

UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA
FACULTAD DE INGENIERÍA

PROYECTO DE FIN DE CARRERA DE
INGENIERÍA ELÉCTRICA PLAN 1997

MICROWIND

Microgeneración eólica con conexión
a la red de baja tensión

30 de Junio de 2012
Montevideo, Uruguay

Tutor:

Dr. Ing. Mario Vignolo

Co-tutor:

Ing. Fernando Berrutti

Integrantes:

Lucía Addiego - lucia.addiego@gmail.com
Rodrigo Castillo - rm.castillo87@gmail.com
Melissa Olloniego - melissa.olloniego@gmail.com

Resumen.

En este trabajo se presenta el estudio sobre microgeneración eólica con conexión a la red de baja tensión. En una primera instancia, se realiza un repaso de las tecnologías existentes, para luego centrarse en una ellas: un generador sincrónico de imanes permanentes con conexión indirecta a la red a través de un convertidor de electrónica de potencia.

En una primera parte se encontrarán capítulos donde se presentan las técnicas de control para la turbina eólica y el sistema de conversión de potencia elegido, aspectos de calidad de energía y protecciones requeridas para instalaciones de microgeneración conectadas a la red, y un resumen de la reglamentación nacional que rige en nuestro país para las instalaciones de microgeneración a partir de fuentes de energías renovables. A título informativo, se incluye también en la primera parte, un capítulo donde se resumen los aspectos a tener en cuenta a la hora de planificar una instalación de microgeneración eólica con conexión a la red de baja tensión de UTE. Se deduce que para cada aplicación existe una tecnología que mejor se adapta, teniendo en cuenta la ubicación, condiciones climáticas y orografía.

En la segunda parte de este trabajo se presentan los modelos a utilizar para realizar simulaciones de la conexión de un aerogenerador a la red de baja tensión de UTE en la Facultad de Ingeniería. Se explican los programas a utilizar para este fin, y se presenta el análisis de los resultados obtenidos. Respecto de los resultados obtenidos, puede concluirse que un mini o micro aerogenerador conectado en las mencionadas condiciones y para las contingencias planteadas (pérdidas de carga, cortocircuitos, desconexiones, variación en los niveles de tensión) no produce distorsión significativa sobre la red.

En la tercera parte, se presentan las conclusiones generales del grupo y las lecciones aprendidas en el transcurso de este proyecto. Se incluyen, además, sugerencias para trabajos futuros a desarrollar sobre estos temas.

Tabla de Contenido.

I	MARCO TEÓRICO	26
1.	Tecnologías.	30
1.1.	Introducción.	30
1.2.	Clasificación según posición del eje de giro.	31
1.2.1.	Aerogeneradores de eje horizontal.	31
1.2.2.	Aerogeneradores de eje vertical.	32
1.3.	Clasificación según tipo de torre.	34
1.4.	Clasificación según tipo de control de potencia aerodinámico.	35
1.5.	Clasificación según tipo de generador.	37
1.6.	Clasificación según conexión a la red.	37
1.6.1.	Conexión directa a la red.	37
1.6.2.	Conexión indirecta a la red.	38
2.	Turbina Eólica.	40
2.1.	Introducción.	40
2.2.	Conversión de potencia y modelo de la turbina.	40
2.3.	Objetivos de control.	43
2.4.	Estrategias de control.	43
3.	Convertidor del lado del generador.	46
3.1.	Introducción.	46
3.2.	Generalidades.	47
3.3.	Técnica de control por ángulo de carga.	48
3.4.	Estrategia de control vectorial.	50
4.	Convertidor del lado de la red.	54
4.1.	Introducción.	54
4.2.	Generalidades.	55
4.3.	Técnica de control por ángulo de carga.	55
4.4.	Técnica de control vectorial.	57
5.	Calidad de Energía.	62
5.1.	Clasificación de los problemas de la calidad de energía.	62
5.2.	Tipos de disturbios.	65
5.2.1.	Transitorios.	65
5.2.2.	Variaciones de tensión de corta duración.	67
5.2.3.	Variaciones de tensión de larga duración.	69
5.2.4.	Desequilibrios de tensión (Voltage imbalance).	70
5.2.5.	Distorsiones en la forma de onda (Waveform Distortion).	71

5.2.6.	Fluctuaciones de tensión y Flicker.	72
5.3.	Variaciones en la frecuencia del sistema.	73
5.4.	Calidad de energía en el Reglamento de BT de UTE.	74
5.4.1.	Normas IEC 61000.	74
5.4.2.	Curvas de tolerancia.	76
6.	Protecciones.	80
6.1.	Introducción.	80
6.2.	Protección de sobrecorriente.	81
6.2.1.	Algunas definiciones.	81
6.2.2.	Curva característica.	82
6.2.3.	Interruptores automáticos.	83
6.2.4.	Ajustes de las curvas.	84
6.3.	Protección de corriente diferencial.	85
6.4.	Protección de tensión.	86
6.5.	Protección de frecuencia.	86
6.6.	Protección anti-isla.	87
6.6.1.	Técnicas básicas de protección anti-Isla.	88
6.6.2.	Normas.	91
6.7.	Protecciones en la IMG.	92
7.	Reglamentación.	94
7.1.	Reglamento de Baja Tensión de UTE. Capítulo XXVIII “Instalaciones de Microgeneración conectadas a la red de Baja Tensión de UTE”.	94
7.1.1.	Requisitos técnicos.	97
7.1.2.	Operación y seguridad de la IMG.	99
7.1.3.	Medición de energía.	99
7.1.4.	Trámites de solicitud para la Conexión.	99
7.2.	Decreto 173/010.	100
7.2.1.	Resolución 1895/010.	101
7.2.2.	Resolución 1896/010.	101
7.3.	Reglamento de Calidad del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica (RCSDEE).	102
7.3.1.	Perturbaciones de tensión.	102
7.3.2.	Niveles de tensión.	102
7.4.	Reglamento de Seguridad de Productos Eléctricos de Baja Tensión (RS-PEBT). Anexo I Mercosur/GMC/Res. N° 35/08 “Reglamento Técnico Mercosur sobre Requisitos Esenciales de Seguridad para Productos Eléctricos de Baja Tensión”.	103
7.5.	Interruptores Termomagnéticos con Curva de Disparo Tipo B.	104
7.6.	Reglamento de Baja Tensión de UTE. Capítulo VI “Protecciones contra contactos directos e indirectos”.	105
7.7.	Reglamento de Baja Tensión de UTE. Capítulo XXIII “Puestas a Tierra”.	106
7.8.	Resolución 163/010. “Reglamento sobre Medición de la Energía Intercambiada en el Marco del Régimen Establecido en el Decreto N° 173/010”. Aprobación.	107

8. Información de interés.	110
8.1. Inversión.	110
8.2. Rendimiento.	112
8.3. Mantenimiento.	112
8.4. Ahorro y amortización de la inversión.	112
8.5. Otros datos.	114

II APLICACIÓN SOBRE LA RED DE FACULTAD DE INGENIERÍA 116

9. Modelado.	120
9.1. Introducción.	120
9.2. Modelado de la red.	121
9.2.1. Modelado de suministros.	122
9.2.2. Estimación de las cargas.	124
9.2.3. Modelado de barras y cables.	125
9.2.4. Modelado de transformadores	126
9.3. Modelado Estático en PSAT.	128
9.3.1. Construcción del modelo.	128
9.3.2. Configuración de parámetros de PSAT.	129
9.3.3. Resultados del flujo de cargas.	130
9.4. Modelado Dinámico en TSAT.	133
9.4.1. Modelos dinámicos de generadores	133
9.4.2. Construcción de los escenarios.	140
9.4.3. Tipos de análisis y configuración de parámetros en TSAT.	140
10. Análisis de resultados	146
10.1. Estudio estático de la red, sin contingencias.	148
10.1.1. Balance de potencias.	148
10.1.2. Tensiones de las Barras.	149
10.1.3. Par mecánico y velocidad.	150
10.2. Contingencia N°1: Pérdida del 50 % de la carga en la barra BT Ala Sur.	152
10.2.1. Descripción.	152
10.2.2. Estimaciones teóricas.	152
10.2.3. Resultados de las simulaciones.	153
10.3. Contingencia N°2: Pérdida del 95 % de la carga en la barra Auxiliar.	157
10.3.1. Descripción.	157
10.3.2. Estimaciones teóricas.	157
10.3.3. Resultados de las simulaciones.	158
10.4. Contingencia N°3: Cortocircuito trifásico en barra BT Ala Sur.	159
10.4.1. Descripción.	159
10.4.2. Estimaciones teóricas.	159
10.4.3. Resultados de las simulaciones.	161
10.5. Contingencia N°4: Cortocircuito trifásico en barra SB353A.	168
10.5.1. Descripción.	168
10.5.2. Estimaciones teóricas.	168
10.5.3. Resultados de las simulaciones.	169
10.6. Contingencia N°5: Desconexión del generador principal (Red).	175

10.6.1. Descripción.	175
10.6.2. Estimaciones teóricas.	175
10.6.3. Resultados de las simulaciones.	175
10.7. Contingencia N°6: Desconexión del aerogenerador.	176
10.7.1. Descripción.	176
10.7.2. Estimaciones teóricas.	176
10.7.3. Resultados de las simulaciones.	177
10.8. Contingencia N°7: Hueco de tensión de 100 milisegundos de duración.	179
10.8.1. Descripción.	179
10.8.2. Estimaciones teóricas.	179
10.8.3. Resultados de las simulaciones.	179
10.9. Contingencia N°8: Hueco de tensión de 2 segundos de duración.	182
10.9.1. Descripción.	182
10.9.2. Estimaciones teóricas.	182
10.9.3. Resultados de las simulaciones.	182
10.10 Contingencia N°9: pico de tensión de 100 milisegundos de duración.	184
10.10.1 Descripción.	184
10.10.2 Estimaciones teóricas.	184
10.10.3 Resultados de las simulaciones.	184
10.11 Contingencia N°10: pico de tensión de 400 milisegundos de duración.	186
10.11.1 Descripción.	186
10.11.2 Estimaciones teóricas.	186
10.11.3 Resultados de las simulaciones.	186
III CONCLUSIONES	188
11. Conclusiones.	192
11.1. Conclusiones generales.	192
11.2. Aprendizajes.	196
11.3. Sugerencias para proyectos futuros.	197
IV BIBLIOGRAFÍA	198
V ANEXOS	204
A. Modelado	206
A.1. Cálculos para modelado de transformadores.	206
A.2. Bloques UDM del Template WECC Generic Type 4 Wind Generator Model.	209
A.3. Bloques UDM implementados en el modelo utilizado.	210
B. Archivos de contingencias	212
B.1. Contingencias de deslastre de cargas.	212
B.2. Contingencias de cortocircuitos.	213
B.3. Contingencias de desconexiones.	213

B.4. Contingencias de disturbios en la tensión.	214
C. Resultados	216
C.1. Resultados de cálculos teóricos.	216
C.2. Resultados de flujo de cargas en PSAT.	216
C.3. Resultados del No Disturbance Test (NDT).	218
C.4. Resultados Contingencia N°1: Pérdida del 50 % de la carga en la barra BT Ala Sur.	221
C.4.1. Resultados Teóricos.	221
C.4.2. Resultados TSAT.	221
C.5. Resultados Contingencia N°2: Pérdida del 95 % de la carga en la barra Auxiliar.	221
C.5.1. Resultados Teóricos.	221
C.5.2. Resultados TSAT.	222
C.6. Resultados Contingencia N°3: Cortocircuito en barra BT Ala Sur.	223
C.6.1. Resultados Teóricos.	223
C.6.2. Resultados TSAT.	224
C.7. Resultados Contingencia N°4: Cortocircuito en barra SB353A.	226
C.7.1. Resultados Teóricos.	226
C.7.2. Resultados TSAT.	227
C.8. Resultados Contingencia N°6: Desconexión del aerogenerador.	229
C.8.1. Resultados TSAT.	229
D. Ley de Betz	230
E. Transformadas de Clarke y Park.	232
F. Programas Matlab.	236
F.1. Cálculo de flujo de cargas.	236
F.2. Cálculos de cortocircuitos.	243
G. Contenido del CD.	252
G.1. Organización del contenido.	252

Lista de figuras.

1.1. Tipos de turbinas. [28]	31
1.2. Aerogeneradores de eje horizontal. [29]	32
1.3. Tipos de aerogeneradores de eje vertical. (a) Savonius. (b) Darrieus. [32]	33
1.4. Coficiente de potencia. [31]	34
1.5. Aerogeneradores de eje vertical. [30]	34
2.1. Variación de C_p en función de λ y β . [23]	41
2.2. Variación de C_p en función de λ con β como parámetro. [24]	42
2.3. Curva ideal de potencia.	43
2.4. Densidad espectral de potencia del viento en función de la velocidad. [23]	44
3.1. Sistema típico de conversión de potencia. [22]	47
3.2. Esquema para desarrollo de técnica de control por ángulo de carga. [22]	48
3.3. Implementación de control por ángulo de carga. [22]	50
3.4. Lazos de control de las componentes de las corrientes de estator. [22]	52
3.5. Esquema de la técnica de control vectorial. [22]	52
4.1. Sistema típico de conversión de potencia. [22]	54
4.2. Diagrama de conexión para el convertidor del lado de la red. [33]	55
4.3. Control del convertidor del lado de la red con técnica de control por ángulo de carga. [22]	57
4.4. Marco de referencia dq elegido.	58
4.5. Referencia para la componente en eje d de la tensión del convertidor. [24]	60
4.6. Referencia para la componente en eje q de la tensión del convertidor. [24]	60
4.7. Control del convertidor del lado de la red con técnica de control vectorial. [22]	61
5.1. Fuentes de disturbios según IEC 61000-2-50. [25]	63
5.2. Clasificación en base a magnitud y duración. [25]	64
5.3. Clasificación según IEEE 1159. [25]	65
5.4. Ejemplo de transitorio en corriente. [25]	66
5.5. Transitorio en la energización de un banco de capacitores. [25]	67
5.6. Interrupción instantánea. [25]	68
5.7. Ejemplo de hueco de tensión. [25]	69
5.8. Ejemplo de pico de tensión. [25]	69
5.9. Ejemplo de notches de tensión. [25]	72
5.10. Ejemplo de flicker de tensión. [25]	73
5.11. Curva de tolerancia CBEMA. [26]	77
5.12. Curva de tolerancia ANSI. [26]	78
6.1. Curva típica de protección contra sobrecorrientes.	82

7.1. Diagrama unifilar general de una IMG sin Unidad de Respaldo.[3] . . .	96
7.2. Curva de disparo Tipo B según la Norma IEC 60898. [14]	105
9.1. Unifilar de la red a modelar.	121
9.2. Configuración de parámetros de simulación.	130
9.3. Unifilar de la red modelada.	131
9.4. Unifilar de la red modelada con generador eólico.	131
9.5. Modelo en PSS/E de la estación MVD G.	133
9.6. Modelo Tipo 4. Generador Síncrono con interface Full Converter. [27] .	134
9.7. Esquema de lazos de control de potencia activa y reactiva. [27]	136
9.8. Modelo mecánico simplificado del aerogenerador. [27]	136
9.9. Esquema del limitador de corriente. [27]	137
9.10. Control de factor de potencia. [27]	138
9.11. Bloque UDM para el control de factor de potencia	138
9.12. Bloque UDM correspondiente a la lógica de limitación de corriente. . .	139
9.13. Ventana de parámetros para el control de la simulación	142
9.14. Ventana de parámetros de modelado	143
10.1. Unifilar de la red modelada con generador eólico.	147
10.2. Cuadripolo transformador 160kVA.	150
10.3. Tensión en terminales de los generadores.	154
10.4. Tensión en terminales del generador principal.	154
10.5. Velocidad en Hz de los generadores: a) Generador principal b) Aero- generador.	156
10.6. Torque mecánico del generador principal.	156
10.7. Potencias activa y reactiva entregada por los generadores.	157
10.8. Tensión en la barra BT Ala Sur.	164
10.9. Tensión en barra SB353.	164
10.10Potencia activa entregada por los generadores.	165
10.11Potencia reactiva entregada por los generadores.	166
10.12Potencia activa entregada por el generador principal.	166
10.13Potencia reactiva entregada por el generador principal.	167
10.14Tensión en la barra BT Ala Sur.	170
10.15Tensión en la barra SB353.	170
10.16Tensión en la barra SB4566.	171
10.17Potencia activa entregada por los generadores.	172
10.18Potencia activa entregada por los generadores.	173
10.19Potencia activa del generador principal.	174
10.20Potencia reactiva del generador principal.	174
10.21Tensión en terminales del aerogenerador.	176
10.22Velocidad del generador principal para diferentes potencias del aroge- nerador desconectado.	177
10.23Ángulos de las tensiones en barra SB353 (MT), barra Auxiliar y barra BT Ala Sur.	178
10.24Tensión en barra BT Ala Sur.	180
10.25Potencia activa del aerogenerador.	180
10.26Tensión en barra SB353.	181
10.27Tensión en barra BT Ala Sur.	183
10.28Tensión en barra BT Ala Sur.	184

10.29	Tensión en barra SB353	185
10.30	Tensión en barra BT Ala Sur con y sin molino	186
A.1.	Bloques UDM del control de tensión implementado en el template original.	209
A.2.	Bloques UDM del Converter Current Limit implementado en el template original.	209
A.3.	Bloques UDM del control de potencia activa implementado en el template original.	210
A.4.	Bloques UDM del control de potencia reactiva en el template original. .	210
A.6.	Bloques UDM del Converter Current Limit en el modelo utilizado. . . .	210
A.5.	Bloques UDM del control de factor de potencia en el modelo utilizado.	211
D.1.	Tubo de Betz.	230
E.1.	Esquema fasorial de la Transfromada de Clarke.	232
E.2.	Esquema fasorial de la Transfromada de Park.	234

Lista de tablas.

5.1. Límites de corriente armónica para equipos clase A.	75
5.2. Valores límites según norma IEC 61000-3-3.	76
6.1. Tipos de curvas inversas según la Normas IEC.	83
6.2. Ajustes típicos según IEC 60898.	85
7.1. Límites de los niveles de tensión.	97
7.2. Límites de los niveles de frecuencia.	97
7.3. Corriente magnética para los distintos tipos de curvas.	104
8.1. Tarifa Residencial Simple.	113
8.2. Tarifa Mediano Consumidor Triple Horario.	113
9.1. Equivalente Thèvenin visto desde la barra SB353.	122
9.2. Datos del modelo del generador principal.	122
9.3. Datos del modelo del generador principal para 100MVA y 22kV.	123
9.4. Datos para el cable del equivalente Thèvenin aguas arriba de la SB353.	123
9.5. Datos del modelo del generador eólico.	123
9.6. Consumo mensual.	124
9.7. Tiempos de consumo mensuales.	124
9.8. Demanda estimada mensual.	125
9.9. Modelo de barras AC.	125
9.10. Modelo de los cables.	125
9.11. Tensión de cortocircuito y pérdidas en carga según norma NO-DIS-MA-4502.	126
9.12. Corriente y pérdidas de vacío según norma NO-DIS-MA-4502.	126
9.13. Modelo de los transformadores.	127
9.14. Datos de barras AC.	128
9.15. Datos del generador.	128
9.18. Datos de transformadores.	128
9.16. Datos de cargas.	129
9.17. Datos de los cables.	129
9.19. Datos de un generador eólico de 50kVA.	129
9.20. Generadores.	132
9.21. Barras AC.	132
9.22. Generadores.	132
9.23. Barras AC.	132
10.1. Balance de potencias sin aerogenerador.	148
10.2. Balance de potencias con aerogenerador.	149
10.3. Tensiones en las barras según los diferentes métodos.	150

10.4. Tensiones en barras para escenarios sin aerogenerador y con aerogenerador de 150kW.	155
10.5. Caídas de tensión en cada barra debidas al cortocircuito.	160
10.6. Porcentaje de disminución en la corriente debido al cortocircuito.	161
10.7. Caídas de tensión en cada barra debidas al cortocircuito.	162
10.8. Porcentaje de disminución en la corriente debido al cortocircuito.	162
10.9. Caídas de tensión en cada barra debidas al cortocircuito.	169
A.1. Datos de la norma NO-DIS-MA-4502.	206
C.1. Módulos de las tensiones en barras – Resultados Teóricos.	216
C.2. Ángulos de las tensiones en barras – Resultados Teóricos.	216
C.3. Módulos de las tensiones en barras–Resultados PSAT.	216
C.4. Ángulos de las tensiones en barras–Resultados PSAT.	217
C.5. Potencia entregada por generadores – Resultados PSAT.	217
C.6. Flujo de potencia activa entre barras–Resultados PSAT.	217
C.7. Flujo de potencia reactiva–Resultados PSAT.	217
C.8. Flujo de corriente entre barras–Resultados PSAT.	217
C.9. Potencia activa consumida por las cargas–Resultados PSAT.	218
C.10. Potencia reactiva consumida por las cargas–Resultados PSAT.	218
C.11. Módulos de las tensiones en barras–Resultados NDT.	218
C.12. Ángulos de las tensiones en barras–Resultados NDT.	218
C.13. Potencia entregada por generadores–Resultados NDT.	219
C.14. Flujo de potencia activa entre barras–Resultados NDT.	219
C.15. Flujo de potencia reactiva entre las barras–NDT.	219
C.16. Flujo de corriente entre las barras–NDT.	219
C.17. Potencia activa consumida por las cargas–NDT.	219
C.18. Potencia reactiva consumida por las cargas–NDT.	220
C.19. Módulo de las tensiones de barras - Contingencia N°1 - Resultados Teóricos.	221
C.20. Módulo de las tensiones de barras - Contingencia N°1 - Resultados TSAT.	221
C.21. Módulo de las tensiones de barras - Contingencia N°2 - Resultados Teóricos.	221
C.22. Módulo de las tensiones de barras - Contingencia N°2 - Resultados TSAT.	222
C.23. Módulo de las tensiones previas de barras - Contingencia N°3 - Resultados Teóricos.	223
C.24. Módulo de las tensiones de barras - Contingencia N°3 - Resultados Teóricos.	223
C.25. Módulo de las corrientes previas entre barras - Contingencia N°3 - Resultados Teóricos.	223
C.26. Módulo de las corrientes entre barras - Contingencia N°3 - Resultados Teóricos.	224
C.27. Módulo de las tensiones previas de barras - Contingencia N°3 - Resultados TSAT.	224
C.28. Módulo de las tensiones de barras - Contingencia N°3 - Resultados TSAT.	224
C.29. Módulo de las corrientes previas entre barras - Contingencia N°3 - Resultados TSAT.	225
C.30. Módulo de las corrientes entre barras - Contingencia N°3 - Resultados TSAT.	225
C.31. Módulo de las tensiones previas de barras - Contingencia N°4 - Resultados Teóricos.	226
C.32. Módulo de las tensiones de barras - Contingencia N°4 - Resultados Teóricos.	226

C.33.Módulo de las corrientes previas entre barras - Contingencia N°4 - Resultados Teóricos.	226
C.34.Módulo de las corrientes entre barras - Contingencia N°4 - Resultados Teóricos.	227
C.35.Módulo de las tensiones previas de barras - Contingencia N°4 - Resultados TSAT.	227
C.36.Módulo de las tensiones de barras - Contingencia N°4 - Resultados TSAT.	227
C.37.Módulo de las corrientes previas entre barras - Contingencia N°4 - Resultados TSAT.	227
C.38.Módulo de las corrientes entre barras - Contingencia N°4 - Resultados TSAT.	228
C.39.Módulo de las tensiones de barras - Contingencia N°6 - Resultados TSAT.	229

Glosario.

Instituciones Estatales.

DINAMA Dirección Nacional de Medio Ambiente.

UTE Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas.

FING Facultad de Ingeniería.

URSEA Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua.

Instituciones Internacionales.

WECC Western Electricity Coordinating Council.

IEC International Electrotechnical Commission.

IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers.

CBEMA Computer & Business Equipment Manufacturer's Association.

ANSI American National Standards Institute.

Abreviaciones de parámetros y magnitudes aerodinámicas.

HAWT Horizontal Axis Wind Turbine.

VAWT Vertical Axis Wind Turbine.

C_P Coeficiente de potencia.

TSR Tip Speed Ratio.

P_w Potencia del viento.

P_m Potencia mecánica.

A_t Área de captación de la turbina.

v Velocidad del viento.

ρ Densidad del viento.

λ Velocidad específica de la turbina.

β Ángulo de paso de la turbina.

R Radio del área de captación de la turbina.

w_t Velocidad angular de la turbina.

w_m Velocidad angular mecánica del generador.

w_e Velocidad angular eléctrica del generador.

J Momento de inercia de la turbina.

T_m Par mecánico del generador.

T_e Par eléctrico del generador.

V_{w_N} Velocidad nominal del generador.

$MPPT$ Maximum Power Point Tracking.

AC Corriente alterna.

DC Corriente continua.

Convertidor del lado del generador.

E Tensión de campo del generador.

V_t Tensión en terminales del generador.

α Ángulo de la tensión en terminales del generador.

ϕ_m Flujo magnético del rotor aerogenerador.

i_{sd} Componente en eje directo de la corriente de estator.

i_{sq} Componente en eje de cuadratura de la corriente de estator.

L_d Componente en eje directo de la inductancia del generador.

L_q Componente en eje de cuadratura de la inductancia del generador.

p Pares de polos del generador.

R_s Resistencia del generador.

L_s Inductancia del generador.

PI Controlador proporcional-integral.

VSC Voltage Source Converter.

PWM Pulse Width Modulation.

$IGBT$ Insulated gate bipolar transistor.

Convertidor del lado de la red y bus de continua.

V_{VSC} Módulo de la tensión en terminales del convertidor.

δ Ángulo de la tensión en terminales del convertidor.

V_{Red} Módulo de la tensión de la red.

X_{Red} Reactancia del filtro RL entre el convertidor y la red.

R_f Resistencia del filtro RL entre el convertidor y la red.

L_f Inductancia del filtro RL entre el convertidor y la red.

P_{Red}^{ref} Referencia de potencia activa para control por ángulo de carga.

Q_{Red}^{ref} Referencia de potencia reactiva para control por ángulo de carga.

V_{DC} Tensión del bus de continua.

V_{DC}^{ref} Tensión de referencia del bus de continua.

C Capacidad del bus de continua.

v_d Componente en eje directo de la tensión de la red.
 v_q Componente en eje de cuadratura de la tensión de la red.
 v_{dc} Componente en eje directo de la tensión del convertidor.
 v_{qc} Componente en eje de cuadratura de la tensión del convertidor.
 i_d Componente en eje directo de la corriente del convertidor.
 i_q Componente en eje de cuadratura de la corriente del convertidor.
 w_s Velocidad angular eléctrica.

Calidad de la energía.

h Armónicos.
 P_{st} Severidad del flicker en períodos cortos de tiempo.
 P_{lt} Severidad del flicker a largo plazo.

Reglamentación.

IMG Instalación de microgeneración.
 BT Baja tensión.
 MT Media tensión.

Modelado.

WTG Wind Turbine Generator.
 PSS/E Dynamic Simulation Sequence.
 $DSAT$ Dynamic Security Assessment Software.
 $PSAT$ Powerflow & Short circuit Analysis Tool.
 $TSAT$ Transient Security Assessment Tool.
 UDM User-Defined Model.
 NDT No Disturbance Test de TSAT.

Prefacio.

En la actualidad, debido a una mayor concientización por el cuidado del medioambiente, existe una gran tendencia al uso de energías renovables a nivel mundial que ha impulsado a muchos países a establecer normativas y reglamentación para incorporar a sus redes de distribución de energía eléctrica sistemas de generación de fuentes de energía renovable. A su vez, se están impartiendo cada vez más políticas de eficiencia energética que buscan concientizar a la sociedad con respecto a la importancia de las mismas.

En nuestro país en particular, ya se cuenta, desde hace unos años, con reglamentación que regula la instalación de plantas de generación eléctrica de potencias del orden de MW a partir de energías renovables conectadas a la red de MT (media tensión). Sin embargo, hace muy poco tiempo que se aprobó la reglamentación que permite conectar a la red de BT (baja tensión) sistemas de microgeneración¹.

Dentro de las fuentes de energías renovables, la energía eólica ha tenido un gran auge en estos últimos años, y se ha convertido en una de las más importantes y populares. Se ha estudiado mucho el funcionamiento de aerogeneradores de gran porte, y existen actualmente muchos parques eólicos de generación de energía eléctrica instalados alrededor del mundo que proporcionan grandes cantidades de energía. No obstante, cabe destacar que los aerogeneradores pequeños (de potencias del orden de kW) también desempeñan un papel muy importante ya que resultan sumamente útiles en lugares aislados donde no se cuenta con el acceso de redes de distribución de energía eléctrica, sistemas de comunicaciones y otras aplicaciones para autoconsumo, sin embargo siguen siendo pocos los sistemas de aerogeneradores conectados a la red eléctrica de BT.

Algunas ventajas de la microgeneración eólica son:

- Se evitan pérdidas en transporte de energía, ya que la energía se producirá en el mismo lugar donde se demanda.
- No se requieren grandes espacios para su instalación (en las zonas urbanas pueden llegar a instalarse en azoteas de edificios por ejemplo).
- Le permite al consumidor ser productor de energía, vendiendo la energía que no utiliza a los demás consumidores volcándola a la red de distribución eléctrica.

Esto es lo que incentiva a que en este proyecto se estudie la conexión de un aerogenerador de baja potencia a la red de baja tensión de UTE, analizando las ventajas y desventajas que esto implica en cuanto a la calidad de la energía suministrada a los

¹Generación a pequeña escala a partir de fuentes de energías renovables.

consumidores conectados a dicha red.

Agradecimientos.

En primer lugar, un agradecimiento muy especial a Fernando Berrutti, quien ha colaborado de forma permanente con nuestro trabajo y ha permitido que este proyecto saliera adelante a pesar de todas las dificultades que se nos han presentado.

Agradecemos a todos quienes colaboraron con nosotros en el desarrollo técnico y presentación de este trabajo: Mario Vignolo, Ignacio Afonso, Álvaro Giusto, Adrián Santos, Antonio Azziz, Gastón Rivoir, Clara Avellino.

Nuestro agradecimiento también a todas aquellas personas, familiares y amigos, que fueron nuestro apoyo desde lo personal durante toda la carrera y en particular en el desarrollo del proyecto final: Andrés Corradi, Ricardo Olloniego, Betty Bocalini, Cecilia Olloniego, Ana Elena Arboleya, Lumber Corradi, José Olloniego, Belén Muñoz, Sebastián Olloniego, Inés Pereyra, Valentina Gutiérrez, Mariana Nievas, Viviana Ferreira, Luciana Rodríguez, Darío Castillo, Nora Gasco, Guillermo Castillo, Gonzalo Castillo, Ricardo Avellino, Mónica Delgue, Gerardo Addiego, Matías Addiego, Victoria Addiego, flía. Avellino Buccino.

Parte I

MARCO TEÓRICO

En esta parte se presentan todos los aspectos teóricos relacionados con una instalación de microgeneración eólica. En primer lugar, se mencionan las tecnologías existentes respecto de los generadores eólicos disponibles en el mercado, capítulo 1 . A continuación, se encontrarán explicaciones en cuanto al funcionamiento de la turbina y los convertidores implicados en la conversión de energía, desde la energía eólica contenida en el viento hasta su estado eléctrico para ser volcado a la red, capítulos 2, 3 y 4. Los capítulos 5 y 6 detallan aspectos de calidad y de protecciones a tener en cuenta para una instalación de este tipo y en capítulo siguiente, 7, se resumen todos los documentos que recogen las exigencias a nivel nacional para una instalación de microgeneración conectada a la red de baja tensión. Finalmente, el capítulo 8 pretende ofrecer al lector un resumen de los puntos a tener en cuenta a la hora de proyectar una instalación de microgeneración eólica y, además, agrupa aspectos de interés general que no han sido mencionados en capítulos anteriores.

Capítulo 1

Tecnologías.

1.1. Introducción.

En este capítulo se describen los tipos de tecnologías de aerogeneración, y los tipos de generadores eléctricos más utilizados. Se busca presentar una perspectiva general de los diseños de aerogeneradores disponibles en plaza.

El diseño de un aerogenerador depende en gran parte del uso previsto para el mismo, como por ejemplo, de si se quiere tener generación a grande o pequeña escala, si es para abastecimiento de energía en un sitio aislado o para conectarse a la red de suministro de electricidad; es importante también el lugar donde será instalado, las características climáticas, velocidades promedio de viento, etc. Según los requerimientos de la aplicación, se deberá elegir un aerogenerador de determinadas características, considerando las ventajas que presente la tecnología a utilizar con respecto a las demás.

Existen estándares que incluyen, entre otras cosas, requerimientos para el diseño de aerogeneradores. La IEC reúne un conjunto de estándares referidos a turbinas eólicas, en particular, en la IEC 61400-1 y la IEC 61400-2 se presentan los requerimientos de diseño a cumplir para garantizar que los aerogeneradores sean diseñados adecuadamente, procurando que durante su tiempo de vida útil no presenten daños en los mismos que impliquen algún tipo de riesgo para la personas o para el resto de las instalaciones del lugar.

En la actualidad existen diferentes tipos de aerogeneradores que pueden clasificarse, por ejemplo, según los siguientes aspectos:

- Posición del eje de giro.
- Tipo de torre.
- Control de potencia aerodinámico.
- Tipo de generador eléctrico.
- Conexión a la red eléctrica.

A continuación, se mencionarán las características más importantes de los distintos tipos de aerogeneradores según esta clasificación.

1.2. Clasificación según posición del eje de giro.

Según la posición del eje de giro con respecto a la dirección del viento, los aerogeneradores se clasifican en las siguientes categorías:

- Aerogeneradores de eje horizontal o HAWT (Horizontal Axis Wind Turbine).
- Aerogeneradores de eje vertical o VAWT (Vertical Axis Wind Turbine).

En la Figura 1.1 se muestran algunas imágenes de los tipos de turbinas según el tipo de eje.

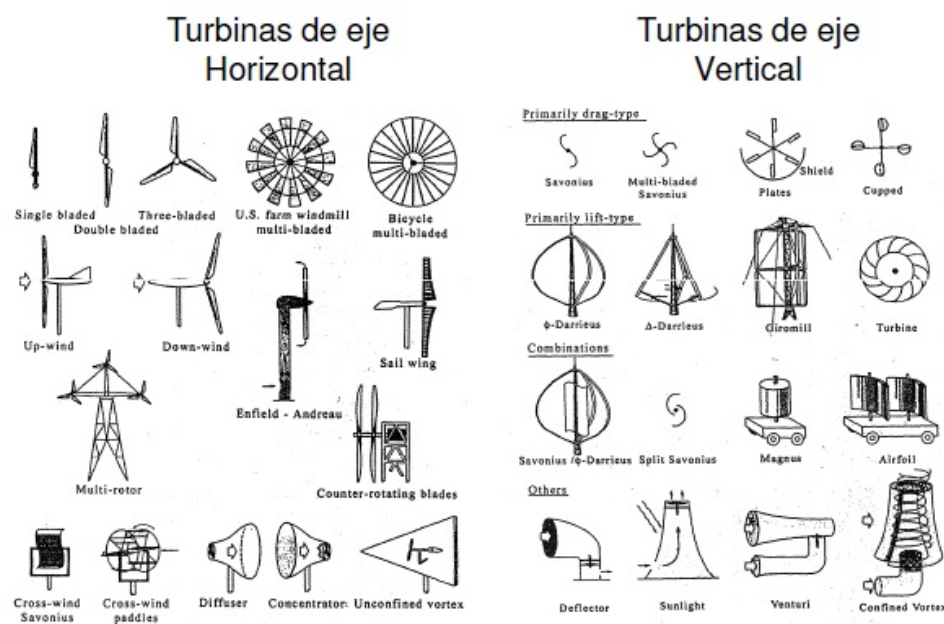


Figura 1.1: Tipos de turbinas. [28]

1.2.1. Aerogeneradores de eje horizontal.

En este tipo de aerogeneradores, el eje de rotación es paralelo a la dirección del viento. Corresponde al modelo que se encuentra más comúnmente en la mayoría de las instalaciones existentes a nivel mundial. En los últimos tiempos han experimentado considerables mejoras tecnológicas.

Estos modelos a su vez, se pueden clasificar según su velocidad de giro en los siguientes tipos:

- **Aerogeneradores lentos.** En general, se constituyen por un número alto de palas (multipalas) que cubren prácticamente toda la superficie del rotor. Se caracterizan por poseer un elevado par de arranque, y pueden ponerse en marcha para muy bajas velocidades de viento. Sin embargo, su baja velocidad de rotación hace que sean poco útiles para la generación de energía eléctrica, siendo el bombeo de agua su uso más frecuente.

- **Aerogeneradores rápidos.** La mayoría están constituidos por dos o tres palas. En contraposición con los lentos, presentan un par de arranque pequeño, y requieren velocidades de viento del orden de 4m/s a 5m/s para ponerse en marcha. Se utilizan para la producción de energía eléctrica acoplándolos a un alternador. Su gama de potencias es bastante amplia, y va desde modelos de 1kW hasta modelos del orden de MW.
- **Aerogeneradores de velocidad intermedia.** Estos modelos tienen entre tres y seis palas y sus prestaciones están comprendidas entre las correspondientes a los dos casos anteriores. En general son de pequeña potencia y son utilizados cuando las condiciones de viento no son muy favorables. Su principal aplicación es en equipos autónomos para producción de electricidad.

Dada la variabilidad de la dirección del viento, estos tipos de máquinas necesitan contar con un sistema de orientación, de manera que el plano de la turbina eólica se mantenga siempre perpendicular a la dirección de viento, logrando que la superficie enfrentada a éste sea siempre máxima. Los sistemas de orientación pueden ser del tipo “pasivo” (mecánicos), o de tipo “activo” (eléctricos).

Uno de los ejemplos más comunes de sistemas de orientación pasivo son los basados en veletas. Es común encontrar este tipo de sistema en aerogeneradores de pequeño porte. En cambio, para los de gran potencia, del orden de los MW, los sistemas de orientación son activos. Éstos cuentan con sensores que señalan la dirección del viento, y microprocesadores que detecten estos cambios y actúe un motor eléctrico haciendo girar la turbina hasta colocarla en la posición correcta.

A modo de ejemplo, en la Figura 1.2 se muestran imágenes de algunos aerogeneradores de eje horizontal.



Figura 1.2: Aerogeneradores de eje horizontal. [29]

1.2.2. Aerogeneradores de eje vertical.

En estos modelos el eje de rotación es perpendicular a la dirección del viento.

Para estos modelos existen dos diseños básicos:

- Tipo Savonius.
- Tipo Darrieus.

Los aerogeneradores tipo Savonius reciben este nombre en honor al ingeniero finlandés S. Savonius, que en 1922 diseñó un rotor cuya principal ventaja consiste en trabajar con velocidades de viento muy bajas. Este rotor se compone de dos semicilindros del mismo diámetro, situados paralelamente al eje de giro. En la Figura 1.3 a) se muestra este diseño. En el diseño original del rotor, estos semicilindros estaban separados una pequeña distancia entre sí. La fuerza ejercida por el viento en cada una de las caras de estos semicilindros (caras cóncava y convexa) es distinta, lo que provoca que giren alrededor del eje. Este sistema presenta determinadas características aerodinámicas buenas para el autoarranque y la autorregulación. Se aplican tanto en generación autónoma de energía eléctrica como para el bombeo de agua.

El diseño tipo Darrieus fue patentado por el ingeniero francés G. Darrieus. Está compuesto por dos o tres palas de forma ovalada de perfil aerodinámico con características similares a las de eje horizontal, y presenta un par de arranque muy pequeño. En la Figura 1.3 b) se puede observar el diseño. Su potencia es pequeña. Actualmente están poco implantados pese a que su aplicación es similar a los aerogeneradores de eje horizontal rápidos.

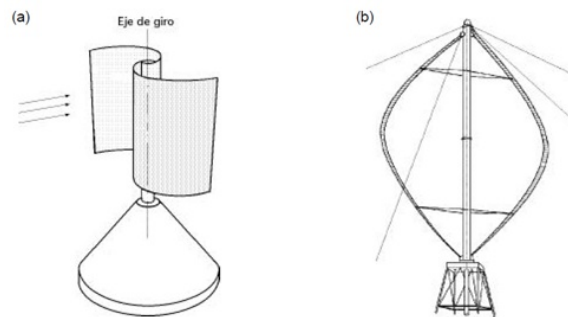


Figura 1.3: Tipos de aerogeneradores de eje vertical. (a) Savonius. (b) Darrieus. [32]

El rendimiento de los aerogeneradores de eje vertical es menor que el de los de eje horizontal a igual potencia, y además presentan menor velocidad de giro. Sin embargo, presentan ciertas ventajas con respecto a los de eje horizontal. Una de las principales ventajas, es que se consideran “neutros” a la dirección del viento, por lo que no necesitan sistemas de orientación para alinear el eje de la turbina, esto los vuelve más resistente a ráfagas de vientos con variaciones en la dirección como por ejemplo las turbulencias (que afectan a los aerogeneradores de eje horizontal instalados en zonas urbanas).

Existen aerogeneradores que combinan los dos diseños básicos de turbinas de eje vertical montados sobre un mismo eje. Con esto se logra el arranque para velocidades de viento pequeñas, debido a que actúa el diseño del rotor de tipo Savonius, mientras que para mayores velocidades del viento, el diseño del rotor tipo Darrieus será el que

genere la energía. Esto se puede apreciar mejor observando el gráfico de la Figura 1.4, donde se muestra la evolución del “coeficiente de potencia” C_p , en función de la relación entre la velocidad lineal del extremo de las palas más alejado del eje y la velocidad del viento incidente.

El parámetro C_p se define como el cociente entre la potencia efectivamente transferida al eje y la potencia del viento disponible en el área de captación de la turbina. El parámetro TSR se define como el cociente entre la velocidad del punto de la pala más alejado del eje de rotación y la velocidad del viento.

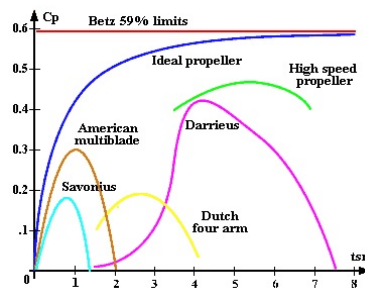


Figura 1.4: Coeficiente de potencia. [31]

El coeficiente de potencia C_p ideal corresponde al dado por la “Ley de Betz”. Dicha ley establece que sólo puede convertirse menos de $16/27$ (el 59.3 %) de la energía cinética en energía mecánica usando un aerogenerador.

A modo de ejemplo, en la Figura 1.5 se muestran imágenes de algunos aerogeneradores de eje vertical.



Figura 1.5: Aerogeneradores de eje vertical. [30]

1.3. Clasificación según tipo de torre.

En la mayoría de los terrenos donde se instalan los aerogeneradores, si la orografía no es compleja, a mayor altura, la velocidad del viento es mayor debido a que el efecto

de la fricción de las capas contra el suelo disminuye. En los aerogeneradores de baja potencia y en los de eje vertical en general, no se utilizan torres muy altas, pero por otro lado, el hecho de que se han desarrollado turbinas de eje horizontal cada vez de mayor potencia (y en consecuencia mayor diámetro del rotor), hizo que debieran diseñarse torres más altas.

Uno de los problemas que se plantea es que cuando la frecuencia propia de vibración de la torre, junto con el peso del resto del aerogenerador (góndola y palas), coincide con la frecuencia a la que gira el rotor (que origina un movimiento vibratorio peligroso en la torre), ambas frecuencias entran en resonancia y pueden destruir el aparato. Es por esto que, principalmente cuando se trata de turbinas de eje horizontal de grandes potencias, las torres sobre las cuales se instalan los aerogeneradores sufren mayores esfuerzos mecánicos, lo que ha llevado a desarrollar distintos diseños de torres dependiendo de la altura a la que se deba instalar el aerogenerador y de su potencia.

Tenemos entonces que los aerogeneradores pueden clasificarse según el tipo de torre que utilicen. Las torres pueden clasificarse, según su construcción, en dos tipos:

- Torres Flexibles.
- Torres Rígidas.

Las torres rígidas son las que se han construido hasta hace algunos años. A estas torres se les agregaba más peso para aumentar la frecuencia propia de la instalación y alejarlas así de la frecuencia de operación del rotor. El problema que presentan es que como la frecuencia propia de la torre disminuye al aumentar la altura y al aumentar el peso de la góndola y palas en diseños de mayor potencia, el material a añadir para volver más rígidas las torres aumentaba excesivamente.

Actualmente se construyen las torres de manera que presenten mayor flexibilidad. Con este diseño se logra que la frecuencia de resonancia del sistema sea menor que la frecuencia de resonancia del rotor, lo cual se consigue a partir de una potencia y altura dadas. Esta solución también supone un ahorro de material y por ende, también de costos.

1.4. Clasificación según tipo de control de potencia aerodinámico.

La potencia generada en los aerogeneradores procede del viento, que no es controlable, por lo que se requiere de un sistema de regulación que controle la energía extraída por el rotor. El punto de funcionamiento de la turbina eólica se determina continuamente en función de la velocidad y la variación del viento, pudiéndose distinguir tres estados operativos básicos, que supervisa continuamente el sistema de control:

- Turbina parada, consecuencia de que la velocidad del viento es menor que la velocidad de conexión, o que la velocidad del viento sea muy elevada.

- Turbina a carga parcial, en la que interesa capturar del viento la máxima energía posible para llegar cuanto antes a la potencia nominal.
- Turbina a plena carga, en la que la velocidad del viento es mayor que la nominal y menor que la de desconexión.

Por lo tanto, el control de aerogeneradores consiste en un sistema de:

- Supervisión.
- Control de la potencia y velocidad.

El sistema de supervisión genera, a partir de mediciones, lo siguiente:

- Valores de referencia para el sistema de control de potencia y velocidad de la turbina.
- Señales de control secuenciales, haciendo posible que el aerogenerador pase de un estado operativo a otro.
- Chequeos secuenciales del estado del aerogenerador, realizando las funciones de protección.

El sistema de control de potencia y velocidad controla el par y la velocidad de la turbina con el fin de:

- Capturar toda la energía posible para condiciones atmosféricas dadas.
- Proteger el rotor, el generador y los equipos de electrónica de potencia de sobrecargas durante ráfagas de viento.
- Proteger las partes mecánicas de la turbina.

Por lo tanto es posible clasificar los aerogeneradores según el control de potencia y velocidad que utilicen. Estos controles de potencia aerodinámicos pueden ser de diferentes tipos:

- Pitch control.
- Stall control.
- Active Stall control.

En el capítulo 2 se describe con más detalle el control de la turbina utilizando la técnica de pitch control, o control del ángulo de paso de las palas.

1.5. Clasificación según tipo de generador.

La función del generador, es transformar la energía mecánica, proveniente del rotor de la turbina, en energía eléctrica.

Existen diferentes tipos de generadores a utilizar, entre ellos se destacan los siguientes:

- Generador de Corriente Continua (Dínamos).
- Generador de Corriente Alterna. Dentro de éstos se encuentran:
 - Síncronos o Alternadores. Los mismos pueden ser:
 - De polos formados por electroimanes alimentados por corriente continua.
 - De polos formados por imanes fijos o permanentes.
 - Asíncronos o de Inducción. Pueden ser:
 - De jaula de ardilla.
 - De rotor devanado.

1.6. Clasificación según conexión a la red.

Para el diseño del aerogenerador también se debe tener en cuenta cómo será la forma de conexión a la red.

Los sistemas de conexión a la red pueden ser de dos tipos:

- Conexión directa a la red.
- Conexión indirecta a la red.

Se entiende por conexión directa a la red cuando el generador se encuentra conectado directamente a la red de corriente alterna (generalmente trifásica). Mientras que la conexión indirecta a la red, se refiere a que la corriente que viene del generador pasa a través de una serie de dispositivos de electrónica de potencia que ajustan la corriente para adecuarla a los parámetros de la red.

El tipo de aerogenerador en el cual se hará hincapié en los siguientes capítulos tiene un generador sincrónico trifásico de imanes permanentes, y el sistema de conexión a la red es indirecto, ya que existe una conversión AC/DC mediante un controlador de carga y luego se tiene una conversión DC/AC mediante un inversor.

A continuación se describen brevemente ambos tipos de conexión.

1.6.1. Conexión directa a la red.

Este tipo de conexión puede encontrarse para aerogeneradores de velocidad constante, con pala fija y regulación por “stall”. Están equipados con generador de inducción asíncrono con rotor de jaula de ardilla conectado directamente a la red, sin convertidor.

Para esta conexión es necesario incluir una caja multiplicadora y un compensador de reactiva de manera de reducir la demanda de potencia reactiva a la red. También suele utilizarse un arrancador suave para evitarse las altas corrientes de arranque.

Esta topología, no permite un control de potencia activa. Presentan la gran desventaja de que transmiten las variaciones de potencia del viento a la red sin amortiguarla, lo que resulta en una salida de potencia muy variable, con fuertes picos ante ráfagas de viento. Además transmiten el efecto de interferencia que hacen las palas al pasar por adelante de la torre (en la región de 3 a 8Hz), constituyendo una causa de flicker¹.

1.6.2. Conexión indirecta a la red.

Cuando el aerogenerador se conecta de forma indirecta a la red, es posible que la turbina opere dentro de una amplia gama de velocidades del viento. Al hacer funcionar el generador a velocidad variable, la frecuencia variará ampliamente. Por este motivo es que la corriente alterna necesita ser transformada para fijar su frecuencia a la frecuencia de la red eléctrica.

En estos sistemas, se distinguen tres grandes partes:

- Generador eléctrico y control de potencia aerodinámico.
- Conversión de corriente alterna a corriente continua (rectificador).
- Conversión de corriente continua a corriente alterna (inversor).

En este tipo de conexión se cuenta con un convertidor del lado del generador (rectificador), que se encarga de convertir la corriente alterna (AC) entregada por el generador en corriente continua (DC). A continuación, mediante un convertidor del lado de la red (inversor), la corriente continua se invierte a alterna con exactamente la misma frecuencia que la red. Se debe tener en cuenta que en caso de que el inversor produzca a su salida clases diferentes de armónicos, deberá conectarse un filtro entre el inversor y la red. Estos convertidores se conectan entre sí a través de un bus de continua. En los capítulos 3 y 4 se muestran en detalle los controles para los convertidores del lado del generador y del lado de la red respectivamente.

Ventajas y desventajas de la conexión indirecta a red.

La principal ventaja de la conexión indirecta a la red es que permite hacer funcionar la turbina eólica a velocidad variable. De esta manera permite que el rotor gire más rápido durante las ráfagas de viento, almacenando parte del exceso de energía en forma de energía cinética hasta que la ráfaga haya terminado. Esto requiere de una estrategia de control que sea capaz de distinguir entre ráfaga y alta velocidad del viento. De esta forma es posible reducir el par torsor máximo, así como también las cargas de fatiga en la torre y en las palas del rotor.

¹En el capítulo 5 se hace referencia a éste y otros fenómenos que afectan a la calidad de la energía

Otra ventaja es que con la electrónica de potencia se puede controlar la potencia reactiva, y así controlar el factor de potencia deseado o la tensión en el punto de interconexión con la red eléctrica. Esto último es particularmente útil en aerogeneradores funcionando en una red eléctrica débil.

Una desventaja de este tipo de conexión a la red es la pérdida de energía en el proceso de conversión AC-DC-AC, y el hecho de que la electrónica de potencia puede introducir distorsión armónica de la corriente alterna en la red eléctrica y, por tanto, reducir la calidad de la onda.

Capítulo 2

Turbina Eólica.

2.1. Introducción.

En este capítulo se verá el modelado y control de la turbina. Se estudiará cómo se realiza la conversión de energía, desde la energía cinética contenida en el viento hasta la energía mecánica que verá el generador de imanes permanentes. Se detallará cuales objetivos de control se plantean y cómo se realiza el control.

2.2. Conversión de potencia y modelo de la turbina.

La potencia contenida en un flujo de viento que atraviesa un área A_t viene dada por la siguiente expresión:

$$P_w = \frac{\rho}{2} A_t v^3 \quad (2.1)$$

Donde: P_w : potencia del viento; ρ : densidad del aire; v : velocidad del viento.

Esta expresión se obtiene a partir de la energía cinética del viento que atraviesa una superficie A_t .

La potencia mecánica que se puede extraer se expresa en función del coeficiente de potencia C_p como se presenta en la ecuación 2.2:

$$P_m = C_p \frac{\rho}{2} A_t v^3 \quad (2.2)$$

Este coeficiente C_p presenta un valor máximo de 0,59. Esto se demuestra mediante la ley de Betz e implica que de la energía contenida en el viento, es posible convertir en energía mecánica solamente hasta un 59 %. En la realidad, este valor no se alcanza (valores típicos entre 0.4 y 0.5) debido a que existen pérdidas mecánicas asociadas al funcionamiento de la turbina.

El coeficiente de potencia es dado por el fabricante, el cual lo determina a partir de ensayos de fábrica, y es una función de λ y β ($C_p(\lambda, \beta)$). λ es la velocidad específica de

la turbina y representa la relación entre la velocidad de la punta del aspa y la velocidad del viento (ecuación 2.3).

$$\lambda = \frac{R\omega_t}{v} \quad (2.3)$$

Mientras que β indica el ángulo de paso de las aspas de la turbina. La variación del coeficiente de potencia C_p con respecto a λ y β es la que se muestra en la Figura 2.1:

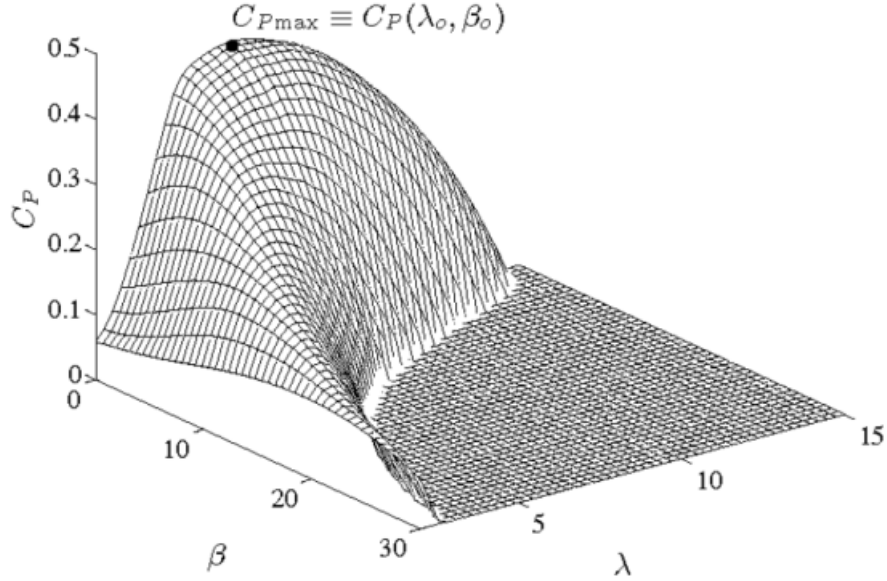


Figura 2.1: Variación de C_p en función de λ y β . [23]

Se puede observar que el coeficiente de potencia presenta un máximo absoluto C_{Pmax} para los valores λ_o y β_o . Estos valores son llamados ángulo de paso óptimo (β_o) y velocidad específica óptima (λ_o). El máximo aprovechamiento de la energía contenida en el viento se tendrá cuando la turbina se encuentre operando en este punto (como se verá más adelante, en la estrategia de control se impone que la turbina trabaje en este punto cuando se dan determinadas condiciones).

Con el fin de estudiar más claramente este punto de funcionamiento óptimo, se presenta la Figura 2.2 donde se observa la variación de C_p con λ para varios valores de β .

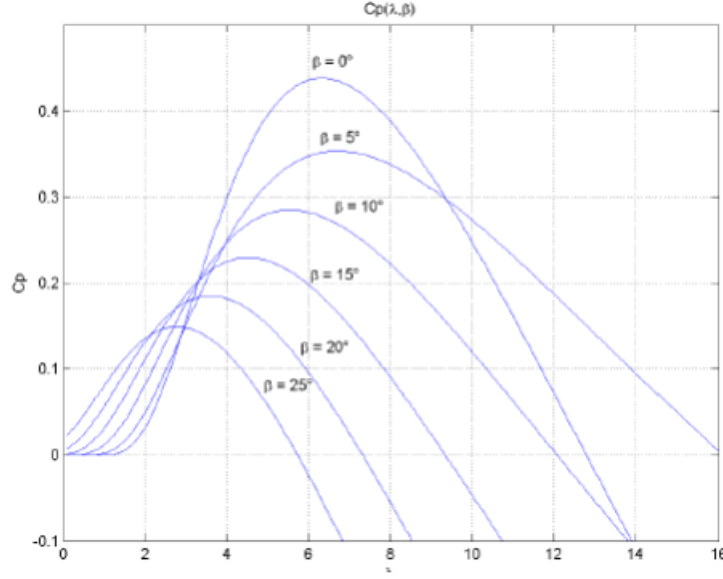


Figura 2.2: Variación de C_p en función de λ con β como parámetro. [24]

Se puede apreciar, en lo que respecta al ángulo de paso β , que el máximo se da para $\beta_o = 0^\circ$. Mientras que para la velocidad específica λ se utilizará el siguiente modelo dado por las ecuaciones 2.4 y 2.5:

$$C_p(\lambda, \beta) = 0,22\left(\frac{116}{\lambda_i} - 0,4\beta - 5\right)e^{\frac{-12,5}{\lambda_i}} \quad (2.4)$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1} \quad (2.5)$$

Sustituyendo en la ecuación 2.2 el área por πR^2 (área del círculo que forman las aspas de la turbina, donde R es el largo de las mismas), y marcando la dependencia del coeficiente de potencia con respecto al ángulo de paso y a la velocidad específica, se llega a una fórmula de la potencia extraída del viento que vincula los parámetros del rotor de la turbina:

$$P_m = C_p(\lambda, \beta) \frac{\rho}{2} \pi R^2 v^3 \quad (2.6)$$

En la ecuación 2.6 se resume el pasaje de potencia del viento a potencia mecánica. Para modelar el comportamiento del generador (pasaje de energía mecánica a eléctrica) se puede utilizar un modelo de una masa (ω_m proporcional a ω_t), y, en este caso, al no utilizar una caja multiplicadora se tiene que la velocidad de la turbina es igual a la del rotor del generador ($\omega_m = \omega_t$). Entonces la ecuación de swing para el generador queda:

$$J \frac{d\omega_m}{dt} = T_m - T_e = T_m - \frac{P_e}{\omega_e} \quad (2.7)$$

T_m : torque o par mecánico; T_e : torque o par eléctrico; P_e : potencia eléctrica; ω_m : velocidad angular mecánica; ω_e : velocidad angular eléctrica; J : momento de inercia de la máquina.

2.3. Objetivos de control.

Esencialmente, la turbina es un dispositivo que captura parte de la energía del viento y la convierte en trabajo útil. Los sistemas de conversión de energía eólica deben diseñarse de forma tal de maximizar la extracción de potencia minimizando costos, y a su vez garantizar una operación segura. Para lograr lo anterior se plantean objetivos en los distintos puntos planteados a continuación:

1. Captura de energía: se debe maximizar la energía capturada del viento cuidando de encontrarse dentro de los rangos de operación segura, o sea no sobrepasando los valores nominales (velocidad, par, potencia) de la turbina.
2. Cargas mecánicas: es necesario prevenir la carga excesiva sobre la turbina. Esto se puede lograr mitigando las cargas transitorias, las altas frecuencias y evitando la resonancia.
3. Calidad de energía: mantener una calidad de energía acorde con las distintas normativas de interconexión.

2.4. Estrategias de control.

La capacidad de generación de una turbina eólica especifica cuánta energía se puede tomar desde el viento considerando las limitaciones físicas y económicas. Generalmente, se representa por la curva de potencia generada en función del viento, también llamada curva ideal de potencia.

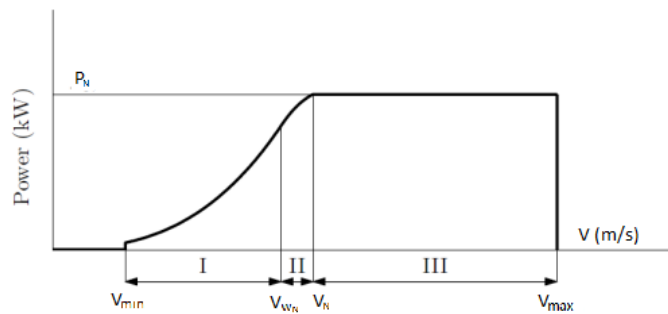


Figura 2.3: Curva ideal de potencia.

Se puede apreciar en la Figura 2.3 que el rango de velocidades en el cual se genera potencia está delimitado por V_{min} y V_{max} . Fuera de este rango la turbina se detiene. V_{min} es la velocidad a partir de la cual la turbina comienza a realizar la conversión de energía. Por debajo de ésta, la extracción de energía desde el viento es demasiado baja

como para compensar los costos y las pérdidas de generación. V_{max} es la velocidad de corte. Por encima de esta velocidad existe sobrecarga estructural, entonces se detiene la turbina para prevenir riesgos asociados a estas sobrecargas. Con turbinas más robustas sería posible incrementar el umbral de velocidad V_{max} , pero no se justifica el costo que tendría una turbina más grande ya que la ocurrencia de velocidades más altas que el umbral ya fijado es muy baja. Esto se ve reflejado en la Figura 2.4 donde se muestra la densidad espectral de potencia del viento en función de la velocidad del mismo. La curva de densidad espectral indica cómo está distribuida la potencia que se extrae del viento de acuerdo a la velocidad del mismo.

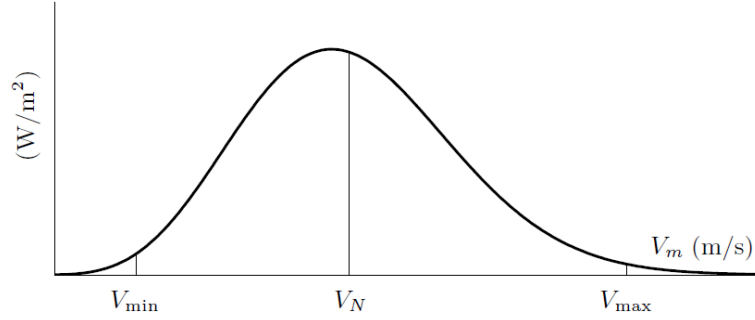


Figura 2.4: Densidad espectral de potencia del viento en función de la velocidad. [23]

La curva ideal de potencia (Figura 2.3) muestra tres regiones. A velocidades bajas (región I) la potencia disponible es menor a la potencia nominal de la turbina, por lo tanto en esta región se extrae toda la potencia disponible sin riesgo de que la turbina sufra una sobrecarga. En la región III (velocidades de viento altas), la potencia disponible excede a la nominal, y entonces se debe limitar la generación al valor nominal para no sobre-exigir la turbina. Por esta razón, en esta región la potencia generada es constante. Cabe mencionar que en este caso se tiene una pérdida de eficiencia. La región del medio (región II) mantiene la velocidad del rotor en su valor nominal V_{ω_N} para mantener las fuerzas centrífugas en valores tolerables para la turbina.

A continuación se describe la estrategia de control en cada región:

- Región I:

Esta región se conoce como Maximum Power Point Tracking (MPPT) y en la misma se busca maximizar la extracción de potencia. Como la potencia que se puede extraer al viento en esta zona es menor a la potencia nominal de la turbina, no es necesario fijar ningún parámetro (salvo el ángulo de paso), sino que los mismos irán variando de manera de que el punto de operación siempre sea el óptimo. El ángulo de paso β será nulo, ya que como se vió anteriormente es el ángulo que permite mayor extracción de potencia. Recordando la ecuación 2.6 que rige la potencia extraída del viento se tiene que la máxima potencia que se puede convertir desde el viento es la que corresponde al coeficiente de potencia máximo $C_{P_{max}}$. Para conseguir que el coeficiente de potencia sea el máximo se debe imponer que la velocidad específica adopte su valor óptimo λ_o . Recordando la ecuación 2.3, basta con establecer que la velocidad de rotación sea tal que el valor de λ sea λ_o para lograr el objetivo de esta región. Esto se logra creando un par de referencia a partir de la diferencia entre la velocidad del generador actual

y la velocidad que sigue al λ_o . Por medio de una “Look Up Table” o tabla de consulta se obtiene el par necesario para cada velocidad del viento.

Esto es adecuado hasta que la velocidad del viento sea tal que la velocidad de rotación de la turbina llegue hasta su valor nominal. Si se supera este límite la turbina estaría sobre-exigida y se correría el riesgo de dañarla.

- Región II

En esta región la velocidad de rotación permanece fija en su valor nominal (V_{ω_N}), mientras que el ángulo de paso sigue estando fijo en 0° . Ante un aumento en la velocidad del viento, lo que llevaría a un aumento en la velocidad de rotación, se debe incrementar de manera controlada el par desarrollado por la turbina de manera tal de mantener la velocidad de rotación fija y a la vez aumentar la potencia extraída. Al fijar la velocidad de rotación, la velocidad específica se desplazará de su valor óptimo y por lo tanto el coeficiente de potencia tampoco estará en su valor máximo, por lo cual se tendrá una pérdida de eficiencia y la potencia extraída del viento no será la máxima posible dada la velocidad del mismo.

- Región III

Cuando el incremento del par desarrollado por la turbina llega al límite marcado por su valor nominal se ingresa en la región III. En este punto no es posible aumentar más la velocidad de rotación ni el par desarrollado por la turbina y por consiguiente la potencia extraída es la nominal. La herramienta con la que se cuenta ahora para no sobrepasar los límites físicos de la turbina es el control del ángulo de paso. De esta manera, aumentando el ángulo de paso β es posible mantener la potencia constante.

Esto es implementado por el convertidor del lado del generador como se verá en el capítulo 3.

Capítulo 3

Convertidor del lado del generador.

3.1. Introducción.

La obtención de potencia eléctrica entregada a la red comienza con la conversión de energía eólica a energía mecánica según se vio en el capítulo anterior, luego esa energía es convertida a energía eléctrica y sometida a un sistema de conversión para su acondicionamiento previo a su salida a la red. En la Figura 3.1 se muestra un ejemplo de topología de un generador sincrónico de imanes permanentes y un sistema de conversión de potencia formado por dos VSC (Voltage Source Converter) en la configuración más usual tipo “back-to-back”. Este sistema de conversión puede ser conformado, por ejemplo, mediante dos puentes de IGBT’s (Isolated Gate Bipolar Transistor ó Transistor bipolar de compuerta aislada) unidos por una etapa de corriente continua. De este modo, la potencia que captura la turbina a partir del viento es entregada al primero de los convertidores, un rectificador PWM (Pulse Width Modulation) capaz de convertir tensión alterna en tensión continua; a continuación, el segundo convertidor, un inversor PWM permite la adecuación de la onda a las características de la red eléctrica, considerada una red fuerte. Por lo tanto, disponemos de dos puntos de control: estrategia de control del puente rectificador del lado del generador, también llamado controlador de carga, para controlar la potencia extraída de la turbina para cada velocidad del viento; y estrategia de control del lado de la red, para el control del bus de continua. En este capítulo nos centraremos en el primero de estos dos controles.

El sistema de control del lado de la turbina tiene como objetivos:

1. Hacer que la velocidad de giro de la máquina sea aquella que maximiza la potencia extraída del viento.
2. Que la eficiencia del generador sea máxima.
3. No superar los límites de seguridad de funcionamiento del generador.

El sistema de control del lado de la turbina se compone básicamente de dos lazos de control. Por un lado, uno de los lazos de control persigue el punto de operación de máxima extracción de potencia, la estrategia aplicada depende de la velocidad del viento y ya fue descrita en el capítulo anterior. La variable de salida de este primer lazo es la consigna de par o torque mecánico que debe desarrollar el generador para obtener la máxima potencia posible. Esta variable es también la entrada del segundo lazo de control, el cual determina el vector espacial de tensión de referencia que debe

proporcionar el convertidor para conseguir el par de salida solicitado por el primer lazo.

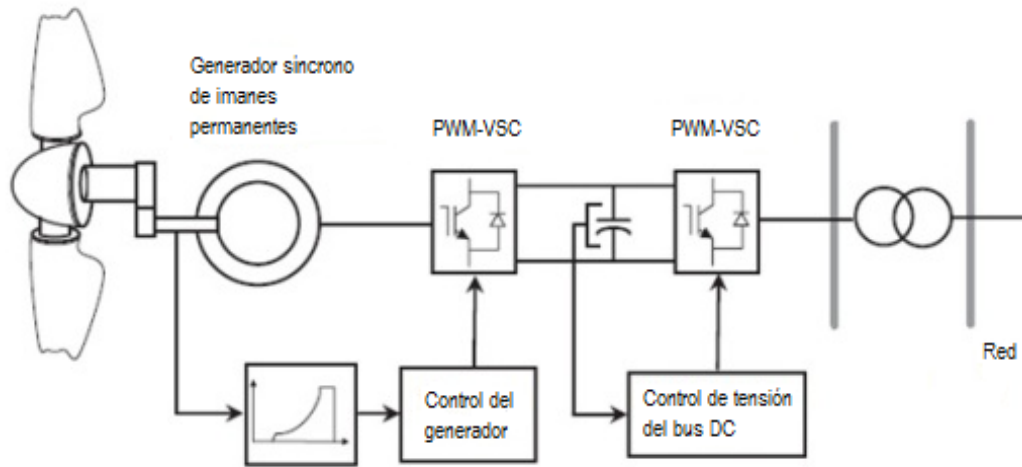


Figura 3.1: Sistema típico de conversión de potencia. [22]

3.2. Generalidades.

La solución más sencilla para construir un convertidor consiste en un puente de diodos, que resulta ser una alternativa barata y simple, pero no proporciona ningún grado de libertad, ya que tanto el factor de potencia como la relación entre la tensión en la etapa de continua y la tensión en la etapa de alterna están dadas. Como consecuencia, no es posible controlar ni la tensión ni la corriente del generador. Esto impide realizar el seguimiento del punto de funcionamiento del generador eólico en el que se extraiga la máxima potencia, lo cual es uno de los objetivos. Además, el empleo de un rectificador de diodos implica que la corriente de salida del generador no sea sinusoidal, produciendo un incremento de las pérdidas en el cobre y en el hierro del generador, y que la conmutación de los diodos produzca caídas de tensión entorno al 5 % de la tensión de salida. Se descarta entonces la opción de utilizar diodos para los convertidores.

La opción a considerar es el uso de rectificadores controlados por PWM o llaves apagables, donde el tipo de semiconductores de potencia utilizado depende de los requisitos de la aplicación pero, en general, el transistor bipolar de compuerta aislada (IGBT) es la mejor alternativa. Las ventajas de utilizar un rectificador controlado en el lado de la máquina son: 1) la posibilidad de controlar el valor eficaz de la tensión y su desfase respecto a una referencia (la f.e.m. interna del generador), y así conseguir la corriente deseada a la salida del generador y con el factor de potencia deseado; 2) con una adecuada modulación de los pulsos de disparo de los transistores del puente es posible conseguir una corriente en la máquina con un contenido en armónicos muy reducido, evitando los pares pulsantes que ocasionan fatigas en el eje y que pueden llegar a provocar resonancias; 3) reducción en las pérdidas en el cobre; 4) el convertidor es reversible, es decir la transferencia de potencia puede ser en ambos sentidos. Las desventajas de este tipo de convertidor son un costo superior al puente de diodos y la disminución del rendimiento, ya que las pérdidas en los diodos son menores.

Se verá que es posible desacoplar el control de la potencia activa del control de la potencia reactiva instantánea desarrollada por el estator, y que el control de par se traduce en el control de potencia activa instantánea total que fluye desde el generador hacia la red eléctrica. Además, en un marco de referencia dq, controlando la corriente de eje en cuadratura de estator, se controla el par desarrollado por el aerogenerador, y controlando la corriente de eje directo de estator se controla el intercambio de potencia reactiva. Se utilizan las componentes de tensión estática en ejes dq, calculadas a partir de las componentes de la corriente de estator en los mismos ejes, para actuar sobre el control PWM e implementar el control independiente de las corrientes en eje directo y en eje de cuadratura, y así también el control del par desarrollado y la potencia reactiva.

Existen varios esquemas de control para el sistema de conversión de potencia del lado del generador, dos ejemplos se describen en lo que sigue: la técnica de control por ángulo de carga y la técnica de control vectorial.

3.3. Técnica de control por ángulo de carga.

Esta técnica utiliza las ecuaciones de flujo de potencia en estado estacionario para determinar la transferencia de potencia activa y reactiva entre el generador y el bus de continua. La Figura 3.2 muestra el esquema de partida para esta técnica de control; donde E es el módulo de la tensión interna del generador, X_s es la reactancia sincrónica del generador, I es la corriente de salida del generador, V_t es el módulo de la tensión en terminales del generador, α es el desfase entre la tensión de campo y la tensión en terminales.

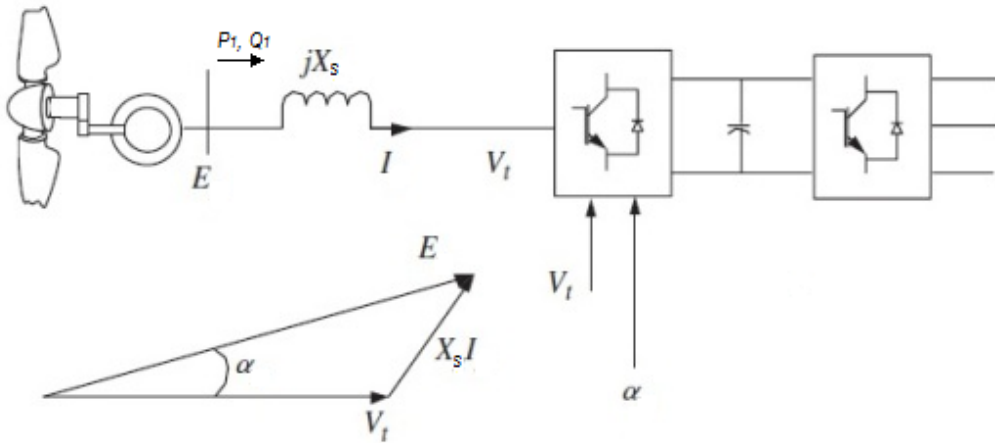


Figura 3.2: Esquema para desarrollo de técnica de control por ángulo de carga. [22]

Las ecuaciones de cuadripolos, ecuaciones 3.1 y 3.2, donde el subíndice 1 corresponde a las magnitudes de entrada al cuadripolo y el subíndice 2 a las magnitudes de salida, las constantes B , D , β y δ son las constantes del cuadripolo y θ es el desfase entre las tensiones de entrada y salida, son aplicadas sobre la reactancia sincrónica del

generador sincrónico, obteniendo las expresiones 3.3 y 3.4.

$$P_1 = \frac{D}{B}U_1^2\cos(\beta - \delta) - \frac{U_1U_2}{B}\cos(\theta + \beta) \quad (3.1)$$

$$Q_1 = \frac{D}{B}U_1^2\sen(\beta - \delta) - \frac{U_1U_2}{B}\sen(\theta + \beta) \quad (3.2)$$

$$P_1 = \frac{EV_t\sen\alpha}{X_s} \quad (3.3)$$

$$Q_1 = \frac{E^2 - EV_t\cos\alpha}{X_s} \quad (3.4)$$

Considerando que generalmente α es pequeño entonces $\sen\alpha \approx \alpha$ y $\cos\alpha \approx 1$, resultan las expresiones para las potencias activa y reactiva indicadas en las ecuaciones 3.5 y 3.6.

$$P_1 = \frac{EV_t\alpha}{X_s} \quad (3.5)$$

$$Q_1 = \frac{E^2 - EV_t}{X_s} \quad (3.6)$$

Se puede ver que:

- P depende del ángulo de fase α .
- Q depende de los módulos de tensión y se transmite desde el punto con mayor tensión al punto con menor tensión.

Por lo tanto, la operación del generador y la transferencia de potencia desde el generador al bus de continua se controlan mediante el ajuste de la magnitud y fase de la tensión alterna en bornes del convertidor del lado del generador, esto es V_t y α . Si llamamos P_{ref} y Q_{ref} a los valores de referencia a transmitir desde el generador al bus de continua, se pueden despejar las variables a controlar según las ecuaciones 3.7 y 3.8.

$$\alpha = \frac{P_{ref}X_s}{EV_t} \quad (3.7)$$

$$V_t = E - \frac{Q_{ref}X_s}{E} \quad (3.8)$$

El valor de P_{ref} se obtiene de la curva de máxima potencia de extracción para una velocidad del viento dada, ver el capítulo 2 por detalles. El valor de Q_{ref} puede llevarse a cero ya que, como el generador es de imanes permanentes, no requiere corriente magnetizante por el estator; esto hace que V_t resulte igual a E .

Si bien este método es muy simple, no tiene en cuenta la efectividad del control en los transitorios. En la Figura 3.3 se muestra la implementación de este método de control.

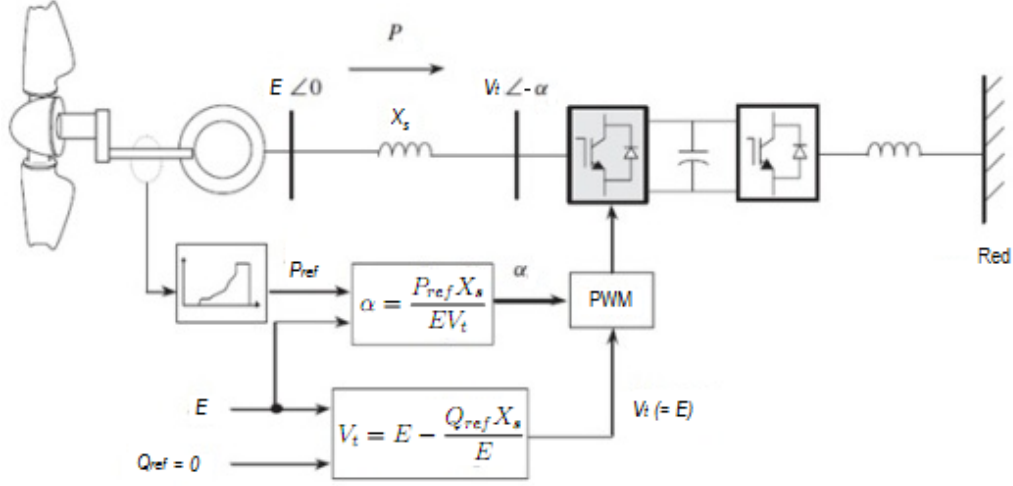


Figura 3.3: Implementación de control por ángulo de carga. [22]

3.4. Estrategia de control vectorial.

Para implementar esta estrategia de control, resulta imprescindible el uso del modelo dinámico de la máquina sincrónica de imanes permanentes, de manera de poder obtener la evolución instantánea de las diferentes magnitudes eléctricas que participan en el proceso de conversión de potencia. Para ello, y por resultar más adecuado, las técnicas de control vectorial son implementadas en base al modelo dinámico del generador sincrónico expresado en el marco de referencia de las coordenadas dq, aplicando la transformación de Park a las ecuaciones de fase, donde la dirección del eje d coincide con la dirección del campo magnético del rotor¹.

A partir de la expresión de la potencia activa, y derivando la energía magnética almacenada respecto de la posición del rotor, ecuación 3.9, se obtiene la expresión del par o torque electromagnético, ecuación 3.11. Donde ω_m es la velocidad mecánica del rotor, T_e es el torque electromagnético, ω_e es la velocidad angular eléctrica del rotor, ψ_m es el flujo del rotor, i_{sq} es la corriente estatórica en eje q, i_{sd} es la corriente estatórica en eje d, p es el número de pares de polos de la máquina, y L_d y L_q son las inductancias del generador en ejes directo y en cuadratura, respectivamente.

$$P_m = \omega_m T_e = \frac{3}{2} \omega_e [\psi_m i_{sq} + (L_d - L_q) i_{sd} i_{sq}] \quad (3.9)$$

$$\omega_e = p \omega_m \quad (3.10)$$

¹En el anexo E pueden encontrarse detalles sobre la Transformada de Park y el marco de referencia dq.

$$T_e = \frac{3}{2}p[\psi_m i_{sq} + (L_d - L_q)i_{sd}i_{sq}] \quad (3.11)$$

Analizando la expresión del par, se puede apreciar que el par depende únicamente de parámetros físicos del motor y de las corrientes del mismo, además de ser proporcional a éstas. Contiene un término que representa el par creado por el imán (término correspondiente a ψ_m), y otro término que representa el par creado por la reluctancia, denominado reluctante.

Cuando los imanes van montados en la superficie del rotor, se puede considerar a la máquina como de polos lisos y con un entrehierro alto. Esto da lugar a que la inductancia sea la misma en los ejes directo y en cuadratura. Por lo tanto, para una máquina de polos lisos, la expresión del par se simplifica de la siguiente manera:

$$T_e = \frac{3}{2}p\psi_m i_{sq} \quad (3.12)$$

Esta ecuación muestra que el torque puede ser controlado a partir de la componente de corriente en el eje q. Por lo tanto, para un torque de referencia dado T_{eref} , se puede despejar la corriente de estator de eje q necesaria de la ecuación 3.12:

$$i_{sq} = \frac{2 T_{eref}}{3 p\psi_m} \quad (3.13)$$

La corriente de referencia en eje d se mantiene en cero, de esta manera el factor de potencia del lado del generador es unitario, mientras el generador opera por debajo de la velocidad nominal y se ajusta a un valor negativo cuando el generador opera por encima de la velocidad nominal. Cabe aclarar que, en funcionamiento normal, la velocidad será igual o inferior a la velocidad nominal, por lo que en estas circunstancias i_{sd} será siempre nula.

A partir de estos resultados, se define la estrategia de control: por un lado, controlar la corriente de eje en cuadratura i_{sq} para obtener el valor del par deseado y así controlar la potencia activa intercambiada, y por otro lado, controlar que i_{sd} tenga valor cero para impedir el intercambio de potencia reactiva.

Una vez que se tienen las corrientes de estator determinadas por el controlador i_{sdref} e i_{sqref} , se pueden hallar las tensiones. Mediante la aplicación de la Transformada de Park se obtiene el siguiente sistema de ecuaciones para un generador sincrónico de imanes permanentes:

$$u_{sd} = -R_s i_{sd} - L_s \frac{di_{sd}}{dt} + \omega_e L_s i_{sq} \quad (3.14)$$

$$u_{sq} = -R_s i_{sq} - L_s \frac{di_{sq}}{dt} - \omega_e L_s i_{sd} + \omega_e \psi_m \quad (3.15)$$

Donde u_{sd} y u_{sq} son las componentes en eje d y en eje q de la tensión en el estator; R_s y L_s son la resistencia y la inductancia del generador; ω_e es la velocidad angular eléctrica; y ψ_m es el flujo magnético.

Se utilizan controles PI (proporcional-integral) para regular el error entre las referencias y los valores actuales de corriente, Figura 3.4.

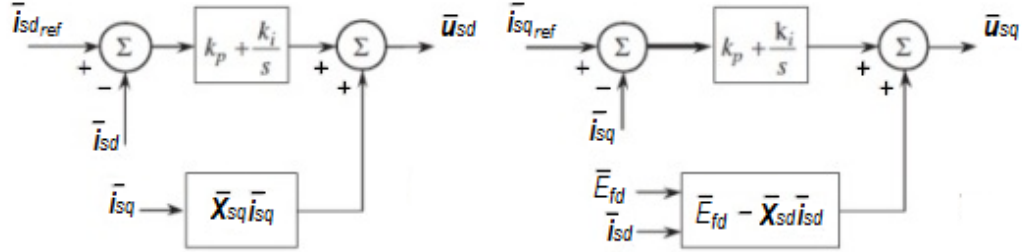


Figura 3.4: Lazos de control de las componentes de las corrientes de estator. [22]

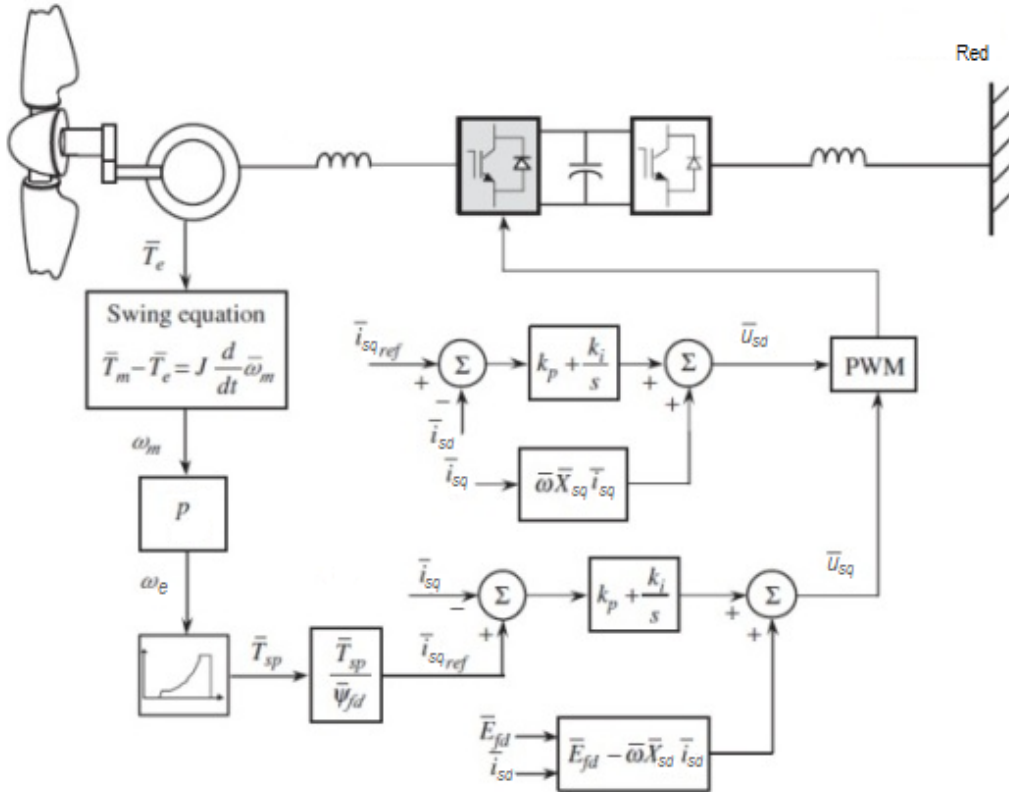


Figura 3.5: Esquema de la técnica de control vectorial. [22]

En la Figura 3.5 se muestra la técnica de control vectorial del convertidor del lado de la turbina, donde el control de torque se realiza en el eje q y la magnetización del generador se controla en el eje d. El valor de referencia de corriente de estator en el eje q, i_{sqref} , se extrae de la ecuación de torque y se compara con el valor actual i_{sq} . La diferencia entre estas dos señales se procesa en un control PI cuya salida es la tensión en el eje q, u_{sq} , necesaria para el control del convertidor del lado del generador. Para calcular la tensión requerida en el eje d, u_{sd} , se compara el valor de referencia de la

corriente de estator en eje d, i_{sdref} , con la corriente actual, i_{sd} , y la diferencia entre estas señales se procesa en un control PI. La referencia i_{sdref} puede considerarse cero para los generadores síncronos de imanes permanentes. La potencia activa de referencia se obtiene a partir de la velocidad actual del viento.

A modo de resumen, para una potencia activa de intercambio especificada, se halla el torque necesario y, a continuación, la corriente de estator de eje en cuadratura requerida para lograrlo; para esta corriente, y ajustando la corriente de eje directo a cero, se pueden hallar las tensiones en ejes dq y utilizarlas como entradas al bloque PWM que comandará el convertidor del lado del generador.

Capítulo 4

Convertidor del lado de la red.

4.1. Introducción.

En la Figura 4.1 se muestra un ejemplo de topología, presentado en el capítulo anterior, para un generador sincrónico de imanes permanentes con un sistema de conversión de potencia formado por dos VSC. Hasta ahora se presentó uno de los dos puntos de control que se disponen para este sistema: estrategia de control del puente rectificador del lado del generador, para controlar la potencia extraída de a turbina para cada velocidad del viento. En este capítulo nos centraremos en el segundo punto de control: estrategia de control del lado de la red, para el control del bus de continua (DC).

El convertidor del lado de la red (inversor) es quien debe adecuar la onda a las características de la red eléctrica, que es considerada una red fuerte. Los objetivos del sistema de control de este inversor son los siguientes:

- Mantener la tensión del bus de continua.
- Transferir la potencia entregada por el generador a la red con un factor de potencia determinado por el usuario y a frecuencia y tensión determinadas, sin superar los límites de funcionamiento del convertidor. Se tendrá como consigna un factor de potencia unitario.

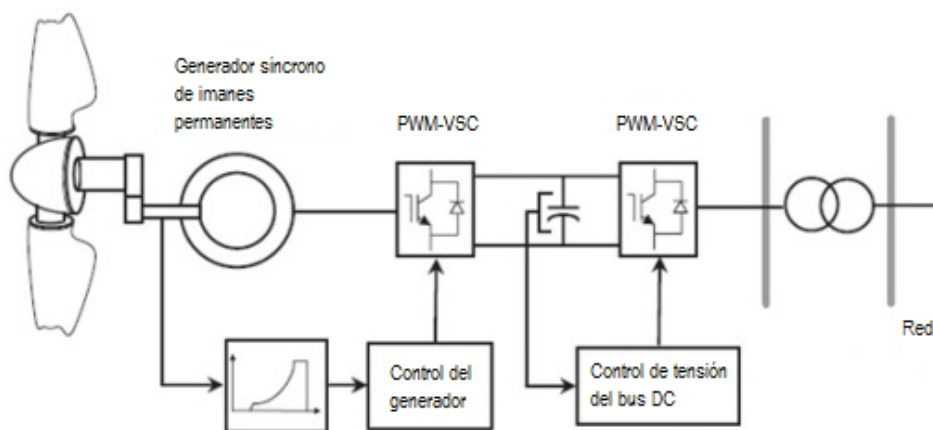


Figura 4.1: Sistema típico de conversión de potencia. [22]

4.2. Generalidades.

Usualmente son dos los tipos de inversores que se utilizan para conectar el bus de continua y la red en sistemas de generación eólicos de velocidad variables: el inversor conmutado por la red y el inversor controlado por PWM. El inversor conmutado por la red está formado por un puente de 6 tiristores unido a la red a través de reactancias de filtrado. Este convertidor presenta la ventaja de tener un bajo costo y un elevado rendimiento. Sin embargo uno de los inconvenientes que presenta es que tiene un factor de potencia bajo (inferior a 0.9). Además presenta la desventaja de introducir armónicos de corriente de orden bajo a la red, y de alto contenido energético, necesitando el uso de filtros de red de gran tamaño. Para los inversores controlados por PWM, en aplicaciones menores a 600kVA, suelen utilizarse IGBT's. Las ventajas de utilizar este inversor son: 1) la posibilidad de controlar el factor de potencia deseado para la corriente inyectada a la red; 2) las técnicas de modulación del ancho de los pulsos de disparo permiten eliminar los armónicos de orden bajo y lograr que los armónicos de mayor amplitud pasen a tener el orden de la frecuencia de conmutación del inversor (entre 3 y 10kHz), lo que lleva a la reducción del tamaño del filtro a conectar a la salida del inversor; 3) el convertidor es reversible (puede utilizarse como inversor o como rectificador).

En la Figura 4.2 se muestra la conexión para el inversor. Para el conexionado a la red se utiliza un filtro RL.

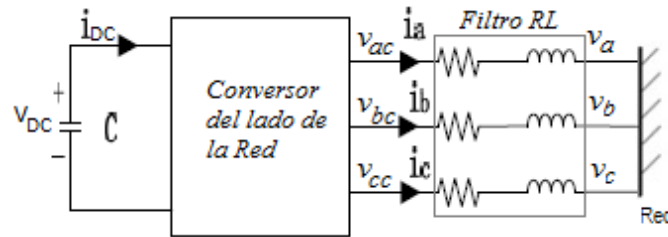


Figura 4.2: Diagrama de conexión para el convertidor del lado de la red. [33]

Al igual que para el convertidor del lado del generador, dos de las técnicas de control para el sistema de conversión del lado de la red son: la técnica de control por ángulo de carga y la técnica de control vectorial. A continuación se presentan ambas técnicas.

4.3. Técnica de control por ángulo de carga.

Para aplicar la técnica de control por ángulo de carga a este convertidor, se considera al inversor como fuente emisora, con una tensión de módulo V_{VSC} y ángulo δ , y a la red como fuente receptora, con tensión de módulo V_{Red} con ángulo 0. La tensión de la red es conocida, por lo que se tomará como referencia, resultando entonces un δ positivo. La red y el inversor se encuentran acoplados a través de una reactancia X_{Red} , que representa una aproximación del filtro RL mostrado en la Figura 4.2.

Para implementar el controlador por ángulo de carga, la magnitud V_{VSC} y el ángulo δ , que se requieren en las terminales del convertidor para este control, se calculan según

las ecuaciones 4.1 y 4.2¹.

$$\delta = \frac{P_{Red}^{ref} X_{Red}}{V_{VSC} V_{Red}} \quad (4.1)$$

$$V_{VSC} = V_{Red} + \frac{Q_{Red}^{ref} X_{Red}}{V_{VSC}}; Q_{Red}^{ref} = 0 \quad (4.2)$$

Donde Q_{Red}^{ref} referencia de potencia reactiva, se fija en 0 de manera de tener factor de potencia unitario, y P_{Red}^{ref} es la referencia para la potencia activa a transmitir a la red, que corresponde a la salida de un controlador PI (proporcional-integral) cuya entrada es la comparación de la tensión actual del bus DC, V_{DC} , con su valor de referencia, V_{DC}^{ref} .

Finalmente, de las ecuaciones 4.1 y 4.2 y considerando un δ pequeño (cercano a 0°), el módulo V_{VSC} y el ángulo δ pueden obtenerse mediante las ecuaciones 4.3 y 4.4.

$$V_{VSC} = g\left(Q_{Red}^{ref}, V_{Red}, \delta\right) = \frac{V_{Red} \cos \delta + \sqrt{(V_{Red} \cos \delta)^2 + 4 \left(\frac{Q_{Red}^{ref}}{3}\right) X_{Red}}}{2} \quad (4.3)$$

$$\delta = f\left(P_{Red}^{ref}, V_{Red}\right) = \sin^{-1}\left(\frac{P_{Red}^{ref} X_{Red}}{3 V_{VSC} V_{Red}}\right) \quad (4.4)$$

En la Figura 4.3 se muestra el diagrama de bloques del control para la técnica de control por ángulo de carga.

¹Surgen de aplicar a la reactancia X_{Red} las ecuaciones de cuadripolos vistas en el capítulo 3 para la técnica de control por ángulo de carga para el convertidor del lado del generador.

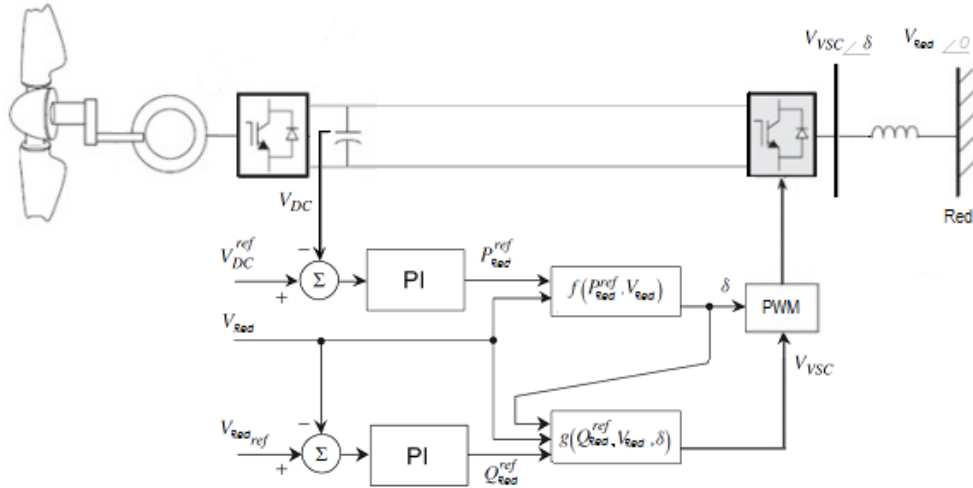


Figura 4.3: Control del convertidor del lado de la red con técnica de control por ángulo de carga. [22]

En este control, la referencia para la tensión del bus DC, V_{DC}^{ref} , es comparada con la tensión actual (medida) del bus DC, V_{DC} , y el error es regulado con un controlador PI. La salida de este controlador PI, P_{Red}^{ref} , y la potencia reactiva Q_{Red}^{ref} se utilizan para encontrar el módulo y ángulo de la tensión para el convertidor del lado de la red.

4.4. Técnica de control vectorial.

Para implementar este control es necesario expresar las tensiones y corrientes del lado de la red en un marco de referencia dq, de manera que el eje directo, d, esté alineando con el vector de tensión de la red y rotando a la frecuencia de la misma, lo que se logra aplicando la transformada de Park a las ecuaciones de fase. Se toma como hipótesis que el sistema de tensiones de la red no tiene componente homopolar, por lo que al aplicar la transformada de Clarke se obtendrán las magnitudes del sistema trifásico abc expresadas en un marco de referencia $\alpha\beta$. Luego estas magnitudes se proyectan sobre el eje dq que gira en sentido antihorario a la frecuencia de la red. En la Figura 4.4 se muestra el sistema de coordenadas dq elegido (transformación de Park), donde α y β son los ejes de la transformada de Clarke².

²Por más detalles consultar el anexo E.

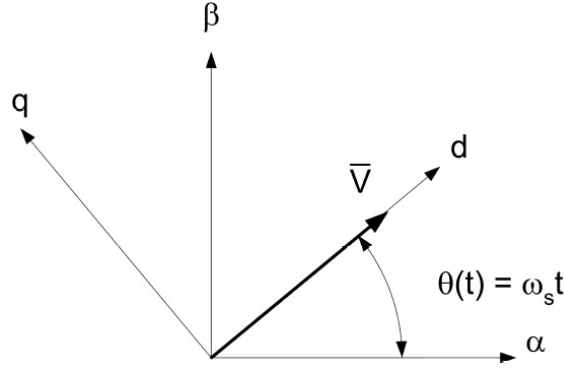


Figura 4.4: Marco de referencia dq elegido.

En esta técnica, se deberá mantener la tensión en el bus DC para poder maximizar la potencia activa transmitida la red, lo cual se logrará mediante el control de la componente d de la corriente que fluye hacia la red según se presenta más adelante. Además, se debe controlar el intercambio de potencia reactiva con la red mediante el control de la componente en el eje q. En lo que sigue se presentarán estos controles.

La corriente proveniente del inversor, que circula por el filtro RL hacia la red, se relaciona con las tensiones en el convertidor y la red, según el sistema de ecuaciones 4.5.

$$\begin{bmatrix} v_{ac} \\ v_{bc} \\ v_{cc} \end{bmatrix} = R_f \begin{bmatrix} i_{ac} \\ i_{bc} \\ i_{cc} \end{bmatrix} + L_f \frac{\partial}{\partial t} \begin{bmatrix} i_{ac} \\ i_{bc} \\ i_{cc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (4.5)$$

Con la orientación del marco de referencia dq mostrada en la Figura 4.4, aplicando la transformada de Park en la ecuación 4.5, las ecuaciones que describen la tensión del lado de la red son las siguientes:

$$\begin{cases} v_d = v_{dc} - R_f i_d - L_f \frac{\partial i_d}{\partial t} + w_s L_f i_q \\ v_q = v_{qc} - R_f i_q - L_f \frac{\partial i_q}{\partial t} - w_s L_f i_d \end{cases} \quad (4.6)$$

Donde v_d y v_q son las componentes en eje d y q, respectivamente, de la tensión en la red; v_{dc} y v_{qc} son las componentes en eje d y q, respectivamente, de la tensión en el convertidor; i_d e i_q las componentes en eje d y q, respectivamente, de la corriente que fluye desde el convertidor hacia la red; w_s la velocidad angular eléctrica de la red; R_f y L_f son la resistencia y la inductancia del filtro RL entre el convertidor y la red.

Con el marco de referencia dq elegido, para las componentes de la tensión de red se obtiene:

$$\begin{aligned} v_d &= V_{Red} \\ v_q &= 0 \end{aligned} \quad (4.7)$$

De esta manera, la ecuación 4.6 puede expresarse como sigue:

$$\begin{cases} v_{dc} = Ri_d + L\frac{\partial i_d}{\partial t} - w_s Li_q + v_d \\ v_{qc} = Ri_q + L\frac{\partial i_q}{\partial t} + w_s Li_d \end{cases} \quad (4.8)$$

Además, en el punto de conexión común se cumple que:

$$\begin{aligned} P &= \frac{3}{2} (v_d i_d + v_q i_q) \\ Q &= \frac{3}{2} (v_q i_d - v_d i_q) \end{aligned} \quad (4.9)$$

Aplicando la ecuación 4.7 en la ecuación 4.9, las potencias activa y reactiva se expresan de la siguiente manera³:

$$\begin{aligned} P &= \frac{3}{2} v_d i_d \\ Q &= \frac{3}{2} v_d i_q \end{aligned} \quad (4.10)$$

Resulta evidente entonces que, controlando la corriente en el eje directo (eje d) podrá maximizarse la transferencia de potencia activa a la red, mientras que la potencia reactiva intercambiada con la red se controla a partir de la corriente en el eje en cuadratura (eje q). La componente i_q se fijará en 0, ya que se quiere factor de potencia unitario.

De acuerdo a las expresiones de las componentes de la tensión en bornes del convertidor para el marco de referencia dq elegido, girando en sincronismo con la tensión de red, se observa que la dinámica de ambas relaciones está afectada por la misma constante de tiempo. Por lo tanto, los reguladores que deben generar las consignas en eje d y q para la tensión del convertidor son iguales. Se utilizarán controles PI.

En las Figuras 4.5 y 4.6 se muestran los diagramas de bloques para la técnica de control vectorial.

³Por más detalles consultar el anexo E.

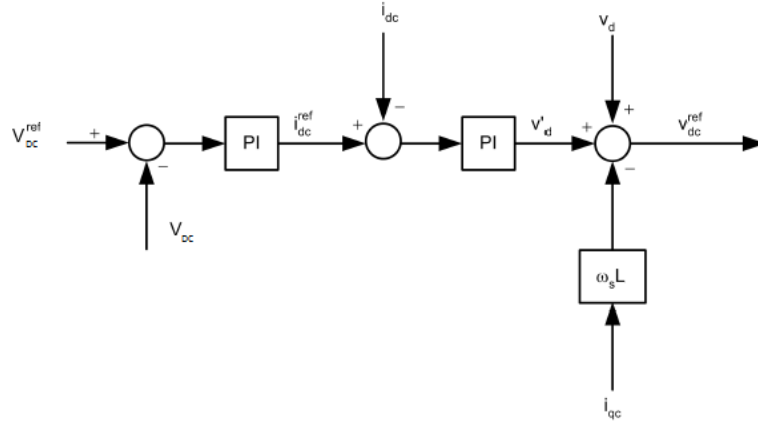


Figura 4.5: Referencia para la componente en eje d de la tensión del convertidor. [24]

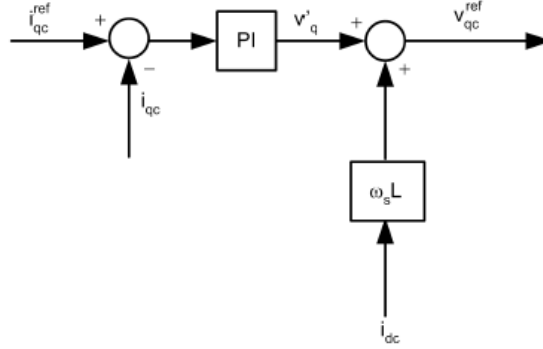


Figura 4.6: Referencia para la componente en eje q de la tensión del convertidor. [24]

En la Figura 4.5 se muestra en primer lugar el lazo de control externo de la tensión del bus DC, que a partir de la comparación entre la tensión de referencia y la tensión del bus, devuelve la consigna para la corriente en eje directo. En el lazo de control de corriente que se encuentra a continuación, se fija la referencia para la componente en eje directo de la tensión del convertidor.

En la Figura 4.6 se muestra el lazo de control que, a partir de la referencia de corriente en eje en cuadratura, cuyo valor es 0 para tener factor de potencia unitario, determina la referencia de la componente en eje en cuadratura para la tensión del convertidor.

Las tensiones de referencia calculadas serán la entrada del bloque PWM encargado de generar la señal de pulsos para el control del convertidor del lado de la red.

En la Figura 4.7 se puede apreciar el esquema de control completo para el convertidor.

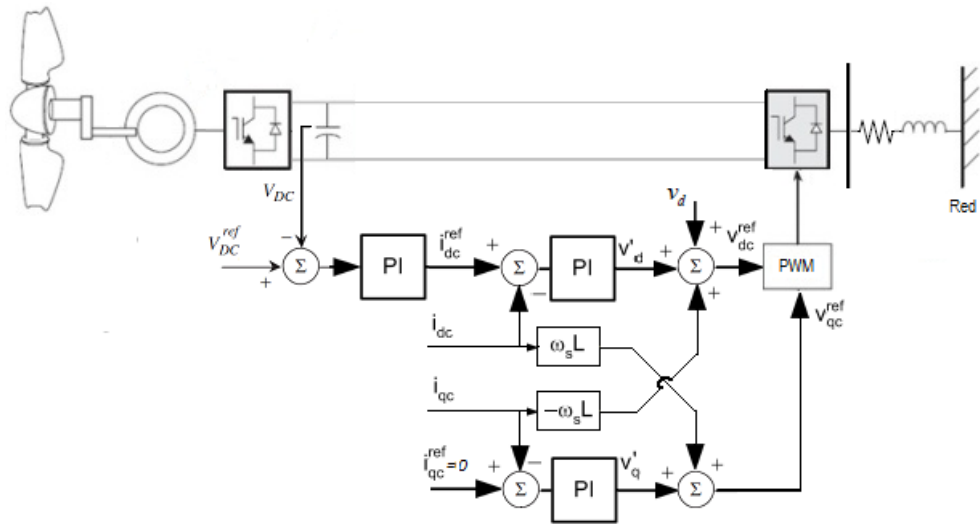


Figura 4.7: Control del convertidor del lado de la red con técnica de control vectorial. [22]

Capítulo 5

Calidad de Energía.

En este capítulo se verá la clasificación de los disturbios que afectan a la calidad de energía así como también la definición de los mismos. Sobre el final del capítulo, se presentan las exigencias del reglamento de baja tensión de UTE en relación a la calidad de energía para instalaciones de microgeneración.

5.1. Clasificación de los problemas de la calidad de energía.

Existen diferentes clasificaciones de los disturbios de la calidad de la energía eléctrica. Algunas de ellas diferencian los eventos entre fenómenos de estado estacionario y fenómenos no estacionarios. En otras el factor más importante es la duración del evento. Otras guías usan la forma de onda (duración y magnitud) de cada evento para realizar la clasificación. También existen clasificaciones según el rango de frecuencia en que se dan los eventos.

Por ejemplo, la IEC 61000-2-5 utiliza rangos de frecuencia y divide los problemas en tres categorías: baja frecuencia ($< 9\text{kHz}$), alta frecuencia ($> 9\text{kHz}$), y fenómenos de descarga electrostática. Adicionalmente, cada rango de frecuencia está dividido entre disturbios de conducción y disturbios inducidos. La Figura 5.1 muestra los principales fenómenos que causan disturbios según la clasificación IEC.

Main Phenomena Causing Electromagnetic and Power Quality Disturbances
Conducted low-frequency phenomena
Harmonics, interharmonics
Signaling voltage
Voltage fluctuations
Voltage dips
Voltage imbalance
Power frequency variations
Induced low-frequency voltages
DC components in AC networks
Radiated low-frequency phenomena
Magnetic fields
Electric fields
Conducted high-frequency phenomena
Induced continuous wave (CW) voltages or currents
Unidirectional transients
Oscillatory transients
Radiated high-frequency phenomena
Magnetic fields
Electric fields
Electromagnetic field
Steady-state waves
Transients
Electrostatic discharge phenomena (ESD)
Nuclear electromagnetic pulse (NEMP)

Figura 5.1: Fuentes de disturbios según IEC 61000-2-50. [25]

Todos estos fenómenos son considerados disturbios de la calidad de energía, aunque en la industria son más frecuentes los pertenecientes a las categorías de conducción.

Como se mencionó anteriormente, otra de las clasificaciones se basa en la magnitud y duración de los eventos como se muestra en la Figura 5.2.

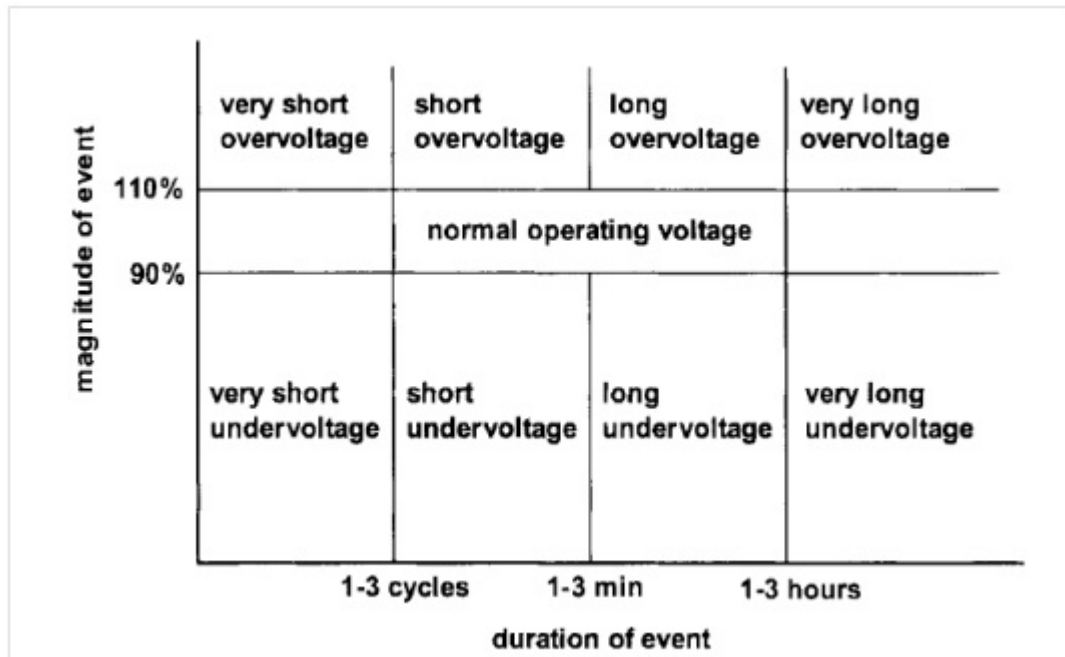


Figura 5.2: Clasificación en base a magnitud y duración. [25]

Varias normas dan distintos nombres a los eventos de las distintas partes. La magnitud del voltaje se divide en estas tres regiones:

- Interrupción: la tensión es cero.
- Sub-Tensión: la tensión está por debajo del valor nominal.
- Sobre-Tensión: la tensión está por encima del valor nominal.

La duración de estos eventos se divide en cuatro regiones: muy corta, corta, larga y muy larga. La frontera de cada región es arbitraria y se ajusta según la norma que se esté utilizando.

Por otro lado, están las normas IEEE, las cuales utilizan varios términos adicionales, en comparación con la IEC, para la clasificación de los disturbios de la calidad de la energía. En la Figura 5.3 se muestran las categorías y características de los fenómenos electromagnéticos definidos por la IEEE 1159.

TABLE 1.2 Categories and Characteristics of Electromagnetic Phenomena in Power Systems as Defined by IEEE-1159 [6, 9]				
Categories		Typical spectral content	Typical duration	Typical voltage magnitude
1. Transient	1.1. Impulsive	• nanosecond	5 ns rise	<50 ns
		• microsecond	1 μ s rise	50 ns–1 ms
		• millisecond	0.1 ms rise	>1 ms
	1.2. Oscillatory	• low frequency	<5 kHz	0.3–50 ms
		• medium frequency	5–500 kHz	20 μ s
		• high frequency	0.5–5 MHz	5 μ s
2. Short-duration variation	2.1. Instantaneous	• interruption	0.5–30 cycles	<0.1 pu
		• sag	0.5–30 cycles	0.1–0.9 pu
		• swell	0.5–30 cycles	1.1–1.8 pu
	2.2. Momentary	• interruption	0.5 cycle–3 s	<0.1 pu
		• sag	30 cycles–3 s	0.1–0.9 pu
		• swell	30 cycles–3 s	1.1–1.4 pu
	2.3. Temporary	• interruption	3 s–1 min	<0.1 pu
		• sag	3 s–1 min	0.1–0.9 pu
		• swell	3 s–1 min	1.1–1.2 pu
	3.1. Sustained interruption		>1 min	0.0 pu
3. Long-duration variation	3.2. Undervoltage		>1 min	0.8–0.9 pu
	3.3. Overvoltage		>1 min	1.1–1.2 pu
4. Voltage imbalance			steady state	0.5–2%
5. Waveform distortion	5.1. DC offset		steady state	0–0.1%
	5.2. Harmonics	0–100th	steady state	0–20%
	5.3. Interharmonics	0–6 kHz	steady state	0–2%
	5.4. Notching		steady state	
	5.5. Noise	Broadband	steady state	0–1%
6. Voltage fluctuation		<25 Hz	intermittent	0.1–7%
7. Power frequency variations			<10 s	

Figura 5.3: Clasificación según IEEE 1159. [25]

5.2. Tipos de disturbios.

A continuación, se realiza una introducción a algunos de los disturbios anteriormente mencionados, tomando como referencia la norma IEEE 1159.

5.2.1. Transitorios.

Los transitorios son eventos rápidos y de corta duración que producen alteraciones de la forma de onda. Sus características y forma de onda dependen del mecanismo de generación y de los parámetros de la red en el punto de interés.

Los transitorios pueden ser clasificados según sus diversas características, como pueden ser la amplitud, tiempo de subida, duración, capacidad de entrega de energía, frecuencia de ocurrencia, etc. De esta manera, generalmente se definen dos categorías: del tipo impulsos y oscilatorios.

Los transitorios del tipo impulso son cambios repentinos en la frecuencia en la condición de estado estacionario de la tensión, corriente o de ambas a la vez en un sentido unidireccional en la polaridad. La causa más común es la caída de rayos en las inmediaciones de los sistemas eléctricos afectados o mismo en el sistema eléctrico. Esto origina, por ejemplo, formas de onda en la corriente como la que se muestra a continuación, en la Figura 5.4 .

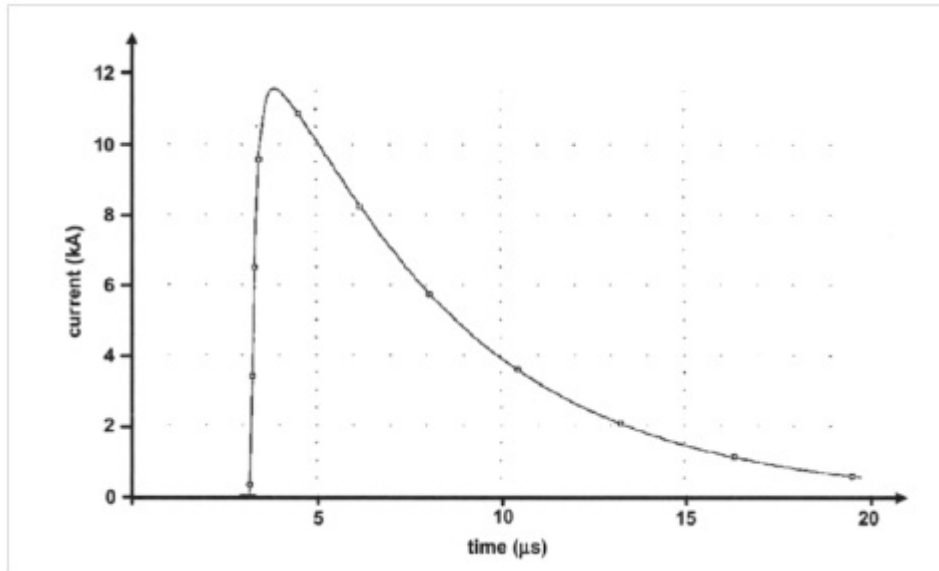


Figura 5.4: Ejemplo de transitorio en corriente. [25]

Estos impulsos pueden afectar la frecuencia natural del sistema.

Por otro lado, están los transitorios oscilatorios con cambios repentinos de la frecuencia en la condición de estado estacionario de la tensión, corriente o de ambas a la vez, que incluyen tanto valores de polaridad negativa como positiva. Estos transitorios ocurren, por ejemplo, debido a aparatos de conmutación, cambios en un banco de capacitores, por la acción rápida de dispositivos de protección contra sobre-corrientes, o por ferrorresonancia.

En la Figura 5.5 se muestra un ejemplo de este tipo de transitorio originado por la energización de un banco de capacitores.

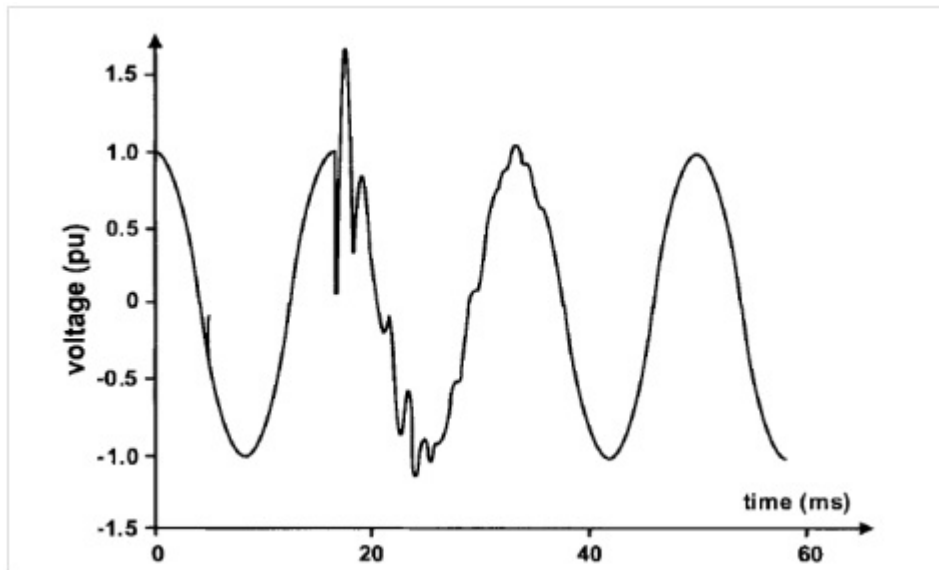


Figura 5.5: Transitorio en la energización de un banco de capacitores. [25]

5.2.2. Variaciones de tensión de corta duración.

Esta categoría abarca las siguientes categorías de la IEC: interrupciones cortas, huecos de tensión y picos de tensión.

Según la IEEE 1159 hay tres tipos diferentes de eventos de corta duración (ver Figura 5.3): instantáneos, momentáneos y temporarios. Cada categoría a su vez se divide en interrupciones, huecos (sags) y picos (swells). Las principales causas de estos disturbios son fallas en la red, energización de grandes cargas (sobre-cargas) y pérdidas de conexión.

Interrupciones.

Las interrupciones ocurren cuando la tensión baja a menos de 0,1pu por menos de un minuto. Algunas causas son fallas en equipamientos, fallas en control, fusibles quemados, etc.

La diferencia entre interrupciones largas o sostenidas e interrupciones es que en las primeras el restablecimiento del servicio se realiza en forma manual y en el segundo el restablecimiento es automático. La interrupción generalmente se mide por su duración. Por ejemplo según la IEEE 1250:

- Interrupción instantánea entre 0,5 y 30 ciclos.
- Interrupción momentánea es entre 30 ciclos y 2 segundos.
- Interrupción temporal es entre 2 segundos y 2 minutos
- Interrupción sostenida es mayor a 2 minutos.

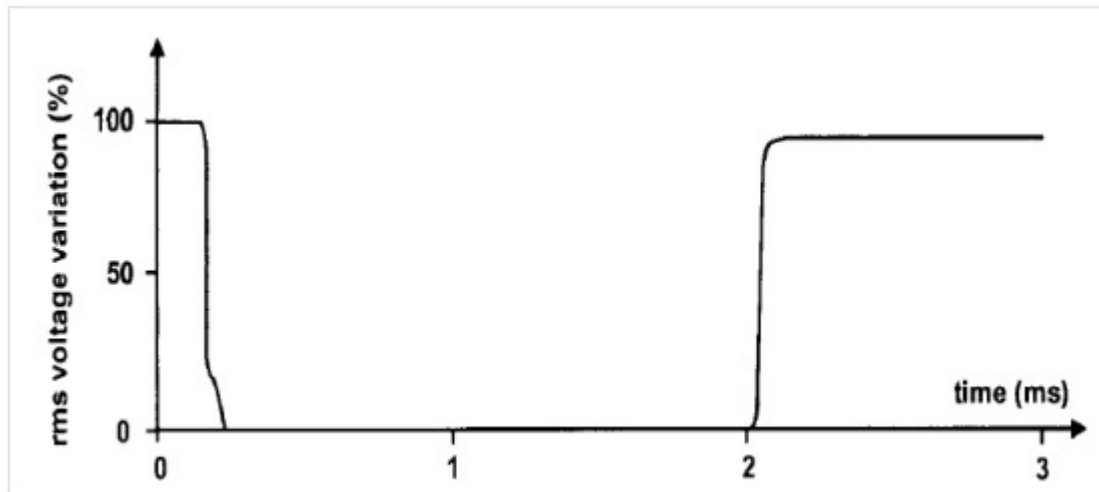


Figura 5.6: Interrupción instantánea. [25]

En la Figura 5.6 se puede observar una interrupción instantánea (aproximadamente 2 milisegundos).

Huecos (Sags).

Los huecos son reducciones en el valor rms de la tensión de corta duración, entre 0,1 y 0,9pu. Usualmente duran entre 0,5 ciclos y un minuto.

Dentro de las posibles causas se encuentran siguientes:

- Energización de grandes cargas.
- Arranque de motores de gran inducción.
- Fallas de una fase a tierra.
- Transferencia de carga de una fuente a otra.

Cada uno de estos casos tiene asociado huecos de especiales características (magnitud y duración).

En la Figura 5.7 se puede apreciar un hueco originado por una falta fase-tierra.

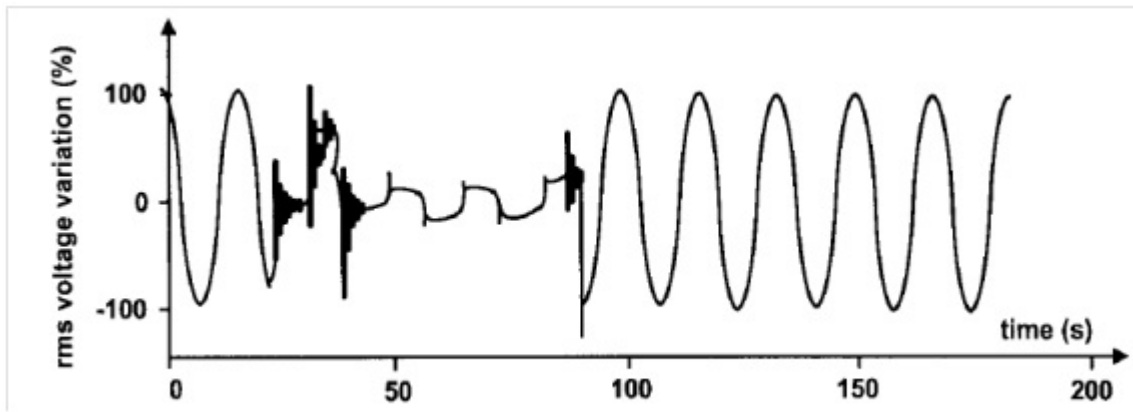


Figura 5.7: Ejemplo de hueco de tensión. [25]

Picos (Swells).

El incremento en la magnitud de la tensión es llamada pico o swell. Su duración va desde 0,5 ciclos hasta 1 minuto. No son tan comunes como los huecos y sus causas son:

- Desconexión de una carga grande.
- Energización de un banco de capacitores.
- Aumento de la tensión en las fases no afectadas en una falla de una fase a tierra.

Se muestra un ejemplo de pico de tensión instantáneo causado por una falla de una fase a tierra en la Figura 5.8.

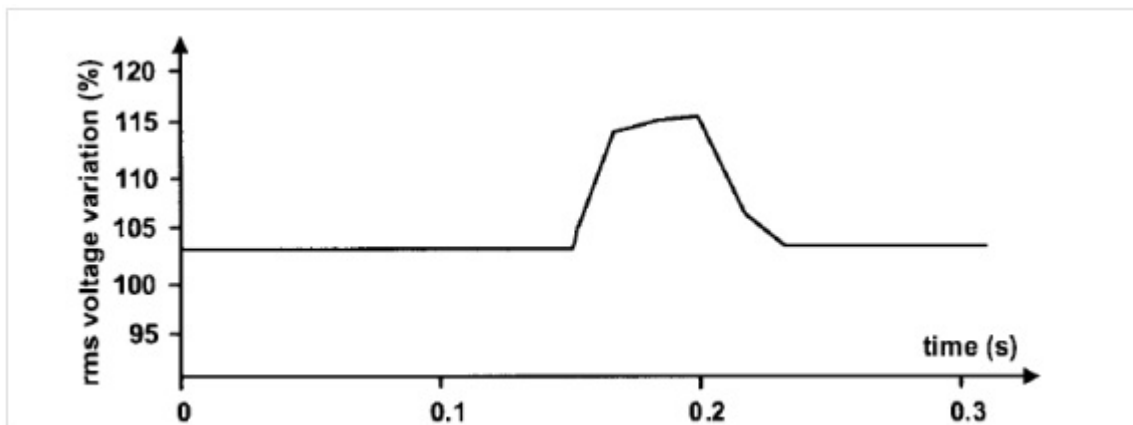


Figura 5.8: Ejemplo de pico de tensión. [25]

5.2.3. Variaciones de tensión de larga duración.

De acuerdo a la norma IEEE-1159, la desviación del valor rms de la tensión con respecto al valor nominal por períodos de tiempo mayores a un minuto son clasificados como variaciones de tensión de larga duración. Las principales causas son las variaciones de carga y las operaciones de maniobra. Según la IEEE-1159 (ver Figura 5.3) se dividen en tres categorías: interrupciones sostenidas, baja tensión y sobre-tensión.

Interrupciones sostenidas.

Las interrupciones sostenidas son de los más severos y antiguos problemas relacionados con la calidad de energía, en los cuales la tensión cae a cero y no se restablece automáticamente. Existen diferencias en la determinación de cuándo se considera una interrupción sostenida, mientras la IEC establece un tiempo mayor a tres minutos para considerar que la interrupción es sostenida la IEEE fija un tiempo de un minuto.

Las causas más importantes de este disturbio son:

- La ocurrencia de un fallo en un sistema eléctrico en una parte sin redundancia.
- Una intervención errónea de un relé de protección que lleva a un corte del suministro.
- Interrupciones (planeadas o no) en redes de baja tensión sin redundancia.

Sub-tensión.

Las condiciones de sub-tensión se dan cuando el valor rms se reduce a valores entre 0,8 y 0,9pu por más de un minuto.

Sobre-tensión.

La sobre-tensión se define como el incremento del valor rms de la tensión a valores entre 1,1 y 1,2pu por tiempos mayores a un minuto.

Existen tres tipos de sobretensiones:

- sobretensiones generadas por fallas en la aislación, ferorresonancia, cambios en el conmutador de transformadores, sobrecompensación.
- sobretensiones debidas a descargas atmosféricas.
- sobretensiones producidas por modificaciones rápidas en la estructura de la red, como la apertura de dispositivos de protección.

5.2.4. Desequilibrios de tensión (Voltage imbalance).

Este fenómeno se da cuando las magnitudes en las tres fases no son idénticas y/ó cuando el desfasaje entre ellas no es 120° .

El origen de este problema puede deberse a:

- Carga desbalanceada en un sistema trifásico.
- Fusibles de una fase quemados en un banco de capacitores.

5.2.5. Distorsiones en la forma de onda (Waveform Distortion).

Una desviación del estado estacionario de la onda senoidal se conoce por distorsión en la forma de onda. Hay 5 tipos principales de distorsiones en la forma de onda: DC offset, armónicos, interarmónicos, notching, y ruido eléctrico. Una herramienta para analizar estas formas de onda no sinusoidales es la serie de Fourier.

DC Offset.

La presencia de una componente de tensión o corriente continua en un sistema AC se llama DC Offset. Una de las principales causas de que aparezcan componentes de continua es el empleo de rectificadores y otros dispositivos de conmutación electrónica.

Los principales efectos que causa este disturbio son:

- Medio ciclo de saturación en núcleos de transformadores.
- Generación de armónicos pares.
- Calentamiento adicional en equipamientos que produce una reducción de la vida útil de, por ejemplo, transformadores, máquinas rotativas.

Armónicos.

Los armónicos son tensiones o corrientes sinusoidales cuya frecuencia son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental del sistema (50Hz). Las principales fuentes generadoras de armónicos son:

- Cargas industriales no lineales, como equipos de electrónica de potencia, rectificadores, inversores, o cargas que generan arcos eléctricos como los hornos de arco.
- Cargas residenciales como televisores, computadoras, lámparas de bajo consumo.

Algunos efectos perjudiciales de los armónicos son:

- Mal funcionamiento de los dispositivos de control.
- Pérdidas adicionales en capacitores, transformadores y máquinas rotativas.
- Ruido adicional de motores y otros aparatos.
- Interferencia telefónica.

Interarmónicos.

Los interarmónicos son componentes de tensión o corriente cuyas frecuencias no son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental.

Notching.

Un disturbio periódico en la tensión causado por la conmutación de circuitos con tiristores es llamado notching. Este problema aparece en la forma de onda de la tensión durante la operación normal de dispositivos de electrónica de potencia cuando la corriente conmuta de una fase a otra. Durante la conmutación existe un corto-circuito momentáneo entre las dos fases conmutadas, reduciendo así la tensión de línea.

Los notching son repetitivos y pueden ser caracterizados por su espectro de frecuencia. Por lo general esta frecuencia es bastante alta. Este disturbio implica un estrés extra en la aislación de transformadores, generadores y equipos de medida sensibles.

En la Figura 5.9 se muestra un ejemplo de notches introducidos por un rectificador trifásico.

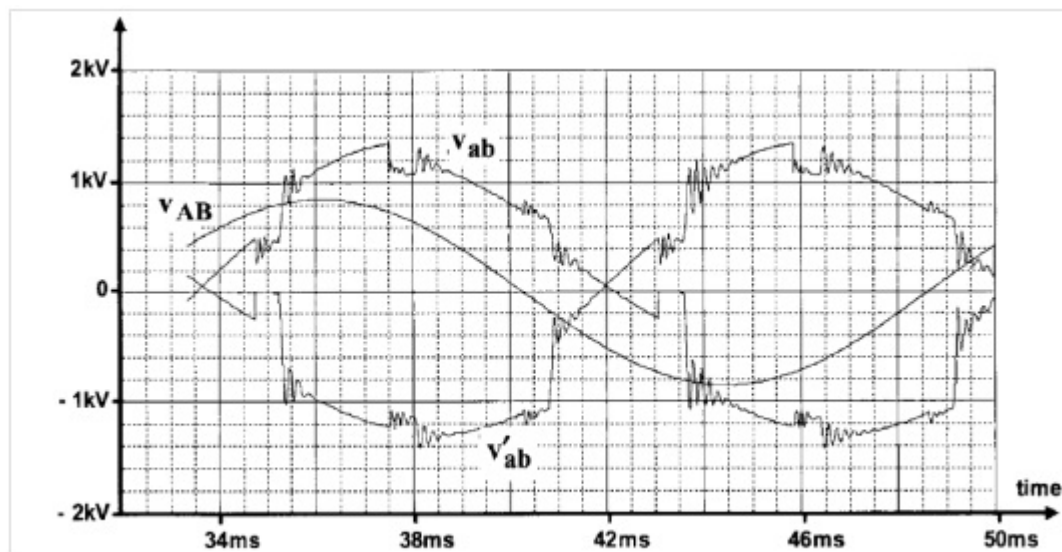


Figura 5.9: Ejemplo de notches de tensión. [25]

Ruido eléctrico.

El ruido eléctrico son señales eléctricas no deseadas con ancho de banda menor a 200kHz, superpuestas en el sistema eléctrico, ya sea en la tensión o en la corriente. Estas señales no deseadas pueden ser causadas por: fallas de conexión de sistemas de transmisión o distribución, hornos eléctricos, hornos de arco eléctrico, dispositivos de electrónica de potencia, desactivación de bancos de capacitores, equipos de soldadura, variadores de velocidad, circuitos de comunicación, etc.

El ruido eléctrico impacta en dispositivos electrónicos tales como microcomputadores o controladores programables.

5.2.6. Fluctuaciones de tensión y Flicker.

Las fluctuaciones en la tensión se definen como variaciones sistemáticas en la envolvente de tensión o como cambios aleatorios en la tensión. Normalmente, la magnitud de

la tensión durante estas fluctuaciones no excede los rangos especificados (por ejemplo entre 0,9 y 1,1pu).

Este tipo de disturbio degrada el rendimiento de equipamientos y causa inestabilidad de corrientes y tensiones internas a los equipos eléctricos. Aunque, generalmente, si estas fluctuaciones son menores al 10 % no afectan a los equipos. Las principales causas son: soldadores de resistencia, puesta en marcha de equipos eléctricos, hornos de arco eléctrico, equipos con rápido cambio de cargas.

Flicker.

Se describen como variaciones rápidas y continuas en la magnitud de la corriente de carga que causan variaciones en la tensión. El término flicker deriva del impacto que produce la variación de tensión en una lámpara, la cual ante este disturbio da una sensación de parpadeo (flicker) para el ojo humano.

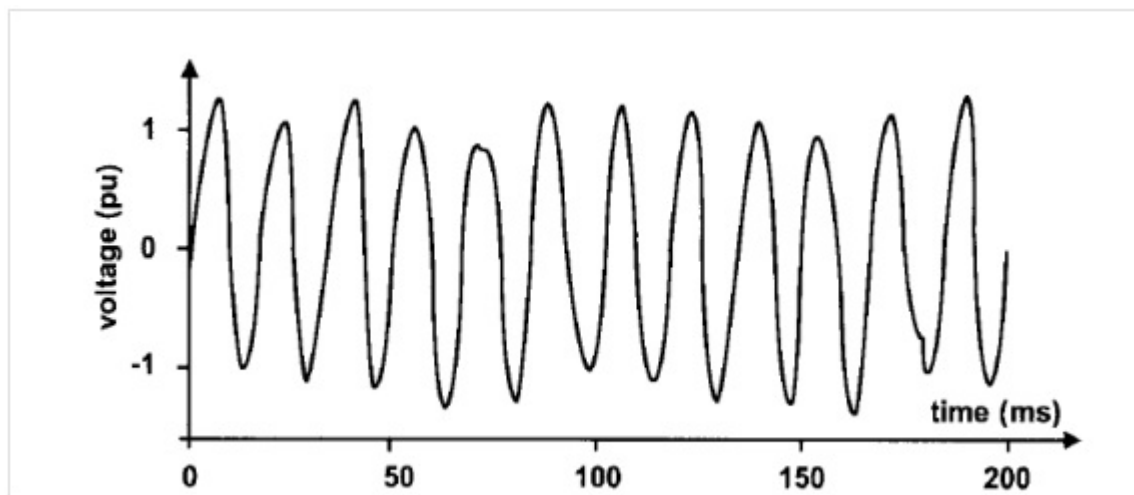


Figura 5.10: Ejemplo de flicker de tensión. [25]

En la Figura 5.10 se muestran flicker provocados por un horno de arco.

5.3. Variaciones en la frecuencia del sistema.

Esto es la desviación de la frecuencia fundamental de su valor nominal. Si el balance entre generación y demanda no se mantiene, la frecuencia del sistema se desviará debido a cambios en la velocidad de rotación de los generadores. La magnitud de la desviación y su duración depende de las características de la carga y del sistema de control del generador ante cambios de carga. También fallas en el sistema de transmisión pueden originar variaciones de frecuencia que hagan que esta salga del rango de operación normal en estado estacionario.

5.4. Calidad de energía en el Reglamento de BT de UTE.

Hasta ahora se dio una breve introducción a los distintos disturbios que afectan a la calidad de energía. En lo que sigue del capítulo se tratará de profundizar en los aspectos y normas a los que hace referencia el reglamento BT de UTE, al cual se debe ajustar el presente proyecto.

En el reglamento de Baja Tensión de UTE, capítulo XXVIII, sección “Armónicos y compatibilidad electromagnética” se especifica lo siguiente:

“Hasta la fijación por parte de la URSEA de los “Niveles de referencia de perturbaciones del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica”, a los efectos de preservar la Calidad de Onda en el Punto de Conexión y Medida, la IMG se ajustará a las siguientes premisas:

a) Las emisiones de corriente armónica en el PC no superaran los valores establecidos en la norma IEC 61000-3-2 requisito clase A.

b) Como resultado de la conexión de la IMG a la red de UTE, los niveles de flicker resultantes en el PCM no deben exceder los límites establecidos en la norma IEC 61000-3-3 ($P_{st} = 1$ y $P_{lt} = 0.65$). La metodología de medida también cumplirá lo establecido en la antes citada norma. Para la medida del flicker el equipo de medida instalado cumplirá con los requerimientos de la norma IEC 61000-4-15.

c) No provocará en el punto de conexión huecos de tensión por fuera de los límites establecidos por las curvas de tolerancia ANSI 446 y CBEMA.”

Por lo tanto, se estudiará la norma IEC 61000, en particular las partes a las que hace mención el reglamento anteriormente citado (a saber partes 3-2, 3-3, 4-15) y todo lo relacionado con este tema particular. También se mostrarán las curvas de tolerancia ANSI 446 y CBEMA.

5.4.1. Normas IEC 61000.

La Comisión Electrotécnica Internacional ha definido una categoría de normas de compatibilidad electromagnética que tratan problemas de la calidad de energía eléctrica. La norma IEC 61000 está dividida en seis partes:

- Parte 1, General: se detallan consideraciones generales como introducción, principios fundamentales, definiciones, terminología, etc.
- Parte 2, Ambiente: define las características del ambiente en donde funcionará el equipo, la clasificación del ambiente y sus niveles de compatibilidad.
- Parte 3, Límites: se definen los niveles permisibles de emisiones que pueden ser generadas por el equipo. Establece límites numéricos de emisión y también de inmunidad.

Armónicos impares (h)	Máximo valor de corriente permitido (A)	Armónicos pares (h)	Máximo valor de corriente permitido (A)
3	2.3	2	1.08
5	1.14	4	0.43
7	0.77	6	0.3
9	0.4	8-40	$0,23 \times 8/h$
11	0.33		
13	0.21		
15-39	$0,15 \times 15/h$		

Tabla 5.1: Límites de corriente armónica para equipos clase A.

- Parte 4, Técnicas de prueba y medida: se dan pautas detalladas para el equipo de medida y procedimientos de prueba para asegurar la conformidad con otras partes de la norma.
- Parte 5, Instalación y formas de mitigación: describe pautas en aplicación de equipo como aterramiento y cableado de sistemas eléctricos y electrónicos para asegurar la compatibilidad electromagnética.
- Parte 6, Misceláneos: son normas genéricas de definición de inmunidad y niveles de emisiones requeridas para equipos en categorías generales o para tipos de equipos específicos.

IEC 61000-3-2.

En esta parte de la norma se definen los límites de corrientes armónicas para equipos con entrada de corriente hasta 16A por fase.

Se definen cuatro clases de equipamiento:

- Clase A: equipos trifásicos balanceados y demás equipos que no pertenezcan a las clases B, C y D.
- Clase B: herramientas portátiles.
- Clase C: equipos de iluminación.
- Clase D: equipos con entrada de corriente con “forma de onda especial” y con consumo de potencia activa entre 75 y 600W.

Para la clase A se pueden ver en la Tabla 5.1 los límites de corrientes armónicas.

IEC 61000-3-3.

Establece límites en los cambios de tensión, fluctuaciones de tensión y flicker en la red pública de BT, para equipamientos cuya corriente nominal no supera los 16A por fase.

En la misma se establecen los valores para los parámetros P_{st} y P_{lt} . El P_{st} evalúa la severidad del flicker en períodos cortos de tiempo con intervalos de observación de 10 minutos. El P_{lt} evalúa la severidad del flicker a largo plazo, con intervalos de observación de 2 horas.

En la Tabla 5.2 se pueden ver los valores que límites que establece la norma.

	Intervalo de observación	Valor límite
P_{st}	10 minutos	1.0
P_{lt}	2 horas	0.65

Tabla 5.2: Valores límites según norma IEC 61000-3-3.

Los algoritmos que se proponen para el cálculo de los parámetros P_{st} y P_{lt} son los siguientes.

$$P_{st} = \sqrt{K_{0,1}P_{0,1} + K_1P_1 + K_3P_3 + K_{10}P_{10} + K_{50}P_{50}} \quad (5.1)$$

Donde $P_{0,1}$, P_1 , P_3 , P_{10} , P_{50} son los percentiles del 0.1, 1, 3, 10 y 50 % respectivamente y $K_{0,1}$, K_1 , K_3 , K_{10} , K_{50} son constantes definidas en la norma.

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_i^{N_{P_{st}}} \frac{P_{st_i}^3}{N_{P_{st}}}} \quad (5.2)$$

Donde $N_{P_{st}}$ es el número de períodos cortos tenidos en cuenta (hasta 1008) y P_{st_i} es el valor de la severidad de período corto para cada uno de los $N_{P_{st}}$ intervalos tenidos en cuenta.

IEC 61000-4-15.

Establece las técnicas de medida de los instrumentos que miden flickers y también el funcional de los mismos y las especificaciones de diseño.

5.4.2. Curvas de tolerancia.

Curva CBEMA.

Esta es una curva de tolerancia a las variaciones de tensión y representa la variación de tensión en una línea frente al tiempo de duración. La curva CBEMA fue creada por Computer and Business Equipment Manufacturers Association y es la que se muestra en la Figura 5.11.

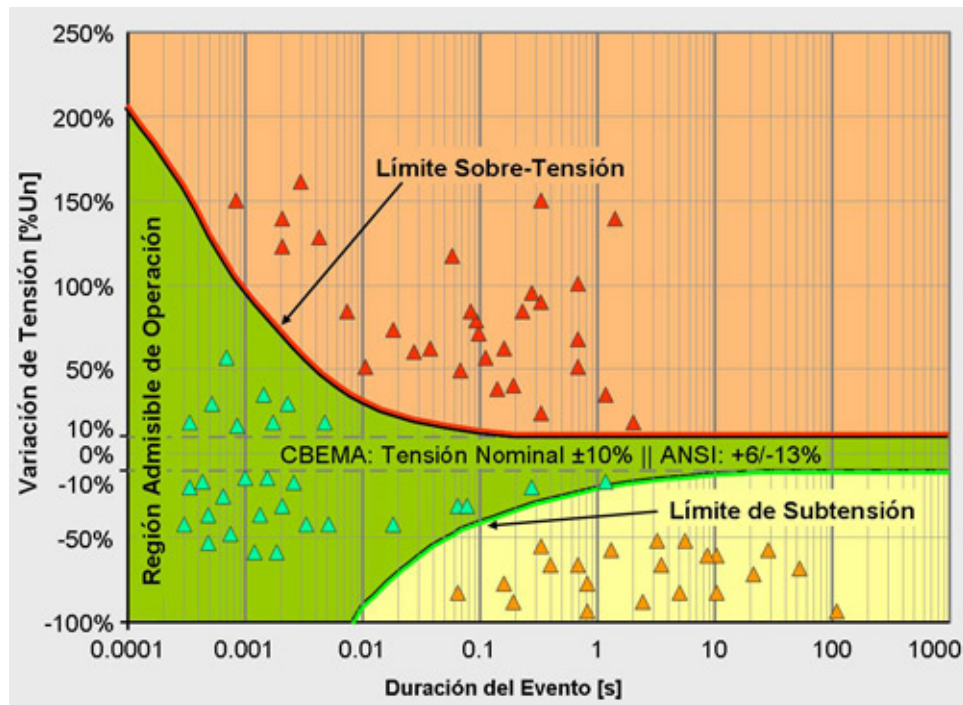


Figura 5.11: Curva de tolerancia CBEMA. [26]

Aquí se muestra la magnitud y duración de las variaciones de tensión en el sistema eléctrico. Se pueden observar las curvas límites de sobre-tensión y de sub-tensión. Entre estas curvas se considera zona admisible de operación. En esta curva se especifica que perturbaciones (picos o huecos) de pequeña duración son admisibles y para tiempo más largos la tensión se debe establecer en un entorno de $\pm 10\%$.

Curva ANSI 446.

Esta curva (Figura 5.12) es una mejora a la curva de tolerancia CBEMA. Comparativamente contempla una aplicación con un espectro más amplio sobre el comportamiento de los equipos.

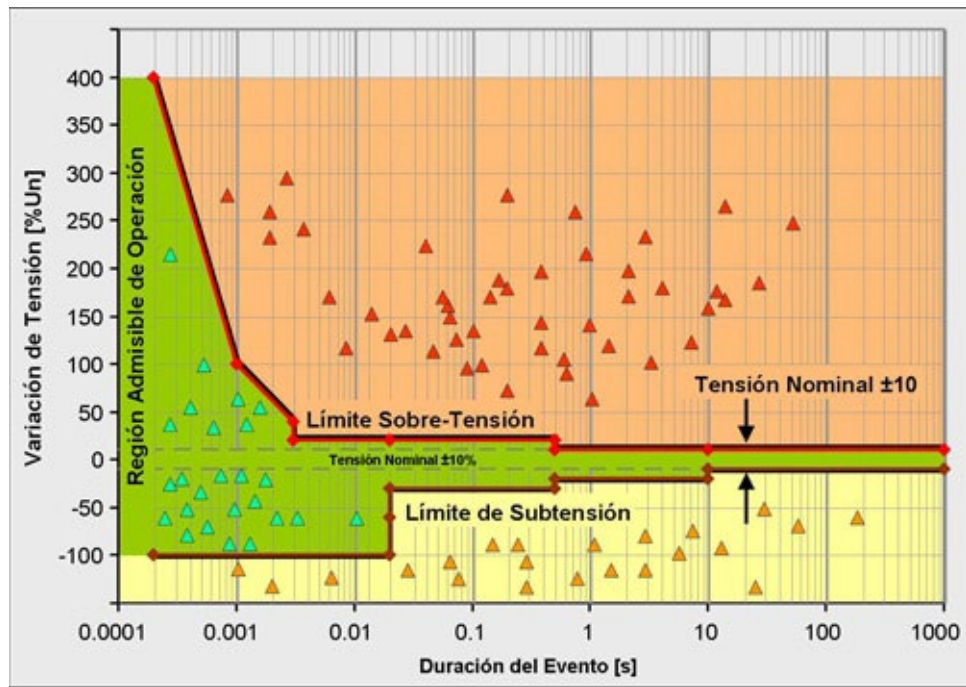


Figura 5.12: Curva de tolerancia ANSI. [26]

Capítulo 6

Protecciones.

6.1. Introducción.

Todo sistema de potencia debe incluir en su diseño protecciones con el fin de evitar el daño de personas y animales o la destrucción de equipos y dispositivos interconectados por causa de una falla, que podría iniciarse de manera simple, y después extenderse sin control a toda la instalación. El sistema de protecciones debe aislar la zona o los equipos donde se ha producido la falla buscando perturbar lo menos posible la red. De esta manera podrán hacerse las reparaciones necesarias para luego poner nuevamente en servicio los elementos deshabilitados.

Toda función de protección aplicada sobre una instalación es implementada mediante un dispositivo físico que reúne una o varias funciones de protección (por ejemplo, lo que comúnmente se conoce como relés de protección). Estos dispositivos pueden ser electrónicos, electromecánicos o numéricos, pero en cualquier caso disponen de una o más entradas analógicas y/o digitales a partir de las cuales se monitorean magnitudes eléctricas o señales binarias de forma permanente. Estas entradas participan de la lógica interna del dispositivo cuyas salidas pueden ser señales de disparo o alarma. Las señales de disparo son las que provocan la apertura de disyuntores permitiendo el aislamiento de la zona defectuosa.

Existen dos aspectos a tener en cuenta respecto del funcionamiento de un dispositivo de protección: la confiabilidad y la seguridad. La confiabilidad refiere a que la protección actúe siempre que exista una falla, mientras que la seguridad tiene que ver con los disparos espurios que puedan ocurrir. Casi la totalidad de las objeciones a los equipos de protección automática no apuntan a que la protección no opere cuando debiera hacerlo, sino que lo haga incorrectamente poniendo, por ejemplo, a un generador fuera del servicio. No puede negarse la gravedad que puede significar para un sistema eléctrico la desconexión momentánea e innecesaria de un generador; pero tampoco puede evitarse ese perjuicio mediante la no implementación de una protección que es necesaria.

En este capítulo nos centraremos en las siguientes funciones de protección, que son las exigidas a nivel nacional para una IMG: sobrecorriente, corriente diferencial, sobre y sub tensión, sobre y sub frecuencia, anti-isla.

6.2. Protección de sobrecorriente.

El aumento de corriente por encima de los valores normales de operación es uno de los fenómenos más comunes que aparecen durante anomalías en el funcionamiento de la red. El objetivo de la protección contra sobrecorrientes es evitar o limitar las consecuencias destructivas o peligrosas debido a sobrecargas, cortocircuitos y fallas de aislamiento.

La protección de sobrecorriente consiste en monitorear de forma permanente una entrada de corriente y activar una salida, o provocar la apertura de un disyuntor, en el caso en que la magnitud de la corriente supere un umbral predeterminado durante un cierto tiempo predeterminado. Esta protección puede ser aplicada a la corriente de una fase activa o a una corriente de neutro.

Orientaremos la descripción a protecciones de sobrecorriente para instalaciones de BT.

6.2.1. Algunas definiciones.

La corriente nominal (I_n) del dispositivo es el valor eficaz de la corriente de régimen continuo que debe ser capaz de conducir de forma permanente, sin que los incrementos de temperatura en sus diferentes partes excedan los valores especificados por el fabricante o las normas correspondientes. En el caso de los interruptores regulables de BT, I_n corresponde a la máxima corriente de regulación posible.

La capacidad de interrupción es la corriente que el interruptor es capaz de interrumpir a la tensión nominal y en condiciones de funcionamiento normales sin sufrir ningún daño. Por otro lado, la capacidad de cierre de un interruptor es el valor de cresta máximo de la corriente que el dispositivo es capaz de cerrar a la tensión nominal y en condiciones de funcionamiento normal sin sufrir ningún daño.

Se llama I_{cn} a la capacidad de interrupción de cortocircuito último y corresponde al valor de corriente de cortocircuito de interrupción asignado por el fabricante bajo ciertas condiciones de ensayo especificadas en una secuencia de operación apertura - tiempo de retardo - cierre - apertura. Es la máxima corriente que el interruptor pueda verse necesitado a cortar. Se expresa en kArms.

La capacidad de interrupción de cortocircuito en servicio (I_{cs}) es el valor de corriente de cortocircuito de interrupción asignado por el fabricante bajo ciertas condiciones de ensayo especificadas en una secuencia de operación apertura - tiempo de retardo - cierre - apertura - tiempo de retardo - cierre - apertura. Corresponde a la corriente que puede cortar el interruptor sin que ello comprometa la continuidad del servicio. Se expresa como un porcentaje de I_{cn} (generalmente es 25, 50 ó 100 %).

Se define la corriente admisible de corta duración (I_{cw}) como la corriente que el interruptor es capaz de conducir en posición cerrada durante un intervalo de tiempo especificado sin sufrir daños. En general, el tiempo especificado es de 1 segundo.

El poder de cierre en cortocircuito (I_{cn}) corresponde al valor instantáneo máximo de corriente que el interruptor es capaz de establecer cuando el mismo cierra en cortocircuito. Este valor es asignado por el fabricante para tensión y frecuencia nominal, y factor de potencia especificado. Es el máximo valor de cresta de la corriente de cortocircuito y se expresa como un múltiplo de I_{cn} .

La corriente convencional de actuación (I_2) corresponde al valor de corriente que provoca la actuación del dispositivo en un tiempo inferior a un tiempo determinado, denominado tiempo convencional.

6.2.2. Curva característica.

La función de protección de sobrecorriente se implementa a partir de una curva característica de tiempo en función de corriente. Estas curvas suelen presentar dos tramos: el primero de ellos contempla posibles sobrecargas con una función de tiempo inversa (disparo térmico), y el otro tramo con una función de tiempo definido abarca la zona de cortocircuitos (disparo magnético). Un ejemplo se muestra en la Figura 6.1 para un interruptor termomagnético, donde I_r es la corriente de regulación del disparo térmico (corriente de largo retardo LT), I_m es la corriente de regulación del disparo magnético, t_m es el tiempo de retardo del disparo magnético y PdC es la capacidad de interrupción en cortocircuito.

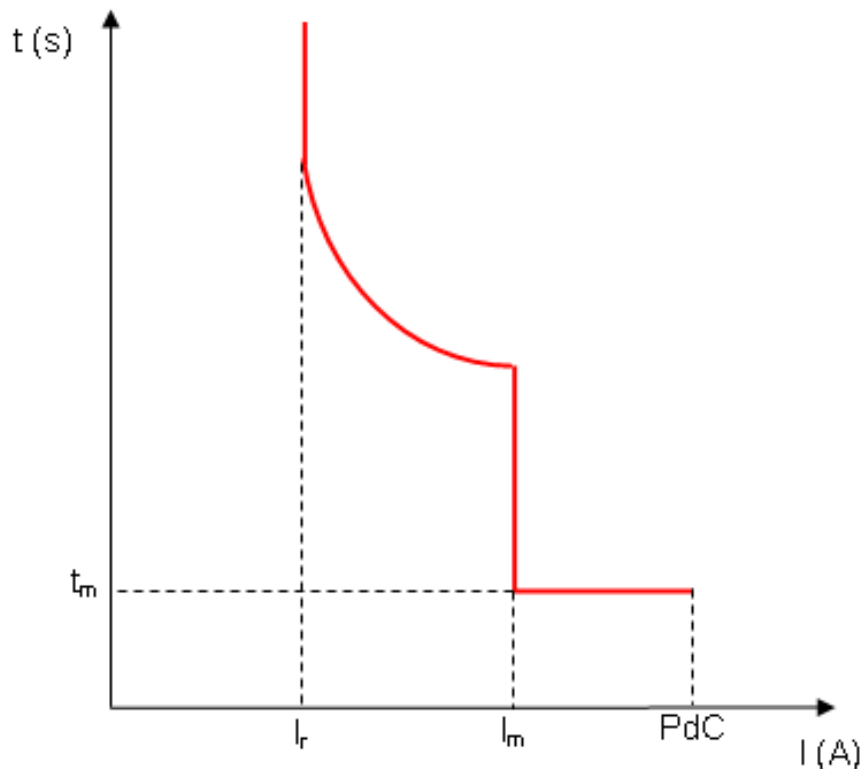


Figura 6.1: Curva típica de protección contra sobrecorrientes.

La curva de tiempo inverso implica que cuanto mayor es la corriente, menor es el tiempo máximo en que puede mantenerse esa magnitud de corriente sin provocar la actuación del dispositivo. Existen diversas normas que definen las expresiones que

representan las curvas inversas. Por ejemplo, las normas IEC utilizan la expresión 6.1, donde t es el tiempo de actuación para una corriente I , α y β son parámetros definidos que dependen del tipo de curva inversa (ver Tabla 6.1), quedando determinada la forma de la curva con la especificación de los parámetros I_0 y k y el tipo de curva inversa a utilizar, que en general son ajustables por el usuario en función de la aplicación.

$$t = \frac{k\beta}{\left(\frac{I}{I_0}\right)^\alpha - 1} \quad (6.1)$$

Tipo de curva	β	α
Muy inversa	13.5	1
Normal inversa	0.14	0.02
Extremadamente inversa	80	2
Inversa de larga duración	120	1

Tabla 6.1: Tipos de curvas inversas según la Normas IEC.

6.2.3. Interruptores automáticos.

Un interruptor automático es un dispositivo de maniobra capaz de establecer, conducir y cortar corrientes tanto en funcionamiento normal como en condiciones anormales, por ejemplo, cortocircuitos.

Las normas IEC que regulan la fabricación de los interruptores son: IEC 60898 para interruptores destinados a instalaciones domésticas y análogas, y IEC 60947-2 para interruptores destinados a instalaciones industriales. En particular, se verá en el capítulo 7 que el interruptor termomagnético de la IMG debe cumplir con la norma IEC 60898 según las exigencias de UTE. Esta norma refiere a los interruptores automáticos compactos de riel, aislados en aire, con corrientes nominales ≤ 125 A, utilizados en circuitos terminales y de distribución secundaria.

Como se mencionó anteriormente, los interruptores automáticos termomagnéticos disponen de dos tipos de disparos: un disparador térmico para la protección contra sobrecorrientes moderadas (sobrecargas) y un disparador magnético para la protección contra sobrecorrientes elevadas (cortocircuitos).

El disparo térmico opera para sobrecorrientes moderadas por encima del valor nominal o del ajuste del dispositivo. Se conforman de un elemento bimetalico, dos láminas de diferente coeficiente de dilatación unidas por soldadura, y utilizan el principio del par termoeléctrico. La lámina de mayor coeficiente de dilatación hace que el bimetalico se curve y provoque el disparo del interruptor a través de un mecanismo apropiado. Por lo tanto, la regulación de la corriente del disparo térmico influye sobre la curvatura de las láminas. La temperatura influye sobre la actuación del disparo térmico, por lo tanto, el ajuste se hace a una determinada temperatura y variaciones en la misma hacen que la corriente de disparo térmico pueda variar. Por ejemplo, la norma IEC 60898 establece una temperatura de 30°C para definir la corriente nominal del interruptor automático. Sin embargo, existen interruptores con disparadores térmicos con compensación de

temperatura para un cierto rango de temperatura.

Para el disparo magnético, el interruptor dispone de una armadura que es tensionada mediante un resorte, y cuando la corriente supera un determinado valor (corriente de actuación), se vence la tensión del resorte y se produce la apertura del interruptor mediante un mecanismo apropiado. Si la corriente de disparo magnética es regulable el ajuste se realiza a partir de la variación del entrehierro ó de la tensión del resorte. El disparo magnético puede ser temporizado (un tiempo definido) o instantáneo.

Existen interruptores que se denominan “Limitadores de Corriente” que tienen la capacidad de limitar la corriente presunta de cortocircuito. Éstos interrumpen la corriente de cortocircuito antes del primer pico, por lo cual la corriente de cortocircuito nunca alcanza el valor de cresta presumido. Para los interruptores automáticos que cumplen con la norma IEC 60898, se clasifican según la “clase de limitación” de energía específica (función I^2t).

6.2.4. Ajustes de las curvas.

Para la selección del dispositivo según métodos establecidos en las normas IEC, deben tenerse en cuenta las condiciones de las expresiones 6.2 y 6.3 para sobrecargas y las condiciones de las expresiones 6.4 y 6.5 para cortocircuitos; Donde: I_b es la corriente de diseño del circuito, I_n es la corriente nominal del dispositivo de protección, I_z es la corriente admisible del circuito, I_2 es la corriente convencional de actuación, PdC es la capacidad de interrupción en cortocircuito del dispositivo de protección en kArms, I''_{kMAX} es la corriente de cortocircuito máxima presumida en el punto de instalación del dispositivo en kArms (generalmente corresponde a la corriente de cortocircuito trifásico en bornes de salida del dispositivo de protección), I^2t es la energía específica que el dispositivo de protección deja pasar en caso de cortocircuito en A^2s , K^2S^2 es la energía que puede absorber el cable en régimen adiabático, S es la sección del cable o conductor en mm^2 , K es un factor que depende del material del conductor y de su aislamiento.

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad (6.2)$$

$$I_2 \leq 1,45I_z \quad (6.3)$$

$$PdC \geq I''_{kMAX} \quad (6.4)$$

$$I^2t \leq K^2S^2 \quad (6.5)$$

En particular, para los interruptores que cumplen con la norma IEC 60898 se cumple que: $I_2 = 1.45I_n$.

En general, en lugar de verificarse la condición de la expresión 6.4, alcanza con cumplir la siguiente expresión:

$$I''_{kMIN} \geq I_m \quad (6.6)$$

Donde I''_{kMIN} es la corriente de cortocircuito mínima en el circuito protegido e I_m es el ajuste de corriente de disparo instantáneo del relé magnético del interruptor.

En la Tabla 6.2, se muestran los valores típicos de regulación para un interruptor termomagnético de acuerdo a la norma IEC 60898. Esta norma define tres curvas para los interruptores automáticos del tipo de riel que disponen únicamente de una unidad de disparo termomagnética, con disparo térmico fijo igual a la corriente nominal, y con tres curvas normalizadas de disparo magnético: curva B, curva C y curva D.

Sobrecarga		
$I_r = I_n$		
Cortocircuito		
Tipo B	Tipo C	Tipo D
$3I_n \leq I_m < 5I_n$	$5I_n \leq I_m < 10I_n$	$10I_n \leq I_m < 20I_n$

Tabla 6.2: Ajustes típicos según IEC 60898.

6.3. Protección de corriente diferencial.

La función de un dispositivo de protección contra corrientes diferenciales residuales es detectar la corriente de fugas que se produce por una falla de aislamiento entre una fase y la masa de un equipo o tierra. El fin es proteger personas y bienes contra un defecto de aislamiento. Para implementarla, se utiliza un transformador de corriente tipo toroidal que “envuelve” todos los conductores activos de un circuito (esto abarca conductores de fases activas y neutro).

En funcionamiento normal de un sistema trifásico con neutro debe cumplirse que: $I_1 + I_2 + I_3 + I_4 = 0$.

Cuando se produce una falla de aislamiento la ecuación anterior pasa a verificar que: $I_1 + I_2 + I_3 + I_4 = I_d$.

Si la corriente resultante I_d supera el umbral preajustado en la protección $I\Delta_n$ (corriente diferencial nominal de funcionamiento), se activa la salida de la protección provocando el disparo del disyuntor asociado.

Los dispositivos de protección diferenciales aseguran el disparo para corrientes superiores a $I\Delta_n$ y asegura el no disparo para corrientes diferenciales inferiores a $I\Delta_n/2$. Entre estos dos valores, el dispositivo no asegura el disparo o no disparo. Dado que se deben tener en cuenta las fugas naturales de la instalación protegida I_{fugas} , entonces habrá que asegurarse que $I\Delta_n/2$ sea mayor a I_{fugas} .

Existen diversos tipos de dispositivos diferenciales: electromecánicos con funcionamiento independiente de la alimentación, electromecánicos con funcionamiento dependiente de la alimentación y electrónicos. Además, si el dispositivo es capaz de detectar corriente alterna de defecto con componente de continua se lo denomina de tipo A; por el contrario, si detecta únicamente corriente alterna sinusoidal se denomina de tipo AC.

Las normas IEC 61008 y 61009 definen los tiempos de actuación de las protecciones diferenciales residuales. Los dispositivos clasificados como tipo G o general tienen un

tiempo de actuación instantáneo, y los dispositivos clasificados como tipo S o selectivo poseen un tiempo de actuación retardado.

6.4. Protección de tensión.

Una sobretensión puede ser ocasionada por un cortocircuito, por maniobras de control o descargas eléctricas, y puede tener consecuencias graves sobre equipamiento que no esté diseñado para soportarla, como ser: sobrecalentamiento de los equipos, reducción de su vida útil, incendios, interrupción del servicio. Una subtensión puede ser consecuencia de un cortocircuito o una carga con gran demanda y puede provocar el apagado indeseado de equipos, sobrecorrientes, interrupción de algún servicio.

Los dispositivos de protección de tensión monitorean de manera permanente una o varias entradas de tensión y actúan en caso de que la magnitud de alguna de ellas exceda el rango preajustado. Para los dispositivos electrónicos se implementa una lógica interna donde se comparan las tensiones actuales y los valores ajustados.

Para la función de sobretensión se ajusta un umbral de tensión y un tiempo de retardo. Si la magnitud de la tensión de entrada excede el valor umbral por un tiempo igual o superior al tiempo de retardo, la protección se activa y envía el disparo al disyuntor asociado. Pueden ajustarse dos tramos en la protección, haciendo el segundo tramo más exigente en tiempo que el primero.

Algo similar sucede con la función de protección de subtensión, se ajusta un umbral y un tiempo de actuación. Si la magnitud de tensión monitoreada cae por debajo de este umbral durante un tiempo igual o mayor al tiempo de actuación ajustado, la protección genera el disparo correspondiente. También pueden utilizarse varios tramos en esta protección.

En el capítulo 7 se verán las exigencias de UTE en cuanto a esta protección para una IMG.

6.5. Protección de frecuencia.

La red controla los niveles de frecuencia y la instalación de microgeneración debe comportarse en sincronismo con la red. El rango de frecuencia admisible depende de la frecuencia asignada en cada país (Uruguay: 50Hz).

Para implementar esta función se dispone de entradas de tensión mediante las cuales se monitorea la frecuencia.

Para la función de sobrefrecuencia se ajusta un umbral de máxima frecuencia y un tiempo de retardo en la actuación de la protección. Si la frecuencia excede el valor umbral por un tiempo igual o superior al tiempo de retardo, la protección se activa y provoca el disparo hacia el disyuntor asociado. Pueden utilizarse varios tramos en la protección, haciendo unos más exigentes en tiempo que otros.

Algo similar sucede con la función de protección de subfrecuencia, se ajusta un umbral y un tiempo de actuación. Si la frecuencia monitoreada cae por debajo de este umbral durante un tiempo igual o mayor al tiempo de actuación ajustado, la protección se activa y provoca la apertura del disyuntor asociado. También pueden utilizarse varios tramos en esta protección.

6.6. Protección anti-isla.

La generación en isla consiste en que una porción de la red constituida por carga (consumidores) y generadores se mantiene energizada mientras la red se encuentra desvinculada de la “isla”. El efecto de aislamiento puede ser intencional o no. La aplicación de una instalación de generación distribuida en una zona sin acceso a la red eléctrica nacional es un caso intencional de generación en isla, proyectado especialmente para ello. En cambio, en este documento nos ocuparemos de las instalaciones de generación eólica con conexión a la red eléctrica y por lo tanto nos interesa que no se produzca la generación en isla bajo ninguna circunstancia.

Si bien es discutible que la generación en isla podría ser deseable bajo ciertas circunstancias, por ejemplo cuando se produce alguna perturbación en la red que provoque una calidad de energía inadecuada, no es una opción hoy en día ya que los sistemas de generación no serían capaces de manejar toda la red y la carga. Además, dada una isla con generación independiente y no controlada por la red, ésta no puede asegurar que los niveles de tensión y frecuencia de la energía suministrada a los consumidores sean los adecuados. Es posible que en un futuro sí se maneje la opción de generación aislada de la red. La generación en isla de cualquier sistema de generación (no controlado por la red de distribución, en nuestro caso UTE), afecta y concierne tanto al sistema de generación como a la red, teniendo en cuenta los potenciales daños físicos y materiales que pueden acarreararse ante una condición de generación aislada. Justamente, la importancia de la detección de una isla tiene que ver con razones de seguridad: equipos y elementos componentes del sistema eléctrico de potencia pueden verse dañados debido a diferencias de frecuencia, fase y magnitud al poner la red y una fuente de generación distribuida en paralelo y fuera de sincronismo. Por lo tanto, la generación en isla no es deseable por las siguientes razones:

- La red no puede controlar la tensión y frecuencia de la isla. Niveles de tensión y frecuencia fuera de los rangos admisibles pueden provocar daños en equipamiento eléctrico conectado a la red.
- La generación en isla podría dificultar la restauración del servicio normal de suministro por la red.
- La reconexión de la isla a la red podría provocar un re-disparo de la línea o el daño del equipamiento de generación a causa de la conexión fuera de fase.
- La generación aislada puede ocasionar daños a los trabajadores sobre las líneas, manteniendo energizadas líneas que se suponían desconectadas de toda fuente de energía.

Una isla puede producirse por alguna de las siguientes razones:

- Como resultado de una falla detectada por equipos de protección de la red que provocan la apertura de un interruptor pero que la instalación de microgeneración no advierte.
- Como resultado de la apertura accidental de un interruptor de la red causada por una incorrecta actuación de una protección.
- Como resultado de operaciones en el sistema de distribución y de carga para realizar tareas de mantenimiento.
- Como resultado de un error humano o un acto de maldad.

Frente a una corte en la red de distribución (por ejemplo, ocasionado por una falla en alguna línea o provocado de forma voluntaria para realizar tareas de mantenimiento), el generador debe dejar de energizar la línea. Sin embargo, debe permanecer censando sus niveles de tensión y frecuencia para permitir la reconexión una vez restablecidas los niveles de operación normal.

Si se pretende que la línea sea desenergizada antes de que un trabajador pueda entrar en contacto con la misma, es suficiente con que el tiempo de desconexión del inversor sea de varios segundos. Una condición más exigente sería que la línea esté desenergizada antes del primer intento de reconexión. Considerando un tiempo de reconexión inicial de 10 a 13 ciclos (esto es 0.2s a 0.26s para una frecuencia de 50Hz), sería deseable que la protección anti-isla desconecte al inversor en menos de 10 ciclos. Los inversores existentes hoy en día, basados en la detección de valores de tensión y frecuencia fuera de los rangos de operación normal, son capaces de actuar en un tiempo inferior a los 10 ciclos. Respuestas en tiempos muy inferiores a 10 ciclos tampoco es deseable ya que se aumenta la probabilidad de desconexiones innecesarias.

6.6.1. Técnicas básicas de protección anti-Isla.

Muchos suponen que los inversores conmutados por la red nunca sufrirán el efecto de aislamiento, al ser conformados por convertidores conmutados por la red. La cuestión radica en que la mayoría de los inversores conocidos como conmutados por la red, no lo son puramente. De hecho, la mayoría de ellos posee un conversor dc/dc previo al conversor dc/ac conmutado por la red, para mejorar las componentes armónicas de corriente y como consecuencia el THD. Este conversor dc/dc no es conmutado por la red sino que es auto conmutado. Por lo tanto, el inversor sería híbrido y no conmutado por la red exclusivamente.

Es una opción que los sistemas de microgeneración sean monofásicos y, por tanto, se conecten en una sola fase de la línea trifásica. Puede ocurrir que una falla sobre la línea no provoque la distorsión de tensión suficiente como para que el inversor de la instalación de microgeneración lo detecte. Por ejemplo, la falla de una fase a tierra podría no ser advertida por el inversor conectado en otra fase. En esta situación la falla será detectada por un interruptor trifásico aguas arriba que provocará la apertura de la línea. Un inversor trifásico también hubiese detectado la falta.

Muchas islas pueden ser evitadas monitoreando los valores de tensión y frecuencia a la salida del inversor, permitiendo el funcionamiento del inversor únicamente cuando

estas magnitudes se encuentran dentro de límites aceptables. Cuando se produce una isla, el desbalance entre la carga aislada y la generación aislada resulta en un salto de la tensión y/o la frecuencia fuera del rango normal de operación, permitiendo la detección de la isla. Es posible que la generación aislada instantánea coincida o esté muy próxima a la demanda de la carga aislada y, por tanto, los niveles de tensión y frecuencia se mantengan dentro del rango normal de operación, impidiendo que un inversor con un sistema de anti-isla basado en las medidas de dichas magnitudes detecte el aislamiento. Si bien es factible pensar que raramente se daría una coincidencia entre la generación y la carga en el instante de desconexión de la red, la probabilidad no es nula y, por lo tanto, debe preverse una protección que contemple esta situación y reconecte una vez que se hayan restablecido las condiciones normales de operación de la red (esto es tensión y frecuencia). Una solución planteada consiste en reducir el rango de operación normal de tensión y frecuencia. Esta solución disminuye la probabilidad de ocurrencia de generación en isla pero no la elimina. Además, aumenta la probabilidad de la actuación equivocada de la protección.

Generalmente, si la relación entre la potencia activa de la carga aislada y la potencia activa generada por la instalación de microgeneración es menor a 0.5 ó mayor a 1.5, ó si el factor de potencia de la carga aislada es inferior a 0.95 (inductivo o capacitivo), la mayoría de los inversores no mantendrían los niveles de tensión y frecuencia dentro de los límites admisibles, provocando la desconexión del inversor de la línea.

En resumen, la condición de isla más difícil de detectar es aquella que no genera distorsión suficiente como para que la tensión o la frecuencia se aparten de los niveles de operación normal, y esto se da porque la carga aislada se aproxima a la potencia generada, tanto en términos de potencia activa como reactiva.

Existen dos grupos de dispositivos para detección de islas: los pasivos y los activos. El primero de los grupos únicamente recolecta medidas de la red mientras que el segundo no sólo mide sino que también afecta la salida del inversor. Los dispositivos de detección activa participan de la red inyectando señales que, por ejemplo, corresponden a salidas de lazos realimentados y que favorecen la detección de una isla. Los dispositivos de detección activos poseen más confiabilidad que los pasivos ya que reducen la “zona de no detección” que se explica más adelante. Aquí trataremos principalmente los dispositivos de protección pasivos pero mencionaremos algo sobre los dispositivos de protección activos.

Cuando ocurre una situación de isla, las variaciones de potencia activa y reactivas intercambiadas entre la red y la porción aislada posibilitan la detección de la isla a partir de variaciones bruscas en las magnitudes de tensión y frecuencia. La llamada “zona de no detección” corresponde a las condiciones en las cuales la potencia generada dentro de la porción aislada coincide con la carga aislada en el momento de desconexión de la red. Bajo estas circunstancias las variaciones en el intercambio de potencia con la red pueden no ser suficientes para que un dispositivo pasivo pueda detectar el aislamiento, disminuyendo la confiabilidad de la protección.

Sobre y sub tensión. Cuando la amplitud de la tensión a la salida del inversor excede un rango especificado previamente se considera condición de isla. La tensión

fluctúa al variar la transferencia de potencia activa. Si la variación de potencia activa no es significativa el dispositivo puede fallar.

Sobre y sub frecuencia y tasa de variación de frecuencia (ROCOF: Rate of Change of Frequency). Este método monitorea la frecuencia de la tensión a la salida del inversor. Cuando la frecuencia excede un rango definido previamente se considera una condición de isla. La tensión sufre un desfase al producirse una variación de potencia reactiva. El inversor ajustará la fase de la corriente para mantener la salida de potencia reactiva de acuerdo al factor de potencia de referencia. Si el factor de potencia de la carga aislada es tal que la fuente de generación distribuida no es capaz de cubrir el suministro, se producirá un desfase entre la corriente y la tensión de salida del inversor. Esta diferencia producirá en algún momento un cambio en la frecuencia de la tensión de salida del inversor, alejándose de la frecuencia nominal de la red. El tiempo en que la frecuencia exceda el rango de operación depende de los tiempos del lazo de control del inversor para la potencia reactiva, por lo que suele aplicarse la detección de la tasa de variación de frecuencia donde se controla df/dt para reducir el tiempo de actuación. Si la variación de potencia reactiva no es significativa el dispositivo puede fallar.

Salto vectorial. Se realiza la supervisión del desfase entre la tensión en bornes del inversor y la corriente de salida del inversor. En el instante previo a la desconexión de la red, el inversor entrega una corriente cuyo desfase respecto a la tensión en sus bornes está determinado por el factor de potencia especificado para el inversor. Por otro lado, en ese mismo instante la carga que posteriormente quedará aislada tiene un cierto factor de potencia que probablemente no coincida con el factor de potencia del inversor. En el momento en que se produce la desconexión de la red, la corriente que circula por la carga aislada será la que entregaba el inversor, obligando a que la tensión en bornes del inversor se ajuste al factor de potencia de la carga de forma instantánea. Este salto en la fase de la tensión es la que se utiliza para detectar la condición de isla. Al superar un valor umbral ajustado se da la orden de abrir el interruptor correspondiente. Una opción de implementación de esta función es la siguiente ¹: *“A partir de las tensiones fase-tierra se calcula el vector de la tensión del sistema directo y a través de un intervalo delta de 2 períodos se determina la variación del ángulo de fase del vector de tensión.”* El valor ajustado para el umbral de la protección depende de las condiciones de la aplicación y las especificaciones de la planta. Es posible que una reducción o elevación brusca de potencia activa produzca un salto vectorial, por lo que no es conveniente elegir un ajuste demasiado sensible que pueda provocar disparos espurios. En general se utilizan valores de ajuste entre 6° y 12°. Si el factor de potencia de salida del inversor se aproxima mucho al factor de potencia de la carga que se aísla el dispositivo puede fallar. Los cambios en cargas capacitivas generan transitorios de altas frecuencias que pueden provocar la falla en la seguridad del método y realizar un disparo espurio.

Medida de la impedancia. Se monitorea la variación de tensión en bornes del inversor y la variación de corriente de salida del inversor en un intervalo de tiempo. La relación entre estas magnitudes ($dV/dI/dt$) nos da la variación de impedancia en dicho intervalo (dZ/dt).

¹Extraído del manual de Siemens “7UM62xx-Manual-A2-V046100-es”.

Técnicas de detección activa.

Frequency Shift. Un cambio brusco en la frecuencia que produce realimentación positiva y desestabiliza la frecuencia de la isla, llevándola fuera de los límites admisibles y, como consecuencia, desconectando el inversor.

Voltage Shift. Similar al Frequency Shift. La amplitud de corriente se ajusta de acuerdo al valor de la amplitud de tensión, cuando éste aumenta la corriente aumenta y cuando disminuye también lo hace la corriente. En operación normal, la tensión de red fluctúa suavemente. Si la ganancia de la realimentación es, por ejemplo, 2 entonces cuando la tensión de red fluctúa un 1 %, la corriente lo hace en un 2 %.

6.6.2. Normas.

Existen diversas normas cuyo fin es determinar la conformidad de un inversor respecto de la protección anti-isla. Como ejemplos: UL1741, IEEE1547, IEC 62116, DIN VDE 0126-1-1, IEEE929. Algunas referidas a sistemas fotovoltaicos específicamente pero que aplican también para otros sistemas de generación distribuida. Estas normas proponen las condiciones más estrictas para detección de generación en isla, evalúan la confiabilidad (capacidad de un dispositivo de protección de detectar todas las situaciones de isla) pero no la seguridad (actuación de la protección frente a falsas condiciones de isla, disparos espurios) de los inversores.

A modo informativo, la norma IEEE 929-2000 se origina frente a la necesidad de ahondar en el tema del aislamiento, dado que inversores de diversos fabricantes no actuaban de la forma deseada frente a diferentes condiciones de isla, acordaron colaborar entre todos y construir bases para la fabricación de inversores que actuaran de manera adecuada para todas las posibles condiciones de isla planteadas. El fin era crear una técnica anti-isla efectiva que pudiera ser incorporada en cualquier inversor de cualquier fabricante. Esta norma define a un inversor como: *“An inverter that will cease to energize the utility line in 10 cycles or less when subjected to a typical islanded load in which either of the following is true: 1. There is at least a 50 % mismatch in real power load to inverter output (that is, real power load is less than 50 % or greater than 150 % of inverter power output) or, 2. The islanded-load power factor is less than 95 % (lead or lag). If the real-power-generation-to-load match is within 50 % AND the islanded-load power factor is greater than 95 %, then a non-islanding inverter will cease to energize the utility line within 2 seconds whenever the islanded load has a quality factor of 2.5 or less.”*

Por otra parte, Sandia National Laboratories desarrolló un programa de ensayo para investigar las respuestas de los inversores frente a la generación en isla. Se aplica a los casos en que el inversor contiene una versión de la protección anti-isla compatible con la norma IEEE 929-2000. La técnica que presenta puede aplicarse a cualquier fuente de generación distribuida que utiliza un inversor estado sólido como dispositivo de interface. Aquí se define un procedimiento de ensayo que permite confirmar si el sistema de anti-isla utilizado en un inversor es satisfactorio o no. Las dos normas de referencia son: IEEE 929-2000 (interconexión de sistemas fotovoltaicos con la red) y UL 1741 (“Underwriters Laboratories safety standard for photovoltaic inverters”). Se plantea que las técnicas de sobre y sub frecuencia y sobre y sub tensión pueden ser com-

plementadas con las dos técnicas vistas: “Frequency Shift” y “Voltage Shift”. Sugiere que puede emplearse uno u otro método pero empleando ambos a la vez se obtienen mejores resultados.

6.7. Protecciones en la IMG.

El sistema de microgeneración debe monitorear las condiciones de la red y dejar de entregar energía a la misma cuando: los valores de tensión y frecuencia excedan los límites aceptables; cuando existan indicios de condiciones de isla; o cuando se detecta un exceso de corriente inyectada. El tiempo máximo de disparo corresponde al tiempo entre que ocurre la condición anormal y el inversor deja de entregar energía a la red. El propósito de permitir cierto tiempo de retraso en los disparos es para evitar los disparos innecesarios. Una vez desconectado, el inversor debe permanecer conectado a la red censando las condiciones de tensión y frecuencia para la posterior reconexión.

Una vez que la red vuelve a sus niveles de operación normal (con el inversor que ha dejado de entregar energía a la red), el inversor puede retomar la energización de la red sólo luego de un mínimo de tiempo (se verá en el capítulo 7 que UTE exige que sean 3 minutos) luego de que los valores de tensión y frecuencia de la red se hayan mantenido constantemente dentro de los límites de operación normal. Luego de este tiempo el inversor queda habilitado para realizar la reconexión automática del sistema de generación a la red.

Capítulo 7

Reglamentación.

En este capítulo se presentan los reglamentos, resoluciones, normas y toda la documentación que regula la Microgeneración en Uruguay.

Todos los aspectos que se abordan en las siguientes secciones refieren, en general, a aspectos técnicos. Sin embargo, al proyectar una IMG, también deben tenerse en cuenta aspectos medioambientales y urbanísticos. Si bien no ahondaremos en este tema, cabe mencionar que se deben cumplir las condiciones urbanísticas y medioambientales que dicten las Intendencias Municipales y la DINAMA. Además, existen permisos de construcción y limitaciones en cuanto a la altura de los equipos en áreas residenciales que deben ser consultados en oficinas municipales.

Partimos del Capítulo XXVIII del Reglamento de Baja Tensión de UTE donde se resumen todas las exigencias y características que debe tener una instalación como la que nos interesa. Toda la reglamentación que se detalla a continuación abarca IMG de diversos orígenes y, en particular, aplica para una instalación de microgeneración eólica.

7.1. Reglamento de Baja Tensión de UTE. Capítulo XXVIII “Instalaciones de Microgeneración conectadas a la red de Baja Tensión de UTE”.

Este capítulo del Reglamento de Baja Tensión de UTE establece los requisitos técnicos y aspectos de los procedimientos de gestión que debe cumplir una instalación de microgeneración a conectar a la red de baja tensión de distribución de UTE.

En primera instancia, se determina la corriente máxima de régimen permitida a generar: hasta 16 A, o hasta 25 A para suministros monofásicos con retorno por tierra (MRT).

Además, indica que este capítulo es complementario a los Requisitos Generales fijados por el Ministerio de Industria, Energía y Minería, en el marco del Decreto 173/010. Ver sección 7.2.

Entre las definiciones de los términos utilizados, se destaca que hace referencia a una instalación de microgeneración (IMG) como medio para convertir energía de fuen-

tes renovables (eólico, solar, biomasa o mini-hidráulica) en energía eléctrica, dejando fuera cualquier generador a base de combustibles fósiles.

En el punto 3 del capítulo, se muestra el diagrama unifilar general de una IMG sin Unidad de Respaldo¹, ver Figura 7.1. Dentro de lo que abarca la propiedad de UTE se encuentra: el Punto de Conexión físico entre la red y la IMG (PC); el puesto de medida, con un medidor bidireccional que posibilita la medida de la energía que fluye en ambos sentidos; el Interruptor de Control de Potencia (ICP). La IMG contiene el Interruptor General de la IMG (IG)²; un medidor de energía unidireccional; un interruptor diferencial; un Interruptor Automático de Interconexión (IAI)³; un transformador para aislación galvánica; el generador y su conversor.

Dentro de las condiciones de conexión se exige que las variaciones en la tensión en el punto de conexión con la red de distribución, ocasionadas por la entrada o salida de servicio de la IMG, no excedan el 5 % (se asume que refiere a variaciones de un 5 % de la tensión nominal, lo que significaría variaciones de 20V en un suministro trifásico de 400V). Además, para los puntos que cumplan con los límites establecidos en el “Reglamento de Calidad del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica” (RCSDEE), la IMG no deberá provocar la superación de dichos límites. Ver sección 7.3.

Con respecto a los transformadores de potencia utilizados para aislación galvánica, que vinculan a la IMG con la red de UTE, no se permite aterrizar el neutro del lado correspondiente a la red.

Existe la posibilidad de instalar una Unidad de Respaldo para alimentar la carga de forma directa desde la Fuente Renovable, aislada de la red. Para ello, el unifilar de la instalación presenta pequeñas variaciones respecto al de la Figura 7.2, agregando, por ejemplo, una Llave de Doble Vía que permite alimentar la carga desde la Unidad de Respaldo o la red. No se ahondará en este punto.

En cuanto a las especificaciones técnicas, no se plantean requisitos específicos, por el contrario, se exige que el equipamiento que compone la IMG cumpla con “*normativa técnica de reconocido prestigio internacional*”, mientras no exista algún reglamento nacional específico. Respecto del propio equipo generador, el mismo debe cumplir al menos con los requisitos esenciales de seguridad incluidos en el Anexo I del “Reglamento de Seguridad de Productos Eléctricos de Baja Tensión”, emitido por URSEA (ver sección 7.4). En todo caso, siempre que se declare que el equipamiento cumple con ciertas normas deberán presentarse los ensayos y/o evaluaciones documentadas por el fabricante, importador o terceros que lo demuestren.

¹Reglamento BT de UTE, Cap. XXVIII: “Unidad compuesta por un regulador de carga, un banco de 2 baterías y un inversor destinada a entregar energía a las cargas del cliente.”

²Reglamento BT de UTE, Cap. XXVIII: “Interruptor termomagnético que protege la IMG y permite desconectarla de la red de UTE en BT.”

³Reglamento BT de UTE, Cap. XXVIII: “Dispositivo de corte, para conexión y desconexión automática de la IMG sobre el cual actúan las protecciones de la interconexión.”

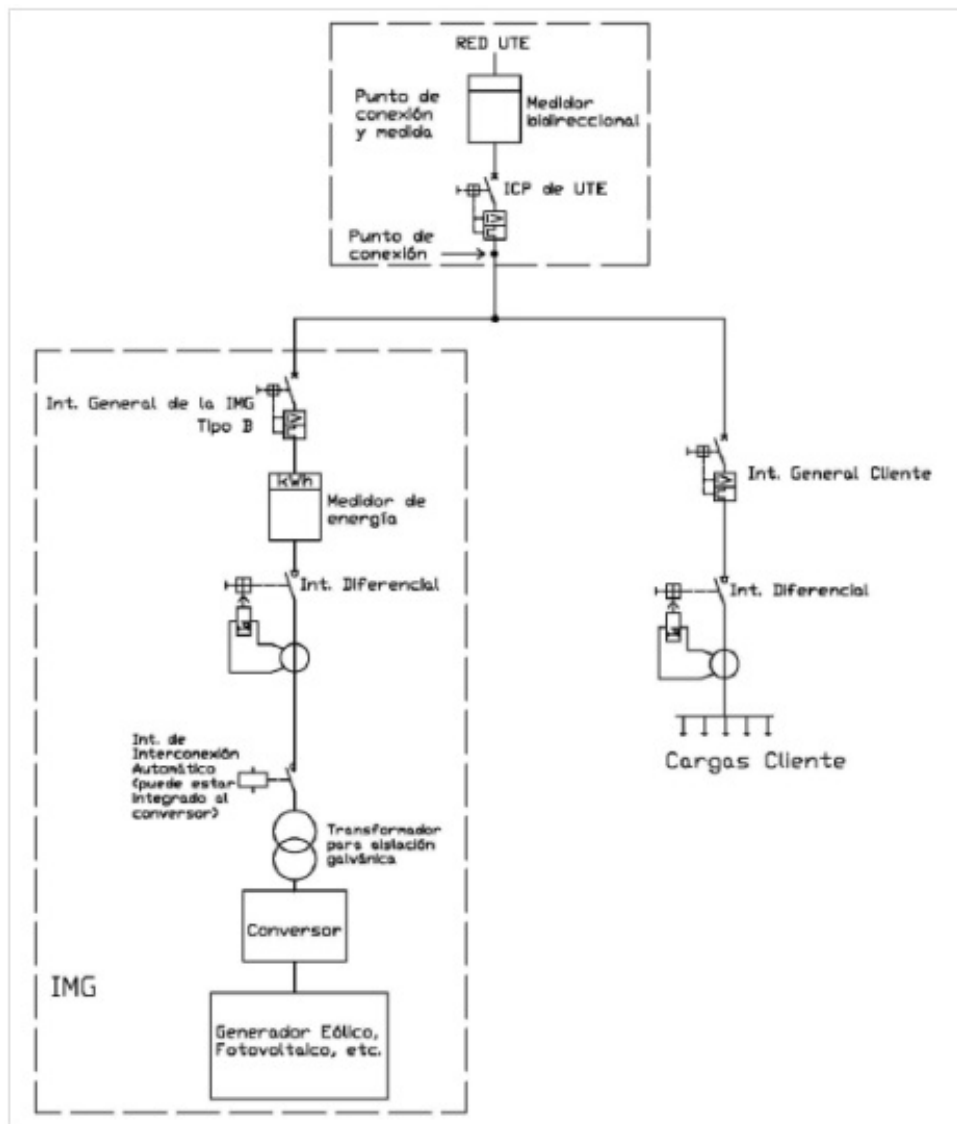


Figura 7.1: Diagrama unifilar general de una IMG sin Unidad de Respaldo.[3]

7.1.1. Requisitos técnicos.

Protecciones.

Cualquier instalación de microgeneración debe contar con:

1. Interruptor General Termomagnético, con potencia de cortocircuito igual o superior a la indicada por UTE en el punto de conexión. Para interruptores fabricados bajo la norma IEC 898, la curva de disparo debe ser de tipo B. El personal de UTE deberá poder tener acceso a este interruptor en todo momento, incluso ante la ausencia del titular de la IMG. Además, debe ser bloqueable y precintable en posición abierto. Ver sección 7.5.
2. Interruptor Automático Diferencial que debe cumplir con los requisitos establecidos en el Reglamento de BT. Ver sección 7.6.
3. Transformador para aislación galvánica entre la red y la IMG. El devanado del lado de la red podrá ser en triángulo o en estrella sin aterramiento del neutro. Este aislamiento podrá estar incluido en el módulo convertor.
4. Interruptor Automático de Interconexión (IAI), el cual puede estar incluido en el convertor. Éste permite la conexión y desconexión automática de la IMG cuando corresponda. Sobre este interruptor deben actuar las siguientes protecciones:
 - Sobre y sub tensión, que pueden estar incluidas en el convertor. Consiste en la apertura del IAI frente a valores anormales de tensión entre fases, fase-neutro o fase-tierra dentro de los tiempos máximos que se muestran en la Tabla 7.1.

Rango de voltaje (% de V_n)	Tiempo máx. de apertura (s)
$V < 85$	1.5
$V \geq 115$	0.2

Tabla 7.1: Límites de los niveles de tensión.

- Sobre y sub frecuencia, que pueden estar incluidas en el convertor. Consiste en la apertura del IAI frente a valores anormales de frecuencia de la tensión dentro de los tiempos máximos que se muestran en la Tabla 7.2.

Rango de frecuencia (Hz)	Tiempo máx. de apertura (s)
< 47	0.5
> 51	0.5

Tabla 7.2: Límites de los niveles de frecuencia.

La reconexión de la IMG con la red será realizada una vez que la red se restablece. Se entiende que la red se ha restablecido cuando los valores de tensión y frecuencia permanecen dentro de los rangos reglamentarios por un tiempo no menor a 3 minutos.

5. Protección Anti-isla. Frente a aperturas en la red de UTE, el Microgenerador debe dejar de energizar la red en un tiempo máximo de 500 milisegundos.

En cualquier caso, deben presentarse los certificados y/o documentos de ensayo o calibración que avalen que las protecciones actúan de acuerdo a los límites de tensión, frecuencia y tiempo mencionados anteriormente.

Para todas las funciones que sean implementadas mediante software, deberán presentarse certificados del fabricante del convertidor que aseguren que la programación y ajustes no pueden ser modificados por el cliente. Esto sustituye a los precintos físicos.

En el capítulo 6 pueden encontrarse más detalles teóricos sobre el tema de protecciones.

Puesta a Tierra.

El sistema de puesta a tierra de la IMG no debe alterar las condiciones de la puesta a tierra de la red de UTE y debe asegurar que los defectos producidos en la IMG no se transfieran a la red de distribución. La IMG debe contar con una toma de tierra adicional a la toma de tierra de protección del usuario a la cual deben conectarse todas las masas de la IMG. A menos que puedan utilizarse puestas a tierra independientes (según está establecido en el Reglamento de BT de UTE Capítulo XXIII Puestas a tierra, punto 11, ver sección 7.7), la toma de tierra adicional y la de protección de la instalación existente deben estar conectadas entre sí. En cualquier caso, la puesta a tierra de la IMG debe ser independiente del neutro de la red de UTE.

Calidad de energía: armónicos de corriente y compatibilidad electromagnética en el punto de conexión.

Se hace referencia a un documento que será publicado por URSEA, “Niveles de referencia de perturbaciones del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica”, el cual establecerá los requisitos necesarios para mantener la calidad de onda en el punto de conexión. Por el momento, y hasta que este documento no sea publicado, el Reglamento de BT de UTE lista algunas exigencias que debe satisfacer la IMG en el punto de conexión.

1. Las componentes armónicas de la corriente inyectada a la red de UTE deben satisfacer los límites indicados en la norma IEC 61000-3-2 requisito clase A.
2. Los niveles de severidad de flicker de corta y larga duración en el punto de conexión deben satisfacer los límites indicados en la norma IEC 61000-3-3 ($P_{st}=1$ y $P_{lt}=0.65$). Así mismo, el método de medida empleado también debe cumplir con lo establecido en dicha norma. Además, para la medida del flicker, el equipo de medida instalado debe satisfacer los requerimientos indicados en la norma IEC 61000-4-15.
3. Los huecos provocados en el punto de conexión deben mantenerse dentro de los límites establecidos por las curvas ANSI 446 y CBEMA.

En el capítulo 5 pueden encontrarse más detalles teóricos sobre el tema de calidad de onda.

Factor de potencia.

El factor de potencia de cada una de las unidades generadoras de la IMG debe ser igual o superior a 0.95, declarado por el fabricante de cada una de ellas. Se acepta la compensación de potencia reactiva mediante equipos adicionales para alcanzar el valor exigido.

7.1.2. Operación y seguridad de la IMG.

Se debe cumplir la normativa nacional sobre seguridad de las personas trabajando en el entorno de la IMG. Como fue mencionado anteriormente, el Interruptor General debe estar siempre accesible al personal de UTE, incluso ante ausencia del titular de la IMG. De esta forma, UTE puede trabajar de forma segura sobre la red desenergizada.

“Aviso de Alimentación Doble - Microgeneración Instalada”: deben existir señales de advertencia en todas las partes activas de la IMG, visible por toda persona que pueda acceder a ellas, indicando la necesidad de aislar tanto la red como las unidades de generación de la IMG previo al desarrollo de cualquier tarea sobre el equipamiento de la IMG y sus proximidades.

Todos los equipos componentes de la IMG deben mantenerse en condiciones de correcto funcionamiento y seguridad, verificado mediante ensayos de rutina.

7.1.3. Medición de energía.

La medida de energía se realiza en el Puesto de Medida instalado por UTE y de su propiedad, en base a la Resolución 163-2010 de la URSEA “Reglamento sobre Medición de la Energía Intercambiada en el Marco del Régimen establecido en el Decreto N°173/010”. Ver sección 7.8. Se utiliza un medidor bidireccional, capaz de medir la energía que fluye en ambos sentidos: el consumo de energía eléctrica provista por UTE y la energía entregada por la IMG a la red.

Existe otro medidor de energía activa que controla únicamente la energía generada por la IMG. Esta información es utilizada para realizar el Balance Energético Nacional. Este medidor será instalado y mantenido por el Microgenerador, pero debe permitirse el acceso de personal de UTE al mismo, a los efectos de tomar las lecturas.

Los equipos utilizados para medición de energía serán precintados por UTE y no podrán realizarse modificaciones sobre ellos sin previa autorización de UTE.

7.1.4. Trámites de solicitud para la Conexión.

La solicitud de conexión de una IMG a la red debe ser gestionada en UTE, presentando el respaldo de una firma instaladora y un técnico categoría A ó B. Se debe adjuntar un plano de ubicación de la IMG y un plano unifilar al documento de “Solicitud”. Luego, se realiza la firma del “Convenio de Conexión”, se presenta el “Documento de Asunción de Responsabilidad” y la “Declaración Jurada de Cumplimiento de los Requisitos Técnicos de la IMG” y se firma el “Contrato de compra venta de energía y pago de Tasas”, todo esto se realiza previo a la conexión de la IMG a la red de UTE.

Para la puesta en servicio, debe coordinarse para realizar los ensayos en presencia de UTE. Una vez que los ensayos son aprobados, el titular de la IMG debe presentar la “Solicitud de Habilitación para Entrar en Servicio” y, a continuación, UTE extenderá el “Acta de Habilitación de Entrada en Servicio”.

La puesta en servicio abarca los siguientes ensayos: verificación de no funcionamiento en isla; verificación de ausencia de tensión en bornes del ICP del lado del cliente ante una apertura del ICP; verificación de temporización a la reconexión. Estos ensayos son responsabilidad del titular de la IMG y para la realización de los mismos deberán utilizarse equipos e instrumentos con calibración vigente realizada por un instituto oficial o por un laboratorio independiente de reconocido prestigio.

En el punto 9 de este capítulo del reglamento de BT se menciona el procedimiento para la puesta fuera de servicio permanente de una IMG. En los puntos 10 y 11 de este capítulo del reglamento se establecen procedimientos en caso de sustitución o cambio de equipamientos y en caso de modificación de la fuente de microgeneración o de la potencia instalada, respectivamente.

Este capítulo del Reglamento de BT adjunta el formulario para realizar el trámite de “Solicitud” en el cual se exigen, entre otros, los siguientes datos: datos del cliente, la firma instaladora y del técnico; datos técnicos de la instalación generadora (potencias nominal y máxima, factor de potencia, tipo fuente primaria, tipo de generador, características del convertidor, etc.).

En lo que sigue, se resumen los documentos a los cuales hace referencia el capítulo XXVIII del Reglamento de BT de UTE y que han sido mencionados en los párrafos anteriores.

7.2. Decreto 173/010.

El Decreto 173/010, que entra en vigencia el 1º de Julio del año 2010, establece la posibilidad a los usuarios de la red eléctrica de distribución en baja tensión de generar energía eléctrica hacia la red a partir de fuentes renovables (eólica, solar, biomasa, hidráulica).

En el primer párrafo del Artículo 1º de este decreto se autoriza a instalar generación de hasta 16 A y hasta 25 A para suministros monofásicos con retorno por tierra. Esto significa una potencia autorizada de aproximadamente 11kW para un suministro trifásico en 400V. Además, en el segundo párrafo de este mismo artículo, se plantea la posibilidad de solicitar a UTE la instalación de una potencia superior a estos límites (lo que será minigeneración), sujeto a las modificaciones que deban ser realizadas sobre la red.

En los siguientes artículos, se establece que la instalación de microgeneración puede tanto generar como consumir energía eléctrica de la red y, además, la energía generada será comprada en su totalidad por UTE por 10 años a partir de la puesta en servicio de la instalación. Para la remuneración por la energía entregada a la red rigen los mismos precios que figuren en el Pliego Tarifario vigente de UTE, con algunas excepciones

detalladas en este mismo decreto. No se adicionan costos por el uso de las redes eléctricas, pero el Microgenerador asumirá los costos del equipamiento necesario para toda la instalación, incluyendo el acondicionamiento del puesto de medida y deberá abonar una tasa de conexión asociada a la instalación del nuevo medidor de UTE.

7.2.1. Resolución 1895/010.

Pocos días después de la entrada en vigencia del Decreto 173/010, el 21 de Julio de 2010, se aprueba la Resolución 1895/010 que hace referencia al primer párrafo del Artículo 1° del decreto, lo que se conoce como instalaciones de “baja potencia”. La misma establece los “Requisitos generales para la conexión de instalaciones de microgeneración a la red de Baja Tensión de UTE para las instalaciones comprendidas en el primer párrafo del artículo 1° del Decreto 173/010”.

El funcionamiento de las instalaciones de microgeneración no debe provocar ningún tipo de averías ni alteraciones en las magnitudes eléctricas de las redes a las que están conectadas que comprometan la calidad del producto entregado a los usuarios de la red. Tampoco debe crear condiciones inseguras para el personal que trabaja sobre las redes.

Ninguna instalación de microgeneración tiene permitido la operación en isla, por lo que deberá dejar de energizar la red cuando la misma se desconecte. Esto puede darse cuando se desconecta la red para trabajos de operación, mantenimiento o por actuación de las protecciones.

Se deberá tener en cuenta que las líneas y la potencia máxima de transformación en la subestación MT/BT correspondientes al punto de conexión posean capacidad suficiente para la nueva instalación.

No podrán intercalarse otros generadores o cargas entre el circuito de generación y el punto de conexión a la red eléctrica.

La tensión nominal de la IMG debe coincidir con la tensión de suminitro de UTE existente. Esto implica que si el suministro es monofásico, la IMG deberá ser monofásica.

En caso de que la IMG afecte a la red eléctrica al producirse una falla, haciendo que los parámetros de la red excedan los límites admisibles, el titular de la instalación debe disponer de un medio de comunicación para que las unidades de control de UTE puedan contactarse con él, y debe permitir el acceso a personal de UTE con el fin de realizar verificaciones.

UTE posee el derecho de desconectar la IMG en los siguientes casos: violación de las condiciones establecidas en el “Convenio de Conexión” o en el “Contrato de Suministro”; riesgo sobre la seguridad de las personas o bienes; generación de perturbaciones que comprometan la calidad del servicio brindado a los usuarios según la normativa vigente.

7.2.2. Resolución 1896/010.

El 28 de Julio de 2010, se aprueba la Resolución 1896/010 que trata sobre las IMG no comprendidas dentro del primer párrafo del Artículo 1° del Decreto 173/010. En

ella se establecen los “Requisitos generales para la conexión de instalaciones de microgeneración a la red de Baja Tensión de UTE para las instalaciones comprendidas en el segundo párrafo del artículo 1° del Decreto 173/010”. Cabe aclarar que se establece una vigencia de estos requisitos de 18 meses a partir de la fecha de la Resolución.

Se establece la potencia máxima autorizada para las IMG referidas como de “alta potencia” (lo que actualmente se denomina minigeneración eólica): 100kW para un suministro trifásico de 230V y 150kW para un suministro trifásico de 400V. Con excepción de estas especificaciones de potencias máximas, todo el resto de la Resolución menciona los mismos requisitos que la Resolución 1895/010 ya vista.

7.3. Reglamento de Calidad del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica (RCSDEE).

Según establece el Artículo 1, este reglamento fija las características que deben tener el suministro de energía eléctrica como producto técnico y los servicios técnicos y comerciales brindados para desarrollar la actividad de distribución de la energía eléctrica, a modo de lograr la satisfacción del usuario.

Aquí sólo se hará referencia a los puntos asociados específicamente a la calidad del producto técnico, esto corresponde a la Sección III del RCSDEE.

Los aspectos a controlar son las perturbaciones de tensión y los niveles de tensión entregados en el suministro.

7.3.1. Perturbaciones de tensión.

Se controlan las variaciones rápidas de tensión o niveles de severidad de flicker, los componentes armónicos de tensión y los desbalances. Como es mencionado en este reglamento, la regulación de estas magnitudes aún está en proceso de desarrollo, por lo cual las metodologías de medición, el procesamiento de las magnitudes y los límites de referencia no están completamente definidos y las exigencias actuales son muy superfluas. Si bien menciona que al 1° de Julio de 2011 “entrarán en vigencia los límites admitidos para cada parámetro a controlar”, aún no han habido publicaciones al respecto. Deberán registrarse, al menos, valores de distorsión total armónica de tensión en las tres fases (se asume que se refiere a la tasa THD, Total Harmonic Distortion, de tensión, aunque no especifica hasta qué orden de armónico debe incluirse), flicker (se asume que refiere a Pst y Plt) y desbalances. Además, podrán controlarse picos (swell) y huecos (sag) de tensión cuando se considere oportuno.

Se considera que el nivel de perturbaciones es inferior a los niveles de referencia cuando al menos el 95 % de los valores registrados lo es. En caso de exceder los límites, el Distribuidor podrá interrumpir el servicio al usuario.

7.3.2. Niveles de tensión.

En BT, los valores de las tensiones nominales de suministro son 230V y 400V.

Se define el siguiente indicador:

$$\Delta V_k = \frac{V_k - V_n}{V_n} \times 100 \quad (7.1)$$

Donde V_k corresponde a la media de los valores eficaces de tensión medidos en el punto considerado en un intervalo k de 15 minutos (definido por la norma internacional IEC 60050-101-14-16), y V_n es el valor de la tensión nominal.

El equipo utilizado para realizar las mediciones debe tener un error máximo de 1 % “en condiciones de red” (distorsión armónica total menor o igual a 10 %), y debe ser tal que la media de tensión obtenida en el intervalo k sea calculada con un mínimo de 30 medidas en dicho intervalo.

Las desviaciones admitidas para el indicador mencionado, para una zona ADT4 (a la que pertenece la Facultad de Ingeniería), son -12 % y +6 %.

7.4. Reglamento de Seguridad de Productos Eléctricos de Baja Tensión (RSPEBT). Anexo I Mercosur/GMC/Res. N° 35/08 “Reglamento Técnico Mercosur sobre Requisitos Esenciales de Seguridad para Productos Eléctricos de Baja Tensión”.

Este Anexo refiere a los productos eléctricos con tensión nominal entre 50Vac y 1000Vac o entre 75Vcc y 1500Vcc, exceptuando material eléctrico destinado a ser utilizado en una atmósfera explosiva, para electro-radiología y usos médicos, para uso en buques, aeronaves y ferrocarriles.

Las características fundamentales del producto deben figurar sobre el mismo o en el manual de instrucciones, en el idioma del país donde será comercializado (en el caso del Mercosur español o portugués o en ambos idiomas).

Debe tener una marca legible e indeleble respecto del país de origen, marca comercial y modelo, como mínimo. Además, deberá figurar sobre el producto o su envase: razón social y domicilio legal de fabricante para productos de fabricación nacional; razón social o nombre del importador y domicilio legal para productos de fabricación en otros estados, partes o extrazona.

Todos los productos y sus componentes deben ser fabricados de forma que permitan una conexión segura y adecuada. Además, deben ser diseñados y fabricados de modo que esté garantizada la protección contra peligros originados en el propio producto y peligros causados por efecto de influencias externas sobre el producto, a fin de que personas y animales domésticos permanezcan protegidos contra el riesgo de heridas y daños que puedan sufrir y no se produzcan temperaturas, arcos eléctricos o radiaciones peligrosas. Así mismo, el producto debe poder responder a las exigencias mecánicas, no

mecánicas de medio ambiente y sobrecargas previstas sin poner en peligro a personas, animales domésticos y bienes.

7.5. Interruptores Termomagnéticos con Curva de Disparo Tipo B.

La norma IEC 60898 se refiere a los interruptores automáticos de uso doméstico y fija las características de disparo de las protecciones que se verán a continuación. Este tipo de interruptores de riel DIN está fabricado para trabajar en circuitos de 440Vac máximo y para corrientes nominales de hasta 125A.

Un interruptor automático posee dos protecciones independientes: una protección contra sobrecargas, cuya característica de disparo es de tiempo dependiente o de tiempo inverso (el tiempo de disparo es menor a medida que crece la corriente que lo atraviesa); y una protección contra cortocircuitos, cuya característica de disparo es de tiempo independiente o tiempo definido (el tiempo es el mismo independientemente de la corriente). Para provocar la apertura por sobrecargas, estos interruptores disponen de un disparador térmico constituido de una lámina bimetálica que se curva temporalmente bajo la acción del calor producido por el pasaje de la corriente eléctrica. Para provocar la apertura por cortocircuitos, estos interruptores están equipados con un disparador magnético (constituido por una bobina, electroimán, que atrae una pieza articulada, armadura, cuando la corriente llega a un cierto valor). De aquí el nombre de interruptores automáticos termomagnéticos.

Se define la corriente nominal como la corriente que el interruptor puede soportar en régimen ininterrumpido y sin dispararse a una temperatura de referencia especificada de 30°C. La corriente convencional de no disparo (I_{nt}) vale $1.13I_n$, y la corriente convencional de disparo (I_t) vale $1.45I_n$. La norma establece que para una corriente igual a I_{nt} el interruptor no debe dispararse antes de un tiempo predeterminado (1 o 2 horas según sea el caso), y para una corriente igual a I_t , entonces la norma establece el tiempo máximo en que sí debe dispararse.

Existen tres tipos de curvas, en la Figura 7.2 se muestra la forma de la curva Tipo B. Según sea la curva de fabricación (B, C ó D) de un interruptor quedan establecidos los valores máximos y mínimos de la corriente magnética I_m , según la Tabla 7.3:

Curva	I_m
B	de $3I_n$ a $5I_n$
C	de $5I_n$ a $10I_n$
D	de $10I_n$ a $20I_n$

Tabla 7.3: Corriente magnética para los distintos tipos de curvas.

El tiempo de disparo es mayor a 100ms en el valor inferior establecido para I_m , y menor a 100ms en el valor superior establecido para I_m . Si las corrientes son muy grandes (esto ocurre en cortocircuitos francos), y dependiendo de cada marca, los interruptores

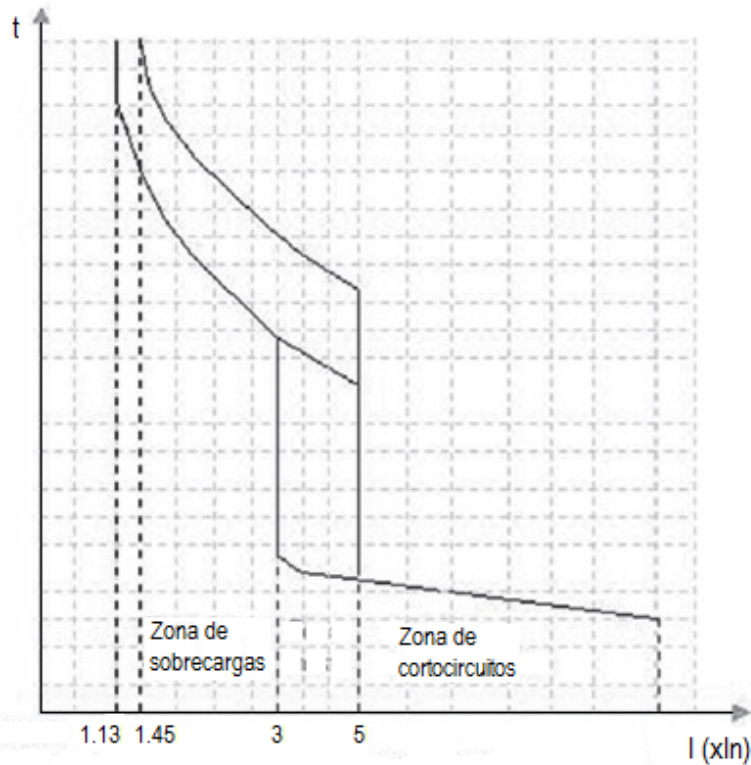


Figura 7.2: Curva de disparo Tipo B según la Norma IEC 60898. [14]

poseen un tiempo de apertura entre 5ms y 20ms.

Dentro de cada tipo de curva, el fabricante puede elegir el valor de corriente instantáneo que crea más conveniente.

La curva tipo B es normalmente utilizada para circuitos resistivos (con influencia de transitorios de arranque) o con cables de gran longitud. Se define el poder de corte último I_{cn} como el máximo valor de corriente que el interruptor es capaz de interrumpir, y el poder de corte en servicio I_{cs} como la capacidad del interruptor de abrir una corriente de cortocircuito tres veces seguidas (expresado en función I_{cn}). Valores típicos son los siguientes:

- $I_{cn} < 6\text{kA}$, $I_{cs} = I_{cn}$;
- $6\text{kA} < I_{cn} < 10\text{kA}$, $I_{cs} = 0.75 I_{cn}$
- $I_{cn} > 10\text{kA}$, $I_{cs} = 0.5 I_{cn}$

7.6. Reglamento de Baja Tensión de UTE. Capítulo VI “Protecciones contra contactos directos e indirectos”.

De este capítulo del Reglamento de BT se estudiará únicamente el interruptor diferencial aplicado como protección contra contactos indirectos. Este tipo de protección

entra dentro del grupo de medidas clase B mencionado en el Capítulo:

“Clase B. Esta medida consiste en la puesta a tierra directa o la puesta a neutro de las masas, asociándola a un dispositivo de corte automático, que origine la desconexión de la instalación defectuosa.”

Los interruptores diferenciales abren de forma automática la instalación cuando la suma vectorial de las corrientes que atraviesan sus polos (incluyendo el neutro si corresponde) alcanza un valor predeterminado como umbral. La sensibilidad de funcionamiento de un interruptor diferencial viene dada por la mínima corriente de defecto a la cual debe disparar para proteger al personal y la instalación.

La elección de la sensibilidad del interruptor diferencial a utilizar se determina a partir de la siguiente relación:

$$R \geq \frac{K}{I} \quad (7.2)$$

Donde I es el valor de la corriente en amperios del interruptor a utilizar, R es el valor de la resistencia a tierra de las masas medida en cada punto de conexión de las mismas y K depende del sitio:

- En locales o emplazamientos secos: $K=50$.
- En locales o emplazamientos húmedos o mojados: $K=24$.

Para instalaciones existentes que no dispongan de conductores de protección para la puesta a tierra o puesta a neutro de las masas pueden utilizarse interruptores diferenciales de alta sensibilidad (30mA).

Para redes de distribución de tipo IT, donde el neutro del secundario del transformador de distribución está completamente aislado de tierra, hay que tomar ciertas precauciones. No se ahondará en este punto.

7.7. Reglamento de Baja Tensión de UTE. Capítulo XXIII “Puestas a Tierra”.

El punto 11 de este capítulo del Reglamento de BT trata sobre la “separación entre las tomas de tierra de las masas de las instalaciones de utilización y de las masas de una subestación”. Las masas de una instalación de utilización y los conductores de protección asociados a estas masas o a los dispositivos de protección de masa no deberán estar unidos a la toma de tierra de las masas de una subestación. Para verificarlo, se toma la medida entre las tomas de tierra de las masas de las instalaciones de utilización y las tomas de tierra de las masas de la subestación. De no poder realizar estas medidas, se considera que las tomas de tierra mencionadas son eléctricamente independientes cuando se cumplen todas las condiciones que se listan a continuación:

1. No existencia de ningún tipo de canalización metálica conductora que una la zona de tierra de la subestación con la zona de los equipos de utilización, ya sea una cubierta metálica no aislada, cañerías de agua, gas, etc.

2. La distancia mínima entre las tomas de tierra de la subestación y las tomas de tierra, o elementos conductores enterrados, en las instalaciones de utilización es de 15 metros para aquellos terrenos con resistividad igual o inferior a $100\Omega\text{m}$. En la medida que el terreno sea peor conductor, esta distancia mínima aumenta.
3. La subestación debe estar situada en un recinto aislado de los locales de utilización. De lo contrario, si se encuentra contigua o dentro de los locales, sus elementos metálicos no deben estar en contacto eléctrico con los elementos metálicos constructivos de los locales de utilización.

En caso de no cumplirse alguna de las condiciones mencionadas anteriormente, se deja la posibilidad de estudiar alguna solución en conjunto con UTE.

7.8. Resolución 163/010. “Reglamento sobre Medición de la Energía Intercambiada en el Marco del Régimen Establecido en el Decreto N° 173/010”. Aprobación.

Esta resolución, promulgada el 29 de Julio de 2010, aprueba el “Reglamento sobre medición de la energía intercambiada en el marco del régimen establecido en el Decreto N°173/010”, en el que se establecen las reglas que rigen la medición de la energía eléctrica intercambiada entre una IMG y UTE para todas las instalaciones comprendidas dentro del artículo 1° de dicho decreto.

El Microgenerador tendrá acceso a la lectura de las mediciones, pero bajo ninguna circunstancia está autorizado a modificar los valores medidos. Para los equipos con medida indirecta, UTE debe dejar indicado en el medidor el valor de la constante utilizada para calcular, a partir de la lectura del medidor, el valor real de la medida.

El medidor debe tener, al menos, las siguientes características:

- ofrecer lecturas de energía activa y reactiva (esta última sólo si es necesaria para la facturación) en cada una de las direcciones (o sea, bidireccional);
- ser adecuado para la cantidad de fases e hilos utilizados;
- cumplir con las normas IEC 62053-21 o 62053-22 o 62053-23, según corresponda;
- clase 1 ó 0.5 para la medida de energía activa directa o indirecta, respectivamente;
- clase 2 para la medida de energía reactiva;
- ser estático;
- grado de protección IP51 según la norma IEC 60529;
- la placa característica debe contener un número de serie único;
- permitir la colocación de precintos para seguridad del operario e impedir la manipulación del medidor;

- disponer de protección de datos en el almacenamiento, la extracción y la transmisión, con perfiles de usuario (protección por contraseña) con al menos dos niveles de seguridad: lectura de datos y programación;
- contar con un sistema emisor de pulsos en el frente, para permitir el contraste del medidor de la IMG con un medidor patrón.

Para los circuitos de medida indirecta, los transformadores de medida y los circuitos deben contar con las siguientes características:

- clase del transformador de intensidad (TI): 0,5 según la norma IEC 60044-1;
- la carga de los circuitos secundarios de los transformadores de intensidad debe estar entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal del transformador;
- los circuitos de medición secundarios deben tener borneras que permitan separar y/o intercalar otros equipos de medición, sin afectar el funcionamiento del sistema eléctrico.

Cuando lo considere necesario, UTE hará inspecciones y tomará las medidas preventivas que crea pertinentes. Del mismo modo, el Microgenerador puede solicitar a UTE que se realicen ensayos sobre el medidor, asumiendo los costos en caso de que no existan desviaciones en las lecturas del mismo. Siempre que se detecten errores de medida o anomalías en el funcionamiento del medidor, UTE debe recalibrarlo o reemplazarlo y llevar a cabo las eventuales compensaciones que correspondan.

Ante la detección de irregularidades intencionales sobre el medidor, se debe documentar y UTE presentará una propuesta al Regulador para que lo considere. En los casos en que corresponda, la URSEA también tomará intervención.

Capítulo 8

Información de interés.

En este capítulo se resumen todos los aspectos prácticos a tener en cuenta a la hora de proyectar una instalación de microgeneración eólica. En primer lugar, se plantean todos los puntos implicados en la inversión a realizar, esto incluye desde los materiales hasta los costos de ensayos de puesta en servicio. A continuación, se mencionan aspectos del rendimiento del aerogenerador y se estiman los ahorros y el tiempo de amortización de la inversión. Finalmente, se mencionan otros aspectos interesantes a tener en cuenta.

8.1. Inversión.

En el presente capítulo se hará una breve reseña en cuanto a los costos implicados en la implementación de una IMG con conexión a la red de BT de UTE a partir de energía eólica.

Para comenzar, recordemos todo lo que se ha indicado que se requiere para una instalación de este tipo.

A) Materiales.

Aerogenerador. Incluye turbina, aspas, generador, controlador de carga (o como lo hemos llamado hasta ahora: convertidor del lado de la turbina), inversor (o convertidor del lado de la red). En general, los inversores existentes en plaza ya incluyen las protecciones de tensión, frecuencia y anti-isla.

Interruptores. Se ha visto que se necesitan los siguientes: termomagnético y diferencial. Se asume que el interruptor automático de interconexión está incluido en el inversor como generalmente se presentan en plaza.

Transformador para aislación galvánica. Únicamente si no está incluido en el inversor.

Medidor de energía. Medidor de energía activa unidireccional para el registro de la energía generada por la instalación de microgeneración.

Materiales complementarios. Esto abarca todos los materiales necesarios para la instalación eléctrica, montaje y anclaje de los equipos: cables de potencia y control,

terminales, gabinetes, canalizaciones, etc.

B) Proyecto y ejecución.

Para llevar a cabo el proyecto, debe presentarse el respaldo de una firma instaladora y un técnico categoría A o B. La ejecución consiste en la obra civil, el montaje mecánico y en la instalación eléctrica.

C) Trámites.

Se listan a continuación todos los documentos que se generan en el proceso de habilitación de la IMG:

- Solicitud.
- Convenio de Conexión.
- Documento de Asunción de Responsabilidad.
- Declaración Jurada de Cumplimiento de los Requisitos Técnicos de la IMG.
- Contrato de compra venta de energía y pago de Tasas.
- Solicitud de Habilitación para Entrar en Servicio.
- Acta de Habilitación de Entrada en Servicio.

D) Ensayos de puesta en servicio.

Los ensayos de puesta en servicio abarcan los ensayos de todas las protecciones (verificación de no funcionamiento en isla, verificación de ausencia de tensión en bornes del ICP del lado del cliente ante una apertura del ICP, verificación de la temporización en la reconexión) y el registro de calidad de energía (análisis de armónicos de corriente y compatibilidad electromagnética). Para el primero hay que contemplar la contratación de personal idóneo y con el equipamiento adecuado y debidamente calibrado con capacidad de ensayar todas las protecciones involucradas. Para el registro de calidad de energía habrá que hacerse de un equipo analizador trifásico de calidad de onda que cumpla con los requisitos de las medidas a realizar (ver capítulo 5).

E) Precios de mercado.

A modo de estimación se consideran los siguientes precios para los elementos mencionados en el punto anterior:

- Aerogenerador: 1kW USD5000, 5kW USD16000, 10kW USD 27000.
- Transformador: 4kVA USD700, 8kVA USD1000, 12kVA USD1300.
- Medidor de energía: USD800.
- Materiales varios: USD1500.

- Proyecto y ejecución: USD4000.
- Ensayos de puesta en servicio: USD2000.
- Trámites y traslados: USD1000.

Esto genera un total estimado de: USD15000 para un aerogenerador de 1kW, USD26300 para un aerogenerador de 5kW y USD37600 para un aerogenerador de 10kW.

8.2. Rendimiento.

Según el Mapa Eólico del Uruguay, la velocidad media anual del viento ronda los 5m/s en la zona sur y los 4m/s en las zonas centro y norte, para una altura de 15 metros que es la altura aproximada que se maneja para aerogeneradores de pequeño porte.

Para esta velocidad del viento y en Montevideo puede extraerse una potencia media aproximada de 1kW (según las curvas de los fabricantes) con un aerogenerador de 5kW de potencia nominal. Esto resulta en una energía generada mensual media de 720kWh.

Para 5m/s del viento y en Montevideo puede extraerse una potencia media aproximada de 2kW (según las curvas de los fabricantes) con un aerogenerador de 10kW de potencia nominal, que resulta en una energía generada mensual media de 1440kWh.

8.3. Mantenimiento.

Dentro de los costos de mantenimiento se incluyen dos puntos: mantenimiento preventivo y mantenimiento correctivo. El mantenimiento preventivo abarca lo que es inspección visual frecuente, lubricación de las partes y verificación del torqueado de los bulones. El mantenimiento correctivo corresponde a las reparaciones que deban realizarse y repuestos (por ejemplo un juego de palas nuevas) que deban comprarse durante el correr de la vida útil del equipo.

El costo total de mantenimiento puede estimarse en un 15 a 20 % del precio del equipo aerogenerador.

La vida útil de un aerogenerador es estimada por los fabricantes en el orden de 15 a 20 años.

8.4. Ahorro y amortización de la inversión.

En primer lugar, se cita a continuación lo establecido en el Decreto 173/010 referente a la remuneración de UTE por generación de energía.

“Artículo 4°. La energía entregada a la red de baja tensión por el microgenerador se remunerará al mismo precio del cargo por energía vigente en el Pliego Tarifario de UTE, con las excepciones descritas en el artículo 5°.

Artículo 5°. Para el caso de la Tarifa Residencial Simple, el precio establecido para la primera franja de 0 a 100kWh se sustituirá por el correspondiente a la franja inmediata superior. Aquellos servicios incluidos en la modalidad Tarifa de Consumo Básico Residencial se regirán bajo el criterio de los clientes del tipo Tarifa Residencial Simple.”

Supongamos un hogar con potencia contratada 6.6kW, cuyo consumo diario estimado es de 28.4kWh y el consumo promedio mensual es de 852kWh¹. Bajo estas suposiciones y con Tarifa Residencial Simple contratada (ver Tabla 8.1²), el costo mensual es de \$4410.

Cargo por consumo de energía	
1kWh a 100kWh mensuales	\$/kWh 3.064
101 kWh a 600 kWh mensuales	\$/kWh 4.287
601 kWh en adelante	\$/kWh 4.817
Cargo por potencia contratada	\$/kW 41.20
Cargo fijo mensual	\$ 124.20

Tabla 8.1: Tarifa Residencial Simple.

Se decide la instalación de un aerogenerador de 5kW de potencia nominal, con las características mencionadas anteriormente. Según estos valores, parte del consumo mensual de este hogar puede ser cubierto por el aerogenerador y restan 132kWh por mes a comprar a UTE. El costo de los restantes kWh sumado a los cargos por potencia contratada y los cargos fijos resultan en \$871. Esto genera un ahorro mensual de \$3538, que significa un ahorro anual de USD2123. Para una inversión inicial de USD26300 y un costo de mantenimiento de USD3200, se obtiene un período de amortización de 14 años.

Supongamos ahora una pequeña empresa, ubicada en las afueras de Montevideo, cuyo horario laboral es de lunes a viernes de 8hs a 18hs. La potencia contratada es de 15kW y la demanda pico es de 12kW. La tarifa contratada corresponde a una tarifa de mediano consumidor triple horario en baja tensión (ver Tabla 8.2³). Se estima una demanda media de 8kW en horario laboral y una demanda media de 2kW fuera de horario laboral.

Cargo por consumo de energía	
Valle (00hs a 07hs)	\$/kWh 1.128
Llano (07hs a 18hs y 22hs a 24hs)	\$/kWh 2.672
Punta (18hs a 22hs)	\$/kWh 6.174
Cargo por potencia máxima	\$/kW 210.40
Cargo fijo mensual	\$ 390.30

Tabla 8.2: Tarifa Mediano Consumidor Triple Horario.

Los cálculos indican que el consumo mensual se estima en 2376kWh, que representa

¹Estimaciones realizadas a partir del Simulador de Consumo de la página web de UTE.

²Datos extraídos del Pliego Tarifario Vigente de UTE.

³Datos extraídos del Pliego Tarifario Vigente de UTE.

un costo mensual de \$9405.

La empresa decide instalar un aerogenerador de 10kW de potencia nominal, que significa una energía mensual generada de 1440kWh.

Como resultado, el aerogenerador cubre parte del consumo de la empresa, restan 936kWh, y la factura mensual de UTE será de aproximadamente \$5365. Esto significa un ahorro mensual de \$4040 y un ahorro anual de USD2424. El período de amortización para una inversión inicial de USD37600 y un costo de mantenimiento de USD5400 es de aproximadamente 18 años.

De estos valores resulta que hoy en día no es viable una instalación de este tipo en Uruguay.

8.5. Otros datos.

Otros aspecto a tener en cuenta es el tamaño del aerogenerador que impide que pueda ser instalado en cualquier sitio. A modo de ejemplo, un generador eólico de 1kW de eje horizontal tiene un diámetro de aspas de 2.5m a 3.2m y va montado sobre una torre de unos 7m; uno de 5kW tiene un diámetro de aspas de 6.4m a 8m y lleva una torre de unos 12m; y uno de 10kW posee un diámetro de sus aspas de 8m a 10m y se monta sobre una torre de unos 18m.

Dentro de los costos de inversión no se ha tenido en cuenta la contratación de un seguro que se realiza por tratarse de una máquina de importante costo, que se encuentra expuesta a la intemperie y que resulta un riesgo potencial para terceros.

Dado que la generación eólica no requiere de combustión que produzca dióxido de carbono (CO_2) no contribuye al efecto invernadero ni al cambio climático. Por ejemplo, un aerogenerador de 5kW evita la emisión de 5.2 toneladas anuales respecto de lo que sería la generación a partir de combustibles fósiles.

Parte II

APLICACIÓN SOBRE LA RED DE FACULTAD DE INGENIERÍA

En esta parte veremos una aplicación sobre la red de la Facultad de Ingeniería. Se plantean los modelos de la red y de los equipos a utilizar, capítulo 9 y se realizan simulaciones para estudiar el comportamiento de la red y analizar la influencia de un aerogenerador sobre ella, capítulo 10. Si bien el concepto de microgeneración abarca hasta un máximo de 16A (aproximadamente 11kW en un suministro trifásico de 400V), se incorpora en Noviembre de 2011 el capítulo XXIX al Reglamento de BT de UTE donde se establece la posibilidad de conectar a la red de baja tensión aerogeneradores de hasta 150kW (lo que se denomina minigeneración). Se ha decidido, por lo tanto, abarcar todo el rango de generación de potencia permitido, utilizando aerogeneradores de 50kW, 100kW y 150kW para realizar los estudios. Cabe aclarar que estos aerogeneradores tienen un tamaño que imposibilita su instalación en el predio de facultad, sin embargo se utiliza la red de facultad como ejemplo de una red real.

Capítulo 9

Modelado.

9.1. Introducción.

Para estudiar el comportamiento del generador eólico, se modelará la porción de la red de UTE que abarca los suministros en la Facultad de Ingeniería y las subestaciones más próximas a la misma. Para el estudio de la red modelada se cuenta con la herramienta DSATools (Dynamic Secure Assesment Tools) la cual es un conjunto de programas mediante los cuales se pueden simular todos los aspectos de una red de potencia y analizar la seguridad de la misma. Es posible realizar diversos estudios, como por ejemplo resolución de flujos de cargas, transitorios en la red, disturbios en la tensión, etc. En este caso se utilizará el software PSAT (Powerflow & Short-circuit Analysis Tool) y el TSAT (Transient Security Assesment Tool).

En el programa PSAT, se ingresarán los datos que surgen del modelado de la red para resolver el flujo de cargas. Luego, en TSAT se toma como punto inicial para el estado de la red el flujo de cargas calculado en PSAT, y se realizan las simulaciones para estudiar los transitorios de las distintas variables de la red ante determinadas contingencias (como por ejemplo pérdidas de carga, desconexiones y cortocircuitos).

En este capítulo se presenta en primera instancia el modelado de todos los componentes de la red y del generador eólico a conectar en la misma. Una vez modelada la red, se muestran los datos a introducir en PSAT para resolver el flujo de cargas. Luego se presentará la construcción en TSAT de los dos escenarios a analizar (red con y sin generador eólico), y los modelos dinámicos para los generadores de la red. En el próximo capítulo se presentará un análisis del comportamiento estático, realizando la comparación entre los resultados teóricos de la solución del flujo de cargas para esta red, los resultados de PSAT y los resultados del No Disturbance Test de TSAT, y un análisis del comportamiento dinámico a partir de las distintas contingencias planteadas.

9.2. Modelado de la red.

La fracción de la red a modelar es la que se muestra en el unifilar de la Figura 9.1 proporcionado por UTE. En este unifilar se incluyen las subestaciones en MT de la Facultad de Ingeniería, SB353 y SB353A. Se incluyen además el ramal que sigue hacia la subestación SB2107 de donde siguen los ramales hacia Punta Carretas y otros suministros, y el ramal que viene hasta la SB4566 (Teatro de Verano) desde la estación Montevideo G. El ramal que viene desde la estación MVD G pasa por varios suministros antes de llegar a la SB4566, por lo que se modelará con el equivalente Thèvenin de la red vista desde la SB353, como se detalla más adelante. Las subestaciones mencionadas se encuentran a un nivel de tensión de 22kV. Los cables entre las subestaciones son subterráneos, en el unifilar se indican los datos de los mismos.

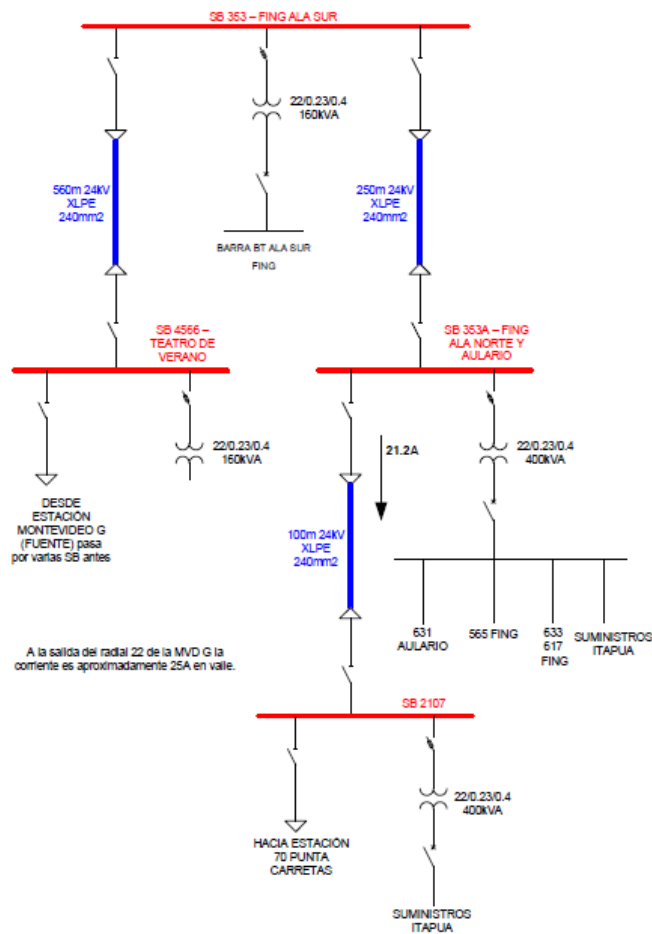


Figura 9.1: Unifilar de la red a modelar.

En cada una de las subestaciones SB353 y SB353A en Facultad de Ingeniería, se tienen además transformadores de MT a BT, para los suministros en 400V para Ala Sur, y para Ala Norte y Aulario respectivamente, barras que se denominarán de aquí en adelante a los efectos del modelo como BT Ala Sur y Auxiliar respectivamente. En la barra BT Ala Sur se tiene un suministro en BT (Cuerpo Sur de Facultad), mientras que en la barra Auxiliar (Ala Norte y Aulario) se tienen cuatro suministros en BT los cuáles se identifican en el unifilar de la Figura 9.1 como 565 FING (Cuerpo Central de Facultad), Suministros Itapúa (Cuerpo Norte de Facultad), 631 Aulario (Complejo Polifuncional - Aulario) y 633-617 FING (Complejo Faro).

En resumen, los cinco puntos de conexión en BT son:

- Avda Julio Maria Sosa 2185, Cuerpo Sur – Ref. 0900134101 – Barra BT Ala Sur.
- Avda. J. Herrera y Reissig 0633, Complejo Faro, CEI – Ref. 0607795002 – Barra Auxiliar.
- CL Ibiray, S/N, Cuerpo Norte – Ref. 0900133801 – Barra Auxiliar.
- Avda, J. Herrera y Reissig 0565, Cuerpo Central, Anexo – Ref. 0900133901 – Barra Auxiliar.
- Polifuncional – Ref. 0645653801 – Barra Auxiliar.

Para poder construir el modelo completo de la red, es necesario estimar las cargas conectadas a la misma y los suministros, y presentar además el modelo de los cables subterráneos y transformadores. A continuación se describen estos detalles.

Nota: Se tomará como criterio expresar las impedancias en valores por unidad, tomando como tensiones base 22kV y 400V según el nivel de tensión que corresponda, y una potencia base de 100MVA.

9.2.1. Modelado de suministros.

Para modelar la red de distribución aguas arriba de la subestación SB353, se utilizan los datos proporcionados por UTE mostrados en la Tabla 9.1 que corresponden al equivalente Thèvenin visto desde la barra SB353 para las bases de potencia y tensión indicadas en la misma tabla.

Nodo	Impedancia Thèvenin (p.u.)		Tensión Base	Potencia Base
	R1	X1		
SB353	0.40030	0.81358	22kV	100MVA

Tabla 9.1: Equivalente Thèvenin visto desde la barra SB353.

Para modelar el generador se utilizarán como referencia los datos de un generador sincrónico con reguladores de velocidad y frecuencia, existente en una de las subestaciones de UTE. En la Tabla 9.2 se muestran los datos proporcionados por UTE que serán adaptados para incluirlos en el modelo de la red.

Potencia Nominal	Resistencia (p.u.)	Reactancia (p.u.)	Tensión Base
63.5 MVA	0.00158	0.193	11.5kV

Tabla 9.2: Datos del modelo del generador principal.

Para construir el modelo del equivalente Thèvenin, se conectará este generador a una barra en 22kV (la cuál llamaremos EquivalenteSB4566), que será la barra swing (flotante) de la red modelada. Esta barra se conectará a la SB353 a través de un cable cuya impedancia será tal que sumada a la impedancia del generador (impedancias en

serie) de como resultado la impedancia mostrada en la Tabla 9.1, ya que como mencionamos anteriormente, con este equivalente se está representando el resto de la red de distribución. Al conectar el generador en la barra de 22kV, es necesario realizar el cambio de base de la tensión. Cabe destacar además, que para que la barra a la cual se conecta este generador funcione como swing, se debe modelar dicho generador como una fuente de potencia infinita que sea capaz de absorber cualquier tipo de perturbación en la red modelada, intercambiando toda la potencia necesaria, por lo tanto, se modelará eligiendo una potencia nominal de 100MVA. Finalmente, realizando los cambios de base para tensión y potencia, la impedancia del generador a utilizar es la que se muestra en la Tabla 9.3.

Potencia Nominal	Resistencia (p.u.)	Reactancia (p.u.)	Tensión Base
100 MVA	0.00067989	0.083049	22kV

Tabla 9.3: Datos del modelo del generador principal para 100MVA y 22kV.

Ahora resta ajustar los valores de impedancia (resistencia y reactancia) del cable que interconecta la barra SB353 con la barra SB4566 de acuerdo a la impedancia del generador tal como se mencionó anteriormente. En la Tabla 9.4 se muestran los valores resultantes para el modelado del cable considerando la base de 100MVA y 22kV.

Cable	Resistencia (p.u.)	Reactancia (p.u.)
SB4566 - SB353	0.39962	0.73053

Tabla 9.4: Datos para el cable del equivalente Thèvenin aguas arriba de la SB353.

Para modelar los suministros y cargas que se encuentran aguas abajo de la SB2107 se utiliza el dato de la corriente que circula por el ramal entre la SB353A y la SB2107, mostrado en el unifilar de la Figura 9.1. Por lo tanto, serán modelados como una carga trifásica cuyo consumo nominal es 21.2A, asumiendo factor de potencia 1. De esta forma resulta:

$$P_{SB2107} = \sqrt{3} \times 22kV \times 21,2A = 807,83kW \quad (9.1)$$

Para el estudio de microgeneración conectada a la red de baja tensión se colocará en la barra BT Ala Sur un generador eólico. Para conectar este generador, la barra BT Ala Sur pasa de ser una barra de carga a ser una barra generadora, fijando la tensión en la misma en el valor resultante de la solución del flujo de cargas para la red sin molino.

Los datos utilizados para el generador eólico se resumen en la Tabla 9.5, en este caso se utilizará un generador de 50kVA de potencia nominal. El valor de reactancia de 2 p.u. se obtiene de hojas de datos de fabricantes de generadores eólicos de potencias entre 50kVA y 150kVA.

Potencia Nominal	Resistencia (p.u.)	Reactancia (p.u.)	Tensión Base
0.05 MVA	0	2	0.400kV

Tabla 9.5: Datos del modelo del generador eólico.

9.2.2. Estimación de las cargas.

Tal como se mencionó al presentar el unifilar de la red, la Facultad de Ingeniería posee cinco puntos de conexión a la red de baja tensión (400V) de UTE. A continuación, se describe el procedimiento utilizado para estimar las cargas conectadas a cada uno de estos puntos de conexión.

Como punto de partida, se consideró la facturación mensual en cada punto correspondiente a los meses de Enero a Noviembre del año 2011, de acuerdo a la información proporcionada por Plan de Obras de la Facultad de Ingeniería. La estimación de la carga se realizó en base al consumo de energía activa y reactiva facturado en cada mes y estimando el horario de consumo diario.

La Tabla 9.6 resume el consumo facturado en cada mes para cada uno de los cinco puntos de conexión a UTE.

Ref. Cobro	0607795002		0900133801		0900133901		0645653801		0900134101	
Barra	Auxiliar		Auxiliar		Auxiliar		Auxiliar		BT Ala Sur	
Mes	kWh	kVArh	kWh	kVArh	kWh	kVArh	kWh	kVArh	kWh	kVArh
Ene-2011	2280	0	9300	2100	62400	18800	3840	1360	24600	8000
Feb-2011	2280	0	12300	3000	69000	23800	4960	2080	12600	5000
Mar-2011	2280	0	20100	4800	87200	29200	10880	5200	14000	5200
Abr-2011	2280	0	17700	4050	74000	23400	10560	4880	11200	3600
May-2011	1529	0	22350	5250	82400	23200	14240	6400	18200	5000
Jun-2011	512	0	27900	5400	99000	25600	15760	6640	31200	7200
Jul-2011	512	0	28500	4800	90200	21800	14640	5840	33000	5800
Ago-2011	512	0	32100	5850	102600	25200	16000	6240	32400	5600
Set-2011	512	0	21750	4350	87600	24000	17120	7360	21600	4000
Oct-2011	512	0	20700	3600	75200	22200	13280	5840	15200	3800
Nov-2011	2048	0	21150	5850	82000	27000	13680	6560	14000	5000

Tabla 9.6: Consumo mensual.

Para la estimación del tiempo mensual de consumo se consideró un consumo de lunes a viernes de 8hs a 23hs (15 horas) y los sábados de 8hs a 12hs (4 horas). La Tabla 9.7 resume la cantidad de horas de consumo mensuales.

Mes	Cantidad de días de lunes a viernes	Cantidad de días sábados	Total de horas
Enero 2011	21	5	330
Febrero 2011	20	4	312
Marzo 2011	23	4	357
Abril 2011	21	5	330
Mayo 2011	22	4	342
Junio 2011	22	4	342
Julio 2011	21	5	330
Agosto 2011	23	4	357
Setiembre 2011	22	4	342
Octubre 2011	21	5	330
Noviembre 2011	22	5	345

Tabla 9.7: Tiempos de consumo mensuales.

Tomando el cociente entre la energía facturada y las horas de consumo, se obtiene el valor estimado de la demanda en cada punto de conexión para cada mes. La Tabla 9.8 reúne estos resultados y agrega una fila al final de la tabla con el promedio de las potencias obtenidas en cada suministro.

Ref. Cobro	0607795002		0900133801		0900133901		0645653801		0900134101	
Barra	Auxiliar		Auxiliar		Auxiliar		Auxiliar		BT Ala Sur	
Mes	P (W)	Q (Var)	P (W)	Q (Var)	P (W)	Q (Var)	P (W)	Q (Var)	P (W)	Q (Var)
Ene-2011	6909	0	28182	6364	189091	56970	11636	4121	74545	24242
Feb-2011	7308	0	39423	9615	221154	76282	15897	6667	40385	16026
Mar-2011	6387	0	56303	13445	244258	81793	30476	14566	39216	14566
Abr-2011	6909	0	53636	12273	224242	70909	32000	14788	33939	10909
May-2011	4471	0	65351	15351	240936	67836	41637	18713	53216	14620
Jun-2011	1497	0	81579	15789	289474	74854	46082	19415	91228	21053
Jul-2011	1552	0	86364	14545	273333	66061	44364	17697	100000	17576
Ago-2011	1434	0	89916	16387	287395	70588	44818	17479	90756	15686
Set-2011	1497	0	63596	12719	256140	70175	50058	21520	63158	11696
Oct-2011	1552	0	62727	10909	227879	67273	40242	17697	46061	11515
Nov-2011	5988	0	61842	17105	239766	78947	40000	19181	40936	14620
Promedio	4137	0	62629	13137	244879	71063	36110	15622	61222	15683

Tabla 9.8: Demanda estimada mensual.

A modo de resumen, se obtuvieron los siguientes resultados.
En barra Auxiliar:

- Complejo Faro, CEI – Ref. 0607795002 – P=4.137kW, Q=0kVAr.
- Cuerpo Norte – Ref. 0900133801 – P=62.629kW, Q=13.137kVAr.
- Cuerpo Central, Anexo – Ref. 0900133901 – P=244.879kW, Q=71.063kVAr.
- Polifuncional – Ref. 0645653801 – P=36.110kW, Q=15.622kVAr.

En barra BT Ala Sur:

- Cuerpo Sur – Ref. 0900134101 – P=61.222kW, Q=15.683kVAr.

9.2.3. Modelado de barras y cables.

En la Tabla 9.9 se resumen la tensión nominal y tipo para cada barra.

Barra	Tensión Base (kV)	Tipo
SB 353	22	Barra de Carga
EquivalenteSB456	22	Barra Swing
SB 353A	22	Barra de Carga
SB 2107	22	Barra de Carga
Auxiliar	0.4	Barra de Carga
BT Ala Sur	0.4	Barra de Carga

Tabla 9.9: Modelo de barras AC.

Para modelar los cables, se utilizan los datos de la norma de UTE NO-DIS-MA-1502 – “Cables subterráneos unipolares con aislamiento seco”, en la cuál se proporcionan las impedancias por kilómetro para los cables con las características mostradas en la Figura 9.1. Expresando la impedancia en valores por unidad para una base de 22kV y 100MVA, los datos para el modelo de los cables se muestran en la Tabla 9.10.

Cable	Resistencia (pu)	Reactancia (pu)	Largo (km)
EquivalenteSB4566 – SB 353	0.39962	0.73053	–
SB 353 – SB 353A	0.00826	0.00568	0.25
SB 353A – SB 2107	0.00331	0.00227	0.10

Tabla 9.10: Modelo de los cables.

9.2.4. Modelado de transformadores

Los transformadores fueron modelados de acuerdo a la norma de UTE NO-DIS-MA-4503 – “Transformadores trifásicos para distribución en baja tensión tipo bitensión”, la cual hace referencia, en particular en el apartado correspondiente a pérdidas y corriente de vacío, a la norma NO-DIS-MA-4502 – “Transformadores trifásicos para distribución en baja tensión tipo poste”. Esta norma especifica que la tensión de cortocircuito es de 4 % y también fija un valor máximo para las pérdidas en carga según la potencia del transformador, ver Tabla 9.11. Se asume que el transformador a modelar presenta esas pérdidas máximas.

S_n (kVA)	U_z (%)	P_{cc} (W)
160	4	2350
400	4	4600

Tabla 9.11: Tensión de cortocircuito y pérdidas en carga según norma NO-DIS-MA-4502.

Con estos datos se obtiene la impedancia de cortocircuito tal como se muestra en la ecuación 9.2, donde r_{cc} es la resistencia de cortocircuito, x_{cc} la reactancia y z_{cc} la impedancia, todas expresadas en pu¹.

$$r_{cc} = \frac{P_{cc}}{S_n} \quad x_{cc} = \sqrt{(z_{cc}^2 - r_{cc}^2)} \quad (9.2)$$

Para calcular la admitancia de vacío también se toman los valores de la norma antes mencionada, mostrados en la Tabla 9.12.

S_n (kVA)	I_o (%)	P_o (W)
160	2,3	430
400	1,8	750

Tabla 9.12: Corriente y pérdidas de vacío según norma NO-DIS-MA-4502.

En este caso se llega a que las expresiones para la conductancia y susceptancia de vacío son las de la ecuación 9.3, donde g_o es la conductancia de vacío y b_o la susceptancia de vacío, ambas en pu².

$$g_o = \frac{P_o}{S_n} \quad b_o = \sqrt{\left(\left(\frac{I_o}{100}\right)^2 - g_o^2\right)} \quad (9.3)$$

Los valores porcentuales que presenta la norma (tensión de cortocircuito y corriente de vacío) son con base en la potencia nominal del transformador, por lo que en cada caso se debe hacer el cambio de base correspondiente para llevar estos valores a la base de potencia de 100MVA elegida.

Para el grupo de conexión, la norma especifica que el mismo debe ser Dyn11. Esto implica que el ángulo de la tensión del lado de BT adelanta en 30 ° al ángulo de la tensión del lado de MT. Expresando este ángulo como el retraso que tiene la tensión del

¹Por más detalles consultar el Apéndice A.

²Por más detalles consultar el Apéndice A.

lado de BT con respecto al de MT, dicho desfase corresponde a 330° . En la Tabla 9.13 se muestran los datos para el modelo de cada transformador, donde las impedancias fueron calculadas a partir de las ecuaciones 9.2 y 9.3, realizando el cambio de base de potencia³.

Barras		Base	Desfase	Zcc (pu)		Yo (pu)	
Desde	Hasta	(MVA)	BT-MT ($^\circ$)	Rcc	Xcc	Go	Bo
SB 353	Barra BT Ala Sur	0.160	330	9.1875	23.250	4.304E-6	-3.68E-5
SB 353A	Auxiliar	0.400	330	2.8750	9.5750	7.52E-6	-7.16E-6

Tabla 9.13: Modelo de los transformadores.

³Por más detalles consultar el Apéndice A.

9.3. Modelado Estático en PSAT.

9.3.1. Construcción del modelo.

Para construir el modelo en PSAT se toman las siguientes consideraciones:

- Las cargas se modelan como impedancia constante ingresando el consumo de potencia activa y reactiva como su valor de consumo nominal.
- Las impedancias de los transformadores se expresan en por unidad tomando como bases la tensión y la potencia base del sistema.
- Las impedancias de los generadores se expresan en por unidad tomando como base la potencia nominal del generador y tensión base de la barra a la cual se encuentra conectado.
- Se configurará la barra del equivalente Thèvenin aguas arriba de la SB353 como la barra swing de la red modelada.
- Las impedancias de los cables se expresan en por unidad tomando como base la potencia base del sistema y la tensión base de las barras que conecta. El largo de los cables se expresa en millas (1Mi = 1.609344km).
- Potencia Base del Sistema: 100MVA. Parámetro no configurable impuesto por PSAT.

En las Tablas 9.14 a 9.19 se muestran los datos ingresados en PSAT para la construcción del modelo de la red.

Bus			
Number	Name	Base kV	Type
1	SB 353	22	Load Bus
2	EquivalenteSB456	22	Swing Bus
3	SB 353A	22	Load Bus
4	SB 2107	22	Load Bus
5	Auxiliar	0.4	Load Bus
6	Barra BT Ala Sur	0.4	Load Bus

Tabla 9.14: Datos de barras AC.

Bus			Bus	Base	
Number	Name	ID	Type	kV	MVA
2	EquivalenteSB456	3	Swing Bus	22	100

Tabla 9.15: Datos del generador.

From Bus	To Bus	Base	Phase	Zcc		Yo	
Name	Name	MVA	Shift	R (pu)	X (pu)	G (pu)	B (pu)
SB 353	BT Ala Sur	0.16	330.00	901875	23.25	4.304E-6	-3.68E-5
SB 353A	Auxiliar	0.4	330.00	2.875	9.575	7.52E-6	-7.16E-6

Tabla 9.18: Datos de transformadores.

Bus		Bus	1st Component		
Name	ID	Type	P(MW)	Q(MVAr)	Model
SB 2107	1	Load Bus	0.80783	0	Const.Imped.
Auxiliar	1	Load Bus	0.03611	0.01562	Const.Imped.
Auxiliar	2	Load Bus	0.24488	0.07106	Const.Imped.
Auxiliar	3	Load Bus	0.00414	0	Const.Imped.
Auxiliar	4	Load Bus	0.06263	0.01314	Const.Imped.
Barra BT Ala Sur	3	Load Bus	0.06122	0.01568	Const.Imped.

Tabla 9.16: Datos de cargas.

	From Bus	To Bus	Series		Line
ID	Name	Name	Resistance (pu)	Reactance (pu)	Length
1	SB 353	EquivalenteSB456	0.39962	0.73053	0.00
2	SB 353	SB 353A	0.00826	0.00568	0.155
3	SB 353A	SB 2107	0.00331	0.00227	0.062

Tabla 9.17: Datos de los cables.

Bus Name	ID	Bus Type	Base		MW Output	MVAr Output	Generator	
			kV	MVA			R(pu)	X(pu)
BT Ala Sur	2	Gen. Bus	0.4	0.05	0.05	0	0	2

Wind machine	
MVAR Control Mode	Power Factor
3 - Fixed	1.00

Tabla 9.19: Datos de un generador eólico de 50kVA.

Considerando que una de las exigencias de UTE para la instalación de microgeneración es que el factor de potencia sea mayor o igual a 0.95, el objetivo para el generador eólico será maximizar la potencia activa entregada a la red, por lo que se modelará entregando 0kVAr (factor de potencia 1). Es por esto que se eligió el modo 3 para el control de reactiva (MVAr Control Mode). En este modo, se modela al generador eólico fijando la potencia reactiva a entregar de acuerdo al factor de potencia ingresado en el campo Power Factor, que en este caso es 1, por lo que se tienen 0kVAr a la salida del generador, y una potencia activa igual a la potencia nominal, que en este caso corresponde a 50kW.

9.3.2. Configuración de parámetros de PSAT.

En la Figura 9.2 se muestra la configuración utilizada para los parámetros de la simulación.

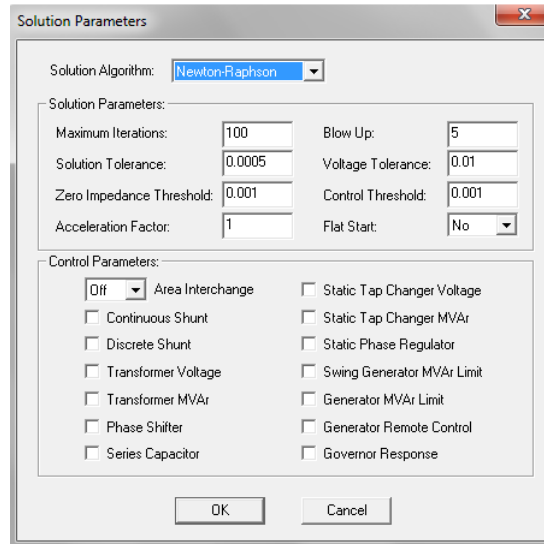


Figura 9.2: Configuración de parámetros de simulación.

Para el cálculo del flujo de cargas se elige el método de Newton-Raphson con un máximo de 100 iteraciones, es decir, si la solución no converge antes de las 100 iteraciones se detiene el proceso de cálculo. Se considera que la solución converge cuando la diferencia máxima de potencia activa (MW) y reactiva (MVar) en cada bus se vuelve menor al valor especificado en “Solution Tolerance”, que en este caso se configura en 0.0005 (MW o MVar según corresponda). En cambio, se considera que la solución diverge cuando los cambios en los valores de tensión en pu superan el valor especificado en “Blow Up”, que en este caso es 5.

En este estudio no se tienen controles a habilitar sobre la red, por lo que no se selecciona ninguno de los parámetros de control del diálogo de configuración mostrado en la Figura 9.2, ni aplican los parámetros “Voltage Tolerance”, “Control Threshold” ni “Acceleration Factor”.

El parámetro “Zero Impedance Threshold” corresponde al valor de impedancia mínimo que se considera para las líneas, es decir, si una línea tiene una impedancia menor a ese valor, se considerará con impedancia nula. Por lo tanto este parámetro se ajustó en 0.001 de acuerdo a los valores de impedancia de las líneas modeladas en este caso.

Con el parámetro “Flat Start” simplemente se elige si cada solución comienza inicializando en 1 la tensión en cada bus o si empieza con el valor calculado en la última solución alcanzada que se haya guardado, seleccionando Yes o No respectivamente. En este caso se selecciona No, ya que para la solución del flujo de cargas incluyendo el generador eólico se busca partir de la solución alcanzada del flujo de cargas para la red inicial (sin generador eólico).

9.3.3. Resultados del flujo de cargas.

En la Figura 9.3 se muestra el unifilar construido en PSAT (donde se asocia cada elemento con un número de identificación) indicando los valores de tensión (en pu) y los valores de potencia activa (en MW) y reactiva (en MVar) que resultan de resolver el flujo de cargas para la red sin el generador eólico.

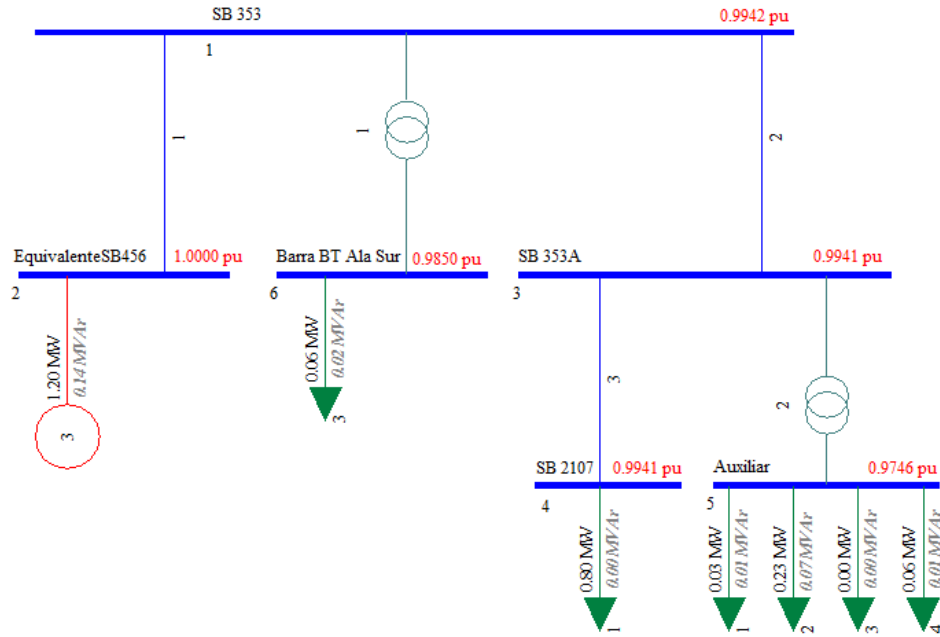


Figura 9.3: Unifilar de la red modelada.

En la Figura 9.4 se muestra el unifilar correspondiente a la red incluyendo el generador eólico, indicando los valores de tensión (en pu) y los valores de potencia activa y reactiva que resultan de resolver el flujo de cargas, al considerar un generador eólico de potencia nominal 50kVA.

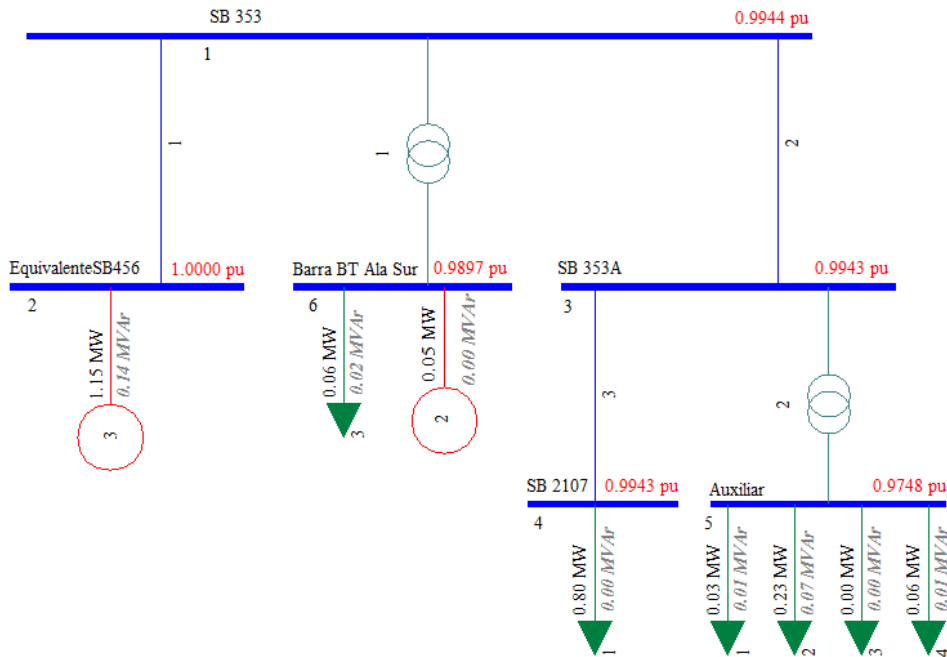


Figura 9.4: Unifilar de la red modelada con generador eólico.

A continuación se presentan los resultados más relevantes obtenidos para generadores y buses, para la red sin y con generador eólico, con una potencia nominal de generación eólica igual a 50kVA. Los resultados completos de la solución del flujo de cargas se presentan en el anexo C.

Resultados sin generador eólico.

Bus			Bus	Base		MW	MVAr	Terminal
Number	Name	ID	Type	kV	MVA	Output	Output	Voltage (pu)
2	EquivalenteSB456	3	Swing Bus	22	100	1.20	0.14	1.0000

Tabla 9.20: Generadores.

Bus				Voltage		
Number	Name	Base kV	Type	kV	PU	Angle
1	SB 353	22	Load Bus	21.87	0.9942	-0.4736
2	EquivalenteSB456	22	Swing Bus	22.00	1.0000	0.0000
3	SB 353A	22	Load Bus	21.87	0.9941	-0.4768
4	SB 2107	22	Load Bus	21.87	0.9941	-0.4779
5	Auxiliar	0.4	Load Bus	0.39	0.9746	27.8138
6	Barra BT Ala Sur	0.4	Load Bus	0.39	0.9850	28.8002

Tabla 9.21: Barras AC.

Resultados con generador eólico.

Bus			Bus	Base		MW	MVAr	Terminal
Number	Name	ID	Type	kV	MVA	Output	Output	Voltage (pu)
2	EquivalenteSB456	3	Swing Bus	22	100	1.15	0.14	1.0000
8	ACBus8	2	Gen. Bus	0.4	0.05	0.05	0.00	0.9897

Tabla 9.22: Generadores.

Bus				Voltage		
Number	Name	Base kV	Type	kV	PU	Angle
1	SB 353	22	Load Bus	21.88	0.9944	-0.4527
2	EquivalenteSB456	22	Swing Bus	22.00	1.0000	0.0000
3	SB 353A	22	Load Bus	21.88	0.9943	-0.4560
4	SB 2107	22	Load Bus	21.87	0.9943	-0.4570
5	Auxiliar	0.4	Load Bus	0.39	0.9748	27.8346
6	Barra BT Ala Sur	0.4	Load Bus	0.40	0.9897	29.4991

Tabla 9.23: Barras AC.

9.4. Modelado Dinámico en TSAT.

9.4.1. Modelos dinámicos de generadores

En TSAT es posible ingresar modelos dinámicos de los distintos generadores de un sistema de potencia. Esto permite observar el comportamiento de estas máquinas ante eventos transitorios ocurridos en la red, como corto-circuitos, pérdidas de carga, etc. En este apartado se describen los modelos dinámicos del generador principal y del aerogenerador a utilizar en las simulaciones.

Modelo dinámico del generador principal

Para el modelo dinámico del generador principal se utilizó un modelo en PSS/E proporcionado por UTE. Este formato de modelos es compatible con TSAT, por lo que la única modificación necesaria sobre este modelo fue cambiar el número de bus al que se conecta este generador y número de identificación (ID) del mismo. Recordar que en la red ingresada en PSAT (que es la base para el modelo de TSAT) a este generador le corresponde el bus 2 y el ID 3. En la Figura 9.5 se muestra el modelo dinámico para el generador MVD G con la modificación mencionada.

```
/ Modelos de Generadores
2'GENROE' 3 9.6700 0.05000 2.95000 0.05000
1.0530 0.0000 2.51000 2.30000 0.26300
0.3750 0.2110 0.13900 0.12000 0.49000 /PTI 1
/
2'ESAC6A' 3 0.00000 500.000 0.10000 0.22060
100.000 16.6667 32.0000 -32.000 1000.00
-0.0001 1.20000 100.000 0.00001 0.00001
0.00000 0.00000 0.26000 1.52000 1.00000
5.70000 0.35000 7.60000 3.28000 /PTI 1
/ Reguladores de velocidad - Ref.: WR, 22/08/2006
/ (se incluye el cambio de base del 10/07/2007)
2'IEESGO' 3 7.89000 0.01000 0.01000 0.01000
0.01000 0.01000 15.9181 0.00000 0.00000
0.94488 0.00000 /PTI 1
```

Figura 9.5: Modelo en PSS/E de la estación MVD G.

Este modelo incluye los datos necesarios para representar el comportamiento dinámico de un generador sincrónico de rotor sólido (corresponde al modelo “GENROE” mostrado en la Figura 9.5), conectado a la red. Este generador cuenta además con regulador de tensión (“ESAC6A” – 1992 IEEE type AC6A excitation system model) y regulador de velocidad (“IEESGO” – 1973 IEEE standard turbine-governor model).

Modelo dinámico del generador eólico.

TSAT incluye en su librería cuatro modelos estándar de turbinas eólicas. Estos modelos utilizados en TSAT fueron desarrollados sobre la base de los modelos genéricos de turbinas eólicas presentados por el Grupo de Modelado de Generadores Eólicos (Wind Generator Modelling Group) del WECC (Western Electricity Coordinating Council) para el estudio dinámico de estabilidad de sistemas de potencia. El WECC presenta prototipos de modelos genéricos de turbinas eólicas para cuatro de las topologías más utilizadas de conexión a la red:

- Tipo 1: Generador de Inducción
- Tipo 2: Generador de Inducción con resistencia de rotor variable
- Tipo 3: Generador Asíncrono Doblemente Alimentado
- Tipo 4: Generador Síncrono con interface Full Converter

En este caso, se utilizará el template para un generador sincrónico con interface Full Converter, la topología del modelo incluido en TSAT para esta conexión se muestra en la Figura 9.6.

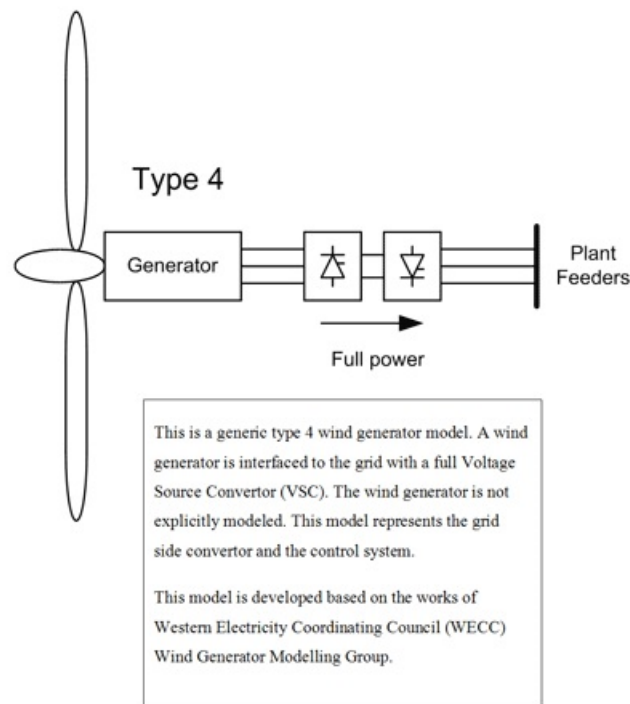


Figura 9.6: Modelo Tipo 4. Generador Síncrono con interface Full Converter. [27]

Las asunciones que según WECC deben considerarse a la hora de utilizar estos modelos son las siguientes:

- Los modelos están pensados para la simulación de eventos en un intervalo de tiempo de por ejemplo entre 10 y 20 segundos, considerando simulaciones típicas para estabilidad transitoria.
- Se asume que durante el tiempo de simulación la velocidad del viento permanece constante.
- Los modelos no están diseñados para usar en simulaciones que involucren excursiones severas en la frecuencia.
- Estos modelos permiten el uso del modelo de una masa simple (equivalente a la inercia del generador y la turbina) o de dos masas separadas según la topología considerada.

- Los modelos son adecuados para representar un WTG individual o el equivalente de una planta eólica.
- No se incluyen funciones de protección. Estas funciones deberán modelarse externamente.

Para adaptar este modelo al caso de estudio es necesario realizar algunas modificaciones sobre el template original. El modelo se puede separar básicamente en tres lazos de control, los cuales se describen a continuación y luego se explican los cambios a realizar en los mismos.

1. Control de potencia reactiva y tensión.

Este es un control que determina de qué manera se controlará la entrega de potencia reactiva por parte del aerogenerador. Tiene disponible tres maneras de realizar este control:

- Regulación de tensión: Si se utiliza esta opción el aerogenerador intentará controlar el nivel de tensión de la barra en la cual esté conectado. Para esto inyecta la potencia reactiva necesaria para tal fin. En la Figura 9.7, en la parte superior se puede ver cómo se genera la referencia de potencia reactiva Q_{ORD} a partir de una tensión de referencia (tensión de la barra). Para activar esta función la bandera V_{ARFLG} debe estar en “V”.
- Potencia reactiva fija: En esta opción el aerogenerador entregará una potencia reactiva fija en todo momento, fijada por Q_{REF} (ver Figura 9.7). Con esta opción la potencia reactiva queda fijada en ese valor, y no se modifica ante cambios en la red. Dándole el valor “Q” a la bandera V_{ARFLG} se habilita este control.
- Control por factor de potencia: en esta última opción la potencia reactiva queda determinada por la potencia activa que esté entregando el aerogenerador y el factor de potencia que el mismo posea. Para esto se debe fijar la bandera V_{ARFLG} en el valor “PF”.

Una vez seleccionada la bandera V_{ARFLG} , y por lo tanto determinado el método de control de reactiva, la señal Q_{ORD} se compara con la reactiva que está entregando el aerogenerador y el error es integrado para luego compararse a la tensión en sus terminales. Esta última integración está limitada por valores de corriente que provienen del Converter Current Limit, bloque que será explicado más adelante. De esta manera finalmente es generado el comando para potencia reactiva.

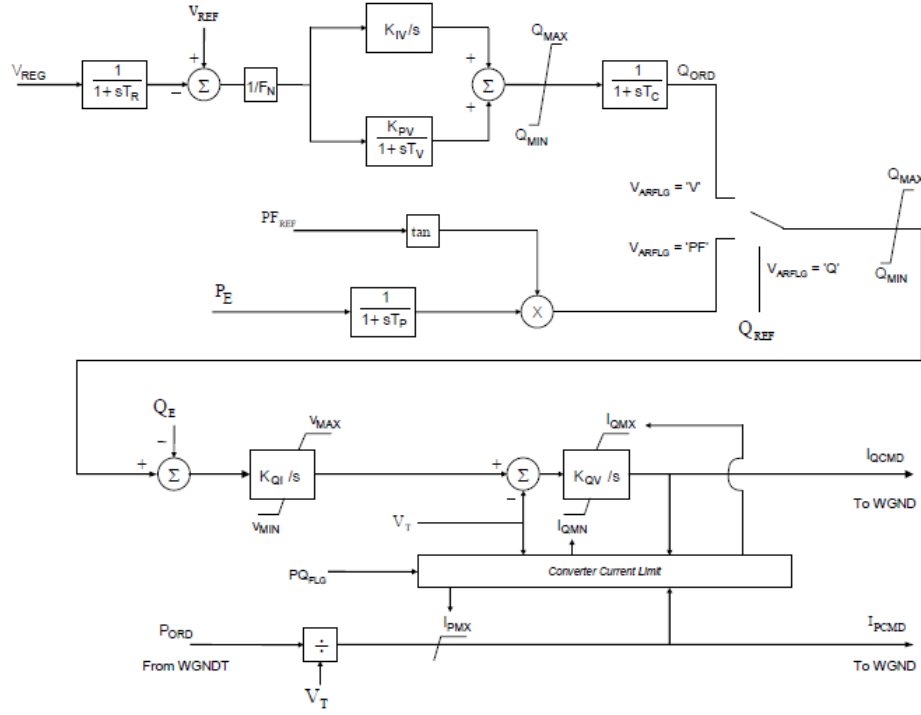


Figura 9.7: Esquema de lazos de control de potencia activa y reactiva. [27]

2. Control de potencia activa.

En la parte inferior de la Figura 9.7 se puede ver el lazo de control de potencia activa. Para obtener el comando de corriente “activa” se divide la señal P_{ORD} entre la tensión en terminales y luego se compara con I_{PMX} (señal generada en el Converter Current Limit), la menor de estas dos señales será el comando de corriente “activa”.

La señal P_{ORD} se genera mediante el lazo de control que se muestra en la Figura 9.8, el cual es un modelo simplificado del sistema mecánico del aerogenerador.

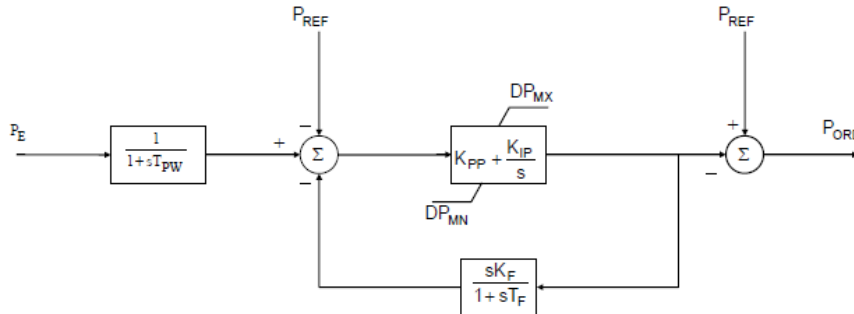


Figura 9.8: Modelo mecánico simplificado del aerogenerador. [27]

3. Lógica de limitación de corriente.

Corresponde al bloque Converter Current Limit que aparece en la Figura 9.7, y es el que limita las corrientes de comando, tanto activa como reactiva. Cuenta con dos opciones que se determinan con la bandera PQ_{FLAG} , las mismas son para dar prioridad a la generación de potencia activa ($PQ_{FLAG} = P$) o reactiva ($PQ_{FLAG} = Q$). El control se muestra en la Figura 9.9.

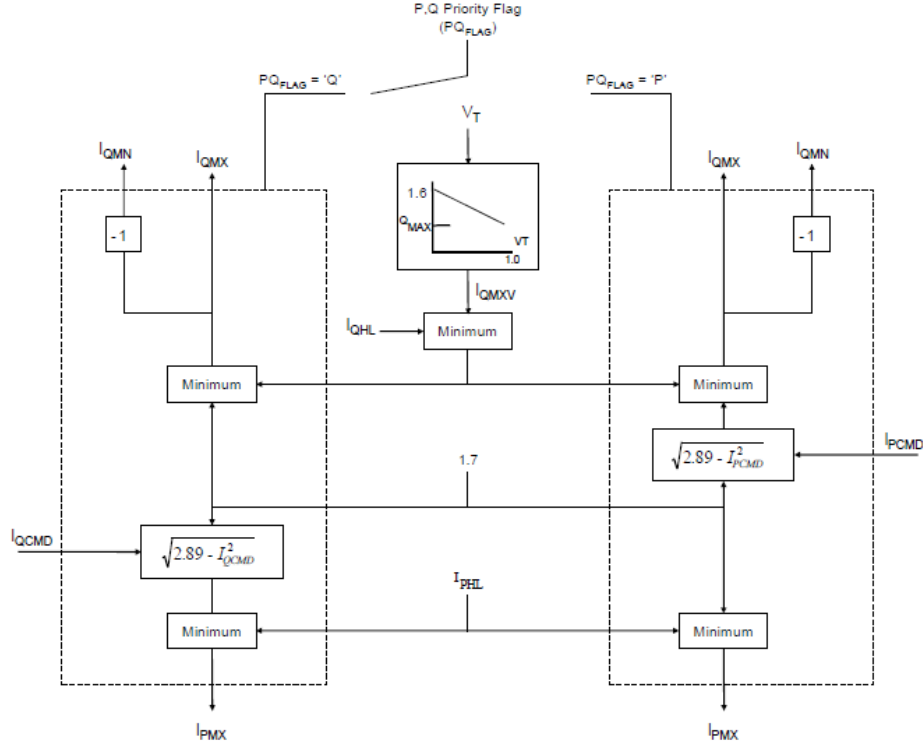


Figura 9.9: Esquema del limitador de corriente. [27]

Adaptación del modelo.

Con el programa UDMEditor (User-Defined Model Editor, el cual está incluido dentro del paquete de herramientas DSATools) es posible editar los distintos controles aplicados al aerogenerador. Aquí se encuentra una versión del template WECC Generic Type 4 Wind Generator Model. Esta versión está pre-configurada con las banderas $V_{ARFLG} = V$ y $PQ_{FLAG} = Q$, para controlar tensión en el bus y dar prioridad a la generación de potencia reactiva.

A continuación se explican los cambios necesarios sobre los lazos de control para adaptar este template a los controles del aerogenerador que se quiere utilizar en las simulaciones.

En el caso de control de potencia reactiva, un generador eólico de pequeño porte como el que se tiene en este estudio no puede controlar la tensión en la barra debido a la poca potencia que entrega comparada con la potencia demandada por el resto de la red. Por lo tanto el objetivo será suministrar la máxima potencia activa que se pueda. Con este último criterio se podría definir la bandera $V_{ARFLG} = Q$ o $V_{ARFLG} = PF$. Recordar que cuando se construyó el modelo en PSAT, al aerogenerador se le impuso

que entregue una cantidad de reactiva fija igual a cero, y por lo tanto factor de potencia unitario. Si se elige que la bandera tome el valor Q se debe ajustar que la referencia de reactiva sea nula. Si en cambio la bandera se selecciona como PF , el factor de potencia de referencia (que viene dado por el modelo en PSAT) debe valer uno. Finalmente se opta por esta última opción. Por lo tanto en el UDMEditor se creó el lazo de control correspondiente al control de factor de potencia que se muestra en la Figura 9.10.

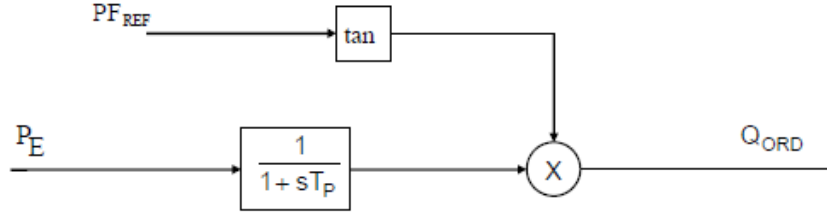


Figura 9.10: Control de factor de potencia. [27]

En este esquema P_E corresponde a la potencia activa que está entregando el aerogenerador y PF_{REF} es el factor de potencia de referencia que se intentará seguir en todo momento. Esta referencia se obtiene de los datos iniciales de la simulación que son los que se corresponden con el flujo de cargas. La constante T_P está asociada al retardo que introduce el controlador.

En la Figura 9.11 se muestra el diagrama de bloques que se creó en el UDMEditor.

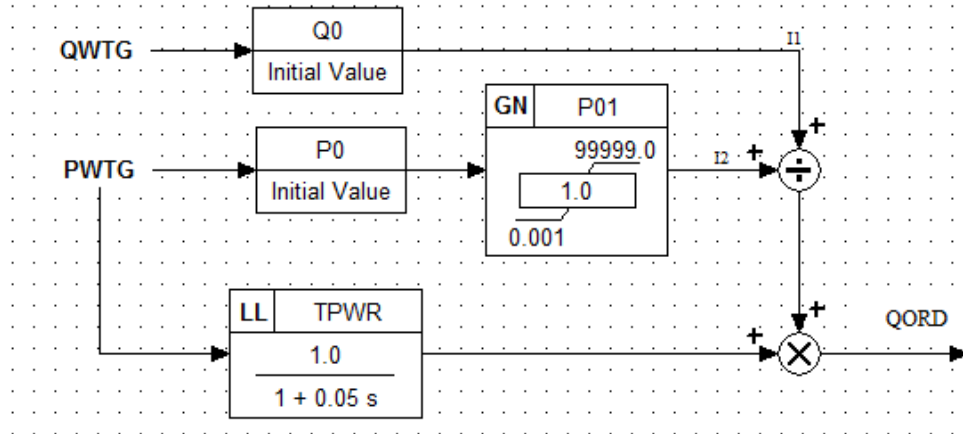


Figura 9.11: Bloque UDM para el control de factor de potencia

La lógica de limitación de corriente viene configurada por defecto para dar prioridad a la generación de potencia reactiva $PQ_{FLAG} = Q$, y por lo tanto en el UDM viene construido el lazo de control para tal fin. Este control es el que se muestra en el lado izquierdo de la Figura 9.9. Para la adaptación fue necesario construir en el UDMEditor la parte derecha de dicha figura que es la que se corresponde con el control de activa $PQ_{FLAG} = P$.

Para esta última modificación se construyó el bloque UDM que se muestra en la Figura 9.12.

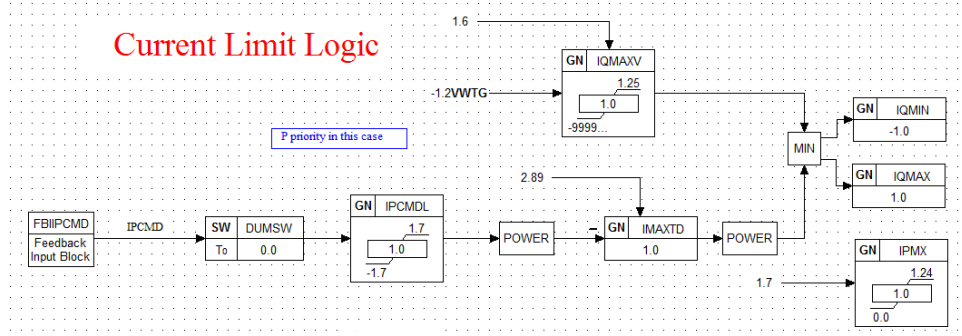


Figura 9.12: Bloque UDM correspondiente a la lógica de limitación de corriente.

En el anexo A se encuentran los lazos de control para el diagrama UDM correspondiente al template original y también para el diagrama que se utilizó en las simulaciones.

Protecciones del aerogenerador.

De acuerdo al reglamento de UTE (ver capítulo 7) el generador eólico debe contar con protecciones de tensión, frecuencia y anti-isla. Estas deben ser agregadas al modelo dinámico para así observar el comportamiento ante una posible desconexión debida a la actuación de estas protecciones.

En UDMEditor se cuenta con un bloque que modela la protección de tensión y frecuencia. Este bloque es el WPR block. A continuación se muestran los parámetros que trae asociados junto a los valores configurados para los mismos:

- $V_{min} = 0,85pu$: umbral de baja tensión.
- $T_{Vmin} = 1,5s$: tiempo para el disparo por baja tensión.
- $V_{max} = 1,15pu$: umbral de sobretensión.
- $T_{Vmax} = 0,2s$: tiempo para el disparo por sobretensión.
- $w_{min} = 0,94pu$: umbral de baja velocidad. Este parámetro es proporcional a la frecuencia eléctrica del aerogenerador. En pu son iguales $w(pu) = f(pu)$.
- $T_{fmin} = 0,5s$: tiempo para el disparo por baja velocidad.
- $w_{max} = 1,02pu$: umbral de alta velocidad.
- $T_{fmax} = 0,5s$: tiempo para el disparo por alta velocidad.

También se configuró una protección contra sobrecorriente para el aerogenerador. Considerando que en condiciones normales la corriente nominal del aerogenerador de 50kVA es $I_n = 72A$ se modelará una llave termomagnética de 80A con un límite de disparo magnético de $3 \times I_n$ (240A). El tiempo de apertura se fija en 50 milisegundos. La protección en cuestión se modeló con UDMEditor con los UDMSPS (User Defined Model System Protection Schemes).

9.4.2. Construcción de los escenarios.

Un escenario es donde se define la red a ser examinada, las contingencias a las que se va a someter la misma y los modelos dinámicos de los elementos que forman parte del sistema. También es posible definir qué variables serán monitoreadas a lo largo de la simulación. Es posible crear más de un escenario y simularlos juntos para poder comparar resultados entre uno y otro.

Para el estudio sobre el aerogenerador conectado en la red de BT de UTE se crearon dos escenarios sobre los cuales se evaluarán las distintas contingencias. El primero consiste en la red actual de la Facultad de Ingeniería tal cual fue proporcionada por UTE. Y en el segundo se tiene la misma red, más el generador eólico conectado en la barra BT Ala Sur.

Elementos de entrada de los escenarios.

Una de las entradas es el flujo de cargas. Los resultados del mismo son tomados por TSAT como punto inicial para las simulaciones. En el primer escenario se utilizó el flujo de cargas de la red sin aerogenerador (cuyos datos y resultados ya fueron expuestos anteriormente), y en el segundo escenario se utilizó el flujo de cargas incluyendo el generador eólico.

Otra entrada es el archivo de contingencias. Cada contingencia es explicada y analizada detalladamente en el capítulo 10. A modo de introducción, las contingencias se dividen básicamente en 4 grupos: variaciones de cargas, cortocircuitos, desconexión de generadores y disturbios en la tensión de la red. Para ambos escenarios los archivos de contingencia fueron casi idénticos. La única diferencia se encuentra en el grupo de desconexión de generadores, ya que en un escenario se tiene un solo generador y en el otro dos. Cada contingencia se ejecuta partiendo de las mismas condiciones iniciales cargadas mediante el flujo de cargas.

También es necesario definir las magnitudes que se van a monitorear. Se monitorearán: tensión, velocidad y torque en los generadores, potencia activa y reactiva entregada por los generadores, tensiones y frecuencia en todas las barras, corriente y flujo de potencia por los ramales. En cada contingencia se observarán las magnitudes relevantes según el evento simulado.

Los modelos dinámicos utilizados son los ya descritos, en el primer escenario se usará solamente el del generador principal (es importante que en el archivo del modelo esté bien definido en que bus está ubicado el generador, el bus es definido en el flujo de carga) y en el segundo escenario se agrega el modelo del aerogenerador.

9.4.3. Tipos de análisis y configuración de parámetros en TSAT.

Esta herramienta informática incluye cinco tipos de análisis:

- Basecase Analysis
- Transaction Analysis
- Exciter Step Response Test

- Governor Step Response Test
- No Disturbance Test

Se utilizarán el Basecase Analysis y el No Disturbance Test.

Basecase Analysis.

Este análisis se utiliza para ver la performance del sistema ante eventos transitorios definidos en todas las contingencias cargadas en el escenario. Como resultado devuelve gráficos con cada magnitud monitoreada para cada contingencia.

No Disturbance Test.

Por medio de este análisis se puede realizar una comprobación de que en el escenario no existe ninguna incongruencia, ya que este análisis realiza una simulación sin contingencias aplicadas en la red. Sirve para testear si los modelos dinámicos están bien definidos y si las condiciones iniciales son compatibles con dichos modelos. Esto significa que las condiciones finales de la simulación no se aparten de las condiciones iniciales, y si lo hacen sea en un entorno muy pequeño. Este análisis fue utilizado para comparar los resultados de flujo de cargas obtenidos en PSAT y los resultados teóricos.

Parámetros de simulación.

Los parámetros de simulación son los parámetros en los que se basa TSAT para realizar los cálculos. A continuación se describen los usados para las simulaciones que se muestran en el capítulo 10.

Estos parámetros se organizan en 6 grupos:

- Parameters for security assesment.
- Parameters for simulation control.
- Parameters for modelling.
- Parameters for transaction analysis.
- Parameters for early termination of simulations.
- Parameters for sequence network formulation.

Parameters for simulation control.

Estos parámetros son necesarios para definir criterios a seguir a la hora de realizar la simulación. En la Figura 9.13 se puede ver la ventana donde se definen estos parámetros.

Lower Voltage Threshold For Load Model Conversion.

Cuando las cargas son representadas por modelos estáticos no lineales, estos modelos se convierten a impedancias constantes cuando la tensión en el bus en el cual están conectadas se encuentra por debajo de este nivel. En el modelo presentado en este trabajo las cargas se modelan como impedancias constantes y por lo tanto este parámetro

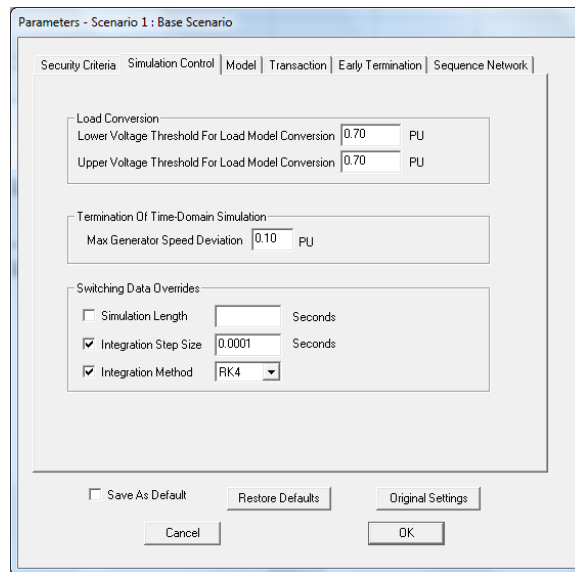


Figura 9.13: Ventana de parámetros para el control de la simulación

no se utilizará. El valor por defecto es 0.70.

Upper Voltage Threshold For Load Model Conversion.

Cuando la tensión disminuye hasta un nivel inferior al definido en el parámetro anterior las cargas pasan a ser modeladas como lineales, y cuando la tensión vuelve a subir y supera el Upper Voltage Threshold las cargas vuelven a su modelo original. Al no tener cargas no lineales en la red simulada este parámetro no se usa y queda en su valor por defecto que es 0.70.

Max Generator Speed Deviation.

Cuando la máxima desviación de la velocidad del generador supera este valor, la simulación se detendrá. Este parámetro será seteado en 0.10pu.

Switching Data Overrides.

En este cuadro se definen el paso de integración de la simulación, el método de integración y la duración de la misma. La duración no se definirá en este cuadro ya que esta definida individualmente para cada contingencia en el archivo de contingencias.

Parameters for Modelling.

Estos parámetros especifican algunos aspectos del modelado que no se indican en ninguna de las otras instancias ya presentadas.

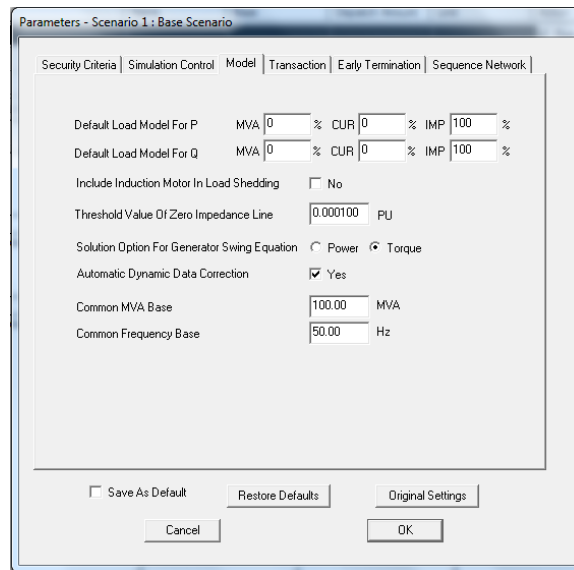


Figura 9.14: Ventana de parámetros de modelado

Default Load Model For P and Q.

Estos dos parámetros indican el modelo que se debe considerar para las cargas de la red. Para ser consistentes con el modelo ingresado en PSAT aquí se debe configurar que las cargas sean tratadas como impedancias constantes.

Include Induction Motor In Load Shedding.

No se aplica ya que se refiere a los motores de inducción que puedan existir en la red.

Threshold Value Of Zero Impedance Line.

Cualquier línea en la red que posea una impedancia menor a la especificada en este parámetro será considerada como una línea de impedancia nula.

Solution Option For Generator Swing Equation.

Cuando se resuelve la ecuación de swing del generador, si se elige la opción Power se utiliza la potencia de salida directamente y si se elige Torque, a la potencia de salida se le realiza la conversión a torque.

Automatic Dynamic Data Correction.

Los controles que contienen los modelos dinámicos son muchas veces muy rápidos para los análisis efectuados, lo que puede resultar en problemas numéricos para el algoritmo de iteración. Si esta opción está tildada, TSAT escanea automáticamente los modelos dinámicos para resolver posibles errores.

Common MVA Base.

Es la potencia base del sistema.

Common Frequency Base.

Es la frecuencia base del sistema.

Demás grupos de parámetros.

Los otros grupos de parámetros no se utilizarán para las simulaciones en este estudio.

Capítulo 10

Análisis de resultados

Comenzaremos los análisis con un pantallazo del comportamiento de la red en un escenario donde no se presentan contingencias. Para ello, se consideran los resultados del flujo de cargas, los resultados simulados del No Disturbance Test del software TSAT utilizado, y cálculos teóricos. Para estos últimos, se resolvió el flujo de cargas mediante el método de Newton Raphson, para lo cual pueden encontrarse los programas generados de Matlab en el Anexo F. Para la resolución del flujo de cargas en PSAT y para el No Disturbance Test en TSAT también se eligió el algoritmo de resolución de Newton Raphson.

En esta sección también veremos el comportamiento de la red y sus componentes frente a una serie de contingencias planteadas. Se realizará la comparación de las respuestas en los distintos escenarios: sin aerogenerador y con aerogeneradores de diferentes potencias. Se presenta un total de diez contingencias que pueden separarse en cuatro grupos: pérdidas de carga, cortocircuitos, desconexión de generadores y variaciones de tensión. Para cada una de ellas, se evaluarán los puntos de interés, ya sea potencias, tensiones, ángulos, frecuencia o corrientes; y para las contingencias que apliquen, se agregarán detalles de la protección correspondiente (sub y sobre tensión, sobrecorriente, anti-isla).

A continuación se listan las contingencias a estudiar:

- Contingencia N°1: Pérdida del 50 % de la carga en la barra BT Ala Sur.
- Contingencia N°2: Pérdida del 95 % de la carga en la barra Auxiliar.
- Contingencia N°3: Cortocircuito trifásico en barra BT Ala Sur.
- Contingencia N°4: Cortocircuito trifásico en barra SB353A.
- Contingencia N°5: Desconexión del generador principal MVD G.
- Contingencia N°6: Desconexión del aerogenerador.
- Contingencia N°7: Hueco de tensión de 100 milisegundos de duración.
- Contingencia N°8: Hueco de tensión de 2 segundos de duración.
- Contingencia N°9: Pico de tensión de 100 milisegundos de duración.
- Contingencia N°10: Pico de tensión de 400 milisegundos de duración.

En el apéndice B se incluyen los detalles de los archivos utilizados en TSAT para las simulaciones.

En la Figura 10.1 se recuerda la red modelada en PSAT incluyendo el aerogenerador.

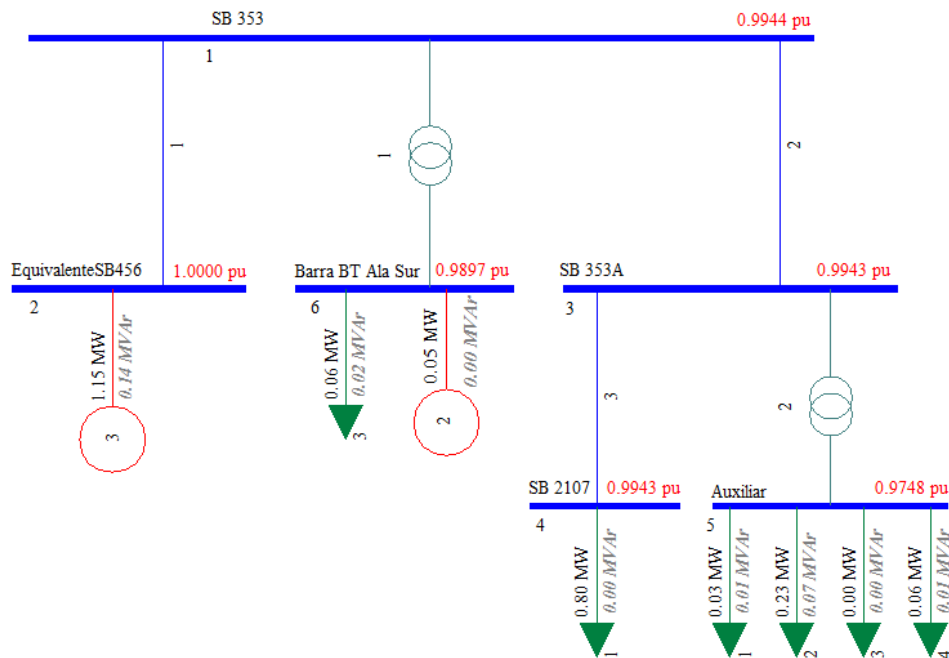


Figura 10.1: Unifilar de la red modelada con generador eólico.

10.1. Estudio estático de la red, sin contingencias.

10.1.1. Balance de potencias.

En la red sin aerogenerador, el balance de potencias implica que la demanda de todas las cargas sumado a las pérdidas en líneas y transformadores equivale a la potencia entregada por el generador principal, según se muestra en la Tabla 10.1 conformada a partir de los resultados obtenidos de la resolución del flujo de carga en PSAT ¹.

	Potencia activa	Potencia reactiva
Cargas		
Barra SB2107	798.33 kW	0.00 kVAr
Barra Auxiliar	330.33 kW	94.82 kVAr
Barra BT Ala Sur	59.40 kW	15.22 kVAr
Pérdidas en líneas		
SB4566 a SB353	5.83 kW	10.66 kVAr
SB353 a SB353A	0.11 kW	0.07 kVAr
SB353A a SB2107	0.03 kW	0.01 kVAr
Pérdidas en transformadores		
Trafo a BT AlaSur	0.78 kW	4.54 kVAr
Trafo a Auxiliar	4.32 kW	12.61 kVAr
Potencia generada		
Generador principal	1200.2 kW	137.66 kVAr

Tabla 10.1: Balance de potencias sin aerogenerador.

Al agregar un aerogenerador en la barra BT Ala Sur de 50kW, la potencia entregada por el generador principal se reduce en igual cantidad que la potencia entregada por el generador eólico, como se refleja en la Tabla 10.2, conformada a partir de los resultados obtenidos de la resolución del flujo de carga en PSAT ².

Cabe recordar que lo que aquí se refiere como las pérdidas de la línea entre las barras SB4566 y SB353, incluye no sólo pérdidas en una línea sino todo lo abarcado por el equivalente Thévenin de la rama (esto fue explicado en el capítulo 9).

Las diferencias que puedan ser detectadas entre la potencia demandada y la potencia generada en los valores presentados en las Tablas 10.1 y 10.2 (diferencias menores a 0.5 %), son producto de que los resultados derivan de un proceso iterativo, con error no nulo (por detalles, ver criterio de convergencia en el capítulo 9).

Teniendo en cuenta que las cargas, impedancias de líneas e impedancias de transformadores han sido diseñadas como impedancias constantes (R y X fijas), la demanda de las mismas varía al variar la tensión sobre las barras a las que están conectadas. Esto se ve reflejado al comparar las Tablas 10.1 y 10.2.

¹Se pueden ver las tablas con todos los datos en el anexo C

²Se pueden ver las tablas con todos los datos en el anexo C

	Potencia activa	Potencia reactiva
Cargas		
Barra SB2107	798.66 kW	0.00 kVAr
Barra Auxiliar	330.47 kW	94.86 kVAr
Barra BT Ala Sur	59.97 kW	15.36 kVAr
Pérdidas en líneas		
SB4566 a SB353	5.36 kW	9.81 kVAr
SB353 a SB353A	0.11 kW	0.07 kVAr
SB353A a SB2107	0.02 kW	0.02 kVAr
Pérdidas en transformadores		
Trafo a BT AlaSur	0.46 kW	3.73 kVAr
Trafo a Auxiliar	4.32 kW	12.62 kVAr
Potencia generada		
Aerogenerador	50.00 kW	0.00 kVAr
Generador principal	1150.41 kW	136.78 kVAr

Tabla 10.2: Balance de potencias con aerogenerador.

10.1.2. Tensiones de las Barras.

En la Tabla 10.3 se resumen los valores de módulos y ángulos de las tensiones de barras resultantes de los diferentes métodos de cálculo para una red sin aerogenerador y para una red con un aerogenerador de 50kW. Apreciarse la aproximación entre los valores obtenidos en los distintos métodos de cálculo, que presentan diferencias entre ellos menores a 0.2 % para los módulos y menores a 0.6° para los ángulos.

En primer lugar, observar que la barra SB4566, correspondiente a la llamada barra “slack”, “swing” o barra flotante, posee módulo unitario, y es la que se fija como referencia para obtener las magnitudes en las restantes barras. Por cada incremento de 50kW del aerogenerador, los módulos de las tensiones se ven incrementados en 0.02 % para las barras SB353, SB353A, SB2107 y Auxiliar, y 0.5 % para la barra BT Ala Sur donde se encuentra conectado el generador eólico.

En funcionamiento normal de la red, la tensión en la barra SB353 siempre será inferior a la tensión de la barra SB4566 en módulo ya que el flujo de carga corre siempre en el mismo sentido. Sin embargo, el módulo de la tensión en pu en la barra BT Ala Sur no siempre será inferior al módulo de la tensión en pu de la barra SB353, esto dependerá del sentido de la corriente en dicha rama que se vincula directamente con la potencia entregada por el aerogenerador. En números, a partir de la ecuación 10.1 de cuadripolos aplicada a la configuración de la Figura 10.1.2, resulta que una potencia del aerogenerador superior a 100.5kW lograría esto. En las simulaciones, se obtiene que para un aerogenerador de 100kW la tensión en barra BT Ala Sur es 0.994484pu y la tensión en barra SB353 es 0.994633pu; y para un aerogenerador de 150kW la tensión en barra BT Ala Sur es 0.999086pu y la tensión en barra SB353 es 0.994827pu.

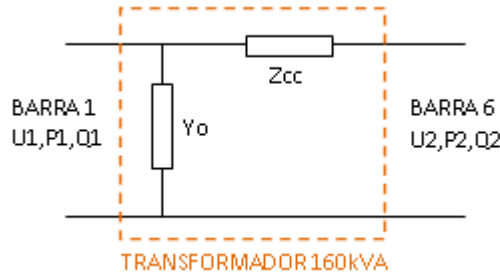


Figura 10.2: Cuadripolo transformador 160kVA.

$$U_2^2 = D^2 U_1^2 + \frac{B^2}{U_1^2} (P_1^2 + Q_1^2) - 2BD[P_1 \cos(\beta - \delta) + Q_1 \sin(\beta - \delta)] \quad (10.1)$$

Notar que las barras Auxiliar y BT Ala Sur presentan un ángulo próximo a 30° , esto se debe al desfase generado por los transformadores MT/BT. El resto de las barras, en el nivel de 22kV, poseen un ángulo próximo a cero y los pequeños desfases son producto de las impedancias inductivas.

	Sin aerogenerador			Con aerogenerador P=50kW		
	Flujo de carga	Cálculos teóricos	No Dist. Test	Flujo de carga	Cálculos teóricos	No Dist. Test
Tensiones de barras (pu)						
SB353	0.99423	0.99414	0.99424	0.99443	0.99421	0.99444
SB4566	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000
SB353A	0.99413	0.99404	0.99414	0.99433	0.99411	0.99434
SB2107	0.99411	0.99401	0.99412	0.99431	0.99408	0.99431
Auxiliar	0.97463	0.97346	0.97464	0.97483	0.97353	0.97484
BT Ala Sur	0.98502	0.98464	0.98504	0.98970	0.98502	0.98991
Ángulos de tensiones en barras ($^\circ$)						
SB353	-0.4736	-0.4761	-0.5058	-0.4527	-0.4550	-0.6916
SB4566	0.0000	0.0000	-0.0319	0.0000	0.0000	-0.2382
SB353A	-0.4768	-0.4793	-0.5090	-0.4560	-0.4582	-0.6948
SB2107	-0.4779	-0.4803	-0.5101	-0.4570	-0.4592	-0.6959
Auxiliar	27.8138	27.7188	27.7816	27.8346	27.7406	27.5958
BT Ala Sur	28.8002	28.7751	28.7678	29.4991	29.4770	29.2551

Tabla 10.3: Tensiones en las barras según los diferentes métodos.

La frecuencia de todas las barras se mantiene en la frecuencia nominal de 50.00Hz.

10.1.3. Par mecánico y velocidad.

Para el generador principal, de la ecuación 10.2 se deduce que al agregar el generador eólico a la red, la potencia eléctrica entregada por el generador principal disminuye y de igual manera lo hará el par mecánico (a partir del regulador de velocidad con el

que cuenta) de modo de seguir satisfaciendo la ecuación de swing.

Para el generador eólico, la velocidad del rotor está determinada por la velocidad del viento al igual que la potencia mecánica. Así, de la ecuación de swing se desprende que la potencia eléctrica entregada no depende de la red sino que queda determinada por la velocidad del viento. En el capítulo 2 se puede encontrar una explicación más detallada al respecto.

$$J \frac{d\omega_m}{dt} = T_m - T_e = T_m - \frac{P_e}{\omega_e} \quad (10.2)$$

T_m : torque o par mecánico; T_e : torque o par eléctrico; P_e : potencia eléctrica; ω_m : velocidad angular mecánica; ω_e : velocidad angular eléctrica; J : momento de inercia de la máquina.

10.2. Contingencia N°1: Pérdida del 50 % de la carga en la barra BT Ala Sur.

10.2.1. Descripción.

La primera de las contingencias a ser estudiada consiste en la pérdida del 50 % de la carga conectada a la barra BT Ala Sur. Recordar que esta carga es de 61.22kW y 15.68kVAr. Esta contingencia puede representar, por ejemplo, la apertura de la protección diferencial de una derivación ocasionada por una fuga a tierra o la apertura intencional de un interruptor para realizar algún tipo de mantenimiento en parte de la instalación.

Para conformar la contingencia se genera la siguiente secuencia a simular: 5 segundos luego de comenzada la simulación, en condiciones normales de la red, se desconecta el 50 % de la potencia activa y reactiva de la carga conectada en la barra BT Ala Sur; luego de 10 segundos se restablece la carga desconectada. El tiempo total de simulación es de 25 segundos.

Para esta contingencia, se prestará atención al comportamiento de las tensiones de barras, velocidad y potencias de los generadores. Se verán los resultados para un escenario sin aerogenerador y para escenarios con aerogeneradores de 50kW, 100kW y 150kW de potencia.

10.2.2. Estimaciones teóricas.

Previo a la presentación de los resultados de las simulaciones, se muestran algunos resultados teóricos que dan una idea del comportamiento esperado de la red.

Respecto de las potencias generadas y demandadas, las potencias activa y reactiva entregadas por el generador principal se verán reducidas en igual cantidad que la carga desconectada, esto es 30.6kW y 7.8kVAr. La potencia entregada por el aerogenerador se mantendrá en el mismo valor que tenía previo a la contingencia.

Para estimar el comportamiento de las tensiones de las barras se resuelve teóricamente el flujo de cargas para una red con una carga en barra BT Ala Sur igual a la mitad de la carga real, de modo de evaluar eventuales caídas o subidas de tensión en las barras frente a la contingencia en cuestión³. De estos resultados teóricos se desprende que las tensiones de barras se incrementan levemente: entre 4V y 5V para las barras de MT (con excepción de la barra flotante que se mantiene en 1pu), alrededor de 2V para la barra BT Ala Sur (donde se encuentra conectado el aerogenerador y donde se produce la pérdida de carga) y se mantiene con la misma tensión la barra Auxiliar en BT.

Además, resulta que para cualquier potencia entregada por el generador eólico superior a 50.5kW, la tensión en la barra BT Ala Sur será mayor que la tensión en la barra SB353, en módulos en pu. Esto tiene que ver con el sentido de la corriente que circula por la rama entre las mencionadas barras e implica que la potencia del aerogenerador

³En el anexo C.4 pueden encontrarse las tablas con todos los resultados teóricos.

influye en el nivel de la tensión sobre la barra BT Ala Sur.

¿Qué sucede con la ecuación de swing de las máquinas frente a una pérdida de carga? Para la ecuación 10.3, se tiene que en funcionamiento normal, sin contingencias, la aceleración angular es nula, y los pares mecánico y eléctrico son iguales y la velocidad de la máquina es constante. Una pérdida de carga en cualquier punto de la red significa una reducción en la demanda de potencia eléctrica. Para el generador principal, esta contingencia produce que la aceleración angular se vuelva positiva y la máquina aumente su velocidad de rotación. Dado que este generador cuenta con regulador de velocidad, el torque mecánico disminuye de forma de compensar estas variaciones y lograr que la aceleración angular se vuelva nula para alcanzar nuevamente el equilibrio. Por el contrario, el generador eólico, el cual ha sido diseñado para entregar en cualquier caso una cierta cantidad de potencia activa determinada únicamente por la velocidad del viento, no se debiera ver afectado por la pérdida de carga y se mantendrá entregando la misma potencia activa que en el instante previo a la contingencia. La frecuencia en las barras acompañará las variaciones producidas en la frecuencia en los terminales del generador principal.

$$J \frac{d\omega_m}{dt} = T_m - T_e = T_m - \frac{P_e}{\omega_e} \quad (10.3)$$

Al producirse la reconexión de la carga perdida, el comportamiento es análogo a lo descrito anteriormente, con la salvedad de que ahora el generador principal tenderá a enlentecerse en un primer momento ($d\omega_m/dt$ negativo).

10.2.3. Resultados de las simulaciones.

Comenzando el análisis con las tensiones en terminales de los generadores, como se muestra en la Figura 10.3, resulta que la tensión de salida del generador principal se mantiene en 1.00 pu, con variaciones insignificantes (se detalla en el siguiente párrafo), y la tensión en terminales del generador eólico aumenta casi 0.5 %. Observar en la Figura 10.3 que para el caso del aerogenerador de 150kW, el flujo de carga desde la barra BT Ala Sur hacia la barra SB353 es suficientemente grande como para que la tensión en la barra BT Ala Sur supere el valor 1pu.

Haciendo un gran acercamiento a la forma de onda de la tensión en terminales del generador principal, Figura 10.4, pueden verse los instantes de desconexión y reconexión de la carga, pero los picos que se aprecian en la forma de onda son despreciables (menores a 0.003 %), tanto en el escenario con aerogenerador como en el escenario sin él. Las oscilaciones que aparecen en presencia del aerogenerador son causadas por los transitorios del control del generador eólico y se verán repetidas, más adelante, tanto en las tensiones de barras como en la potencia reactiva entregada por ambos generadores.

Observar además en la Figura 10.3 que en la medida que aumenta la potencia del generador eólico, el control se estabiliza más rápidamente.

Como muestra, para un aerogenerador de 150kW resultan los valores presentados en la Tabla 10.4 sobre los módulos de las tensiones en barras⁴. Para las barras, la forma de onda es también un escalón que comienza con la desconexión de la carga y finaliza

⁴En el anexo C.4 pueden encontrarse las tablas con todos los resultados de TSAT.

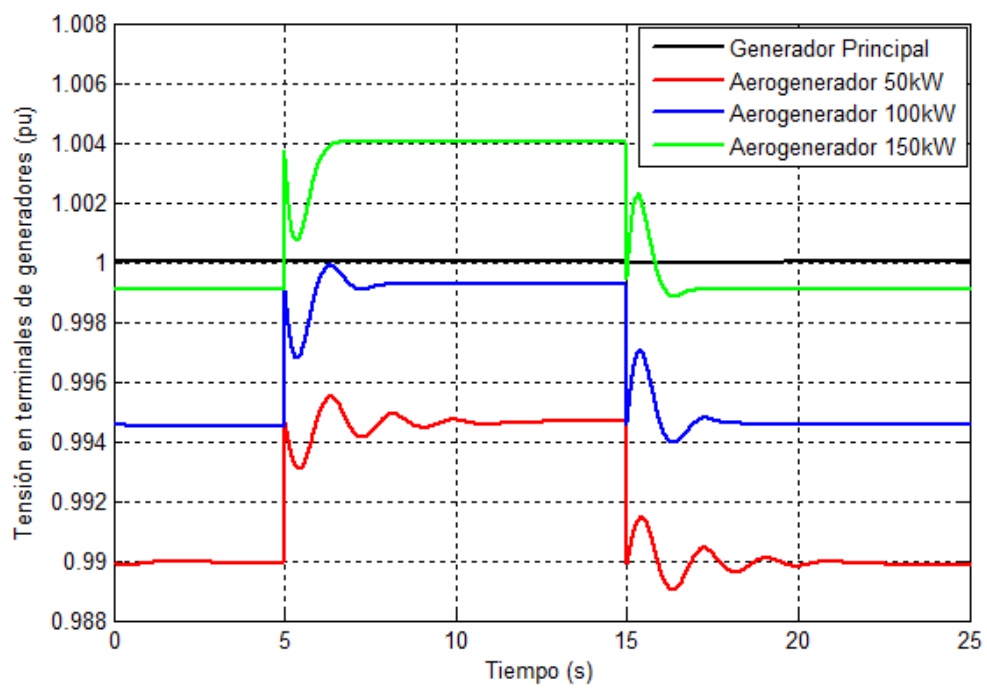


Figura 10.3: Tensión en terminales de los generadores.

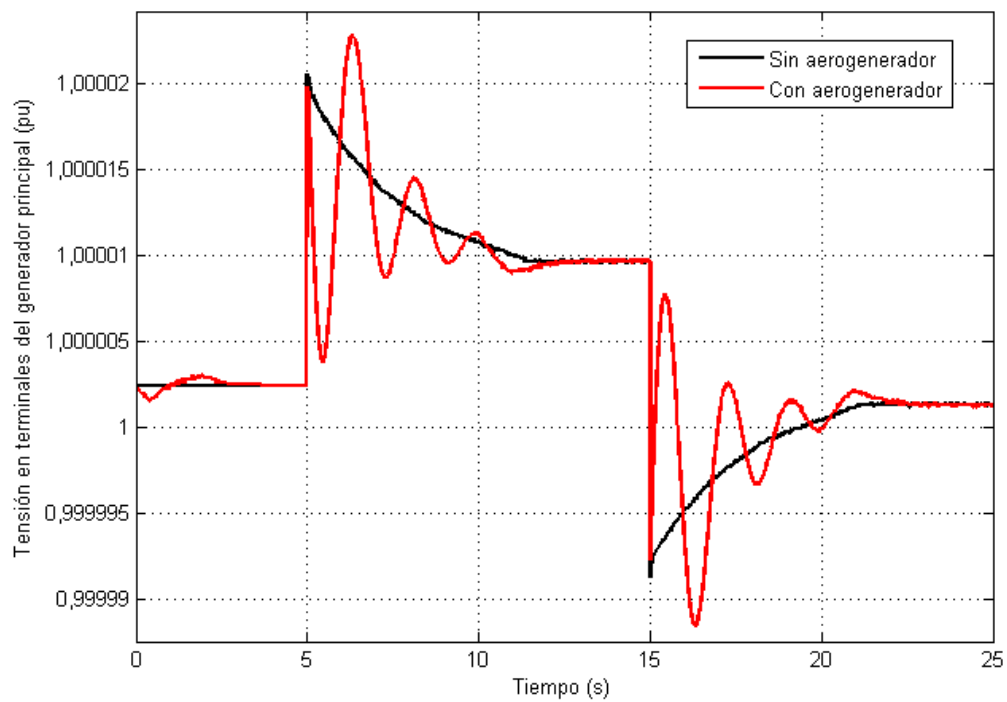


Figura 10.4: Tensión en terminales del generador principal.

con la reconexión de la misma, y que, en presencia del generador eólico, agrega las oscilaciones mencionadas anteriormente. Observar que, independientemente de la presencia del aerogenerador, el escalón de subida de las tensiones es el mismo en cada barra.

En resumen, la pérdida de carga produce escalones en las tensiones en el entorno de 0.02 % de altura en las barras SB353, SB353A, SB2107 y Auxiliar, y en el entorno de 0.5 % de altura en la barra BT Ala Sur, tanto para el escenario con generador eólico como sin él; para la barra SB4566 el escalón es mínimo (0.0008 %). Para molinos con otras potencias los resultados son similares.

Barra	Tensión en barras (pu). Sin aerogenerador		Tensión en barras (pu). Con aerogenerador P=150kW	
	Antes de la contingencia	Durante la contingencia	Antes de la contingencia	Durante la contingencia
SB353	0.994242	0.994426	0.994827	0.995011
SB4566	1.000002	1.000010	1.000003	1.000010
SB353A	0.994142	0.994326	0.994726	0.994910
SB2107	0.994115	0.994299	0.994700	0.994884
Auxiliar	0.974639	0.974820	0.975212	0.975393
BT Ala Sur	0.985037	0.989820	0.999086	1.004050

Tabla 10.4: Tensiones en barras para escenarios sin aerogenerador y con aerogenerador de 150kW.

En la Figura 10.5 se muestran las velocidades en Hz de los generadores. Como se esperaba, la velocidad del aerogenerador se mantiene sin variaciones, y la velocidad del generador principal tiende a aumentar en un primer momento al producirse la pérdida de carga y a disminuir al reconectar la carga perdida. Sin embargo, y a pesar de que las variaciones en Hz no sean importantes, el regulador de velocidad del generador principal tiende a compensar estas variaciones mediante el ajuste del torque o par mecánico (ver Figura 10.6). Los valores pico alcanzados son 50.008Hz y 49.990Hz, que resultan tan insignificantes que las barras mantienen su frecuencia en 50Hz. El comportamiento del generador principal es independiente de la presencia o no del generador eólico.

Respecto de las potencias entregadas por los generadores, la Figura 10.7 resume las variaciones ya previstas para un aerogenerador de 50kW. Observar que, si bien el aerogenerador fue diseñado para entregar potencia reactiva nula, frente al incremento o disminución de la tensión en la barra al cual está conectado, el mismo tiende a consumir y entregar reactiva para adaptarse a las nuevas condiciones. Este transitorio en el control del equipo es el que produce las oscilaciones en la energía reactiva del aerogenerador y, consecuentemente, las oscilaciones en la potencia reactiva entregada por el generador principal que debe mantener el balance de potencias. Este efecto también influye sobre las tensiones de todas las barras que están estrechamente vinculadas a los flujos de potencia reactiva en la red.

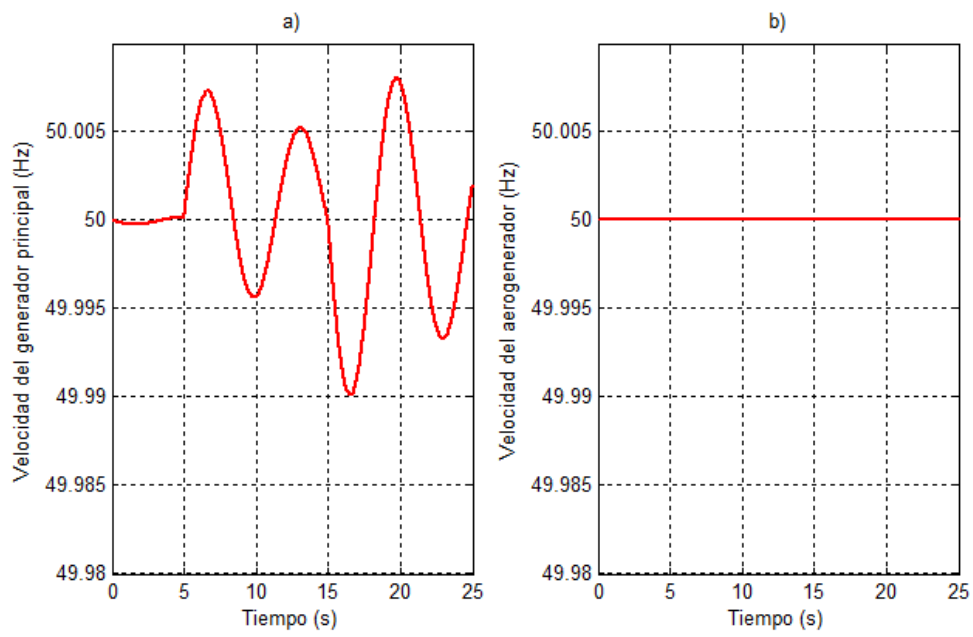


Figura 10.5: Velocidad en Hz de los generadores: a) Generador principal b) Aerogenerador.

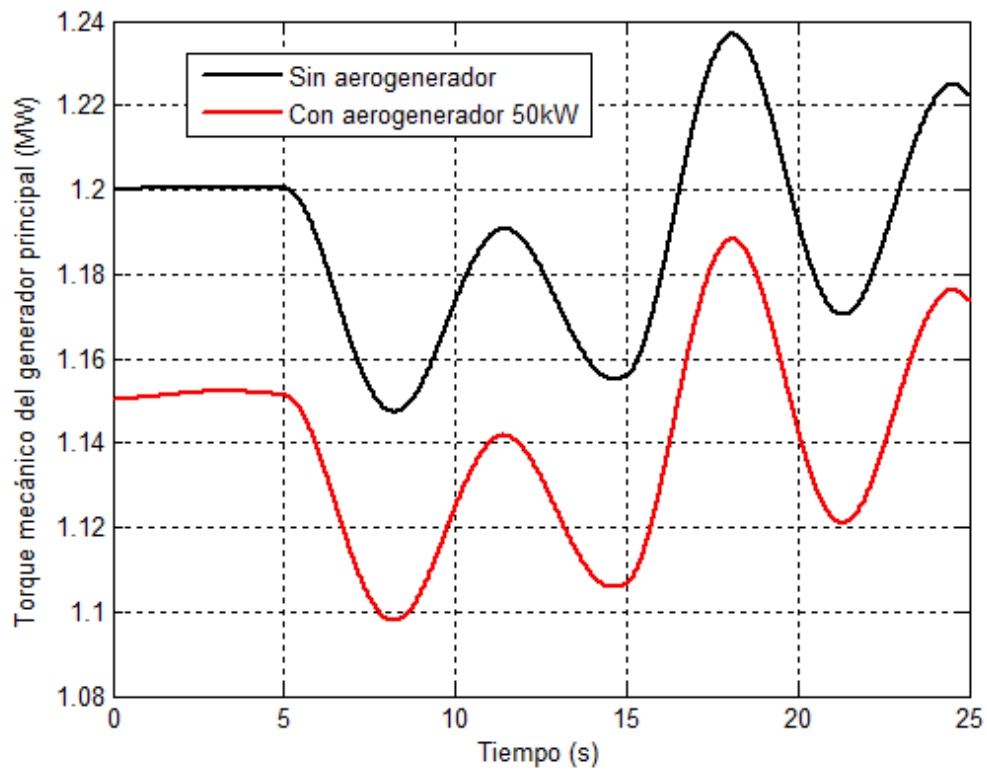


Figura 10.6: Torque mecánico del generador principal.

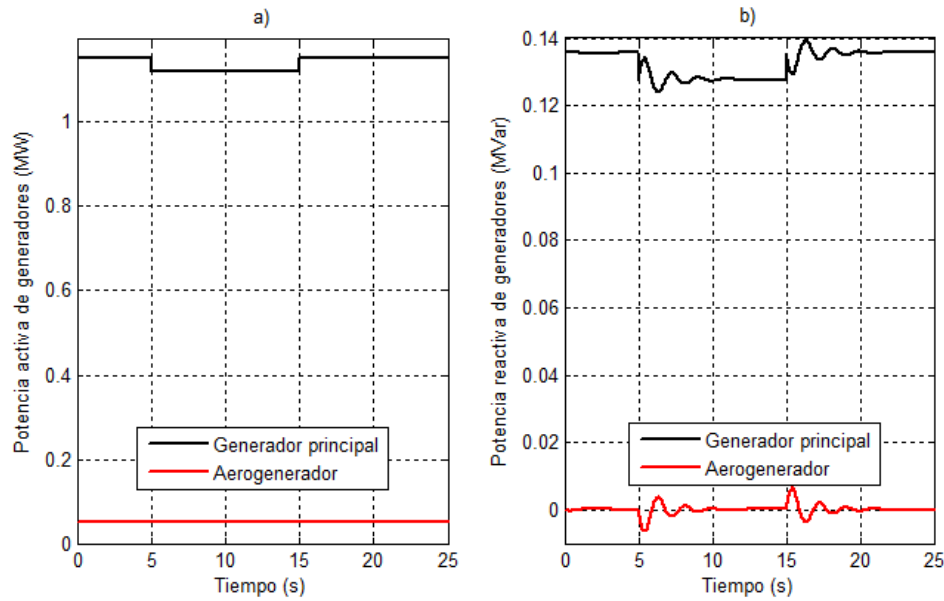


Figura 10.7: Potencias activa y reactiva entregada por los generadores.

10.3. Contingencia N°2: Pérdida del 95 % de la carga en la barra Auxiliar.

10.3.1. Descripción.

Esta contingencia consiste en la pérdida del 95 % de la carga aguas abajo de la barra Auxiliar, abarcando los suministros hacia el Aulario, Ala Norte e Itapúa. Recordar que esta carga es de 347.75kW y 99.822kVAr. Esta contingencia es muy similar a la contingencia N°1 vista anteriormente, por lo que se comentarán únicamente aquellos aspectos que aporten nueva información.

Para conformar la contingencia se genera la siguiente secuencia a simular: 5 segundos luego de comenzada la simulación, en condiciones normales de la red, se desconecta el 95 % de la potencia activa y reactiva de la carga conectada en la barra Auxiliar; luego de 10 segundos se restablece la carga desconectada. El tiempo total de simulación es de 25 segundos.

Se prestará atención al comportamiento de las tensiones de barras, velocidad y potencia de los generadores. Se verán los resultados para un escenario sin aerogenerador y para escenarios con aerogeneradores de 50kW, 100kW y 150kW de potencia.

10.3.2. Estimaciones teóricas.

Consultar las estimaciones teóricas de la contingencia N°1.

Para estimar el comportamiento de las tensiones de las barras se resuelve el flujo de cargas para una red con el 5 % de la carga en barra Auxiliar, de modo de evaluar las

caídas o subidas de tensión en las barras respecto del escenario sin contingencias⁵. De los resultados se desprende que las tensiones de barras se incrementan: 0.2 % en SB353, SB353A, SB2107 y BT Ala Sur y 2.3 % en la barra Auxiliar.

Respecto de las potencias generadas y demandadas, las potencias activa y reactiva entregadas por el generador principal se verán reducidas en igual cantidad que la carga desconectada, esto es 330.36kW y 94.83kVAr.

10.3.3. Resultados de las simulaciones.

La pérdida de carga es más importante que en la contingencia N°1 por lo que algunas de las magnitudes varían en mayor grado. Tal es el caso de la velocidad en Hz del generador principal, la cual alcanza los valores pico de 49.894 y 50.087. Sin embargo, la velocidad del aerogenerador se mantiene fija en 50Hz. Esto reafirma lo visto anteriormente en cuanto a que el bus de continua del sistema “full converter” independiza la velocidad del generador de la frecuencia de red.

Los incrementos de tensión en las barras son de: aproximadamente 50V para las barras de MT SB353, SB353A y SB2107; 8V para la barra Auxiliar de BT (donde sucede la pérdida de carga) e inferior a 1V para la barra BT Ala Sur⁶. Observar que si bien es una pérdida de mayor carga que el visto para la contingencia N°1, la barra donde se encuentra el aerogenerador se ve afectada en menor medida.

⁵En el anexo C.5 pueden encontrarse las tablas con todos los resultados teóricos.

⁶En el anexo C.5 pueden encontrarse las tablas con todos los resultados de TSAT.

10.4. Contingencia N°3: Cortocircuito trifásico en barra BT Ala Sur.

10.4.1. Descripción.

Esta contingencia consiste en un cortocircuito trifásico en BT sobre la barra BT Ala Sur. El origen de este cortocircuito en BT podría ser, por ejemplo, por problemas mecánicos tales como rotura de conductores o aisladores, por objetos extraños o animales, o por actos de vandalismo.

Para conformar esta contingencia, la secuencia generada a simular es la siguiente: a los 5 segundos de iniciada la simulación se produce un cortocircuito trifásico a la salida del inversor dentro de la IMG. Luego, a los 50 milisegundos actúan las protecciones existentes aguas arriba de la barra BT Ala Sur dejándola desconectada de la red principal. La falta es despejada a los 100 milisegundos de la desconexión. Finalmente, a los 5 segundos de despejada la falta la barra se reconecta. El tiempo total de la simulación es de 20 segundos.

En particular, para esta contingencia se prestará atención a la tensión en barras, corriente por las líneas, potencias activa y reactiva entregadas por los generadores, para poder evaluar si la incorporación de un aerogenerador produce alguna variación en las mismas. Se verán los resultados para los distintos escenarios: red modelada sin incluir aerogenerador y red incluyendo un aerogenerador de potencias de 50kW, 100kW y 150kW.

En el modelo dinámico del aerogenerador se incluyen las protecciones de tensión, frecuencia y sobrecorriente mencionadas en el capítulo 9, donde también pueden consultarse los parámetros configurados para las mismas.

10.4.2. Estimaciones teóricas.

Previo a la presentación de los resultados de las simulaciones se comentarán los resultados teóricos obtenidos de los cálculos de corrientes y tensiones en el instante del cortocircuito. Estos cálculos se utilizarán para tener una idea de lo que se espera ver en el instante inmediato posterior a la falla. Los programas generados en Matlab para estos cálculos pueden consultarse en el anexo F.2.

Al producirse el cortocircuito trifásico en BT en la barra BT Ala Sur, circula una corriente muy grande por la rama del defecto (en el caso de la red sin aerogenerador el aumento que se da es de aproximadamente 59 veces el valor previo a la falla). Este gran aumento de corriente provoca que el generador principal deba entregar más potencia para satisfacer esta demanda, aumentando entonces la corriente suministrada por éste a la red (para el escenario sin aerogenerador este aumento es del entorno de 2.7 veces el valor previo a la falla). A su vez, este pico de corriente provoca que la tensión en todas las barras de la red disminuya, debido a que se tiene una mayor caída de tensión en todas las líneas e impedancia del generador. Como consecuencia, la corriente por las líneas hacia las barras con carga (barras SB2107 y Auxiliar) disminuye, ya que las cargas de la red están modeladas como impedancias constantes. A continuación, se muestran las

variaciones calculadas para la tensión de las barras y corriente por las líneas de la red, en los distintos escenarios.

Tensiones en barras.

La primera observación que surge de los cálculos es que, ante esta falla, la tensión en cada barra toma un determinado valor que no varía al incluir o no un aerogenerador de 50, 100 o 150kW (es decir, para cada barra, el valor alcanzado en el momento que se produce el cortocircuito, no alcanza a variar más de un 0.0005 % entre un escenario y otro). Esto es coherente con el hecho de que al producirse un cortocircuito en la barra BT Ala Sur, aguas arriba de la IMG, la tensión en bornes del generador cae a 0, por lo que deja de entregar potencia.

En la Tabla 10.5 se resumen las caídas de tensión en cada barra al producirse el cortocircuito, calculadas para la red sin aerogenerador y con los distintos aerogeneradores⁷.

	Caída de tensión (%)			
Barra	Sin Aerogenerador	50kW	100kW	150kW
SB4566	0.30	0.30	0.30	0.30
SB353	3.43	3.45	3.47	3.49
SB353A	3.43	3.45	3.47	3.49
SB2107	3.43	3.45	3.47	3.49
AlaSur	100	100	100	100
Auxiliar	3.32	3.34	3.37	3.38

Tabla 10.5: Caídas de tensión en cada barra debidas al cortocircuito.

Notar que se tienen porcentajes mayores al aumentar la potencia del aerogenerador por el simple hecho de que las tensiones previas al defecto aumentan al ir cambiando a un escenario con un aerogenerador de mayor potencia, tal como se vio en el estudio de la red sin contingencias al comienzo de este capítulo.

Corrientes entre barras.

Al igual que lo que sucede con las tensiones, los valores que toman las corrientes por las ramas durante el cortocircuito no se ven influenciados por la presencia o no de un aerogenerador en la red (las variaciones que se presentan entre el valor tomado durante la falla para la red con aerogenerador con respecto al tomado para la red sin aerogenerador, están entre 0.09 % y 0.59 %).

En la Tabla 10.6 se muestran, para las líneas que resultan menos afectadas en este cortocircuito, los porcentajes de disminución de la corriente ante la falla con respecto

⁷En anexo C.6 se encuentran los resultados teóricos para las tensiones antes y durante el cortocircuito

al valor previo a la misma⁸.

Línea	Variaciones de corriente (%)			
	Sin Aerogenerador	50kW	100kW	150kW
SB353-SB353A	2.63	3.46	3.48	3.48
SB353A-SB2107	2.50	3.46	3.47	3.50
SB353A-Auxiliar	2.86	3.45	3.48	3.48

Tabla 10.6: Porcentaje de disminución en la corriente debido al cortocircuito.

Notar que los porcentajes de variación de las corrientes en el cortocircuito cambian un poco de un escenario a otro, esto se debe a que las diferencias en la tensión previa a la falla en las barras al incluir un aerogenerador y variar su potencia, provocan que la corriente en ese momento también varíe al estar las cargas modeladas como impedancia constante. Igualmente, estos cambios en los porcentajes de la Tabla 10.6 no son muy grandes, ya que las diferencias entre los distintos escenarios para las corrientes previas a la falla no superan, en la mayoría de las líneas, un 1.5 % con respecto al correspondiente valor en la red sin aerogenerador.

Para la línea SB4566-SB353 se calculó que, ante el cortocircuito, la corriente por la misma presenta un aumento de 2.8 veces su valor previo a la falla al incluir un aerogenerador de 50kW, y de 3 o 3.2 veces su valor previo a la falla para una red con un aerogenerador de 100kW o 150kW respectivamente. Esta variación que se da es porque, a medida que aumenta la potencia del generador eólico, la corriente que está entregando el generador principal a la red antes de la falla disminuye.

Para la corriente desde la SB353 a BT Ala Sur, se tiene que el aumento es de 174 veces si el aerogenerador incluido es de 50kW, 87 veces si es de 100kW y 41 veces si es de 150kW. Estas diferencias entre las cantidades que aumenta esta corriente son coherentes con el hecho de que la corriente previa a la falla varía según el aerogenerador instalado. Tal es así, que cuando se agrega un aerogenerador de 50kW a la red, mientras no se tienen contingencias, la corriente por esta línea es 65.6 % menor a la corriente en la red sin aerogenerador. Al ir aumentando la potencia de generación eólica, la corriente por esta línea va aumentando, hasta que a partir de cierta potencia del aerogenerador, tal como se mencionó para el estudio de la red sin contingencias, la corriente supera el valor dado para la red sin aerogenerador. Se calcula que para una potencia de 100kW, la corriente antes de la falla es 31.2 % menor a la corriente sin aerogenerador, mientras que para 150kW, la corriente es 42.4 % mayor a la corriente sin aerogenerador.

10.4.3. Resultados de las simulaciones.

Analicemos en primer lugar qué ocurre con las tensiones y corrientes en el instante inmediato posterior a la falla. A partir de los resultados de las simulaciones en TSAT, se observan las mismas tendencias descritas en las estimaciones teóricas presentadas

⁸En el anexo C.6 se encuentran los resultados teóricos para las corrientes antes y durante el cortocircuito

previamente. En la Tabla 10.7 se pueden ver los porcentajes para las caídas de tensión producidas en los distintos escenarios. Estos porcentajes resultan muy cercanos a los estimados a partir de los cálculos teóricos, por lo tanto se aplica en estos resultados lo visto para las estimaciones teóricas.

	Caída de tensión (%)			
Barra	Sin Aerogenerador	50kW	100kW	150kW
SB4566	0.75	0.75	0.75	0.75
SB353	3.87	3.89	3.91	3.93
SB353A	3.87	3.89	3.91	3.93
SB2107	3.87	3.89	3.91	3.93
AlaSur	100	100	100	100
Auxiliar	3.87	3.89	3.91	3.93

Tabla 10.7: Caídas de tensión en cada barra debidas al cortocircuito.

En cuanto a la tensión alcanzada en cada barra durante el cortocircuito, al cambiar de un escenario a otro, para ninguna de las potencias del aerogenerador simuladas se supera una diferencia de 0.0006 % con respecto al valor alcanzado en una red sin aerogenerador durante la contingencia.

Si se observan los datos para las corrientes devueltos por la simulación, para la corriente por la línea SB4566-SB353 se tiene, debido al cortocircuito, un aumento entre 2.7 y 3.2 veces su valor previo a la falla dependiendo de si se incluye o no el aerogenerador, y de la potencia entregada por éste último, tal como se esperaba según lo visto en las estimaciones teóricas.

Para la corriente por la rama hacia la barra con el defecto, en la red sin aerogenerador el aumento es de 60.4 veces el valor previo a la falla. Al agregar un aerogenerador, se tiene que el aumento del módulo de la corriente es de 174 veces el valor previo a la falla para un aerogenerador de 50kW, 86 veces para uno de 100kW y 41 veces para uno de 150kW. En la Tabla 10.8 se resumen los porcentajes de las caídas en la corriente por las demás ramas (con respecto al valor que tenían previo a la falla) observados en las simulaciones para los distintos escenarios.

	Variaciones de corriente (%)			
Línea	Sin Aerogeneración	50kW	100kW	150kW
SB353-SB353A	3.89	3.83	3.91	3.93
SB353A-SB2107	3.86	3.91	3.94	3.97
SB353A-Auxiliar	3.87	3.89	3.91	3.93

Tabla 10.8: Porcentaje de disminución en la corriente debido al cortocircuito.

En cuanto a los valores que toma la corriente en cada línea durante la falla, la variación del valor alcanzado, según se incluye o no un aerogenerador, no alcanza a superar,

para ninguna potencia de generación eólica simulada, el 0.13 % de diferencia con respecto al valor para la red sin aerogenerador.

De la observación de las Tablas 10.7 y 10.8, y de los datos numéricos extraídos de las simulaciones, se puede decir entonces que la inclusión de un aerogenerador en la red no tiene gran peso sobre los valores que toman las tensiones y corrientes ante una perturbación de este tipo.

En las Figuras 10.8 y 10.9 se puede observar la evolución de la tensión en las barras BT Ala Sur y SB353 para los distintos escenarios. Transcurrido 1 segundo de desconectada la barra cortocircuitada, al estabilizarse la red la situación es similar al deslastre de carga visto en la contingencia N°1 en el hecho de que la tensión en la SB353 aumenta con respecto al valor que tenía antes de la falla al perderse carga. En este caso se pierde el 100 % de la carga y la potencia entregada por el aerogenerador, en vez del deslastre del 50 % de la carga que se tenía en aquel caso.

Durante el cortocircuito, la tensión cae a 0 en bornes del aerogenerador y, a los 50 milisegundos, el mismo queda en isla al desconectarse la barra BT Ala Sur. Analicemos que ocurre con la salida del aerogenerador mientras no se despeja la falta. Si se analiza el comando de potencia activa en el modelo del aerogenerador (recordar que se tiene control de factor de potencia unitario), se puede ver que cuenta con un bloque de control, LVPL (“Low Voltage Power Logic”), que ante una caída de tensión en terminales por debajo de 0.701 pu, el comando de corriente activa se limita cada vez más hasta volverse nulo⁹. Es por ésto, que al ocurrir el cortocircuito, como el aerogenerador ve una caída de tensión a 0 en sus bornes, la corriente activa a la salida del mismo disminuye hasta volverse nula. Por lo tanto, en ningún momento se observa una sobrecorriente por el aerogenerador que pueda superar el umbral de 240A configurado en la protección de sobrecorriente. Por otro lado, la protección de tensión modelada, es tal que si la tensión queda por debajo de 0.85 pu por más de 1.5 segundos, la protección actúa desconectándolo. En este caso, el aerogenerador queda aislado de la red a los 50 milisegundos de la falla, por lo que antes de actuar la protección de tensión, la protección anti-isla actúa a los 0.5 segundos de la desconexión de la barra BT Ala Sur, tal cual lo establece la reglamentación citada en el capítulo 7.

⁹En el anexo A.2 se encuentra el diagrama de bloques completo para el modelo dinámico del aerogenerador.

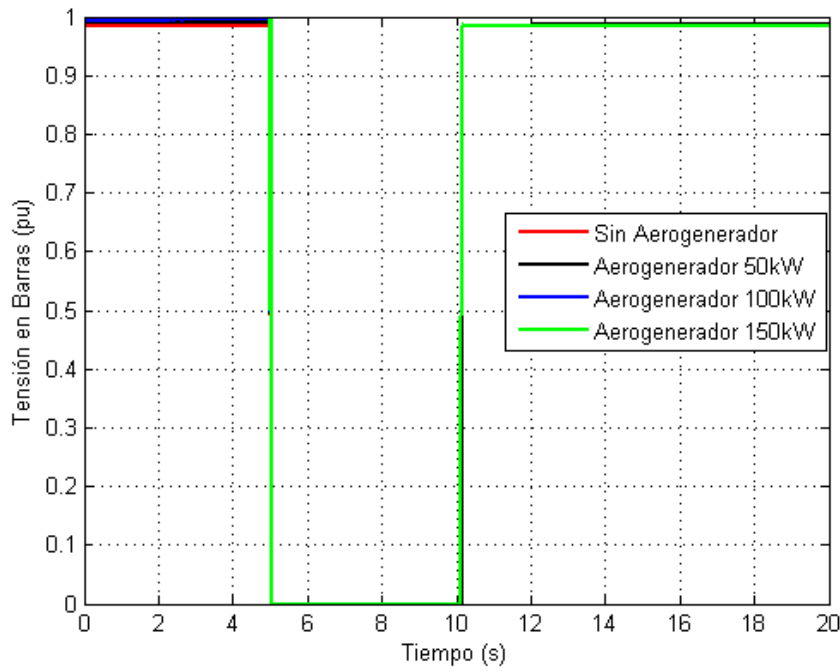


Figura 10.8: Tensión en la barra BT Ala Sur.

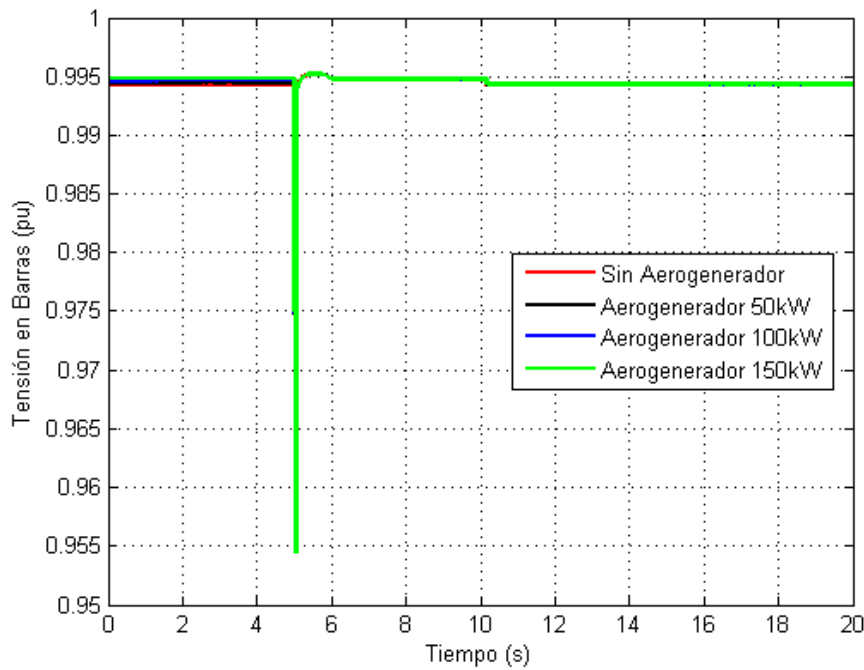


Figura 10.9: Tensión en barra SB353.

Si se miran las potencias activa y reactiva entregadas por los generadores considerando un aerogenerador de 50kW (Figuras 10.10 y 10.11), puede verse que ante el cortocircuito, el aerogenerador deja de entregar potencia activa, al volverse nulo el comando de corriente activa tal como se mencionó anteriormente, mientras que el generador principal genera picos de potencia que representan un aumento de aproximadamente 1.15

veces la potencia activa previa a la falla, y 25.8 veces la potencia reactiva previa a la falla (pasa de entregar 1.151MW y 0.136MVA_r a entregar 2.47MW y 3.64MVA_r al producirse el cortocircuito). Notar que el aerogenerador no entrega potencia reactiva previo a la falla ya que el control implementado en el modelo fija el factor de potencia en 1. El gran pico de potencia activa y reactiva en el generador principal se debe al aumento de la corriente entregada por la red durante el cortocircuito. El incremento en la potencia reactiva limita la caída de tensión en la SB4566.

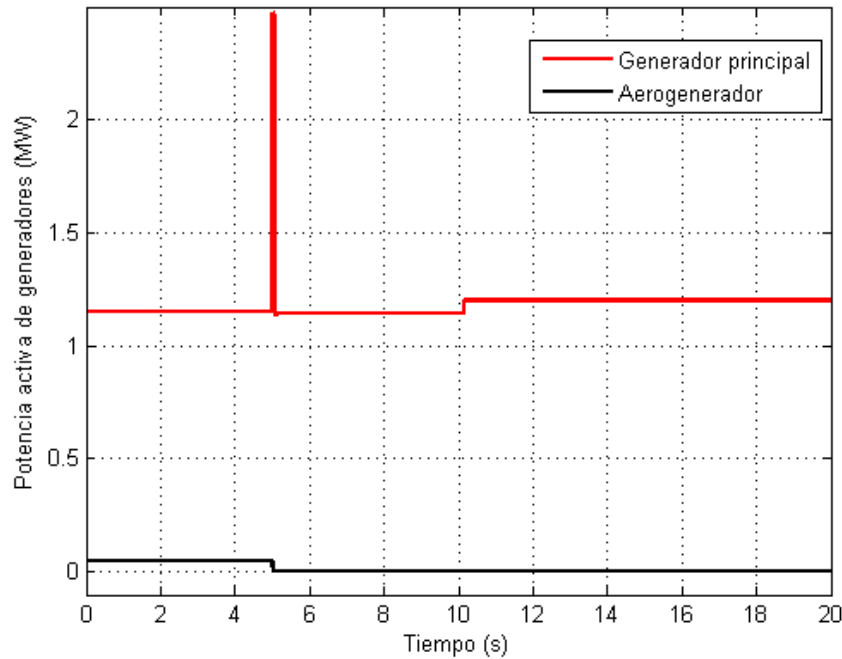


Figura 10.10: Potencia activa entregada por los generadores.

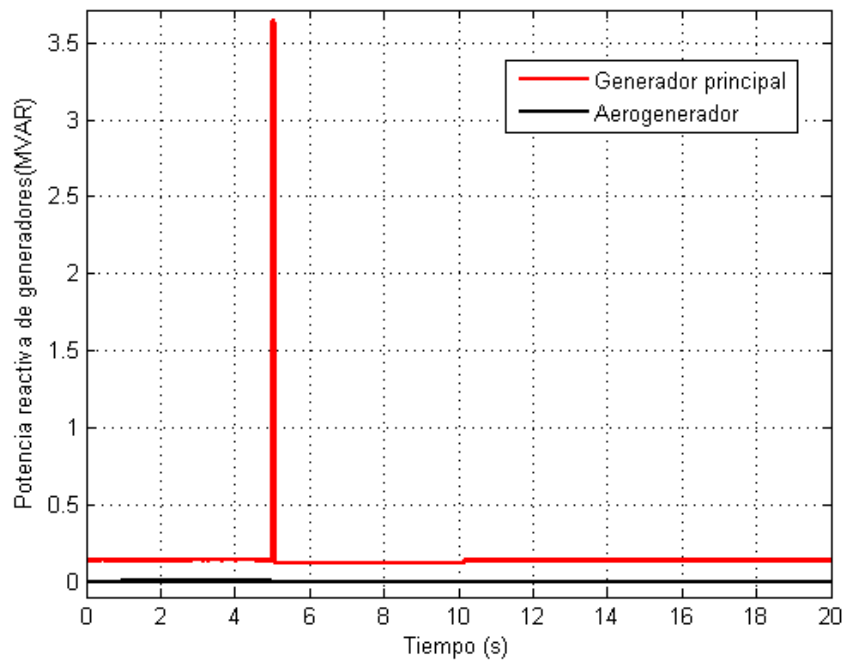


Figura 10.11: Potencia reactiva entregada por los generadores.

En la Figura 10.12 se muestra la potencia activa entregada por el generador principal durante el cortocircuito para los distintos escenarios. Puede apreciarse claramente, que durante la falla, las diferencias en los valores de potencia entregada para los distintos escenarios resulta insignificante (menor a 0.5kW), lo cual confirma que el aerogenerador no influye sobre la red durante el cortocircuito en la barra donde se conecta el mismo.

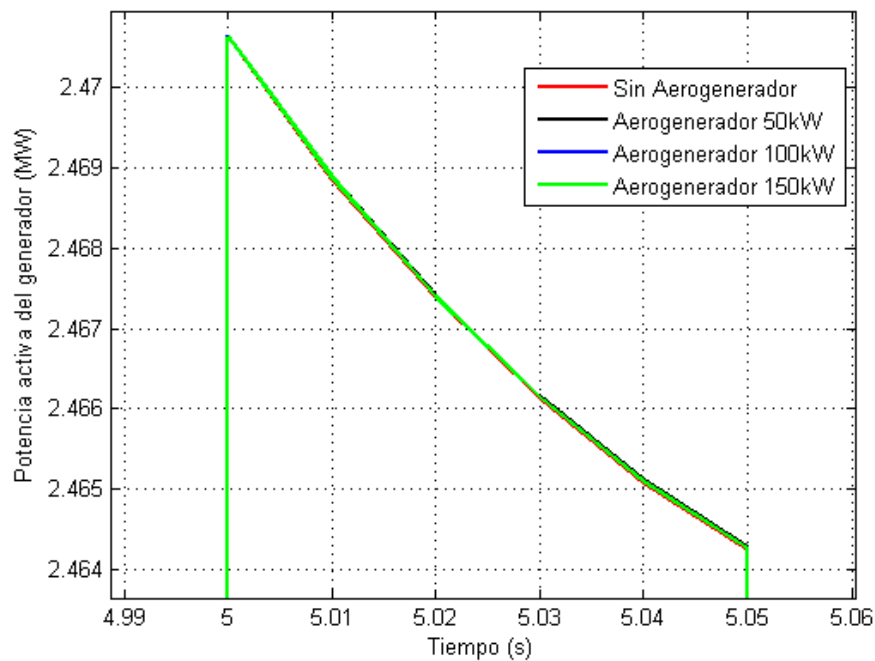


Figura 10.12: Potencia activa entregada por el generador principal.

En la Figura 10.13 se puede ver el pico en la potencia reactiva para el generador principal para los distintos escenarios. En este caso, al igual que en la potencia activa, la inclusión del aerogenerador no influye en el comportamiento durante el cortocircuito.

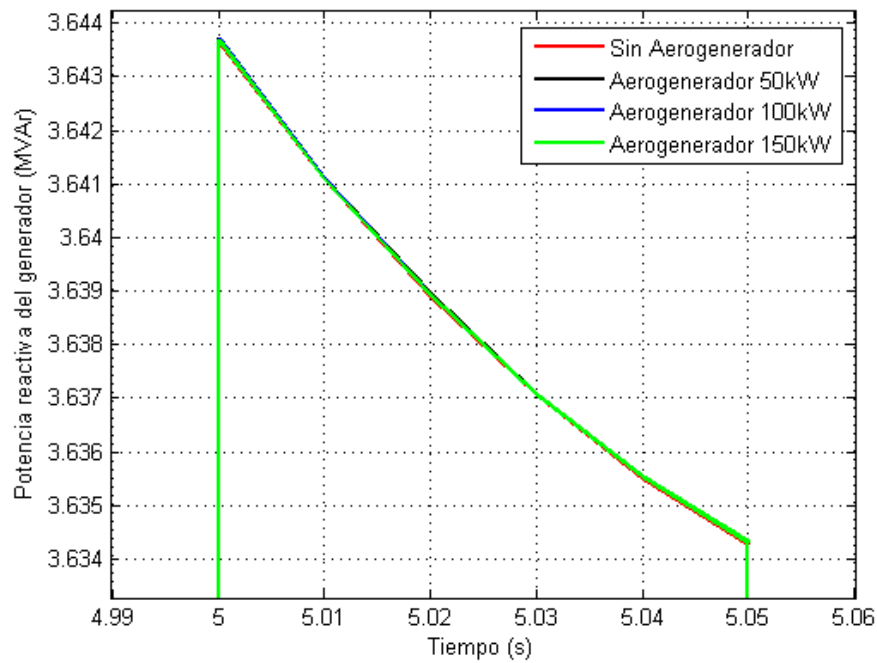


Figura 10.13: Potencia reactiva entregada por el generador principal.

10.5. Contingencia N°4: Cortocircuito trifásico en barra SB353A.

10.5.1. Descripción.

Esta contingencia consiste en un cortocircuito trifásico en MT sobre la barra SB353A. El origen de esta falla podría ser, por ejemplo, falsas maniobras, sustitución inadecuada de materiales, deterioro o perforación del aislamiento debido a calentamientos excesivos prolongados, ambiente corrosivo o envejecimiento natural.

Para conformar esta contingencia, la secuencia generada a simular es la siguiente: a los 5 segundos de iniciada la simulación se produce un cortocircuito trifásico en la barra SB353A. Luego, a los 50 milisegundos actúan las protecciones existentes aguas arriba de esta barra dejándola desconectada de la red principal. La falta es despejada a los 100 milisegundos de la desconexión. A los 5 segundos de despejada la falta la barra se reconecta. El tiempo total de la simulación es de 20 segundos.

Al igual que en la contingencia anterior, se prestará atención a la tensión en barras, corriente por las líneas, y potencias activa y reactiva entregadas por los generadores, para poder evaluar si produce alguna variación en las mismas la incorporación de un aerogenerador en este caso.

10.5.2. Estimaciones teóricas.

En esta contingencia, al producirse el cortocircuito trifásico en MT en la barra SB353A, la falla resulta mucho más severa para la red que la contingencia anterior, debido a que la corriente de defecto que se produce es muy grande. Para una red sin aerogenerador, se tiene que la corriente por la línea que une las barras SB353 y SB353A aumenta 83.7 veces su valor previo a la falla, mientras que la corriente desde el generador principal (línea SB4566-SB353) aumenta 79.3 veces su valor. Estos grandes picos de corriente, provocan que la tensión en la barra SB353 se desplome, disminuyendo un 99 % respecto a su valor previo a la falla, quedando esta barra y la BT Ala Sur en una tensión que ronda los 0.01 pu, lo cual provoca que la corriente hacia la barra BT Ala Sur también disminuya abruptamente hasta quedar prácticamente nula. Además, la tensión en la barra SB353A cae a 0 durante el cortocircuito, dejando sin tensión a las demás barras aguas abajo de ésta, por lo tanto las corrientes hacia las barras SB2107 y Auxiliar se anulan¹⁰.

Los programas generados en Matlab para estos cálculos pueden consultarse en el anexo F.2.

¹⁰En el anexo C.7 se encuentran los resultados teóricos para las tensiones y corrientes antes y durante el cortocircuito

10.5.3. Resultados de las simulaciones.

Analicemos en primer lugar qué ocurre con las tensiones y corrientes en el instante inmediato posterior a la falla. A partir de los resultados de las simulaciones en TSAT, se observan las mismas tendencias descritas en las estimaciones teóricas presentadas previamente. En la Tabla 10.9 se pueden ver los porcentajes para las caídas de tensión producidas en los distintos escenarios. Cabe destacar además que en este caso, al igual que en la contingencia anterior, la presencia o no de un aerogenerador en la red no influye en la situación de la misma ante esta falla.

	Caída de tensión (%)			
Barra	Sin Aerogenerador	50kW	100kW	150kW
SB4566	18.39	18.39	18.39	18.39
SB353	99.02	99.02	99.02	99.02
SB353A	100.00	100.00	100.00	100.00
SB2107	100.00	100.00	100.00	100.00
AlaSur	99.02	99.03	99.04	99.05
Auxiliar	100.00	100.00	100.00	100.00

Tabla 10.9: Caídas de tensión en cada barra debidas al cortocircuito.

En cuanto a las corrientes, de los resultados de las simulaciones se desprende que las corrientes hacia las barras BT Ala Sur, SB2107 y Auxiliar caen un 100 % en todos los escenarios considerados. En la corriente hacia la barra SB353A, se tiene un aumento de 83.7 veces su valor previo a la falla si la red es sin aerogenerador, y para la red incluyendo aerogenerador se tienen aumentos de 83.66 veces si se incluye uno de 50kW, 83.61 si es de 100kW y 83,57 veces si es de 150kW. Para la corriente entregada por el generador principal, los aumentos van desde 79.3 veces si no se tiene aerogenerador, hasta 90.3 veces si el aerogenerador incluido es de 150kW. Estas diferencias al aumentar la potencia del aerogenerador, se deben a que las corrientes previas a la falla varían entre los distintos escenarios, tal como se ha mencionado en la contingencia anterior.

De la observación de la Tabla 10.9 y de las variaciones de corriente obtenidas, se puede decir entonces que la inclusión de un aerogenerador en la red no tiene gran peso sobre los valores de tensión y corriente presentados ante una perturbación de este tipo.

En este caso la protección de sobrecorriente del aerogenerador no actúa, debido a que la corriente a la salida del aerogenerador cae prácticamente a cero durante la falla, ya que, al estar la tensión en 0.01 pu, actúa el bloque LVPL mencionado en la contingencia anterior, incluido en el control de corriente activa del aerogenerador limitándola cada vez más hasta volverla nula. Al desconectarse la SB353A, la tensión se recupera, aumentando la corriente hasta un valor cercano al que presentaba previo a la falla. La protección de tensión del aerogenerador está configurada para actuar en caso de que la tensión en las terminales del mismo permanezca por debajo de 0.85 pu por más de 1.5 segundos (ver capítulo 9). En este caso, la tensión en bornes del mismo permanece en un valor cercano a 0 por un tiempo de 50 milisegundos, y al desconectarse la SB353A se recupera la tensión rápidamente, por lo tanto no actúa la protección de tensión.

En las Figuras 10.14 y 10.15 se muestran las tensiones en las barras BT Ala Sur y SB353 respectivamente, ampliando el tiempo durante el cual permanece desconectada la barra SB353A.

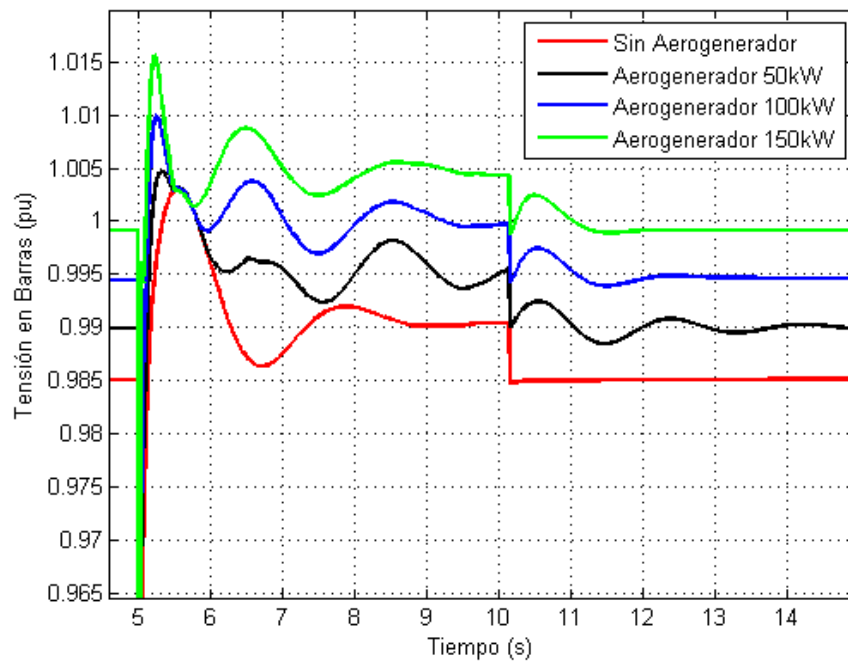


Figura 10.14: Tensión en la barra BT Ala Sur.

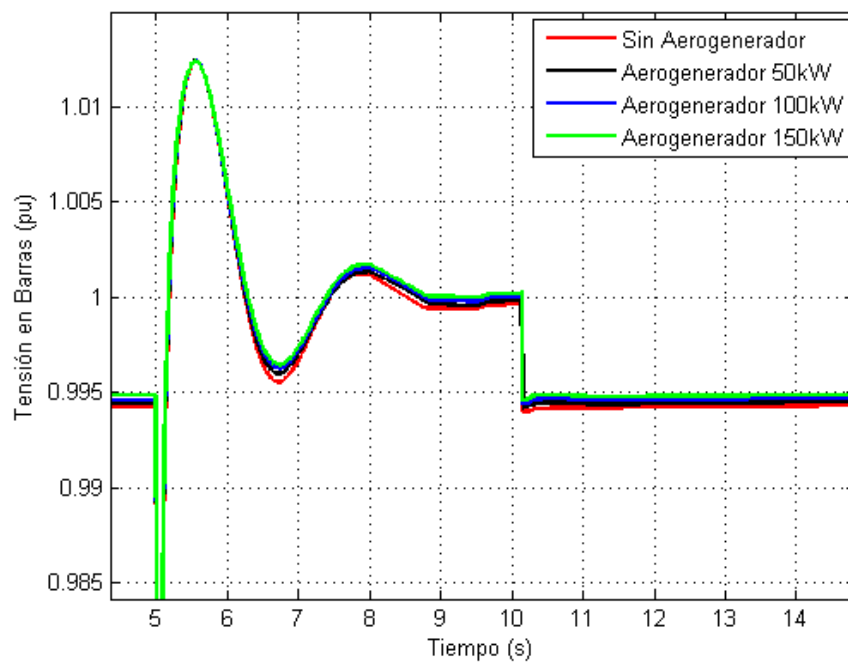


Figura 10.15: Tensión en la barra SB353.

El comportamiento en las tensiones al reconectar la SB353A es similar al estudiado en la contingencia de deslastre de carga en la barra Auxiliar, a diferencia que en este caso la carga que se reconecta es mayor al incluir la de la barra SB2107.

En la Figura 10.16 se muestra la tensión en la barra SB4566 durante la desconexión de la SB353A. Se puede ver que ante la desconexión y reconexión de la barra, el comportamiento del generador es similar al que se describe en el estudio de las contingencias 1 y 2 de deslastre de carga, la velocidad cambia adaptándose a la carga actual de la red.

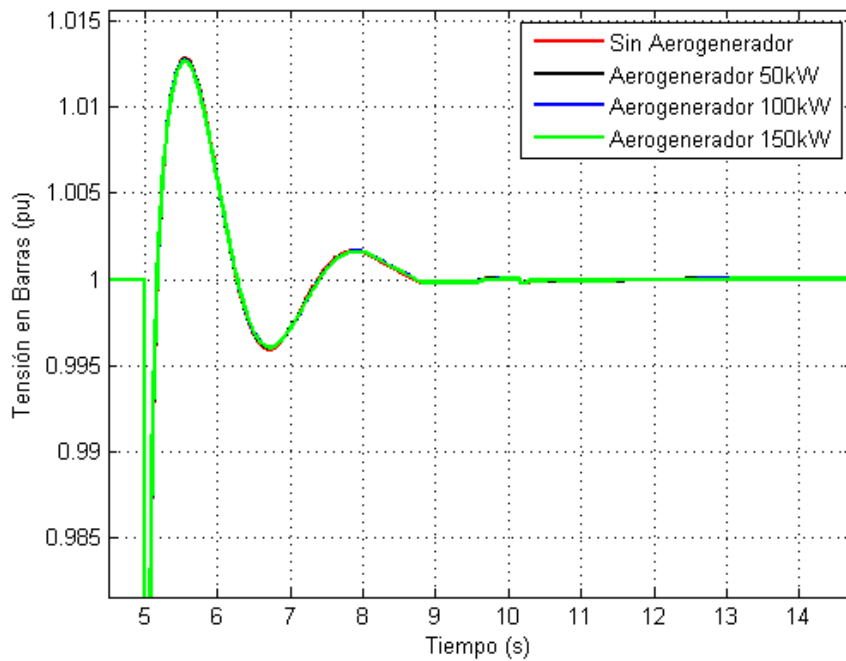


Figura 10.16: Tensión en la barra SB4566.

En las Figuras 10.17 y 10.18 se muestran ampliadas las potencias activa y reactiva respectivamente, entregadas por los generadores considerando un aerogenerador de 50kW. El generador principal genera picos de potencia que representan un aumento de aproximadamente 35.4 veces la potencia activa previa a la falla, y 509 veces la potencia reactiva previa a la falla (antes del defecto entregaba 1.151MW y 0.136MVar, y en el cortocircuito tiene un pico de 38.35MW y 69.23MVar), debido al excesivo aumento en la corriente entregada por el mismo durante el cortocircuito. Notar que durante el cortocircuito el aerogenerador no entrega potencia activa, lo cual se debe a que la corriente activa de salida es nula tal como se mencionó anteriormente.

De las Figuras 10.17 y 10.18, se observa que al desconectarse la SB353A, el aerogenerador comienza a aumentar levemente la potencia activa y da un pico de potencia reactiva. El generador principal compensa esta variación de reactiva inyectada por el aerogenerador de acuerdo a la demanda de potencia del resto de la red.

Para buscar el motivo de este pico de potencia entregada por el generador eólico, se examina con un poco más de detalle el comportamiento del control del comando de

potencia reactiva en el transcurso de la falla y la desconexión de la barra SB353A (ver modelo dinámico del aerogenerador presentado en el capítulo 9). Puede verse que la tensión en terminales del aerogenerador influye directamente en el comando de potencia reactiva. Antes del cortocircuito, el control está ajustado para no entregar potencia reactiva, teniendo una tensión de 0.9899 pu en la barra BT Ala Sur. Cuando la tensión cae a 0.01 pu al producirse el cortocircuito, el comando de potencia reactiva empieza a aumentar, y se agranda la diferencia con la potencia reactiva 0 de referencia, llegando a 1 pu unas milésimas de segundo antes de la desconexión de la barra SB353A, provocando que la potencia reactiva a la salida del aerogenerador también vaya aumentando. Este aumento que se da antes de la desconexión de la barra cortocircuitada no se logra apreciar debido a que, al tener una tensión tan baja en terminales del aerogenerador, la potencia que entrega es muy chica. Al desconectarse la barra, la tensión en BT Ala Sur comienza a recuperarse rápidamente, por lo que al tener mayor tensión en bornes y la referencia de reactiva en 1 pu, se da un pico equivalente a la potencia nominal. A su vez el aumento de tensión empieza a provocar que el comando de reactiva comience a disminuir, volviendo a acercarse cada vez más al valor de referencia que es 0.

Considerando que el generador compensa rápidamente las variaciones de potencia reactiva y las caídas de tensión en las barras, la tensión en BT Ala Sur logra recuperarse rápidamente, y en consecuencia las fluctuaciones de potencia reactiva a la salida del aerogenerador se extinguen en unos pocos segundos. Si se observa la Figura 10.14, donde se muestra la tensión en la barra BT Ala Sur, puede verse que hay pequeñas diferencias en las oscilaciones pero que la potencia reactiva inyectada por el aerogenerador no provoca grandes variaciones en relación al valor previo a la falla.

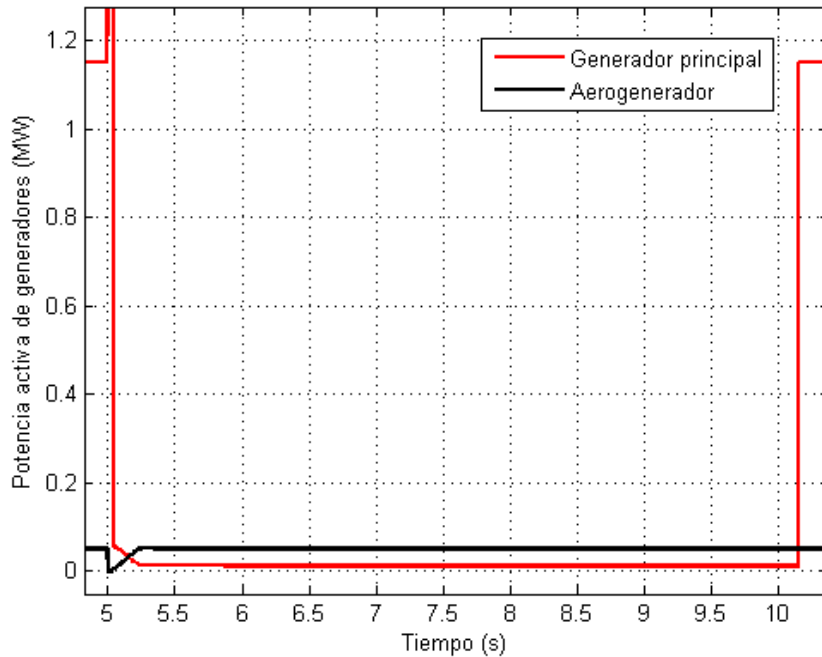


Figura 10.17: Potencia activa entregada por los generadores.

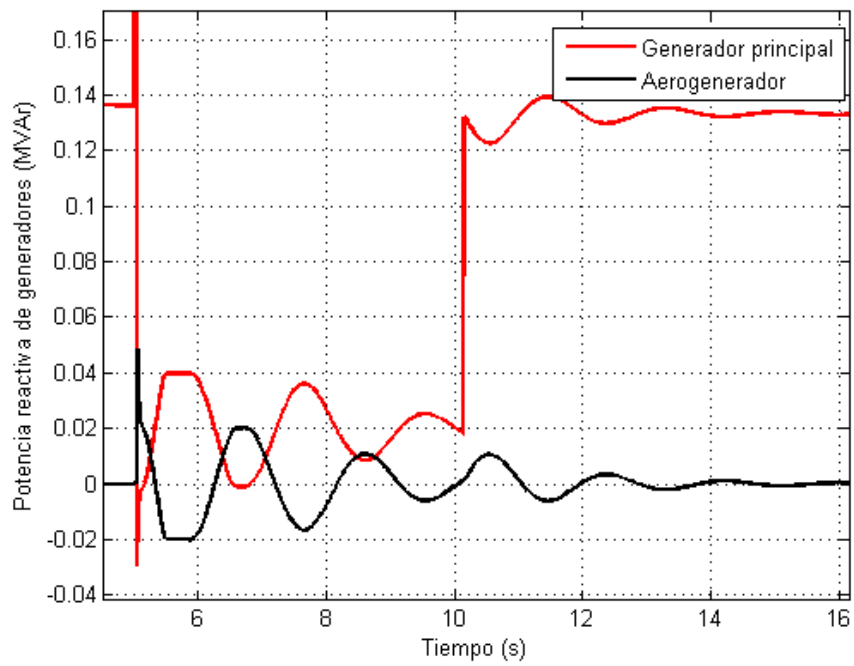


Figura 10.18: Potencia activa entregada por los generadores.

En la Figura 10.19 se muestra la potencia activa entregada por el generador principal durante el cortocircuito para los distintos escenarios. Puede apreciarse claramente, que durante la falla, las diferencias en los valores de potencia entregada para los distintos escenarios es mínima (no existe una diferencia que pueda apreciarse a simple vista aunque se aumente el gráfico), lo cual confirma que el aerogenerador no influye sobre la red durante el cortocircuito.

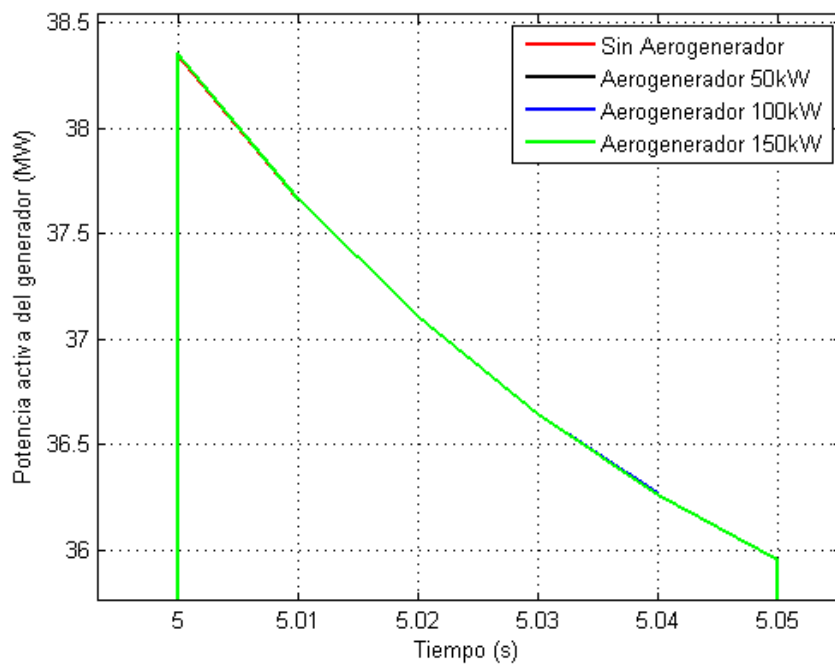


Figura 10.19: Potencia activa del generador principal.

En la Figura 10.20 se puede ver el pico en la corriente reactiva para el generador principal para los distintos escenarios. En este caso, al igual que en la potencia activa, la inclusión del aerogenerador no influye en el comportamiento durante el cortocircuito.

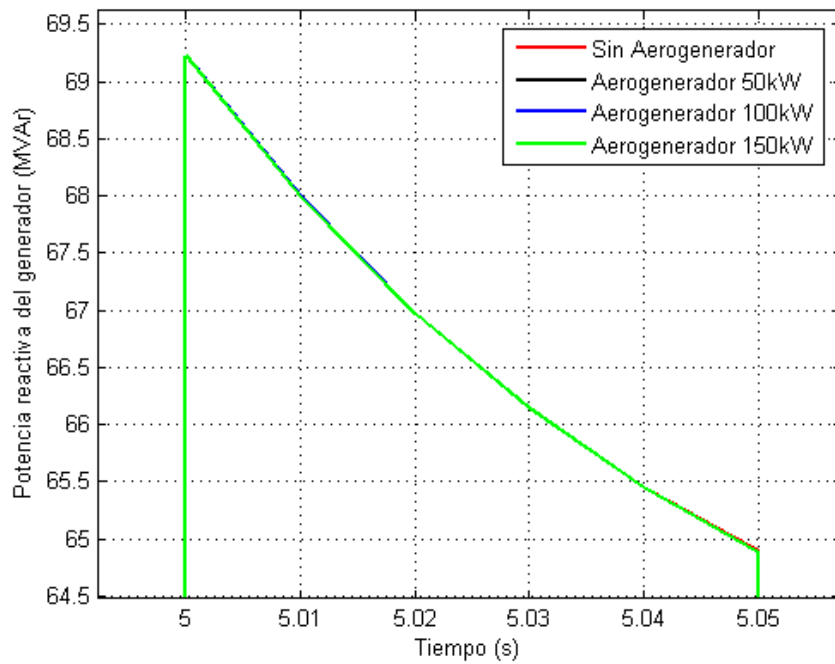


Figura 10.20: Potencia reactiva del generador principal.

10.6. Contingencia N°5: Desconexión del generador principal (Red).

10.6.1. Descripción.

La presente contingencia consiste en la desconexión del generador principal conectado en la barra SB4566, el cual como ya se vio representa la red.

Para conformar esta contingencia de duración total de 10 segundos, simplemente, se desconecta el generador principal a los 5 segundos de iniciada la contingencia.

Se estudiará principalmente el comportamiento de la fuente eólica frente a la desconexión de la fuente principal.

10.6.2. Estimaciones teóricas.

Teniendo en cuenta que el generador principal y el aerogenerador son las únicas fuentes modeladas que alimentan todas las cargas, al producirse la desconexión del primero, el generador eólico es el que debe cubrir toda la demanda solicitada por la red. Claramente, esto no será posible ya que el aerogenerador está muy lejos de tener la capacidad para responder por toda la potencia demandada.

Recurriendo nuevamente a la ecuación de swing del generador eólico, 10.2, al aumentar la demanda de potencia eléctrica y mantenerse incambiado el torque mecánico (dependiente únicamente de la velocidad del viento), la aceleración angular se vuelve negativa frenando la máquina hasta detenerla. Independientemente de que el aerogenerador no incluya un regulador de velocidad, la cantidad potencia demandada por la red y su factor de potencia diferente de 1 supera ampliamente la capacidad del aerogenerador, haciendo imposible que éste pueda mantenerse en funcionamiento. Por lo tanto, al desconectarse el generador principal, el aerogenerador debiera apagarse.

10.6.3. Resultados de las simulaciones.

La respuesta del generador eólico es tan rápida que en las simulaciones sólo se alcanza a ver un escalón a cero en la velocidad y la tensión de salida del aerogenerador, ver Figura 10.21. Junto con la caída brusca de la velocidad del generador eólico también caen a cero las tensiones de las barras y las potencias entregadas por los generadores. La respuesta es la misma para las diferentes potencias del aerogenerador simuladas.

De estos resultados se podría deducir que, independientemente de la existencia de una protección anti-isla dentro de la IMG, en principio el generador eólico no está preparado para trabajar en isla.

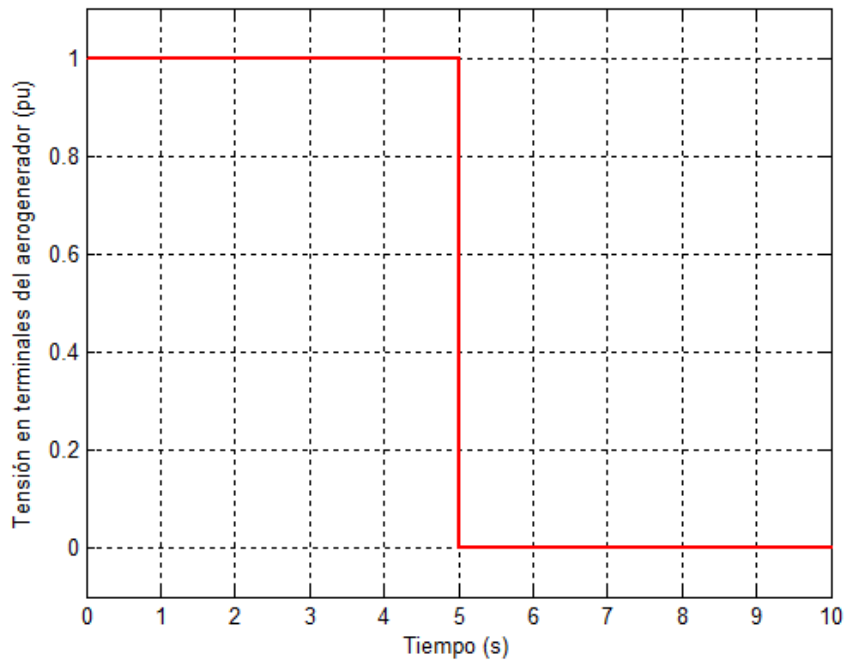


Figura 10.21: Tensión en terminales del aerogenerador.

10.7. Contingencia N°6: Desconexión del aerogenerador.

10.7.1. Descripción.

Esta contingencia consiste en la desconexión del aerogenerador conectado en barra BT Ala Sur.

Para conformar la contingencia de duración total de 10 segundos, simplemente, se desconecta el generador eólico a los 5 segundos de iniciada la contingencia.

Se verán los resultados para aerogeneradores de potencias 50kW, 100kW y 150kW.

Se prestará atención a los efectos que produce sobre la red la desconexión del aerogenerador.

10.7.2. Estimaciones teóricas.

El generador principal deberá cubrir la demanda que antes abarcaba el generador desconectado. La potencia que entregaba el aerogenerador es insignificante comparado con la potencia (idealmente infinita) que es capaz de entregar el generador principal, por tanto esto no será un problema y la red prácticamente no debiera notarlo.

10.7.3. Resultados de las simulaciones.

Respecto de los módulos de las tensiones, la tensión en terminales del generador principal no se ve afectada por la desconexión del generador eólico, y las tensiones de las restantes barras vuelven prácticamente al mismo valor que las vistas para una red sin aerogenerador. En particular, la barra BT Ala Sur sufre una pequeña caída (lo máximo 5.7V para un aerogenerador de 150kW) para alcanzar el valor que ya habíamos visto en otras oportunidades para una red sin aerogenerador (0.985pu)¹¹.

Como es de esperar, el generador eólico deja de entregar potencia y el generador principal debe cubrir toda la demanda de la red. Como consecuencia, y para satisfacer la ecuación de swing, la velocidad del generador principal disminuye y el par mecánico aumenta para compensar esta variación a partir del regulador de velocidad. En la Figura 10.22 se muestra cómo afecta la potencia del aerogenerador a esta variación de velocidad. Observar que las diferencias entre las curvas se deben a que mientras más potencia tiene el aerogenerador, mayor es el incremento de demanda que debe cubrir el generador principal y más negativa es la aceleración angular en el instante de desconexión del generador eólico. La variación de velocidad del generador principal es tan pequeña que no llega a afectar la frecuencia de la tensión sobre las barras.

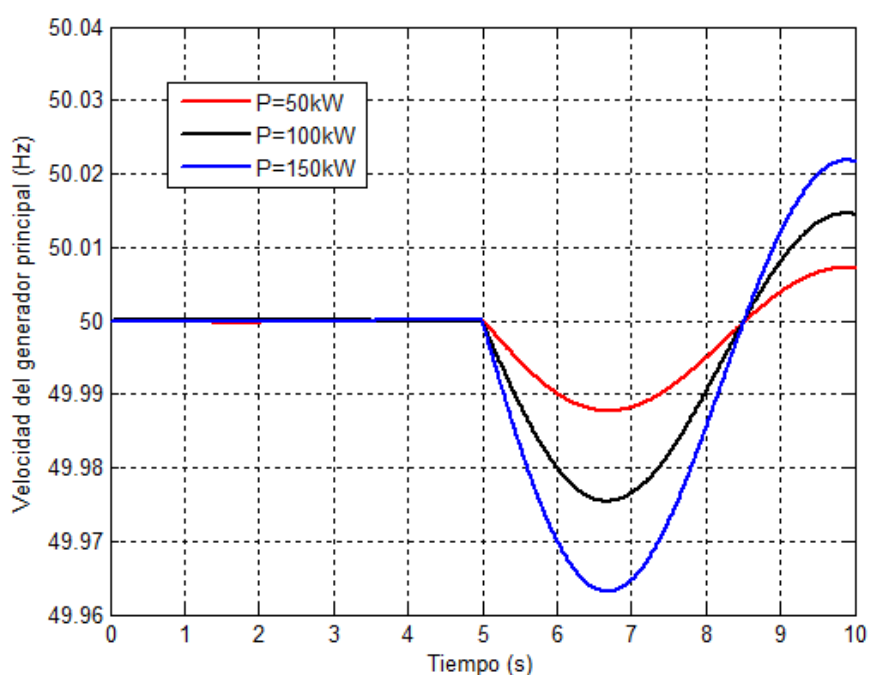


Figura 10.22: Velocidad del generador principal para diferentes potencias del aerogenerador desconectado.

La caída de velocidad del generador principal provoca un retraso en los ángulos de las tensiones de barras mientras se estabiliza la velocidad. En la Figura 10.23 se presentan las variaciones de ángulo de la tensión en la barra SB353 (todas las barras de MT tienen comportamiento similar), en la barra Auxiliar y la barra BT Ala Sur, para un

¹¹Puede encontrarse una tabla con todos los resultados de TSAT en el anexo C.8

aerogenerador de 50kW donde el punto más bajo de la caída es de aproximadamente 10° . Para una potencia de aerogenerador de 100kW el punto más bajo es de aproximadamente 19° y 29° para 150kW.

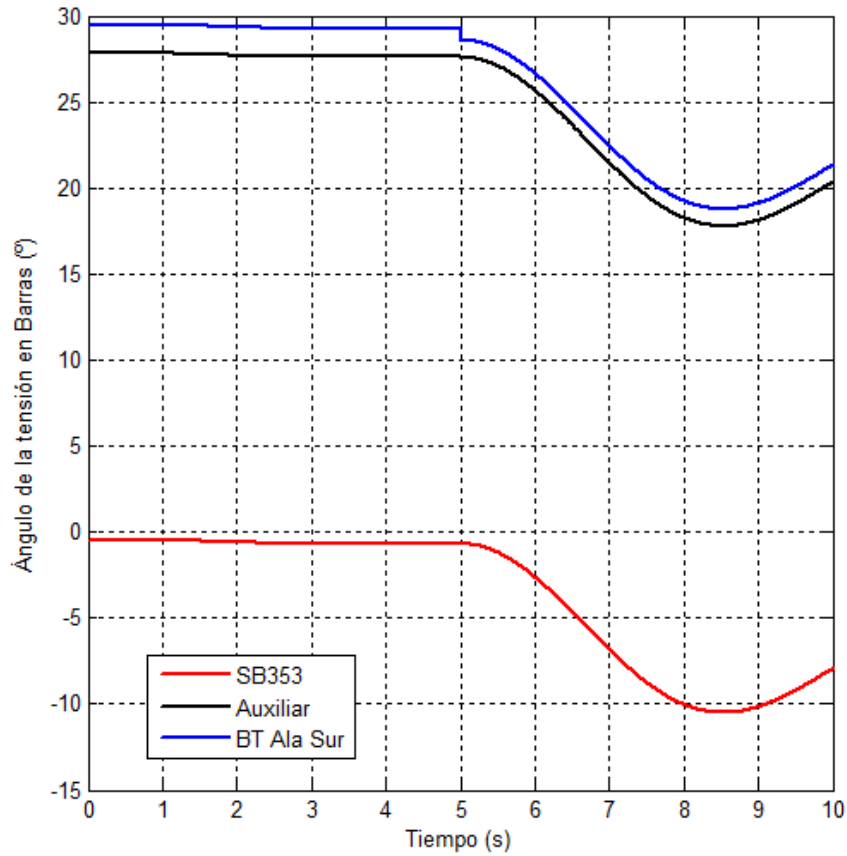


Figura 10.23: Ángulos de las tensiones en barra SB353 (MT), barra Auxiliar y barra BT Ala Sur.

Observar que el comportamiento del ángulo de la barra BT Ala Sur es similar al de la barra Auxiliar, con la diferencia que presenta una caída en el instante de desconexión del aerogenerador. Esta caída es de apenas 2° para un generador eólico de 150kW y se produce simplemente para satisfacer un flujo de carga para una red que ahora no posee el generador eólico.

10.8. Contingencia N°7: Hueco de tensión de 100 milisegundos de duración.

10.8.1. Descripción.

En esta contingencia se pretende estudiar el comportamiento del aerogenerador ante un hueco de tensión. Este es un disturbio que se da, como se vio en el capítulo 5, ante arranques de motores o energización de grandes cargas por ejemplo. El aerogenerador cuenta entre sus protecciones con una protección de tensión, la cual debe disparar en 1.5 segundos si la tensión cae a un valor de 0.85pu, ver capítulo 6. Para esta contingencia en particular se simula un hueco donde la tensión baja hasta un valor de 0.5pu aproximadamente durante 100 milisegundos.

Para lograr este efecto se realizó una pequeña modificación en la red: se incluyó un transformador ideal de relación 1 entre los buses EquivalenteSB4566 y SB353 y se corrió nuevamente el flujo de cargas. La secuencia de la contingencia es la siguiente: a los 5 segundos, se cambió la relación de transformación a 0.5 y 0.1 segundos después se volvió a la relación 1. De esta manera se genera un hueco (donde la tensión bajará hasta un 50 % de su valor inicial) de tensión en la barra SB353, y desde esta se transfiere, en mayor o menor medida, a toda la red que se encuentra aguas abajo, y en particular a la barra BT Ala Sur que es la que nos interesa estudiar en esta contingencia.

10.8.2. Estimaciones teóricas.

Ante una caída de tensión como la que aquí se presenta, de aproximadamente el 50 %, la tensión en bornes del aerogenerador va a acompañar esta caída (recordar que el generador eólico no controla la tensión en la barra). Si bien la tensión cae a un valor por debajo del umbral fijado en la protección, esta última no actuará ya que la duración del disturbio no sobrepasa el límite configurado de 1.5 segundos. Una vez que el defecto desaparezca todas las barras deberían volver a su valor de tensión al comienzo de la simulación, ya que al final de la contingencia las condiciones son las mismas que en el comienzo de la misma.

10.8.3. Resultados de las simulaciones.

Observando la tensión en la barra BT Ala Sur (punto de conexión del aerogenerador) se observa un comportamiento como el esperado. En la Figura 10.24 se puede apreciar la forma que adquiere la tensión a la salida del generador eólico. A los 5 segundos comienza el hueco, y la salida del generador acompaña esta caída inicial de la tensión. Se observa un pequeño sobretiro que es debido a los controles que se aplican al aerogenerador.

Luego de 100 milisegundos la tensión del aerogenerador sube a su valor inicial presentando un pequeño sobretiro (menor al 1 %) y oscilaciones. Estos fenómenos se deben a la actuación de los controles que se aplican al aerogenerador. Una vez concluido este transitorio queda definitivamente en el valor inicial.

Si se observa la potencia entregada por el aerogenerador (Figura 10.25), se aprecia un pequeño hueco que acompaña al hueco de tensión. Esto es porque actúa el bloque

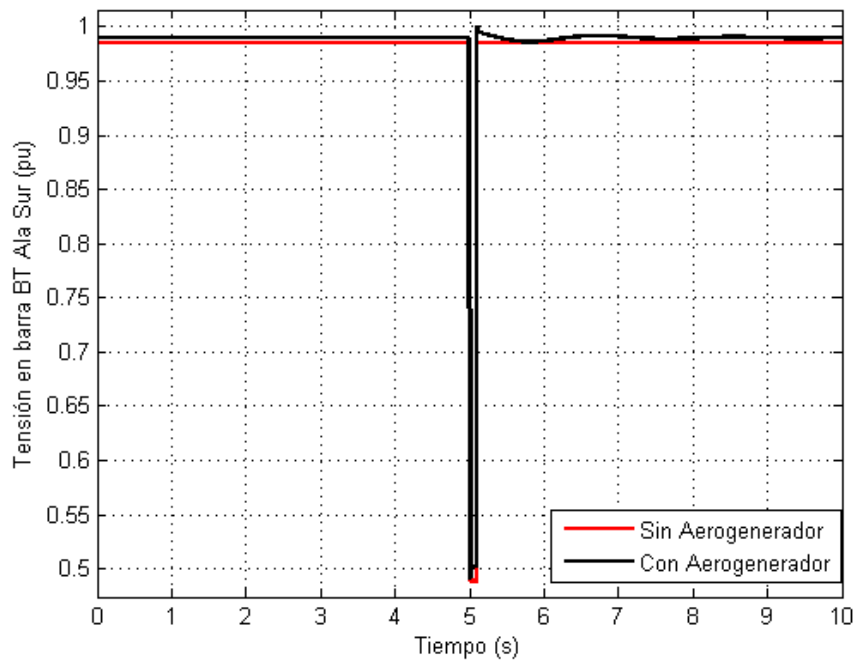


Figura 10.24: Tensión en barra BT Ala Sur.

denominado “Low Voltage Power Logic” que ya fue explicado en la contingencia N°3. Cuando la tensión retoma su nivel normal, el aerogenerador vuelve a entregar los 50kW.

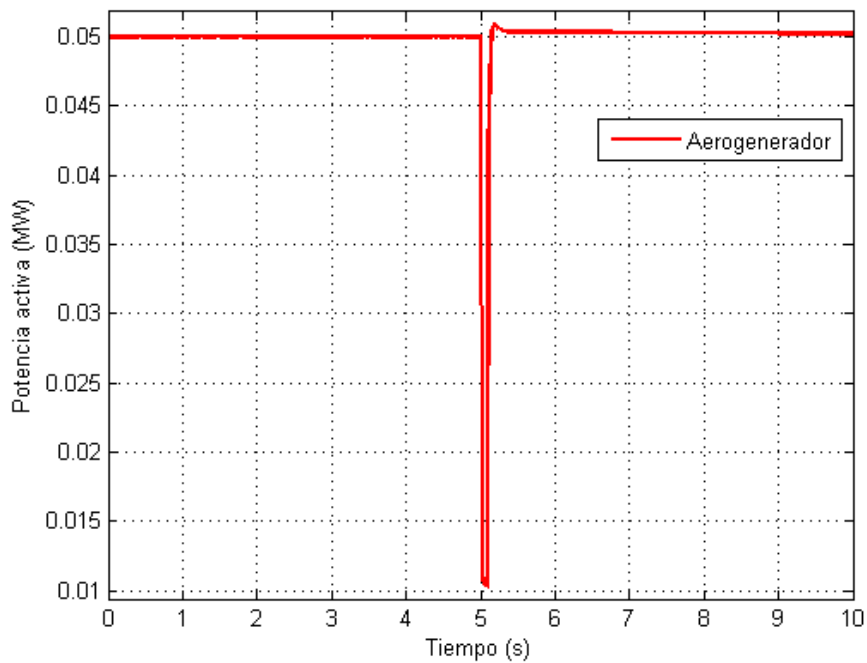


Figura 10.25: Potencia activa del aerogenerador.

¿Qué pasa con el resto de la red?. Es importante monitorear el resto de la red para ver como puede afectar el hecho de tener conectada una fuente de energía eólica cuando

se dan disturbios de este tipo. En la Figura 10.26 se puede apreciar la tensión en la barra SB353 con aerogenerador y sin él. Se observa que el hecho de tener un generador eólico hace que cuando se sale del hueco la tensión en la barra SB353 presente un pequeño sobretiro que no llega al 0.1 %. Entonces se puede concluir, en este caso, que el aerogenerador no repercute ni positivamente ni negativamente en la red.

También se realizaron simulaciones para los casos en que la potencia del aerogenerador es de 100kW y 150kW. Los resultados obtenidos no aportan datos significativos y el comportamiento es muy similar al caso estudiado. Por esto último se concluye que si se aumenta la potencia del aerogenerador hasta por lo menos 150kW, el mismo no influye en la red ante este tipo de disturbios.

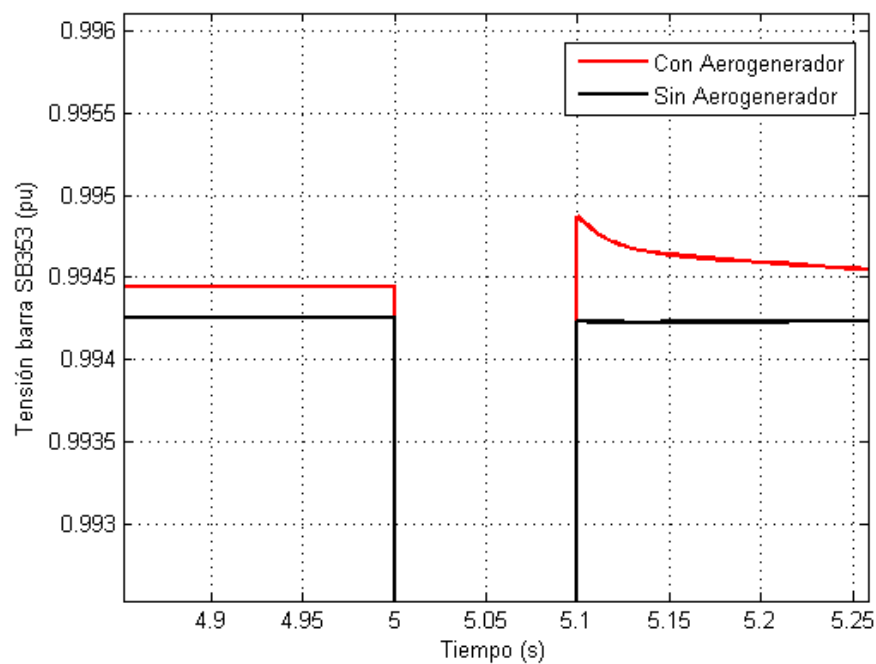


Figura 10.26: Tensión en barra SB353.

10.9. Contingencia N°8: Hueco de tensión de 2 segundos de duración.

10.9.1. Descripción.

Esta contingencia es similar a la anterior, pero el tiempo de duración del hueco es mayor. Como se mencionó anteriormente el tiempo en que debe actuar la protección es 1.5 segundos, por lo tanto el hueco en esta ocasión va a tener una duración de 2 segundos para poder estudiar el comportamiento de la red y del aerogenerador cuando éste último sale de servicio debido a la protección de tensión.

Para simular se utilizó el mismo procedimiento al utilizado en la contingencia N°7, se agregó un transformador ideal entre las barras EquivalenteSB4566 y SB353. El primer evento en la contingencia es a los 5 segundos el cambio de relación en este transformador ideal a 0.8. Luego de 2 segundos la relación de transformación vuelve a su valor original de 1. Así las tensiones durante el hueco bajarán a un 80 % aproximadamente.

10.9.2. Estimaciones teóricas.

Como la tensión estará por debajo del umbral (alcanzará un valor en el entorno de 0.8pu) fijado en la protección del aerogenerador durante 2 segundos, esta última deberá actuar y sacar de funcionamiento al generador eólico. Ante la desconexión se va a tener una nueva caída de tensión (pequeña, como se vió en el análisis de la contingencia N°6). Una vez desconectado el aerogenerador no se vuelve a conectar, por lo que cuando se restablecen los niveles de tensión de la red, en la barra BT Ala Sur se va a ver un nivel un poco menor ya que no se cuenta con el aporte de 50kW del aerogenerador. Este comportamiento ya fue estudiado en el capítulo 10.

10.9.3. Resultados de las simulaciones.

En la Figura 10.27 se muestra la tensión, con y sin aerogenerador, de la barra donde se conecta el mismo.

Luego de 1.5 segundos actúa la protección y la tensión sufre una pequeña caída. En este punto nos encontramos en la misma situación que en la contingencia N°6 de desconexión del aerogenerador y ese cambio en el nivel del voltaje se puede justificar mediante el análisis realizado anteriormente. A los 2 segundos la red vuelve a su nivel de tensión normal y tal como se esperaba la barra BT Ala Sur vuelve a un nivel un poco menor al que tenía al comienzo de la simulación. Cuantitativamente se puede ver que al inicio de la simulación la tensión tiene un valor de 0.9899pu y al final 0.985pu. Al analizar el resto de la red se ven cambios muy pequeños (al igual que en la contingencia N°7). Ante este disturbio se puede asegurar que el aerogenerador no influye sobre el comportamiento de la red.

También se realizaron simulaciones para los casos en que la potencia del aerogenerador es de 100kW y 150kW. Los resultados obtenidos no aportan datos significativos y el comportamiento es muy similar al caso estudiado. Por esto último se concluye que si se aumenta la potencia del aerogenerador hasta por lo menos 150kW, el mismo no influye

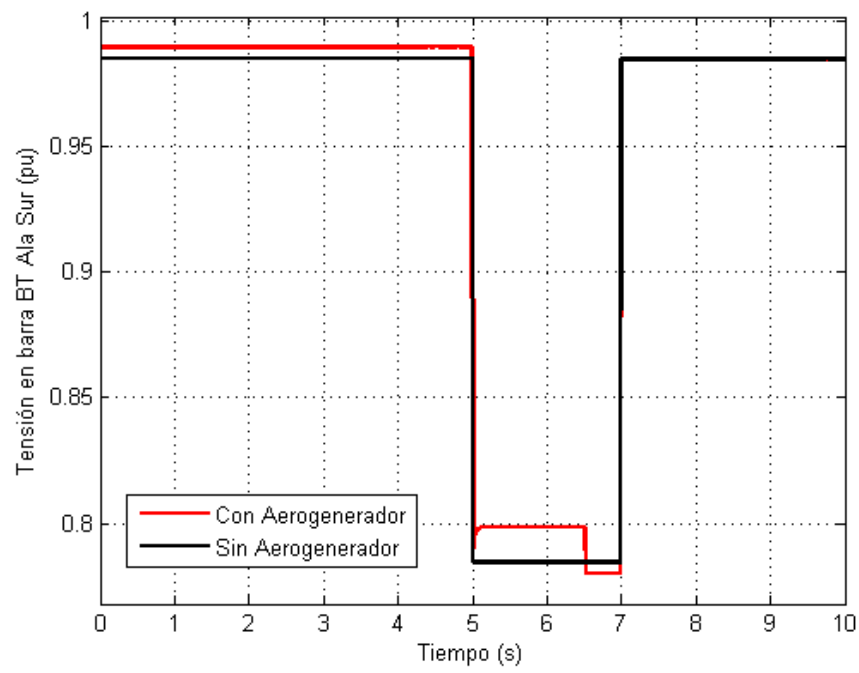


Figura 10.27: Tensión en barra BT Ala Sur.

en la red ante este tipo de disturbios.

10.10. Contingencia N°9: pico de tensión de 100 milisegundos de duración.

10.10.1. Descripción.

Otros disturbios que se pueden presentar en la red son los picos. En esta contingencia se pretende estudiar como reacciona el aerogenerador ante este tipo de disturbios. La protección de tensión y frecuencia debe estar configurada para que cuando la tensión alcance un nivel de 1.15pu el aerogenerador sea desconectado a los 0.2 segundos. La forma en que se genera el pico es similar a como se generaron los huecos en las contingencias 7 y 8. A los 5 segundos se cambió la relación del transformador ideal a 1.3 y luego de 100 milisegundos se volvió a su valor inicial de 1. En este pico las tensiones subirán un 30 % aproximadamente.

10.10.2. Estimaciones teóricas.

La protección está configurada para que cuando la tensión suba a 1.15pu la apertura sea a los 200 milisegundos. Por lo tanto el aerogenerador estará funcionando durante toda la simulación. Al igual que en las dos contingencias anteriores se presentará una diferencia entre los niveles de tensión con aerogenerador y sin él. Esta diferencia se mantendrá en todo momento, inclusive durante el pico.

10.10.3. Resultados de las simulaciones.

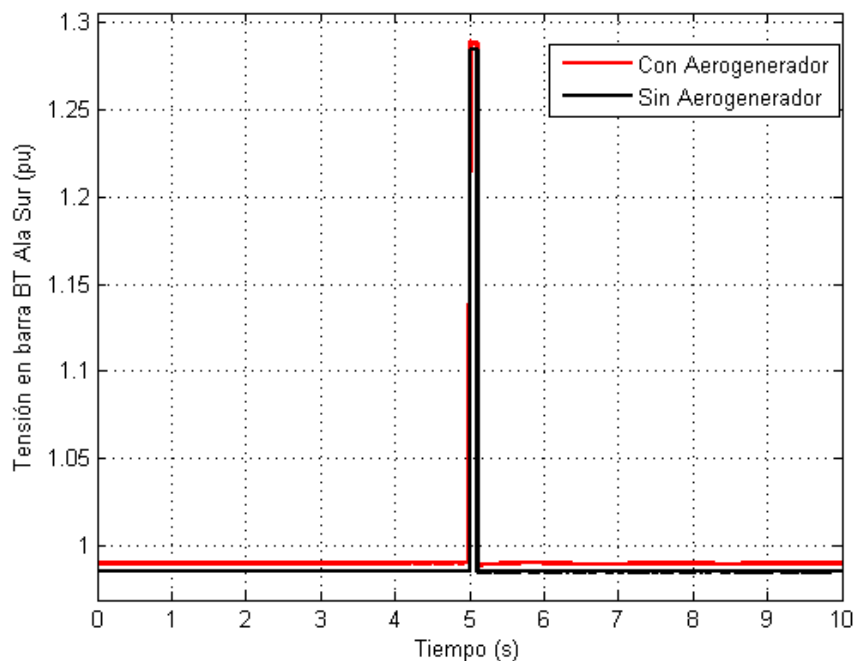


Figura 10.28: Tensión en barra BT Ala Sur.

Nuevamente se ve (Figura 10.28) como los niveles de tensión difieren un poco entre el escenario con molino y sin molino. La tensión en el punto de conexión del aerogenerador acompaña el pico de tensión de la red, presentando algunas oscilaciones y sobrepicos en el caso en que se cuenta con la fuente eólica. Estas variaciones son muy pequeñas y no afectan a la red como se ve en la Figura 10.29.

También se realizaron simulaciones para los casos en que la potencia del aerogenerador es de 100kW y 150kW. Los resultados obtenidos no aportan datos significativos y el comportamiento es muy similar al caso estudiado. Por esto último se concluye que si se aumenta la potencia del aerogenerador hasta por lo menos 150kW, el mismo no influye en la red ante este tipo de disturbios.

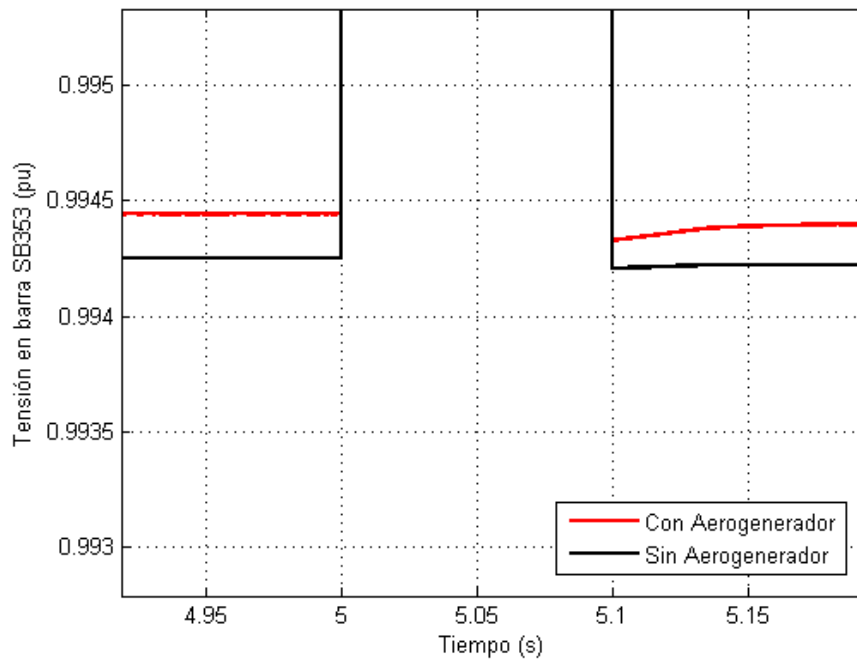


Figura 10.29: Tensión en barra SB353

10.11. Contingencia N°10: pico de tensión de 400 milisegundos de duración.

10.11.1. Descripción.

Ahora se presenta un pico de tensión de una duración tal que la protección se deberá accionar. El disturbio dura 400 milisegundos y la tensión llega hasta un nivel de aproximadamente 1.26pu. El método para crear esta perturbación es el mismo que se viene utilizando para las contingencias de huecos y picos. A los 5 segundos se cambia la relación del transformador ideal a 1.26 y 400 milisegundos después se vuelve a la relación inicial de 1.

10.11.2. Estimaciones teóricas.

La duración del evento supera los 200 milisegundos establecidos por UTE para el accionamiento de la protección. Luego de que el generador eólico sale de funcionamiento (ya que la tensión sube un 26 % aproximadamente) se dará una pequeña caída en la tensión (ver contingencia N°6 de desconexión del aerogenerador). Cuando se recuperan los niveles normales de la red, la barra BT Ala Sur no baja hasta su valor inicial, sino que baja un poco más hasta el valor que tiene en el escenario sin aerogenerador.

10.11.3. Resultados de las simulaciones.

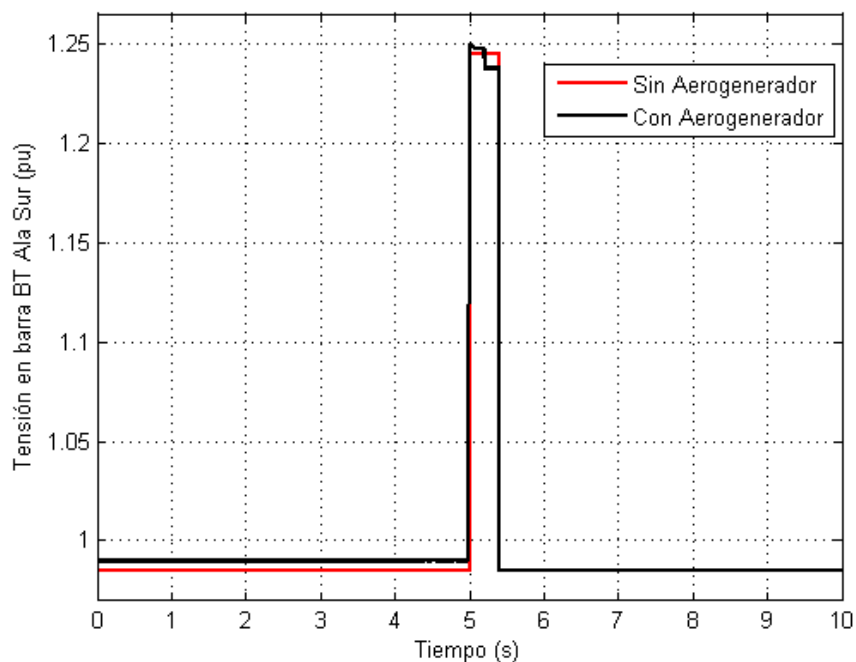


Figura 10.30: Tensión en barra BT Ala Sur con y sin molino

En la Figura 10.30 se ven las tensiones de la barra BT Ala Sur ante esta contingencia cuando el molino está conectado y cuando no. El aerogenerador acompaña al pico de

tensión hasta el momento en que se activa la protección. Ahí se observa una pequeña caída, al igual que en el caso del hueco de tensión de 2 segundos, ya que se presentan las mismas condiciones (desconexión del aerogenerador) que en la contingencia N°6. Y luego, cuando se restituyen las tensiones en la red vuelve al valor que tendría si el aerogenerador no estuviera conectado.

También se realizaron simulaciones para los casos en que la potencia del aerogenerador es de 100kW y 150kW. Los resultados obtenidos no aportan datos significativos y el comportamiento es muy similar al caso estudiado. Por esto último se concluye que si se aumenta la potencia del aerogenerador hasta por lo menos 150kW, el mismo no influye en la red ante este tipo de disturbios.

Parte III
CONCLUSIONES

En esta parte se presentan las conclusiones y comentarios generales sobre la tesis desarrollada. En primer lugar, se realizan las conclusiones sobre el contenido del trabajo. A continuación, se resumen las lecciones aprendidas y, finalmente, se realizan las sugerencias para futuros trabajos en relación al tema de microgeneración eólica con conexión a la red de baja tensión.

Capítulo 11

Conclusiones.

11.1. Conclusiones generales.

Al comienzo, se mencionaron los diferentes tipos de tecnologías disponibles de aerogeneradores. Cabe destacar que la tecnología a utilizar depende en gran medida del uso que se quiera dar al aerogenerador, como por ejemplo, la potencia a generar, si se conectará a la red eléctrica, etc. Otro aspecto importante a tener en cuenta, es el lugar donde será instalado. Para microgeneración y minigeneración, es posible instalar aerogeneradores tanto en el centro de una ciudad, como por ejemplo sobre edificios, como en las afueras de la misma, ya sea en la industria o el sector agropecuario, donde se tenga suministro en baja tensión.

Una vez determinada la aplicación, se deberán estudiar las tecnologías disponibles en el mercado para evaluar ventajas y desventajas de las mismas, de manera de seleccionar la más adecuada según el caso.

Un aspecto a tener en cuenta para la instalación de aerogeneradores dentro de las ciudades, son las turbulencias, ya que se tienen ráfagas de viento donde la dirección cambia todo el tiempo. Por lo tanto, podría decirse que en ese caso, resultan adecuados los aerogeneradores de eje vertical. El rendimiento de éstos es menor que el de los de eje horizontal a igual potencia, pero presentan la ventaja de ser neutros a la dirección del viento, por lo que no necesitan sistemas de orientación. En consecuencia, se compensa esta diferencia en la eficiencia al lograr captar estas ráfagas de viento pese a las turbulencias.

Otro detalle no menor, es el tamaño del aerogenerador. El lugar disponible para la instalación del mismo puede presentar una restricción en la elección de la potencia de micro o minigeneración a instalar.

En el capítulo 8 fueron presentados los aspectos a considerar a la hora de planificar una instalación de este tipo, incluyendo un estimado de costos y el tiempo de amortización. Cabe destacar, que la generación eólica sigue representando costos importantes, por lo que aún no es común encontrar este tipo de instalaciones en nuestro país.

En el estudio presentado en la Parte II, el tipo de aerogenerador analizado está constituido por un generador de imanes permanentes y un sistema de conversión de potencia

para la conexión indirecta a la red.

En el capítulo sobre la turbina eólica se estudió la extracción de energía del viento seguida de la conversión a energía mecánica. Mediante la “Ley de Betz” se puede apreciar que esta extracción está limitada a un 59 % como máximo, por lo tanto no se puede extraer toda la energía cinética del viento. También se presentó y explicó el modelo matemático que se utiliza para una turbina eólica, viéndose en el mismo que depende de las dimensiones de las aspas del aerogenerador y el parámetro C_p , el cual queda determinado por las características constructivas. Se observa que existe un compromiso entre lograr la máxima extracción de potencia, las dimensiones de la turbina y el costo de la misma (tanto de fabricación como de instalación y mantenimiento).

También se hizo referencia a las estrategias de control de la turbina de manera de obtener el máximo beneficio de la misma. Estas estrategias consisten en discriminar 3 zonas dependiendo de la velocidad del viento. En la zona de bajas velocidades existe la zona llamada MPPT, en donde se extrae la máxima potencia posible. Luego, cuando la potencia que sería posible extraer del viento es mayor que la nominal del aerogenerador, se limita la velocidad de este último con el fin de que no sufra sobrecargas mecánicas severas que puedan disminuir su tiempo de vida útil.

Cabe destacar que en Montevideo la velocidad media del viento, a una altura de entre 15 y 30m, es de entre 5 y 6.5m/s, por lo que se puede concluir que un aerogenerador comercial instalado en la ciudad estará funcionando mayormente en la zona MPPT aunque no en su máxima capacidad.

En relación al sistema de conversión de potencia, el mismo es implementado a partir de un Full Converter, conformado por un convertidor que realiza el control sobre la turbina (controlador del lado del generador), un bus de continua y un inversor (controlador del lado de la red) que acondiciona la energía para ser entregada a la red. Esta modalidad permite aislar la operación de la turbina de las condiciones de la red. Esto implica que la turbina y el generador son controlados por el controlador del lado del generador y su funcionamiento en condiciones normales no depende de los parámetros de la red. De esta forma, las perturbaciones que puedan ocurrir en la red no influyen directamente en el generador eólico, protegiéndolo de potenciales daños. De igual manera, las perturbaciones que se producen a nivel del generador, por ejemplo por la propia rotación de la máquina, no afectan a la calidad de la energía volcada a la red.

Ambos convertidores, tanto el controlador del lado del generador como el controlador del lado de la red, aplican la teoría PQ para implementar sus controles, lo cual les permite, utilizando una adecuada elección de la orientación de los ejes de referencia d y q en cada uno, simplificar los sistemas de ecuaciones a resolver e independizar el control de magnitudes tales como la potencia activa y la potencia reactiva entregadas a la red. Esto es importante en el sentido de que puede controlarse de manera independiente la potencia reactiva entregada a la red, lo cual resulta muy útil ya que ante una red fuerte, puede mantenerse en 0 el intercambio de reactiva y de esta manera maximizar la transferencia de potencia activa a la red. En caso de tener una red débil, también puede ser de interés utilizar parte de la capacidad del convertidor para intercambiar reactiva y así compensar fluctuaciones de la tensión en el punto de interconexión con la red, con

el costo de disminuir la potencia activa entregada a la misma. Igualmente, esto no es el objetivo para una instalación de micro o minigeneración con aerogeneradores de poca potencia como los estudiados en este caso.

Toda instalación eléctrica debe contar necesariamente con protecciones para evitar la propagación de daños frente a una falla en la red o en algún equipo que la compone. Las más comunes, y que se encuentran normalmente en subestaciones, son las protecciones de sobre y sub tensión, sobre y sub frecuencia y sobrecorriente. Las exigencias de UTE sobre una IMG incluyen las protecciones mencionadas, pero además agregan la protección de no funcionamiento en isla, la cual debe garantizar que ante la falta de red la IMG debe dejar de energizar la red. Entre las razones para contar con esta función de protección se menciona que previene el daño de personas trabajando sobre la red, y que el Distribuidor pierde el control sobre los parámetros de la red y la calidad de energía entregada a los usuarios. La implementación de esta protección puede ser a partir del monitoreo de magnitudes de tensión o frecuencia, o el ángulo de la tensión.

Algunas IMG incluyen un convertidor del lado de la red como el modelo utilizado en las simulaciones presentadas en la presente tesis. Este tipo de convertidores toman como referencia los parámetros de la red (tensión y frecuencia) y ajustan su control para reproducirlos en su salida. Esto hace que al perder la conexión con la red, el convertidor pierda los valores de referencia y, sumado a que el control de potencia está configurado para entregar únicamente potencia activa, se tiene como resultado el apagado del aerogenerador. De esto podría concluirse que este aerogenerador no está diseñado para funcionar aislado de la red. De todos modos, ésta no es razón suficiente para prescindir de una protección anti-isla ya que no puede descartarse la posibilidad de un escenario que mantenga en funcionamiento al generador eólico (igualdad de generación y consumo en la zona aislada).

Se encontró que la documentación nacional que establece los requisitos y condiciones que debe cumplir una IMG aún está en desarrollo, por ejemplo hay documentos que se mencionan que aún no han sido publicados. Se entiende que como ha transcurrido escaso tiempo desde la autorización para la generación en baja tensión, existe poca experiencia a nivel nacional y pocas instalaciones llevadas a cabo hasta el momento. Esto significa que es posible que las especificaciones sean ajustadas en la medida en que se vayan desarrollando más proyectos de microgeneración en Uruguay.

En ausencia de contingencias, la inclusión de un aerogenerador prácticamente no afecta los parámetros de la red. Apenas se detecta un incremento en las magnitudes de tensión que no supera el 2 % en el peor caso (aerogenerador de 150kW). En esta red en particular, donde se ve una influencia ante la presencia del aerogenerador, es en la carga del transformador entre las barras SB353 y BT Ala Sur. En el caso de los aerogeneradores de 50kW y 100kW, se observa una reducción en la exigencia sobre este transformador al reducir el flujo de carga por el mismo. En cambio, para el aerogenerador de 150kW, la corriente por el transformador es mayor, por lo que se aumenta un poco la carga sobre el mismo.

Al producirse deslastres de carga, la presencia del aerogenerador en la red no significa ninguna alteración en los resultados. El aerogenerador tampoco se ve perturbado,

se adapta al pequeño incremento de tensión que se produce y se mantiene entregando la misma potencia que antes de producirse la desconexión de la carga.

La desconexión del aerogenerador es vista por la red como un aumento de carga equivalente a la potencia que entregaba previo a su desconexión. Esto no significa desvíos de los parámetros de la red fuera de los rangos admisibles.

En los cortocircuitos estudiados, se concluye a partir de las simulaciones, que la presencia del aerogenerador no influye en el comportamiento de la red durante el defecto. Pudo verse que el control implementado para el convertidor del lado de la red, hace que el aerogenerador limite su potencia entregada al punto de volverla nula si la tensión en el punto de conexión a la red se vuelve inferior a 0.701 pu (70 % de la tensión nominal). Tanto en la contingencia 3 como en la 4, la tensión en bornes del aerogenerador tuvo una caída inferior a este valor, provocando que el mismo no entregue potencia a la red durante la falla. En la contingencia 4, en el momento en que la tensión de la barra BT Ala Sur se recupera al aislarse la barra cortocircuitada de la red, el cambio en la tensión en terminales del aerogenerador provocó que el mismo entregue un pico de potencia reactiva, el cual comenzó a disminuir rápidamente hasta volver a 0 en un lapso de tiempo muy corto, ya que los controles del convertidor actuaron rápidamente. Pese a esto, el generador principal compensó todas las fluctuaciones de reactiva de manera instantánea sin problema alguno. En la barra BT Ala Sur se observan oscilaciones que difieren de un escenario a otro al variar la potencia del aerogenerador, aunque no se observaron diferencias significativas entre las amplitudes de las mismas.

En las contingencias 7 a 10 se observó el comportamiento del aerogenerador cuando se enfrenta a variaciones, de distintas duraciones, en el nivel de tensión de la red. El aerogenerador necesita una tensión de referencia, la cual toma desde la barra en donde está conectado. Cuando esta referencia varía, los controles actúan rápidamente y el aerogenerador acompaña esta variación, por lo que sigue entregando su potencia nominal. En uno de los huecos de tensión planteados, no sucede esto, ya que el nivel de tensión cae por debajo de 0.701pu (umbral del “Low Voltage Power Logic”) y el comando de corriente activa cae a cero, y por lo tanto se anula la generación.

Cuando los valores de la tensión pasan los umbrales configurados en las protecciones de sobre y sub tensión, durante los tiempos establecidos en las mismas, el aerogenerador se desconecta. En estos casos, al recuperarse la tensión, se puede corroborar que el estado de la red vuelve a ser el mismo que cuando no se incluye un aerogenerador, tal como se esperaba.

Al mirar aguas arriba de la barra BT Ala Sur, no se aprecian cambios significativos originados por la presencia del aerogenerador ante los huecos o picos de tensión. En la barra SB353, la tensión presentada ante el hueco o pico de la red es prácticamente igual en el caso sin aerogenerador y en el caso con él.

Si bien el generador eólico presenta comportamientos distintos según la clase de disturbio (dependiendo de la amplitud y duración de los huecos o picos) se concluye que ante estos eventos la presencia del aerogenerador no interfiere en el comportamiento de la red.

A partir de todos los conceptos teóricos y simulaciones realizadas a lo largo del presente trabajo, puede concluirse de forma global que los generadores destinados a micro y minigeneración eólica con conexión a la red de BT de UTE no producen perturbaciones en la red que afecten el normal funcionamiento de la misma ni desvíen los parámetros de tensión y frecuencia fuera de los rangos admisibles.

11.2. Aprendizajes.

Durante el desarrollo de este trabajo nos introducimos en la teoría referente a generación eólica. Se vieron los distintos tipos de tecnologías que se han desarrollado en el correr de los años, los tipos de controles implementados para los sistemas de conversión de energía, desde la extracción de energía del viento hasta la conversión de energía mecánica a energía eléctrica a volcar a la red. Se realizaron estimaciones en cuanto a los costos de inversión y ahorro, para lo cual fue necesario hacerse de varios datos: precios en plaza de equipos, costos de consumo y generación de energía eléctrica, y velocidades del viento en Uruguay, entre otros. Como resultado, hemos visto que la inversión que representa en nuestro país realizar una instalación de este tipo aún es alta, pese a que se ha ido notando un leve descenso en los últimos años.

En lo que refiere a turbinas eólicas, se vio que existe una distinción entre regiones según la velocidad del viento, para implementar estrategias de control para cada región de manera de extraer la máxima potencia posible del viento cuidando de no sobreexigir mecánicamente la turbina.

Por otro lado, para los convertidores entre el generador y la red, se estudiaron dos tipos de técnicas de control: técnica de control por ángulo de carga y técnica de control vectorial. Para el estudio de esta última técnica, nos introducimos en la teoría PQ y las transformaciones de Clarke y Park, que permiten estudiar los sistemas trifásicos tanto en régimen permanente como ante la presencia de cualquier tipo de perturbación. Se vio que presenta una gran ventaja el aplicar la técnica de control vectorial en los convertidores, dado que ofrece la posibilidad de controlar de manera independiente las potencias activa y reactiva. Esto resulta muy útil, ya que permite que en redes fuertes pueda controlarse el factor de potencia en uno para estar entregando la máxima potencia activa posible, y en redes débiles, poder controlar fluctuaciones en la tensión, en el nodo de interconexión con el aerogenerador, a partir del control de la potencia reactiva a intercambiar.

Se vieron también las protecciones necesarias en una instalación de este tipo, y los distintos aspectos a considerar sobre la calidad de onda, de manera de no afectar el suministro de energía a los usuarios conectados a la red de baja tensión. En relación a esto se consultaron además las normativas técnicas nacionales e internacionales que regulan tanto las protecciones como las exigencias en cuanto a calidad de energía.

Se investigó sobre la reglamentación existente para micro y minigeneración en Uruguay. Cabe destacar que es un tema nuevo del cual falta experiencia en la práctica, por lo que es posible que se siga trabajando sobre la reglamentación existente en la

medida que se instalen sistemas de micro o minigeneración eólica en el país.

Para el desarrollo del proyecto fue necesario incursionar sobre la herramienta DSA-Tools como medio para resolver flujos de cargas y transitorios en redes de potencia eléctrica. Para la aplicación de este software, hubo que asimilar el funcionamiento y utilización de varios de sus componentes. PSAT para el modelado de la red y resolución del flujo de cargas. UDMEditor para la creación del modelo dinámico de los componentes de la red, en particular el modelo del aerogenerador. TSAT para la simulación de todas las contingencias planteadas y para estudiar la influencia del aerogenerador sobre la red.

En resumen, por un lado se aprendieron aspectos teóricos, técnicos y prácticos sobre instalaciones de microgeneración eólica y, por otro lado, se adquirieron los conocimientos necesarios para poder implementar estudios a partir de herramientas para simulación de transitorios de sistemas dinámicos ante la presencia de distintas perturbaciones.

11.3. Sugerencias para proyectos futuros.

El paso que sigue al proyecto aquí presentado consiste en realizar efectivamente la conexión de un aerogenerador a la red de BT de Facultad de Ingeniería. De este modo, podrá verificarse en la práctica todo lo desarrollado teóricamente en este trabajo: desde la influencia del equipo sobre la red hasta los estudios económicos.

Una de las restricciones que se vieron a partir del estudio de los modelos dinámicos disponibles, es que todos los modelos validados para aerogeneradores (que son los modelos de WECC mencionados en el capítulo 9), están contruidos para simular perturbaciones de la red pero considerando una velocidad de viento constante.

Por lo tanto, una sugerencia que resulta interesante, es adaptar el modelo dinámico de un aerogenerador conectado a la red, para poder incluir variaciones en la velocidad del viento durante la simulación. Dentro de la librería de bloques del UDMEditor, existen bloques para construir rampas y ráfagas de viento que pueden configurarse a la velocidad y duración deseadas, que podrían usarse para el modelo adaptado. Los cambios que debieran realizarse sobre los modelos disponibles deberán validarse realizando las simulaciones correspondientes. Existe bibliografía que puede consultarse a los efectos de determinar los ensayos a realizar sobre el modelo para considerarlo válido.

Con este modelo validado, se podrán realizar simulaciones para estudiar qué efectos producen sobre la red las fluctuaciones en la potencia generada al darse ráfagas de viento y fenómenos de turbulencias, que pueden ser frecuentes dentro de una ciudad.

En cuanto al sistema de conversión de energía planteado, pueden realizarse estudios de las pérdidas de energía en el proceso de conversión con el sistema Full Converter, compararlo con la eficiencia de otros sistemas y proponer mejoras para la construcción y control de estos convertidores.

Parte IV

BIBLIOGRAFÍA

Bibliografía.

Bibliografía citada.

- [1] IEEE Std. 929-2000 “IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems”.
- [2] 7UM62xx_ Manual_ A2_ V046100_ es (Siemens).
- [3] Reglamento de Baja Tensión de UTE. Capítulo XXVIII “Instalaciones de Microgeneración conectadas a la red de Baja Tensión de UTE”.
- [4] Reglamento de Baja Tensión de UTE. Capítulo XXIX “Instalaciones de Mini-generación conectadas a la red de Baja Tensión de UTE”.
- [5] Decreto 173/010.
- [6] Resolución 1895/010.
- [7] Resolución 1896/010.
- [8] Reglamento de Calidad del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica (RCS-DEE).
- [9] Reglamento de Seguridad de Productos Eléctricos de Baja Tensión (RSPEBT). Anexo I Mercosur/GMC/Res. No 35/08 “Reglamento Técnico Mercosur sobre Requisitos Esenciales de Seguridad para Productos Eléctricos de Baja Tensión”.
- [10] Reglamento de Baja Tensión de UTE. Capítulo VI “Protecciones contra contactos directos e indirectos”.
- [11] Reglamento de Baja Tensión de UTE. Capítulo XXIII “Puestas a Tierra”.
- [12] Resolución 163/010. “Reglamento sobre Medición de la Energía Intercambiada en el Marco del Régimen Establecido en el Decreto N°173/010”. Aprobación.
- [13] Pliego Tarifario Vigente de UTE.
- [14] IEC 60898 “Circuit-breakers for overcurrent protection for household and similar installations”.
- [15] IEC 61400-1 “Design requirements.”.
- [16] IEC 61400-2 “Design requirements for small wind turbines.”.
- [17] IEEE 1159 “Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality”.

- [18] IEEE 1250 “IEEE Guide for Service to Equipment Sensitive to Momentary Voltage Disturbances”.
- [19] IEC 61000-3-2 “Electromagnetic compatibility (EMC). Limits. Limits for harmonic current emissions (equipment input current ≤ 16 A per phase)”.
- [20] IEC 61000-3-3 “Electromagnetic compatibility (EMC). Limits. Limitation of voltage changes, voltage fluctuations and flicker in public low-voltage supply systems, for equipment with rated current ≤ 16 A per phase and not subject to conditional connection”.
- [21] IEC 61000-4-15 “Electromagnetic compatibility (EMC). Testing and measurement techniques. Flickermeter. Functional and design specifications”.
- [22] Olympo Anaya-Lara, Nick Jenkins, Janaka Ekanayake, Phill Cartwright, Mike Hughes. “Wind Energy Generation Modelling and Control” - Cap 6 “Fully Rated Converter-based (FRC) Wind Turbines”.
- [23] Fernando D. Bianchi, Hernán De Battista, Ricardo J. Mantz. “Wind Turbine Control Systems”. Springer, 2006.
- [24] Ing. Fernando Berrutti. “Generadores de Inducción Doblemente Alimentados para aplicaciones de generación eólica”. Facultad de Ingeniería, Universidad de la República, Uruguay, 2010.
- [25] Ewald F. Fuchs, Mohammad A. S. Masoum. “Power Quality in Power Systems and Electrical Machines”. AP.
- [26] ECAMEC TECNOLOGÍA. “Análisis de eventos de Tensión Curvas ITIC, CBEMA y SEMI F47”.
- [27] DSA_ UDM_ Manual.pdf.
- [28] Juan Mañanes. “Análisis de la tecnología de fabricación de Aerogeneradores”. Junio 2009.
- [29] Resultado de búsqueda de aerogeneradores de eje horizontal en Imágenes de Google.
- [30] Resultado de búsqueda de aerogeneradores de eje vertical en Imágenes de Google.
- [31] panemona.com.ar
- [32] María José Cuesta Santianes, Marta Pérez Martínez, Juan Antonio Cabrera Jiménez. “Aerogeneradores de potencia inferior a 100kW”. Julio 2008.
- [33] Derong Luo, Yanzhao Sun ,Shoudao Huang, Keyuan Huang. Artículo “Control of Direct-Drive Permanent-Magnet Wind Power System Connected to Grid” - College of Electrical & Information Engineering, Hunan University, Changsha, 410082, China.

Bibliografía consultada.

- Olympo Anaya-Lara, Nick Jenkins, Janaka Ekanayake, Phill Cartwright, Mike Hughes. “Wind Energy Generation Modelling and Control” - Cap 6 “Fully Rated Converter-based (FRC) Wind Turbines”.
- Edited by Thomas Ackermann. “Wind Power in Power Systems”. Royal Institute of Technology Stockholm, Sweden.
- Derong Luo, Yanzhao Sun ,Shoudao Huang, Keyuan Huang. Artículo “Control of Direct-Drive Permanent-Magnet Wind Power System Connected to Grid” - College of Electrical & Information Engineering, Hunan University, Changsha, 410082, China.
- L. Barote, C. Marinescu. Artículo “PMSG Wind Turbine System for Residential Applications”. Transilvania University of Brasov, Department of Electrical Engineering, Brasov, Romania.
- Mazen Abdel-Salam, Adel Ahmed, Mohamed Abdel-Sater. Artículo “Maximum Power Point Tracking for Variable Speed Grid Connected Small Wind Turbine”. Electric Engineering Department, Assiut University, Assiut, Egypt.
- Daniel Persson. Artículo “5232_ Islanding_ Detection_ in_ Power_ Electronic_ Converter_ Based_ Distributed_ Generation” - Dept. of Industrial Electrical Engineering and Automation Lund University.
- Pedro Fernández Díez. “Energía Eólica”. Redsauce Engineering Services.
- George Alin RADUCU. “Control of Grid Side Inverter in a B2B Configuration for WT Applications”. Master Thesis. Aalborg University, 2008.
- Ing. Fernando Berrutti. “Generadores de Inducción Doblemente Alimentados para aplicaciones de generación eólica”. Facultad de Ingeniería, Universidad de la República, Uruguay, 2010.
- Fernando D. Bianchi, Hernán De Battista, Ricardo J. Mantz. “Wind Turbine Control Systems”. Springer, 2006.
- Manfred Stiebler. “Wind Energy Systems for Electric Power Generation”. Springer.
- Angelo Baggini. “Handbook of Power Quality”. University of Palermo, Italy. John Wiley & Sons, Ltd.
- Gilberto Enriquez Harper. “El ABC de la calidad de la energía eléctrica”. Limusa, Noriega Editores.
- Ewald F. Fuchs, Mohammad A. S. Masoum. “Power Quality in Power Systems and Electrical Machines”. AP.
- Kara Clark, Nicholas W. Miller, Juan J. Sanchez-Gasca. “Modeling of GE Wind Turbine-Generators for Grid Studies”. GE.

- María José Cuesta Santianes, Marta Pérez Martínez, Juan Antonio Cabrera Jiménez. “Aerogeneradores de potencia inferior a 100kW”. Ciemat, 2008.
- Ing. Juan Mañanes. “Análisis de la tecnología de fabricación de Aerogeneradores”. Presentación. 2009.
- <http://panemona.com.ar/rotor-eolico-savonius-de-eje-vertical-savonius-p64.htm>.
- Mónica Chinchilla Sánchez. “Control De Un Sistema De Generación Eólica De Velocidad Variable Con Generador Síncrono Multipolar de Imanes Permanentes Acoplado A Red”. Tesis doctoral. Leganés, 2001.
- Curso de Redes Eléctricas. Cap 8 “Corto-circuitos”. Facultad de Ingeniería, Universidad de la República, Uruguay.
- WECC Working Group on Dynamic Performance of Wind Power Generation & IEEE Working Group on Dynamic Performance of Wind Power Generation of the IEEE PES Power Stability Controls Subcommittee of the IEEE PES Power System Dynamic Performance Committee. “Description and Technical Specifications for Generic WTG Models – A Status Report”. IEEE, 2011.
- PSAT-Manual.pdf.
- TSAT_ User_ Manual.pdf.
- TSAT_ Model_ Manual.pdf.
- DSA_ UDM_ Manual.pdf.
- DSAOA_ Manual.pdf.

Parte V

ANEXOS

Anexo A

Modelado

A.1. Cálculos para modelado de transformadores.

En la Tabla A.1 se muestran los datos de la norma NO-DIS-MA-4502.

S_n (kVA)	U_z (%)	P_{cc} (W)	I_o (%)	P_o (W)
160	4	2350	2,3	430
400	4	6400	1,8	750

Tabla A.1: Datos de la norma NO-DIS-MA-4502.

A continuación se presentan los cálculos de las impedancias serie y de vacío para el transformador de 160kVA.

$$z_{cc} = \frac{U_z}{100} = 0,04pu \quad (A.1)$$

$$s_{cc} = z_{cc} \times i_{cc}^2 = 0,04 \times 1^2 = 0,04pu \quad (A.2)$$

$$p_{cc} = \frac{P_{cc}}{S_n} = \frac{2350W}{160kVA} = 0,0147pu \quad (A.3)$$

$$q_{cc} = \sqrt{(s_{cc}^2 - p_{cc}^2)} = 0,0372pu \quad (A.4)$$

$$s_{cc} = p_{cc} + jq_{cc} = i_{cc}^2 (r_{cc} + jx_{cc}) = (0,0147 + j0,0372) pu \quad (A.5)$$

$$\begin{aligned} \Rightarrow r_{cc} &= 0,0147pu \\ x_{cc} &= 0,0372pu \end{aligned} \quad (A.6)$$

$$y_o = \frac{I_o}{100} = 0,023pu \quad (A.7)$$

$$s_o = y_o \times v_o^2 = 0,023 \times 1^2 = 0,023pu \quad (A.8)$$

$$p_o = \frac{P_o}{S_n} = \frac{430W}{160kVA} = 0,00269pu \quad (A.9)$$

$$q_o = \sqrt{(s_o^2 - p_o^2)} = 0,0228pu \quad (A.10)$$

$$s_o = p_o + jq_o = v_o^2 (g_o - jb_o) = (0,00269 + j0,0228) pu \quad (A.11)$$

$$\begin{aligned}\Rightarrow g_o &= 0,00269pu \\ b_o &= -0,0228pu\end{aligned}\quad (A.12)$$

Para obtener los resultados definitivos para este transformador se debe realizar el cambio de base para la potencia sobre las ecuaciones A.6 y A.12. En la ecuación A.13 se muestra la constante para este cambio de base.

$$a = \frac{100MVA}{160kVA} = 625 \quad (A.13)$$

En la ecuación A.14 se muestran los resultados definitivos para el transformador de 160kVA con la base de potencia de 100MVA y base de tensión de 22kV.

$$\Rightarrow \begin{cases} r_{cc(100MVA)} = r_{cc} \times a = 9,1875 \\ x_{cc(100MVA)} = x_{cc} \times a = 23,25 \\ g_o(100MVA) = g_o/a = 0,000004304 \\ b_o(100MVA) = b_o/a = -0,0000368 \end{cases} \quad (A.14)$$

A continuación se presentan los cálculos de las impedancias serie y de vacío para el transformador de 400kVA.

$$z_{cc} = \frac{Uz}{100} = 0,04pu \quad (A.15)$$

$$s_{cc} = z_{cc} \times i_{cc}^2 = 0,04 \times 1^2 = 0,04pu \quad (A.16)$$

$$p_{cc} = \frac{P_{cc}}{S_n} = \frac{6400W}{400kVA} = 0,016pu \quad (A.17)$$

$$q_{cc} = \sqrt{(s_{cc}^2 - p_{cc}^2)} = 0,0367pu \quad (A.18)$$

$$s_{cc} = p_{cc} + jq_{cc} = i_{cc}^2 (r_{cc} + jx_{cc}) = (0,016 + j0,0367) pu \quad (A.19)$$

$$\begin{aligned}\Rightarrow r_{cc} &= 0,016pu \\ x_{cc} &= 0,0367pu\end{aligned} \quad (A.20)$$

$$y_o = \frac{I_o}{100} = 0,018pu \quad (A.21)$$

$$s_o = y_o \times v_o^2 = 0,023 \times 1^2 = 0,018pu \quad (A.22)$$

$$p_o = \frac{P_o}{S_n} = \frac{750W}{400kVA} = 0,00188pu \quad (A.23)$$

$$q_o = \sqrt{(s_o^2 - p_o^2)} = 0,0179pu \quad (A.24)$$

$$s_o = p_o + jq_o = v_o^2 (g_o - jb_o) = (0,00188 + j0,0179) pu \quad (A.25)$$

$$\begin{aligned}\Rightarrow g_o &= 0,00188pu \\ b_o &= -0,0179pu\end{aligned} \quad (A.26)$$

En la ecuación A.27 se muestra la constante para el cambio de base en este caso.

$$a = \frac{100MVA}{400kVA} = 250 \quad (A.27)$$

En la ecuación A.28 se muestran los resultados definitivos para el transformador de 400kVA con la base de potencia de 100MVA y base de tensión de 22kV.

$$\Rightarrow \begin{cases} r_{cc(100MVA)} = r_{cc} \times a = 2,875 \\ x_{cc(100MVA)} = x_{cc} \times a = 9,575 \\ g_{o(100MVA)} = g_o/a = 0,00000752 \\ b_{o(100MVA)} = b_o/a = -0,00000716 \end{cases} \quad (\text{A.28})$$

A.2. Bloques UDM del Template WECC Generic Type 4 Wind Generator Model.

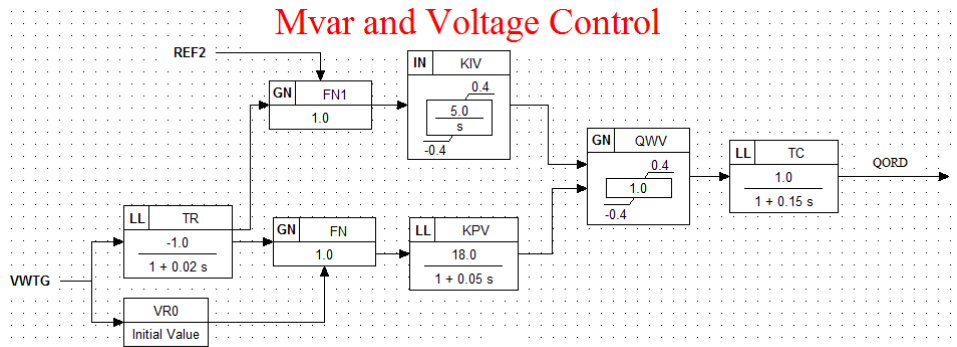


Figura A.1: Bloques UDM del control de tensión implementado en el template original.

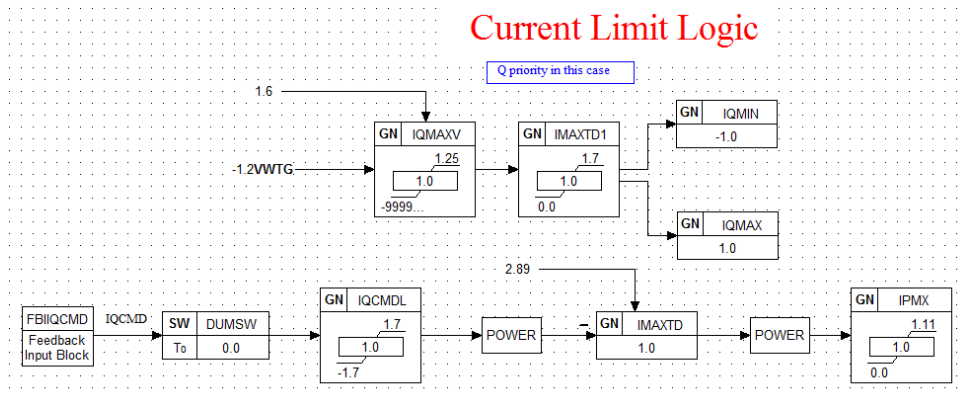


Figura A.2: Bloques UDM del Converter Current Limit implementado en el template original.

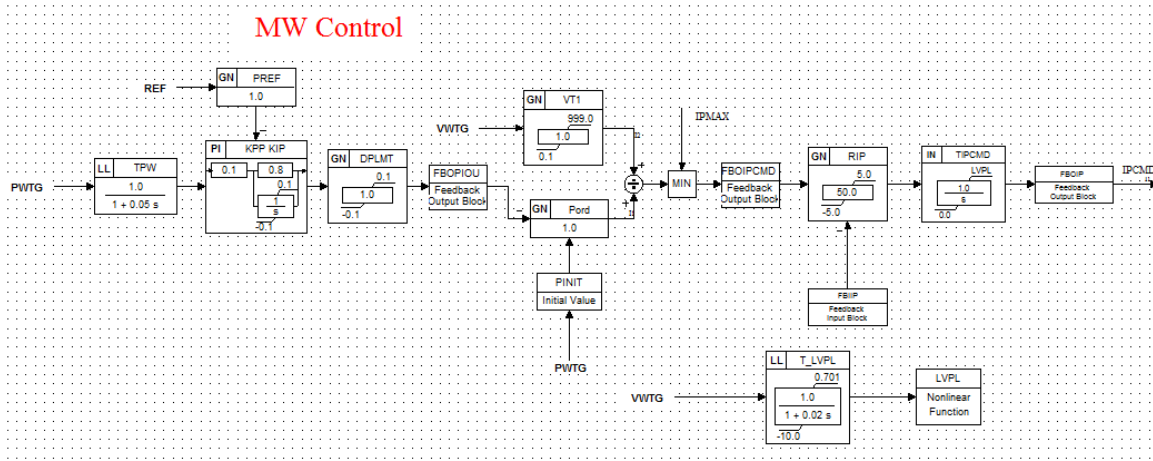


Figura A.3: Bloques UDM del control de potencia activa implementado en el template original.

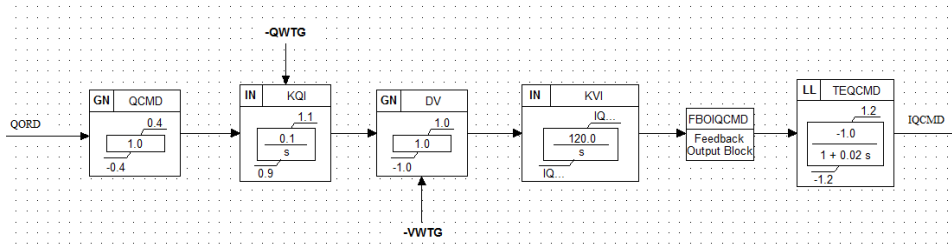


Figura A.4: Bloques UDM del control de potencia reactiva en el template original.

A.3. Bloques UDM implementados en el modelo utilizado.

A continuación se muestran los bloques que se modificaron para adaptar el template al modelo utilizado.

El esquema que se muestra en la figura A.5 corresponde al lazo de control de factor de potencia, el cual sustituye al control de reactiva del template original mostrado en la Figura A.1.

En la figura A.6 se muestra el Converter Current Limit con prioridad P, el cual sustituye al del template original cuya prioridad es Q (Figura A.2).

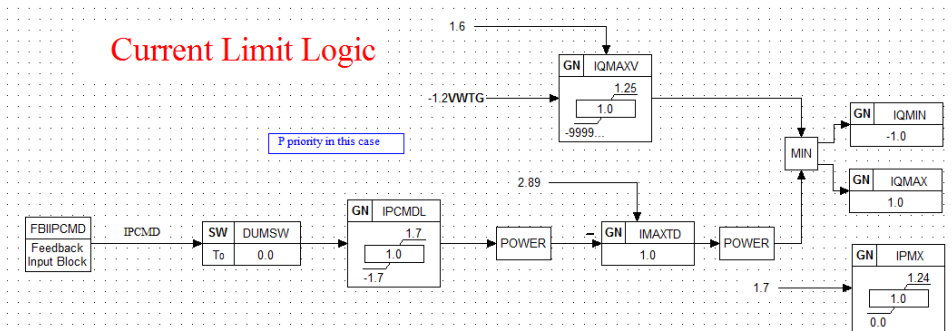


Figura A.6: Bloques UDM del Converter Current Limit en el modelo utilizado.

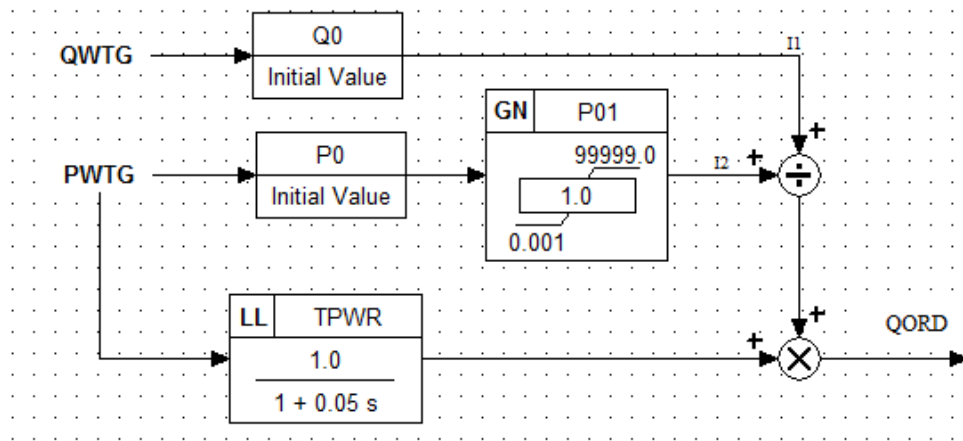


Figura A.5: Bloques UDM del control de factor de potencia en el modelo utilizado.

Anexo B

Archivos de contingencias

B.1. Contingencias de deslastre de cargas.

Archivo: rev19A.contingencias_Perdidas_Carga.swi

```
/
/
Description Perdida carga Ala Sur 50 %
Simulation 25.000000 Seconds
Plot 100 Steps
At Time 5 Seconds
Shed Load ;6 ;3 100 50 50
After 10 Seconds
Restore Load ;6 ;3 100 100 100
Nomore
/
/
Description Perdidas cargas aulario
Simulation 25.000000 Seconds
Plot 100 Steps
At Time 5 Seconds
Shed Load ;5 ;* 100 95 95
After 10 Seconds
Restore Load ;5 ;* 100 100 100
After 0.001 Seconds
Restore Load ;5 ;* 100 100 100
After 0.001 Seconds
Restore Load ;5 ;* 100 100 100
After 0.001 Seconds
Restore Load ;5 ;* 100 100 100
After 0.001 Seconds
Restore Load ;5 ;* 100 25 25
Nomore
/
END
```

B.2. Contingencias de cortocircuitos.

Archivo: rev30_contingencias_Corto.swi

```
/
/
Description corto real barraBTalasur
Simulation 20.000000 Seconds
Plot 100 Steps
At Time 5 Seconds
Three Phase Fault At Bus ;6
After 0.05 Seconds
Remove Line ;7 ;6 ;1
After 0.1 Seconds
Clear Three Phase Fault
After 0.4 Seconds
Disconnect Generator ;8 ; 2
After 4.6 Seconds
Reconnect Line ;7 ;6 ;1
Nomore
/
/
Description corto barra SB353A
Simulation 20.000000 Seconds
Plot 100 Steps
At Time 5 Seconds
Three Phase Fault At Bus ;3
After 0.05 Seconds
Remove Line ;1 ;3 ;2
After 0.1 Seconds
Clear Three Phase Fault
After 5 Seconds
Reconnect Line ;1 ;3 ;2
Nomore
/
END
```

B.3. Contingencias de desconexiones.

Archivo: rev15C_contingencias_desconexiones_generadores_fing.swi

```
/
/
Description Desconexión generador equivalenteSB456
Simulation 10.000000 Seconds
Plot 100 Steps
At Time 5 Seconds
Disconnect Generator ;2 ; 3
```

Nomore
/
END

Archivo: rev15C_contingencias_desconexiones_generadores_fingEolico.swi

/
/
Description Desconexión generador equivalente SB456
Simulation 10.000000 Seconds
Plot 100 Steps
At Time 5 Seconds
Disconnect Generator ;2 ; 3
Nomore
/
/
Description Desconexión aerogenerador
Simulation 10.000000 Seconds
Plot 100 Steps
At Time 5 Seconds
Disconnect Generator ;8 ; 2
Nomore
/
END

B.4. Contingencias de disturbios en la tensión.

Archivo: rev15D_contingencias_caida_tension.swi

/
/
Description Hueco de tensión prolongado
Simulation 10.000000 Seconds
Plot 100 Steps
At Time 5 Seconds
Modify Transformer ;9 ;2 ;1 0 0.01 0.8 0
After 2 Seconds
Modify Transformer ;9 ;2 ;1 0 0.01 1 0
Nomore
/
/
Description Hueco de tensión de corta duración
Simulation 10.000000 Seconds
Plot 100 Steps
At Time 5 Seconds
Modify Transformer ;9 ;2 ;1 0 0.01 0.5 0
After 0.1 Seconds
Modify Transformer ;9 ;2 ;1 0 0.01 1 0
Nomore
/
/

```

/
Description Pico de tensión de corta duración
Simulation 10.000000 Seconds
Plot 5 Steps
At Time 5 Seconds
Modify Transformer ;9 ;2 ;1 0 0.01 1.3 0
After 0.1 Seconds
Modify Transformer ;9 ;2 ;1 0 0.01 1 0
Nomore
/
/
Description Pico de tensión prolongado
Simulation 10.000000 Seconds
Plot 100 Steps
At Time 5 Seconds
Modify Transformer ;9 ;2 ;1 0 0.01 1.26 0
After 0.4 Seconds
Modify Transformer ;9 ;2 ;1 0 0.01 1 0
Nomore
/
END

```

Anexo C

Resultados

C.1. Resultados de cálculos teóricos.

Módulos de las tensiones en barras (pu)				
Barra	Sin aerogenerador	Aerogenerador 50kW	Aerogenerador 100kW	Aerogenerador 150kW
SB353	0.9941397	0.9943527	0.9945548	0.9947462
SB4566	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000
SB353A	0.9940383	0.9942513	0.9944534	0.9946449
SB2107	0.9940120	0.9942250	0.9944271	0.9946186
Auxiliar	0.9734576	0.9736755	0.9738821	0.9740779
BT Ala Sur	0.9846391	0.9896257	0.9944151	0.9990152

Tabla C.1: Módulos de las tensiones en barras – Resultados Teóricos.

Ángulos de las tensiones en barras (°)				
Barra	Sin aerogenerador	Aerogenerador 50kW	Aerogenerador 100kW	Aerogenerador 150kW
SB353	-0.4761	-0.4550	-0.4338	-0.4126
SB4566	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
SB353A	-0.4793	-0.4582	-0.4370	-0.4158
SB2107	-0.4803	-0.4592	-0.4381	-0.4169
Auxiliar	27.7188	27.7406	27.7625	27.7845
BT Ala Sur	28.7751	29.4770	30.1720	30.8606

Tabla C.2: Ángulos de las tensiones en barras – Resultados Teóricos.

C.2. Resultados de flujo de cargas en PSAT.

Módulo de las tensiones en barras (pu)				
Barra	Sin aerogenerador	Aerogenerador 50kW	Aerogenerador 100kW	Aerogenerador 150kW
SB 353	0.9942	0.9944	0.9946	0.9948
SB4566	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
SB 353A	0.9941	0.9943	0.9945	0.9947
SB 2107	0.9941	0.9943	0.9945	0.9947
Auxiliar	0.9746	0.9748	0.9750	0.9752
BT Ala Sur	0.9850	0.9897	0.9945	0.9991

Tabla C.3: Módulos de las tensiones en barras–Resultados PSAT.

Ángulos de las tensiones en barras (°)				
Barra	Sin aerogenerador aerogenerador	Aerogenerador 50kW	Aerogenerador 100kW	Aerogenerador 150kW
SB 353	-0.4736	-0.4527	-0.4323	-0.4112
SB4566	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
SB 353A	-0.4768	-0.4560	-0.4355	-0.4144
SB 2107	-0.4779	-0.4570	-0.4366	-0.4155
Auxiliar	27.8138	27.8346	27.8551	27.8761
BT Ala Sur	28.8002	29.4991	30.1838	30.8635

Tabla C.4: Ángulos de las tensiones en barras–Resultados PSAT.

	Potencia entregada por generadores							
	Sin aerogenerador Aerogenerador		Aerogenerador 50kW		Aerogenerador 100kW		Aerogenerador 150kW	
	P(MW)	Q(MVAr)	P(MW)	Q(MVAr)	P(MW)	Q(MVAr)	P(MW)	Q(MVAr)
Generador principal	1.20	0.14	1.15	0.14	1.10	0.14	1.05	0.14
Aerogenerador	–	–	0.05	0.00	0.10	0.00	0.15	0.00

Tabla C.5: Potencia entregada por generadores – Resultados PSAT.

Flujo de potencia activa entre las barras (MW)					
Desde	Hasta	Sin Aerogenerador	Aerogenerador 50kW	Aerogenerador 100kW	Aerogenerador 150kW
SB4566	SB 353	1.19	1.15	1.1	1.05
SB353	SB 353A	1.13	1.13	1.14	1.14
SB 353A	SB 2107	0.8	0.8	0.8	0.8
SB 353	BT Ala Sur	0.06	0.01	-0.04	-0.09
SB 353A	Auxiliar	0.33	0.33	0.33	0.34

Tabla C.6: Flujo de potencia activa entre barras–Resultados PSAT.

Flujo de potencia reactiva entre las barras (MVAr)					
Desde	Hasta	Sin Aerogenerador	Aerogenerador 50kW	Aerogenerador 100kW	Aerogenerador 150kW
SB4566	SB 353	0.13	0.13	0.13	0.13
SB353	SB 353A	0.11	0.11	0.11	0.11
SB 353A	SB 2107	0	0	0	0
SB 353	BT Ala Sur	0.02	0.02	0.02	0.02
SB 353A	Auxiliar	0.11	0.11	0.11	0.11

Tabla C.7: Flujo de potencia reactiva–Resultados PSAT.

Flujo de corriente entre las barras (A)					
Desde	Hasta	Sin Aerogenerador	Aerogenerador 50kW	Aerogenerador 100kW	Aerogenerador 150kW
SB4566	SB 353	31.7	30.4	29.16	27.86
SB353	SB 353A	30.07	30.07	30.11	30.11
SB 353A	SB 2107	21.04	21.05	21.08	21.09
SB 353	BT Ala Sur	1.67	0.59	1.15	2.38
SB 353A	Auxiliar	9.28	9.28	9.28	9.28

Tabla C.8: Flujo de corriente entre barras–Resultados PSAT.

Potencia activa consumida por las cargas (MW)					
Barra	ID	Sin Aerogenerador	Aerogenerador 50kW	Aerogenerador 100kW	Aerogenerador 150kW
BT Ala Sur	3	0.06	0.06	0.06	0.06
Auxiliar	1	0.03	0.04	0.03	0.03
Auxiliar	2	0.23	0.24	0.23	0.23
Auxiliar	3	0.00	0.00	0.00	0.00
Auxiliar	4	0.06	0.06	0.06	0.06
SB 2107	1	0.80	0.81	0.80	0.80

Tabla C.9: Potencia activa consumida por las cargas–Resultados PSAT.

Potencia reactiva consumida por las cargas (MW)					
Barra	ID	Sin Aerogenerador	Aerogenerador 50kW	Aerogenerador 100kW	Aerogenerador 150kW
BT Ala Sur	3	0.02	0.02	0.02	0.02
Auxiliar	1	0.01	0.01	0.01	0.01
Auxiliar	2	0.07	0.07	0.07	0.07
Auxiliar	3	0.00	0.00	0.00	0.00
Auxiliar	4	0.01	0.01	0.01	0.01
SB 2107	1	0.00	0.00	0.00	0.00

Tabla C.10: Potencia reactiva consumida por las cargas–Resultados PSAT.

C.3. Resultados del No Disturbance Test (NDT).

Módulos de las tensiones en barras (pu)		
Barra	Sin aerogenerador	Aerogenerador 50kW
SB 353	0.9942	0.9943
SB4566	1.0000	1.0000
SB 353A	0.9941	0.9943
SB 2107	0.9941	0.9943
Auxiliar	0.9746	0.9748
BT Ala Sur	0.9850	0.9899

Tabla C.11: Módulos de las tensiones en barras–Resultados NDT.

Ángulos de las tensiones en barras (°)		
Barra	Sin aerogenerador aerogenerador	Aerogenerador 50kW
SB 353	-0.4739	-0.6916
SB4566	0.0000	0.0000
SB 353A	-0.4771	-0.6948
SB 2107	-0.4782	-0.6959
Auxiliar	27.8135	27.5958
BT Ala Sur	28.7998	29.2551

Tabla C.12: Ángulos de las tensiones en barras–Resultados NDT.

Potencia entregada por generadores				
	Sin aerogenerador		Aerogenerador 50kW	
	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
Generador principal	1.20	0.14	1.15	0.14
Aerogenerador	–	–	0.05	0.00

Tabla C.13: Potencia entregada por generadores–Resultados NDT.

Flujo de potencia activa entre las barras (MW)			
Desde	Hasta	Sin Aerogenerador	Aerogenerador 50kW
SB4566	SB 353	1.194484	1.14601
SB353	SB 353A	1.133795	1.134332
SB 353A	SB 2107	0.798366	0.798387
SB 353	BT Ala Sur	0.060185	0.01045
SB 353A	Auxiliar	0.334659	0.334794

Tabla C.14: Flujo de potencia activa entre barras–Resultados NDT.

Flujo de potencia reactiva entre las barras (MVar)			
Desde	Hasta	Sin Aerogenerador	Aerogenerador 50kW
SB4566	SB 353	0.125913	0.125888
SB353	SB 353A	0.106516	0.106605
SB 353A	SB 2107	0.000173	0
SB 353	BT Ala Sur	0.019724	0.019042
SB 353A	Auxiliar	0.107436	0.10748

Tabla C.15: Flujo de potencia reactiva entre las barras–NDT.

Flujo de corriente entre las barras (MVar)			
Desde	Hasta	Sin Aerogenerador	Aerogenerador 50kW
SB4566	SB 353	31.7	30.12
SB353	SB 353A	30.06	30.07
SB 353A	SB 2107	21.08	21.07
SB 353	BT Ala Sur	1.63	0.56
SB 353A	Auxiliar	9.3	9.28

Tabla C.16: Flujo de corriente entre las barras–NDT.

Potencia activa consumida por las cargas (MW)			
Barra	ID	Sin Aerogenerador	Aerogenerador 50kW
BT Ala Sur	3	0.06	0.06
Auxiliar	1	0.03	0.03
Auxiliar	2	0.23	0.23
Auxiliar	3	0.00	0.00
Auxiliar	4	0.06	0.06
SB 2107	1	0.80	0.80

Tabla C.17: Potencia activa consumida por las cargas–NDT.

Potencia reactiva consumida por las cargas (MW)			
Barra	ID	Sin Aerogenerador	Aerogenerador 50kW
BT Ala Sur	3	0.02	0.02
Auxiliar	1	0.01	0.01
Auxiliar	2	0.07	0.07
Auxiliar	3	0.00	0.00
Auxiliar	4	0.01	0.01
SB 2107	1	0.00	0.00

Tabla C.18: Potencia reactiva consumida por las cargas–NDT.

C.4. Resultados Contingencia N°1: Pérdida del 50 % de la carga en la barra BT Ala Sur.

Para carga en barra BT Ala Sur=50 % de la nominal.

C.4.1. Resultados Teóricos.

Módulo de las tensiones de barras (pu)				
Barra	Sin aerogenerador	Aerogenerador 50kW	Aerogenerador 100kW	Aerogenerador 150kW
SB353	0.9943295	0.9945358	0.9947313	0.994916
SB4566	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000
SB353A	0.9942282	0.9944344	0.9946300	0.994815
SB2107	0.9942019	0.9944081	0.9946037	0.994789
Auxiliar	0.9736518	0.9738627	0.9740627	0.974252
BT Ala Sur	0.9896244	0.9944799	0.9991441	1.003624

Tabla C.19: Módulo de las tensiones de barras - Contingencia N°1 - Resultados Teóricos.

C.4.2. Resultados TSAT.

Módulo de las tensiones de barras (pu)				
Barra	Sin aerogenerador	Aerogenerador 50kW	Aerogenerador 100kW	Aerogenerador 150kW
SB353	0.994426	0.994624	0.994819	0.995011
SB4566	1.000010	1.000010	1.000011	1.000010
SB353A	0.994326	0.994524	0.994718	0.994910
SB2107	0.994299	0.994497	0.994692	0.994884
Auxiliar	0.974820	0.975014	0.975204	0.975393
BT Ala Sur	0.989820	0.994659	0.999276	1.004050

Tabla C.20: Módulo de las tensiones de barras - Contingencia N°1 - Resultados TSAT.

C.5. Resultados Contingencia N°2: Pérdida del 95 % de la carga en la barra Auxiliar.

Para carga en barra Auxiliar=5 % de la nominal.

C.5.1. Resultados Teóricos.

Módulo de las tensiones de barras (pu)				
Barra	Sin aerogenerador	Aerogenerador 50kW	Aerogenerador 100kW	Aerogenerador 150kW
SB353	0.9964084	0.9966195	0.9968198	0.997010
SB4566	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000
SB353A	0.9963428	0.9965540	0.9967543	0.996944
SB2107	0.9963166	0.9965277	0.9967281	0.996918
Auxiliar	0.9963428	0.9965540	0.9967543	0.996944
BT Ala Sur	0.9869302	0.9919033	0.9966807	1.001270

Tabla C.21: Módulo de las tensiones de barras - Contingencia N°2 - Resultados Teóricos.

C.5.2. Resultados TSAT.

Módulo de las tensiones de barras (pu)				
Barra	Sin aerogenerador	Aerogenerador 50kW	Aerogenerador 100kW	Aerogenerador 150kW
SB353	0.996424	0.996627	0.996824	0.997030
SB4566	1.000157	1.000162	1.000167	1.000174
SB353A	0.996355	0.996559	0.996755	0.996962
SB2107	0.996329	0.996532	0.996729	0.996935
Auxiliar	0.995381	0.995584	0.995780	0.995987
BT Ala Sur	0.987199	0.992070	0.996659	1.001477

Tabla C.22: Módulo de las tensiones de barras - Contingencia N°2 - Resultados TSAT.

C.6. Resultados Contingencia N°3: Cortocircuito en barra BT Ala Sur.

C.6.1. Resultados Teóricos.

Módulo de las tensiones de barras.

Instante previo al cortocircuito:

Módulo de las tensiones previas de barras (pu)				
Barra	Sin aerogenerador	Aerogenerador 50kW	Aerogenerador 100kW	Aerogenerador 150kW
SB353	0.99414	0.99435	0.99456	0.99475
SB4566	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000
SB353A	0.99404	0.99425	0.99445	0.99465
SB2107	0.99401	0.99423	0.99443	0.99462
Auxiliar	0.97346	0.97368	0.97388	0.97408
BT Ala sur	0.98464	0.98963	0.99442	0.99902

Tabla C.23: Módulo de las tensiones previas de barras - Contingencia N°3 - Resultados Teóricos.

Instante posterior al cortocircuito:

Módulo de las tensiones de barras (pu)				
Barra	Sin aerogenerador	Aerogenerador 50kW	Aerogenerador 100kW	Aerogenerador 150kW
SB353	0.96003	0.96003	0.96003	0.96004
SB4566	0.99704	0.99704	0.99704	0.99704
SB353A	0.95993	0.95994	0.95994	0.95994
SB2107	0.95991	0.95991	0.95991	0.95991
Auxiliar	0.94111	0.94111	0.94111	0.94111
BT Ala sur	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000

Tabla C.24: Módulo de las tensiones de barras - Contingencia N°3 - Resultados Teóricos.

Módulo de las corrientes entre barras.

Nota: Todas las corrientes serán expresadas en A del lado de tensión de 22kV.

Instante previo al cortocircuito:

Módulo de las corrientes entre barras (pu)				
Línea	Sin aerogenerador	Aerogenerador 50kW	Aerogenerador 100kW	Aerogenerador 150kW
SB353-SB4566	32.01646	30.65182	29.33989	28.04610
SB353-SB353A	29.91702	30.04824	30.05371	30.05895
SB353A-SB2107	20.99440	21.07838	21.08116	21.08641
SB353-AlaSur	1.67134	0.57473	1.14945	2.38026
SB353A-Auxiliar	9.18505	9.27952	9.28222	9.28222

Tabla C.25: Módulo de las corrientes previas entre barras - Contingencia N°3 - Resultados Teóricos.

Instante posterior al cortocircuito:

Módulo de las corrientes entre barras (pu)				
Línea	Sin aerogenerador	Aerogenerador 50kW	Aerogenerador 100kW	Aerogenerador 150kW
SB353-SB4566	117.30621	117.18636	117.17849	117.17324
SB353-SB353A	29.12973	29.00923	29.00923	29.01185
SB353A-SB2107	20.46954	20.34897	20.34897	20.34897
SB353-AlaSur	100.77312	100.84997	100.85784	100.86834
SB353A-Auxiliar	8.92262	8.95943	8.95943	8.95943

Tabla C.26: Módulo de las corrientes entre barras - Contingencia N°3 - Resultados Teóricos.

C.6.2. Resultados TSAT.

Módulo de las tensiones de barras.

Instante previo al cortocircuito:

Módulo de las tensiones previas de barras (pu)				
Barra	Sin aerogenerador	Aerogenerador 50kW	Aerogenerador 100kW	Aerogenerador 150kW
SB353	0.994236827	0.994444191	0.994633317	0.994826555
SB4566	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000
SB353A	0.994136512	0.994343817	0.994532943	0.994726181
SB2107	0.994109929	0.994317293	0.994506359	0.994699597
Auxiliar	0.974634171	0.974837422	0.975022733	0.975212276
BT Ala sur	0.985032022	0.989927351	0.994484067	0.999086201

Tabla C.27: Módulo de las tensiones previas de barras - Contingencia N°3 - Resultados TSAT.

Instante posterior al cortocircuito:

Módulo de las tensiones de barras (pu)				
Barra	Sin aerogenerador	Aerogenerador 50kW	Aerogenerador 100kW	Aerogenerador 150kW
SB353	0.95576	0.95577	0.95576	0.95576
SB4566	0.99252	0.99253	0.99252	0.99252
SB353A	0.95566	0.95567	0.95567	0.95567
SB2107	0.95564	0.95564	0.95564	0.95564
Auxiliar	0.93692	0.93692	0.93692	0.93692
BT Ala sur	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000

Tabla C.28: Módulo de las tensiones de barras - Contingencia N°3 - Resultados TSAT.

Módulo de las corrientes entre barras.

Nota: Todas las corrientes serán expresadas en A del lado de tensión de 22kV.

Instante previo al cortocircuito:

Módulo de las corrientes entre barras (pu)				
Línea	Sin aerogenerador	Aerogenerador 50kW	Aerogenerador 100kW	Aerogenerador 150kW
SB353-SB4566	31.70314165	30.42508164	29.13973826	27.86637335
SB353-SB353A	30.05863221	30.06750181	30.07042738	30.07628097
SB353A-SB2107	21.08776886	21.07213648	21.08468443	21.08946017
SB353-AlaSur	1.6349389	0.572226167	1.153582692	2.38104558
SB353A-Auxiliar	9.278300887	9.280245159	9.282014067	9.28380925

Tabla C.29: Módulo de las corrientes previas entre barras - Contingencia N°3 - Resultados TSAT.

Instante posterior al cortocircuito:

Módulo de las corrientes entre barras (pu)				
Línea	Sin aerogenerador	Aerogenerador 50kW	Aerogenerador 100kW	Aerogenerador 150kW
SB353-SB4566	116.4015147	116.4019937	116.4021404	116.4017689
SB353-SB353A	28.88885019	28.90066002	28.8945718	28.89333998
SB353A-SB2107	20.27307493	20.24864872	20.25381919	20.25296498
SB353-AlaSur	100.3313532	100.4209976	100.4215698	100.4215088
SB353A-Auxiliar	8.919242377	8.919287592	8.919273539	8.919266207

Tabla C.30: Módulo de las corrientes entre barras - Contingencia N°3 - Resultados TSAT.

C.7. Resultados Contingencia N°4: Cortocircuito en barra SB353A.

C.7.1. Resultados Teóricos.

Módulo de las tensiones de barras.

Instante previo al cortocircuito:

Módulo de las tensiones previas de barras (pu)				
Barra	Sin aerogenerador	Aerogenerador 50kW	Aerogenerador 100kW	Aerogenerador 150kW
SB353	0.99414	0.99435	0.99456	0.99475
SB4566	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000
SB353A	0.99404	0.99425	0.99445	0.99465
SB2107	0.99401	0.99423	0.99443	0.99462
Auxiliar	0.97346	0.97368	0.97388	0.97408
BT Ala sur	0.98464	0.98963	0.99442	0.99902

Tabla C.31: Módulo de las tensiones previas de barras - Contingencia N°4 - Resultados Teóricos.

Instante posterior al cortocircuito:

Módulo de las tensiones de barras (pu)				
Barra	Sin aerogenerador	Aerogenerador 50kW	Aerogenerador 100kW	Aerogenerador 150kW
SB353	0.01096	0.01132	0.01132	0.01132
SB4566	0.91938	0.91950	0.91950	0.91950
SB353A	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
SB2107	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Auxiliar	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
BT Ala sur	0.01080	0.00084	0.00084	0.00084

Tabla C.32: Módulo de las tensiones de barras - Contingencia N°4 - Resultados Teóricos.

Módulo de las corrientes entre barras.

Nota: Todas las corrientes serán expresadas en A del lado de tensión de 22kV.

Instante previo al cortocircuito:

Módulo de las corrientes previas entre barras (pu)				
Línea	Sin aerogenerador	Aerogenerador 50kW	Aerogenerador 100kW	Aerogenerador 150kW
SB353-SB4566	31.67268	30.65182	29.33967	28.04589
SB353-SB353A	30.04036	30.04824	30.05348	30.05873
SB353A-SB2107	21.07313	21.07838	21.08100	21.08625
SB353-AlaSur	1.67168	0.57472	1.14944	2.38024
SB353A-Auxiliar	9.27690	9.27952	9.28215	9.28215

Tabla C.33: Módulo de las corrientes previas entre barras - Contingencia N°4 - Resultados Teóricos.

Instante posterior al cortocircuito:

Módulo de las corrientes entre barras (pu)				
Línea	Sin aerogenerador	Aerogenerador 50kW	Aerogenerador 100kW	Aerogenerador 150kW
SB353-SB4566	2866.64623	2866.08201	2866.06889	2866.05576
SB353-SB353A	2866.62786	2960.83498	2961.43595	2962.00542
SB353A-SB2107	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
SB353-AlaSur	0.01842	95.41168	96.13861	96.58736
SB353A-Auxiliar	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000

Tabla C.34: Módulo de las corrientes entre barras - Contingencia N°4 - Resultados Teóricos.

C.7.2. Resultados TSAT.

Módulo de las tensiones de barras.

Instante previo al cortocircuito:

Módulo de las tensiones previas de barras (pu)				
Barra	Sin aerogenerador	Aerogenerador 50kW	Aerogenerador 100kW	Aerogenerador 150kW
SB353	0.99424	0.99444	0.99463	0.99483
SB4566	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000
SB353A	0.99414	0.99434	0.99453	0.99473
SB2107	0.99411	0.99432	0.99451	0.99470
Auxiliar	0.97463	0.97484	0.97502	0.97521
BT Ala sur	0.98503	0.98993	0.99448	0.99909

Tabla C.35: Módulo de las tensiones previas de barras - Contingencia N°4 - Resultados TSAT.

Instante posterior al cortocircuito:

Módulo de las tensiones de barras (pu)				
Barra	Sin aerogenerador	Aerogenerador 50kW	Aerogenerador 100kW	Aerogenerador 150kW
SB353	0.00972	0.00972	0.00972	0.00972
SB4566	0.81614	0.81614	0.81614	0.81614
SB353A	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
SB2107	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Auxiliar	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
BT Ala sur	0.00963	0.00958	0.00952	0.00947

Tabla C.36: Módulo de las tensiones de barras - Contingencia N°4 - Resultados TSAT.

Módulo de las corrientes entre barras.

Nota: Todas las corrientes serán expresadas en A del lado de tensión de 22kV.

Instante previo al cortocircuito:

Módulo de las corrientes previas entre barras (pu)				
Línea	Sin aerogenerador	Aerogenerador 50kW	Aerogenerador 100kW	Aerogenerador 150kW
SB353-SB4566	31.70314	30.42508	29.13974	27.86637
SB353-SB353A	30.05863	30.06750	30.07043	30.07628
SB353A-SB2107	21.08777	21.07214	21.08468	21.08946
SB353-AlaSur	1.63494	0.57223	1.15358	2.38105
SB353A-Auxiliar	9.27830	9.28025	9.28201	9.28381

Tabla C.37: Módulo de las corrientes previas entre barras - Contingencia N°4 - Resultados TSAT.

Instante posterior al cortocircuito:

Módulo de las corrientes entre barras (pu)				
Línea	Sin aerogenerador	Aerogenerador 50kW	Aerogenerador 100kW	Aerogenerador 150kW
SB353-SB4566	2544.76822	2544.78276	2544.77854	2544.77698
SB353-SB353A	2544.75226	2544.76337	2544.75555	2544.75070
SB353A-SB2107	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
SB353-AlaSur	0.00157	0.01910	0.02321	0.02802
SB353A-Auxiliar	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000

Tabla C.38: Módulo de las corrientes entre barras - Contingencia N°4 - Resultados TSAT.

C.8. Resultados Contingencia N°6: Desconexión del aerogenerador.

Resultados al desconectar el aerogenerador.

C.8.1. Resultados TSAT.

Módulo de las tensiones de barras (pu)			
Barra	Aerogenerador 50kW	Aerogenerador 100kW	Aerogenerador 150kW
SB353	0.994256	0.994273	0.994288
SB4566	1.000017	1.000034	1.000049
SB353A	0.994156	0.994173	0.994188
SB2107	0.994130	0.994146	0.994161
Auxiliar	0.974653	0.974670	0.974684
BT Ala Sur	0.985052	0.985068	0.985083

Tabla C.39: Módulo de las tensiones de barras - Contingencia N°6 - Resultados TSAT.

Anexo D

Ley de Betz

La ley de Betz demuestra que las turbinas eólicas no pueden ser más eficientes que en un 59.3 %. Una explicación intuitiva podría ser el hecho de que si la turbina captara toda la energía del viento, este último tendría velocidad cero luego de pasar por la turbina. Si el viento se detuviera luego de pasar por la turbina no dejaría espacio para la circulación de más viento, y por lo tanto la velocidad del viento antes de la turbina también sería cero, y entonces no habría energía que captar. De esta manera, se puede ver que luego de que el viento pase por la turbina deberá tener cierta velocidad y, en consecuencia, energía cinética que no fue captada por la turbina.

Demostración.

Aplicando conservación de la masa en el tubo de Betz (Figura D.1) se tiene:

$$\dot{m} = \rho A_1 v_1 = \rho S v_1 = \rho A_2 v_2 \quad (\text{D.1})$$

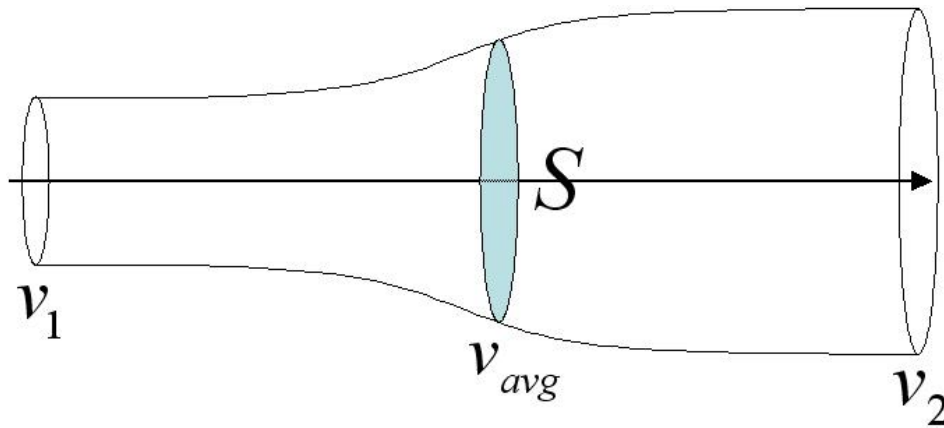


Figura D.1: Tubo de Betz.

La fuerza que ejerce el viento sobre la turbina es:

$$F = \rho S v (v_1 - v_2) \quad (\text{D.2})$$

La potencia del viento viene dada por:

$$P = Fv \quad (D.3)$$

Sustituyendo en esta última la expresión de la fuerza ejercida sobre la turbina:

$$P = \rho S v^2 (v_1 - v_2) \quad (D.4)$$

Por otra parte también es posible aplicar la conservación de la energía mediante la cual se llega a:

$$P = \frac{1}{2} \dot{m} (v_1^2 - v_2^2) \quad (D.5)$$

Sustituyendo $\dot{m}$:

$$P = \frac{1}{2} \rho S v (v_1^2 - v_2^2) \quad (D.6)$$

Ambas expresiones para la potencia son válidas, por lo tanto se cumple la igualdad:

$$\rho S v^2 (v_1 - v_2) = \frac{1}{2} \rho S v (v_1^2 - v_2^2) \quad (D.7)$$

Resultando:

$$v(v_1 - v_2) = \frac{1}{2} (v_1^2 - v_2^2) \quad (D.8)$$

$$v = \frac{1}{2} (v_1 + v_2) \quad (D.9)$$

Se llega a que la velocidad en la turbina es el promedio de velocidades a la entrada y a la salida de la misma.

Sustituyendo la velocidad en el rotor por el promedio de las velocidades de entrada y salida y desarrollando el término $(v_1^2 - v_2^2)$ en la expresión de la potencia obtenida a partir de la conservación de energía se tiene:

$$P = \frac{1}{4} \rho S v_1^3 \left(1 - \left(\frac{v_2}{v_1} \right)^2 + \left(\frac{v_2}{v_1} \right) - \left(\frac{v_2}{v_1} \right)^3 \right) \quad (D.10)$$

Al derivar esta última expresión con respecto a $\frac{v_2}{v_1}$ se obtiene que la máxima potencia se alcanza cuando $\frac{v_2}{v_1}$ vale $\frac{1}{3}$.

Entonces la potencia máxima valdrá:

$$P_{MAX} = \frac{16}{27} \frac{1}{2} \rho S c_1^3 \quad (D.11)$$

Como conclusión, la potencia máxima que capta la turbina es un 59.3 % $\left(\frac{16}{27} = 0,593 \right)$ de la potencia del viento $\left(\frac{1}{2} \rho S v (v_1^2 - v_2^2) \right)$.

Anexo E

Transformadas de Clarke y Park.

Las Transformadas de Clarke y Park forman parte de la teoría PQ, en la cual se trabaja con magnitudes instantáneas en el dominio del tiempo. Esto permite desarrollar estudios de sistemas trifásicos no sólo en régimen permanente sino también de sistemas sometidos a perturbaciones.

La Transformada de Clarke consiste en una transformada lineal que transforma un sistema trifásico de componentes a, b y c, en tres magnitudes instantáneas perpendiculares entre sí, α , β y 0. Esto se ve representado en la Figura E.1. Observar que los fasores α y β permanecen estáticos.

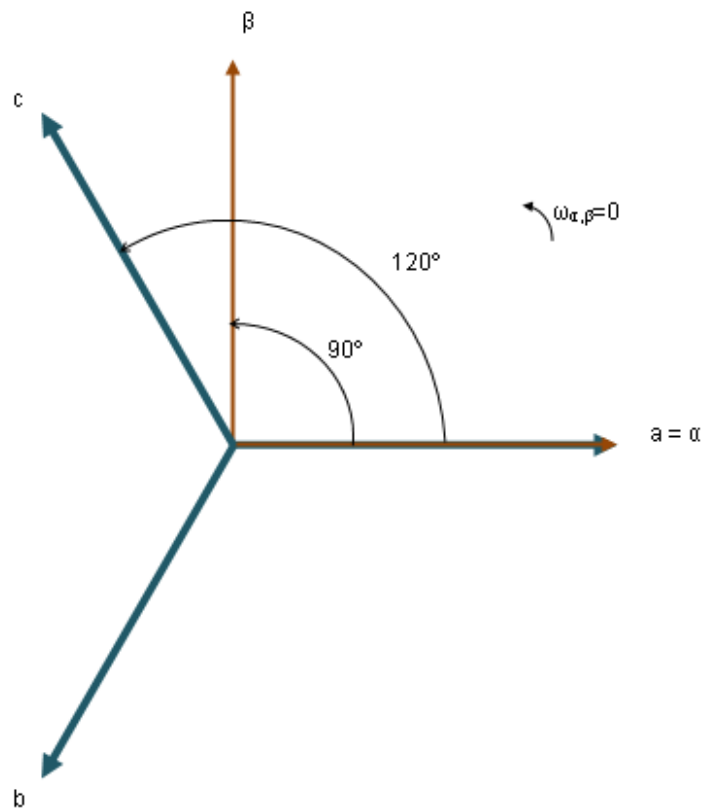


Figura E.1: Esquema fasorial de la Transformada de Clarke.

Las ecuaciones E.1 y E.2 definen la matriz de Transformada de Clarke. La matriz

$T_{\alpha\beta 0}$ corresponde a la proyección de los vectores a,b,c (desfasados 120°) sobre los tres ejes perpendiculares α , β , 0, que definen una base ortogonal estática. Particularmente, en el caso de sistemas trifásicos aislados o equilibrados con neutro accesible, la componente 0 (homopolar) se anula, reduciendo en uno la dimensión de las matrices.

$$\begin{bmatrix} f_\alpha \\ f_\beta \\ f_0 \end{bmatrix} = [T_{\alpha\beta 0}] \times \begin{bmatrix} f_a \\ f_b \\ f_c \end{bmatrix} \quad \text{donde} \quad [T_{\alpha\beta 0}] = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (\text{E.1})$$

$$\begin{bmatrix} f_a \\ f_b \\ f_c \end{bmatrix} = [T_{\alpha\beta 0}]^{-1} \times \begin{bmatrix} f_\alpha \\ f_\beta \\ f_0 \end{bmatrix} \quad \text{donde} \quad [T_{\alpha\beta 0}]^{-1} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 1 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \\ -\frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} & 1 \end{bmatrix} \quad (\text{E.2})$$

Para un sistema trifásico sinusoidal equilibrado, representado por los sistemas de ecuaciones E.3, se obtiene la Transformada de Clarke aplicada al mismo según las expresiones E.4.

$$\begin{cases} v_a = \sqrt{2}V \cos(\omega t) \\ v_b = \sqrt{2}V \cos(\omega t - 2\pi/3) \\ v_c = \sqrt{2}V \cos(\omega t + 2\pi/3) \end{cases} \quad \begin{cases} i_a = \sqrt{2}I \cos(\omega t - \varphi) \\ i_b = \sqrt{2}I \cos(\omega t - \varphi - 2\pi/3) \\ i_c = \sqrt{2}I \cos(\omega t - \varphi + 2\pi/3) \end{cases} \quad (\text{E.3})$$

$$\begin{cases} v_\alpha = \sqrt{2}V \cos(\omega t) \\ v_\beta = \sqrt{2}V \sin(\omega t) \\ v_0 = 0 \end{cases} \quad \begin{cases} i_\alpha = \sqrt{2}I \cos(\omega t - \varphi) \\ i_\beta = \sqrt{2}I \sin(\omega t - \varphi) \\ i_0 = 0 \end{cases} \quad (\text{E.4})$$

Si se toma como plano complejo el plano $\alpha\beta$, el resultado anterior puede expresarse en términos del vector espacial, según se muestra en la ecuación E.5.

$$\begin{aligned} v &= v_\alpha + jv_\beta \\ i &= i_\alpha + ji_\beta \end{aligned} \quad (\text{E.5})$$

La Transformada de Park consiste en hacer girar un nuevo marco de referencia a una determinada velocidad angular respecto al marco estacionario de Clarke, según se representa en el esquema de la Figura E.2 y en las expresiones E.6 y E.7. Los ejes q y d giran en sentido antihorario con velocidad $\omega_{q,d}$ estando los ejes α y β en reposo, esto significa que se está proyectando una magnitud eléctrica referida en ejes estáticos, sobre ejes que giran a la velocidad indicada.

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \theta & \sin \theta \\ -\sin \theta & \cos \theta \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} \quad (\text{E.6})$$

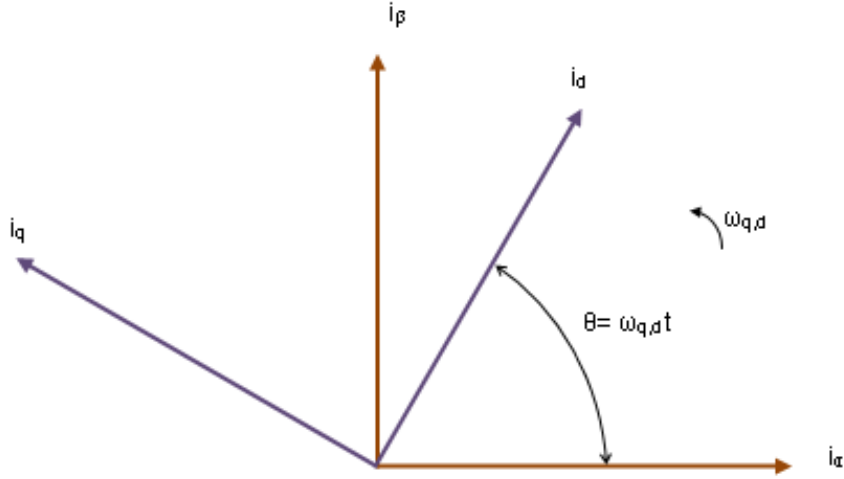


Figura E.2: Esquema fasorial de la Transformada de Park.

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \theta & \sin \theta \\ -\sin \theta & \cos \theta \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} \quad (\text{E.7})$$

La Transformada de Park se define entonces como:

$$T_{dq}(\theta) = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin(\theta) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (\text{E.8})$$

Y la Transformada Inversa de Park se define como:

$$T_{dq}^{-1}(\theta) = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & -\sin(\theta) & 1 \\ \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \\ \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \end{bmatrix} \quad (\text{E.9})$$

Cabe observar que la transformación de Clarke es un caso particular de la transformación de Park cuando $\theta = 0$.

Para un sistema trifásico sinusoidal equilibrado como el representado por las expresiones E.3, aplicando la Transformada de Park, y utilizando relaciones trigonométricas adecuadas, se llega a la siguiente representación:

$$\begin{cases} v_d = \sqrt{2}V \\ v_q = 0 \\ v_0 = 0 \end{cases} \quad \begin{cases} i_d = \sqrt{2}I \cos(\varphi) \\ i_q = -\sqrt{2}I \sin(\varphi) \\ i_0 = 0 \end{cases} \quad (\text{E.10})$$

Si se define la potencia aparente instantánea como $s = \frac{3}{2} \times e \times i^*$ donde el asterisco denota el complejo conjugado, se tiene que, para el circuito considerado, la expresión de esta potencia es:

$$s = \frac{3}{2} \times e \times i^* = \frac{3}{2} \times (v_d + jv_q) \times (i_d - ji_q) = \frac{3}{2} \times (v_d i_d + jv_q i_q) + j\frac{3}{2} \times (v_q i_d - v_d i_q) \quad (\text{E.11})$$

Donde el primer término corresponde a la potencia activa instantánea y el segundo a una potencia imaginaria instantánea, según se muestra en la ecuación E.12.

$$s = p + jq \Rightarrow \begin{cases} p = \frac{3}{2} \times (v_d i_d + jv_q i_q) \\ q = \frac{3}{2} \times (v_q i_d - v_d i_q) \end{cases} \quad (\text{E.12})$$

De acuerdo con el resultado del sistema de ecuaciones E.10 y al resultado mostrado en E.12, se tiene:

$$\begin{aligned} p &= \frac{3}{2} \times v_d i_d = \frac{3}{2} 2VI \cos(\phi) = 3VI \cos(\phi) \\ q &= -\frac{3}{2} \times v_d i_q = \frac{3}{2} 2VI \sin(\phi) = 3VI \sin(\phi) \end{aligned} \quad (\text{E.13})$$

Por lo que las expresiones mostradas en la ecuación E.14 corresponden a las potencias activa y reactiva en función de las componentes d y q para un sistema trifásico perfecto y balanceado.

$$\begin{aligned} p &= \frac{3}{2} \times v_d i_d \\ q &= -\frac{3}{2} \times v_d i_q \end{aligned} \quad (\text{E.14})$$

Anexo F

Programas Matlab.

F.1. Cálculo de flujo de cargas.

Descripción.

El siguiente programa resuelve el flujo de cargas para la red con y sin aerogenerador. Se consideró la barra BT Ala Sur como una barra PQ, es decir una barra de carga, para permitir que la tensión en la misma varíe y no quede determinada previamente como resultaría para una barra PV generadora. Esto implica que el aerogenerador sea modelado como una carga negativa y no como generador, lo que ofrece dos ventajas: 1) la tensión sobre la barra BT Ala Sur queda determinada por la red y no por el aerogenerador, por lo que se considera una incógnita y no un dato; 2) es posible fijar la potencia reactiva entregada por el aerogenerador en cero como fue diseñado.

El algoritmo de resolución implementado es el de Newton Raphson. Para implementarlo se utilizan dos partes: la “primer iteración” e “iteraciones sucesivas”. Dentro del programa de la primer iteración se genera la matriz de admitancias, se definen las variables conocidas, se determinan los valores iniciales para las incógnitas, se conforma el vector F a partir de las ecuaciones de balance de potencia, se calcula la matriz J de derivadas de las expresiones anteriores respecto a las incógnitas, y se halla el vector x de incógnitas como los valores resultantes de la primer iteración. El programa de iteraciones sucesivas toma el vector x resultante de la iteración anterior y recalcula el vector F y la matriz J para obtener el nuevo vector x con mayor precisión. A continuación se detallan las expresiones utilizadas para cada magnitud.

A partir de las impedancias de líneas, impedancias y admitancias de transformadores, se calculan los componentes de la matriz de admitancias, según las ecuaciones F.1 y F.2, donde n es el total de nudos (excluyendo el neutro), se entiende que en cada nudo i concurren una rama que va al neutro (“admitancia propia” del nudo i, Y_i) y ramas que van a otro nudo k (“admitancia de transferencia”, Y_{ik}).

$$\vec{y}_{ii} = \vec{Y}_i + \sum_{k=1, k \neq i}^{k=n} \vec{Y}_{ik} \quad (\text{F.1})$$

(suma de todas las admitancias que concurren al nudo i, tanto las admitancias entre líneas como las admitancias al neutro)

$$\vec{y}_{ik, k \neq i} = \vec{Y}_{ik} \quad (\text{F.2})$$

(opuestos de las admitancias de transferencia del nudo i)

Las variables conocidas son: módulo y ángulo de la tensión en barra SB4566, potencias activa y reactiva generadas y consumidas en cada barra, incluyendo la potencia del aerogenerador donde se fija $Q=0$. La potencia activa del aerogenerador se fija en el valor deseado, para el escenario sin generador eólico simplemente se ingresa $P=0$.

El vector de incógnitas x se compone de: los ángulos y los módulos de las tensiones de las barras SB353, SB353A, SB2107, Auxiliar y BT Ala Sur. Cabe aclarar que los ángulos de las tensiones de las barras de BT (Auxiliar y BT Ala Sur) corresponden al nivel de MT, por lo tanto, para obtener el valor en BT habrá que sumarle 30° a los resultados.

Las ecuaciones de balance de potencia para cada barra se plantean de acuerdo a las expresiones F.3 y F.4; donde P_{gi} , Q_{gi} , P_{di} y Q_{di} son las potencias activa y reactiva generada y consumida en cada barra, g_{ik} y b_{ik} son las partes real e imaginaria de los elementos y_{ik} , θ_{ik} son los desfases entre las tensiones de barras V_i y V_k . Estas ecuaciones son las que generan el vector F .

$$P_{gi} - P_{di} = \sum_{k=1}^{k=n} |V_i| |V_k| (g_{ik} \cos \theta_{ik} + b_{ik} \sin \theta_{ik}) \quad (F.3)$$

$$Q_{gi} - Q_{di} = \sum_{k=1}^{k=n} |V_i| |V_k| (g_{ik} \sin \theta_{ik} - b_{ik} \cos \theta_{ik}) \quad (F.4)$$

La matriz J se conforma a partir de las derivadas de cada una de las ecuaciones de balance de potencias respecto a cada una de las incógnitas. Esta matriz es, por lo tanto, de dimensión 10×10 .

Finalmente, para obtener el vector x se aplican la ecuaciones F.5 y F.6.

$$\Delta x = -J^{-1}F \quad (F.5)$$

$$x_1 = x_0 + \Delta x \quad (F.6)$$

Primera iteración.

Para la primer iteración se utiliza el archivo FlujoCargaIt1.m. A continuación se copian las líneas del programa.

```
clear all;
close all;
%MATRIZ DE ADMITANCIAS
z21=0.39962+0.73053j; %línea SB4566-SB353
z16=9.1875+23.25j; %trafo 160kVA resistencia y reactancia serie
z13=0.00826+0.00568j; %línea SB353-SB353A
z34=0.00331+0.00227j; %línea SB353A-SB2107
z35=2.875+9.575j; %trafo 400kVA resistencia y reactancia serie
Y12=1/z21;
Y13=1/z13;
Y16=1/z16;
Y21=1/z21;
Y31=1/z13;
Y34=1/z34;
Y35=1/z35;
Y43=1/z34;
Y53=1/z35;
Y61=1/z16;
```

```

y11=Y12+Y16+Y13+(0.000004304-0.0000368j); %se le suma admitancia de la rama de vacío del trafo
y12=-Y12;
y13=-Y13;
y16=-Y16;
y21=-Y21;
y22=Y21;
y31=-Y31;
y33=Y31+Y35+Y34+(0.00000752-0.00000716j); %se le suma admitancia de la rama de vacío del trafo
y34=-Y34;
y35=-Y35;
y43=-Y43;
y44=Y43;
y53=-Y53;
y55=Y53;
y61=-Y61;
y66=Y61;
g22=real(y22);
g12=real(y12);
g21=real(y21);
g11=real(y11);
g16=real(y16);
g13=real(y13);
g61=real(y61);
g66=real(y66);
g31=real(y31);
g33=real(y33);
g35=real(y35);
g34=real(y34);
g53=real(y53);
g55=real(y55);
g43=real(y43);
g44=real(y44);
b11=imag(y11);
b12=imag(y12);
b13=imag(y13);
b16=imag(y16);
b21=imag(y21);
b22=imag(y22);
b31=imag(y31);
b33=imag(y33);
b34=imag(y34);
b35=imag(y35);
b43=imag(y43);
b44=imag(y44);
b53=imag(y53);
b55=imag(y55);
b61=imag(y61);
b66=imag(y66);
%VARIABLES CONOCIDAS
modv2=1; %módulo de la tensión en barra SB4566
angv2=0; %ángulo de la tensión en barra SB4566
Sbase=100000000;
Pmolino=50000; %se ajusta según el caso a estudiar
Pzc1=(61222-Pmolino)/Sbase;
Qzc1=15683/Sbase;
Pzc2=789470/Sbase;
Qzc2=0;
Pzc3=36110/Sbase;
Qzc3=15622/Sbase;
Pzc4=244879/Sbase;
Qzc4=71063/Sbase;
Pzc5=4137/Sbase;
Qzc5=0;
Pzc6=62629/Sbase;
Qzc6=13137/Sbase;
Psp1=0;
Psp3=0;
Psp4=-Pzc2;
Psp5=-(Pzc3+Pzc4+Pzc5+Pzc6);
Psp6=-Pzc1;
Qsp1=0;
Qsp3=0;
Qsp4=-Qzc2;
Qsp5=-(Qzc3+Qzc4+Qzc5+Qzc6);

```

```

Qsp6=-Qzc1;
%VALORES INICIALES
angv1=0; %ángulo de la tensión de la barra SB353
angv3=0; %ángulo de la tensión de la barra SB353A
angv4=0; %ángulo de la tensión de la barra SB2107
angv5=0; %ángulo de la tensión de la barra Auxiliar
angv6=0; %ángulo de la tensión de la barra BT AlaSur
modv1=1; %módulo de la tensión de la barra SB353
modv3=1; %módulo de la tensión de la barra SB353A
modv4=1; %módulo de la tensión de la barra SB2107
modv5=1; %módulo de la tensión de la barra Auxiliar
modv6=1; %módulo de la tensión de la barra BT AlaSur
%ECUACIONES DE BALANCE DE POTENCIAS, VECTOR F
Pcalc1=modv1*(modv2*(g12*cos(angv1-angv2)+b12*sin(angv1-angv2))+modv6*(g16*cos(angv1-angv6)+b16*sin(angv1-angv6))+modv3*(g13*cos(angv1-angv3)+b13*sin(angv1-angv3)))+modv1^2*g11;
Pcalc3=modv3*(modv1*(g31*cos(angv3-angv1)+b31*sin(angv3-angv1))+modv5*(g35*cos(angv3-angv5)+b35*sin(angv3-angv5))+modv4*(g34*cos(angv3-angv4)+b34*sin(angv3-angv4)))+modv3^2*g33;
Pcalc4=modv4*modv3*(g43*cos(angv4-angv3)+b43*sin(angv4-angv3))+modv4^2*g44;
Pcalc5=modv5*modv3*(g53*cos(angv5-angv3)+b53*sin(angv5-angv3))+modv5^2*g55;
Pcalc6=modv6*modv1*(g61*cos(angv6-angv1)+b61*sin(angv6-angv1))+modv6^2*g66;
Qcalc1=modv1*(modv2*(g12*sin(angv1-angv2)-b12*cos(angv1-angv2))+modv6*(g16*sin(angv1-angv6)-b16*cos(angv1-angv6))+modv3*(g13*sin(angv1-angv3)-b13*cos(angv1-angv3)))-modv1^2*b11;
Qcalc3=modv3*(modv1*(g31*sin(angv3-angv1)-b31*cos(angv3-angv1))+modv5*(g35*sin(angv3-angv5)-b35*cos(angv3-angv5))+modv4*(g34*sin(angv3-angv4)-b34*cos(angv3-angv4)))-modv3^2*b33;
Qcalc4=modv4*modv3*(g43*sin(angv4-angv3)-b43*cos(angv4-angv3))-modv4^2*b44;
Qcalc5=modv5*modv3*(g53*sin(angv5-angv3)-b53*cos(angv5-angv3))-modv5^2*b55;
Qcalc6=modv6*modv1*(g61*sin(angv6-angv1)-b61*cos(angv6-angv1))-modv6^2*b66;
deltaP1=Psp1-Pcalc1;
deltaP3=Psp3-Pcalc3;
deltaP4=Psp4-Pcalc4;
deltaP5=Psp5-Pcalc5;
deltaP6=Psp6-Pcalc6;
deltaQ1=Qsp1-Qcalc1;
deltaQ3=Qsp3-Qcalc3;
deltaQ4=Qsp4-Qcalc4;
deltaQ5=Qsp5-Qcalc5;
deltaQ6=Qsp6-Qcalc6;
F=-1.*[deltaP1
deltaP3
deltaP4
deltaP5
deltaP6
deltaQ1
deltaQ3
deltaQ4
deltaQ5
deltaQ6]
%DERIVADAS, MATRIZ J
H11=-Qcalc1-b11*modv1^2;
H16=modv1*modv6*(g16*sin(angv1-angv6)-b16*cos(angv1-angv6));
H13=modv1*modv3*(g13*sin(angv1-angv3)-b13*cos(angv1-angv3));
H15=0;
H14=0;
H61=modv6*modv1*(g61*sin(angv6-angv1)-b61*cos(angv6-angv1));
H66=-Qcalc6-b66*modv6^2;
H63=0;
H65=0;
H64=0;
H31=modv3*modv1*(g31*sin(angv3-angv1)-b31*cos(angv3-angv1));
H36=0;
H33=-Qcalc3-b33*modv3^2;
H35=modv3*modv5*(g35*sin(angv3-angv5)-b35*cos(angv3-angv5));
H34=modv3*modv4*(g34*sin(angv3-angv4)-b34*cos(angv3-angv4));
H51=0;
H56=0;
H53=modv5*modv3*(g53*sin(angv5-angv3)-b53*cos(angv5-angv3));
H55=-Qcalc5-b55*modv5^2;
H54=0;
H41=0;
H46=0;
H43=modv4*modv3*(g43*sin(angv4-angv3)-b43*cos(angv4-angv3));
H45=0;
H44=-Qcalc4-b44*modv4^2;
M11=Pcalc1-g11*modv1^2;

```

```

M16=-modv1*modv6*(g16*cos(angv1-angv6)+b16*sin(angv1-angv6));
M13=-modv1*modv3*(g13*cos(angv1-angv3)+b13*sin(angv1-angv3));
M15=0;
M14=0;
M31=-modv3*modv1*(g31*cos(angv3-angv1)+b31*sin(angv3-angv1));
M36=0;
M33=Pcalc3-g33*modv3^2;
M35=-modv3*modv5*(g35*cos(angv3-angv5)+b35*sin(angv3-angv5));
M34=-modv3*modv4*(g34*cos(angv3-angv4)+b34*sin(angv3-angv4));
M51=0;
M56=0;
M53=-modv5*modv3*(g53*cos(angv5-angv3)+b53*sin(angv5-angv3));
M55=Pcalc5-g55*modv5^2;
M54=0;
M41=0;
M46=0;
M43=-modv4*modv3*(g43*cos(angv4-angv3)+b43*sin(angv4-angv3));
M45=0;
M44=Pcalc4-g44*modv4^2;
M61=-modv6*modv1*(g61*cos(angv6-angv1)+b61*sin(angv6-angv1));
M63=0;
M64=0;
M65=0;
M66=Pcalc6-g66*modv6^2;
N11=(Pcalc1+g11*modv1^2)/modv1;
N13=-M13/modv3;
N15=-M15/modv5;
N14=-M14/modv4;
N16=-M16/modv6;
N61=modv6*modv1*(g61*cos(angv6-angv1)+b61*sin(angv6-angv1))/modv1;
N63=0;
N65=0;
N64=0;
N66=(Pcalc6+g66*modv6^2)/modv6;
N31=-M31/modv1;
N33=(Pcalc3+g33*modv3^2)/modv3;
N35=-M35/modv5;
N34=-M34/modv4;
N36=-M36/modv6;
N51=-M51/modv1;
N53=-M53/modv3;
N55=(Pcalc5+g55*modv5^2)/modv5;
N54=-M54/modv4;
N56=-M56/modv6;
N41=-M41/modv1;
N43=-M43/modv3;
N45=-M45/modv5;
N44=(Pcalc4+g44*modv4^2)/modv4;
N46=-M46/modv6;
L11=(Qcalc1-b11*modv1^2)/modv1;
L13=H13/modv3;
L15=H15/modv5;
L14=H14/modv4;
L16=H16/modv6;
L31=H31/modv1;
L33=(Qcalc3-b33*modv3^2)/modv3;
L35=H35/modv5;
L34=H34/modv4;
L36=H36/modv6;
L51=H51/modv1;
L53=H53/modv3;
L55=(Qcalc5-b55*modv5^2)/modv5;
L54=H54/modv4;
L56=H56/modv6;
L41=H41/modv1;
L43=H43/modv3;
L45=H45/modv5;
L44=(Qcalc4-b44*modv4^2)/modv4;
L46=H46/modv6;
L61=H61/modv1;
L63=H63/modv3;
L64=H64/modv4;
L65=H65/modv5;
L66=(Qcalc6-b66*modv6^2)/modv6;

```

```

J=[H11 H13 H14 H15 H16 N11 N13 N14 N15 N16
H31 H33 H34 H35 H36 N31 N33 N34 N35 N36
H41 H43 H44 H45 H46 N41 N43 N44 N45 N46
H51 H53 H54 H55 H56 N51 N53 N54 N55 N56
H61 H63 H64 H65 H66 N61 N63 N64 N65 N66
M11 M13 M14 M15 M16 L11 L13 L14 L15 L16
M31 M33 M34 M35 M36 L31 L33 L34 L35 L36
M41 M43 M44 M45 M46 L41 L43 L44 L45 L46
M51 M53 M54 M55 M56 L51 L53 L54 L55 L56
M61 M63 M64 M65 M66 L61 L63 L64 L65 L66];
%ECUACIÓN PARA HALLAR DELTAX
invJ=inv(J);
deltax=-invJ*F;
%VALORES FINALES
angv1=angv1+deltax(1);
angv3=angv3+deltax(2);
angv4=angv4+deltax(3);
angv5=angv5+deltax(4);
angv6=angv6+deltax(5);
modv1=modv1+deltax(6);
modv3=modv3+deltax(7);
modv4=modv4+deltax(8);
modv5=modv5+deltax(9);
modv6=modv6+deltax(10);
x=[angv1
angv3
angv4
angv5
angv6
modv1
modv3
modv4
modv5
modv6]

```

Iteraciones sucesivas.

Para las siguientes iteraciones se utiliza parte del programa anterior. El archivo es FlujoCargaIt2.m y coincide exactamente con las líneas del programa anterior a partir del comentario “ECUACIONES DE BALANCE DE POTENCIAS, VECTOR F”.

F.2. Cálculos de cortocircuitos.

Descripción.

Los siguientes programas realizan los cálculos de las tensiones y corrientes para las contingencias de cortocircuito. Las tensiones de las barras previas al defecto, sin aerogenerador y con aerogenerador de diferentes potencias, se obtienen a partir de los programas de cálculo de flujo de cargas realizados en Matlab que fueron presentados en la sección anterior. Los procedimientos aplicados para el cálculo de las corrientes de cortocircuito es el que se describe a continuación.

Cálculo de las corrientes de cortocircuito.

En primer lugar, a partir de la tensión previa al defecto, E_d , de la barra donde se produce el cortocircuito, se calcula la corriente previa al defecto. Luego se plantea la red de secuencia directa y se calcula la impedancia síncrona vista entre el punto donde se produce el cortocircuito y el neutro (en TSAT sólo se está modelando la componente directa del sistema trifásico, por lo que sólo se calculará la impedancia síncrona para luego determinar las componentes directas de corrientes y tensiones para el cortocircuito). Una vez calculada la tensión previa al defecto y la impedancia síncrona, aplicando la fórmula del modelo Thèvenin para un cortocircuito trifásico mostrada en la ecuación F.7, se obtiene la componente directa de la corriente en el cortocircuito, llamada corriente de Thèvenin.

$$I_d = \frac{E_d}{Z_s} \quad (F.7)$$

A continuación se calculan los factores de distribución para la componente directa, f_d , por las líneas entre las barras de la red modelada. Con los factores de distribución y la corriente de Thèvenin se deducen las componentes directas de la corriente por cada línea como $I'_d = f_d I_d$. A estos valores se les suma la corriente que circulaba por la línea del defecto. A partir de las componentes directas calculadas pueden deducirse las componentes fásicas. En este caso no es necesario realizar este cálculo ya que en TSAT también se tienen las componentes directas.

Cálculo de las tensiones de barras al producirse el cortocircuito.

Para calcular la tensión en cada barra al producirse el cortocircuito, en la red de secuencia directa, se elige un camino entre la barra donde se calculará la tensión y el neutro. Luego simplemente se aplica la ley de Ohm en el camino elegido. Como en este caso se necesita calcular sólo la componente directa, se utiliza la I_d total por el camino, de esta manera se está incluyendo la tensión antes del defecto. Al igual que con las corrientes, en este caso no es necesario realizar este cálculo ya que en TSAT también se tienen las componentes directas.

Cortocircuito trifásico en barra BT Ala Sur.

Para este cortocircuito, se utilizarán los programas ccSinEolicoAlaSur.m y ccConEolicoAlaSur.m para calcular las tensiones y corrientes para la red sin aerogenerador y con aerogenerador respectivamente.

Para los cálculos en la red sin aerogenerador, se ejecutan los programas de cálculo de flujo de cargas ingresando $P=0$. Se ejecuta la primer iteración, FlujoCargaIt1.m, y luego se ejecuta de 3 a 5 veces la segunda iteración, FlujoCargaIt2.m. A partir de las tensiones calculadas, se ejecuta el programa ccSinEolicoAlaSur.m. A continuación se copian las líneas de este último.

```

UMT=22000;
UBT=400;
Sbase=100000000;
Zbase22=UMT^2/Sbase;
Zbase400=UBT^2/Sbase;
%Impedancias de línea
zl1=0.39962+0.73053i;
zl2=0.0082645+0.0056818i;
zl3=0.0033058+0.0022727i;
%Impedancias de trafos – cuadripolos
zt1=9.1875+23.25i;
zt2=2.875+9.575i;
yt1=4.304E-6-3.68E-5i;
yt2=7.52E-6-7.16E-6i;
%Impedancias de generadores
zg1=0.00067989+0.083049i;
zg2=2i;
%Cargas
Pzc1=61222;
Qzc1=15683;
zc1=(UBT^2/Zbase400)/conj(Pzc1+Qzc1*i); %carga en Bus BT Ala Sur
Pzc2=807830;
zc2=(UMT^2/Zbase22)*(1/Pzc2); %carga en SB2107
Pzc3=36110;
Qzc3=15622;
zc3=(UBT^2/Zbase400)/conj(Pzc3+Qzc3*i); %carga en Auxiliar: 631
Pzc4=244897;
Qzc4=71063;
zc4=(UBT^2/Zbase400)/conj(Pzc4+Qzc4*i); %carga en Auxiliar: 565
Pzc5=4137;
zc5=(UBT^2/Zbase400)*(1/Pzc5); %carga en Auxiliar: 633-617
Pzc6=62629;
Qzc6=13137;
zc6=(UBT^2/Zbase400)/conj(Pzc6+Qzc6*i); %carga en Auxiliar: itapua
%*****
%-----RED SIN MOLINO-----%
%*****
%Resistencias vistas
Zaux=1/(1/zc3+1/zc4+1/zc5+1/zc6);
Z353A=1/(1/(zl3+zc2)+1/(zt2+Zaux)+yt2);
Z3531=1/(yt1+1/(zt1+zc1));
Z3532=zl2+Z353A;
Z353a=1/(1/Z3531+1/Z3532);
Z353b=1/(1/Z3532+1/(zg1+zl1));
%Tensiones de barras antes del defecto
%v1=SB353, v2=SB4566, v3=SB353A, v4=SB2107, v5=Auxiliar, v6=AlaSur
display('Tensiones en pu antes del defecto (multiplicadas por 100)')
v1x100=modv1*100
v2x100=modv2*100
v3x100=modv3*100
v4x100=modv4*100
v5x100=modv5*100
v6x100=modv6*100
v1=modv1*(cos(angv1)+sin(angv1)*i);
v2=modv2*(cos(angv2)+sin(angv2)*i);
v3=modv3*(cos(angv3)+sin(angv3)*i);
v4=modv4*(cos(angv4)+sin(angv4)*i);
v5=modv5*(cos(angv5)+sin(angv5)*i);
v6=modv6*(cos(angv6)+sin(angv6)*i);

```

```

%Corrientes previas al defecto
display('Corrientes en pu previas al defecto (multiplicadas por 100)')
IpAlaSur=v6/zc1; %carga BTAlaSur
IPAlaSurx100=abs(IpAlaSur)*100;
Ip353=IpAlaSur+v1*yt1; %línea SB353-BTAlaSur
IP353x100=abs(Ip353)*100
Ip353A=v1/Z3532; %línea SB353-SB353A
IP353Ax100=abs(Ip353A)*100
Ip4566=(v2-v1)/zl1; %línea SB4566-SB353
IP4566x100=abs(Ip4566)*100
Ip2107=v4/zc2; %línea SB353A-SB2107
IP2107x100=abs(Ip2107)*100
IpAuxiliar=Ip353A-Ip2107; %línea SB353A-Auxiliar
IPAuxiliarx100=abs(IpAuxiliar)*100
%—————Calculo corto en bus Ala Sur. Punto A—————
%Paso 1: Tensión previa al defecto en el punto de la falla.
vprevia=v6;
%Paso 2: Plantear las 3 redes de secuencias y calcular impedancias vistas
%entre A y N -> En este caso es solo la red de secuencia directa.
ZA=1/(1/zc1+1/(zt1+1/(1/Z3532+1/(zl1+zg1)+yt1)));
%Paso 3: Fórmula de modelo Thévenin para para corto trifásico Id=Ed/ZA;
%Ii=Ih=0
IdA=vprevia/ZA;
%Paso 4: Calcular factores de distribución por los distintos ramales
%En este caso es sólo fd
fAlaSur=ZA/zc1; %Rama aguas abajo de BT Ala Sur
f353=(1-fAlaSur)/(1+yt1*Z353b); %línea entre SB353 y BT Ala Sur
f353A=(zl1+zg1)*f353/(zl1+zg1+Z3532); %línea entre SB353A y SB353
fAuxiliar=(zl3+zc2)*f353A/(zl3+zc2+1/(yt2+1/(zt2+Zaux))); %trafo entre Auxiliar y SB353A
f4566=f353-f353A; %por generador principal
f2107=f353A-fAuxiliar; %línea entre SB2107 y SB353A
%Paso 5: Componente de la corriente por el ramal
IdAlaSur=fAlaSur*IdA;
Id353=f353*IdA;
Id353A=f353A*IdA;
Id4566=f4566*IdA;
Id2107=f2107*IdA;
IdAuxiliar=fAuxiliar*IdA;
%Paso 6: No aplica
%Paso 7: Sumar corriente antes del defecto
display('Corrientes en pu después del defecto (multiplicadas por 100)')
IdAlaSur=IpAlaSur-IdAlaSur; %carga BTAlaSur
IAlaSurx100=abs(IdAlaSur)*100;
Id353=Id353+Ip353; %línea SB353-BTAlaSur
I353x100=abs(Id353)*100
Id353A=Ip353A-Id353A; %línea SB353-SB353A
I353Ax100=abs(Id353A)*100
Id4566=Id4566+Ip4566; %línea SB4566-SB353
I4566x100=abs(Id4566)*100
Id2107=Ip2107-Id2107; %línea SB353A-SB2107
I2107x100=abs(Id2107)*100
IdAuxiliar=IpAuxiliar-IdAuxiliar; %línea SB353A-Auxiliar
IAuxiliarx100=abs(IdAuxiliar)*100
%Paso 8: Llevar la corriente a componentes fásicas y calcular modulo
%En este caso no es necesario. No se calcula componentes inversa y
%homopolar en TSAT
%Paso 9: para calcular tensión en otro punto, aplicar ley de Ohm con
%las componentes simétricas completas.
display('Tensiones en pu después del defecto (multiplicadas por 100)')
%v1=SB353, v2=SB4566, v3=SB353A, v4=SB2107, v5=Auxiliar, v6=AlaSur
Vd1=Id353A*Z3532;
Vcc1x100=abs(Vd1)*100
Vd2=Vd1+Id4566*zl1;
Vcc2x100=abs(Vd2)*100
Vd3=Id2107*(zl3+zc2);
Vcc3x100=abs(Vd3)*100
Vd4=Id2107*zc2;
Vcc4x100=abs(Vd4)*100
Vd5=(IdAuxiliar-Vd3*yt2)*Zaux;
Vcc5x100=abs(Vd5)*100
Vd6=IdAlaSur*zc1;
Vcc6x100=abs(Vd6)*100

```

%Paso 10: Calcular componentes fásicas de la tensión. En este caso no %es necesario.

Para los cálculos en la red con aerogenerador, se ejecutan los programas de cálculo de flujo de cargas ingresando la potencia del aerogenerador correspondiente (50kW, 100kW o 150kW). Se ejecuta la primer iteración, FlujoCargaIt1.m , y luego se ejecuta de 3 a 5 veces la segunda iteración, FlujoCargaIt2.m. A partir de las tensiones calculadas, se ejecuta el programa ccConEolicoAlaSur.m. A continuación se copian las líneas de este último.

La definición de las bases de tensión y potencia, e impedancias de la red (líneas del programa de Matlab antes del encabezado “RED SIN MOLINO”) se repite en todos los programas, por lo que no se copiarán esas líneas en los códigos de Matlab siguientes, lo mismo vale para los programas presentados más adelante para los cálculos del cortocircuito en SB353A.

```
%*****
%-----RED CON MOLINO-----
%*****
%Resistencias vistas
Zaux=1/(1/zc3+1/zc4+1/zc5+1/zc6);
Z353A=1/(1/(zl3+zc2)+1/(zt2+Zaux)+yt2);
Z3531=1/(yt1+1/(zt1+1/(1/zc1+1/zg2)));
Z3532=zl2+Z353A;
Z353a=1/(1/Z3531+1/Z3532);
Z353b=1/(1/Z3532+1/(zg1+zl1));
%Tensiones de barras antes del defecto
%v1=SB353, v2=SB4566, v3=SB353A, v4=SB2107, v5=Auxiliar, v6=AlaSur
display('Tensiones en pu antes del defecto (multiplicadas por 100)')
v1x100=modv1*100
v2x100=modv2*100
v3x100=modv3*100
v4x100=modv4*100
v5x100=modv5*100
v6x100=modv6*100
v1=modv1*(cos(angv1)+sin(angv1)*1i);
v2=modv2*(cos(angv2)+sin(angv2)*1i);
v3=modv3*(cos(angv3)+sin(angv3)*1i);
v4=modv4*(cos(angv4)+sin(angv4)*1i);
v5=modv5*(cos(angv5)+sin(angv5)*1i);
v6=modv6*(cos(angv6)+sin(angv6)*1i)
%Corrientes previas al defecto
display('Corrientes en pu previas al defecto (multiplicadas por 100)')
IpAlaSur=v6/zc1; %carga BTAAlaSur
IPAlaSurx100=abs(IpAlaSur)
Ipmolino=(Pmolino/Sbase)/conj(v6); %aerogenerador
Ipmolx100=abs(Ipmolino)
Ip353=IpAlaSur-Ipmolino+v1*yt1; %línea SB353-BTAAlaSur
IP353x100=abs(Ip353)*100
Ip353A=v1/Z3532; %línea SB353-SB353A
IP353Ax100=abs(Ip353A)*100
Ip4566=(v2-v1)/zl1; %línea SB4566-SB353
IP4566x100=abs(Ip4566)*100
Ip2107=v4/zc2; %línea SB353A-SB2107
IP2107x100=abs(Ip2107)*100
IpAuxiliar=Ip353A-Ip2107; %línea SB353A-Auxiliar
IPAuxiliarx100=abs(IpAuxiliar)*100
%-----Cálculo corto en bus Ala Sur. Punto A-----
%Paso 1: Tensión previa al defecto en el punto de la falla.
vprevia=v6;
%Paso 2: Plantear las 3 redes de secuencias y calcular impedancias vistas
%entre A y N -> En este caso es solo la red de secuencia directa.
ZA=1/(1/zc1+1/zg2+1/(zt1+1/(1/Z3532+1/(zl1+zl1)+yt1)));
%Paso 3: Fórmula de modelo Thévenin para para corto trifásico Id=Ed/ZA;
%Ii=Ih=0
IdA=vprevia/ZA;
%Paso 4: Calcular factores de distribución por los distintos ramales
```

```

%En este caso es sólo fd
fAlaSur=ZA/zc1; %Rama aguas abajo de BT Ala Sur
IpAlaSur=v1*yt1-Ipmolino;
fzt1=(1-fAlaSur)*zg2/(zg2+zt1+1/(yt1+1/Z353b)); %impedancia serie del trafo
f353=fzt1/(1+yt1*Z353b); %línea entre SB353 y BT Ala Sur
f353A=(zl1+zg1)*f353/(zl1+zg1+Z3532); %línea entre SB353A y SB353
fAuxiliar=(zl3+zc2)*f353A/(zl3+zc2+1/(yt2+1/(zt2+Zaux))); %trafo entre Auxiliar y SB353A
f4566=f353-f353A; %por generador principal
f2107=f353A-fAuxiliar; %línea entre SB2107 y SB353A
%Paso 5: Componente de la corriente por el ramal
IdAlaSur=fAlaSur*IdA;
Id353=f353*IdA;
Id353A=f353A*IdA;
Id4566=f4566*IdA;
Id2107=f2107*IdA;
IdAuxiliar=fAuxiliar*IdA;
%Paso 6: No aplica
%Paso 7: Sumar corriente antes del defecto
display('Corrientes en pu después del defecto (multiplicadas por 100)')
IdAlaSur=IpAlaSur-IdAlaSur; %carga BTAlaSur
IAlaSur=abs(IdAlaSur);
Id353=Id353+Ip353; %línea SB353-AlaSur
I353x100=abs(Id353)*100
Id353A=Ip353A-Id353A; %línea SB353-SB353A
I353Ax100=abs(Id353A)*100
Id4566=Id4566+Ip4566; %línea SB4566-SB353
I4566x100=abs(Id4566)*100
Id2107=Ip2107-Id2107; %línea SB353A-SB2107
I2107x100=abs(Id2107)*100
IdAuxiliar=IpAuxiliar-IdAuxiliar; %línea SB353A-Auxiliar
IAuxiliarx100=abs(IdAuxiliar)*100
%Paso 8: Llevar la corriente a componentes fásicas y calcular modulo
%En este caso no es necesario. No se calcula componentes inversa y
%homopolar en TSAT
%Paso 9: para calcular tensión en otro punto, aplicar ley de Ohm con las
%componentes simétricas completas.
display('Tensiones en pu después del defecto (multiplicadas por 100)')
%v1=SB353, v2=SB4566, v3=SB353A, v4=SB2107, v5=Auxiliar, v6=AlaSur
Vd1=Id353A*Z3532;
Vcc1_100=abs(Vd1)*100
Vd2=Vd1+Id4566*zl1;
Vcc2_100=abs(Vd2)*100
Vd3=Id2107*(zl3+zc2);
Vcc3_100=abs(Vd3)*100
Vd4=Id2107*zc2;
Vcc4_100=abs(Vd4)*100
Vd5=(IdAuxiliar-Vd3*yt2)*Zaux;
Vcc5_100=abs(Vd5)*100
Vd6=IdAlaSur*zc1;
Vcc6_100=abs(Vd6)*100
%Paso 10: Calcular componentes fásicas de la tensión. En este caso no es
%necesario.

```

Cortocircuito trifásico en barra SB353A.

Para este cortocircuito, se utilizarán los programas ccSinEolicoSB353A.m y ccConEolicoSB353A.m para calcular las tensiones y corrientes para la red sin aerogenerador y con aerogenerador respectivamente.

Al igual que en el cortocircuito anterior, para los cálculos en la red sin aerogenerador, se ejecutan los programas de cálculo de flujo de cargas ingresando $P=0$. Se ejecuta la primer iteración, FlujoCargaIt1.m, y luego se ejecuta de 3 a 5 veces la segunda iteración, FlujoCargaIt2.m. A partir de las tensiones calculadas, se ejecuta el programa ccSinEolicoSB353A.m. A continuación se copian las líneas de este último.

Recordar que en el encabezado de cada programa se repite el cálculo de las impedancias de los elementos de la red, por lo que no se incluyen nuevamente estas líneas.

```
%*****
%-----RED SIN MOLINO-----%
%*****
%Resistencias vistas
Zaux=1/(1/zc3+1/zc4+1/zc5+1/zc6);
Z353A=1/(1/(zl3+zc2)+1/(zt2+Zaux)+yt2);
Z3531=1/(yt1+1/(zt1+zc1));
Z3532=zl2+Z353A;
Z353a=1/(1/Z3531+1/Z3532);
Z353b=1/(1/Z3531+1/(zg1+zl1));
%Tensiones de barras antes del defecto
%v1=SB353, v2=SB4566, v3=SB353A, v4=SB2107, v5=Auxiliar, v6=AlaSur
display('Tensiones en pu antes del defecto (multiplicadas por 100)')
v1x100=modv1*100
v2x100=modv2*100
v3x100=modv3*100
v4x100=modv4*100
v5x100=modv5*100
v6x100=modv6*100
v1=modv1*(cos(angv1)+sin(angv1)*1i);
v2=modv2*(cos(angv2)+sin(angv2)*1i);
v3=modv3*(cos(angv3)+sin(angv3)*1i);
v4=modv4*(cos(angv4)+sin(angv4)*1i);
v5=modv5*(cos(angv5)+sin(angv5)*1i);
v6=modv6*(cos(angv6)+sin(angv6)*1i);
%Corrientes previas al defecto
display('Corrientes en pu previas al defecto (multiplicadas por 100)')
Ip353=v1/Z3531; %línea SB353-AlaSur
Ip2107=v3/(zl3+zc2); %línea SB353A-SB2107
IpAuxiliar=v3/(1/(yt2+1/(zt2+Zaux))); %línea SB353A-Auxiliar
Ip353A=Ip2107+IpAuxiliar; %línea SB353-SB353A
Ip4566=Ip353+Ip353A; %línea SB4566-SB353
IpAlaSur=v6/zc1; %carga BTAAlaSur
IP353x100=abs(Ip353)*100
IP353Ax100=abs(Ip353A)*100
IP2107x100=abs(Ip2107)*100
IP4566x100=abs(Ip4566)*100
IPAuxiliarx100=abs(IpAuxiliar)*100
%-----Calculo corto en barra SB353A. Punto A-----
%Paso 1: Tensión previa al defecto en el punto de la falla.
vprevia=v3;
%Paso 2: Plantear las 3 redes de secuencias y calcular impedancias vistas
%entre A y N -> En este caso es solo la red de secuencia directa.
ZA=1/(1/Z353A+1/(zl2+1/(1/Z3531+1/(zg1+zl1))));
%Paso 3: Fórmula de modelo Thévenin para para corto trifásico Id=Ed/Zs;
%Ii=Ih=0
IdA=vprevia/ZA;
%Paso 4: Calcular factores de distribución por los distintos ramales
%En este caso es sólo fd
fAuxiliar=ZA/(1/(yt2+1/(zt2+Zaux))); %trafo entre Auxiliar y SB353A
f2107=ZA/(zl3+zc2); %línea entre SB2107 y SB353A
f353A=1-fAuxiliar-f2107; %línea entre SB353A y SB353
f353=(zg1+zl1)*f353A/(zg1+zl1+Z3531); %línea entre SB353 y BT Ala Sur
f4566=f353A-f353; %por generador principal
fAlaSur=f353/(1+yt1*(zc1+zt1)); %Rama aguas abajo de BT Ala Sur
%Paso 5: Componente de la corriente por el ramal
IdAlaSur=fAlaSur*IdA;
Id353=f353*IdA;
Id353A=f353A*IdA;
Id4566=f4566*IdA;
Id2107=f2107*IdA;
IdAuxiliar=fAuxiliar*IdA;
%Paso 6: No aplica
%Paso 7: Sumar corriente antes del defecto
display('Corrientes en pu después del defecto (multiplicadas por 100)')
IdAlaSur=IpAlaSur-IdAlaSur; %carga BTAAlaSur
IAlaSur=abs(IdAlaSur);
Id353=Ip353-Id353; %línea SB353-AlaSur
Id2107=Ip2107-Id2107; %línea SB353A-SB2107
```

```

IdAuxiliar=IpAuxiliar-IdAuxiliar; %línea SB353A-Auxiliar
Id353A=Ip353A+Id353A; %línea SB353-SB353A
Id4566=Id4566+Ip4566; %línea SB4566-SB353
I353x100=abs(Id353)*100
I353Ax100=abs(Id353A)*100
I4566x100=abs(Id4566)*100
I2107x100=abs(Id2107)*100
IAuxiliarx100=abs(IdAuxiliar)*100
%Paso 8: Llevar la corriente a componentes fásicas y calcular modulo
%En este caso no es necesario. No se calcula componentes inversa y
%homopolar en TSAT
%Paso 9: para calcular tensión en otro punto, aplicar ley de Ohm con las
%componentes simétricas completas.
display('Tensiones en pu después del defecto (multiplicadas por 100)')
%v1=SB353, v2=SB4566, v3=SB353A, v4=SB2107, v5=Auxiliar, v6=AlaSur
Vd3=Id2107*(zl3+zc2);
Vd5=Vd3*Zaux/(Zaux+zt2);
Vd4=Vd3*zc2/(zc2+zl3);
Vd6=IdAlaSur*zc1;
Vd1=Vd3+Id353A*zl2;
Vd2=Vd1+Id4566*zl1;
Vcc1x100=abs(Vd1)*100
Vcc2x100=abs(Vd2)*100
Vcc3x100=abs(Vd3)*100
Vcc4x100=abs(Vd4)*100
Vcc5x100=abs(Vd5)*100
Vcc6x100=abs(Vd6)*100
%Paso 10: Calcular componentes fásicas de la tensión. En este caso no %es necesario.

```

Para los cálculos en la red con aerogenerador, se ejecutan los programas de cálculo de flujo de cargas ingresando la potencia del aerogenerador correspondiente (50kW, 100kW o 150kW). Se ejecuta la primer iteración, FlujoCargaIt1.m , y luego se ejecuta de 3 a 5 veces la segunda iteración, FlujoCargaIt2.m. A partir de las tensiones calculadas, se ejecuta el programa ccConEolicoSB353A.m. A continuación se copian las líneas de este último.

Recordar que en el encabezado de cada programa se repite el cálculo de las impedancias de los elementos de la red, por lo que no se incluyen nuevamente estas líneas.

```

%*****
%-----RED CON MOLINO-----%
%*****
%Resistencias vistas
Zaux=1/(1/zc3+1/zc4+1/zc5+1/zc6);
Z353A=1/(1/(zl3+zc2)+1/(zt2+Zaux)+yt2);
Z3531=1/(yt1+1/(zt1+1/(1/zc1+1/zg2)));
Z3532=zl2+Z353A;
Z353a=1/(1/Z3531+1/Z3532);
Z353b=1/(1/Z3532+1/(zg1+zl1));
Zalasur=1/(1/zc1+1/zg2);
%Tensiones de barras antes del defecto
%v1=SB353, v2=SB4566, v3=SB353A, v4=SB2107, v5=Auxiliar, v6=AlaSur
display('Tensiones en pu antes del defecto (multiplicadas por 100)')
v1x100=modv1*100
v2x100=modv2*100
v3x100=modv3*100
v4x100=modv4*100
v5x100=modv5*100
v6x100=modv6*100
v1=modv1*(cos(angv1)+sin(angv1)*1i);
v2=modv2*(cos(angv2)+sin(angv2)*1i);
v3=modv3*(cos(angv3)+sin(angv3)*1i);
v4=modv4*(cos(angv4)+sin(angv4)*1i);
v5=modv5*(cos(angv5)+sin(angv5)*1i);
v6=modv6*(cos(angv6)+sin(angv6)*1i)
%Corrientes previas al defecto
display('Corrientes en pu previas al defecto (multiplicadas por 100)')

```

```

IpAlaSur=v6/zc1; %carga BTAlaSur
IPAlaSur=abs(IpAlaSur);
Ipmolino=(Pmolino/Sbase)/conj(v6); %aerogenerador
Ip353=IpAlaSur-Ipmolino+v1*yt1; %línea SB353-BTAlaSur
IP353x100=abs(Ip353)*100
Ip353A=v1/Z3532; %línea SB353-SB353A
IP353Ax100=abs(Ip353A)*100
Ip4566=(v2-v1)/zl1; %línea SB4566-SB353
IP4566x100=abs(Ip4566)*100
Ip2107=v4/zc2; %línea SB353A-SB2107
IP2107x100=abs(Ip2107)*100
IpAuxiliar=Ip353A-Ip2107; %línea SB353A-Auxiliar
IPAuxiliarx100=abs(IpAuxiliar)*100
%—————Calculo corto en SB353A. Punto A—————
%Paso 1: Tensión previa al defecto en el punto de la falla.
vprevia=v3;
%Paso 2: Plantear las 3 redes de secuencias y calcular impedancias vistas
%entre A y N -> En este caso es solo la red de secuencia directa.
ZA=1/(1/Z353A+1/(zl2+1/(1/Z3531+1/(zg1+zl1))));
%Paso 3: Fórmula de modelo Thévenin para para corto trifásico Id=Ed/Zs;
%Ii=Ih=0
IdA=vprevia/ZA;
%Paso 4: Calcular factores de distribución por los distintos ramales
%En este caso es sólo fd
fAuxiliar=ZA/(1/(yt2+1/(zt2+Zaux))); %trafo entre Auxiliar y SB353A
f2107=ZA/(zl3+zc2); %línea entre SB2107 y SB353A
f353A=1-fAuxiliar-f2107; %línea entre SB353A y SB353
f353=(zg1+zl1)*f353A/(zg1+zl1+Z3531); %línea entre SB353 y BT Ala Sur
f4566=f353A-f353; %por generador principal
fAlaSur=f353/(1+yt1*(1/(1/zc1+1/zg2)+zt1)); %Rama aguas abajo de BT Ala Sur
%Paso 5: Componente de la corriente por el ramal
IdAlaSur=fAlaSur*IdA;
Id353=f353*IdA;
Id353A=f353A*IdA;
Id4566=f4566*IdA;
Id2107=f2107*IdA;
IdAuxiliar=fAuxiliar*IdA;
%Paso 6: No aplica
%Paso 7: Sumar corriente antes del defecto
display('Corrientes en pu después del defecto (multiplicadas por 100)')
IdAlaSur=IpAlaSur-IdAlaSur; %carga BTAlaSur
IAlaSur=abs(IdAlaSur);
Id353=Ip353-Id353; %línea SB353-AlaSur
I353x100=abs(Id353)*100
Id353A=Ip353A+Id353A; %línea SB353-SB353A
I353Ax100=abs(Id353A)*100
Id4566=Id4566+Ip4566; %línea SB4566-SB353
I4566x100=abs(Id4566)*100
Id2107=Ip2107-Id2107; %línea SB353A-SB2107
I2107x100=abs(Id2107)*100
IdAuxiliar=IpAuxiliar-IdAuxiliar; %línea SB353A-Auxiliar
IAuxiliarx100=abs(IdAuxiliar)*100
%Paso 8: Llevar la corriente a componentes fásicas y calcular modulo
%En este caso no es necesario. No se calcula componentes inversa y
%homopolar en TSAT
%Paso 9: para calcular tensión en otro punto, aplicar ley de Ohm con las
%componentes simétricas completas.
display('Tensiones en pu después del defecto (multiplicadas por 100)')
%v1=SB353, v2=SB4566, v3=SB353A, v4=SB2107, v5=Auxiliar, v6=AlaSur
Vd3=Id2107*(zl3+zc2);
Vd5=Vd3*Zaux/(Zaux+zt2);
Vd4=Vd3*zc2/(zc2+zl3);
Vd1=Vd3+Id353A*zl2;
Vd6=Zalaser*Vd1/(Zalaser+zt1);
Vd2=Vd1+Id4566*zl1;
Vcc1x100=abs(Vd1)*100
Vcc2x100=abs(Vd2)*100
Vcc3x100=abs(Vd3)*100
Vcc4x100=abs(Vd4)*100
Vcc5x100=abs(Vd5)*100
Vcc6x100=abs(Vd6)*100
%Paso 10: Calcular componentes fásicas de la tensión. En este caso no %es necesario.

```


Anexo G

Contenido del CD.

Junto con la tesis impresa, se entrega un CD que contiene la tesis en formato digital, los programas desarrollados en MATLAB para los cálculos teóricos y los archivos utilizados tanto en PSAT como en TSAT.

Con el contenido incluido en el CD es posible realizar todas las simulaciones presentadas en esta tesis.

A continuación se describen los archivos en cuestión y cómo están organizados.

G.1. Organización del contenido.

Todo el material se encuentra en la carpeta MICROWIND2012. Dentro de la misma se pueden encontrar cuatro carpetas: Archivos TSAT, Archivos PSAT, Archivos MATLAB y Modelos Dinámicos. También se incluyen en esta carpeta dos archivos en formato pdf, uno conteniendo la explicación del contenido y otro con la tesis presentada.

Carpeta Archivos TSAT.

- *TSAT_deslastre_50.zip*: archivo comprimido que contiene todos los archivos necesarios para simular en TSAT las dos contingencias de deslastre de carga (contingencias N° 1 y 2) cuando se tiene el aerogenerador de 50kW.
- *TSAT_deslastre_100.zip*: archivo comprimido que contiene todos los archivos necesarios para simular en TSAT las dos contingencias de deslastre de carga (contingencias N° 1 y 2) cuando se tiene el aerogenerador de 100kW.
- *TSAT_deslastre_150.zip*: archivo comprimido que contiene todos los archivos necesarios para simular en TSAT las dos contingencias de deslastre de carga (contingencias N° 1 y 2) cuando se tiene el aerogenerador de 150kW.
- *TSAT_corto_50.zip*: archivo comprimido que contiene todos los archivos necesarios para simular en TSAT las dos contingencias de cortocircuitos (contingencias N° 3 y 4) cuando se tiene el aerogenerador de 50kW.
- *TSAT_corto_100.zip*: archivo comprimido que contiene todos los archivos necesarios para simular en TSAT las dos contingencias de cortocircuitos (contingencias N° 3 y 4) cuando se tiene el aerogenerador de 100kW.

- *TSAT_corto_150.zip*: archivo comprimido que contiene todos los archivos necesarios para simular en TSAT las dos contingencias de cortocircuitos (contingencias N° 3 y 4) cuando se tiene el aerogenerador de 150kW.
- *TSAT_desconexion_50.zip*: archivo comprimido que contiene todos los archivos necesarios para simular en TSAT las dos contingencias de desconexiones de generadores (contingencias N° 5 y 6) cuando se tiene el aerogenerador de 50kW.
- *TSAT_desconexion_100.zip*: archivo comprimido que contiene todos los archivos necesarios para simular en TSAT las dos contingencias de desconexiones de generadores (contingencias N° 5 y 6) cuando se tiene el aerogenerador de 100kW.
- *TSAT_desconexion_150.zip*: archivo comprimido que contiene todos los archivos necesarios para simular en TSAT las dos contingencias de desconexiones de generadores (contingencias N° 5 y 6) cuando se tiene el aerogenerador de 150kW.
- *TSAT_disturbios_50.zip*: archivo comprimido que contiene todos los archivos necesarios para simular en TSAT las cuatro contingencias de disturbios de tensión (contingencias N° 7, 8, 9 y 10) cuando se tiene el aerogenerador de 50kW.
- *TSAT_disturbios_100.zip*: archivo comprimido que contiene todos los archivos necesarios para simular en TSAT las cuatro contingencias de disturbios de tensión (contingencias N° 7, 8, 9 y 10) cuando se tiene el aerogenerador de 100kW.
- *TSAT_disturbios_150.zip*: archivo comprimido que contiene todos los archivos necesarios para simular en TSAT las cuatro contingencias de disturbios de tensión (contingencias N° 7, 8, 9 y 10) cuando se tiene el aerogenerador de 150kW.
- *TSAT_NDT.zip*: archivo comprimido que contiene todos los archivos necesarios para simular en TSAT el NO DISTURBANCE TEST para dos escenarios, uno sin aerogenerador y el otro con un aerogenerador de 50kW.

Nota: en cada archivo comprimido están los archivos necesarios para simular dos escenarios: el escenario sin aerogenerador (llamado escenario base en TSAT, es común a todos los archivos comprimidos) y el escenario incluyendo un aerogenerador cuya potencia se especifica en cada caso.

Carpeta Archivos PSAT.

Los archivos de esta carpeta tienen la siguiente estructura: *revXX_flujo_tipo_ext*. Donde:

- *ext*: corresponde a la extensión del archivo: .pfb son los datos del flujo de cargas; .pfd es el diagrama del flujo de cargas; .psp es el proyecto de PSAT donde se asocian los datos con los diagramas.
- *tipo*: indica si la red contiene o no al aerogenerador: si tipo=fing no contiene aerogenerador; si tipo=fingEolico incluye generador eólico.
- *revXX*: indica el número de revisión del archivo: rev19 para el aerogenerador de 50kW y para la red sin aerogenerador; rev20 si es de 100kW; rev21 si es de 150kW

Carpeta Archivos MATLAB.

- *FlujoCargaIt1.m*: algoritmo utilizado para la primer iteración de la resolución del flujo de cargas.
- *FlujoCargaIt2.m*: algoritmo utilizado para las iteraciones sucesivas a la primera en la resolución del flujo de cargas.
- *ccSinEolicoAlaSur.m*: algoritmo utilizado para el cálculo teórico del cortocircuito en la barra BT Ala Sur cuando no se tiene el aerogenerador conectado a la red.
- *ccConEolicoAlaSur.m*: algoritmo utilizado para el cálculo teórico del cortocircuito en la barra BT Ala Sur cuando se tiene el aerogenerador conectado a la red.
- *ccSinEolicoSB353A.m*: algoritmo utilizado para el cálculo teórico del cortocircuito en la barra SB353A cuando no se tiene el aerogenerador conectado a la red.
- *ccConEolicoSB353A.m*: algoritmo utilizado para el cálculo teórico del cortocircuito en la barra SB353A cuando se tiene el aerogenerador conectado a la red.

Nota: los archivos de cálculo de cortocircuitos utilizan los de resolución de flujo de cargas. La potencia del aerogenerador se especifica dentro de *FlujoCargaIt1* mediante la variable Pmolino.

Carpeta Modelos Dinámicos.

- *PTI_din_microwind.txt*: corresponde al modelo del generador síncrono junto con su regulador de velocidad y regulador de tensión. Es el modelo utilizado para el generador principal.
- *rev30_dynamic_FingEolico.dat*: modelo del aerogenerador de 50kW. Incluye protecciones de tensión, frecuencia y corriente.
- *rev31_dynamic_FingEolico.dat*: modelo del aerogenerador de 100kW. Incluye protecciones de tensión, frecuencia y corriente.
- *rev32_dynamic_FingEolico.dat*: modelo del aerogenerador de 150kW. Incluye protecciones de tensión, frecuencia y corriente.