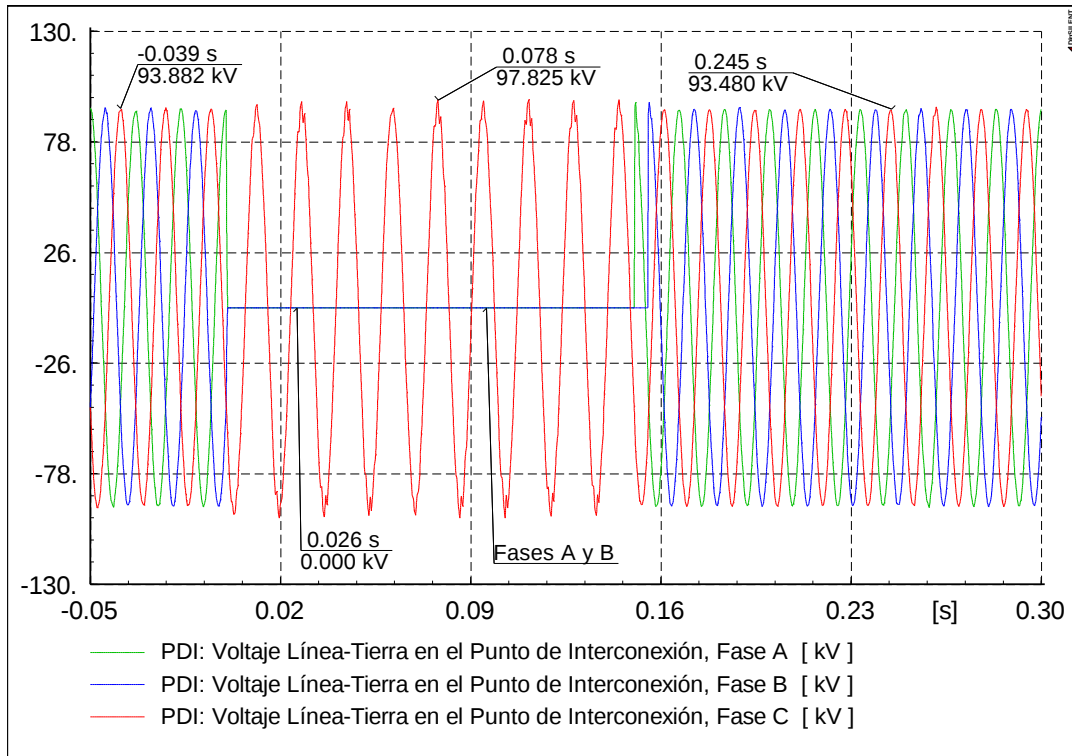


Figura 4.75 Formas de onda de voltaje de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 7.

La Figura 4.76 muestra el comportamiento de los voltajes de línea a tierra (RMS) en el PDI para el Caso 7. Se puede observar que previo al inicio de la falla el nivel de voltaje está en 1.0 p.u. A partir de la aplicación de la falla en $t=0s$, el voltaje en las fases A y B disminuyen a 0 p.u., mientras que en la fase C se mantiene en 1.02 p.u., ese comportamiento se mantiene en cada fase hasta que el disturbio termina en $t=0.150s$. Para instantes posteriores, los niveles de voltaje vuelven a su estado previo a la falla

En la Figura 4.77 se observa el comportamiento de los voltajes de línea a tierra (RMS) en los aerogeneradores para el Caso 7. En esta figura se aprecia que en condiciones de pre-falla la magnitud de voltaje en AG's es de 1.0 p.u. Una vez que se aplica la falla en $t=0s$ los voltajes descienden

prevaleciendo la magnitud más baja en las fases A y C con 0.4 p.u., esta magnitud se mantiene hasta el momento de la liberación en $t=0.150$ s. Instantes posteriores al término del disturbio los valores de voltaje vuelven a recuperar magnitud previo al disturbio.

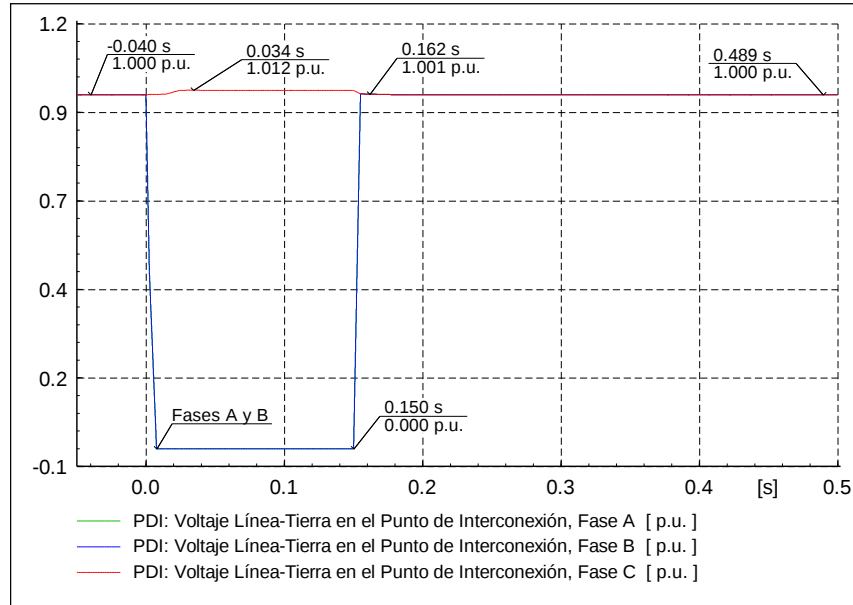


Figura 4.76 Voltajes de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 7.

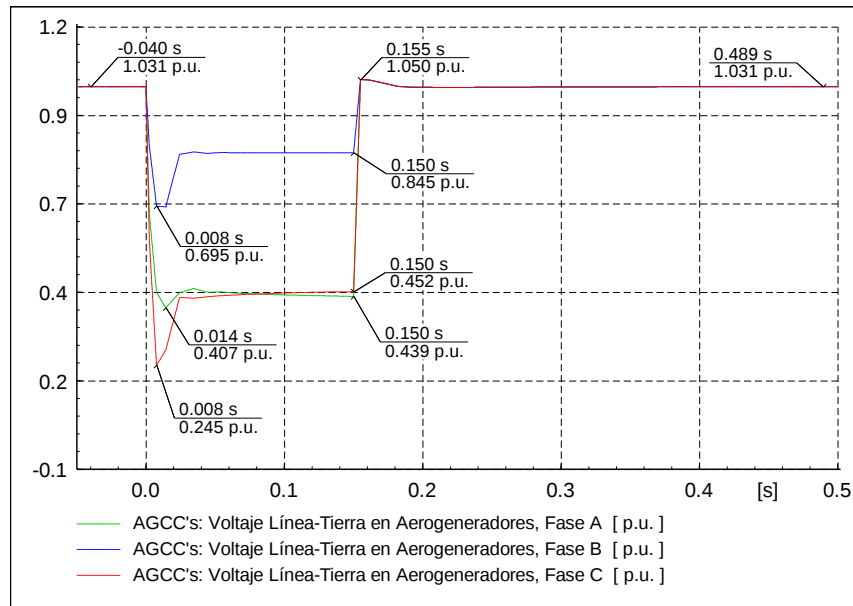


Figura 4.77 Voltajes de línea a tierra en los Aerogeneradores para el Caso 7.

La Figura 4.78 muestra el comportamiento de la corriente de secuencia positiva (RMS) en el PDI para el Caso 7. Se observa que previo a la aplicación de la falla la corriente nominal es de 0.33 kA. Una vez iniciado el disturbio en $t=0$ s el nivel de corriente aumenta llegando a niveles de 0.5 kA (1.5 veces la corriente nominal), sin embargo también se presentan magnitudes bajas de 0.11 kA (35% la corriente

nominal). Una vez terminado el disturbio en $t=150\text{s}$ la corriente comienza a retomar niveles previo a la falla y para el instante $t=0.185\text{s}$ ya se encuentra recuperada totalmente.

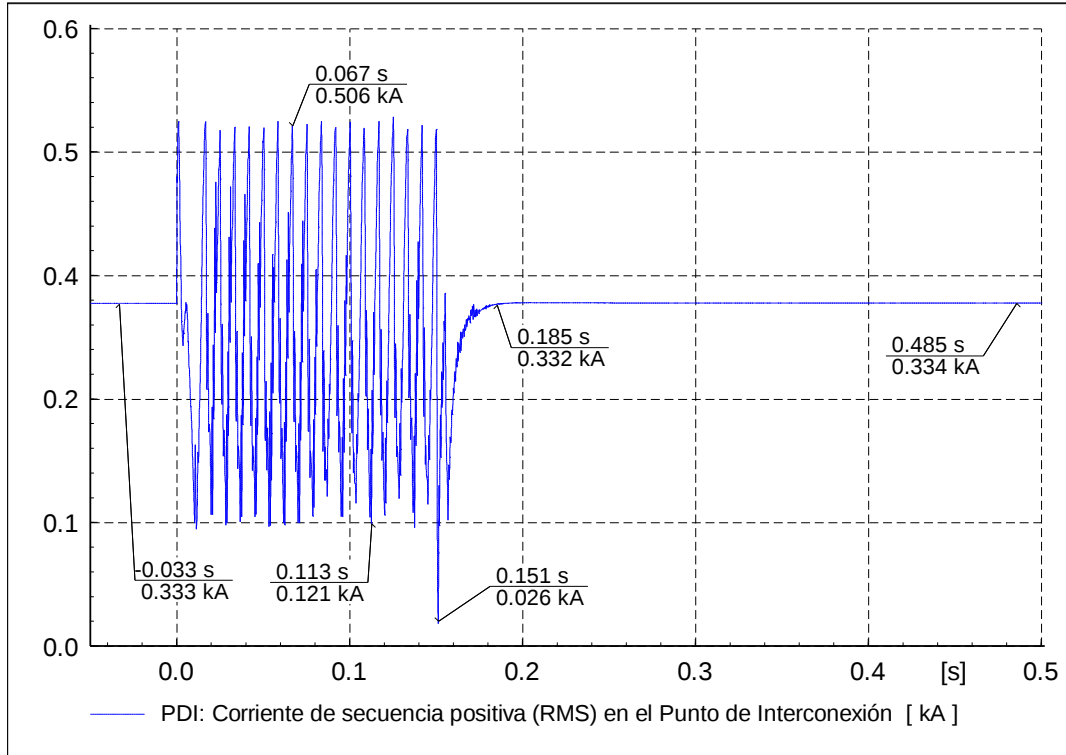


Figura 4.78 Corriente de secuencia positiva (RMS) en el Punto de Interconexión para el Caso 7.

La Figura 4.79 muestra el comportamiento de las corrientes de fase en el PDI para el Caso 7. En esta figura se aprecia que en estado de pre-falla se tiene una corriente (pico) de 0.47 kA por fase. Después de que la falla es iniciada en $t=0\text{s}$ las corrientes aumentan, la fase B y C están en 0.7 kA, mientras que fase A tiene una magnitud de 0.6 kA, dichos comportamientos se mantienen hasta el final de la falla. Después de que finaliza el disturbio en $t=0.150\text{s}$ las magnitudes de corriente de inmediato recuperan valores previos a la falla.

La Figura 4.80 muestra el comportamiento de las corrientes de fase en los aerogeneradores para el Caso 7. Se observa que desde el inicio de la simulación y hasta el instante en que inicia la falla el valor de la corriente (pico) es de 5.3 kA. Después de que inicia el disturbio en $t=0\text{s}$ las corrientes en las fases A y B aumentan a 6.8 y 7.2 kA respectivamente (aproximadamente 1.4 veces la corriente de pre-falla), mientras que la fase C disminuye a 3.1 kA (60% de la corriente de pre-falla) estos comportamientos se mantienen hasta que finaliza la falla. Una vez que el disturbio se libera en $t=0.150\text{s}$ los niveles de corriente comienzan a recuperarse y para el instante $t=0.181\text{s}$ ya se tienen los valores previos al disturbio.

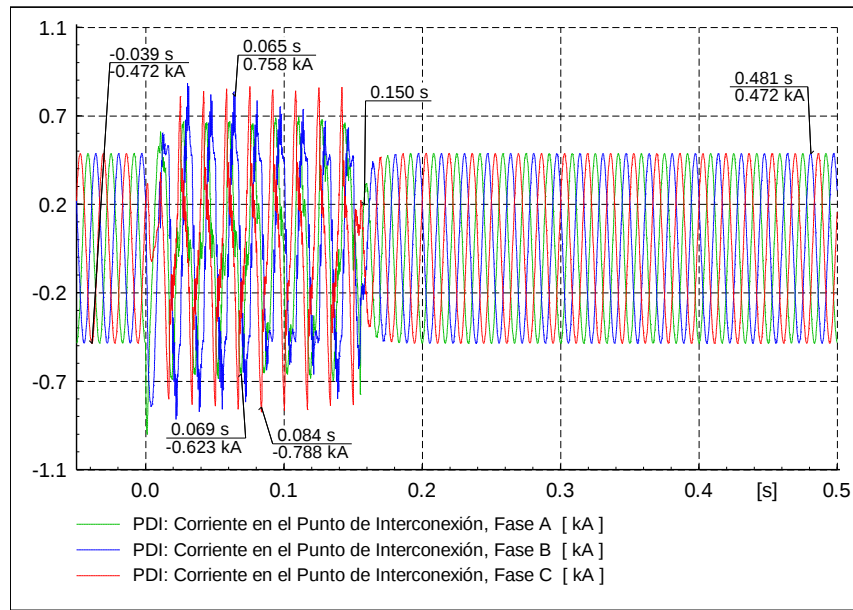


Figura 4.79 Corrientes de fase en el Punto de Interconexión para el Caso 7.

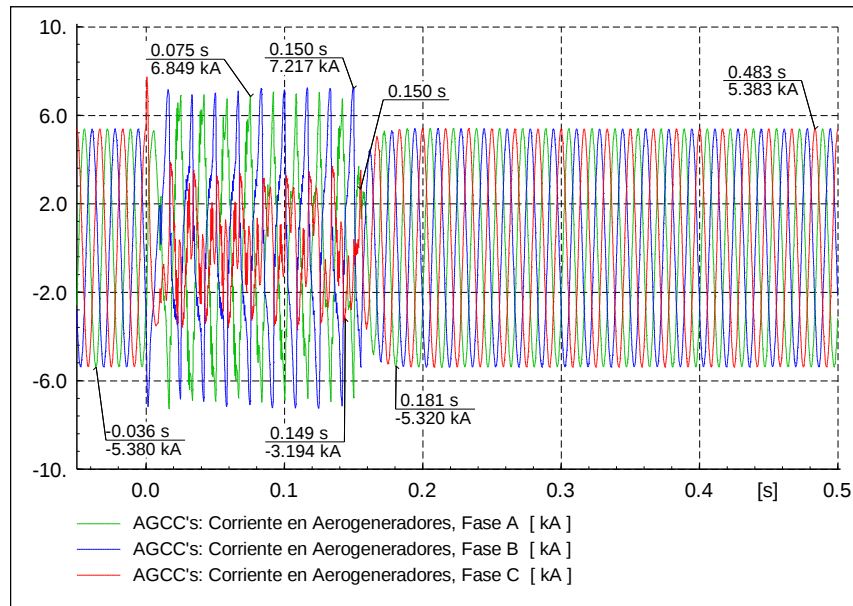


Figura 4.80 Corrientes de fase en los Aerogeneradores para el Caso 7.

La Figura 4.81 muestra el comportamiento de la potencia activa por fase en el PDI para el Caso 7. De esta figura se observa que previo al inicio de la falla la potencia recibida es de 22.1 MW por fase. Una vez que se inicia el disturbio en $t=0$ s el envío disminuye, en las fases A y B a 0 Mvar permaneciendo en este valor durante la aplicación de la falla. Por otro lado, la fase C envía en un promedio de 17 MW hacia el parque durante la duración de la falla. A partir de que se libera el disturbio en $t=0.150$ s la magnitud de potencia en cada fase recupera sus valores previos a este.

La Figura 4.82 muestra el comportamiento de la potencia activa por fase en los aerogeneradores para el Caso 7. Se observa que en estado de pre-falla cada aerogenerador envía 0.9 MW por fase. Al momento en que se inicia la falla en $t=0s$ disminuyen el envío, la fase B lo hace casi en su totalidad mientras que la fase C llega a 0.3 MW. Por otro lado la fase A para el instante $t=0.024s$ ya se encuentra absorbiendo 0.2 MW. Dichos comportamientos se mantienen en cada fase hasta que el disturbio termina en $t=0.150s$. Una vez que la falla es liberada los niveles de potencia se comienzan a recuperar y a partir de $t=0.172s$ ya se tienen magnitudes de pre-falla.

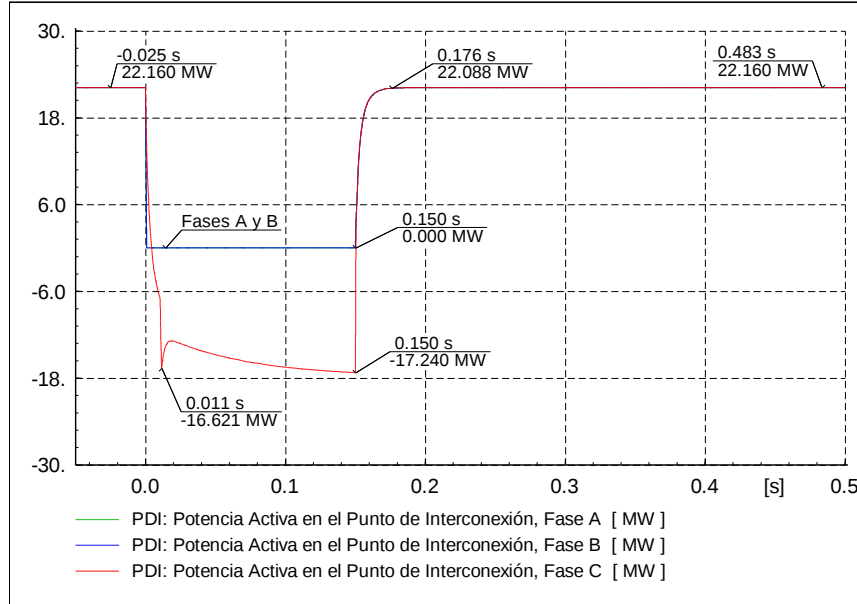


Figura 4.81 Potencia activa por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 7.

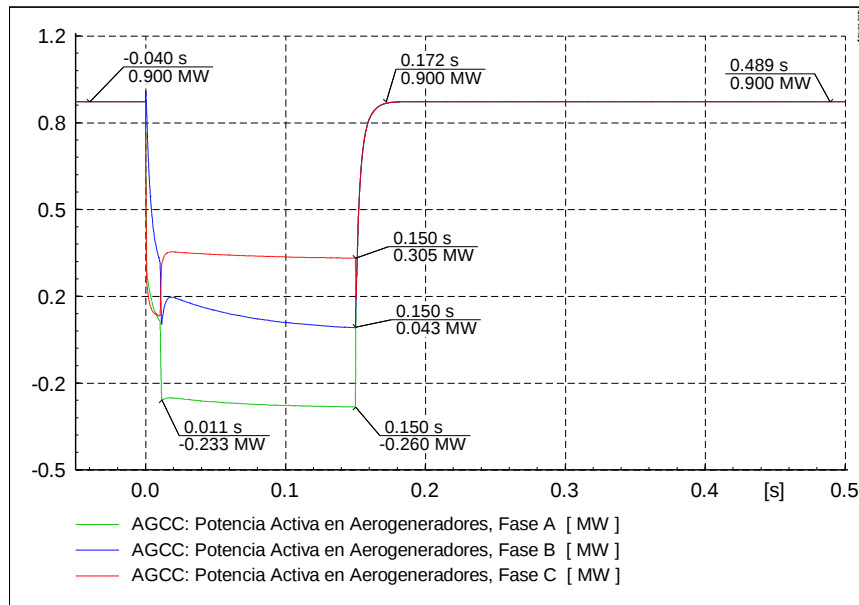


Figura 4.82 Potencia activa por fase en los Aerogeneradores para el Caso 7.

La Figura 4.83 muestra el comportamiento de la potencia reactiva por fase en el PDI para el Caso 7. En esta figura se observa que en condiciones de pre-falla la potencia recibida es de 0 Mvar. A partir de la aplicación del disturbio en $t=0$ s las fases A y B continúan sin recibir potencia reactiva mientras que la fase C recibe 22 Mvar, nuevamente esos comportamientos se mantienen hasta que el disturbio finaliza en $t=0.150$ s. Posteriormente a la liberación de la falla las magnitudes de potencia en estado de pre-falla comienzan a recuperarse y para el instante $t=0.192$ s ya están en 0.17 Mvar continuando su recuperación.

La Figura 4.84 muestra el comportamiento de la potencia reactiva por fase en los aerogeneradores para el Caso 7. De esta figura se parecía que antes del disturbio los aerogeneradores están enviando 0.106 Mvar por fase. Desde el momento en que se aplica la falla en $t=0$ s de cada fase incrementa el envío, siendo la fase B la de mayor magnitud con 0.8 Mvar manteniendo esta condición hasta que finaliza el disturbio en $t=0.150$ s. Posterior a la liberación de la falla los niveles de potencia se comienzan a recobrar y para el instante $t=0.182$ s ya se tienen valores previos a la falla.

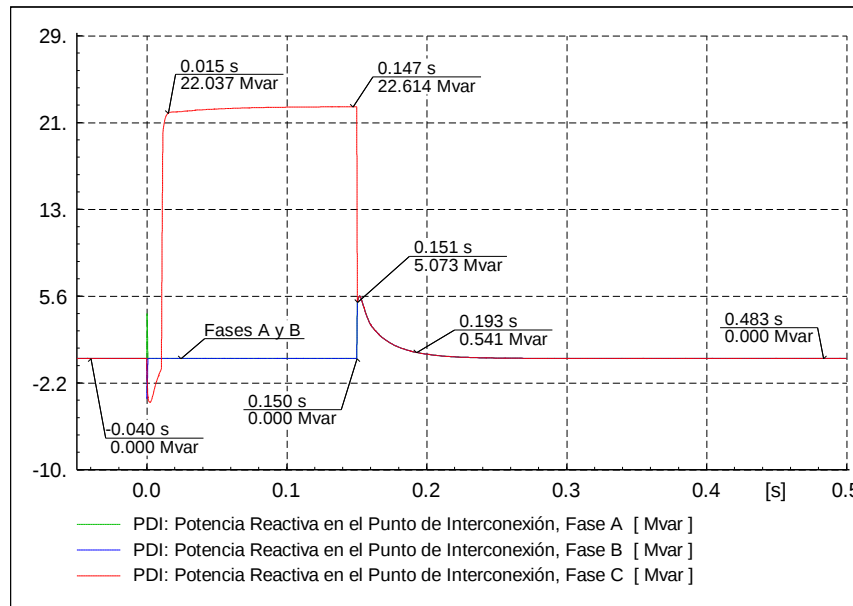


Figura 4.83 Potencia reactiva por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 7.

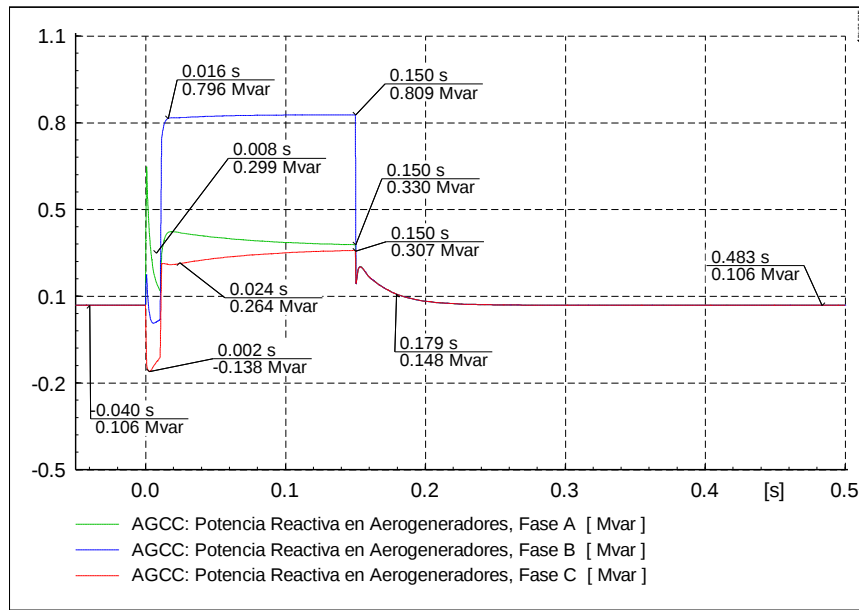


Figura 4.84 Potencia reactiva por fase en los Aerogeneradores para el Caso 7.

La Figura 4.85 muestra el comportamiento de la potencia activa trifásica en el PDI para el Caso 7. Se observa que en estado de pre-falla se están recibiendo 66.4 MW. Ya una vez que se aplica el disturbio en $t=0s$ se comienza a enviar potencia hacia el parque, en $t=0.013s$ se envían 14.4 MW y para el momento en que finaliza la falla en $t=0.150s$ se encuentra enviando 17.2 MW. Una vez liberado el disturbio la potencia recupera la magnitud que tenía previo al disturbio.

Continuando con la Figura 4.85 se muestra el comportamiento de la potencia reactiva trifásica en el PDI para el Caso 7. En esta figura se observa que la magnitud de potencia reactiva recibida previo al disturbio es de 0 Mvar. Una vez que se aplica la falla en $t=0s$ se reciben 22 Mvar manteniendo esta condición de operación hasta el término del disturbio en $t=0.150s$. Posterior a esto se comienza a disminuir esta recepción de potencia reactiva para así seguir con la recuperación de los niveles que se tenían en estado de pre-falla.

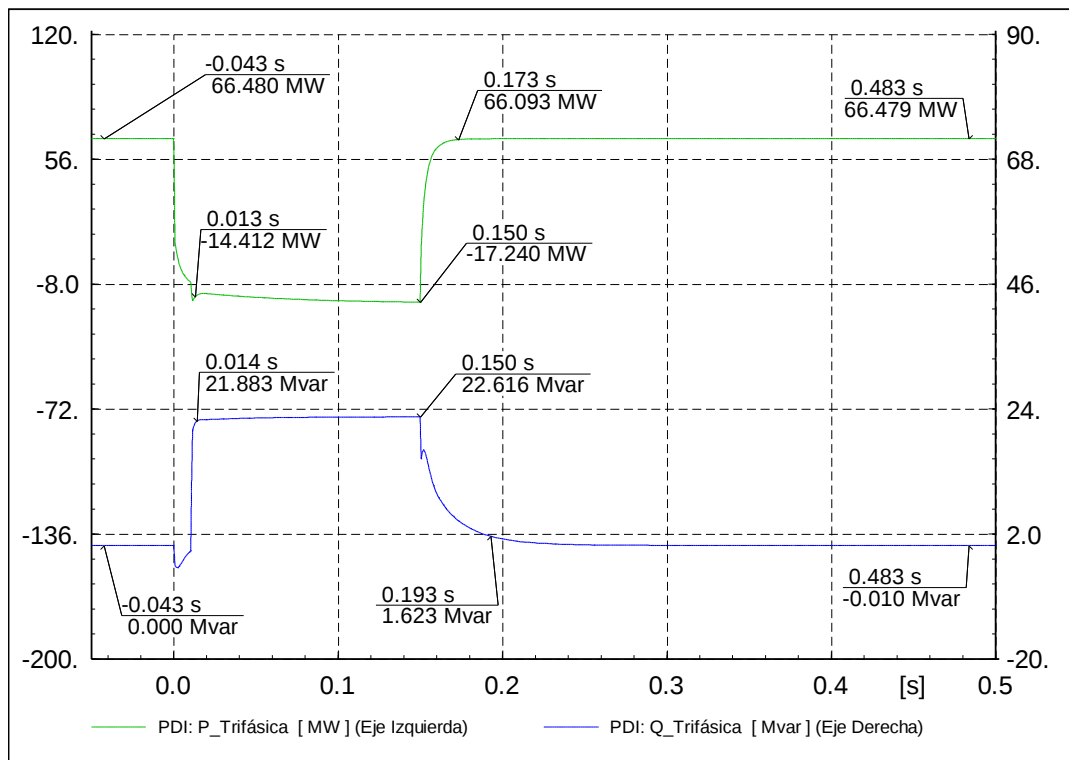


Figura 4.85 Potencia activa y reactiva trifásica en el Punto de Interconexión para el Caso 7.

La Figura 4.86 muestra el comportamiento de la potencia activa trifásica en aerogeneradores para el Caso 7. Se aprecia que previo al inicio del disturbio cada aerogenerador envía 2.7 MW. Una vez que inicia la falla en $t=0s$ disminuyen la cantidad enviada casi en su totalidad y para el instante en que se libera el disturbio se encuentran en 0.08 MW. Una vez que a falla ha finalizado los AG's comienzan a incrementar el envío de potencia activa hacia el PDI y para el instante $t=0.172s$ ya se tienen los niveles previo al disturbio.

En la misma Figura 4.86 se muestra el comportamiento de la potencia reactiva trifásica en aerogeneradores para el Caso 7. Se aprecia que en condiciones de pre-falla cada aerogenerador envía 0.31 Mvar. Al momento en que se aplica la falla en $t=0s$ incrementan el envío a 1.4 Mvar permaneciendo en este valor hasta el instante en que finaliza la falla en $t=0.150s$. Una vez que el disturbio termina se comienzan a disminuir el envío, para el instante $t=0.202s$ ya están en un valor de 0.2 Mvar continuando ese comportamiento hasta recuperar niveles de pre-falla.

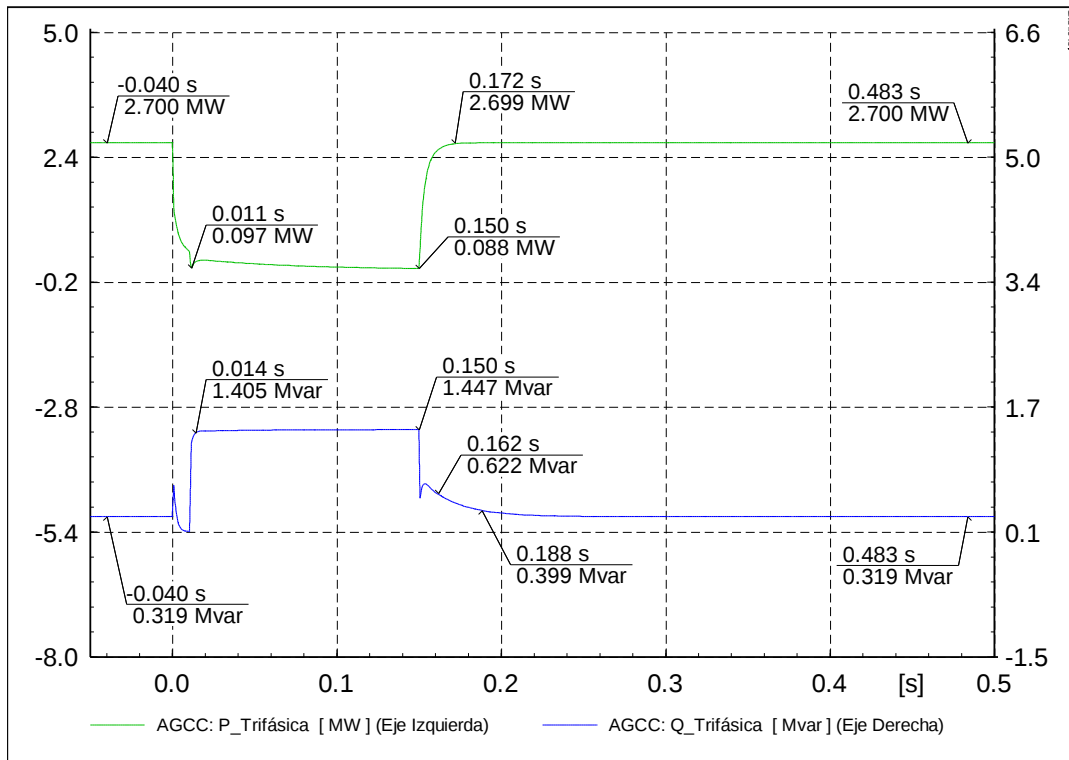


Figura 4.86 Potencia activa y reactiva trifásica en los Aerogeneradores para el Caso 7.

4.2.5 Caso 8: Falla monofásica a tierra

Para el Caso 8 se simula una falla de fase a tierra en el PDI en el modelo de la central con AGCC. Se hacen mediciones antes, durante y posterior a la falla en el punto de aplicación de la falla y en los aerogeneradores de la misma forma que en los casos del Modelo 1, el Caso 5, Caso 6 y Caso 7 y su comportamiento es mostrado de la Figura 4.87 a la Figura 4.98.

La Figura 4.87 muestra las formas de onda de voltaje de línea a tierra en el PDI para el Caso 8. Se observa que los voltajes pico en estado de pre-falla son de 93.8 kV en cada fase. Desde el inicio de la falla en $t=0$ s el voltaje en la fase A disminuye en su totalidad, mientras que las fases B y C se mantienen en 92.6 kV y 95.4 kV respectivamente. El comportamiento en cada fase se sostiene hasta el momento de la liberación de la falla en $t=0.150$ s. Ya una vez que fue liberada, los niveles de tensión vuelven a sus valores de pre-falla.

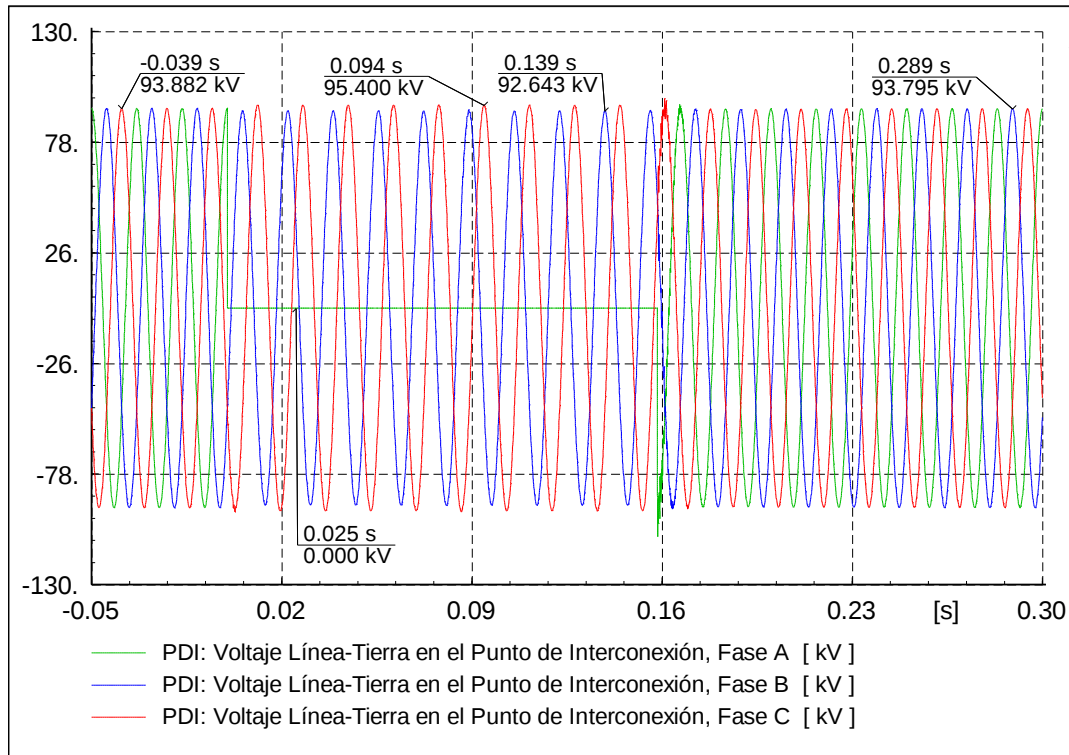


Figura 4.87 Formas de onda de voltaje de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 8.

La Figura 4.88 muestra el comportamiento de los voltajes de línea a tierra (RMS) en el PDI para el Caso 8. Se observa que previo al disturbio se tiene un voltaje de 1.0 p.u. en cada fase. Una vez que inicia la falla en $t=0$ s, el nivel de voltaje en la fase A disminuye hasta 0 p.u., la fase B a 0.98 p.u., mientras que la fase C se eleva ligeramente a 1.02 p.u., estos niveles se mantienen en cada fase hasta el momento en que finaliza el disturbio en $t=0.150$ s. Ya una vez que se libera la falla los voltajes vuelven a sus magnitudes de pre-falla.

En la Figura 4.89 se observa el comportamiento de los voltajes de línea a tierra (RMS) en los aerogeneradores para el Caso 8. Los niveles de voltaje previo a la aplicación de la falla son de 1.0 p.u.

A partir del inicio del disturbio en $t=0s$ los voltajes descienden en las tres fases siendo la fase C la de menor magnitud con 0.4 p.u. operando a este nivel hasta que finaliza el disturbio en $t=0.150s$. Posterior a la liberación de la falla niveles de voltaje se recuperan y para el instante $t=0.162s$ el voltaje ya ha recuperado sus magnitudes de pre-falla.

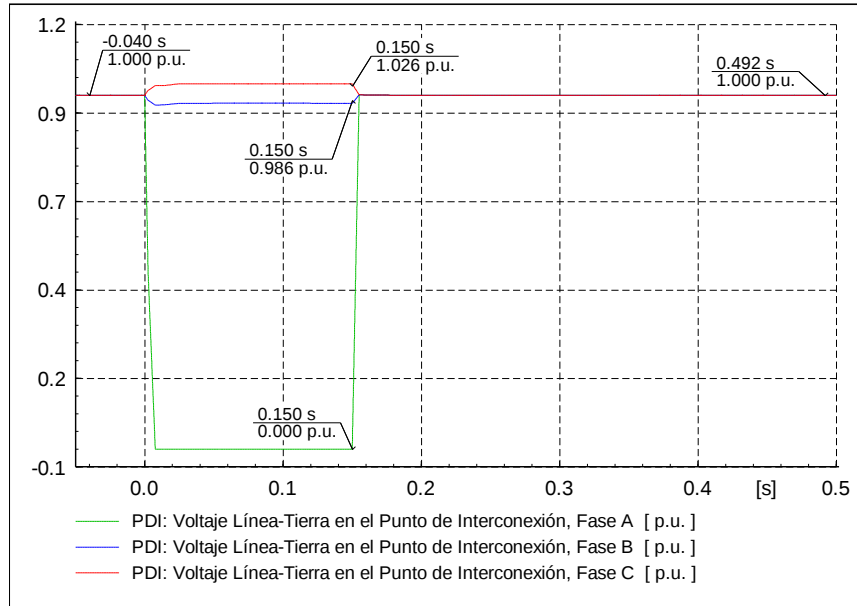


Figura 4.88 Voltajes de línea a tierra en el Punto de Interconexión para el Caso 8.

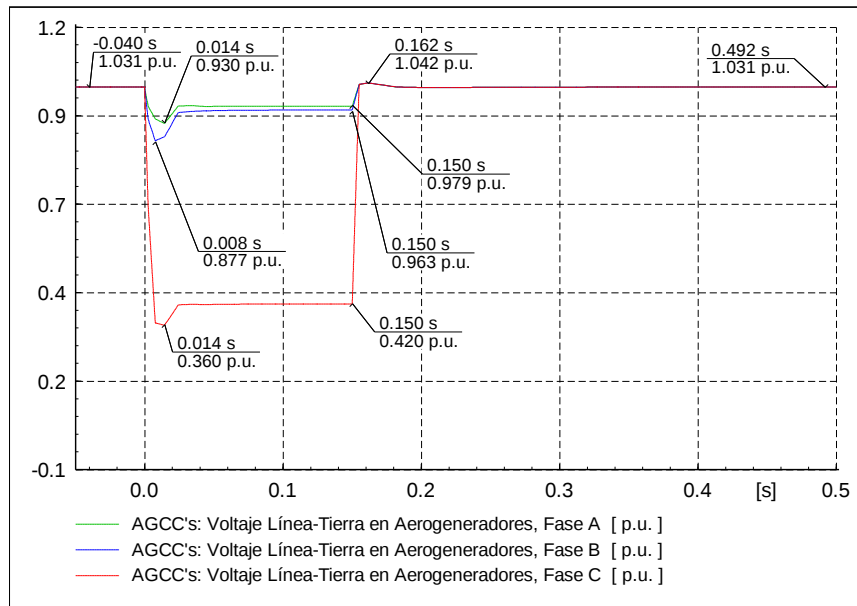


Figura 4.89 Voltajes de línea a tierra en los Aerogeneradores para el Caso 8.

La Figura 4.90 muestra el comportamiento de la corriente de secuencia positiva (RMS) en el PDI para el Caso 8. Se aprecia que previo a la aplicación de la falla la corriente nominal es de 0.33 kA. A partir del inicio de la falla en $t=0s$ su magnitud aumenta llegando a valores de 0.49 kA (1.5 veces la corriente

nominal), sin embargo también presenta niveles bajos de 0.15 kA (45% la corriente nominal). Una vez que se libera la falla en $t=0.150$ s la corriente comienza a recuperarse y para el instante $t=0.185$ s la magnitud ya se encuentra en valores en estado de pre-falla.

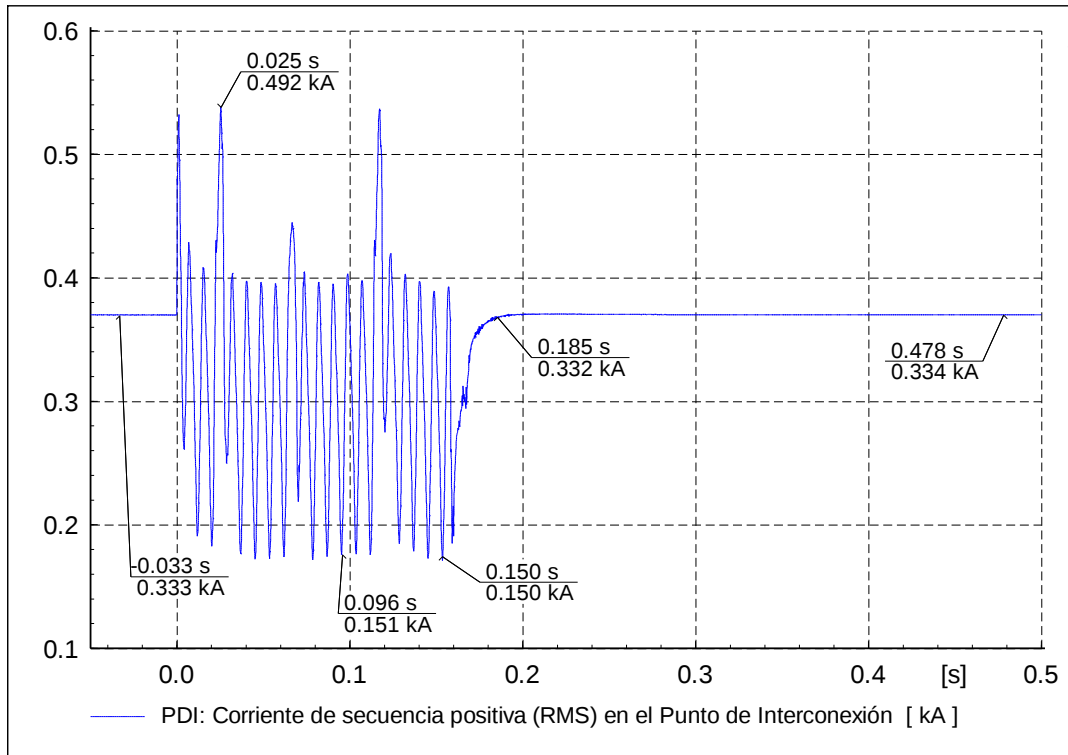


Figura 4.90 Corriente de secuencia positiva (RMS) en el Punto de Interconexión para el Caso 8.

La Figura 4.91 muestra el comportamiento de las corrientes de fase en el PDI para el Caso 8. En esta figura se aprecia que en el momento previo al disturbio la corriente (pico) es de 0.47 kA por fase. Una vez que es aplicada la falla en $t=0$ s la magnitud en la fase A aumenta presentando una corriente máxima de 0.9 kA en $t=0.026$ s, este valor representa 1.5 veces la corriente de pre-falla. Por otro lado la fase B y C disminuyen a aproximadamente 0.3 kA (60% la corriente de pre-falla), el comportamiento en cada fase se mantiene hasta el final de la falla en $t=0.150$ s. Posterior al término del disturbio la magnitud de corriente de pre-falla se recuperan de inmediato.

La Figura 4.92 muestra el comportamiento de las corrientes de fase en los aerogeneradores para el Caso 8. En esta figura apreciamos que antes del disturbio operan a 5.3 kA (pico) en cada fase. A partir del inicio de la falla en $t=0$ s la corriente disminuye, para las fases A y C se mantiene en 5.1 kA aunque en algunos instantes presenta picos mayores a 7 kA mientras que la fase B presenta un valor de 3.3 kA. El comportamiento descrito se mantiene hasta el momento en que finaliza el disturbio en $t=0.150$ s. Ya una vez que la falla es liberada la magnitud de corriente en cada fase vuelve a valores que se tenían previo al disturbio.

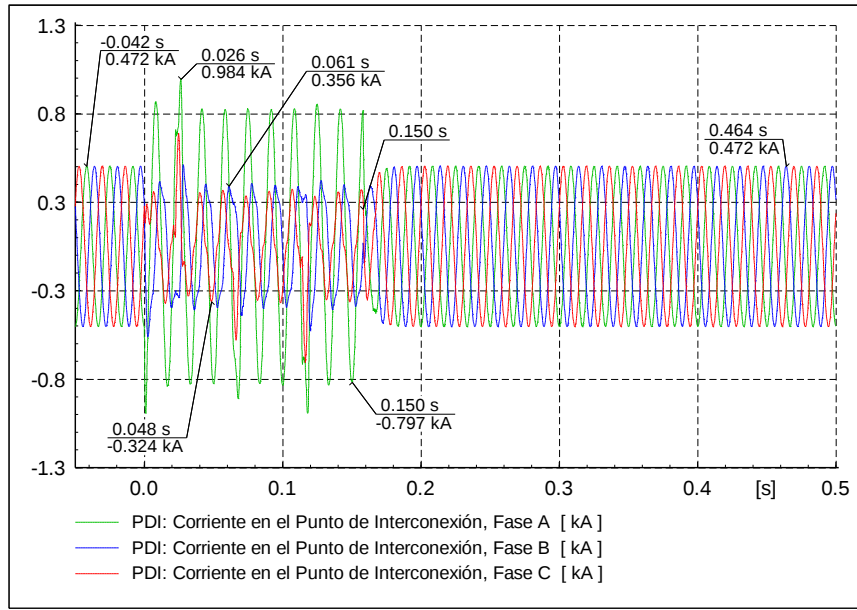


Figura 4.91 Corrientes de fase en el Punto de Interconexión para el Caso 8.

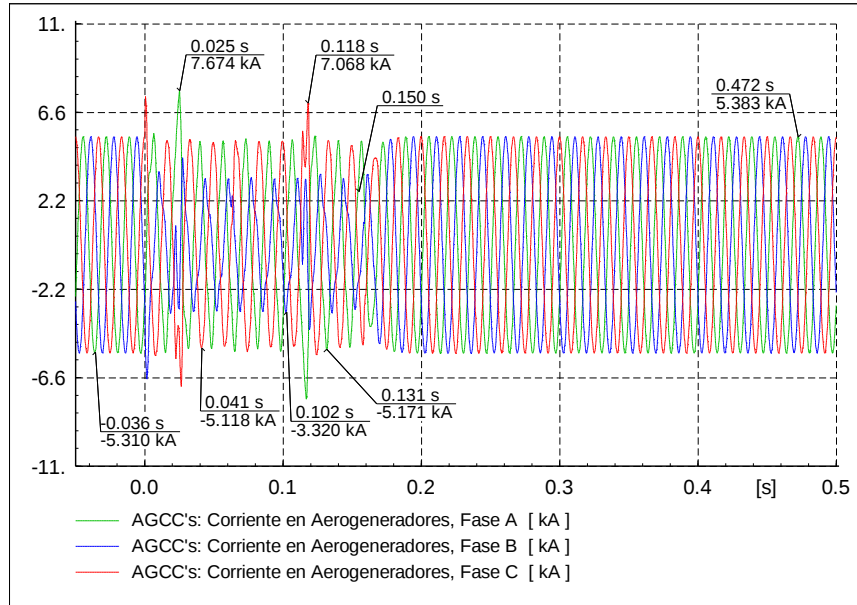


Figura 4.92 Corrientes de fase en los Aerogeneradores para el Caso 8.

La Figura 4.93 muestra el comportamiento de la potencia activa por fase en el PDI para el Caso 8. Para una operación en estado de pre-falla la potencia recibida es de 22.1 MW por fase. Una vez que se inicia la falla en $t=0$ s la potencia recibida disminuye, la fase A deja de recibir potencia en su totalidad mientras que la fase B recibe 3 MW. La fase C a partir de $t=0.024$ s comienza a enviar potencia activa hacia el parque hasta llegar a un valor de 2.6 MW. Este comportamiento se mantiene en cada fase hasta el momento en que finaliza la falla. Después de que finaliza el disturbio en $t=0.150$ s la potencia activa recupera la magnitud que tenía previo a la aplicación de la falla.

La Figura 4.94 muestra el comportamiento de la potencia activa por fase en los aerogeneradores para el Caso 8. En esta figura se puede observar que en condiciones de pre-falla cada aerogenerador envía 0.9 MW por fase. Una vez que inicia el disturbio en $t=0$ s disminuyen el envío, sobresaliendo la fase C con 0.13 MW siendo esta la de menor magnitud y permaneciendo en esta condición hasta el final de la aplicación de la falla en $t=0.150$ s. Una vez que termina el disturbio las magnitudes de potencia en cada fase comienzan a recuperar sus valores previos a este y para el instante $t=0.172$ s ya se tienen los niveles de pre-falla.

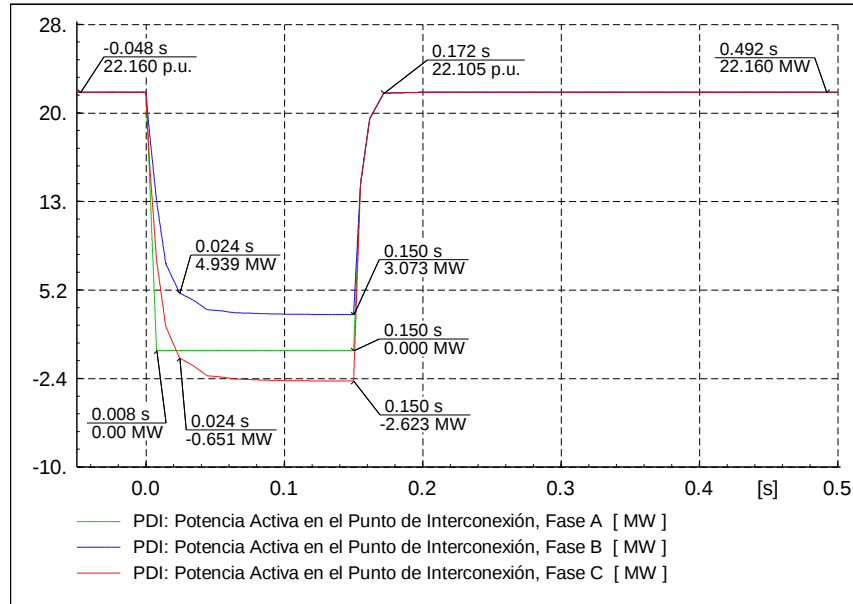


Figura 4.93 Potencia activa por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 8.

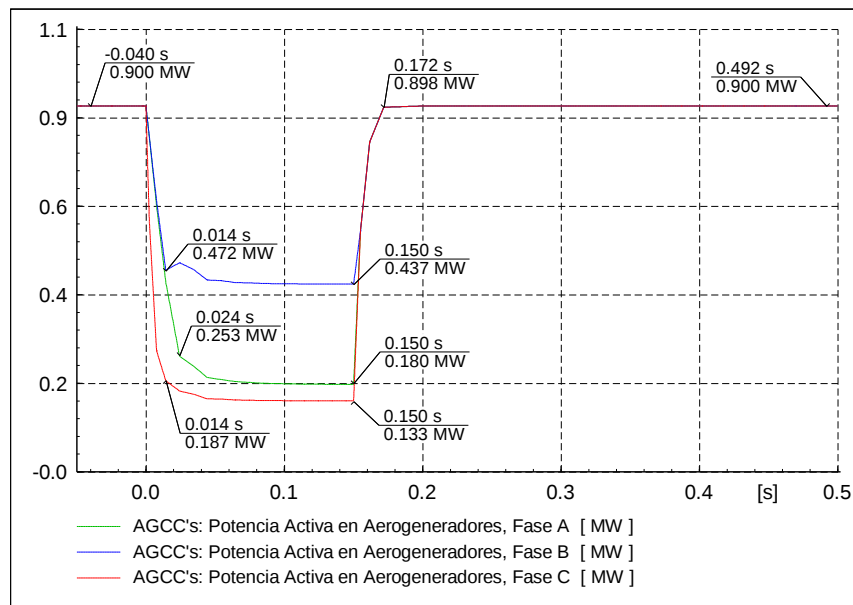


Figura 4.94 Potencia activa por fase en los Aerogeneradores para el Caso 8.

La Figura 4.95 muestra el comportamiento de la potencia reactiva por fase en el PDI para el Caso 8. En esta figura se observa que en estado de pre-falla no se recibe potencia reactiva en ninguna fase. Una vez que se aplica el disturbio en $t=0s$, la fase A se mantiene sin recibir potencia reactiva, la fase B envía hacia el parque 5.4 Mvar mientras que la fase C recibe 25 Mvar, en las tres fases se mantiene ese comportamiento hasta el momento en que la falla se libera en $t=0.150s$. Posteriormente los niveles de potencia recibidos comienzan a retomar valores previos al disturbio y para el instante $t=0.182s$ ya se recuperaron en su totalidad.

La Figura 4.96 muestra el comportamiento de la potencia reactiva por fase en los aerogeneradores para el Caso 8. Se observa que momentos antes del disturbio los AG's están enviando 0.106 Mvar por fase. Una vez que la falla inicia en $t=0s$ aumentan el envío a 0.5, 0.3 y 0.19 Mvar en las fases A, B y C respectivamente manteniendo estas magnitudes hasta el término de la falla. Una vez finalizado el disturbio a partir de $t=0.150s$ se comienzan a recuperar los niveles de potencia previos a este y para el instante $t=0.182s$ ya están recuperados.

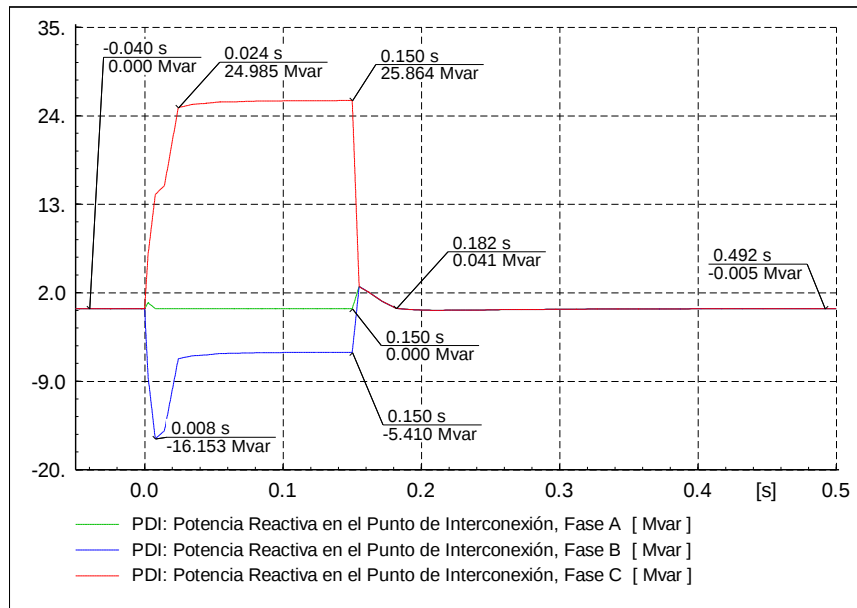


Figura 4.95 Potencia reactiva por fase en el Punto de Interconexión para el Caso 8.

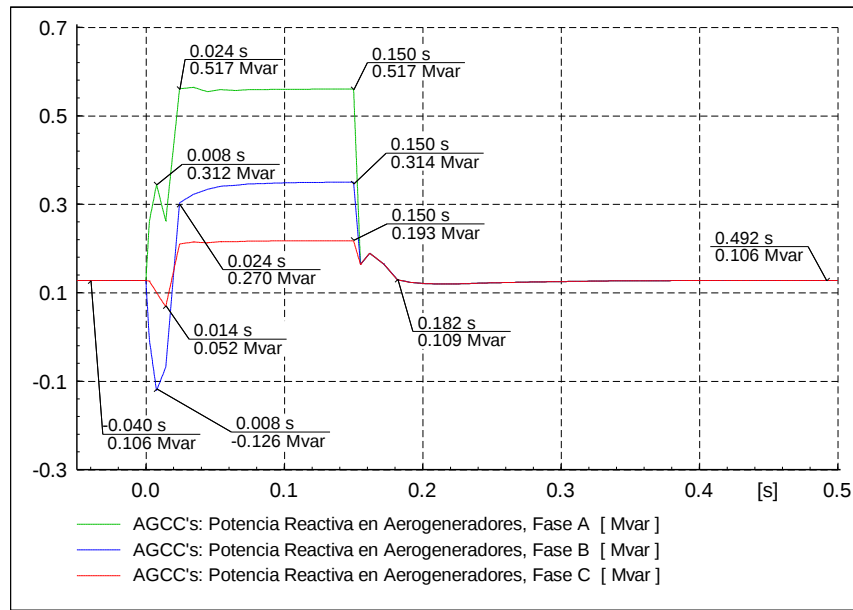


Figura 4.96 Potencia reactiva por fase en los Aerogeneradores para el Caso 8.

La Figura 4.97 muestra el comportamiento de la potencia activa trifásica en el PDI para el Caso 8. Se observa que previo a la aplicación de la falla se están recibiendo 66.4 MW. Al momento en que inicia el disturbio en $t=0s$ disminuye la recepción de potencia activa, en $t=0.024s$ se reciben 4.2 MW descendiendo más hasta llegar a 0.45 MW al momento en que la falla es liberada en $t=0.150s$. Posterior al término del disturbio el nivel de potencia comienza su recuperación a valores de pre-falla y para el instante $t=0.172s$ ya están en 66.3 MW nuevamente.

Continuando con la Figura 4.97 se muestra el comportamiento de la potencia reactiva trifásica en el PDI para el Caso 8. De esta figura se puede apreciar que la potencia reactiva recibida previo a la falla es de 0 Mvar. Cuando se inicia el disturbio en $t=0s$ se comienza a recibir potencia reactiva, en $t=0.024s$ ya se tienen 18.7 Mvar, posterior a ese instante aumenta un poco hasta llegar a 20.4 Mvar al momento en que la falla es liberada en $t=0.150s$. Una vez que el disturbio termina, el nivel de potencia reactiva comienza a retomar valores previos a este y para el instante $t=0.182s$ ya se encuentra recibiendo solamente 0.122 Mvar continuando así hasta que se retoman totalmente la magnitud de pre-falla.

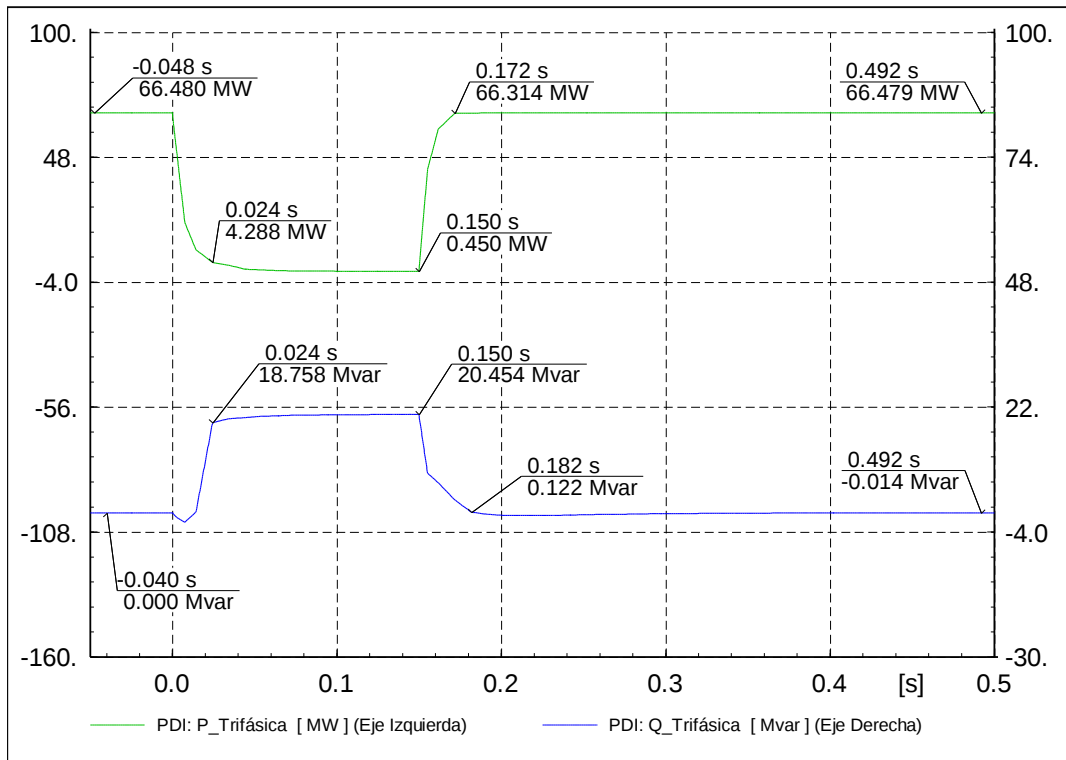


Figura 4.97 Potencia activa y reactiva trifásica en el Punto de Interconexión para el Caso 8.

La Figura 4.98 muestra el comportamiento de la potencia reactiva trifásica en aerogeneradores para el Caso 8. Se aprecia que momentos antes de la aplicación del disturbio cada aerogenerador envía 2.7 MW trifásicos. Una vez que inicia la falla en $t=0s$ disminuyen el envío, en $t=0.024s$ ya se encuentra en 0.9 MW continuando el descenso hasta llegar a 0.75 MW al momento en que la falla finaliza el disturbio en $t=0.150s$. Posteriormente se comienza a recuperar el nivel de potencia que se tenía previo a la falla y para el instante $t=0.172s$ ya está recuperada.

Continuando con la Figura 4.98 se muestra el comportamiento de la potencia reactiva trifásica en aerogeneradores para el Caso 8. Se observa que previo a la falla cada aerogenerador envía 0.31 Mvar. Una vez que se aplica la falla en $t=0s$ incrementan el envío a 1 Mvar manteniendo este valor hasta el término del disturbio en $t=0.150s$. Posterior a la liberación de la falla, los AG's de inmediato disminuyen la cantidad enviada, para el instante $t=0.155s$ están en 0.41 Mvar continuando el descenso hasta retomar los niveles de pre-falla.

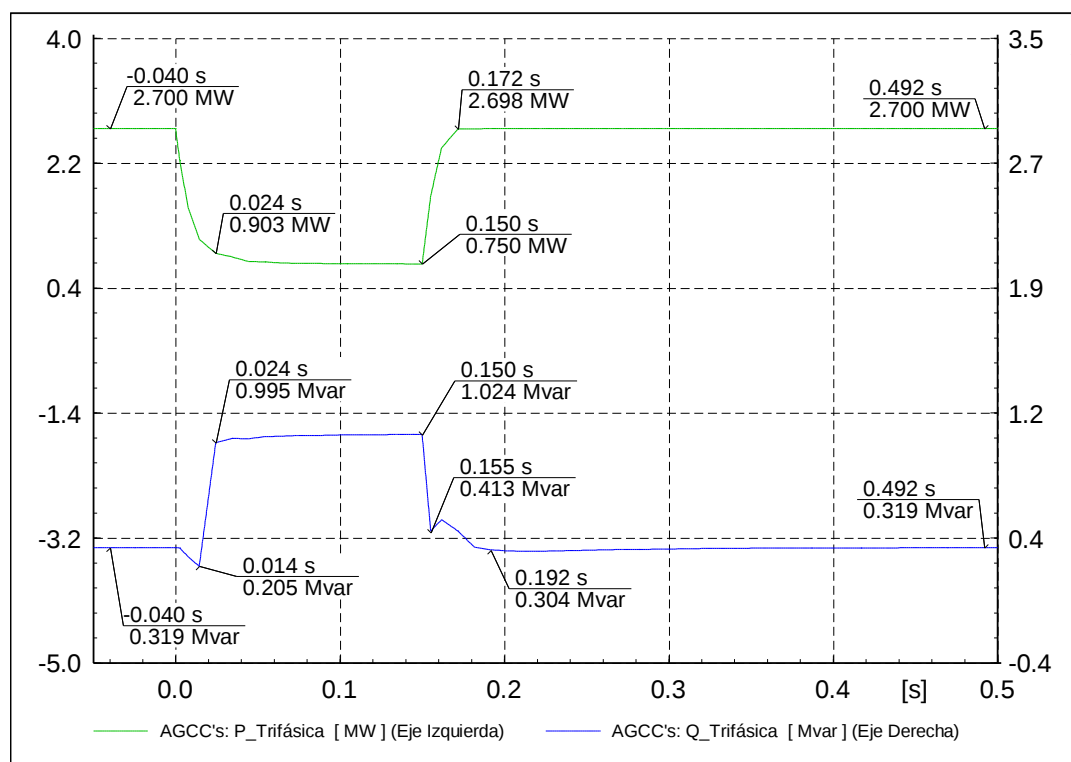


Figura 4.98 Potencia activa y reactiva trifásica en los Aerogeneradores para el Caso 8.

Capítulo 5

Análisis de resultados

En este capítulo se analiza el comportamiento de las centrales eléctricas de acuerdo a la tecnología empleada en las mismas, esto permite criticar el soporte de voltaje y las aportaciones máximas de corriente durante la falla.

5.1 Análisis de la central eólica del Modelo 1 con AGIDA

Para el caso de la central modelada con aerogeneradores de inducción doblemente alimentados su sistema de control crowbar se activa cuando la magnitud de corriente en el rotor es mayor a 2.5 veces su corriente nominal por más de 1 ms. La desactivación del crowbar se realiza cada 60 ms después de su propia activación.

Como se menciona en el Capítulo 3 (Figura 3.9), el objetivo del sistema de protección y control “crowbar”, localizado entre el rotor del aerogenerador y el convertidor lado rotor, es proteger al convertidor de sobrecorrientes y por otro lado también protege al capacitor del bus de CD de sobre-voltajes.

El crowbar opera en conjunto con el convertidor lado rotor de la siguiente manera. Una vez que se presentan las condiciones definidas (corriente y/o voltaje) para la activación del crowbar, de inmediato el convertidor lado rotor se desactiva permitiendo que el sistema crowbar atenué la sobrecorriente de tal forma que las magnitudes de corriente en el rotor sean las ideales para que el crowbar se desactive. Cuando el crowbar deja de operar, el convertidor lado rotor se reactiva y en consecuencia los controles de los AGIDA's actúan para dar soporte al hueco de tensión ocasionado por una falla en el punto de interconexión.

5.1.1 Análisis del Caso 1: Falla trifásica

Para este caso se observó que el voltaje en el PDI llegó una magnitud de 0 p.u. y en terminales de los AG's alcanzó 0.15 p.u., este efecto es ocasionado por la impedancia que existe entre el PDI y los AG's. El efecto de los controles de los AG's se refleja en la magnitud de voltaje al llevarla de 0.13 a 0.15 p.u. (aportación de potencia reactiva).

En la Figura 5.1 se aprecian las corrientes de fase en terminales de los aerogeneradores y la operación del sistema crowbar. En dicha figura también se puede observar que durante la operación del crowbar las corrientes de fase en los AG's disminuyen y tras la desactivación del mismo los controles de los

AG's operan para dar soporte ante la falla en el PDI hasta el momento en que se libera la falla en $t=0.150$ s. Una vez que la falla es liberada las magnitudes de corriente comienzan a recuperar su valor previo al disturbio.

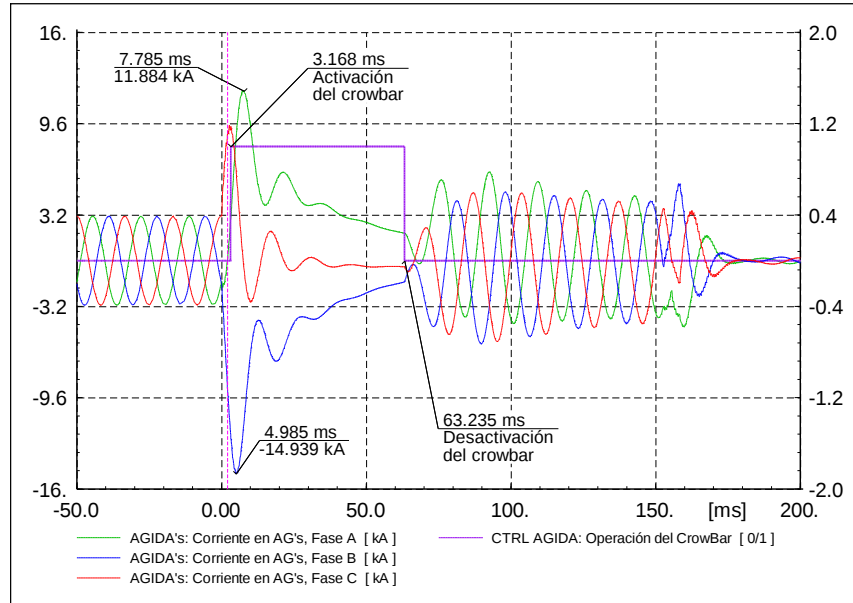


Figura 5.1 Corrientes de fase en terminales de los AG's y operación del crowbar para el Caso 1.

En la Figura 5.2 se aprecia que 2.168 ms después de que inicia el disturbio la magnitud de corriente en el rotor es de 9.07 kA, este valor es superior a 2.5 veces su valor nominal, a partir de ese momento comienza la evaluación del criterio de activación del crowbar y 1 ms más tarde aún se tiene presente una magnitud igual o superior a la de activación y es entonces cuando el crowbar opera en $t=3.168$ ms comenzando a disipar la corriente de falla y en consecuencia el convertidor lado rotor se desconecta. Para el instante $t=63.235$ ms la magnitud de corriente en el rotor y el voltaje en el enlace de CD cumplen las condiciones necesarias para la desactivación del crowbar y la reactivación del convertidor lado rotor de los AG's. Una vez que el convertidor lado rotor está nuevamente activo, los controles de los AG's actúan para comenzar a producir corriente reactiva como se muestra en la Figura 5.3 y así contribuir a la aportación de potencia reactiva hacia el PDI hasta el momento en que la falla es liberada en $t=0.150$ s.

La frecuencia de operación del rotor puede ser diferente a la fundamental, esto se puede apreciar en la Figura 5.1 y Figura 5.2, en dichas figuras se pueden observar las diferentes formas de onda en terminales del AG y en el rotor del mismo respectivamente.

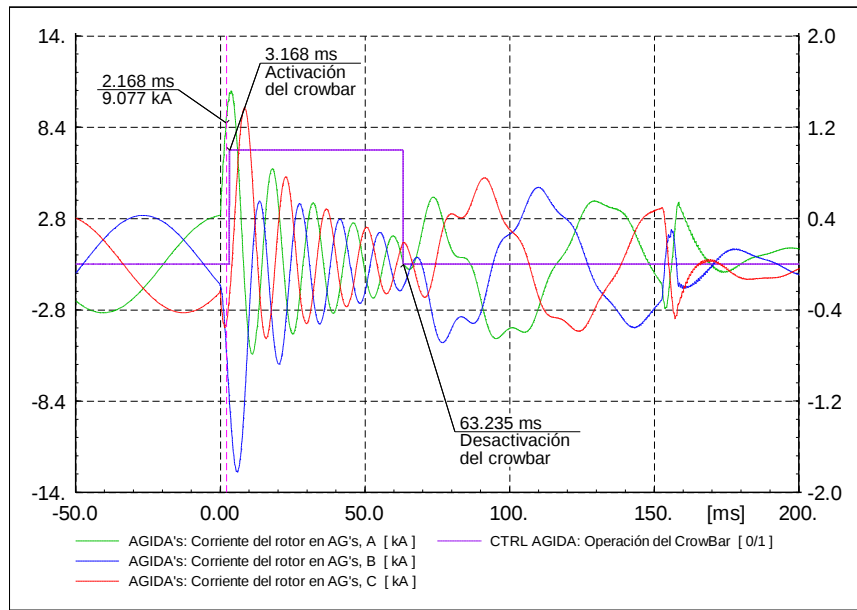


Figura 5.2 Corrientes de fase en el rotor en AG's y operación del crowbar para el Caso 1.

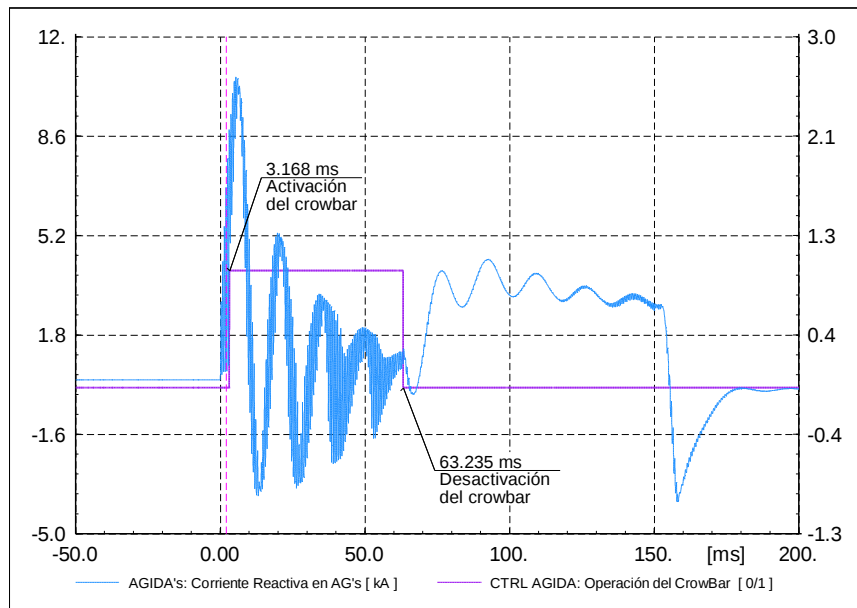


Figura 5.3 Corriente Reactiva en el rotor en AG's y operación del crowbar para el Caso 1.

5.1.2 Análisis del Caso 2: Falla bifásica

En la Figura 5.4 se aprecia que al activarse el sistema de protección crowbar, al igual que en el análisis del Caso 1, las magnitudes de corriente en terminales de los AG's se comienzan a atenuar hasta el momento en que se desactiva, posteriormente los controles de los AG's dan soporte al hueco de tensión ocasionado por la falla en el PDI.

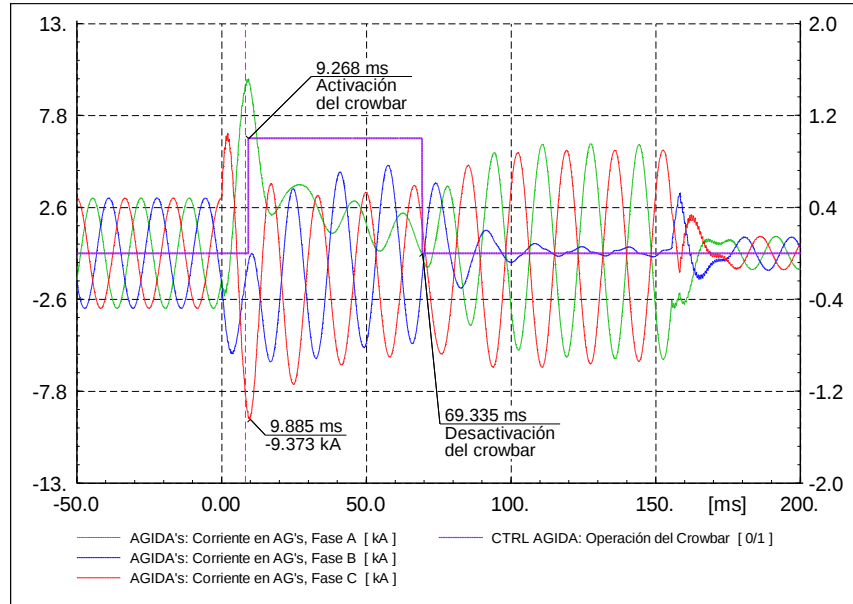


Figura 5.4 Corrientes de fase en terminales de los AG's y operación del crowbar para el Caso 2.

En la Figura 5.5 se observa que las corrientes en el rotor se incrementan una vez iniciada la falla en $t=0$ ms, para el instante $t=7.6$ ms la magnitud de corriente de falla es 8.4 kA, este valor rebasa el límite establecido para que el crowbar se active por lo que en ese instante comienza la evaluación de su criterio de operación. En $t=8.6$ ms el crowbar se activa, la corriente en el rotor comienza a disminuir y el convertidor lado rotor es desconectado por 60 ms. En $t=68.7$ ms el crowbar se desactiva y la magnitud de corriente en el rotor y de voltaje en el enlace de CD se encuentran en condiciones para que el convertidor lado rotor se active nuevamente y en consecuencia los controles de los AG's comienzan a generar corriente reactiva para dar soporte al hueco de tensión ocasionado por la falla del Caso 2 hasta el momento en que finaliza la falla en $t=150$ ms. El comportamiento de la corriente reactiva en el rotor de los aerogeneradores se puede apreciar en la Figura 5.6.

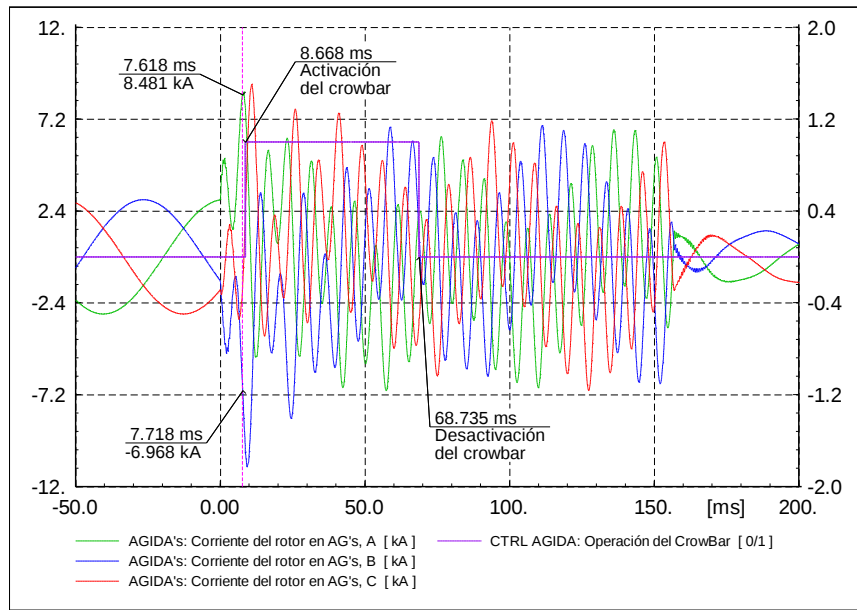


Figura 5.5 Corrientes de fase en el rotor en AG's y operación del crowbar para el Caso 2.

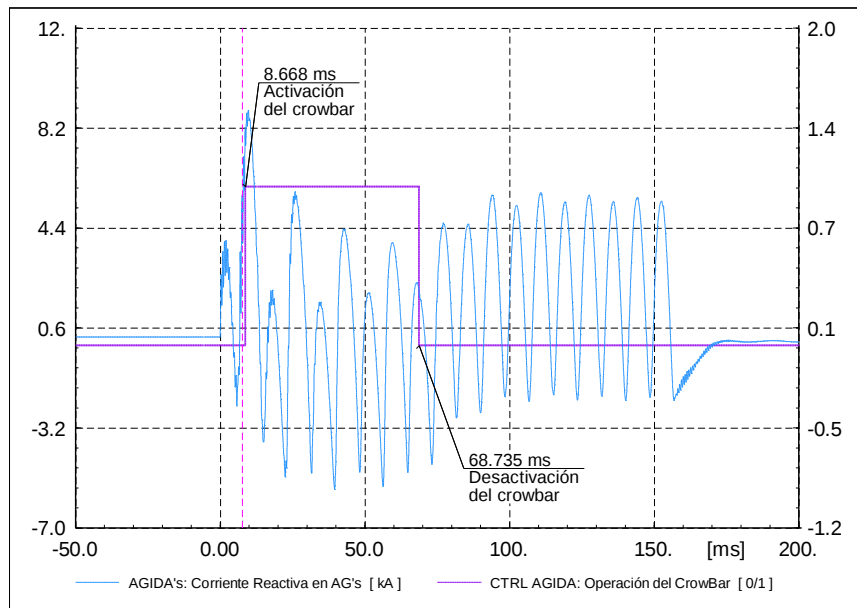


Figura 5.6 Corriente Reactiva en el rotor en AG's y operación del crowbar para el Caso 2.

5.1.3 Análisis del Caso 3: Falla bifásica a tierra

En la Figura 5.7 se observa que desde el inicio de la operación del crowbar en $t=9.358$ ms y hasta su desactivación en $t=69.335$ ms, las magnitudes de corriente en terminales de los AG's van disminuyendo. Posterior a la liberación del crowbar los controles de los AG's dan soporte al hueco de tensión ocasionado por la falla.

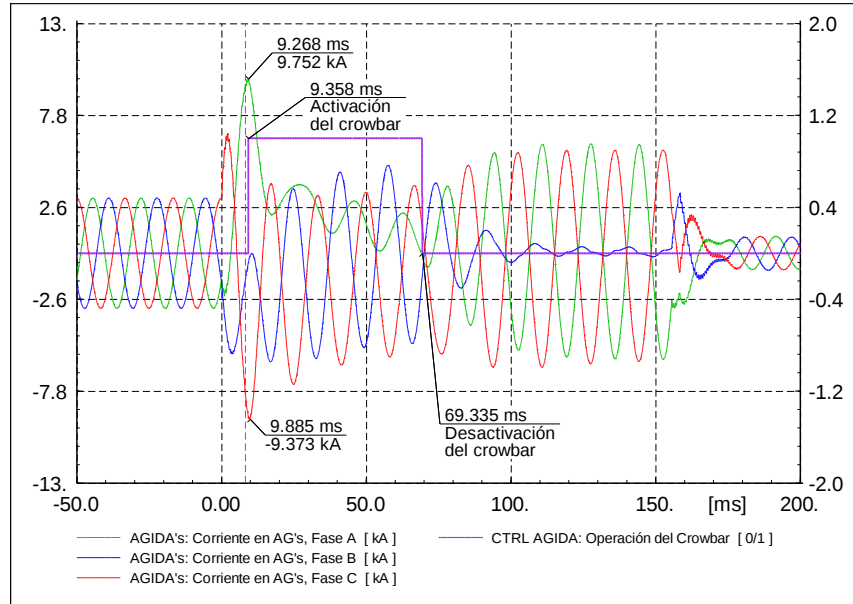


Figura 5.7 Corrientes de fase en terminales de los AG's y operación del crowbar para el Caso 3.

En la Figura 5.8 se aprecia que la corriente en el rotor de los AG's se incrementa desde el inicio de la falla en $t=0$ ms. Para el instante $t=8.318$ ms la magnitud de corriente ya presenta 8.6 kA de tal forma que comienza el criterio de activación del crowbar. Tras pasar 1 ms, en $t=9.268$ ms el crowbar se activa y el convertidor lado rotor se desconecta, la corriente en el rotor comienza a atenuarse durante 60 ms. En el instante $t=69.335$ ms el crowbar se desconecta y el convertidor lado rotor se reconecta debido a que las magnitudes de corriente en el rotor y voltaje en el enlace de CD están dentro del criterio de operación del convertidor, es entonces cuando los controles de los AG's aumentan la generación de corriente reactiva como se observa en la Figura 5.9 aumentando así la generación de potencia reactiva para dar soporte al hueco de tensión hasta el momento en que finaliza la falla en $t=150$ ms.

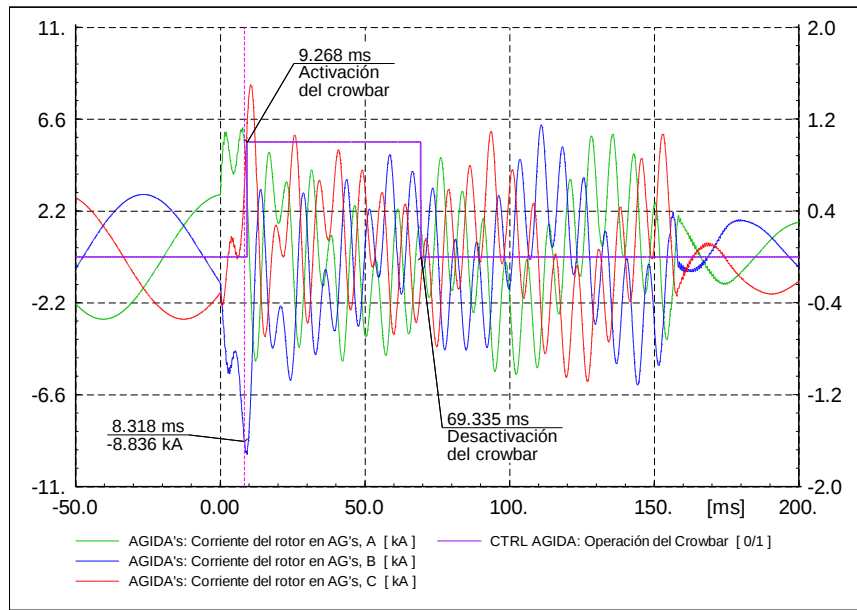


Figura 5.8 Corrientes de fase en el rotor en AG's y operación del crowbar para el Caso 3.

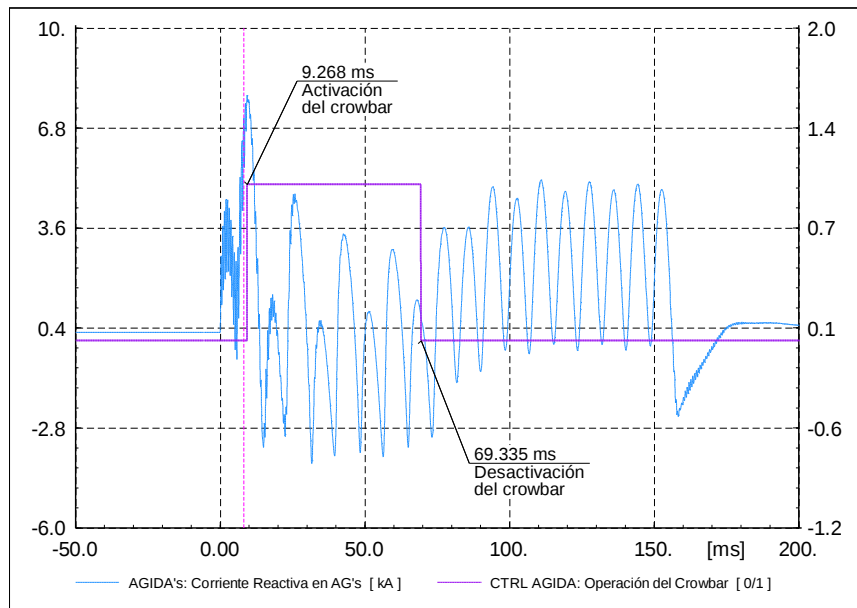


Figura 5.9 Corriente Reactiva en el rotor en AG's y operación del crowbar para el Caso 3.

5.1.4 Análisis del Caso 4: Falla monofásica a tierra

En la Figura 5.10 se muestran las corrientes de fase en el rotor de los aerogeneradores. En dicha figura se puede observar que la magnitudes de corriente se elevan al momento en que se presenta la falla en $t=0$ ms. Durante la falla, los valores de corriente máximos presentados en algún instante son de 5.9 kA para las fases A y B, mientras que para la fase C es de 4.9 kA, estas magnitudes no superan el nivel de ajuste para la activación y operación del sistema crowbar, por lo cual los controles de los aerogeneradores actúan para dar soporte al hueco de tensión para el Caso 4 hasta el momento de la liberación de la falla en $t=0.150$ s.

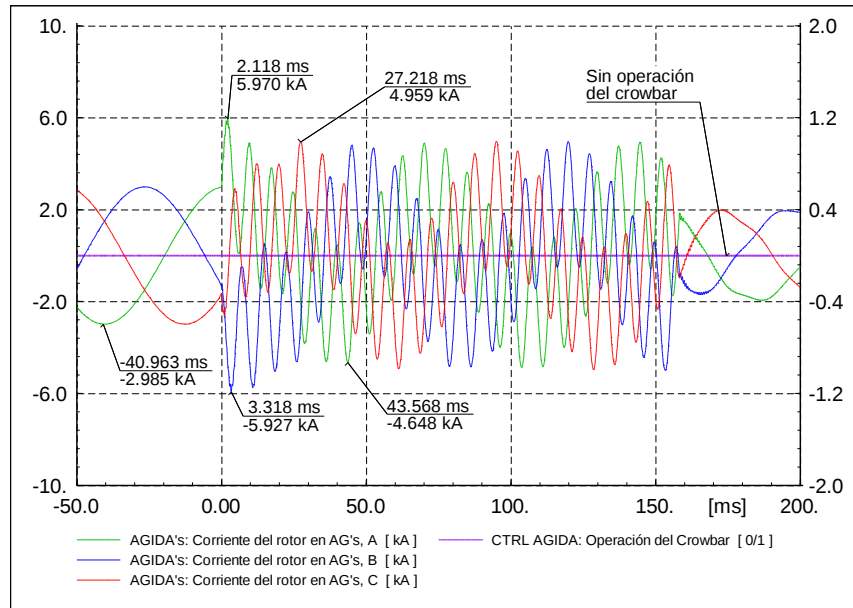


Figura 5.10 Corrientes de fase en el rotor en AG's y operación del crowbar para el Caso 4.

La Figura 5.11 se observa que la inyección de corriente reactiva por parte de los AG's siempre está presente desde el momento en que inicia la falla en $t=0$ ms, es decir que los AG's están aportando potencia reactiva hasta el momento en que finaliza el disturbio en $t=0.150$ s. Sin embargo en algunos instantes la magnitud de corriente reactiva es de 0.094 kA y 0.211 kA, en esos momentos la potencia reactiva aportada es casi 0 Mvar.

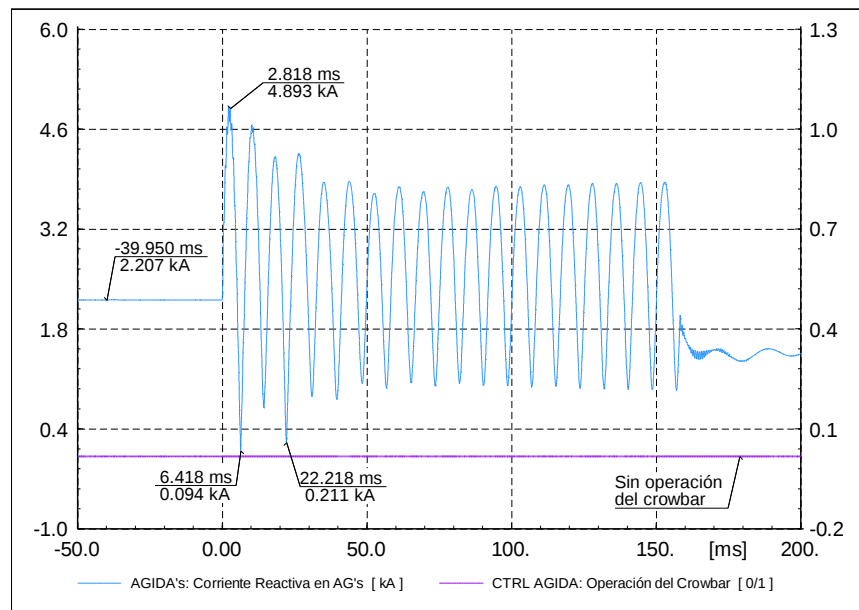


Figura 5.11 Corriente Reactiva en el rotor en AG's y operación del crowbar para el Caso 4.

5.2 Análisis de la central eólica del Modelo 2 con AGCC

En los aerogeneradores conectados a través de convertidores no se tiene la presencia de un sistema de protección crowbar como en el caso de los AGIDA. Ante un disturbio en la red, la sobrecorriente en los aerogeneradores es disipada por el arreglo “resistencia de frenado a plena potencia” integrado en el enlace de CD del convertidor de potencia. Este sistema se activa cuando una sobrecorriente se presenta en el generador desacoplando el convertidor lado generador del convertidor lado red. Asimismo, se encarga de disipar las altas corrientes generadas en los AG's debido a las diferentes fallas aplicadas. Una vez desacoplados los convertidores, el convertidor lado red comienza a enviar potencia reactiva para dar soporte al hueco de tensión.

Con el fin de analizar el comportamiento de los aerogeneradores para dar soporte al hueco de tensión ocasionado por una falla en punto de interconexión, las magnitudes de corriente activa y reactiva son analizadas ya que estas influyen directamente en el comportamiento de la potencia activa y reactiva ante fallas transitorias.

En el instante en que se aplica la falla, los convertidores de potencia detectan una sobrecorriente en el generador y de inmediato envían la instrucción de desacoplar el convertidor lado generador del convertidor lado red.

5.2.1 Análisis del Caso 5: Falla trifásica

En la Figura 5.12 se puede observar el comportamiento de la corriente activa y reactiva que entregan los AGCC's para el Caso 5. Se aprecia que desde el inicio de la falla en $t=0$ la corriente activa disminuye casi en su totalidad mientras que la corriente reactiva se incrementa manteniendo estas condiciones de operación hasta el momento en que se libera la falla en $t=0.150s$. Los comportamientos descritos se presentan debido al desacoplamiento de los convertidores lado red y lado generador por lo cual no hay intercambio de potencia activa hacia el sistema proveniente desde el generador a través del convertidor de potencia y los controles de los AGCC's dan soporte al hueco de tensión ocasionado por la falla trifásica en el PDI dando prioridad a la potencia reactiva, esta última condición es controlada por el convertidor lado red.

Una vez liberada la falla los convertidores vuelven a acoplarse y las corrientes activa y reactiva vuelven a condiciones previas a la falla en menos de 30 ms.

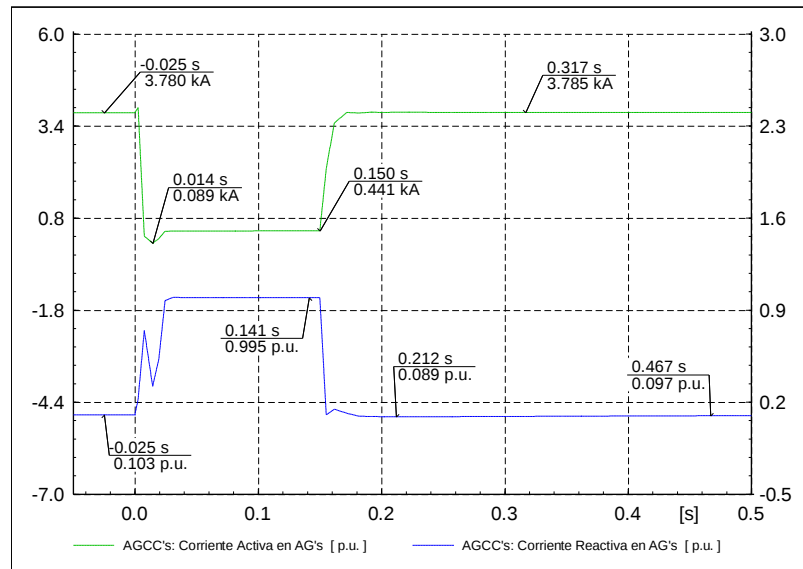


Figura 5.12 Corrientes activa y reactiva enviada por los AG's para el Caso 5.

5.2.2 Análisis del Caso 6: Falla bifásica

En la Figura 5.13 se aprecia el comportamiento de la corriente activa y reactiva que entregan los AGCC's para el Caso 6. Se observa que, al igual que en el Caso 5, se desacoplan los convertidores de tal forma que la corriente activa disminuye su magnitud desde el inicio de la falla en $t=0s$, sin embargo no lo hace en su totalidad. Para el mismo tiempo el convertidor lado red incrementa la corriente reactiva, este comportamiento se ve reflejado en el soporte de potencia reactiva enviado por los AGCC's hacia la red ante la falla bifásica en el PDI. Una vez liberada la falla en $t=0.150s$, los convertidores vuelven a acoplarse y recuperan las condiciones de operación que se tenían previo al disturbio.

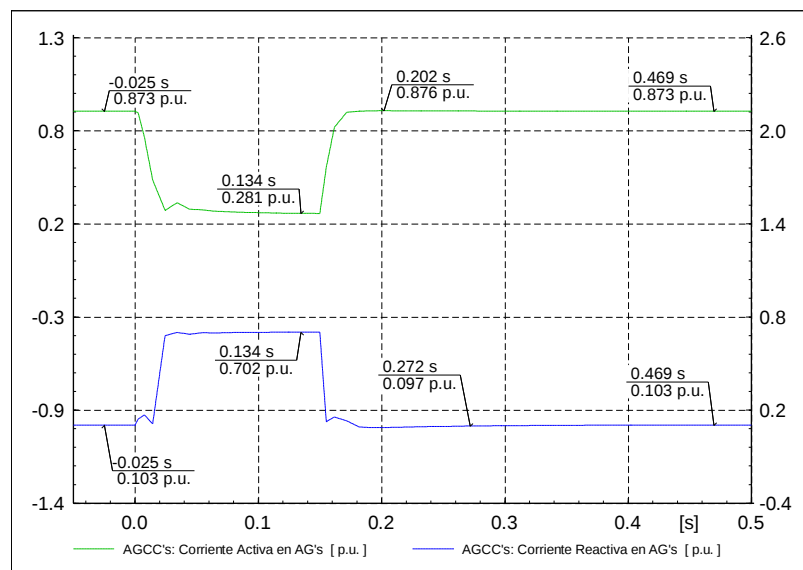


Figura 5.13 Corrientes activa y reactiva enviada por los AG's para el Caso 6.

5.2.3 Análisis del Caso 7: Falla bifásica a tierra

En la Figura 5.14 se aprecia que al inicio de la falla en $t=0$ s, el convertidor lado generador reduce la corriente activa a una magnitud de 0.06 p.u., este comportamiento se mantiene hasta el momento que se libera la falla en $t=0.150$ s. Para los mismos instantes de tiempo la corriente reactiva sufre un comportamiento contrario al de la corriente activa. El convertidor lado red incrementa la corriente reactiva, esta condición se refleja en la potencia reactiva aportada por los aerogeneradores de las gráficas de potencia del Caso 7.

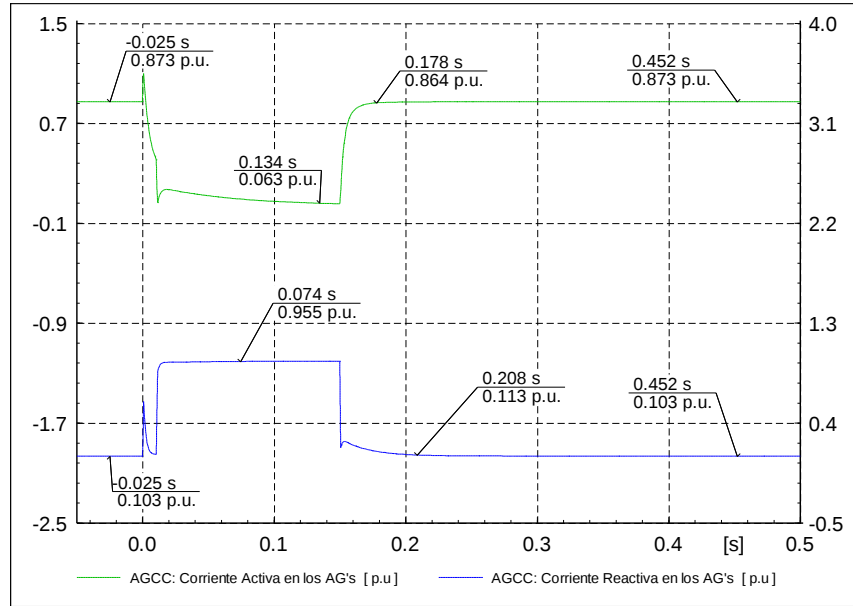


Figura 5.14 Corrientes activa y reactiva enviada por los AG's para el Caso 7.

5.2.4 Análisis del Caso 8: Falla monofásica a tierra

El comportamiento de la corriente activa y reactiva es mostrado en la Figura 5.15. En esta figura se aprecia que desde el inicio del disturbio en $t=0$ ms la corriente activa disminuye en su totalidad, esto debido al control del convertidor lado generador que da esa instrucción y este comportamiento se mantiene durante la aplicación de la falla hasta el momento en que se libera en $t=0.150$ s. Por otro lado, al inicio del disturbio el convertidor lado red incrementa la magnitud de corriente reactiva para dar soporte de potencia reactiva durante el hueco de tensión ocasionado por la falla monofásica. Una vez que la falla es liberada las condiciones de pre-falla de la corriente activa y reactiva vuelven a sus magnitudes previo al disturbio.

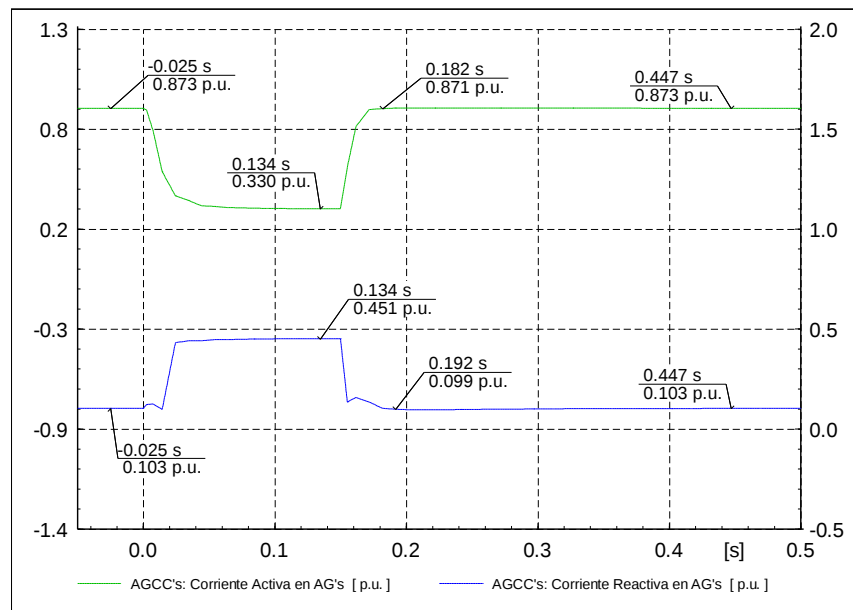


Figura 5.15 Corrientes activa y reactiva enviada por los AG's para el Caso 8.

Para el Caso 5, Caso 6, Caso 7 y Caso 8 se presenta el siguiente comportamiento: Al desacoplarse el convertidor lado generador la potencia que se encuentra enviando el generador es disipada a través del arreglo “resistencia de frenado a plena potencia” para evitar daños al convertidor de potencia.

5.3 Niveles máximos de corriente

La magnitud de corriente de mayor valor se presenta ante la falla trifásica aplicada en el PDI en el modelo de la central eólica con AGIDA's. Las fallas más severas son las fallas trifásicas, que para este caso se consideran como fallas francas. En la Tabla 5.1 y Tabla 5.2 se presentan las magnitudes de corriente máximas debidas a las distintas fallas aplicadas en el punto de interconexión. Las corrientes son medidas en el PDI y en terminales de los Aerogeneradores.

Tabla 5.1 Niveles de corriente máximos en el PDI y en los AG's ante las diferentes fallas aplicadas en central con AGIDA.

Magnitudes de corriente debido a fallas en central con AGIDA						
Número de caso	Corriente de Secuencia Positiva (RMS) en el PDI		Corriente pico en el Punto de Interconexión		Corriente pico en los Aerogeneradores	
	$I_{\max}$ [kA]	No. veces I_{nom} en PDI	$I_{\max}$ [kA]	No. veces I_{falla} en PDI	$I_{\max}$ [kA]	No. veces I_{falla} en AG's
Caso 1	1.610	4.8	2.239	4.7	14.939	4.7
Caso 2	1.354	4.0	1.804	3.8	12.178	3.9
Caso 3	1.193	3.5	1.730	3.6	9.752	3.1
Caso 4	0.750	2.2	1.360	2.8	6.405	2.0

Tabla 5.2 Niveles de corriente máximos en el PDI y en los AG's ante las diferentes fallas aplicadas en central con AGIDA.

Magnitudes de corriente debido a fallas en central con AGCC						
Número de caso	Corriente de Secuencia Positiva (RMS) en el PDI		Corriente pico en el Punto de Interconexión		Corriente pico en los Aerogeneradores	
	$I_{\max}$ [kA]	No. veces I_{nom} en PDI	$I_{\max}$ [kA]	No. veces I_{falla} en PDI	$I_{\max}$ [kA]	No. veces I_{falla} en AG's
Caso 5	0.614	1.8	0.813	1.7	9.164	1.7
Caso 6	0.549	1.6	0.759	1.6	8.500	1.6
Caso 7	0.506	1.5	0.788	1.6	7.217	1.3
Caso 8	0.492	1.4	0.984	2.0	7.674	1.4

5.4 Recuperación de la potencia activa y reactiva tras la liberación de la falla

En la Tabla 5.3 se muestra la magnitud que presenta la potencia activa y reactiva en el punto de interconexión y en los aerogeneradores 300 ms (aproximadamente 18 ciclos) después de liberada la falla en la central eólica con aerogeneradores de inducción doblemente alimentados. Los valores se muestran en porcentaje con base a la magnitud de potencia que se tenía en estado de pre-falla.

Tabla 5.3 Índices de recuperación de la potencia activa y reactiva en el PDI y en los AG's en centrales eólicas con AGIDA una vez que se libera la falla.

Recuperación de potencia activa y reactiva en AGIDA				
Tipo de falla	magnitud de potencia respecto a valores de prefalla			
	Potencia activa		Potencia reactiva	
	PDI	AG's	PDI	AG's
Trifásica	54%	54%	97% (100 ms)	84%
Bifásica	87%	87%	98% (150 ms)	85%
Bifásica a tierra	72%	70%	96% (150 ms)	82%
Monofásica a tierra	95%	93%	90%	85%

Recuperación de potencia en aerogeneradores conectados a través de convertidores

En el caso de la central eólica con aerogeneradores conectados a través de convertidores la recuperación de potencia activa y reactiva a magnitudes previas al disturbio se dan en 20 ms (menor a 2 ciclos) y 40 ms (menor a 3 ciclos) respectivamente después de finalizado el disturbio.

Capítulo 6

Conclusiones y recomendaciones

Las conclusiones a las que se llegaron después de modelar, simular y analizar las centrales eólicas planteadas al inicio de este proyecto son presentadas en este capítulo. Asimismo, se hacen recomendaciones y propuestas posibles, para realizar trabajos futuros alrededor de este campo de investigación, que surgen a partir de los resultados obtenidos.

6.1 Conclusiones

El comportamiento eléctrico de las centrales eólicas a gran escala ante fallas transitorias externas está en función de la magnitud, duración y tipo de falla. Las fallas que se simularon se aplicaron en el punto de interconexión y fueron las siguientes: trifásica, bifásica, bifásica a tierra y monofásica a tierra. Un elemento más que interviene en el comportamiento de las centrales analizadas es la interconexión de los elementos que la conforman, ya que son un factor significativo a considerar en su comportamiento.

Las centrales eólicas a gran escala están conformadas por aerogeneradores, transformadores de unidad a pie de torre de cada aerogenerador, cables de potencia que integran al sistema colector, transformador de potencia dentro de la subestación colectora y la línea de transmisión de interconexión. El realizar modelos y simulaciones de estas centrales permitió analizar de forma minuciosa su comportamiento eléctrico, tanto en estado estable y ante fallas, ya que al ser conectadas a un sistema eléctrico de potencia deben de cumplir estrictamente las reglas de interconexión vigentes.

Las simulaciones dinámicas permiten evaluar a las centrales eólicas a gran escala respecto del cumplimiento a lo indicado en los códigos de red o los documentos técnicos equivalentes aplicables en cada lugar donde se pretenda instalar este tipo de generación. Asimismo, permiten analizar, evaluar y proponer el ajuste de las protecciones requeridas en el PDI.

Investigaciones como la presentada en esta Tesis dan a conocer el comportamiento de una central eólica a gran escala, así como de los componentes que la integran. Por otro lado, con base a los resultados obtenidos se puede hacer un análisis de la elección de los elementos y sus características operativas (básicas y/o ideales) que deben tener los equipos que integran a la central eólica a gran escala.

Del voltaje

La magnitud de voltaje en el punto de interconexión y en terminales de los aerogeneradores durante fallas transitorias es diferente. Este comportamiento se da debido a la impedancia que existe entre los

elementos que los interconectan. La impedancia que existe entre el PDI y los AG's está conformada por los devanados de los transformadores que se encuentran ubicados en cada aerogenerador, los cables de potencia del sistema colector, los devanados del transformador de la subestación colectora y la línea de transmisión de interconexión.

Al aplicarse una falla, la propagación del voltaje entre los devanados de los transformadores es diferente para cada conexión en estos. Una central eólica a gran escala por lo general tiene dos transformadores entre el PDI y los AG's, por lo cual la propagación del voltaje sufre el efecto de dos tipos de conexiones. Para el caso en donde los aerogeneradores entregan una magnitud de 12 kV en sus terminales, solo se tiene la efecto de un transformador entre el PDI y los AG's.

La recuperación del voltaje, tanto en el PDI y como en los AG's, una vez que es liberada la falla es prácticamente inmediata, con un tiempo menor a 30 ms (casi 2 ciclos). La recuperación es debido a que el control del voltaje está dado por los convertidores de potencia conformados por electrónica de potencia en su totalidad, en consecuencia tienen una respuesta rápida.

De la corriente

La corriente en el PDI y los AG's mantiene un comportamiento similar, sin embargo las magnitudes son diferentes, en los AG's presentan magnitudes más altas.

El modelado de los cables de potencia del sistema colector tiene influencia en el comportamiento de la corriente en el PDI. Los diferentes métodos de aterrizamiento de los cables tienen impacto directo en los parámetros de secuencia positiva, negativa y cero, repercutiendo esto en el comportamiento de la corriente. En las dos centrales eólicas a gran escala modeladas en esta Tesis, los parámetros de impedancia de secuencia cero no afectaron el comportamiento de la corriente en el PDI debido a que las conexiones "DELTA" en los transformadores ubicados entre el PDI y los AG's no permitían el aporte de corriente de secuencia cero.

De la potencia

Los modelos matemáticos de los controles de los aerogeneradores están hechos con base al marco de referencia d-q. Dichos esquemas se analizan por separado: para el rotor, estator y flujo del estator respectivamente. En esta Tesis no se describen a detalle estos marcos de referencia. Sin embargo, el esquema de los controles de los aerogeneradores modelados en el programa DIgSILENT están hechos con base a esos marcos de referencia y se definió que: para la potencia activa la variable que se controla es la corriente en el eje d, mientras que para la potencia reactiva la variable a controlar es la corriente en el eje q. Cabe mencionar que algunos autores definen, para la potencia activa el eje q y para la potencia reactiva el eje d.

Los modelos de las centrales eólicas se realizaron de tal manera que produjeran su capacidad máxima de potencia, por lo que el control del ángulo de paso de los aerogeneradores no fue necesario modelar. El control de ángulo de paso permite controlar, de forma parcial, la potencia que entregan los aerogeneradores tomando como parámetro de referencia su curva "velocidad-potencia". Dicha curva es

usada cuando se pretenden analizar escenarios en donde los aerogeneradores entreguen una magnitud de potencia menor a su capacidad máxima.

Al detectarse la ocurrencia de una falla en el punto de interconexión existe un desacoplamiento de los convertidores (convertidor lado máquina y convertidor lado red) que integran el convertidor de potencia de un aerogenerador. Esta condición de operación se da debido a que no existe un control, para las partes mecánicas de los aerogeneradores, lo suficientemente rápido que pueda disminuir las magnitudes de potencia activa producida por los aerogeneradores enviada desde el convertidor lado máquina a través del convertidor lado red hacia el PDI. Dependiendo del tipo de falla, la magnitud de potencia activa en el PDI y en los AG's desciende a valores que pueden llegar hasta 0 MW. La potencia que aún siguen produciendo los aerogeneradores es disipa a través del sistema de protección crowbar y/o el arreglo "resistencia de frenado a plena potencia" en los aerogeneradores de inducción doblemente alimentados, mientras que en los aerogeneradores conectados a través de convertidores solo está presente el arreglo "resistencia de frenado a plena potencia".

Con respecto a los datos mostrados en Tabla 5.3 correspondientes a la recuperación de potencia en la central eólica con AGIDA y por otro lado los datos correspondientes a la central con AGCC, ambos casos abordados en la sección 5.4 se concluye que: La aplicación de electrónica de potencia en la central eólica con aerogeneradores conectados a través de convertidores hace que la recuperación de la potencia, tanto activa como reactiva, en el punto de interconexión y los aerogeneradores sea más rápida que en la central eólica con aerogeneradores de inducción doblemente alimentados.

La potencia activa y reactiva en la central con aerogeneradores de inducción doblemente alimentados se recupera a una razón que depende de la severidad de la falla. Para fallas trifásicas la potencia se recupera más lento que en cualquiera de las tres fallas restantes. Para una falla bifásica la potencia se recupera más rápido que en la falla que no involucra aterrizamiento. La falla monofásica es la menos severa, siendo esta en donde la potencia se recupera más rápido que en el resto de las fallas aplicadas.

Los AGCC ante cualquier tipo de falla aplicada en el PDI siempre aportan potencia reactiva de forma monofásica y en consecuencia de manera trifásica. Por otro lado, los AGIDA dependiendo del tipo de falla puede que una o más fases consuman potencia reactiva, sin embargo trifásicamente siempre aportan potencia reactiva, a excepción de la falla bifásica en donde se disminuye el envío respecto a su magnitud previa al disturbio.

Los aerogeneradores son capaces de entregar por lo menos el 30% de su capacidad nominal de potencia activa en potencia reactiva. Dichas características hacen que se cumplan los requerimientos de los códigos de red para centrales eólicas a gran escala en donde los aerogeneradores deben ser capaces de operar de manera tal que cumplan un factor de potencia de 0.95 en adelanto a 0.95 en atraso en el punto de interconexión.

Del sistema de protección y control Crowbar

El sistema de protección del crowbar, para los modelos de las centrales eólicas presentados en esta Tesis, están ajustados para que operen al rebasar 2.5 veces la corriente nominal del rotor por un tiempo

mayor o igual de 1 ms. En tres de las fallas aplicadas en el punto de interconexión en la central eólica con aerogeneradores de inducción doblemente alimentados se aprecia el comportamiento de este sistema de protección, solamente en la falla monofásica a tierra no opera debido a que la corriente de falla no es superior a 2.5 veces la corriente nominal del rotor.

El mal ajuste de los parámetros de activación del crowbar, sobrecorriente en el rotor y sobrevoltaje en el enlace de CD, puede provocar que el convertidor se bloquee y ocasionar la desconexión del aerogenerador en donde se encuentra conectado el convertidor en cuestión. Algunas condiciones de operación a considerar en una central eólica son: arranque de los aerogeneradores, corrientes inrush en transformadores. En la actualidad, la desconexión de los aerogeneradores no está permitida.

El control del crowbar se encuentra constantemente midiendo la magnitud de corriente en el rotor. Cuando el crowbar opera, le toma decimas de ms desconectar la corriente del convertidor lado rotor desviándola a través del sistema de protección crowbar.

Pueden existir disturbios en la red que generen magnitudes, de corriente en el rotor y voltaje en el enlace de CD del convertidor de potencia, que no activen el crowbar. Ante esta situación los controles de los aerogeneradores actúan para dar soporte al hueco de tensión en el punto de falla en función a los requerimientos especificados en los códigos de red correspondientes para las centrales eólicas a gran escala. En el caso de la falla monofásica a tierra en el PDI en la central con aerogeneradores de inducción doblemente alimentados, la magnitud de corriente en el rotor debida a la falla no supera el nivel de activación del sistema de protección crowbar, es decir no es mayor a 2.5 veces la corriente nominal en el rotor. Ante este evento, los controles de potencia activa y reactiva actuaron para dar soporte al hueco de tensión.

6.2 Recomendaciones y trabajo futuro

Se propone simular y analizar una central eólica ante diferentes escenarios de generación. Se pueden considerar casos donde el viento no provoque una generación al 100% de la capacidad total de la central eólica.

Se recomienda aplicar fallas con un valor en la magnitud de impedancia de falla para poder cubrir más condiciones de operación y analizar los ajustes de protecciones de los diferentes elementos que integran a una central eólica a gran escala.

Una alternativa para otro caso de estudio seria el implementar un modelo de la línea de transmisión de interconexión pero ahora en corriente directa.

Se recomienda analizar el comportamiento eléctrico ante fallas de una central eólica a gran escala interconectada a través de una línea de transmisión con modelos de línea larga.

Para un mejor análisis del sistema de protección crowbar se recomienda generar un modelo del convertidor de potencia de frecuencia variable en donde se incluya el modulo del enlace de CD para poder graficar su magnitud de voltaje de corriente directa ante la ocurrencia de una falla.

Los modelos y las simulaciones de las centrales eólicas se hicieron con base al documento publicado en el 2012 por la Comisión Reguladora de Energía [2]. Actualmente existe un nuevo código de red [39], dicho documento no se contempló en el análisis de esta investigación, por lo cual se recomienda analizar y realizar simulaciones en base a nuevos requerimientos y/o mejoras de los anteriores.

6.3 Aportaciones de esta Tesis

Se elaboraron dos modelos de centrales eólicas a gran escala en el programa DlgSILENT. En ambos casos se modelaron los elementos que conforman dichas centrales: aerogeneradores, convertidores de potencia de frecuencia variable, transformadores de unidad, cables de potencia, transformador de potencia, línea de transmisión de interconexión y el equivalente de la red externa. Se incluyeron parámetros de secuencia positiva, negativa y cero.

Dentro del modelo de la central eólica con aerogeneradores de inducción doblemente alimentados se modeló además el convertidor de potencia de frecuencia variable incluyendo su sistema de protección y control “crowbar”, dicho sistema de protección incluyen el arreglo “resistencia de frenado a plena potencia” y para el modelo de la central eólica con aerogeneradores conectados a través de convertidores se modeló el convertidor de frecuencia el cual en esta central se incluye el “resistencia de frenado a plena potencia”

Se simularon 4 diferentes fallas transitorias a los modelos realizados, dichas fallas se aplicaron en el punto de interconexión de la central eólica con la red externa, esto permitió realizar un análisis del comportamiento eléctrico en el dominio del tiempo ante la aplicación de las fallas. Las fallas que se aplicaron fueron las siguientes: falla trifásica, falla entre dos fases, falla de dos fases a tierra y falla monofásica.

Ante la aplicación de las fallas, se graficaron variables eléctricas en el punto de interconexión y en los aerogeneradores de manera monofásica, trifásica y en algunas ocasiones gráficas de secuencia positiva. Para un análisis más detallado se graficaron las formas de onda de voltaje y/o corriente en el PDI y en los AG's.

Se analizó el comportamiento de los modelos de las centrales eólicas durante la aplicación de distintos tipos de fallas con base a los resultados de las gráficas obtenidas de las simulaciones realizadas.

Se logró estudiar el comportamiento eléctrico de los sistemas de protección y control de los aerogeneradores de ambas centrales modeladas durante una falla. Variables como potencia activa y reactiva entregada por los aerogeneradores fueron analizados.

Bibliografía

- [1] Secretaría de Energía (SENER), «Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) (2015-2029),» Ciudad de México, 2015.
- [2] Comisión Reguladora de Energía (CRE), «Reglas Generales de Interconexión al Sistema Eléctrico Nacional para Generadores o Permisos con Fuentes de Energías Renovables o Cogeneración Eficiente,» Ciudad de México, 2012.
- [3] CFE/Gerencia de Ingeniería Especializada, «Simulación de parques eólicos en el PSS/E v 32: Flujos de Potencia,» Ciudad de México, 2010.
- [4] MIT, Wind Power Fundamentals, Wind Energy Group & Renewable Energy Projects from MIT. USA, 2009.
- [5] Universidad de la Plata, «Las Turbinas Eólicas,» 2000.
- [6] A. Pinilla S., «Manual de Aplicación de la Energía Eólica,» Ministerio de Minas y Energía, Instituto de Ciencias Nucleares y Energías Alternativas (INEA), Colombia, 1997.
- [7] V. Akhmatov, «Analysis of Dynamic Behaviour of Electric Power Systems With Large Amount of Wind Power,» Ph. D. Thesis, Technical University of Denmark. Lyngby, Denmark, 2003.
- [8] M. A. Poller, «Doubly-Fed Induction Machine Models for Stability Assessment of Wind Farms,» *IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings*, vol. 3, 2003.
- [9] A. Petersson, «Analysis, Modeling and Control of Doubly-Fed Induction Generators for Wind Turbines,» Ph. D. Thesis, Department of Energy and Environment, Chalmers University of Technology, Sweden, 2005.
- [10] F. Blaabjerg, Z. Chen, Teodorescu, R. y Iov, F., «Power Electronics in Wind Turbine Systems,» *CES/IEEE 5th International Power Electronics and Motion Control Conference*, vol. 1, pp. 1 - 11, 2006.
- [11] D. Xiang, L. Ran, P. J. Tavner y S. Yang, «Control of a Doubly Fed Induction Generator in a Wind Turbine During Grid Fault Ride-Through,» *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 21, nº 3, pp. 652 - 662, 2006.
- [12] W. Christiansen y D. T. Johnsen, Analysis of Requirements in Selected Grid Codes, Denmark, 2006.
- [13] Erlich I., Winter W. y Dittrich A., «Advanced Grid Requirements for the Integration of Wind Turbines into the German Transmission System,» *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2006.

- [14] I. Erlich, M. Wilch y C. Feltes, «Reactive Power Generation by DFIG Based Wind Farms with AC Grid Connetion,» *European Conference on Power Electronics and Applications*, pp. 1 - 10, 2007.
- [15] T. A. Kawady, N. M. Mansour y A.-M. I. Taalab, «Wind Farm Protection Systems: State of the Art and Challenges,» *Distributed Generation*, ISBN: 978-953-307-046-9, InTech, Available from: <http://www.intechopen.com/books/distributed-generation/wind-farm-protection-systems-state-of-the-art-and-challenges>, pp. 265 - 288, 2008.
- [16] WECC, «Wind Power Plant Power Flow Modeling Guide,» Western Electricity Coordinating Council Modeling and Validation Work Group, 2008.
- [17] L. Solano López, «Análisis de un Parque Eólico. Influencia de la Tensión en la Regulación de la Potencia Reactiva de sus Aerogeneradores,» Tesis, Universidad Carlos III de Madrid, España, 2008.
- [18] S. Krohn, P.-E. Morthorst y S. Awerbuch, «The Economics of Wind Energy,» *Report by the European Wind Energy Association*, 2009.
- [19] E. H. Camm, M. R. Behnke, O. Bolado, M. Bollen, M. Bradt, C. Brooks, W. Dilling, M. Edds, W. J. Hejdak, D. Houseman, S. Klein, F. Li, J. Li, P. Maibach, T. Nicolai, J. Patiño, S. V. Pasupulati, N. Samaan, S. Saylors, T. Siebert y Smith, «Reactive Power Compensation for Wind Power Plants,» *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, pp. 1 - 7, 2009.
- [20] E. H. Camm, M. R. Behnke, O. Bolado, M. Bollen, M. Bradt, C. Brooks, W. Dilling, M. Edds, W. J. Hejdak, D. Houseman, S. Klein, F. Li, J. Li, P. Maibach, T. Nicolai, J. Patiño, S. V. Pasupulati, N. Samaan, S. Saylors, T. Siebert, T. Smith, M. Starke y R. Walling, «Characteristics of Wind Turbine Generators for Wind Power Plants,» *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, pp. 1 - 6, 2009.
- [21] D. F. Opila, A. M. Zeynu y I. A. Hiskens, «Wind Farm Reactive Support and Voltage Control,» *iREP Symposium - Bulk Power System Dynamics and Control - VIII (iREP)*, pp. 1 - 10, 2010.
- [22] G. O. Suvire y P. E. Mercado, «Dynamic Modelling of a Wind Farm and Analysis of Its Impact on a Weak Power System,» *Dynamic Modelling*, ISBN: 978-953-7619-68-8, InTech, Available from: <http://www.intechopen.com/books/dynamic-modelling/dynamic-modelling-of-a-wind-farm-and-analysis-of-its-impact-on-a-weak-power-system>, pp. 189 - 209, 2010.
- [23] S. K. Chaudhary, «Control and Protection of Wind Power Plants with VSC-HVDC Connection,» Ph. D. Thesis, Department of Energy Technology, Aalborg University. Denmark, 2011.
- [24] R. Inawan, «Fault Detection in HVDC-Connected Wind Farm with Full-Scale Converter Generator (FCG) Wind Turbines,» Master's Thesis, Department of Energy and Environment, Chalmers University of Technology, Sweden, 2011.

- [25] J. Yang, «"Fault Analysis and Protection for Wind Power Generation Systems",» Ph. D. Thesis, College of Science and Engineering, University of Glasgow, UK, 2011.
- [26] ABB, Plantas Eólicas, Power and Productivity for a Better World, ABB. Barcelona, 2012.
- [27] O. Goksu, «Control of Wind Turbines During Symmetrical and Asymmetrical Grid Faults,» Ph. D. Thesis, Department of Energy Technology, Aalborg University. Denmark, 2012.
- [28] A. Ellis, R. Nelson, E. Von Engeln, R. Walling, J. MacDowell, L. Casey, E. Seymour, W. Peter, C. Barker, B. Kirby y J. R. Williams, «Reactive Power Performance Requirements for Wind and Solar Plants,» *IEEE Power and Energy Society General Meeting* , pp. 1 - 8, 2012.
- [29] M. V. Gascó González, «Integración de Energías Renovables en Redes Eléctricas Inteligentes,» Tesis de Doctoral, Departamento de Ingeniería Civil, Área de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Alicante, España, 2013.
- [30] Secretaría de Energía, «Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE),» Ciudad de México, 2013.
- [31] Z. Chen, Z. Hao y S. Qin, «Centralized Reactive Power Control for a Wind Farm Under Impact of Communication Delay,» *International Journal of Control and Automation*, vol. 7, nº 2, pp. 85 - 98, 2014.
- [32] G. Enríquez Harper, El ABC de las Energías Renovables en los Sistemas Eléctricos, Ciudad de México: Limusa, 2014.
- [33] GWEC, «Global Wind Energy Outlook,» Global Wind Energy Council. Brussels, Belgium, 2014.
- [34] GWEC, «Global Wind Report, Annual Market Update,» Global Wind Energy Council. Brussels, Belgium, 2014.
- [35] M. Mohapi, C. Buque y S. Chowdhury, «Modelling and Simulation of a Protection Scheme for a Synchronous Generator Wind Power Plant,» *IEEE PES General Meeting | Conference & Exposition*, pp. 1 - 5, 2014.
- [36] H. Stiesdal, «Permanent Magnet Generators for Wind Turbines, Status and Outlook,» 2014.
- [37] R. Walling, R. Harley, D. Miller y G. Henneberg, «Fault Current Contributions from Wind Plants,» *68th Annual Conference for Protective Relay Engineers*, pp. 137 - 227, 2015.
- [38] GWEC, «Global Wind Report, Annual Market Update,» Global Wind Energy Council. Brussels, Belgium, 2015.
- [39] Comisión Reguladora de Energía (CRE), «Código de Red,» Ciudad de México, 2016.
- [40] I. González García, «Control Neuronal de un Generador de Inducción para Generación Eólica,» Tesis de Maestría, Sección de Estudios de Posgrado e Investigación, IPN. Ciudad de México, 2005.

- [41] A. Vega Santamaira, «Análisis de Pérdidas y Confiabilidad en la Red Colectora de una Central Eoloeléctrica,» Tesis de Maestría, Sección de Estudios de Posgrado e Investigación, IPN. Ciudad de México, 2005.
- [42] P. Suárez Velázquez, «Impacto de la Generación Eólica y Solar en el Sistema Eléctrico de Baja California Norte,» Tesis de Maestría, Sección de Estudios de Posgrado e Investigación, IPN. Ciudad de México, 2010.
- [43] J. M. Mariscal Mariscal, «Aplicación de Criterios de Operación de Plantas Fotovoltaicas en un Sistema de Potencia Aislado,» Tesis de Maestría, Sección de Estudios de Posgrado e Investigación, IPN. Ciudad de México, 2015.
- [44] M. Blas Pérez, «Metodología para Analizar el Impacto de los Armónicos Generados por las Centrales Eólicas y Fotovoltaicas en los Sistemas Eléctricos de Potencia,» Tesis de Maestría, Sección de Estudios de Posgrado e Investigación, IPN. Ciudad de México, 2015.
- [45] N. S. García Fierro, «Desarrollo de un Relevador para Protección de Generación Distribuida en Redes de Media Tensión,» Tesis de Maestría, Sección de Estudios de Posgrado e Investigación, IPN. Ciudad de México, 2015.
- [46] A. Lecuona Neumann, *La Energía Eólica: Principios Básicos y Tecnología*, Madrid: Leganés, 2002.
- [47] J. A. De Toro, *Energía Eólica*, España, 2011.
- [48] CIGRE, *Modeling and Dynammic Behavior of Wind Generation as it Relates to Power System Control and Dynamic Performance*, 2007.
- [49] O. Anaya-Lara, N. Jenkins, J. Ekanayake, P. Cartwright y M. Hughes, *Wind Energy Generation Modelling and Control*, UK: Jhon Wiley & Sons, Ltd., 2009.
- [50] T. Wildi, *Máquinas Eléctricas y Sistemas de Potencia*, Sexta ed., México: Pearson Educación, 2007.
- [51] M. R. Patel, *Wind and Solar Power Systems*, New York: CRC Press, 1999.
- [52] M. Stiebler, *Wind Energy Systems for Electric Power Generation*, Green Energy and Technology, Springer, 2008.
- [53] J. Fraile Mora, *Máquinas Eléctricas*, Quinta ed., Mc. Graw Hill, 2003.
- [54] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, Mc. Graw Hill.
- [55] T. Ackermann, *Wind Power in Power Systems*, Royal Institute of Technology. Stockholm, Sweden: Jhon Wiley & Sons, INC., 2005.
- [56] R. Teodorescu, M. Liserre y P. Rodríguez, *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*, John Wiley & Sons, Ltd., 2011.
- [57] WECC, «Wind Power Plant Dinamic Modeling Guide,» Western Electricity Coordinating Council

- Modeling and Validation Work Group, 2014.
- [58] K. Hanke, «REpower System AG, Technical Data WT 5MW,» Hamburg, 2004.
- [59] WinWinD, «Detailed Technical Specification 3MW Wind Turbine, WWD-3,» Germany, 2006.
- [60] SIEMENS, «Siemens 6.0 MW Offshore Wind Turbine,» 2011.
- [61] Gamesa, «Gamesa 5.0 MW, Innovating for reliability,» Spain, 2014.
- [62] VESTAS, «Wind Turbine V164-8.0 MW,» Informacion obtenida del sitio de internet: <http://www.4coffshore.com/windfarms/turbine-mhi-vestas-offshore-wind-v164-8.0-mw-tid89.html>, 2015.
- [63] ANSI/IEEE, Guide for the Application of Sheath-Bonding Methods for Single-Conductor Cables and the Calculation of Induced Voltages and Currents in Cable Sheaths, ANSI/IEEE Std 575-1988, 1987.
- [64] IEEE, Guide for Bonding Shields and Sheaths of Single-Conductor Power Cables Rated 5 kV through 500 kV, IEEE Std 575™-2014, 2014.
- [65] Prysmian Cables & Systems, «Prysmian's Guide to Wind Farm Cables,» 2010.
- [66] General Cable, «Ficha Técnica de Cable de Media Tensión,» México, 2011.
- [67] Viakon, «Cables de Media Tensión,» 2012.
- [68] NERC, Special Reliability Assessment: Interconnection Requirements for Variable Generation, North American Electric Reliability Corporation, 2012.
- [69] D. A. Snow, Plant Engineer's Reference Book, UK, 1991.
- [70] P. Kanakarathinam y M. Manikandan, «Real and Reactive Power Compensation in Wind Farms by Static Synchronous Compensator,» *International Journal of Innovative Research in Science, Engineering and Technology*, 2014.
- [71] B. Fox, L. Bryans, D. Flynn, N. Jenkins, D. Milborrow, M. O'Malley, R. Watson y O. Anaya-Lara, Wind Power Integration, Connection and System Operational Aspects, 2nd ed., London, United Kingdom, 2007.
- [72] CFE/G0000-81, Características Técnicas para Relevadores de Protección, Especificación G000-81. Ciudad de México, 2008.
- [73] CFE/V6700-62, Tableros de Protección, Control, Medición, Supervisión y Registro Para Unidades Generadoras y Subestaciones Eléctricas, Especificación V6700-62. Ciudad de México, 2015.
- [74] CFE/NRF-041, Esquemas Normalizados de Protecciones para Líneas de Transmisión y Subtransmisión, Especificación NRF-041. Ciudad de México, 2013.
- [75] CFE/V8000-52, Banco de Capacitores de 13.8 kV a 34.5 kV para Subestaciones de Distribución,

Especificación V8000-52, Ciudad de México, 2012.

- [76] A. Carlsson, The back to back converter, Sweden, 1998.
- [77] A. Perdana, «Dynamic Models of Wind Turbines: A Contribution towards the Establishment of Standardized Models of Wind Turbines for Power System Stability Studies,» Ph. D. Thesis, Department of Energy and Environment, Chalmers University of Technology, Sweden, 2008.
- [78] J. Hindmarsh, Electrical Machines And Their Applications, Fourth ed., PERGAMON PRESS, 1984.
- [79] Yazdani A., Iravani R., Voltage-Sourced Converters in Power systems: Modeling, Control and Applications, John Wiley & Sons, INC., 2010.
- [80] G. Ramtharan, A. Arulampalam, J. B. Ekanayake, F. M. Hughes y N. Jenkins, «Fault ride through of fully rated converter wind turbines with AC and DC transmission systems,» *IET Renewable Power Generation*, 2008.
- [81] S. Santoso y M. Singh, «Dynamic Models for Wind Turbines and Wind Power Plants,» NREL (National Renewable Energy Laboratory). Austin, Texas, 2011.
- [82] F. Koch, F. Shewarega y I. Erlich, «Alternative models of the doubly-fed Induction machine of power system dynamic analysis,» *Proc. International Conference on New and Renewable Energy Technologies for Sustainable Development*, 2004.
- [83] S. M. Bolik, «Modelling and Analysis of Variable Speed Wind Turbines with Induction Generator during Grid Fault,» Ph. D. Thesis, Technical University of Denmark. Lyngby, Denmark, 2004.
- [84] L. Morgan, «El archivo con las mediciones son datos de prueba suministrados por R. L. Morgan, Miembro IEEE 1159.2 Working Group, tomados del archivo 'wave7.xls' de la página de internet: <http://grouper.ieee.org/groups/1159/2/index.html>,» 2001.
- [85] C. Becker, W. Braun Jr, K. Carrick, T. Diliberti, C. Grigg, J. Groesch, B. Hazen, T. Imel, D. Koval, D. Mueller, T. St. John y L. E. Conrad, «Proposed Chapter 9 for Predicting Voltage Sags (Dips) in Revision to IEEE Std 493, the Gold Book,» *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 30, nº 3, pp. 805 - 821, 1994.
- [86] W. Sunderman, A. Maitra, A. Mansoor y C. Melhorn, Distribution System Power Quality Assessment: Phase II - Voltage Sag and Interruption Analysis, Electric Power Research Institute (EPRI). Palo Alto, CA, USA, 2006.
- [87] M. H. J. Bollen, Understanding Power Quality Problems: Voltage Sags and Interruptions, Gothenburg, Sweden: Jhon Wiley & Sons, INC., 2000.
- [88] R. C. Dugan, M. F. Mc Granaghan, S. Santoso y H. Wayne Beaty, Electrical Power Systems Quality, Second ed., Mc Graw-Hill, 2004.

- [89] DlgSILENT GmbH, DlgSILENT Power Factory 15 User Manual, Integrated Power Systems Analysis Software, Germany, 2013.
- [90] DlgSILENT GmbH, Doubly-Fed Induction Machine, Technical Documentation, Germany, 2007.
- [91] DlgSILENT GmbH, Static Generator, Technical Documentation, Germany, 2009.
- [92] DlgSILENT GmbH, Two-Winding Transformer (3-Phase), Technical Documentation, Germany, 2007.
- [93] DlgSILENT GmbH, Cable Systems, Technical Documentation, Germany, 2005.
- [94] A. Ametani, «A General Formulation of Impedance and Admittance of Cables,» *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vols. %1 de %2PAS-99, nº 3, May/June 1980.
- [95] DlgSILENT GmbH, Overhead Line Models, Technical Documentation, Germany, 2009.
- [96] REN21, «Global Status Report: Annual Reporting on Renewables 2015,» Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21), 2015.
- [97] T. Orłowska-Kowalska, F. Blaabjerg y J. Rodríguez, *Advanced and Intelligent Control in Power Electronics and Drives*, Switzerland: Springer, 2014.

Apéndices

Apéndice A Características de los elementos que integran a los modelos de las centrales eólicas con AGIDA y con AGCC.

Algunas de las características de los elementos que integran a una central eólica a gran escala conformada por aerogeneradores de inducción doblemente alimentados o aerogeneradores conectados a través de convertidores se muestran a continuación:

Aerogeneradores de inducción doblemente alimentados

- Número de aerogeneradores: 25
- Capacidad de los aerogeneradores: 2.7 MW
- Voltaje nominal: 0.69 kV
- Frecuencia nominal: 60 Hz

Aerogeneradores conectados a través de convertidores

- Número de aerogeneradores: 25
- Capacidad de los aerogeneradores: 2.7 MW
- Voltaje nominal: 0.4 kV
- Frecuencia nominal: 60 Hz

Transformador de unidad de aerogeneradores de inducción doblemente alimentados

- Transformador trifásico de dos devanados
- Capacidad nominal: 3 MVA
- Frecuencia nominal: 60 Hz
- Conexión y voltaje del lado de alta tensión: Delta – 20 kV
- Conexión y voltaje del lado de baja tensión: Estrella aterrizada – 0.69 kV
- Impedancia de secuencia positiva: 6%
- Impedancia de secuencia cero: 3%

Red externa

- Capacidad de corto circuito: 17 kA
- Potencia de corto circuito: 3386 MVA

Transformador de unidad de aerogeneradores conectados a través de convertidores

- Transformador trifásico de dos devanados
- Capacidad nominal: 3 MVA
- Frecuencia nominal: 60 Hz
- Conexión y voltaje del lado de alta tensión: Delta – 20 kV
- Conexión y voltaje del lado de baja tensión: Estrella aterrizada – 0.4 kV
- Impedancia de secuencia positiva: 6%
- Impedancia de secuencia cero: 3%

Transformador de potencia

- Transformador trifásico de dos devanados
- Capacidad nominal: 125 MVA
- Frecuencia nominal: 60 Hz
- Conexión y voltaje del lado de alta tensión: Estrella aterrizada – 115 kV
- Conexión y voltaje del lado de baja tensión: Delta – 20 kV
- Impedancia de secuencia positiva: 8%
- Impedancia de secuencia cero: 7%
- Cambiadores de derivación (TAP's): 17 pasos (1.5% del voltaje nominal en cada paso)

Sistema colector

- Nivel de tensión: 20 kV
- Frecuencia nominal: 60 Hz
- Alimentadores secundarios: XLPE-RA 25 kV 3(1x500 KCM) de aluminio
- Alimentadores principales: XLPE 25 kV 3(1x750 KCM) de aluminio.

Los parámetros de los cables de potencia se muestran en la Tabla A.1.

Tabla A.1 Parámetros de cables de potencia del sistema colector.

Parámetros de cables de potencia del sistema colector (20kV)									
Conexión Alimentadores	Resistencia			Reactancia			Susceptancia		
	R [p.u]	R _{1,2} [Ω/km]	R ₀ [Ω/km]	X [p.u]	X _{1,2} [Ω/km]	X ₀ [Ω/km]	B [p.u]	B _{1,2} [μS]	B ₀ [μS]
Alimentador 1	0.113600	0.163584	0.654336	0.136330	0.196315	0.066747	0.000470	326.3889	326.3889
Alimentador 1_1-2	0.009100	0.013104	0.052416	0.010930	0.015739	0.005351	0.000040	27.7778	27.7778
Alimentador 1_2-3	0.009100	0.013104	0.052416	0.010930	0.015739	0.005351	0.000040	27.7778	27.7778
Alimentador 1_3-4	0.009100	0.013104	0.052416	0.010930	0.015739	0.005351	0.000040	27.7778	27.7778
Alimentador 1_4-5	0.009100	0.013104	0.052416	0.010930	0.015739	0.005351	0.000040	27.7778	27.7778
Alimentador 2	0.113600	0.163584	0.654336	0.136330	0.196315	0.066747	0.000470	326.3889	326.3889
Alimentador 2_1-2	0.009100	0.013104	0.052416	0.010930	0.015739	0.005351	0.000040	27.7778	27.7778
Alimentador 2_2-3	0.009100	0.013104	0.052416	0.010930	0.015739	0.005351	0.000040	27.7778	27.7778
Alimentador 2_3-4	0.009100	0.013104	0.052416	0.010930	0.015739	0.005351	0.000040	27.7778	27.7778
Alimentador 2_4-5	0.009100	0.013104	0.052416	0.010930	0.015739	0.005351	0.000040	27.7778	27.7778
Alimentador 3	0.113600	0.163584	0.654336	0.136330	0.196315	0.066747	0.000470	326.3889	326.3889
Alimentador 3_1-2	0.009100	0.013104	0.052416	0.010930	0.015739	0.005351	0.000040	27.7778	27.7778
Alimentador 3_2-3	0.009100	0.013104	0.052416	0.010930	0.015739	0.005351	0.000040	27.7778	27.7778
Alimentador 3_3-4	0.009100	0.013104	0.052416	0.010930	0.015739	0.005351	0.000040	27.7778	27.7778
Alimentador 3_4-5	0.009100	0.013104	0.052416	0.010930	0.015739	0.005351	0.000040	27.7778	27.7778
Alimentador 4	0.113600	0.163584	0.654336	0.136330	0.196315	0.066747	0.000470	326.3889	326.3889
Alimentador 4_1-2	0.009100	0.013104	0.052416	0.010930	0.015739	0.005351	0.000040	27.7778	27.7778
Alimentador 4_2-3	0.009100	0.013104	0.052416	0.010930	0.015739	0.005351	0.000040	27.7778	27.7778
Alimentador 4_3-4	0.009100	0.013104	0.052416	0.010930	0.015739	0.005351	0.000040	27.7778	27.7778
Alimentador 4_4-5	0.009100	0.013104	0.052416	0.010930	0.015739	0.005351	0.000040	27.7778	27.7778
Alimentador 5	0.113600	0.163584	0.654336	0.136330	0.196315	0.066747	0.000470	326.3889	326.3889
Alimentador 5_1-2	0.009100	0.013104	0.052416	0.010930	0.015739	0.005351	0.000040	27.7778	27.7778
Alimentador 5_2-3	0.009100	0.013104	0.052416	0.010930	0.015739	0.005351	0.000040	27.7778	27.7778
Alimentador 5_3-4	0.009100	0.013104	0.052416	0.010930	0.015739	0.005351	0.000040	27.7778	27.7778
Alimentador 5_4-5	0.009100	0.013104	0.052416	0.010930	0.015739	0.005351	0.000040	27.7778	27.7778

Línea de transmisión de interconexión

- Nivel de tensión: 115 kV
- Frecuencia nominal: 60 Hz
- Distancia de la línea de transmisión: 20 km
- Línea de transmisión de interconexión: aérea
- Longitud de la línea: 20 km
- Conductor: 795 MCM a 115 kV.

Los parámetros de la línea de transmisión se encuentran en la Tabla A.2.

Tabla A.2 Parámetros de la línea de transmisión de interconexión

Línea de Transmisión de Interconexión		
Voltaje base	115	[kV]
Potencia base	100	[MVA]
Frecuencia	60	[Hz]
Resistencia		
R [p.u]	$R_{1,2}$ [Ω/km]	R_0 [Ω/km]
0.000648	0.142852	4.142852
Reactancia		
X [p.u]	$X_{1,2}$ [Ω/km]	X_0 [Ω/km]
0.003516	0.775007	0.263502
Susceptancia		
B [p.u]	$B_{1,2}$ [μS]	B_0 [μS]
0.000467	2.118715	2.118715

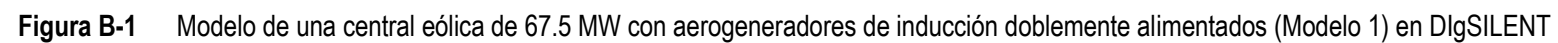
Diagrama de la central eólica a gran escala con aerogeneradores de inducción doblemente alimentados.

Modelo de una central eólica de 67.5 MW con aerogeneradores de inducción doblemente alimentados (Modelo 1) en DlgSILENT

Diagrama de la central eólica a gran escala con aerogeneradores conectados a través de convertidores.

Modelo de una central eólica de 67.5 MW con aerogeneradores conectados a través de convertidores (Modelo 2) en DlgSILENT.

Diagrama de la central eólica a gran escala con aerogeneradores de inducción doblemente alimentados.



Apéndice C

Diagrama de la central eólica a gran escala con aerogeneradores conectados a través de convertidores.

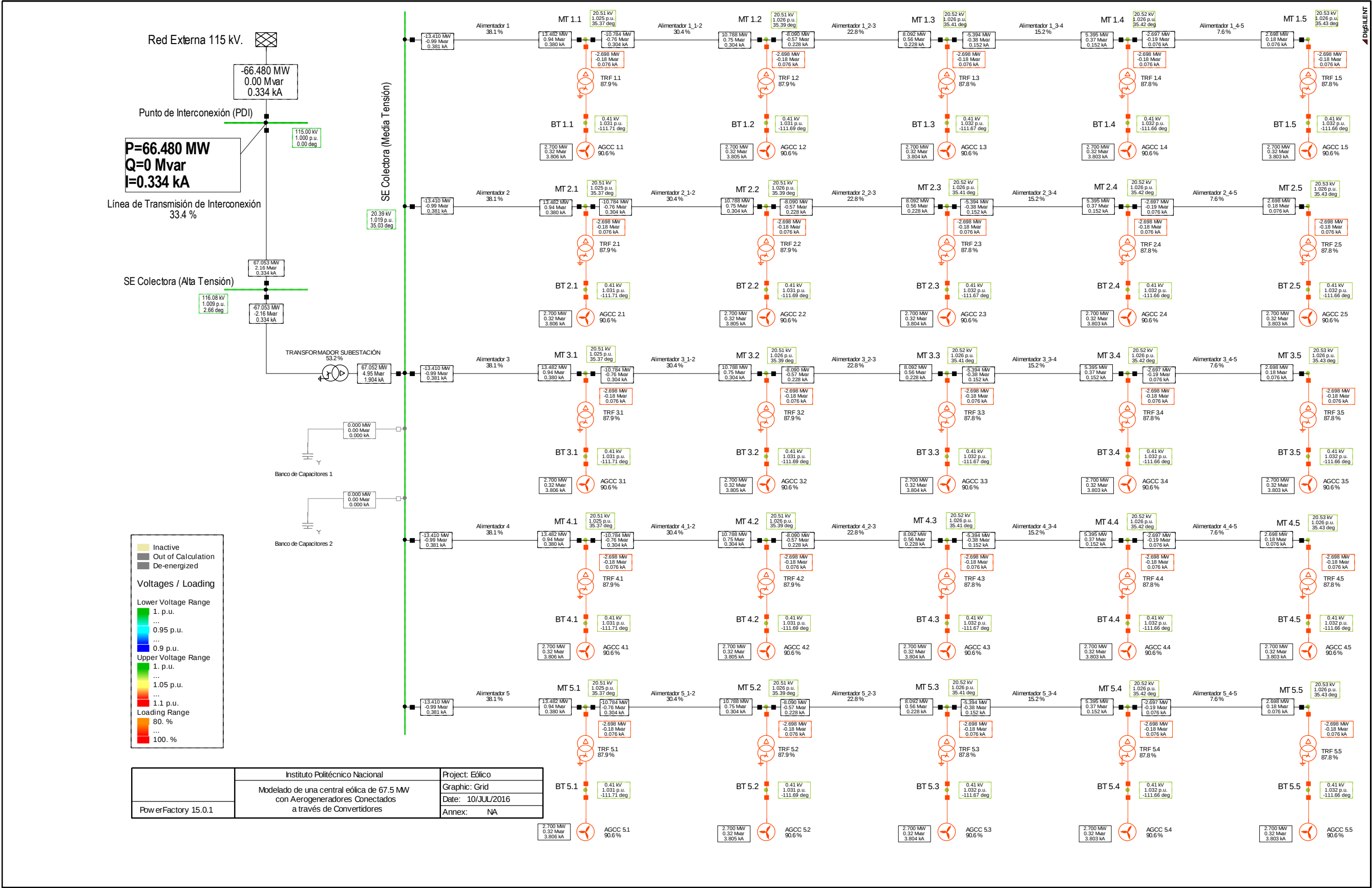


Figura C-1 Modelo de una central eólica de 67.5 MW con aerogeneradores conectados a través de convertidores (Modelo 2) en DIgSILENT.