

**ESCUELA DE INGENIERÍA DE BILBAO
BILBOKO INGENIARITZA ESKOLA**

**GESTIÓN DE MICRORREDES ELÉCTRICAS
BASADAS EN MICROTURBINAS DE GAS**

MEMORIA

QUE PARA OPTAR AL GRADO DE
DOCTOR POR LA UNIVERSIDAD DEL PAÍS VASCO

PRESENTA

D. Iñaki Leibar Murgoitio

DIRECTORES

Prof. Dra. Dña. Inmaculada Zamora Belver
Prof. Dr. D. Pablo Eguía López

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar debo agradecer a mis directores de tesis, Inmaculada Zamora y Pablo Eguía, su disposición, apoyo y paciencia durante la elaboración de esta tesis. Sin su inmensa aportación no hubiera podido presentar este trabajo.

A Jose Felix Miñambres, Javier Mazón y Joseba Pujana por haberme animado y ayudado a emprender el camino.

A mi padre, mi hermana y Ainara, por ayudarme a superar los malos momentos y a los que debo tanto tiempo.

Por último, gracias a mi madre, a la que recuerdo cada día.

ÍNDICE

1	Introducción	1
1.1	Antecedentes.....	3
1.2	Objetivos de la tesis.....	4
1.3	Estructura de la Tesis	5
2	Generación distribuida y cogeneración.....	7
2.1	Introducción	9
2.2	Generación distribuida	11
2.2.1	Aspectos técnicos.....	12
2.2.2	Marco legal y normativo de la generación distribuida.....	14
2.2.2.1	IEEE 1547 Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems.....	15
2.2.2.2	UNE EN 50438: Requisitos para conexión de microgeneradores en paralelo con redes generales de distribución en baja tensión.....	16
2.2.2.3	ITC-BT-40 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión	17
2.3	Microcogeneración	18
2.3.1	Índices e indicadores de funcionamiento	22
2.3.2	Utilización de microturbinas de gas para cogeneración	23
2.4	Microrredes eléctricas	25
2.4.1	Sistemas de control	26
2.4.2	Tecnologías utilizadas en las microrredes eléctricas para la generación de energía	27
2.4.3	Tipos de microturbinas.....	28
2.4.3.1	Principio de funcionamiento.....	30
2.4.3.2	Equipos asociados	33
2.5	Conclusiones.....	33
3	Modelización y control de sistemas de generación de energía mediante microturbina de gas.....	37
3.1	Introducción	37
3.2	Modelización de la microturbina de gas.....	38

3.2.1 Modelo de Rowen	38
3.2.2. Modelo GAST.....	47
3.2.3 Modelo de Lasseter.....	52
3.2.4 Modelo termodinámico	60
3.2.5 Modelos ARX y NARX.....	63
3.3 Modelización del alternador	64
3.4 Modelización de la electrónica de potencia.....	66
3.5 Sistemas de control en isla y en conexión a red.....	70
3.6 Algoritmos de control para múltiples generadores conectados en redes aisladas	76
3.7 Transición en el modo de funcionamiento: conexión a red/isla.....	79
3.8 Conclusiones	81
4 Nuevo método de control para sistemas de generación mediante microturbina de gas	85
4.1 Introducción.....	85
4.2 Modelo de la microturbina	86
4.3 Modelo del inversor	88
4.4 Control del sistema de generación en conexión a red.....	90
4.4.1 Control de P	91
4.4.2 Control de Q.....	92
4.5 Control del sistema de generación en isla.....	93
4.5.1 Control primario de frecuencia.....	94
4.5.2 Control primario de tensión	94
4.6 Nuevo método de control centralizado	95
4.7 Nuevo método para la transición de modo de funcionamiento.....	101
4.8 Conclusiones	105
5 Validación y resultados	109
5.1 Introducción	109
5.2 Parametrización	111
5.2.1 Microturbina de 30 kW.....	112
5.2.2 Microturbina de 60 kW.....	115
5.3 Validación.....	117

5.4 Conexión de una microturbina a una red de baja tensión.....	120
5.4.1 Funcionamiento PQ	122
5.4.2 Funcionamiento Vf	126
5.4.3 Transición del modo de funcionamiento.....	131
5.5 Conexión de varias microturbinas a una microrred	137
5.5.1 Funcionamiento en conexión a red	138
5.5.2 Funcionamiento en isla	143
5.5.2.1 Método de control maestro-esclavo	143
5.5.2.2 Método de control centralizado.....	149
5.5.3 Transición del modo de funcionamiento.....	158
5.6 Conclusiones.....	163
6 Conclusiones	167
6.1 Aportaciones de la tesis	167
6.2 Líneas de trabajo futuras.....	169
7 Referencias.....	173

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Evolución de la concentración del CO ₂ atmosférico global.....	9
Figura 2.2 Registro histórico y proyecciones de la generación de electricidad.....	10
Figura 2.3 Variación porcentual de las emisiones de efecto invernadero en el período 1990-2012	10
Figura 2.4 Evolución nacional de la potencia instalada (Fuente: IDAE)	19
Figura 2.5 Evolución de la electricidad producida mediante cogeneración en el período 2003 – 2013	20
Figura 2.6 Evolución de la potencia instalada para cogeneración, por tecnologías, en el período 2000-2014.....	21
Figura 2.7 Balance de altas y bajas de instalaciones de cogeneración por grupos y tecnologías, 2014 (CC: Ciclo Combinado, MCI: Motores de combustión interna, TV: Turbina de vapor, TGRC: Turbina de Gas con Recuperación de Calor).....	21
Figura 2.8 Sistema con turbina de gas de ciclo abierto.....	24
Figura 2.9 Sistema con turbina de gas de ciclo cerrado	24
Figura 2.10 Estructura y elementos de una microrred [Jiayi 2007]	26
Figura 2.11 Esquema de la microturbina de eje doble.....	29
Figura 2.12 Esquema de la microturbina de eje simple	30
Figura 2.13 Esquemas termodinámicos del ciclo de Brayton.....	31
Figura 2.14 Ciclo de Brayton con irreversibilidades	31
Figura 2.15 Eficiencia y potencia específica en función de la temperatura y el ratio de presiones	32
Figura 2.16 Sección de un alternador de imanes permanentes.....	33
Figura 3.1 Diagrama de bloques del modelo de Rowen para turbinas de gas [Rowen-1992].....	39
Figura 3.2 Modelo simplificado de Rowen para la turbina de gas [Rowen-1992]	41
Figura 3.3 Comparación entre la respuesta de la turbina real y la del modelo [L.N. Hannett-1993]	42
Figura 3.4 Comparación entre la respuesta de la turbina real y la del modelo [Hajagos-2001]	43
Figura 3.5 Esquema del modelo completo [Li-2010]	44
Figura 3.6 Modelización del compresor y la turbina [Li-2010]	44
Figura 3.7 Modelización del inversor [Li-2010]	45
Figura 3.8 Par y velocidad de la microturbina ante variaciones de carga [Li-2010]	45
Figura 3.9 Comparación de los controles PI y ADRC [Yu-2013]	46

Figura 3.10 Subsistema propuesto para la red de gas natural y la alimentación de combustible.....	47
Figura 3.11 Variaciones en la presión del gas de alimentación y distorsión producida en el bus de continua	47
Figura 3.12 Modelo GAST de la microturbina con control de velocidad y potencia [Sisworahardjo 2013]	48
Figura 3.13 Diagrama de bloques de la máquina síncrona, incluyendo el control de tensión de excitación [El-Sharkh 2007].....	48
Figura 3.14 Microturbina según el modelo GAST [Zhu-2002].....	49
Figura 3.15 Respuesta dinámica de la microturbina [Zhu-2002].....	50
Figura 3.16 Angulo de la tensión en el caso de paso a isla [Hashemi 2012]	50
Figura 3.17 Modelo de microturbina [Shankar 2014].....	51
Figura 3.18 Respuesta dinámica de la potencia (a) y la velocidad (b) de la microturbina con los controles de velocidad y tensión desconectados [Shankar 2014].....	51
Figura 3.19 Respuesta dinámica de la potencia (a) y la velocidad (b) de la microturbina con los controles de velocidad y tensión activados [Shankar 2014].....	52
Figura 3.20 Respuesta dinámica de la velocidad (a) y la potencia (b) microturbina en el paso a funcionamiento en isla [Shankar 2014]	52
Figura 3.21 Diagrama de bloques del conjunto microturbina generador.....	54
Figura 3.22 Circuito equivalente monofásico para el generador síncrono	55
Figura 3.23 Diagrama de bloques del condensador	58
Figura 3.24 Modelización de la microturbina [Lasseter-2001].....	59
Figura 3.25 Respuesta de la microturbina a cambios en la consigna de a) potencia activa y b) potencia reactiva [Lasseter-2001].....	59
Figura 3.26 Algoritmos de control para la generación de las señales enviadas al inversor [Lasseter-2001].....	60
Figura 3.27 a) Modelización de la microturbina b) Sistema de control [Nikkhajoie 2005]	61
Figura 3.28 Respuesta de I_d, I_q y w a un cambio de consigna de 0 a 1 p.u. [Nikkhajoie 2005] a) con el control de velocidad activado b) con el control de velocidad desactivado	61
Figura 3.29 Modelización del control de velocidad [Yu 2009]	62
Figura 3.30 Simulación dinámica con cambios en las referencias de potencia activa y reactiva. a) Potencia del generador (P_g) y del inversor (Q_g). b) Tensión del bus de continua e intensidad en el inversor	63
Figura 3.31 Comparación de la respuesta dinámica entre el modelo NARX y el modelo de Rowen [Jurado 2005]	64
Figura 3.32 Diagrama de bloques del modelo de generador [Wei 2009]	66

Figura 3.33 Rectificador utilizado para el control de la tensión en el bus de continua .	67
Figura 3.34 Grafico de (a) la velocidad, (b) la potencia y (c) el consumo de combustible de la microturbina ante cambios de consigna [Wei 2009].....	67
Figura 3.35 Esquema del convertidor con inversor para el arranque del sistema	68
Figura 3.36 Esquema del rectificador pasivo y el control “chopper” [Li 2010].....	68
Figura 3.37 Tensión de salida del convertidor matricial.....	69
Figura 3.38 Esquema de convertidor modular [Fu-Sheng 2008].....	70
Figura 3.39 Respuesta del control de velocidad ante una variación de la consigna de generación de potencia activa [Bertani 2004].....	71
Figura 3.40 Esquema de los controles aplicados al sistema de generación mediante microturbina	71
Figura 3.41 Sistema de control en el marco de referencia dq según [Bertani 2004]	72
Figura 3.42 Sistema de control PV en conexión a red, según [Grillo 2010].....	73
Figura 3.43 Control utilizado para el rectificador en [Nayak 2012].....	74
Figura 3.44 Sistema de control en el marco de referencia dq.....	74
Figura 3.45 Sistema de control de la velocidad [Laili 2012] y [Mohammed 2009].....	75
Figura 3.46 Sistema de control en isla [Li 2010]	75
Figura 3.47 Sistema de control en isla [Grillo 2010].....	76
Figura 3.48 Característica frecuencia/potencia activa de dos microturbinas [Jie 2011]	77
Figura 3.49 Reparto de la generación de potencia reactiva, entre cuatro generadores, mediante el método de control secundario [Micallef 2012].....	78
Figura 3.50 Control secundario de tensión para la mejora de la distorsión armónica [Wang 2011]	78
Figura 3.51 Método de control para la sincronización de frecuencia y fase [Jin 2012] .	80
Figura 3.52 Esquema del método de control para la transición del control de isla a conexión a red [Arafat 2012]	80
Figura 3.53 Algoritmo de control proporcional-integral para la sincronización de las tensiones de la red aislada y la red de distribución [Arafat 2012].....	81
Figura 4.1 Estructura general del modelo	86
Figura 4.2 Control de velocidad de la microturbina	87
Figura 4.3 Curva característica de funcionamiento del IGBT.....	88
Figura 4.4 Relación entre tensiones de continua y de alterna, en función del factor de modulación	89
Figura 4.5 Esquema del inversor modelizado.....	90
Figura 4.6 Esquema del sistema de generación conectado a la red de distribución	90
Figura 4.7 Esquema del sistema de control de P que actúa sobre la microturbina	92

Figura 4.8 Lazo de control de potencia activa en el inversor	92
Figura 4.9 Lazo de control de potencia reactiva en el inversor.....	93
Figura 4.10 Diagrama de bloques del control de tensión para el funcionamiento en isla	95
Figura 4.11 Diagrama de bloques del control de frecuencia centralizado	97
Figura 4.12 Diagrama de bloques del control de tensión centralizado	98
Figura 4.13 Control de potencia activa en la microturbina	99
Figura 4.14 Control de potencia reactiva en el inversor	99
Figura 4.15 Curva de eficiencia de una microturbina de 30kW (Energy Nexus Group)	100
Figura 4.16 Algoritmo para el reparto de potencia a generar en función de la variación de la eficiencia	101
Figura 4.17 Valores de P_{m_r} y P_{m_i} obtenidos a partir del control PQ	103
Figura 4.18 Valores de P_{m_r} y P_{m_i} obtenidos a partir del control PQ haciendo nulos los valores del error cuando el sistema está funcionando en modo aislado	103
Figura 4.19 Bloque utilizado para la selección de la velocidad de referencia en función del estado del interruptor de acoplamiento a la red de distribución	104
Figura 4.20 Control centralizado de frecuencia con bloque de selección, que hace que el valor del error de frecuencia sea cero	105
Figura 5.1 Comparativa del perfil de potencia activa (a) y velocidad del eje (b) de la microturbina real Capstone C30 y el modelo de simulación, ante un escalón de -2kW en la potencia generada	113
Figura 5.2 (a) Potencia eléctrica generada y (b) velocidad. Modelo desarrollado para la microturbina de 60kW	116
Figura 5.3 Potencia activa (a) y velocidad (b) del modelo y la microturbina real Capstone C30, para escalones de potencia de 10kW, conectada a red	118
Figura 5.4 Potencia activa (a) y velocidad (b) del modelo y la microturbina real Capstone C30, para escalones de potencia de 4kW, funcionando en isla.....	119
Figura 5.5 Red de baja tensión simplificada, incluyendo una microturbina de 30kW ..	121
Figura 5.6 Potencia activa, reactiva, velocidad de rotación y tensión de continua de la microturbina ante los eventos de la Tabla 5.10.....	124
Figura 5.7 Potencia activa, velocidad de rotación y tensión de continua de la microturbina para escalones de potencia activa de 2kW	125
Figura 5.8 Potencia reactiva, velocidad de rotación y tensión de continua de la microturbina para escalones de potencia reactiva de 2kVAr	125
Figura 5.9 Potencias activa y reactiva, tensión del bus de continua, velocidad, frecuencia y tensión en la barra de conexión, ante los eventos de la Tabla 5.11	127

Figura 5.10 Potencias activa y reactiva, tensión del bus de continua, velocidad, frecuencia y tensión en la barra de conexión ante la desconexión y conexión de potencia activa	128
Figura 5.11 Potencias activa y reactiva, tensión del bus de continua, velocidad, frecuencia y tensión en la barra de conexión ante la conexión y desconexión de potencia reactiva	130
Figura 5.12 Potencias activa y reactiva, tensión del bus de continua, velocidad, frecuencia y tensión en la barra de conexión ante los eventos de la Tabla 5.12.....	131
Figura 5.13 Potencias activa y reactiva, tensión del bus de continua, velocidad, frecuencia y tensión en la barra de conexión ante los eventos de la Tabla 5.13, con máxima exportación de potencia a la red de compañía	133
Figura 5.14 Potencias activa y reactiva, tensión del bus de continua, velocidad, frecuencia y tensión en la barra de conexión ante los eventos de la Tabla 5.13, con máxima importación de potencia a la red de compañía	134
Figura 5.15 Potencias activa y reactiva, tensión del bus de continua, velocidad, frecuencia y tensión en la barra de conexión ante los eventos de la Tabla 5.13, con máxima exportación de potencia reactiva a la red de compañía.....	136
Figura 5.16 Potencias activa y reactiva, tensión del bus de continua, velocidad, frecuencia y tensión en la barra de conexión ante los eventos de la Tabla 5.13, con exportación de 15kW y 15kVAr a la red de compañía	137
Figura 5.17 Red real de baja tensión, incluyendo cinco microturbinas	138
Figura 5.18 Potencia activa, velocidad, potencia reactiva y tensión del bus de continua de las microturbinas 1 y 2, ante los eventos de la Tabla 5.14	140
Figura 5.19 Potencia activa, velocidad, potencia reactiva y tensión del bus de continua de las microturbinas 1 y 2, ante los eventos de la Tabla 5.15	142
Figura 5.20 Potencias activa y reactiva, velocidad, tensión de continua de la microturbina maestra y frecuencia y tensión en la “barra microrred”, para los eventos de la Tabla 5.17.....	144
Figura 5.21 Potencias activa y reactiva, velocidad, tensión de continua de la microturbina maestra y frecuencia y tensión en la “barra microrred”, para los eventos de la Tabla 5.19.....	146
Figura 5.22 Potencias activa y reactiva, velocidad, tensión de continua de la microturbina maestra y frecuencia y tensión en la “barra microrred”, para los eventos de la Tabla 5.21	148
Figura 5.23 Potencias activa y reactiva, velocidad, tensión de continua de la microturbina 1 y frecuencia y tensión en la “barra microrred” para los eventos de la Tabla 5.17	150
Figura 5.24 Potencias activa y reactiva de la microturbina 2, para los eventos de la Tabla 5.17	151

Figura 5.25 Potencias activa y reactiva de la microturbina 5, para los eventos de la Tabla 5.17	151
Figura 5.26 Eficiencia media de las microturbinas para cada algoritmo de control, para el cambio de consigna de potencia activa de las microturbinas 2 y 3, según la Tabla 5.17	152
Figura 5.27 Potencias activa y reactiva, velocidad y tensión de continua de la microturbina 1 y frecuencia y tensión en la “barra microrred”, para los eventos de la Tabla 5.19	154
Figura 5.28 Eficiencia media de las microturbinas para cada algoritmo de control para la desconexión del circuito L3 según la Tabla 5.19	154
Figura 5.29 Potencias activa y reactiva, velocidad y tensión de continua de la microturbina 1 y frecuencia y tensión en la “barra microrred” para los eventos de la Tabla 5.21	156
Figura 5.30 Eficiencia media de las microturbinas para cada algoritmo de control para la desconexión y conexión de las cargas del circuito L3 según la Tabla 5.25	157
Figura 5.31 Potencias activa y reactiva, velocidad y tensión de continua de la microturbina 1 y frecuencia y tensión en la “barra microrred”, para los eventos de la Tabla 5.25 para máxima exportación	159
Figura 5.32 Potencias activa y reactiva, velocidad y tensión de continua de la microturbina 1 y frecuencia y tensión en la “barra microrred”, para los eventos de la Tabla 5.25 para máxima importación de potencia activa	161
Figura 5.33 Potencias activa y reactiva, velocidad y tensión de continua de la microturbina 1 y frecuencia y tensión en la “barra microrred”, para los eventos de la Tabla 5.25 para máxima exportación de potencia reactiva	162
Figura 5.34 Tensión y frecuencia en la “barra microrred” cuando se realiza la transición con un retardo de 0.1s en las comunicaciones a) con máxima exportación de potencia activa y b) con máxima importación de potencia activa	163

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes

1.2 Objetivos

1.3 Estructura de la Tesis

1 Introducción

1.1 Antecedentes

El progresivo aumento de la demanda energética mundial unida a la necesidad de proteger el medio ambiente y reducir las emisiones implica la búsqueda de sistemas de mayor eficiencia para la generación de energía eléctrica. Una de estas soluciones es la generación a pequeña escala conectada a las redes de distribución, conocida como generación distribuida. La utilización de sistemas de generación distribuida ha conllevado la necesidad de estudiar el impacto que tiene en los sistemas de distribución ya instalados, diseñados para un flujo de energía de forma unidireccional [Walling 2008]. A su vez, la posibilidad de mejorar la calidad del suministro eléctrico y de reducir las interrupciones del mismo a los usuarios ha provocado la agrupación de sistemas de generación distribuida en “microrredes”, capaces de funcionar también de forma independiente, sin estar conectadas a la red de la compañía distribuidora [Lasseter 2002] [Peças 2006].

La creación de este tipo de estructuras puede conllevar ventajas no sólo a los usuarios finales, sino también a la red de distribución, por ejemplo, evitando la saturación de la red o ayudando al control de tensión en la misma. Para ello, es necesario que la microrred incorpore algoritmos de control adecuados a la situación de funcionamiento en que se encuentre. A su vez, en el caso de funcionar de manera aislada, sin conexión a la red de distribución, deberá actuar mediante el control de la tensión y frecuencia de la microrred, manteniéndolos en sus valores nominales. El diseño de estos algoritmos de control no es independiente de los sistemas de generación instalados en la microrred ya que depende de aspectos como:

- Tiempo de respuesta
- Variabilidad de la potencia generadora disponible (energías renovables)
- Características de las cargas instaladas
- Capacidad de almacenamiento

La utilización de sistemas de generación de energía mediante fuentes renovables como la energía solar o la energía eólica, en los que la generación depende de aspectos climatológicos, conlleva la necesidad de instalar otros sistemas de generación no renovables en sistemas denominados híbridos, para conseguir, mediante los algoritmos de control adecuados, el correcto funcionamiento del sistema.

Además, la posibilidad de instalar las fuentes de generación en la red de baja tensión y, por lo tanto, cerca de la mayoría de los puntos de consumo, convierte en especialmente interesantes las instalaciones de microgeneración. Con estas instalaciones, además del abastecimiento de las cargas eléctricas se consigue producir simultáneamente el calor necesario para distintas aplicaciones, como la climatización de edificios. Todo ello hace que se incremente la eficiencia de la instalación y, por lo tanto, las aplicaciones de microgeneración resulten de gran interés en las microrredes. Dentro de las diferentes tecnologías de microgeneración, las microturbinas de gas se presentan como una solución prometedora para aplicaciones en redes eléctricas de baja tensión [Amorim 2005].

En este contexto, los sistemas de gestión de la energía, en particular las funciones para el reparto de la potencia activa y reactiva generada cuando las microrredes funcionan de forma aislada, se han diseñado desde dos puntos de vista:

- El primero de ellos se centra en simplificar la cantidad de información a intercambiar entre elementos, de forma que cada elemento funcione autónomamente a través de un controlador local y que la instalación de nuevos elementos no conlleve la necesidad de reconfigurar el sistema de control [Piagi 2008] [Li 2009] [Kaoru 2008].
- El segundo se basa en la utilización de un controlador central, además de los controladores de cada elemento, que optimice económicamente la generación de energía así como el flujo de potencia, basándose en sistemas predictivos [Peças 2006] [Sudipta 2007] [Wasiak 2008].

Bajo estas filosofías fundamentales se han desarrollado algoritmos para la minimización de los costes de operación, el mantenimiento de la calidad del suministro, la minimización de emisiones, etc. [Wasiak 2008]. También se han desarrollado sistemas multi-agente que tienen en cuenta la posibilidad de que los sistemas de generación, presentes en la microrred, pertenezcan a diferentes propietarios y puedan actuar de forma independiente, compitiendo incluso en un sistema de mercado [Colson 2011] [Logenthiran 2011] [Cai 2014].

Sin embargo, para poder sacar provecho de la alta eficiencia de los sistemas de microgeneración es necesario desarrollar algoritmos que tengan en cuenta las necesidades de generación de energía térmica por parte de cada usuario, incluso cuando la microrred funciona de forma independiente de la red de compañía.

Además, junto con la capacidad de hacer compatible la microgeneración y el funcionamiento de forma aislada de las microrredes, la capacidad de éstas para pasar a funcionar, de forma segura, de estar conectadas a estar desconectadas de la red de compañía, son claves para el futuro desarrollo de las mismas.

1.2 Objetivos de la tesis

Existe un creciente interés por la posibilidad de utilizar microrredes que incluyen en su equipamiento las microturbinas, generando energía térmica extra que además pueda utilizarse como suministro complementario en locales de pública concurrencia, como hospitales o grandes almacenes. Esta situación hace necesario el desarrollo de algoritmos específicos de gestión de la energía, que se adapten a sus características, de forma que se consiga un funcionamiento óptimo de la microrred y se permita el funcionamiento tanto en conexión a red como aislada.

El trabajo desarrollado en esta tesis tiene como objetivo resolver las nuevas necesidades de gestión de una microrred que utiliza únicamente microturbinas como sistema de generación, con el fin de diseñar un algoritmo que permita realizar dicha gestión de forma eficiente y segura. Además, se ha contemplado que tenga en cuenta las necesidades de energía térmica de los usuarios conectados en dicha microrred. Para alcanzar este objetivo global, se plantea la consecución de los siguientes objetivos parciales:

- Identificar la problemática que plantea la implementación de una microrred cuya generación se realiza a través de microturbinas y que debe ser capaz de funcionar en conexión a red ó de forma aislada.

INTRODUCCIÓN

- Identificar los sistemas de control necesarios para que la microrred funcione de forma eficaz.
- Identificar los diferentes sistemas de control existentes para el control de microrredes de cualquier naturaleza y evaluar la conveniencia del uso de los mismos en una red cuya generación se basa en microturbinas.
- Desarrollar un nuevo algoritmo de control para el sistema de gestión de una microrred basada en microturbinas.
- Aplicar el nuevo algoritmo de gestión desarrollado a una microrred en donde estén instaladas cargas críticas y validar su funcionamiento.
- Desarrollar una estrategia de control para la transición automática del modo de funcionamiento (conexión a red / isla)

1.3 Estructura de la Tesis

El presente documento se ha estructurado en seis capítulos, siendo el primero de ellos esta introducción.

En el capítulo 2 se muestra una descripción de la situación actual de la generación distribuida y de la cogeneración, señalando aspectos técnicos que es necesario considerar para su desarrollo y, del concepto de microrred, derivado de la instalación de generación distribuida. En este mismo capítulo, se describe el funcionamiento de las microturbinas y sus componentes básicos.

En el capítulo 3 se presenta una revisión del estado del arte de la modelización de microturbinas y algoritmos de control aplicados en microrredes. Se presenta también la revisión del estado del arte de los algoritmos de control y de los métodos aplicados para la transición en el modo de funcionamiento.

En el capítulo 4 se presenta un nuevo algoritmo de control centralizado para funcionamiento en isla, que tiene en cuenta las necesidades de energía térmica de los usuarios. También se presenta un método nuevo para la modificación de los algoritmos de control aplicados, de forma que se pueda realizar la transición del modo de funcionamiento de forma segura.

Con el objeto de validar los nuevos algoritmos de control desarrollados, en el capítulo 5 se presenta la parametrización realizada para dos microturbinas de 30kW y 60kW, respectivamente. Tras esta validación, se muestra el funcionamiento de las microturbinas conectadas a redes de baja tensión. Así, en primer lugar se muestran los resultados obtenidos de la conexión de una única microturbina a una red de baja tensión, funcionando tanto en conexión a red como en isla. Posteriormente se muestra el funcionamiento de varias microturbinas conectadas a una red de baja tensión tanto en conexión a red como en isla. Para el caso de funcionamiento en isla, se muestran una comparativa de los resultados obtenidos con la aplicación del nuevo algoritmo de control desarrollado y el algoritmo de control convencional maestro-esclavo. En todos los casos, se aplica el nuevo método propuesto para la transición del modo de funcionamiento.

Por último, el capítulo 6 se dedica a las conclusiones y plantear nuevas vías de investigación a desarrollar en el futuro.

Completan el documento las referencias bibliográficas utilizadas en la tesis.

CAPÍTULO 2

GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y COGENERACIÓN

2.1 Introducción

2.2 Generación distribuida

2.3 Microcogeneración

2.4 Microrredes eléctricas

2.5 Conclusiones

2 Generación distribuida y cogeneración

2.1 Introducción

El aumento del consumo energético mundial y la dependencia actual de los combustibles fósiles, no renovables, conlleva problemas medioambientales e inestabilidad económica, debida a la variabilidad del precio del petróleo.

Así, la protección del medio ambiente ha pasado a ser una de las principales prioridades actuales. Esto ha provocado la adopción, por parte de gobiernos e industria, de medidas para la mitigación de las emisiones de efecto invernadero.

Para tratar de limitar el aumento de la temperatura, en 2002 se ratificó por parte de la Unión Europea el protocolo de Kioto, en el cual se establecieron limitaciones a las emisiones de gases de efecto invernadero [U.N. 1998]. El aumento de los niveles de CO₂ atmosféricos tiene como consecuencia el aumento de la temperatura global del planeta, debido al efecto invernadero que éstos producen. La reducción de emisiones de éstos gases se ha convertido, por tanto, en uno de los mayores retos que se deben afrontar a corto plazo. En la Figura 2.1 se muestra la evolución de la concentración de CO₂ desde el año 2012 hasta el año 2016 [U.S. 2016].

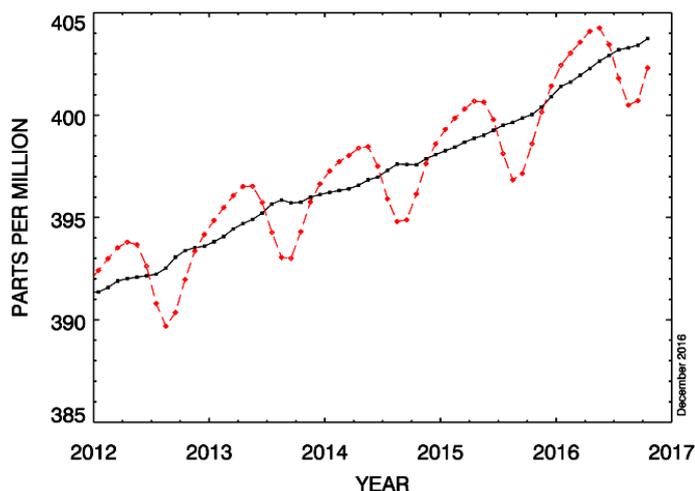


Figura 2.1 Evolución de la concentración del CO₂ atmosférico global

El acuerdo de París [U.N. 2015], que ha sido ya ratificado por un número de países que producen más del 55% de las emisiones mundiales y ha entrado en vigor el 4 de noviembre de 2016, tiene su aplicabilidad a partir del año 2020, año en el que finaliza la vigencia del protocolo de Kioto.

Además de la urgente necesidad de reducir las emisiones de CO₂, la creciente necesidad de generación de energía eléctrica, como se muestra en la Figura 2.2 [EIA 2016], y la liberalización del mercado, están llevando al sistema eléctrico al cambio, en cuanto a su configuración. La generación está pasando a estar cerca de los puntos de consumo y la proliferación de nuevas tecnologías ha abierto posibilidades de generación in-situ a los consumidores.

GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y COGENERACIÓN

Con el objetivo de reducir las emisiones de efecto invernadero hasta un 20% para el año 2020 (objetivo establecido en el protocolo de Kioto), la Unión Europea ha publicado directivas en las que se refleja la política de apoyo e incentivo a la generación descentralizada, con la mirada puesta en la mejora de la eficiencia, tanto mediante la mejora de la misma en la generación, como mediante la eliminación de pérdidas de transporte y distribución.

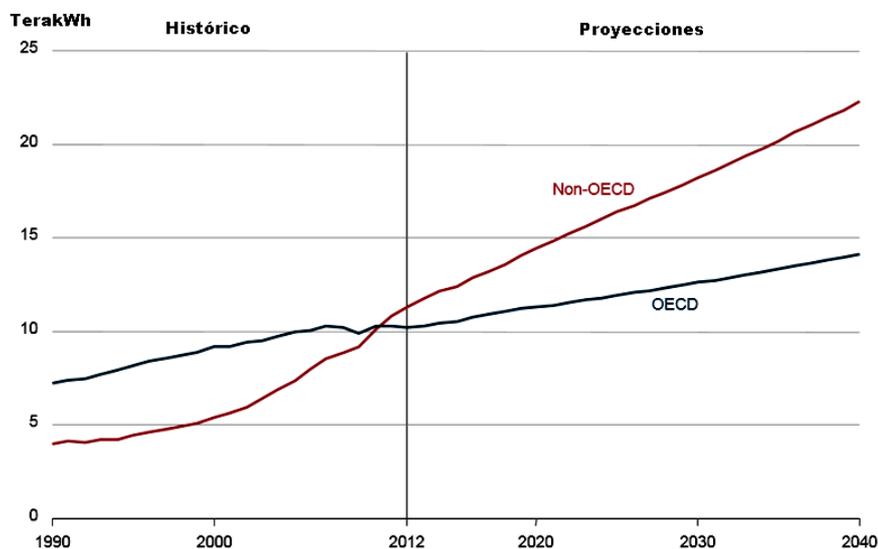
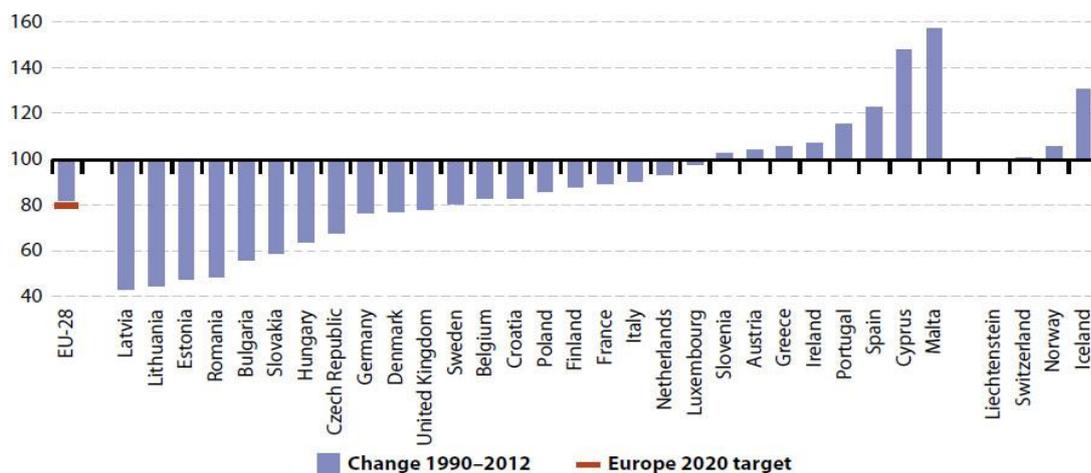


Figura 2.2 Registro histórico y proyecciones de la generación de electricidad

Pese a que la legislación se está orientando a facilitar la conexión a la red de pequeñas instalaciones generadoras para impulsar así la eficiencia y las energías renovables, según la Oficina Europea de Estadística, en España las emisiones de gases de efecto invernadero habían crecido más de un 20% en el período comprendido entre 1990 y 2012 (Figura 2.3) [Eurostat 2012].



(¹) Total emissions, including international aviation, but excluding emissions from land use, land-use change and forestry (LULUCF).

Figura 2.3 Variación porcentual de las emisiones de efecto invernadero en el período 1990-2012

2.2 Generación distribuida

La generación distribuida se define, según la EPA (United States Environmental Protection Agency), como la producción de electricidad cerca del punto de uso, independientemente de su tamaño o la tecnología o el combustible utilizado [EPA 2016]. Aunque generalmente se considera que, dada la cercanía entre generación y uso de la energía, la generación distribuida se conecta a las redes de distribución de baja tensión, la directiva de la Unión Europea 2009/72EC [EC 2009] define como generación distribuida también aquella conectada a redes de media y alta tensión.

La generación distribuida puede traer consigo una mayor fiabilidad en el suministro, además de la reducción de emisiones, bien directamente mediante una generación más limpia, o bien indirectamente mediante una reducción de las pérdidas de transporte, las cuales pueden llegar a ser de hasta el 30% en países poco industrializados [Soares 2011]. Además de reducirse las inversiones necesarias en redes de transporte, se reduce el impacto ambiental causado por la construcción de dichas redes, así como la posibilidad de aparición de cuellos de botella. Sus principales ventajas son [Bellini 2009]:

- Aprovechamiento de energías térmicas residuales que conllevan el incremento de la eficiencia energética global
- Reducción de las pérdidas en la red de transporte y distribución. Según el informe estadístico de UNESA de 2015, las pérdidas totales de transporte y distribución en España fueron de 26831 millones de kWh, lo que supone cerca de un 10% de la generación bruta [UNESA 2015]. Tomando como referencia el precio final de la energía a fecha 19-3-2017 (45,85€/MWh) [REE 2017], las pérdidas totales de transporte y distribución tienen un coste aproximado de 1230 millones de euros.
- Reducción de costes fijos por la necesidad de construir y mantener las redes de transporte y distribución.
- Posibilidad de dar suministro eléctrico a zonas rurales sin acceso a la red.
- Mejora de la calidad del suministro.
- Reducción de la contaminación medioambiental global, independientemente de la tecnología utilizada para la generación.

Según [Wade 2017] la gran mayoría de los países, dependiendo de sus estructuras eléctricas tanto de generación como de transporte, podrían reducir alrededor de un 40% sus costes de generación eléctrica mediante la utilización de generación distribuida. Este estudio se ha realizado suponiendo la sustitución de la generación centralizada actual por microturbinas de gas cerca de los puntos de consumo. Además, hay que tener en cuenta los problemas de saturación de las redes eléctricas en horas punta y la falta de capacidad de las infraestructuras de transporte de muchos países, como en el caso de España.

Desde el punto de vista de la red de distribución, la generación distribuida puede conllevar también ventajas como:

- Refuerzo para el mantenimiento de la tensión y mejora en la calidad del suministro
- Aumento de la fiabilidad del sistema eléctrico de la compañía

En cuanto a la potencia máxima de estos generadores, existen diferentes criterios. Así, desde la misma directiva de la Unión Europea se define como microgeneración aquella que está por debajo de los 50kW, sin establecerse límites en cuanto a lo considerado como generación distribuida. En España, el Real Decreto 616/2007 de 11 de mayo sobre el fomento de la cogeneración, define la microcogeneración como la cogeneración con una potencia inferior a 50kW.

2.2.1 Aspectos técnicos

Para la obtención de las ventajas citadas anteriormente, las fuentes de generación distribuida deben ser fiables, eficientes, de tamaño adecuado y ubicadas en la localización adecuada. Por ello, se requieren unas normas mínimas para su control, mantenimiento y localización.

Para que la generación distribuida provoque un impacto positivo, debe tener al menos una coordinación aceptable con el funcionamiento del sistema y el diseño de las líneas de alimentación. Esto implica el tratamiento de temas relativos a la regulación de tensión, la variación del módulo de tensión (flicker), la distorsión armónica, el funcionamiento en isla eléctrica, la compatibilidad de las puestas a tierra, la protección contra sobreesfuerzos, los límites de capacidad, la ferroresonancia, etc. Cuanto mayor sea la potencia de la generación distribuida instalada con respecto a la capacidad de las líneas de alimentación y a la demanda, más crítica será la coordinación entre estos factores.

Por ejemplo, en el caso de la actuación de las protecciones, en un sistema radial, el despeje de las faltas que puedan producirse, requiere la apertura de un único dispositivo, debido a que sólo existe una fuente que proporciona intensidad a la falta. Los sistemas mallados requieren interruptores que abran en ambos lados en una línea con falta. Cuando la generación distribuida está presente, hay multitud de fuentes y la apertura del interruptor de la compañía eléctrica no garantiza que la falta se despeje rápidamente. Así pues, se precisará que la generación distribuida sea desconectada del sistema cuando se detecte una falta, tal que el sistema retorne a un sistema radial auténtico y el proceso normal de despeje de la falta se pueda implementar. Sin embargo, cuando hay mucha generación distribuida conectada, este modo de operación puede derivar en problemas de estabilidad para el sistema eléctrico, por lo que esta filosofía de operación está evolucionando para permitir una mayor integración de generación distribuida. Las nuevas normativas solicitan que el generador permanezca conectado de forma transitoria para poder superar faltas no permanentes. Esta característica se conoce como capacidad "Fault Ride Through".

Además se debe tener en cuenta la aportación de corriente de cortocircuito de estos generadores. Por ejemplo, en el caso de sistemas de generación conectados a la red mediante inversores, la corriente de cortocircuito puede alcanzar valores del 120-150% de la intensidad nominal, que no siempre es suficiente para poder detectar esa situación de falta.

En cuanto a la regulación de tensión, ésta se basa en el estudio de flujos de carga radiales, desde la subestación a las cargas. La generación distribuida puede introducir flujos de carga adicionales que interfieren con la práctica de la regulación de tensión estándar. Normalmente, sin la presencia de generación distribuida, se produciría una caída de tensión a través del transformador de distribución, por lo que la tensión de entrada a los consumidores sería menor que la tensión en el

primario. La existencia de generación distribuida puede introducir un flujo de potencia inverso que contrarreste esta caída de tensión normal, hasta provocar un aumento de tensión en el alimentador que provoque que la tensión de servicio del consumidor sea mayor.

En todos los casos, el impacto en la línea de alimentación será despreciable si la unidad de generación distribuida es de pequeña escala (<10kW). Sin embargo, cuando la potencia agregada de estas pequeñas unidades alcanza un valor crítico o existe una sola unidad de gran capacidad, son necesarios estudios de regulación de tensión para asegurar que la tensión en la línea de alimentación se mantenga dentro de los límites apropiados. El valor crítico de la potencia de la generación distribuida que demanda un estudio depende de muchos factores. Sin embargo, en la práctica se considera que si la corriente inyectada es menor que el 5% de la carga de la línea de alimentación, y si todos los consumidores tienen una tensión aceptable antes de añadir la generación distribuida, entonces no es probable que se produzca un problema de tensión [Jurado 2005].

Esta generación también afecta a las pérdidas en la línea de alimentación. Las unidades de generación distribuida pueden ubicarse en lugares óptimos donde proporcionan la mayor reducción de las pérdidas en la línea de alimentación. La ubicación de las unidades de generación para minimizar las pérdidas es similar a la ubicación óptima de los bancos de condensadores para la reducción de estas pérdidas. La principal diferencia es que las unidades de generación afectarán tanto al flujo de potencia activa como al de reactiva.

Por otra parte, el funcionamiento en isla eléctrica se produce cuando el generador distribuido o el grupo de generadores distribuidos mantienen el suministro eléctrico a una parte del sistema de distribución que se ha separado del sistema principal de la compañía. Esta separación puede ser debida a la operación de un interruptor, un fusible o un seccionador automático aguas arriba. Este funcionamiento puede ocurrir sólo en los casos en los que existan algoritmos de control adecuados y el sistema de generación pueda mantener la carga en la isla. En los casos en los que no se disponga de estos algoritmos de control adecuados, no es deseable el comportamiento en isla porque puede producir problemas de calidad de suministro y fiabilidad que afectarán al sistema de distribución de la compañía y a los consumidores. Además, se deberá disponer de sistemas de sincronización para poder proceder a la reconexión.

En este contexto, la capacidad de control de los inversores electrónicos ofrece la posibilidad de hacer mucho más que limitar los efectos adversos en la calidad del suministro. Cualquier inversor que esté funcionando por debajo de su capacidad máxima puede entregar, además, potencia reactiva a la red, con un coste relativo bajo. Estas unidades tienen además la capacidad de:

- Apoyo a los sistemas de regulación de tensión
- Reducción de la caída de tensión
- Reducción de flicker
- Reducción de cortes de suministro

Estos aspectos son de especial importancia en áreas rurales donde la calidad del suministro es normalmente peor que en las áreas urbanas. La regulación de tensión se puede llevar a cabo usando la capacidad adicional del inversor. Por ejemplo, si un inversor tiene una capacidad nominal de 5kVA, funcionando a 3kW, habrá 4kVAr

disponibles para ayudar a la regulación de tensión de la línea, con muy bajo incremento de las pérdidas.

Finalmente, la reducción de los cortes en el suministro requeriría un acuerdo con la compañía eléctrica para poder operar en isla. De esta forma la generación distribuida se convertiría en la fuente de suministro para una serie de cargas que, de otra manera, quedarían sin suministro debido a una falta aguas arriba.

2.2.2 Marco legal y normativo de la generación distribuida

La Directiva 2009/28/CE [EC 2009-2], del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE, establece la obligación de racionalizar y acelerar los procedimientos administrativos de autorización y conexión a redes de distribución y transporte de energía eléctrica, instando a establecer procedimientos de autorización simplificados. Igualmente regula las líneas generales que deben regir el acceso a las redes y funcionamiento de las mismas en relación con las energías renovables, teniendo en cuenta su futuro desarrollo.

A pesar de ello, el déficit tarifario existente en España, atribuido en parte a las energías renovables, ha conllevado la publicación de legislación orientada a la eliminación de dicho déficit. Por ello, se han eliminado incentivos y primas a la instalación de energías renovables y cogeneración, creándose un registro para estas instalaciones de generación a las que se otorgará un régimen retributivo específico según la ley 24/2013 del sector eléctrico [Ley 2013]. En relación con la generación distribuida asociada a instalaciones de autoconsumo, el Real Decreto 900/2015 [RD 2015] establece la obligación de las mismas de contribuir a la financiación de los costes y servicios del sistema en la misma cuantía que el resto de los consumidores.

En cuanto a los aspectos técnicos, la interconexión de la generación distribuida a la red de la compañía está regulada por las siguientes disposiciones:

- Orden de 5 de septiembre de 1985 por la que se establecen normas administrativas y técnicas para funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5.000 KVA y centrales de autogeneración eléctrica [Orden 1985].
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión [RD 2002].
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia [RD 2011].
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos [RD 2014].
- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.

Se debe tener en cuenta también que las compañías eléctricas tienen sus propios requisitos, que cualquier productor de energía eléctrica debe cumplir para

conectarse a sus redes eléctricas. Estos requisitos se refieren a aspectos como la regulación de tensión, la integración con la puesta a tierra de la red de distribución, la desconexión del sistema ante interrupciones del suministro, la sincronización del sistema con la red de compañía y la inyección de armónicos.

El desarrollo y el potencial de implantación de la generación distribuida han impulsado el trabajo para el desarrollo de normas que permitan la conexión de inversores a la red, ya que la instalación masiva de estos inversores en la red de distribución puede conllevar un deterioro significativo de la calidad del suministro para todos los usuarios. Con esa idea, estas normas tienen como objetivos principales:

- La limitación del impacto adverso de la generación distribuida, en cuanto a inyección de armónicos a la red y el flicker generado por los inversores.
- Limitación del funcionamiento en isla.

A continuación se presenta un breve análisis de algunas normas elaboradas con los objetivos citados.

2.2.2.1 IEEE 1547 Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems

La norma IEEE 1547 es una consecuencia natural de los cambios sufridos en el entorno de la producción y transporte de electricidad. Está basada en otras prácticas recomendadas y guías elaboradas por el IEEE, tales como la práctica relativa a la interconexión de sistemas fotovoltaicos (IEEE Std. 929TM-2000) y la guía para la conexión de instalaciones dispersas de generación y almacenamiento (IEEE Std 1001TM-1988).

La norma IEEE 1547 trata las especificaciones técnicas y ensayos de las conexiones de los sistemas de generación distribuida con la red. Proporciona las especificaciones relativas al funcionamiento, ensayo, seguridad y mantenimiento de la conexión. A su vez, incluye los requisitos generales, tales como la respuesta a condiciones anormales, la calidad del suministro, el funcionamiento en isla, las especificaciones de los ensayos y las condiciones para el diseño, producción, evaluación de la instalación, puesta en servicio y los ensayos periódicos.

Los requisitos indicados son universalmente aceptados para la conexión de las fuentes de generación distribuida. Estas fuentes contemplan las máquinas síncronas, las máquinas de inducción y los convertidores o inversores de potencia, que serán suficientes para la mayoría de las instalaciones. Además cubren los criterios y requisitos aplicables a todas las tecnologías de generación distribuida, con una potencia máxima de 10MVA en el punto de conexión, y conectadas a tensiones de distribución normalizadas. El objetivo de esta norma es cubrir las condiciones de conexión en los sistemas de distribución radiales.

La norma proporciona un criterio de uniformidad para la conexión de la fuente distribuida al sistema eléctrico e indica los requisitos imprescindibles en el punto de conexión, aunque los dispositivos utilizados para alcanzar estos requisitos pueden estar ubicados en otra parte. Sin embargo, la normativa tiene una serie de limitaciones:

- No define la capacidad máxima de la fuente distribuida para su instalación. El acoplamiento puede ser al punto de conexión o a la línea de alimentación dada.
- No contempla las protecciones pertenecientes a la propia fuente distribuida, ni todos los requisitos de funcionamiento de las unidades de generación distribuida.
- No establece la planificación, diseño, funcionamiento y mantenimiento del sistema eléctrico de área.
- No se aplica a los esquemas de transferencia automática, en los cuales durante un tiempo inferior a 100ms la carga se transfiere entre la fuente distribuida y el sistema eléctrico bajo un funcionamiento preventivo.
- Se exceptúan las redes de distribución secundarias.

El hecho de que esta norma se aprobara en el año 2003, ha provocado que no esté adaptada a las necesidades actuales. Por ello, se encuentra en revisión y como consecuencia se han publicado enmiendas, en 2014 y 2015, referentes a la respuesta de los equipos ante eventos que produzcan la variación de la tensión y frecuencia de la red a la que están conectados. Además, en 2011 se publicó la norma IEEE P1547.4, referente a la integración en la red de sistemas en isla compuestos por generación distribuida [IEEE 2011]. Otras normas complementarias son: IEEE P1547.1, IEEE P1547.2 y IEEE P1547.3.

2.2.2.2 UNE EN 50438: Requisitos para conexión de microgeneradores en paralelo con redes generales de distribución en baja tensión

Esta norma especifica los requisitos técnicos necesarios para la conexión y operación de microgeneradores en instalación permanente y sus equipos de protección, independientemente de la fuente de energía primaria de alimentación a los microgeneradores. Estos equipos de microgeneración se conectan en paralelo con redes generales de distribución de baja tensión, cuando la microgeneración se refiere a equipos con una intensidad inferior o igual a 16 amperios por fase, tanto monofásicos como polifásicos a 230/400 o polifásico a 230V (tensión de línea). Por lo tanto, la norma se limita a generadores con potencia inferior a 11.08kW.

El principal objetivo es definir la interconexión eléctrica e incluye el método de conexión, los ajustes y requisitos de protección de la conexión, la operación de la interconexión eléctrica ante condiciones normales de operación, la parada urgente, la operación aislada de la red de distribución, el arranque y la sincronización con la red de distribución.

La norma establece los requisitos que debe cumplir la protección de desconexión, con el objeto de no perjudicar la integridad o la seguridad de la red de distribución. Además, esta protección debe ser insensible a las variaciones de tensión y frecuencia normales de la red de distribución. Se debe asegurar que el microgenerador deje de alimentar la red de distribución en el caso de que cualquiera de los parámetros de funcionamiento del mismo exceda los valores de operación aplicados. La Tabla 2.1 establece los valores ante los que debe responder la protección de desconexión.

Cabe señalar, que la norma excluye los siguientes aspectos:

- Unidades múltiples que excedan 16A, agregados en una instalación única

- Aspectos de reequilibrio de beneficios, medidas u otros asuntos comerciales
- Generadores que funcionen únicamente en modo aislado
- Requisitos relacionados con la fuente de energía primaria, por ejemplo cuestiones relacionadas con las unidades generadoras alimentadas con gas

Parámetro	Máximo tiempo de desconexión	Ajuste del disparo
Sobretensión	0.2s	230 V+15%
Subtensión	1.5s	230 V-15%
Sobrefrecuencia	0.5s	51 Hz
Subfrecuencia	0.5s	47 Hz

Tabla 2.1 Parámetros de ajuste de la protección de desconexión

2.2.2.3 ITC-BT-40 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión

La ITC-BT-40 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión [RD 842/2002] establece que, con carácter general, la interconexión de sistemas de generación a las redes de baja tensión de 3x400/230V será admisible cuando la suma de las potencias nominales de los generadores no exceda de 100kVA, ni de la mitad de la capacidad de la salida del centro de transformación correspondiente de la red de distribución pública a la que se conecte.

En redes trifásicas a 3x220/127V se podrán conectar sistemas de generación de potencia total no superior a 60kVA, ni a la mitad de la capacidad de la salida del centro de transformación correspondiente al sistema de generación. En estos casos, toda la instalación deberá estar preparada para un funcionamiento futuro a 3x400/230V.

En el caso de los generadores eólicos, para evitar fluctuaciones en la red, la potencia de dichos generadores no será superior al 5% de la potencia de cortocircuito en el punto de conexión a la red pública.

Además, para cualquier fuente de generación usada y conectada a la red pública, la tensión generada será prácticamente sinusoidal, con una tasa máxima de armónicos en cualquier condición de funcionamiento de:

- Armónicos de orden par: $4/n$
- Armónicos de orden 3: 5
- Armónicos de orden impar (≥ 5): $25/n$

Siendo la tasa de armónicos la relación en % entre el valor eficaz del armónico de orden n y el valor eficaz fundamental.

También se establecen las sobretensiones máximas admisibles producidas por el generador y las protecciones mínimas que deben instalarse.

2.3 Microcogeneración

Según la Directiva Europea 2012/27/UE [CE 2012], la cogeneración corresponde a la generación simultánea de energía térmica y energía eléctrica y/o mecánica en un único proceso, a partir de la misma fuente primaria. En la bibliografía, se da el nombre de micro-cogeneración a las centrales que producen electricidad y calor con una potencia eléctrica inferior a 1MW, aplicada normalmente a la climatización de edificios: pequeñas industrias, hoteles, escuelas, hospitales, oficinas, centros deportivos, etc. Por su parte, como se ha indicado, en España, el Real Decreto 616/2007, define la microcogeneración como la unidad de cogeneración con una potencia máxima de 50kW.

Desde la Comisión Europea se están realizando constantes esfuerzos para impulsar la generación de energía mediante cogeneración. Mediante la trasposición de la directiva 2004/8/UE, el Real Decreto 616/2007 de 11 de mayo pretendía fomentar la instalación de sistemas de cogeneración en España. Del mismo modo, el RD 1699/2011 por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción eléctrica de pequeña potencia, con el foco puesto en el desarrollo de la cogeneración de alta eficiencia en el sector residencial, simplificaba los trámites administrativos mediante, entre otras medidas, la eliminación de la autorización administrativa previa a los productores con potencia nominal no superior a 100kW.

Con el mismo objetivo, la directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y su transposición a la legislación española, Real Decreto 56/2016 [RD 2016], relativo a la eficiencia en el suministro de energía, establece que cada cinco años el Ministerio de Industria, Energía y Turismo llevará a cabo y notificará a la Comisión Europea, una evaluación completa del potencial de uso de la cogeneración de alta eficiencia y de los sistemas urbanos de calefacción y refrigeración eficientes. A estos efectos, el Real Decreto 616/2007 [RD 2007] define la cogeneración de alta eficiencia como aquella que cumple con los siguientes criterios:

- La producción de las unidades de cogeneración a pequeña escala y de microcogeneración que aporten un ahorro de energía primaria podrán considerarse cogeneración de alta eficiencia.
- La producción procedente de unidades de cogeneración que aporte un ahorro de energía primaria de al menos el 10%, calculado con arreglo a la ecuación (2.1), en relación con los datos de referencia de la producción por separado de calor y electricidad

$$PES = [1 - 1 / (CHP H\eta / Ref H\eta + CHP E\eta / Ref. E\eta)] * 100 \% \quad (2.1)$$

Donde:

- *PES*: Porcentaje de ahorro de energía primaria respecto de la que se hubiera consumido en generación separada de calor y electricidad y/o energía mecánica.
- *CHP H η* : es la eficiencia térmica de la producción mediante cogeneración, definida como la producción anual de calor útil procedente de la cogeneración dividida por la aportación de combustible utilizada para generar la suma de la producción de calor útil y electricidad procedentes de la cogeneración.

GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y COGENERACIÓN

- $Ref H\eta$: es el valor de referencia de la eficiencia para la producción separada de calor.
- $CHP E\eta$: es la eficiencia eléctrica de la producción mediante cogeneración definida como la electricidad anual producida por cogeneración dividida por la aportación de combustible utilizada para generar la suma de la producción de calor útil y electricidad procedentes de la cogeneración.
- $Ref. E\eta$: Valor de referencia de la eficiencia para la producción separada de electricidad.

Además, el Real Decreto 56/2016 añade la definición de “sistema urbano eficiente de calefacción y refrigeración” como aquél que utilice al menos un 50% de energía renovable, un 50% de calor residual, un 75% de calor cogenerado o un 50% de una combinación de estos tipos de energía y calor. Define también los sistemas de calefacción y refrigeración eficientes, como aquellos que disminuyan de manera mensurable la energía primaria necesaria para proveer una unidad de energía.

En el año 2016 se publicaron, por parte del IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía) los datos relativos a la potencia de cogeneración instalada en España en el año 2014 (Figura 2.5) [IDAE 2016]. En esa fecha, la potencia instalada era de 5929MW con un total de 696 plantas. Sin embargo, según el informe presentado por parte del Ministerio de Energía y Turismo a la Comisión Europea, se espera que se produzca un aumento de la misma tras la publicación del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio [RD 2014], por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Como se aprecia en la Figura 2.4, la potencia instalada se ha mantenido prácticamente constante en el periodo 2004-2014.

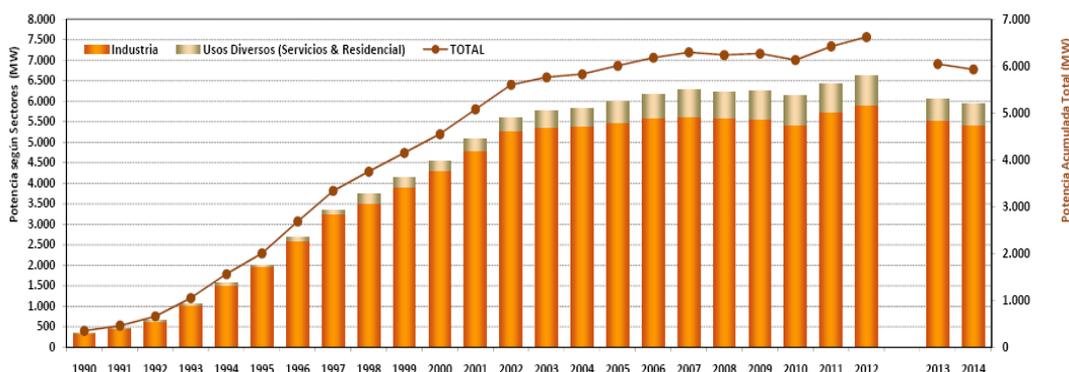


Figura 2.4 Evolución nacional de la potencia instalada (Fuente: IDAE)

La Figura 2.5 muestra la evolución de la electricidad generada mediante cogeneración en el periodo comprendido entre 2003 y 2013.

En abril de 2016 se publicó, por parte del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, la “evaluación completa del potencial de uso de la cogeneración de alta eficiencia y de los sistemas urbanos de calefacción y refrigeración eficientes” [IDAE 2016-2]. En ella se ha realizado el cálculo del potencial técnico de tecnologías eficientes mediante la evaluación de las demandas térmicas y sus características e identificando los casos en los que ésta sería susceptible de aprovechar la cogeneración, calores residuales o energías renovables. Se identificaron 592 sistemas (agrupación de centros consumidores que comparten características de demanda), con potencial técnico y económico, lo que supondría una potencia

GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y COGENERACIÓN

instalada del orden de 3677MWe, considerándose la segunda solución técnica eficiente que más demanda podría satisfacer en el territorio español.

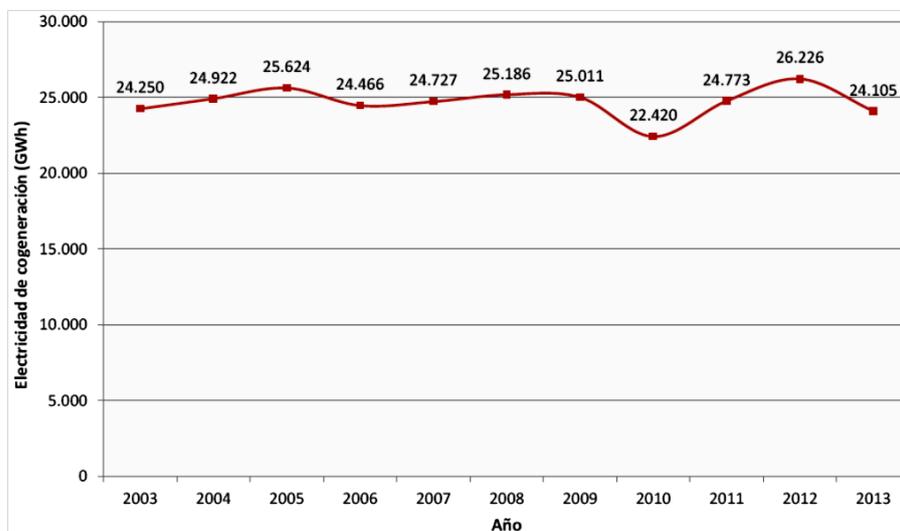


Figura 2.5 Evolución de la electricidad producida mediante cogeneración en el período 2003 – 2013

En cuanto a las tecnologías utilizadas para la cogeneración cabe destacar las siguientes:

- Turbina de gas de ciclo combinado con recuperación de calor.
- Turbina de contrapresión sin condensación.
- Turbina con extracción de vapor de condensación.
- Turbina de gas con recuperación de calor.
- Motor de combustión interna.
- Microturbinas.
- Motores Stirling.
- Pilas de combustible.
- Motores de vapor.
- Ciclos Rankine con fluido orgánico.

Como se muestra en la Figura 2.6 [IDAE 2015], las tecnologías más utilizadas en las instalaciones de cogeneración existentes en España son los motores de combustión interna y las plantas de ciclo combinado, seguidas de las turbinas de gas.

Además, en la Figura 2.7 se muestra que tras la cogeneración mediante ciclo combinado, el mayor aumento en potencia instalada se ha dado mediante las turbinas de gas con recuperación de calor, con más de 150MW adicionales instalados en 2014.

El tamaño medio de las instalaciones de cogeneración en 2014 era de 8.52MW. Las instalaciones de potencia inferior a 5 MW son el 57.8% de las instalaciones totales, siendo más de la mitad de éstas las instalaciones de menos de 1MW, cuya presencia es cada vez más visible en el mercado español. Éstas aplicaciones presentan un gran potencial, especialmente en ámbitos ligados al sector residencial y terciario, donde se encuentra con iniciativas en el área de la microgeneración. Estos sistemas de microgeneración, en los cuales se puede generar energía

GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y COGENERACIÓN

eléctrica, producir agua caliente, vapor o refrigeración, se fundamentan en la idea de ubicar multitud de equipos de producción a pequeña escala, cerca de los centros de consumo de energía.

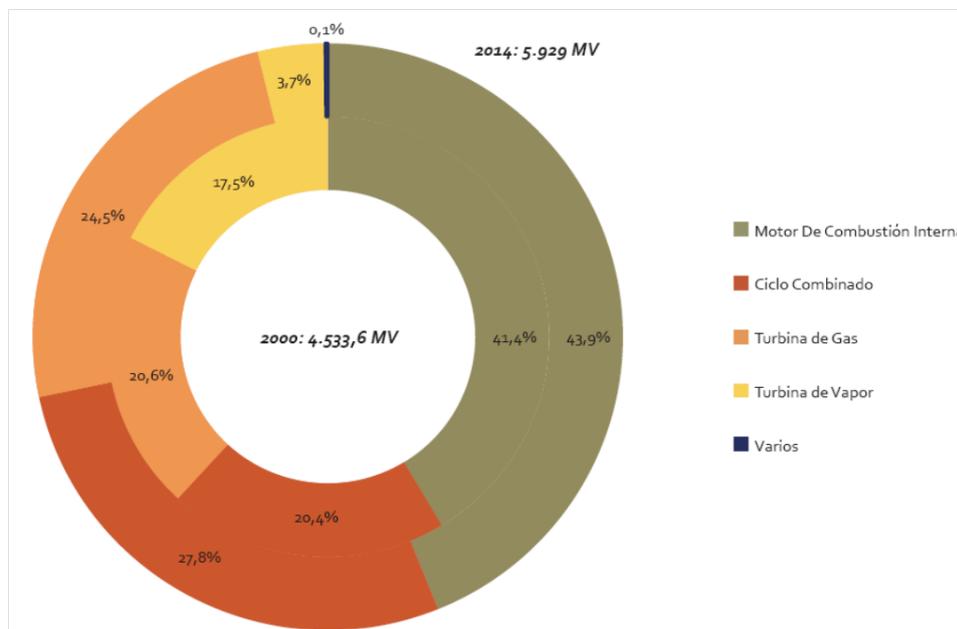


Figura 2.6 Evolución de la potencia instalada para cogeneración, por tecnologías, en el período 2000-2014

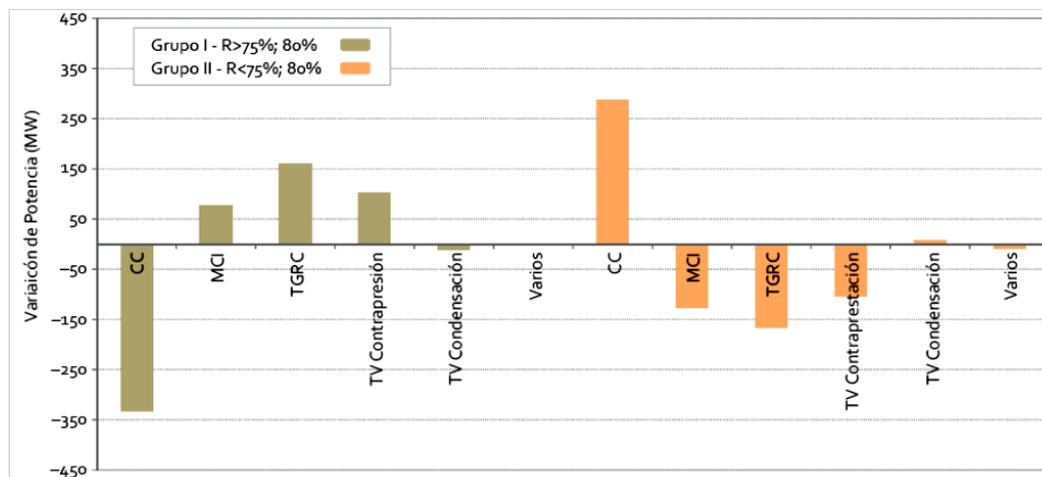


Figura 2.7 Balace de altas y bajas de instalaciones de cogeneración por grupos y tecnologías, 2014 (CC: Ciclo Combinado, MCI: Motores de combustión interna, TV: Turbina de vapor, TGRC: Turbina de Gas con Recuperación de Calor)

Las microturbinas ofrecen interesantes ventajas, comparadas con otras tecnologías utilizadas en la generación distribuida. Por ejemplo, su tamaño compacto y bajo peso por unidad de potencia conduce a costos reducidos en ingeniería civil. Además, tienen un pequeño número de elementos en movimiento, generan poco ruido, tienen la posibilidad de usar combustibles diferentes y producen un bajo nivel de emisiones. Adicionalmente ofrecen otras ventajas, en comparación a las

tecnologías de generación diesel, como son el alto grado de calor generado, el bajo coste de mantenimiento, bajo nivel de vibraciones y la rápida respuesta.

La ausencia de sistemas de pistones y componentes que friccionan entre sí evita el uso de grandes cantidades de aceite de lubricación. Así, aunque en principio, en bajos niveles de potencia, los sistemas diesel tienen mayores eficiencias, esto está cambiando gracias al incremento de la eficiencia de las microturbinas de gas, particularmente cuando se usan en cogeneración.

Sin embargo, las mayores barreras técnicas para la implementación de microturbinas de gas son, hoy en día, la baja eficiencia al trabajar con cargas parciales. Además, la generación mediante microturbinas requiere del acondicionamiento de la energía generada para producir la electricidad a la frecuencia y tensión de la red, lo que requiere de un convertidor (aunque estos equipos electrónicos están disminuyendo sustancialmente su coste).

En cuanto a las barreras de tipo no técnico, se pueden destacar los costes de conexión a la red, el acceso a la red de gas y las todavía existentes barreras institucionales y administrativas a la cogeneración.

Sin embargo, a pesar de los posibles inconvenientes citados, la elección de microturbinas para la cogeneración está justificada por los bajos costes de instalación y mantenimiento, las recientes mejoras en la eficiencia eléctrica y la alta flexibilidad (considerando el uso compartido de potencia entre la parte eléctrica y la térmica) [San Martín 2008].

2.3.1 Índices e indicadores de funcionamiento

Mientras que el objetivo de una planta de potencia convencional es producir energía eléctrica con el máximo rendimiento posible, en una planta de cogeneración el objetivo es satisfacer una demanda de energía eléctrica y de energía térmica con el mínimo consumo de combustible. Puesto que ambos productos son útiles, se deben definir tanto la eficiencia eléctrica como la eficiencia térmica (ecuaciones 2.2 y 2.3). La eficiencia global se define como la suma de ambas eficiencias.

$$\eta_e = \frac{W_e}{H_f} \quad (2.2)$$

$$\eta_t = \frac{Q}{H_f} \quad (2.3)$$

Donde:

- H_f : Energía del combustible consumido
- η_e : Eficiencia eléctrica
- W_e : Potencia eléctrica neta de salida del sistema.
- η_t : Eficiencia térmica
- Q : Potencia térmica útil de salida del sistema de cogeneración

Pero, para poder evaluar la idoneidad de la instalación de una planta de cogeneración, es necesario establecer los costes, tanto de la inversión como de la energía generada mediante dicha planta. En [Chicco 2007] se define el coste anual

de la energía producida en un año en una planta de cogeneración, mediante la ecuación (2.4).

$$C_e = \beta C_I + C_F + C_M + C_{CO_2} + C_y \quad (2.4)$$

Donde:

- C_e : Coste anual de la energía producida en un año
- β : Factor de la inversión
- C_I : Coste de la inversión de la planta
- C_F : Coste del combustible
- C_M : Coste de mantenimiento
- C_{CO_2} : Coste por la generación de CO_2 (mercado de emisiones)
- C_y : Ahorro por ayudas/subvenciones

El ahorro de combustible se calcula por comparación respecto al combustible que se utilizaría para la generación de electricidad y calor por separado, según la ecuación (2.5).

$$PES = \frac{F^{SP} - F_y}{F^{SP}} \quad (2.5)$$

Donde:

- PES : Ahorro de combustible
- F^{SP} : Combustible consumido para la generación de electricidad y calor por separado
- F_y : Combustible consumido mediante el sistema de cogeneración

2.3.2 Utilización de microturbinas de gas para cogeneración

Las turbinas de gas son los equipos más ampliamente utilizados, tanto en ciclo combinado como en ciclo simple, para potencias medias que van desde varios cientos de kilovatios hasta varios cientos de megavatios. A partir de esos equipos, el proceso de investigación y desarrollo para la construcción de microturbinas, para potencias de algunos kilovatios, está creciendo rápidamente.

En general, estos equipos son capaces de responder rápidamente a los cambios de carga, teniendo además tiempos más rápidos de arranque. Las microturbinas se han utilizado tradicionalmente para cogeneración, obteniéndose ventajas como: baja inversión inicial, alta disponibilidad, mantenimiento rápido y de bajo coste, capacidad de uso de diferentes tipos de combustible, calor de alta calidad que puede ser fácilmente recuperado y altas eficiencias en tamaños grandes.

La eficiencia eléctrica nominal de las microturbinas de gas pequeñas o medianas es normalmente de 25-35%, pero la eficiencia total potencia-calor es del rango 70-80%. Finalmente, las turbinas de gas pueden operar tanto en ciclo abierto como en ciclo cerrado.

La mayoría de los sistemas con turbina de gas, en cualquier tipo de aplicación, trabajan en ciclo abierto, según el denominado ciclo de Brayton (Figura 2.8). El compresor recibe aire de la atmósfera y lo entrega a presión elevada a la cámara de

combustión. La temperatura del aire también se ve incrementada debido a la compresión.

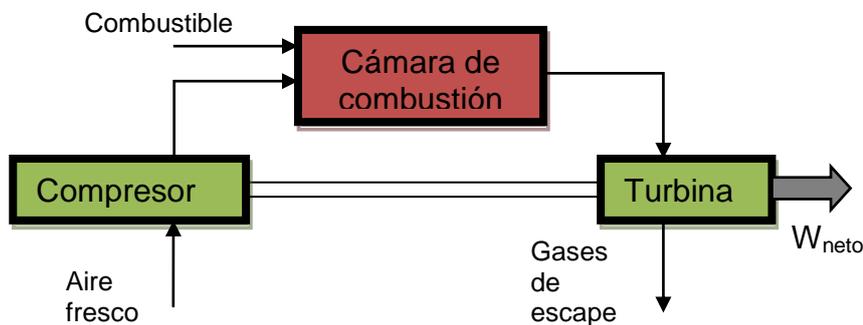


Figura 2.8 Sistema con turbina de gas de ciclo abierto

El aire comprimido se envía a través del difusor a la cámara de combustión, de presión constante, donde se inyecta el combustible. Los gases de salida de la cámara de combustión salen a alta temperatura y con concentraciones de oxígeno mayores que 15-16%. La mayor temperatura del ciclo aparece en este punto, de forma que a mayor temperatura, mayor es la eficiencia del ciclo. El límite máximo lo establecen las temperaturas admisibles por el material.

Los gases de salida entran en la turbina de gas a alta presión y temperatura, produciendo trabajo mecánico que se suministra al compresor y al generador. Los gases de salida abandonan la turbina a alta temperatura lo que es ideal para lograr una recuperación del calor. Esto se efectúa mediante una caldera de recuperación de calor de presión simple, o doble presión, para una recuperación más eficiente.

En los sistemas de ciclo cerrado (Figura 2.9) el fluido de trabajo que circula en el circuito se calienta en un intercambiador de calor antes de entrar en la turbina y se enfría al salir de la misma, liberando calor útil. El fluido de trabajo permanece limpio y no causa erosión ni corrosión.

La fuente de calor puede ser por combustión externa de cualquier combustible e incluso se puede usar la energía solar.

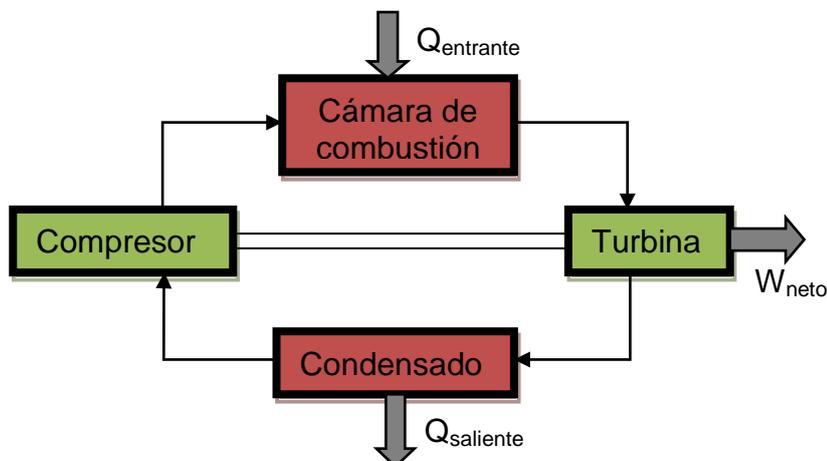


Figura 2.9 Sistema con turbina de gas de ciclo cerrado

2.4 Microrredes eléctricas

Según [Lasseter 2002] una microrred eléctrica se define como “un grupo de cargas y generación distribuida interconectada, con unos límites eléctricos bien definidos, que actúa como una entidad única y controlable respecto a la red, pudiendo conectarse y desconectarse de la misma y funcionar tanto en conexión a red como en isla”.

Por su parte, la Unión Europea ha impulsado la investigación relativa a las microrredes como método para la integración de la generación distribuida en la red de distribución. Para ello, se han desarrollado diversos proyectos de investigación, en los que han participado diferentes centros de investigación y empresas pertenecientes a la Unión Europea.

Así, la instalación de generadores individuales de pequeña potencia en la red de distribución ha dado lugar a nuevos conceptos. Una manera de gestionar el potencial emergente de la generación distribuida es tomar una aproximación del sistema, donde esta generación distribuida, junto con los receptores correspondientes, se agrupe en un subsistema o "microrred". Por lo tanto, la estructura de la microrred engloba un conjunto de cargas, equipos de almacenamiento y micro-generadores, operando como un sistema único, generando calor y electricidad. Es posible obtener diversas ventajas mediante la formación de microrredes, algunas inherentes a los sistemas de generación utilizados y otras debidas directamente a la formación de estas estructuras:

- Mejora de la fiabilidad debido a la introducción de sistemas de control locales
- Disminución de las emisiones de efecto invernadero, tanto por la mejora de la eficiencia como por la utilización de energía renovable
- Mejora de la gestión económica por la reducción de costes de transporte y distribución
- Mejora del control de tensión

Centrandose en esta estructura, para poder funcionar dentro de una microrred, la mayoría de los microgeneradores deben estar provistos de dispositivos electrónicos para poder acondicionar la potencia generada a los parámetros eléctricos de la red a la que están conectados. Además, de esta forma se ofrece la flexibilidad requerida para poder asegurar la operación controlada como un único sistema agregado [Koproski 2008].

Algunas de las características más importantes a analizar dentro de la estructura de una microrred son: el punto de acoplamiento a la red, las protecciones, el control de tensión, el control de flujos de potencia, el reparto de cargas en funcionamiento en isla, la estabilidad y las comunicaciones. Así, una de las funciones clave es la capacidad de la microrred para operar conectada a la red y pasar de forma estable de esta modalidad de operación a la operación en isla [Peças 2006].

La Figura 2.10 muestra la arquitectura básica de una microrred. En dicha figura se ha supuesto un sistema radial con tres alimentadores (A, B y C) y una serie de cargas, microgeneradores y sistemas de almacenamiento. Los microgeneradores pueden ser tanto microturbinas como pilas de combustible, además de sistemas de generación mediante energías renovables, todos conectados a la red eléctrica mediante electrónica de potencia. El punto de acoplamiento común está, en este

caso, en el primario del transformador y define el punto de separación entre la red de compañía y la microrred.

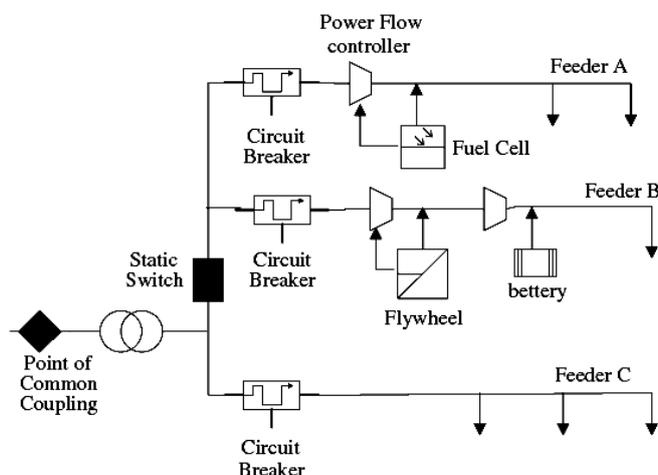


Figura 2.10 Estructura y elementos de una microrred [Jiayi 2007]

2.4.1 Sistemas de control

De acuerdo al concepto de microrred definido por el CERTS (Consortium for Electric Reliability Technology Solutions), una microrred debe asumir tres funciones críticas, necesarias para su control [Lasseter 2006]:

- Control del microgenerador. El controlador de tensión y potencia acoplado al micro-generador da una respuesta rápida a las perturbaciones y los cambios de carga independientemente de las comunicaciones.
- Gestor de la energía. Tiene un control operacional a través del despacho de carga y tensión de los puntos de medida de cada controlador de los microgeneradores. El tiempo de respuesta es del orden de minutos.
- Protección. Se debe tener en cuenta que la protección de una microrred en la que los generadores están conectados mediante electrónica de potencia y los flujos de energía no son unidireccionales requiere soluciones específicas para permitir la funcionalidad de la misma.

De cara al control, se ha impuesto el uso de estructuras jerárquicas, las cuales se han estructurado en tres niveles de control:

- Control primario. Se trata del control de tensión y frecuencia llevado a cabo por los generadores, utilizándose comúnmente el tipo de control denominado "droop".
- Control secundario. Este control corrige los errores de tensión y frecuencia que persisten tras el control primario y gestiona las reservas de potencia de la microrred.
- Control terciario. Se trata de un control que tiene en cuenta consideraciones económicas y que regula el flujo de potencia desde la red de compañía a la microrred y viceversa.

2.4.2 Tecnologías utilizadas en las microrredes eléctricas para la generación de energía

Las principales tecnologías de generación de energía que permiten su conexión a microrredes son las microturbinas, motores de combustión interna, pilas de combustible, turbinas eólicas y paneles fotovoltaicos.

En cuanto a las microturbinas, llegan a unos valores de eficiencia eléctrica cercanos al 30% y, mediante la utilización del recuperador es posible el ahorro de cerca del 40% del combustible. Además, considerando el aprovechamiento térmico, la eficiencia puede llegar al 75-80%. Estas eficiencias se consiguen cuando funcionan a plena carga, disminuyendo para cargas parciales. Las principales emisiones son el óxido de nitrógeno (NO_x) y el monóxido de carbono (CO). Las emisiones de NO_x disminuyen con la temperatura a la cual se realiza la combustión, pero esa reducción implicaría una reducción de la eficiencia [Canova 2008].

Respecto a los motores de combustión interna, en el mercado europeo existen dos tipos de motores alternativos utilizados para la cogeneración [Vukašinić 2016]:

- Motores de encendido por chispa, alimentados en su mayoría por gas natural
- Motores de encendido por compresión, alimentados por combustible diesel

Entre sus principales ventajas se encuentran su rápido arranque y su eficiencia a cargas parciales. Sin embargo, sus principales desventajas son el alto nivel de ruido generado y la alta necesidad de mantenimiento debido a sus múltiples partes móviles. Por otra parte, las máximas eficiencias globales alcanzadas son similares a las alcanzadas por las microturbinas de gas.

Por su parte, las pilas de combustible son capaces de producir electricidad mediante transformaciones electroquímicas, por lo que su eficiencia eléctrica llega a ser el doble de la eficiencia de las microturbinas, alcanzando valores de hasta el 60% para las pilas de óxidos sólidos. No generan emisiones de óxido de nitrógeno y mediante la utilización de hidrógeno como combustible tampoco generan monóxido ni dióxido de carbono. Además es una tecnología que permite la cogeneración debido a las altas temperaturas de los gases de salida, que incluso podrían utilizarse para alimentar microturbinas de gas [Zamora 2005]. Otra de las ventajas que presentan es el bajo nivel de ruido generado. Sin embargo, esta tecnología todavía está en desarrollo, con costes elevados.

En cuanto a las turbinas eólicas y los paneles fotovoltaicos destacar su dependencia respecto a la climatología y por lo tanto su discontinuidad. Las primeras utilizan habitualmente generadores de imanes permanentes para la conversión de energía mecánica en energía eléctrica, lo que permite elegir el número de polos más adecuado para evitar así la utilización de multiplicadores. Para conectarlas a la red se utilizan rectificadores para conseguir corriente continua y posteriormente inversores para su conexión a la red. Mediante la energía fotovoltaica, se consigue corriente continua, por lo que es necesaria la utilización de inversores para su conexión a red.

En la Tabla 2.2 se presentan las características de potencia, coste de instalación y eficiencia eléctrica de diferentes sistemas de microgeneración, donde se incluyen los motores de combustión, los motores Stirling y las pilas de combustible, además

de las microturbinas. Los datos reflejados en dicha tabla se han obtenido de [Restmac 2007], [Zamora 2005] y [NREL 2017].

2.4.3 Tipos de microturbinas

La gama de turbinas de combustión va desde los 30kW hasta los 50MW, en aplicaciones de generación distribuida y hasta los 250MW para centrales eléctricas. Las turbinas de combustión también se utilizan en aplicaciones de transporte y en compresores de gas y bombas, pudiendo usar combustibles líquidos y gaseosos.

	Rango de potencias	Coste instalación	Eficiencia eléctrica	Eficiencia global
Motores de combustión interna	5kW-20MW	800-1000€/kWe	28-37%	76-85%
Microturbinas	30kW-350kW	1300-1600€/kWe	28-33%	60-80%
Pilas de combustible	1kW-10MW	4000-5000€/kWe	30-60%	70-90%
Motores Stirling	1kW-1.5MW	2000-2500€/kWe	25-40%	85-90%

Tabla 2.2 Comparación entre diferentes sistemas de cogeneración

A lo largo de los años 90, en parte debido a la crisis energética de California, se desarrollaron equipos basados en esta tecnología para permitir una generación de energía eléctrica autónoma, simple, de alta disponibilidad y con bajo mantenimiento [Jurado 2005]. Así, en 1996, Capstone presentó la primera versión de la turbina de 30kW [Hamilton 2003].

A partir de ese instante, el número de microturbinas instaladas creció rápidamente al encontrarse otras aplicaciones donde la generación distribuida a pequeña escala tenía muchas ventajas. También se desarrollaron equipos de recuperación térmica de pequeña potencia para realizar instalaciones de microcogeneración e incluso de microtrigeneración [Moya 2011].

La evolución tecnológica de estos sistemas ha originado la existencia de máquinas para todo tipo de combustibles: gas natural, GLP, gases residuales, biogás de vertedero, biogás de digestión, queroseno y gasoil. Además, casi todos los procesos de generación energética usados en las grandes centrales pueden ser reproducidos a pequeña escala. A este nivel, tanto los rendimientos energéticos como los costes de instalación por kW están mejorando e incrementando la competitividad.

Los desarrollos comerciales más relevantes son:

- Capstone Turbine Corporation tiene actualmente en el mercado tres turbinas de 30, 60/65 y 200kW.
- Elliot Energy System comenzó a comercializar en 1998 una microturbina denominada Turbo Alternador de 45kW (TA-45), comercializando también unidades de 80 y 200kW.

GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y COGENERACIÓN

- Allied Signal ha fabricado unidades de 75kW de potencia, comercializadas a través de Honeywell y está desarrollando unidades de 250 a 500kW.
- La compañía Turbec AB fabrica unidades de 100kW.
- Bowman Power Ltd ofrece una gama de sistemas de microgeneración denominados Turbogén, de 50 y 80kW, basados en microturbinas Elliot.
- Blandon Jets comercializa microturbinas de 12kW, con el objetivo de dar servicio a torres aisladas de comunicaciones.

Las microturbinas se agrupan en dos tipos en función del número de ejes:

- Eje doble. Utilizan una turbina de potencia que gira a 3000 rpm, en sistemas de 50Hz, conectada a un generador síncrono convencional a través de un tren de engranajes. La microturbina de eje doble (Figura 2.11) tiene una mayor flexibilidad debido a que los ejes pueden girar a velocidades distintas, aunque esto conlleva una mayor complejidad. Consta de un compresor, una cámara de combustión y de una turbina de gas que mueve el compresor (a este conjunto se le denomina generador de gas).

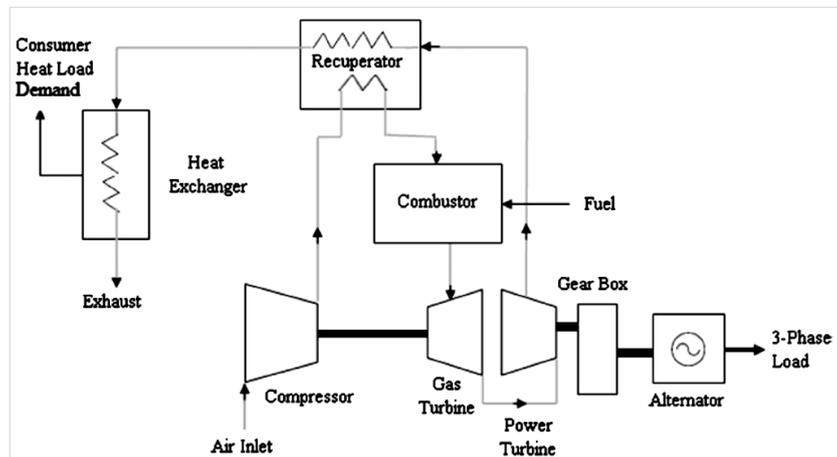


Figura 2.11 Esquema de la microturbina de eje doble

- Eje simple. La microturbina de eje simple (Figura 2.12) consta de un compresor, una cámara de combustión y una turbina de gas. La turbina, el compresor y el generador están montados directamente sobre el mismo eje, no existiendo tren de engranajes, lo cual es posible gracias a la utilización de un generador de alta velocidad. Una de las ventajas de este diseño es que el tamaño de la máquina disminuye casi en proporción directa al incremento de velocidad, llevando a una máquina muy pequeña que se puede integrar en la microturbina. Otra de las principales ventajas es la ausencia de elementos rozantes, debido a la existencia de rodamientos de aire, los cuales permiten un coeficiente de rozamiento muy bajo además de evitar la necesidad de lubricación.

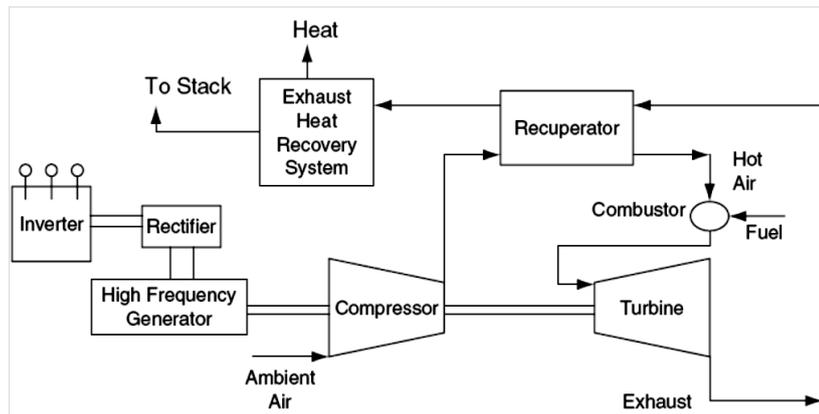


Figura 2.12 Esquema de la microturbina de eje simple

Las microturbinas se pueden clasificar también en función de su estructura:

- Turbinas sin recuperador. Son turbinas de ciclo simple, el aire comprimido se mezcla con el combustible y se produce la combustión bajo condiciones de presión constante. El gas caliente resultante se expande en la turbina produciéndose trabajo. Tienen un coste inferior y son menos eficientes
- Turbinas con recuperador. Utilizan un intercambiador de calor que recupera parte del calor del flujo de salida y lo transfiere de nuevo al flujo de entrada de aire, con lo cual se puede conseguir un ahorro del combustible de 30-40%.

2.4.3.1 Principio de funcionamiento

El funcionamiento de las microturbinas se basa en el ciclo de Brayton (Figura 2.13). Se trata de un ciclo de comparación, y por tanto reversible, en el que el fluido motor es aire al que se considera como un gas ideal de coeficiente adiabático γ . El trabajo neto del ciclo será el trabajo de la turbina menos el del compresor, por lo tanto, se cumple la expresión (2.6).

$$W_N = W_t - |W_c| = C_p(T_3 - T_4) - C_p(T_2 - T_1) \quad (2.6)$$

Donde:

- W_N : Trabajo neto
- W_t : Trabajo de la turbina
- W_c : Trabajo del compresor
- C_p : Constante calorífica
- T_1, T_2, T_3, T_4 : Temperaturas en diferentes puntos del ciclo termodinámico

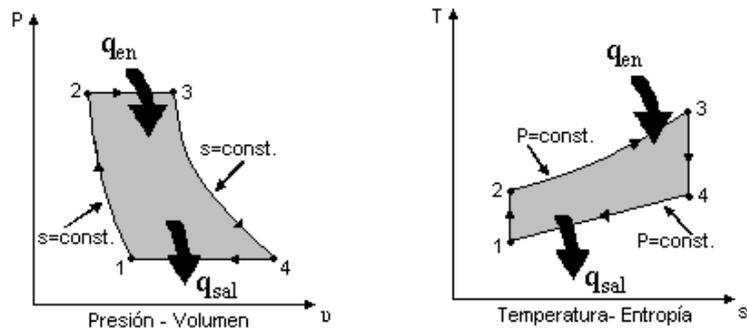


Figura 2.13 Esquemas termodinámicos del ciclo de Brayton

Además se cumple la expresión (2.7).

$$\frac{T_2}{T_1} = \frac{T_3}{T_4} = \left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} = r^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} \quad (2.7)$$

Donde:

- P_1, P_2 : Presiones en los puntos 1 y 2 del ciclo termodinámico
- r : Relación de presiones
- γ : Coeficiente adiabático

Finalmente, el rendimiento térmico del ciclo viene dado por la expresión (2.8) [Zaki 2007].

$$\eta_t = 1 - \frac{1}{r^{\frac{\gamma-1}{\gamma}}} \quad (2.8)$$

De la ecuación (2.8) se deduce que el rendimiento térmico sólo depende de la relación de compresión. Cuanto mayor sea esta relación, mayor será el rendimiento. Las temperaturas T_1 y T_3 son valores fijos, ya que T_3 está limitada por las características de los materiales disponibles y T_1 por la temperatura ambiental. Sin embargo, en la realización práctica del ciclo, las irreversibilidades le afectan de manera acusada, tal como se aprecia en la Figura 2.14.

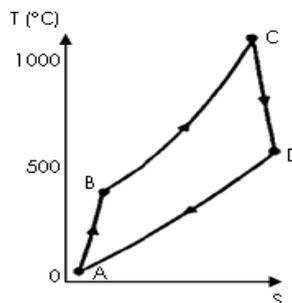


Figura 2.14 Ciclo de Brayton con irreversibilidades

Como ya se ha indicado, los sistemas de generación de energía eléctrica mediante microturbinas pueden ser de ciclo simple o con recuperación. El método con recuperación normalmente dobla la eficiencia eléctrica de la unidad. Los elementos fundamentales de un sistema de microturbina con recuperación son los que se muestran en la Figura 2.12. El aire entrante se comprime y pasa por el recuperador,

GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y COGENERACIÓN

donde absorbe calor antes de entrar en la cámara de combustión. En este punto se introduce el gas natural (u otro combustible) a alta presión y los gases calientes a alta presión se expanden en la turbina, que extrae la energía y la usa para mover el compresor y el alternador que están sobre en el mismo eje. Los gases de escape se utilizan para alimentar al recuperador y la caldera o la cámara de absorción, para aplicaciones de cogeneración o refrigeración, respectivamente.

La potencia producida por la microturbina y la consumida por el compresor son proporcionales a la temperatura absoluta del gas que pasa a través de dichos elementos [McDonald 2000]. Cuanto mayor es la temperatura en la turbina y mayores son los ratios de presión, mayores son la eficiencia y la potencia específica. El aumento del ratio de presiones aumentará la eficiencia y la potencia específica hasta un ratio de presiones óptimo, a partir del cual esa eficiencia y potencia específica disminuirán. El ratio de presiones óptimo es menor cuando se usa el recuperador [Soares 2011].

El parámetro en el que se trata de influir para conseguir mayores eficiencias es la temperatura de entrada a la turbina. Debido a que actualmente no se han desarrollado microturbinas en las cuales se refrigeren los alabes de la misma, se está experimentando en el campo de los materiales. En la Figura 2.15 se representan la eficiencia y la potencia específica, respectivamente, en relación a la temperatura de entrada a la turbina y al ratio de presiones.

Otra posibilidad es el funcionamiento con mayores ratios de presión. Esto perjudicaría a la eficiencia, pero a cambio, la potencia específica sería mayor y también la temperatura de los gases de salida, permitiendo así la utilización de recuperadores fabricados con materiales menos costosos [Goldstein 2003].

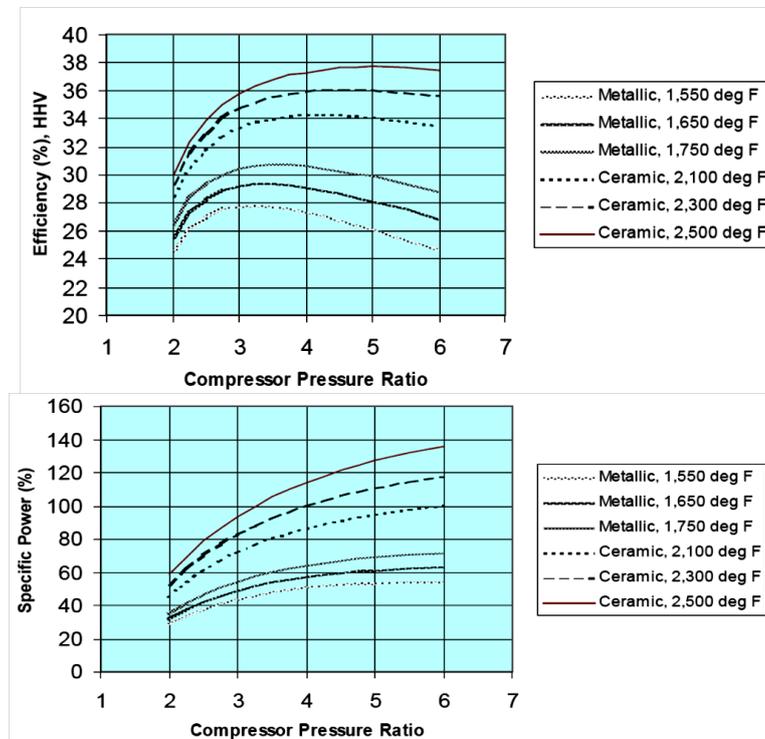


Figura 2.15 Eficiencia y potencia específica en función de la temperatura y el ratio de presiones

A continuación, la generación eléctrica se consigue mediante un generador síncrono de imanes permanentes de dos polos [Pilavachi 2002]. El eje gira a una velocidad de entre 15.000 y 90.000 rpm, por lo que se genera corriente alterna a alta frecuencia, la cual hay que acondicionar a las características de la red eléctrica mediante electrónica de potencia.

2.4.3.2 Equipos asociados

En el caso de microturbinas de eje simple, la conversión electromecánica se consigue mediante una máquina eléctrica rotativa que está acoplada directamente al eje del turbocompresor. Esta máquina eléctrica actúa como motor en la fase de arranque, para acelerar la turbina por encima de la mínima velocidad auto sostenible (que puede ser alrededor del 50% de la velocidad nominal), y pasa después a comportarse como generador en el funcionamiento normal de la unidad. En términos generales, es posible utilizar diferentes tipologías de máquinas eléctricas para este propósito, máquinas síncronas de imanes permanentes, máquinas asíncronas con rotor sólido y máquinas de reluctancia. En la práctica, para los equipos que se pueden encontrar en el mercado, sólo se han empleado máquinas síncronas de imanes permanentes (Figura 2.16), ya que este tipo de máquinas permiten adoptar la solución más simple para la primera etapa de la conversión. Así, es posible evitar la conmutación necesaria para alimentar los devanados de campo mediante corriente continua, lo cual sería poco práctico para un sistema que debe funcionar a velocidades cercanas a 100.000 rpm.



Figura 2.16 Sección de un alternador de imanes permanentes

Esta configuración, utiliza imanes de tierras raras en el rotor, como por ejemplo el SmCo, que es particularmente apreciado por la posibilidad de trabajar a altas temperaturas y soportar la oxidación. El estator de la máquina generalmente consiste en un núcleo laminado de Fe-Si con multidevanado de cobre.

En cuanto a los convertidores utilizados en las microturbinas de eje simple, los más utilizados son los inversores controlados mediante modulación del ancho de pulso. Estos inversores utilizan transistores bipolares de puerta aislada IGBT, los cuales tienen unas características de conmutación y potencia admisible adecuadas para este tipo de aplicaciones.

2.5 Conclusiones

El escenario energético mundial y, principalmente, el problema medioambiental ligado al uso de combustibles fósiles para la generación de energía, está provocando la aprobación de medidas de impulso a los sistemas de cogeneración de alta eficiencia y a las energías renovables. Así, se han aprobado directivas a

GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y COGENERACIÓN

nivel europeo y leyes a nivel estatal en las que se establece la necesidad de valorar el potencial de estas tecnologías y se asigna a las mismas un régimen retributivo específico.

Dado el peso específico del consumo energético en el sector residencial y de servicios, estas legislaciones se han orientado al ahorro de energía en estos sectores, por una parte, mediante la mejora de la calificación energética de edificios, y por otra mediante la mejora de la eficiencia en la generación energética relativa a ellos. Una de las medidas más eficaces para la mejora de la eficiencia en la generación de energía para estos sectores, debido a las necesidades de energía eléctrica y térmica que tienen, es el fomento del uso de la cogeneración.

Las microturbinas de gas son una de las mejores alternativas para su aplicación en microgeneración, debido al bajo ruido, su gran fiabilidad que implica bajos costes de mantenimiento y por las altas eficiencias globales que alcanza.

CAPÍTULO 3

MODELIZACIÓN Y CONTROL DE SISTEMAS DE GENERACIÓN MEDIANTE MICROTURBINA DE GAS

3.1 Introducción

3.2 Modelización de la microturbina de gas

3.3 Modelización del alternador

3.4 Modelización de la electrónica de potencia

3.5 Sistemas de control en isla y en conexión a red

3.6 Algoritmos de control para múltiples generadores en redes aisladas

3.7 Transición en el modo de funcionamiento: conexión a red/isla

3.8 Conclusiones

3 Modelización y control de sistemas de generación de energía mediante microturbina de gas

3.1 Introducción

Las técnicas de modelización y simulación son ampliamente utilizadas de cara al estudio del comportamiento de los sistemas de generación mediante microturbina. Los modelos dinámicos desarrollados se han utilizado para el estudio del funcionamiento de las microturbinas en condiciones de régimen permanente, y para el estudio del comportamiento de estos sistemas de generación ante faltas o perturbaciones en la red de distribución a la que están conectadas.

Además, las técnicas de simulación han permitido el desarrollo, y posterior análisis, de algoritmos de control aplicables al sistema de generación mediante microturbina, no solo para el funcionamiento en conexión a red sino también para el funcionamiento aislado. Estos algoritmos han sido desarrollados teniendo en cuenta la optimización de diferentes parámetros económicos y/o técnicos.

En este contexto, para la modelización adecuada del sistema de generación y, en general, de cualquier sistema, es necesario establecer primero el análisis que se quiere realizar. La complejidad con la que se modeliza cada componente depende de la influencia que tiene dicho componente en las variables que se pretende estudiar. Del mismo modo, se debe prestar especial atención a la idoneidad de las simplificaciones realizadas y la pérdida de precisión que se puede derivar de las mismas.

En el presente capítulo se recoge el estado del arte de la modelización del sistema de generación mediante microturbina y el estado del arte de los algoritmos de control aplicables a la misma, con objeto de comparar los modelos desarrollados en los diferentes trabajos. Además, se han analizado las simplificaciones aplicadas, en función del estudio realizado, así como la validez de las mismas.

Para la modelización del sistema de generación, es necesaria la modelización de la microturbina de gas, el generador de imanes permanentes y la electrónica de potencia para la conexión del sistema a la red, aspectos que se presentan en los siguientes subapartados. También se indican las modificaciones que se han realizado sobre los mismos, en función de los estudios a realizar. Por ejemplo, para la microturbina se incluye la modelización del compresor, la válvula de combustible, la turbina de gas y los sistemas de control de estos elementos.

Primero se presenta el modelo de Rowen y, se analiza el uso que se ha hecho de este modelo en varios artículos. Aunque el modelo desarrollado por Rowen no incluye la parte eléctrica del sistema, se presenta la modelización realizada para esta parte en los artículos que utilizan el modelo de Rowen como referencia. Posteriormente, se presenta el modelo de GAST, analizando también las modificaciones aplicadas al mismo en diversos trabajos y el desarrollo de la parte eléctrica conectada a dicho modelo. A continuación se expone el modelo completo desarrollado por Lasseter, el cual es un modelo integrado de turbina de gas,

generador y rectificador, siendo el modelo utilizado como base en esta tesis. Por último, se describen otros modelos propuestos en diferentes artículos.

Una vez revisados y analizados los modelos de microturbina, generador y convertidor, se pasa a analizar los algoritmos de control existentes.

3.2 Modelización de la microturbina de gas

Como se presentó en el apartado 2.4.3, existen dos configuraciones para los sistemas de generación mediante microturbina, en función de la posición del compresor, la microturbina y el generador. Del mismo modo, en lo que respecta estrictamente a la turbina de gas, gran parte de los modelos utilizados para el análisis del funcionamiento y el diseño del control del sistema se basan en dos modelos: el modelo de Rowen para turbinas de eje simple y el modelo desarrollado por General Electric para turbinas de gas de eje doble, denominado modelo GAST.

En cuanto a los modelos de eje simple, se encuentran también en la bibliografía modelos desarrollados con posterioridad al modelo de Rowen, como son el modelo de Lasseter o el modelo termodinámico. El modelo de Lasseter, utilizado como punto de partida para el desarrollo de esta tesis, resulta especialmente interesante para el análisis de la parte eléctrica del sistema, ya que otorga prioridad a ésta en relación al análisis termodinámico. Por el contrario, el modelo denominado “modelo termodinámico” profundiza en los aspectos termodinámicos del sistema, con el objetivo de analizar en detalle el efecto que tienen éstos sobre el funcionamiento del sistema.

3.2.1 Modelo de Rowen

William I. Rowen desarrolló un modelo dinámico para turbinas de gas de eje simple, basándose en cuatro turbinas de potencias que van desde 19.68 MVA hasta 80.68 MVA [Rowen-1992]. Justifica la selección de turbinas de gas de eje simple, frente a las turbinas de eje doble, por su simplicidad en cuanto a elementos mecánicos y por la mayor potencia alcanzada mediante esta disposición, además de indicar motivos termodinámicos que simplifican el diseño geométrico de la turbina. Sin embargo, señala que la potencia necesaria en el arranque es mayor en turbinas con esta configuración, debido a que en dicho arranque el compresor permanece conectado a la turbina.

Las señales de entrada al modelo desarrollado por Rowen son la velocidad nominal y una velocidad de referencia, siendo la salida el flujo de gases de salida W_x .

El diagrama de bloques del modelo propuesto por Rowen se muestra en la Figura 3.1, donde se han resaltado los bloques de retardo. Es decir, el modelo de turbina incluye el tiempo de retraso en la reacción de combustión denominado como E_{cr} , la constante de tiempo de la descarga del compresor ζ_{cd} y el retraso en el sistema de transporte de salida de la turbina E_{td} (tabla 3.1). Los retrasos del blindaje contra la radiación y el termopar se utilizan para obtener la temperatura de escape medida T_M .

MODELIZACIÓN Y CONTROL DE SISTEMAS DE GENERACIÓN MEDIANTE MICROTURBINA DE GAS

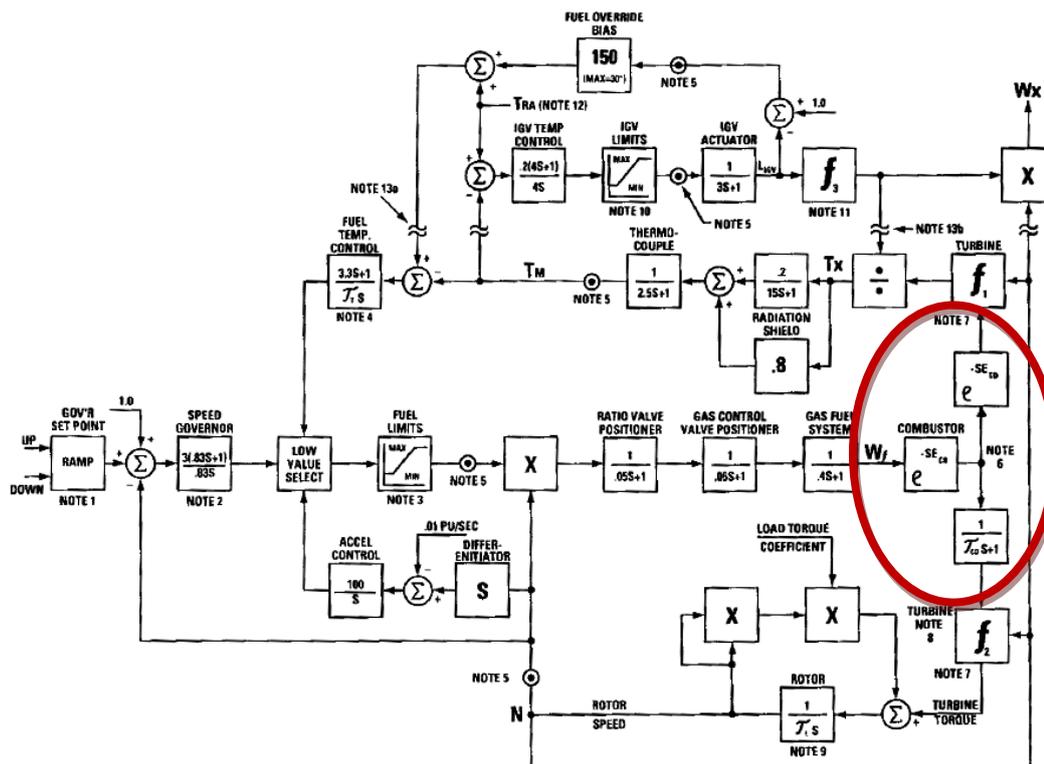


Figura 3.1 Diagrama de bloques del modelo de Rowen para turbinas de gas [Rowen-1992]

Modelo	E_{cr}	ζ_{cd}	E_{td}
5001R	0.01	0.10	0.02
5001P	0.01	0.10	0.02
6001B	0.01	0.10	0.02
7001EA	0.01	0.20	0.04

Tabla 3.1 Valores de los parámetros de la turbina de gas [Rowen-1992]

El par obtenido en la turbina se considera lineal respecto a la velocidad de la misma. Además, en el modelo se incluyen controles de velocidad, temperatura y aceleración:

1. El control principal aplicado al funcionamiento de la turbina es el control de velocidad. Rowen tiene en cuenta los límites de velocidad que se deben respetar para que la turbina de gas pueda seguir funcionando. Por una parte, hay que tener en cuenta que si la velocidad de la turbina de gas desciende, también descenderá la velocidad del compresor. En el caso de que descienda la velocidad del compresor, el flujo de aire de entrada será menor y también será menor el ratio de presiones del sistema. En el caso en el que la turbina llegue a funcionar en su punto de temperatura de combustión máxima, el sistema no

podrá recuperar velocidad sin una reducción en la generación de potencia. Este control de velocidad se ha implementado mediante un controlador isócrono que actúa sobre el error entre la velocidad de funcionamiento y la suma entre el valor unidad y la referencia del punto de funcionamiento. El control isócrono es un control proporcional con reset, cuyo cambio en el ratio de salida será proporcional al error de entrada y actuará hasta que se anule este error.

También se modeliza la válvula de posicionamiento, la válvula de admisión de gas y el sistema de alimentación, así como la combustión, mediante retardos de primer orden. El par se obtiene mediante la ecuación (3.1), aplicada en el bloque de la Figura 3.1, mediante el símbolo f2 en el diagrama de bloques.

$$T = \frac{1.16(W_f - 0.133)}{N} \quad (3.1)$$

Siendo:

- W_f : Flujo de combustible (p.u.)
- N : Velocidad (p.u.)
- T : Par (p.u.)

Como se muestra en dicha Figura 3.1, se establecen unos límites al combustible, de manera que el flujo de combustible no sea nunca menor que el mínimo necesario para el funcionamiento auto-sostenido, y nunca sea superior al límite impuesto por la temperatura, teniendo en cuenta la temperatura ambiente.

Además, existe un control del ángulo del flujo de entrada en la turbina, mediante las paletas de la misma. Este control tan solo tiene influencia en el arranque de la turbina, permaneciendo las paletas totalmente abiertas una vez se alcanza el funcionamiento auto-sostenido.

2. El control de aceleración funciona principalmente durante el arranque, hasta que se alcanza la velocidad mínima de funcionamiento. Tiene como objetivo la reducción del estrés térmico producido en esta fase de funcionamiento, debido a la demanda de combustible. Este control debe actuar también en el caso de una pérdida repentina de carga. En este caso, el control de aceleración reducirá el flujo de combustible limitando el ratio de aumento de la velocidad.
3. El control de temperatura funciona a través del control de la temperatura de los gases de salida. Mediante este control se fija la temperatura máxima de combustión, independientemente de las variaciones de otros parámetros.

El autor propone también un modelo simplificado, cuya precisión es aceptable bajo varios supuestos:

- Elimina el control de aceleración debido a que los transitorios en el sistema mecánico pocas veces son de suficiente rapidez como para que se llegue al límite de aceleración y el control actúe.

- Elimina retardos debidos al transporte, al ser de pequeño valor y no afectar significativamente a la validez de los resultados obtenidos. Por la misma razón elimina los retrasos de transporte en la combustión y en la salida de los gases.
- Asume que el sistema de control de combustible se puede modelizar mediante un retardo con una constante de tiempo de 0.5s, lo cual se justifica debido a los valores comparativos entre unos y otros retardos.
- Elimina el sistema de control mediante orientación de las paletas de la turbina, debido a que sólo tienen influencia durante el arranque.

Así, el modelo simplificado para la turbina es el que se muestra en la Figura 3.2.

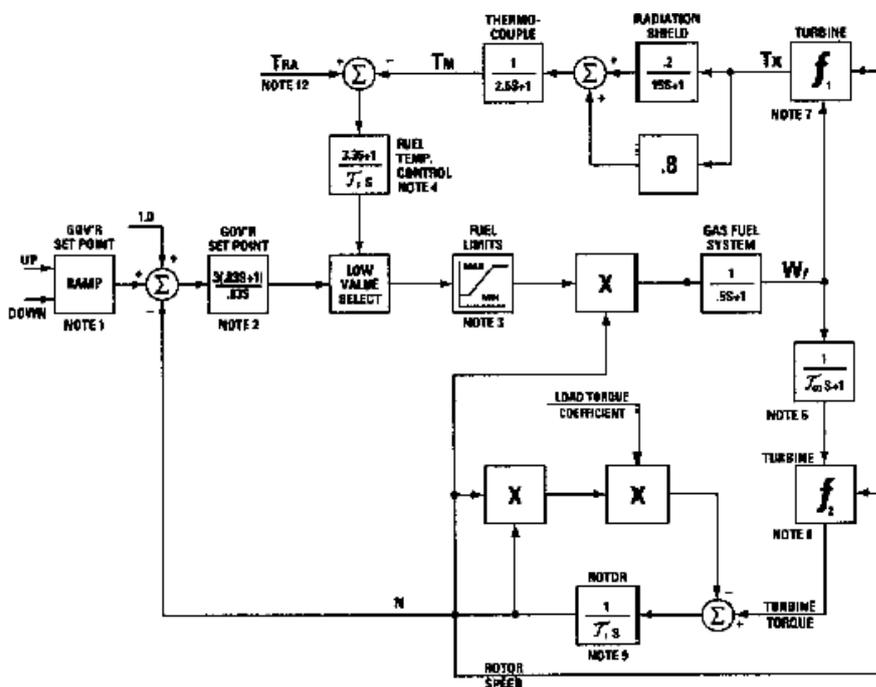


Figura 3.2 Modelo simplificado de Rowen para la turbina de gas [Rowen-1992]

En este modelo, existen dos bloques dinámicos (el termopar y el blindaje contra la radiación) que retrasan y atenúan transitoriamente la señal de temperatura de los gases de escape, devolviendo una estimación de la temperatura de escape instantánea. La función de par permite la obtención del par mecánico útil, que se expresa según la ecuación (3.2).

$$T_M = K_6(W_f - 0.23) + 0.5(1 - N) \quad (3.2)$$

Siendo:

- T_M : Par mecánico útil (p.u.)
- N : Velocidad (p.u.)
- W_f : Flujo de combustible (p.u.)
- K_6 : Constante

La función de temperatura permite obtener la temperatura instantánea de los gases de salida de la turbina, mediante la ecuación (3.3).

$$T_E = T_{ref} - b_1(1 - W_f) + b_2(1 - N) \quad (3.3)$$

- T_E : Temperatura de los gases de escape (°C)
- T_{ref} : Temperatura de referencia (°C)
- W_f : Flujo de combustible (p.u.)
- b_1 : Constante
- N : Velocidad (p.u.)
- b_2 : Constante

Este modelo de Rowen fue validado posteriormente en [L.N. Hannett-1993] y [Hajagos-2001]. En el primero de ellos, con el objetivo de obtener modelos precisos de turbinas de gas, se tomaron medidas de funcionamiento de la turbina para obtener así los valores de todos los parámetros del modelo. Además, mediante el análisis del funcionamiento dinámico del sistema real, se obtuvieron los valores de las constantes de tiempo del modelo, utilizando métodos de prueba y error. En la Figura 3.3 se muestra un gráfico de la respuesta dinámica de la velocidad de la turbina real, superpuesta a la respuesta del modelo desarrollado.

Además, el modelo desarrollado por Rowen ha sido posteriormente utilizado por diversos autores para la modelización de sistemas de generación mediante microturbina. Las microturbinas son considerablemente más pequeñas, físicamente, que las turbinas convencionales modelizadas por Rowen. El tamaño de cada componente es pequeño y esto hace que el gas se mueva a gran velocidad a través del sistema. Esto a su vez, hace que cada elemento de la microturbina tenga una constante termodinámica pequeña, por lo que cualquier cambio en el suministro de fuel o del aire de entrada, afecta de forma relativamente rápida a la potencia generada.

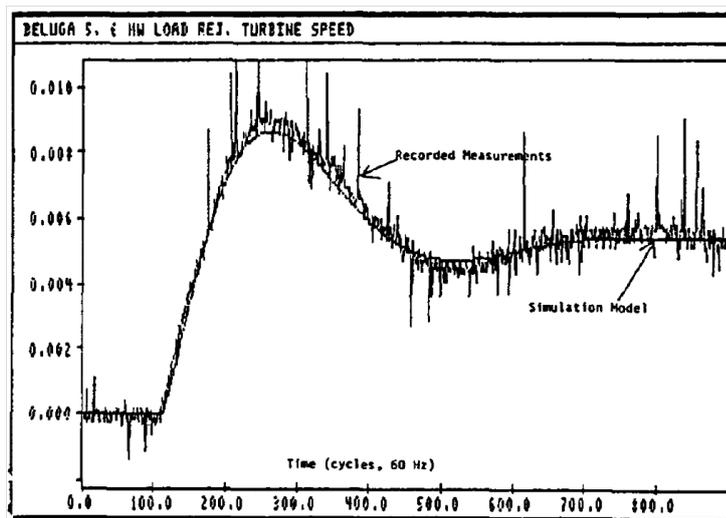


Figura 3.3 Comparación entre la respuesta de la turbina real y la del modelo [L.N. Hannett-1993]

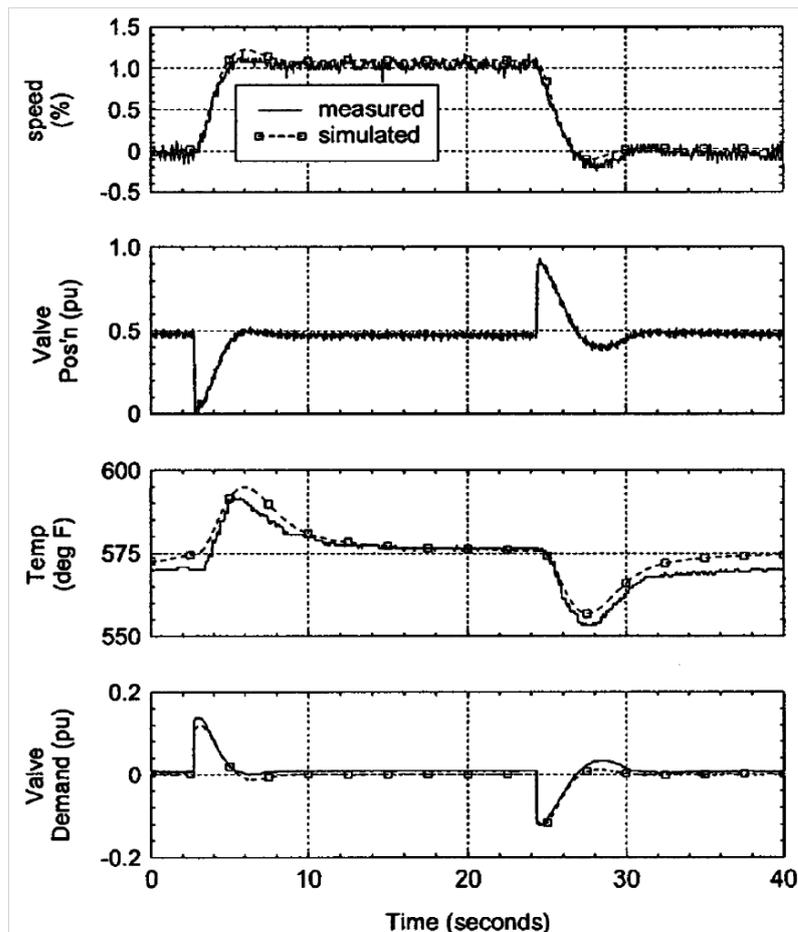


Figura 3.4 Comparación entre la respuesta de la turbina real y la del modelo [Hajagos-2001]

En [Wei-2009] se desarrolla un modelo matemático completo del sistema de generación mediante microturbina, basándose en el modelo de Rowen y bajo las siguientes premisas:

- Se realiza la simulación bajo condiciones normales de operación, sin tener en cuenta aspectos como el arranque, las faltas internas, pérdidas repentinas de carga, etc.
- Se pretende analizar el comportamiento electromecánico del sistema, por ello no se incluye en el modelo el recuperador ya que se trata de un intercambiador cuyo objetivo es la mejora de la eficiencia del sistema de generación.

Así, se presenta como un modelo cuyos algoritmos de control se han diseñado de forma integrada, es decir, teniendo en cuenta el sistema de generación en su conjunto, presentando como problema la modelización independiente de cada componente, realizada en trabajos anteriores. De esta forma, este modelo incluye los controles de velocidad, aceleración y temperatura.

Según los autores, el modelo desarrollado es capaz de funcionar tanto en conexión a red como en isla. Pese a ello, no se describe el proceso de transición en el modo de funcionamiento, ni la forma en la que el modelo realiza ese cambio. Ni siquiera se han realizado simulaciones de funcionamiento en isla pese a que se presenta como un modelo válido para funcionar de este modo. Adicionalmente, se indican valores de los parámetros, pero no se realiza la validación del modelo respecto a datos reales de funcionamiento.

En [Li-2010] se realiza también una modelización matemática completa del sistema de generación, utilizando el modelo de Rowen para la turbina de gas y, así, poder analizar la estabilidad del sistema ante variaciones en la carga, en conexión a red y en isla. Los cambios en el modo de funcionamiento del sistema (de conexión a red a funcionamiento en isla) se realizan mediante el interruptor “K” mostrado en la Figura 3.5.

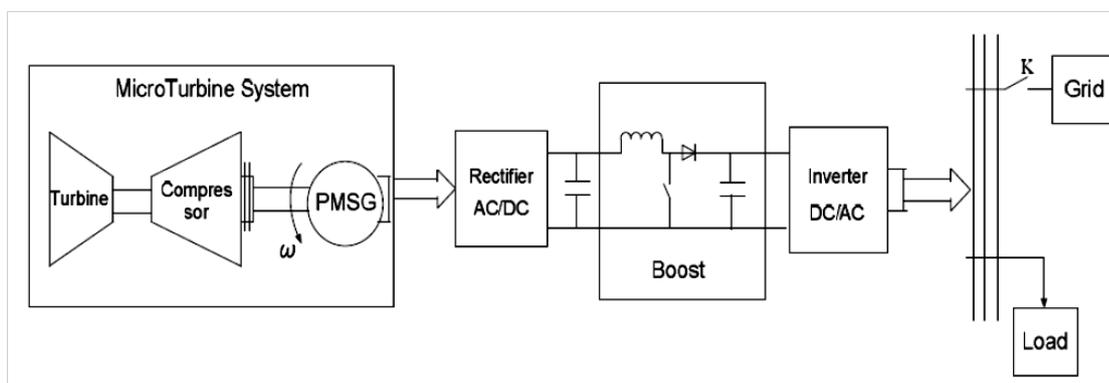


Figura 3.5 Esquema del modelo completo [Li-2010]

Por otra parte, como ya se ha indicado, se modeliza tanto la microturbina como el compresor mediante retardos de primer orden, calculando, a partir de estas señales, la temperatura del gas de salida y el par generado, según se muestra en la Figura 3.6. El inversor propuesto en este artículo realiza el control de potencia activa y reactiva, mediante el control de la intensidad directa y en cuadratura inyectada a la red, según se muestra en la Figura 3.7.

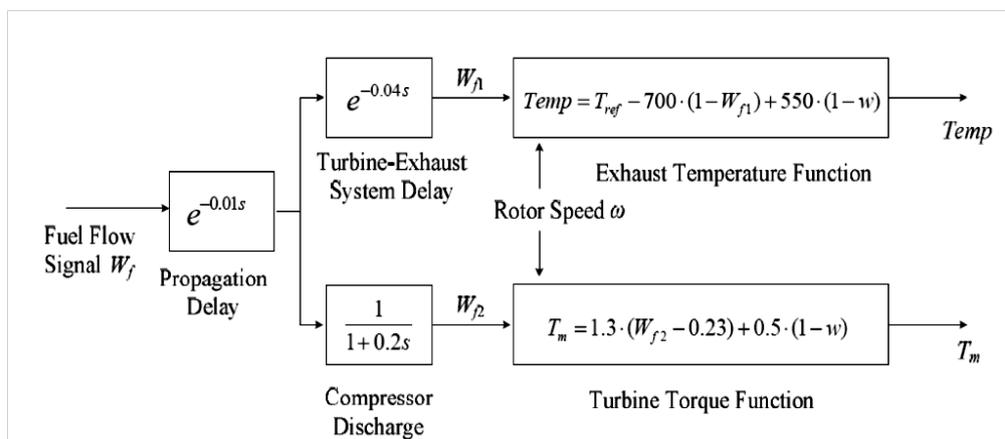


Figura 3.6 Modelización del compresor y la turbina [Li-2010]

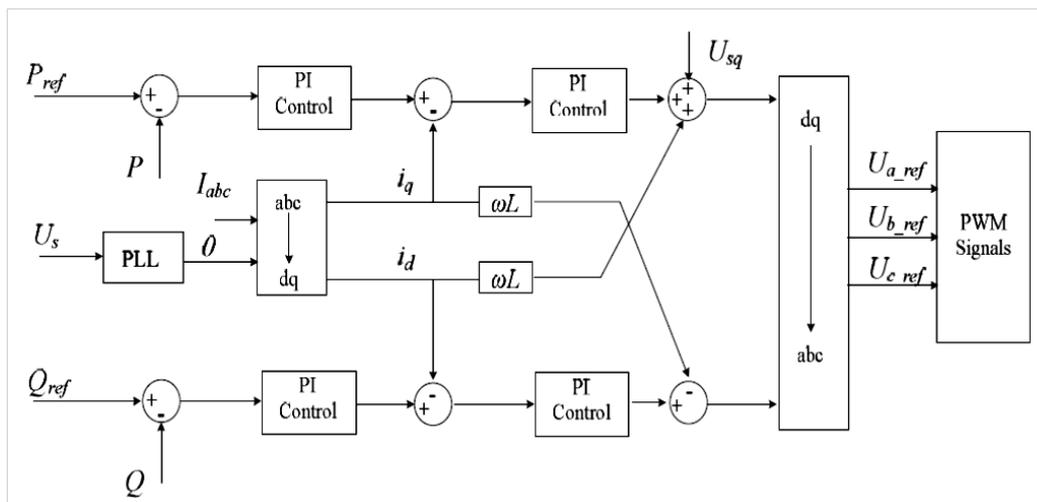


Figura 3.7 Modelización del inversor [Li-2010]

Los resultados obtenidos en la simulación mediante este modelo muestran que la velocidad de la microturbina disminuye al aumentar la consigna de potencia. Al aumentar el flujo de combustible a la microturbina, aumentan el par generado y la potencia mecánica y eléctrica entregadas a la red, mientras que la velocidad disminuye (Figura 3.8). Sin embargo, según los datos de funcionamiento de la microturbina Capstone C30, la respuesta a los cambios de consigna de potencia a generar se produce a través de cambios en la velocidad de la misma, aumentando ésta al aumentar la referencia de potencia activa a generar.

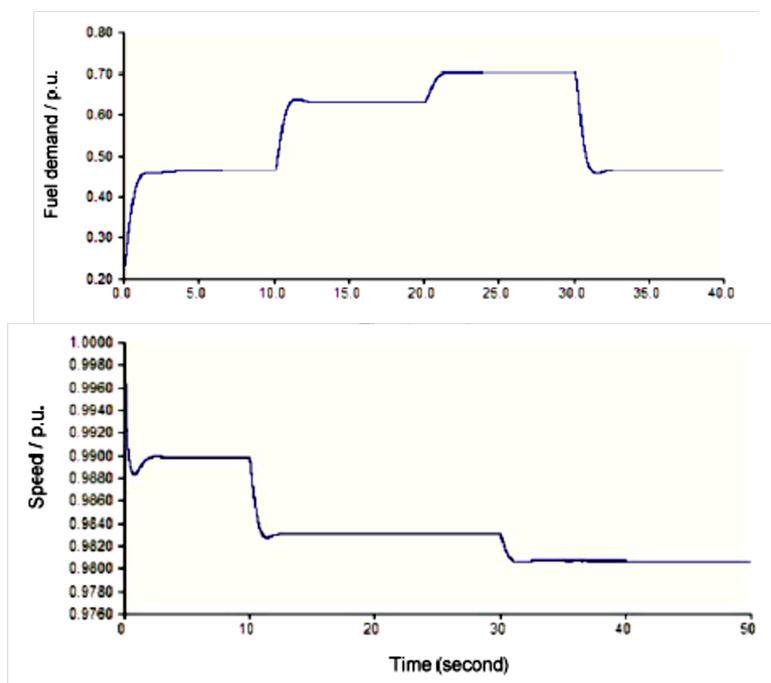


Figura 3.8 Par y velocidad de la microturbina ante variaciones de carga [Li-2010]

Por otra parte, al igual que en [Wei 2009] no se describe el proceso de transición de funcionamiento en conexión a red a funcionamiento en isla. Es decir, se presentan simulaciones en funcionamiento en isla, de cuyos resultados se concluye que el sistema es lo suficientemente rápido para funcionar en este modo de forma estable. También se presentan simulaciones en conexión a red, de forma que el modelo desarrollado actúa de manera adecuada frente a variaciones de consigna. Pero, como se ha indicado, no se muestra el procedimiento por el cual la microturbina cambia el modo de control de un funcionamiento a otro. Además, no se realiza ninguna validación de los resultados, ni se presenta el origen ni los valores numéricos utilizados para los parámetros, en la simulación.

En [Yu-2013] se modeliza la microturbina según el modelo simplificado de Rowen. Este artículo utiliza el modelo integrado de generador de imanes permanentes y rectificador presentado en [Lasseter-2001]. Con esta modelización se realiza una mejora del control mediante la eliminación automática de las perturbaciones producidas por la no linealidad del sistema y la incertidumbre existente debido a la complejidad termodinámica. Una vez desarrollados el modelo y el sistema de control, se realizan simulaciones dinámicas, mediante cambios en las consignas de potencia, analizando la mejora que supone el control desarrollado (control ADRC) frente a controladores proporcionales-integrales utilizados habitualmente (Figura 3.9). Las simulaciones se realizan en conexión a la red de distribución y no se analiza el funcionamiento en isla ni el paso a este modo de funcionamiento. Tampoco se indica el origen de los valores numéricos de los parámetros utilizados en las simulaciones realizadas.

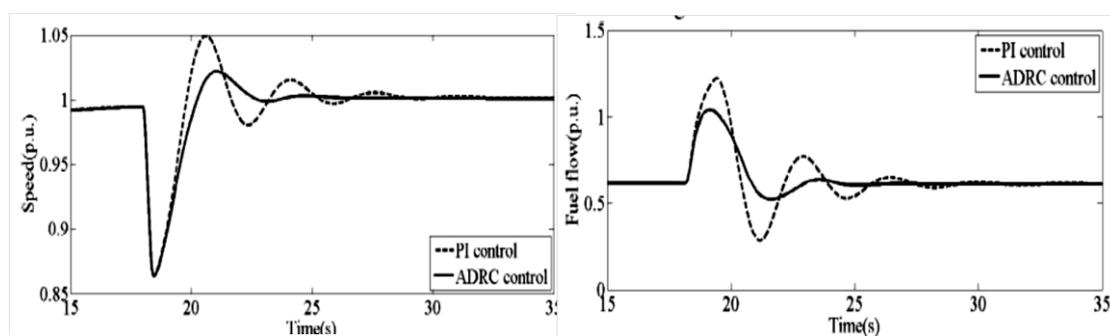


Figura 3.9 Comparación de los controles PI y ADRC [Yu-2013]

En [Xu-2014] se tiene en cuenta la red de alimentación de gas natural a la microturbina, mientras que en los modelos desarrollados anteriormente se tomaba la presión de entrada de gas natural como constante. Estos autores proponen la introducción de un control de la apertura de la válvula de combustible, con el objetivo de controlar la presión en la entrada a la microturbina, como se muestra en la Figura 3.10. Para el análisis de la influencia de la presión del gas a la entrada se utiliza el modelo de Rowen, incluyendo los controles de velocidad, aceleración y temperatura.

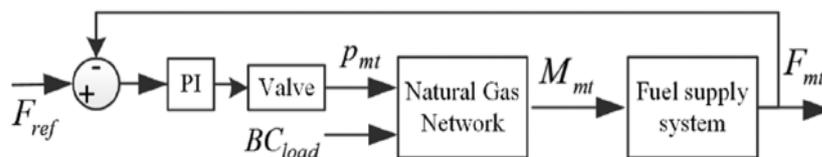


Figura 3.10 Subsistema propuesto para la red de gas natural y la alimentación de combustible

Mediante este modelo se hace un análisis de la interacción entre las variaciones en la presión de la red de distribución de gas y el funcionamiento de la microturbina. Como se muestra en la Figura 3.11., al producirse diferencias de presión en la red de alimentación de gas, se producen distorsiones en el nivel de tensión del bus de continua.

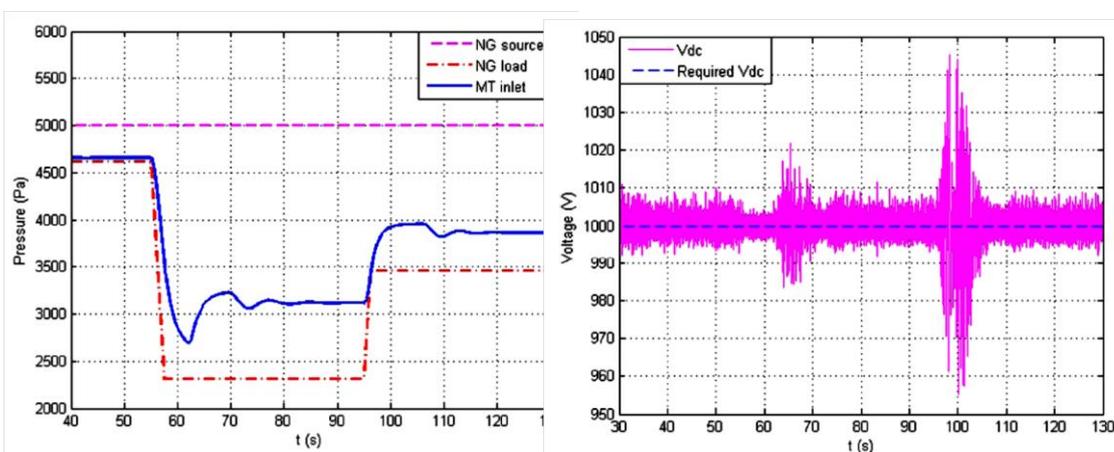


Figura 3.11 Variaciones en la presión del gas de alimentación y distorsión producida en el bus de continua

3.2.2. Modelo GAST

El modelo más utilizado en la bibliografía para las microturbinas de doble eje es el modelo de GAST. Como se ha indicado, estas microturbinas son más complejas desde el punto de vista mecánico que las microturbinas de eje simple. Sin embargo, debe tenerse en cuenta la simplificación que se deriva de la eliminación de los equipos de electrónica de potencia para su conexión a la red.

Aunque en los diseños de doble eje hay dos turbinas, una que conduce el compresor y otra para el generador, hay sólo un compresor. Por ello, se suele realizar la modelización como si fuera de ciclo simple, es decir, como si fuera una microturbina de eje simple [Zhu 2002].

Como se muestra en la Figura 3.12, la turbina de gas está modelizada mediante dos retardos de primer orden (T_1 y T_2) que reflejan los retardos producidos en la alimentación de combustible. El modelo tiene en cuenta el impacto de la inercia de la máquina y el amortiguamiento en el comportamiento dinámico del control de la turbina, sin ser una parte explícita de la máquina.

En la Figura 3.12 se muestran, además, tres lazos de control. Por una parte están los controles de velocidad y de potencia. El control de velocidad actúa sobre la velocidad del eje del rotor, comparándola con la velocidad de referencia y utilizando un controlador proporcional integral para hacer que ese error se anule. El control de potencia actúa sobre la potencia mecánica de salida y, al igual que el control de velocidad, utiliza un controlador proporcional integral para hacer que el error respecto a la potencia de referencia se anule.

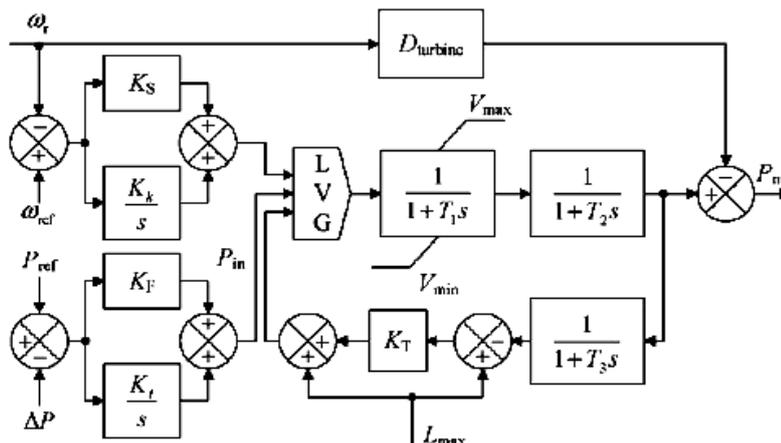


Figura 3.12 Modelo GAST de la microturbina con control de velocidad y potencia [Sisworaharjo 2013]

El tercer control es el de temperatura. Este control actúa comparando la temperatura de los gases de salida (señal obtenida tras los bloques que modelizan la turbina de gas) y el límite de carga admitido por la turbina.

En el caso de las turbinas de doble eje, se realiza una reducción de la velocidad de giro, mediante un sistema mecánico de engranajes. Por ello, los generadores utilizados suelen ser generadores síncronos convencionales (Figura 3.13). Un cuarto control actúa sobre la excitación del generador para controlar la tensión de salida. Para este propósito se utiliza un controlador proporcional integral que compara la tensión de salida (ΔV_t) con la tensión de referencia (V_{ref}), actuando sobre la tensión de excitación.

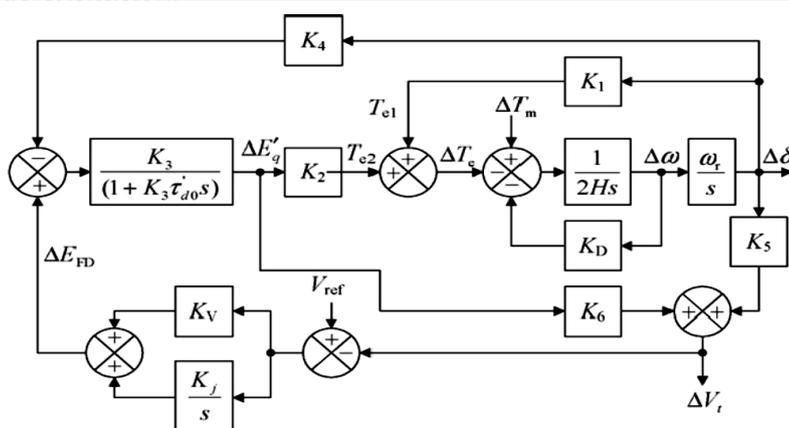


Figura 3.13 Diagrama de bloques de la máquina síncrona, incluyendo el control de tensión de excitación [EI-Sharkh 2007]

Aunque el modelo GAST es un modelo ampliamente utilizado para representar el comportamiento dinámico del sistema de control de la turbina de gas, tiene dos deficiencias [Jurado 2005]:

- El modelo no representa adecuadamente las turbinas de gas operando a elevados niveles de carga, cuando el control de potencia está basado en la temperatura de los gases de escape de la turbina, en vez de en la velocidad de la máquina.
- Los parámetros del modelo no se pueden ajustar adecuadamente para reproducir con exactitud oscilaciones cerca del valor final de la frecuencia.

Del mismo modo que con el modelo de Rowen, el modelo de GAST se ha utilizado en diversos artículos para analizar el funcionamiento de sistemas de generación mediante microturbinas de doble eje.

En [Zhu 2002] se modeliza la microturbina según el modelo GAST sin el droop de velocidad, tal como se muestra en la Figura 3.14.

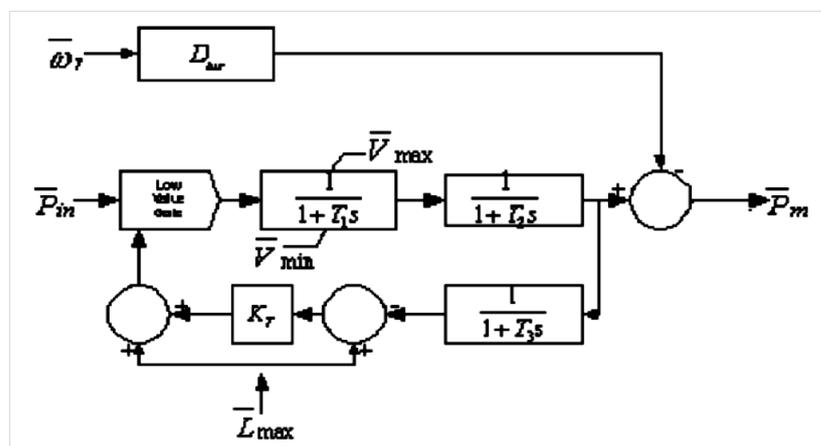


Figura 3.14 Microturbina según el modelo GAST [Zhu-2002]

Este modelo se utiliza, junto con un modelo de pila de combustible, para el análisis del funcionamiento del sistema en condiciones de variaciones de carga. Debido a que el artículo se centra en el funcionamiento normal del sistema, se asumen las siguientes condiciones:

- Las simulaciones se realizan bajo condiciones normales de operación. No se incluyen faltas, pérdidas de la red ni el arranque del sistema.
- El artículo se centra fundamentalmente en el análisis del sistema eléctrico por lo que no se incluye el modelo del recuperador, debido a que se trata de un intercambiador de calor para la mejora de la eficiencia.
- Se omiten los controles de temperatura y velocidad debido a que no influyen en la operación normal del sistema.
- No se incluye la modelización del regulador de combustible.

Así, el único control aplicado al modelo es el control de potencia. Este control se realiza mediante un controlador proporcional-integral aplicado al error de potencia activa. A modo de ejemplo, en la Figura 3.15 se muestra la respuesta obtenida ante un escalón de carga de 0.3 p.u.

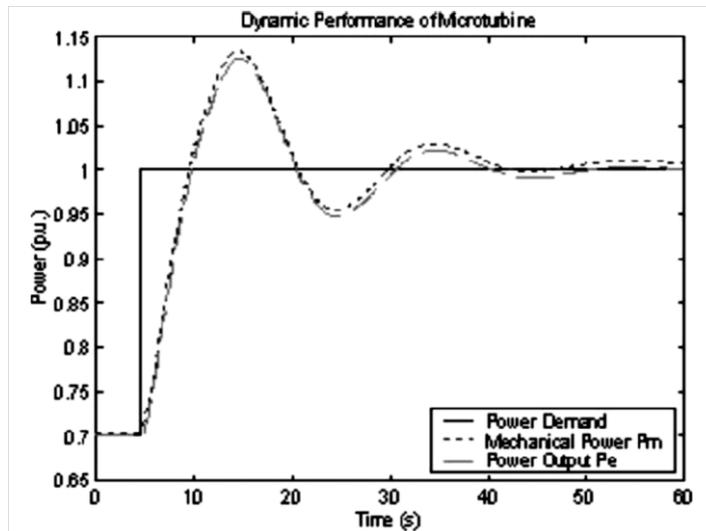


Figura 3.15 Respuesta dinámica de la microturbina [Zhu-2002]

En [Hashemi 2012] se utiliza el modelo GAST para proponer un nuevo sistema de detección de funcionamiento en isla, aplicando las mismas simplificaciones que en [Zhu 2002]. Las simulaciones realizadas muestran la validez del algoritmo propuesto, estudiando casos de conexión y desconexión de cargas y bancos de condensadores, que podrían dar lugar a falsas consideraciones de pérdida de red. En todos los casos, los parámetros analizados son los cambios en la velocidad de la microturbina y el ángulo de la tensión en el punto de acoplamiento. Solo en el caso de una variación importante del ángulo de la tensión en el punto de acoplamiento a la red se considera que el sistema se encuentra aislado. En los resultados de las simulaciones realizadas se muestra el ángulo de dicha tensión bajo cada supuesto. En el caso de paso a isla, se obtiene el gráfico que se muestra en la Figura 3.16.

Por lo tanto, con el método propuesto se consigue la detección del funcionamiento aislado. Pero, el artículo no investiga algoritmos de control para la transición al nuevo modo de funcionamiento, ni la posibilidad del sistema de llegar al equilibrio y funcionar de forma autónoma. Únicamente se describe la validez del método propuesto para conocer el modo en el que se está funcionando.

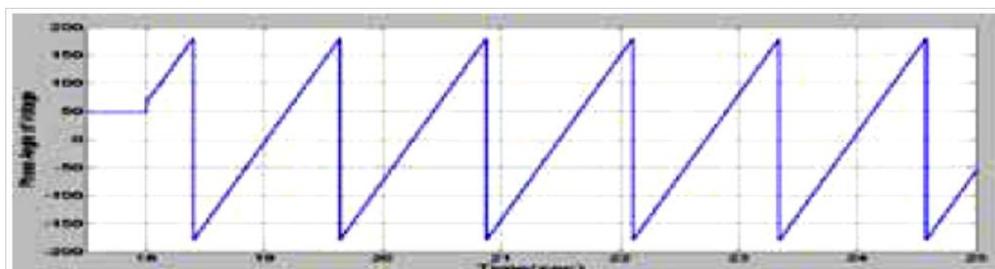


Figura 3.16 Ángulo de la tensión en el caso de paso a isla [Hashemi 2012]

En [Shankar 2014] se utiliza también el modelo de GAST para realizar simulaciones dinámicas de seguimiento de la carga (Figura 3.17). En el artículo se presentan los resultados obtenidos tras la implementación de un control de tensión adicional al sistema, para el funcionamiento en isla. Este control mantiene la tensión en el nivel deseado en el punto de conexión del sistema de generación. Para ello, se utiliza un controlador proporcional integral que actúa sobre el error existente entre la tensión de referencia y la tensión medida en dicho punto de conexión.

Junto con los controles de velocidad y temperatura del modelo de GAST, el control de tensión debe conseguir abastecer la potencia requerida por los consumidores y mantener la tensión dentro de los límites preestablecidos.

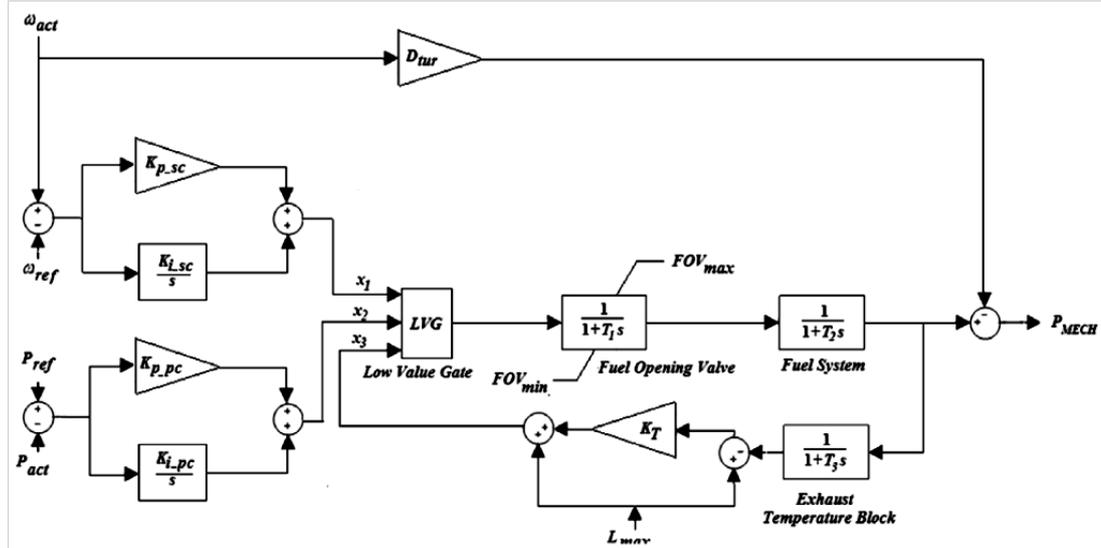


Figura 3.17 Modelo de microturbina [Shankar 2014]

Los autores han realizado simulaciones con los controladores de velocidad y tensión funcionando, y por otra parte con los controladores de velocidad y tensión desconectados, realizando una comparación entre ambas situaciones. En ambos casos la microturbina está funcionando en isla. En la Figura 3.18 y Figura 3.19 se muestran los resultados obtenidos. La parametrización se ha realizado mediante valores de referencia obtenidos de la bibliografía.

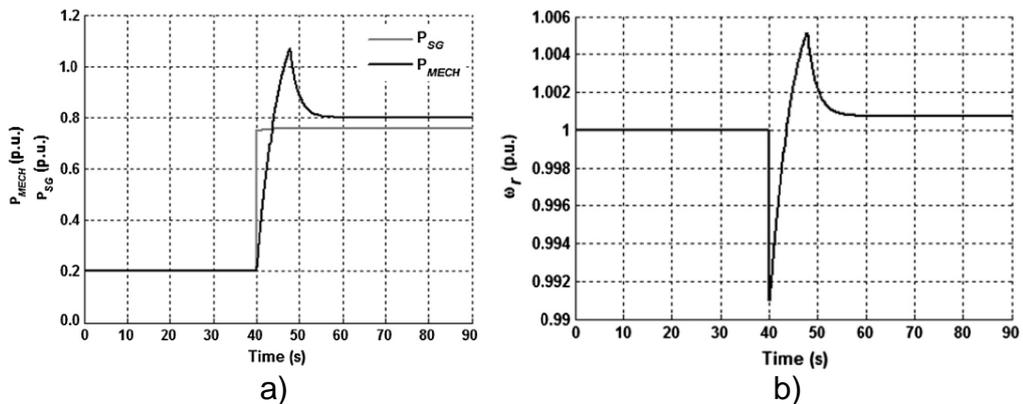


Figura 3.18 Respuesta dinámica de la potencia (a) y la velocidad (b) de la microturbina con los controles de velocidad y tensión desconectados [Shankar 2014]

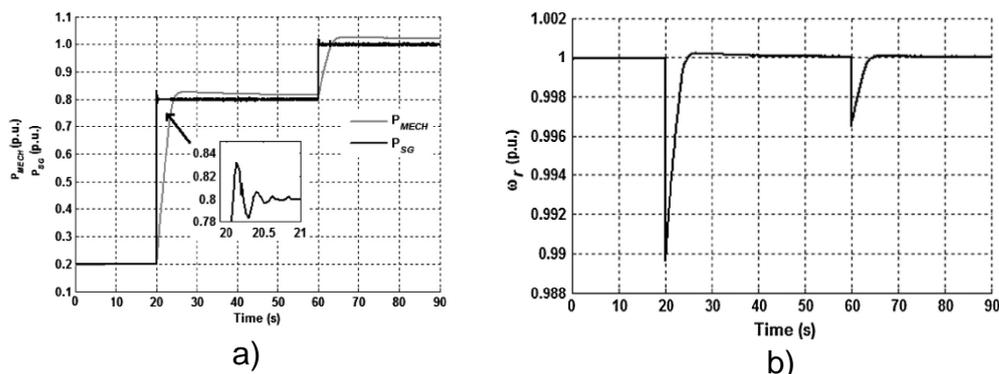


Figura 3.19 Respuesta dinámica de la potencia (a) y la velocidad (b) de la microturbina con los controles de velocidad y tensión activados [Shankar 2014]

También han realizado simulaciones dinámicas de cambios en el modo de funcionamiento. Para el caso de funcionamiento en isla, se indica un control de tensión aplicado a la microturbina, que sin embargo no se describe. A modo de ejemplo, se muestra el gráfico de la Figura 3.20. El sistema funciona conectado a la red hasta el instante $t=20s$. En ese instante se produce la desconexión, volviendo a reconectar en el instante $t=40s$. Finalmente, en $t=70s$ la microturbina vuelve a ser desconectada. Por otra parte, en los instantes 10s y 40s, se conectan dos cargas que en el momento de la desconexión de la red pasan a ser alimentadas desde la microturbina. En el gráfico se aprecian las perturbaciones producidas en la velocidad, en la transición de modo de funcionamiento.

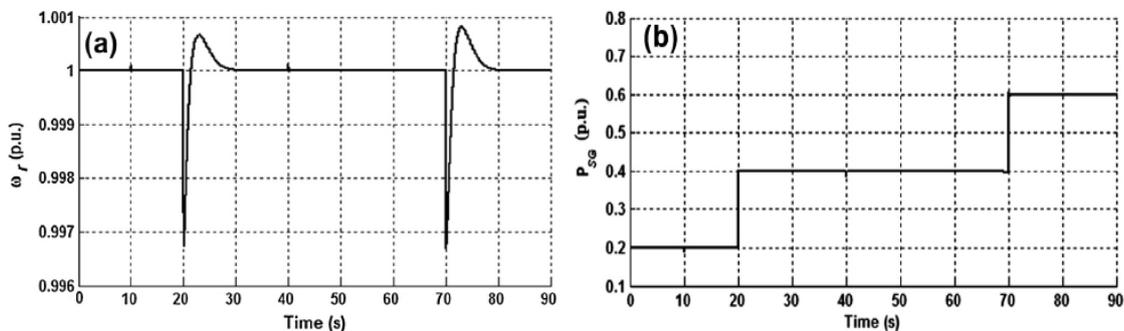


Figura 3.20 Respuesta dinámica de la velocidad (a) y la potencia (b) microturbina en el paso a funcionamiento en isla [Shankar 2014]

3.2.3 Modelo de Lasseter

Los modelos de Rowen y GAST no son los únicos modelos existentes en la bibliografía para el análisis del funcionamiento de las microturbinas de gas. Posteriormente, se han desarrollado otros modelos, bien atendiendo a las características termodinámicas específicas de las microturbinas, o bien buscando la simplificación del sistema a estudiar.

Uno de estos modelos es el modelo de Lasseter [Lasseter-2001], que modeliza la microturbina de eje simple aplicando algunas simplificaciones. En cuanto al sistema eléctrico, modeliza el generador y el rectificador como un puente de diodos

alimentado por un alternador de imanes permanentes, asumiendo que las pérdidas son despreciables. Propone un modelo integrado de turbina, generador y rectificador, que resulta útil para la mayoría de los estudios dinámicos. Este modelo no incluye controles de temperatura ni de aceleración, no siendo un modelo adecuado para la simulación del arranque de la máquina.

Para validar los algoritmos de control desarrollados en esta tesis, se ha utilizado el modelo de Lasseter, debido a que resulta especialmente interesante, además de fiable, para el análisis de sistemas dinámicos, donde los tiempos de simulación pueden llegar a ser altos. Además, es un modelo centrado en el funcionamiento eléctrico del sistema, siendo éste uno de los objetivos de esta tesis.

Como se ha indicado en el apartado anterior, uno de los subsistemas modelizados es el correspondiente a la turbina, incluyendo el regulador de combustible. En las diferentes modelizaciones utilizadas para el sistema de generación mediante microturbina, tanto en las basadas en el modelo de Lasseter como en las basadas en el modelo de Rowen o en el de GAST, la turbina se modeliza como un retardo en la respuesta a la señal del regulador de combustible [Hashemia-2011]. A este retraso, se le suma el retraso en el accionamiento de la válvula de combustible, además de tener en cuenta las condiciones dinámicas del compresor. Por lo tanto, es posible modelizar el conjunto turbina-regulador de combustible mediante la ecuación (3.4).

$$W_{\text{fuel}} \frac{1}{1+sT} = P_{\text{turbina}} \quad (3.4)$$

Siendo:

- W_{fuel} : Consumo de combustible (p.u.)
- T : Retardo (s)
- P_{turbina} : Potencia generada en el eje de la turbina (p.u.)

La constante de tiempo toma valores entre 5 y 20s según [Lasseter-2001] y [Bertani-2004], aunque, como se explicará en el capítulo 5, estos valores son notablemente inferiores según otros autores. En este modelo la potencia en el eje de la microturbina es proporcional al combustible inyectado para la combustión.

El conjunto microturbina-generador se modeliza como una masa rotativa de inercia J . La ecuación dinámica que gobierna la velocidad (ω) de dicho conjunto es la (3.5).

$$J \frac{d\omega}{dt} = T_g - T_c \quad (3.5)$$

Siendo:

- ω : Velocidad angular (rad/s)
- J : Inercia del sistema (kg.m^2)
- T_g : par generado (N.m)
- T_c : par de la carga. (N.m)

Esta ecuación se puede expresar en su forma integral como (3.6)

$$\omega = \frac{1}{J} \int_0^t (T_g - T_c) dt \quad (3.6)$$

Combinando dichas ecuaciones, se obtiene la ecuación (3.7) y el diagrama de bloques mostrado en la Figura 3.21.

$$\omega = (T_g - T_c) \frac{1}{sJ} \quad (3.7)$$

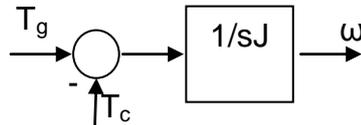


Figura 3.21 Diagrama de bloques del conjunto microturbina generador

Teniendo en cuenta que en las microturbinas de eje simple se trabaja con alternadores síncronos de imanes permanentes, el generador se modeliza como un generador síncrono con rotor cilíndrico en el cual el entrehierro se considera constante. Este aspecto es especialmente importante en los sistemas de generación mediante microturbina, debido a la alta velocidad de giro del rotor y las fuerzas centrífugas que debe soportar.

Mientras el rotor gira, el flujo de acoplamiento varía de manera senoidal con el ángulo que hay entre los ejes magnéticos del estator y el rotor. Al girar el rotor a una velocidad constante (ω), el flujo de acoplamiento se puede expresar mediante la ecuación (3.8).

$$\lambda = K_v \varphi \cos \omega_e t \quad (3.8)$$

Siendo:

- λ : Flujo de acoplamiento (Wb.vuelta)
- ω_e : Frecuencia eléctrica de la tensión generada (rad/s)
- φ : Flujo en el entrehierro (Wb)
- t : tiempo (s)
- K_v : Constante de tensión ($\frac{V}{rad/s}$)

Además, en una máquina rotativa la ecuación (3.9) relaciona la frecuencia mecánica y la frecuencia eléctrica.

$$\omega_e = \frac{polos}{2} \omega \quad (3.9)$$

Siendo:

- ω : Velocidad mecánica (rad/s)
- ω_e : Velocidad eléctrica (rad/s)

Así, se puede calcular la tensión inducida como se muestra en la ecuación (3.10).

$$e_{af} = -\frac{d\lambda}{dt} = -k_v \frac{d\varphi}{dt} \cos \omega_e t + \omega_e k_v \varphi \sin \omega_e t \quad (3.10)$$

Siendo:

- e_{af} : Tensión inducida (V)
- φ : Flujo magnético (Wb)
- ω_e : Frecuencia eléctrica (rad/s)

El primer término de la ecuación es la tensión por el efecto transformador y está presente únicamente cuando la amplitud de onda del flujo del entrehierro varía con el tiempo. El segundo término es la tensión debida a la rotación. Suponiendo que la amplitud de la onda de flujo en el entrehierro es constante, el primer término es cero y la tensión generada representa la tensión producida por la rotación.

A continuación, tomando como objetivo el cálculo del valor de la constante de tensión K_v , se deduce la ecuación para la tensión de la fase a partir del circuito equivalente del generador síncrono mostrado en la Figura 3.22. En cuanto a la dirección de referencia del generador, para la intensidad se elige como positiva hacia fuera del sistema, por lo tanto la tensión terminal para la fase a se expresa como indica la ecuación (3.11).

$$v_a = -R_a i_a - L_s \frac{di_a}{dt} + e_{af} \quad (3.11)$$

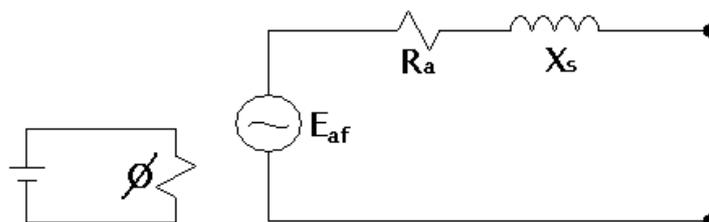


Figura 3.22 Circuito equivalente monofásico para el generador síncrono

En el caso de tener el circuito abierto, los primeros dos términos de la ecuación se anulan, al no circular intensidad por el inducido. Por otra parte, e_{af} representa la tensión generada por la máquina y se calcula como se muestra en la ecuación (3.12).

$$e_{af} = \omega_e L_{af} i_f \text{sen} \omega_e t \quad (3.12)$$

Donde:

- e_{af} : Tensión generada (V)
- ω_e : Frecuencia eléctrica (rad/s)
- L_{af} : Inductancia mutua entre el devanado de campo y el devanado de la fase a (H)
- i_f : Intensidad de campo (A)

Como se ha indicado anteriormente, la intensidad de campo para un generador de imanes permanentes se puede tomar como constante. A partir de las ecuaciones

(3.10) y (3.12) la constante de tensión (K_v), que relaciona la tensión compuesta con la velocidad, se puede calcular según (3.13).

$$K_v = \varphi = L_{af} i_f = B \text{ area} = 2 B l r = \frac{4\mu_0}{\pi g} l r \quad (3.13)$$

Siendo:

- B : intensidad del campo magnético (T)
- μ_0 : Permeabilidad magnética del material (H m^{-1})
- g : Longitud del entrehierro (m)
- r : Radio del entrehierro (m)
- l : Longitud axial del hierro estator/rotor (m)

Por lo tanto, la tensión compuesta en un generador de imanes permanentes (v_{ll}), funcionando en vacío, puede expresarse según la ecuación (3.14).

$$v_{ll} = K_v \omega \text{sen}(\omega t) \quad (3.14)$$

Para la conversión de la tensión alterna de alta frecuencia a tensión continua, se modeliza un rectificador de puente de diodos trifásico de onda completa. El valor eficaz de la tensión compuesta (v_{rmsll}), siendo una onda sinusoidal, se expresa mediante la ecuación (3.15).

$$v_{rmsll} = \frac{K_v \omega}{\sqrt{2}} \quad (3.15)$$

Y la tensión continua, obtenida después de la rectificación en circuito abierto, tiene el valor indicado en (3.16), suponiendo la conducción justo en el paso por cero y, por tanto, el ángulo de disparo nulo.

$$E_{gen} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} v_{rmsll} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} \frac{K_v \omega}{\sqrt{2}} = \frac{3}{\pi} K_v \omega \quad (3.16)$$

Introduciendo una nueva constante $K_e = \frac{3}{\pi} K_v$ se obtiene la expresión (3.17).

$$E_{gen} = K_e \omega \quad (3.17)$$

Como se puede apreciar en el circuito equivalente de la fase a del generador (Figura 3.22), en el caso de tener una intensidad circulando por el inducido, a la tensión generada hay que restarle la caída de tensión provocada por la resistencia del inducido y por la reactancia del mismo.

La caída de tensión debida a la reactancia en el inducido se puede calcular a partir de la reactancia síncrona del mismo, que engloba la reactancia de dispersión del inducido y la reacción de inducido. Por lo tanto, esta caída de tensión puede calcularse según la ecuación (3.18).

$$\Delta u = X_s i \quad (3.18)$$

Siendo:

- X_s : Reactancia síncrona de la máquina (Ω)
- i : Intensidad que circula por el inducido (A)

Así, la caída de tensión, calculando el valor de la misma una vez realizada la rectificación se expresa mediante la ecuación (3.19).

$$\Delta U_{dc} = \frac{3}{\pi} L \omega I_{dc} \quad (3.19)$$

Siendo:

- ΔU_{dc} : Caída de tensión referida al lado de continua (V)
- L : Inductancia del bobinado (H)
- I_{dc} : Intensidad en el lado de continua (A)

Introduciendo como constante $K_x = \frac{3L}{\pi}$, la relación entre la tensión continua con circuito abierto y la tensión continua obtenida en funcionamiento es la que se muestra en la ecuación (3.20).

$$E_{gen} = U_{dc} + K_x \omega I_{dc} \quad (3.20)$$

Como se observa, en las ecuaciones anteriores se ha realizado una simplificación del modelo al no tener en cuenta la resistencia del inducido. Para máquinas con potencias mayores a unos cientos de kVA, la caída de tensión de la resistencia del inducido a una corriente proporcional es habitualmente menor que 0.01 veces la tensión proporcional, es decir, la resistencia del inducido es menor a 0.01 por unidad. En terminos generales, la resistencia de inducido por unidad aumenta al disminuir el tamaño de la máquina, sin embargo, el valor de la reactancia síncrona llega a ser 10 veces mayor incluso en máquinas pequeñas, por lo que el error derivado de esta simplificación resulta asumible [Fitzgerald-2003].

A partir de estas expresiones, se puede obtener la ecuación para el cálculo de la potencia, tal como se muestra en (3.21).

$$P_m = K_e \omega I_{dc} - K_x \omega I_{dc}^2 \quad (3.21)$$

Por otra parte el par adopta la expresión (3.22).

$$T_m = \frac{P_m}{\omega} \quad (3.22)$$

Donde:

- T_m : Par mecánico (N.m)
- P_m : Potencia mecánica (W)
- ω : Velocidad (rad/s)

En el modelo desarrollado por Lasseter se incluye también un condensador a la salida del rectificador, utilizado para la disminución del rizado de la tensión del bus

de continua. Mediante la ecuación de este condensador, a partir de las medidas de intensidad suministrada a la red, e intensidad dc, se calcula la tensión dc. La medida de la intensidad suministrada a la red se obtiene dividiendo la potencia suministrada a la red entre la tensión dc. La tensión U_{dc} se resta a la tensión calculada para circuito abierto, de manera que es posible calcular la intensidad dc utilizando la constante K_x .

Las ecuaciones del condensador se expresan como (3.23) y (3.24).

$$i(t) = C \frac{du(t)}{dt} \quad (3.23)$$

$$U_{dc} = \frac{1}{C} \int_0^t (i_{dc} - i_c) dt \quad (3.24)$$

Pudiéndose obtener la ecuación (3.25) y el diagrama de bloques de la Figura 3.23.

$$(i_{dc} - i_c) \frac{1}{sT} = U_{dc} \quad (3.25)$$

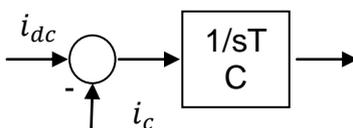


Figura 3.23 Diagrama de bloques del condensador

La señal de salida de este modelo es la tensión de continua obtenida en el condensador. Esta señal se utiliza para las funciones de control en el inversor.

En cuanto a las simplificaciones realizadas, para el desarrollo de este modelo se toma como objetivo el análisis electro-mecánico del mismo y por lo tanto:

- No se modeliza el recuperador ni se realiza un análisis termodinámico del sistema.
- Como se ha indicado en la modelización del alternador, el rotor se considera perfectamente cilíndrico y no se tiene en cuenta la resistencia del inducido ya que no se analizará el calentamiento del alternador.
- En la modelización del rectificador no se ha tenido en cuenta ningún tipo de pérdidas. Tampoco se ha tenido en cuenta el tiempo de conmutación, el cual produce intervalos de tensión cero sobre la forma de onda de la tensión rectificadas.

En la Figura 3.24 se muestra el diagrama de bloques del modelo de Lasseter.

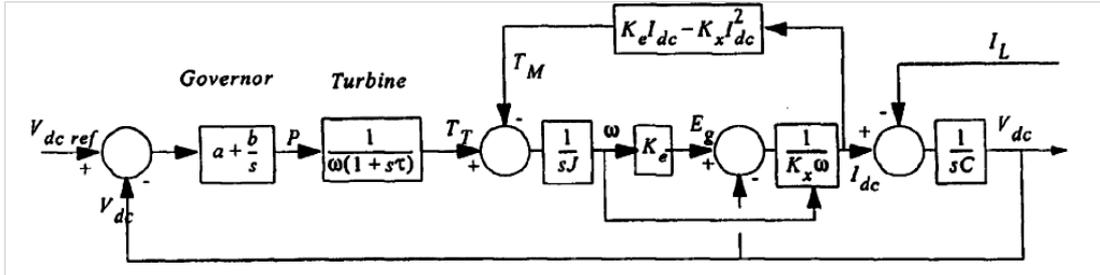


Figura 3.24 Modelización de la microturbina [Lasseter-2001]

En [Lasseter-2001] además de la modelización de la microturbina, también se muestran gráficos de funcionamiento del sistema de generación, al que se le aplican variaciones de consigna de potencia activa y reactiva (Figura 3.25). Así, por ejemplo, en el instante $t=1s$ se realiza un escalón en la consigna de potencia activa de 1 p.u. y en el instante $t=3s$ se realiza un escalón de potencia reactiva de 1 p.u. También se utiliza el modelo para la comparación entre la utilización de un modelo de inversor detallado y la utilización de un modelo de inversor ideal. De esta comparación se concluye que la utilización del inversor ideal hace que no se pueda evaluar la verdadera producción de armónicos del sistema, ya que, mediante éste, no se generan. Para la generación de las señales enviadas al inversor se utilizan los algoritmos de control mostrados en la Figura 3.26, que generan las señales δ_p y Ψ_v , a partir de los cuales se selecciona el vector de tensión a generar por el inversor.

Sin embargo, no se tiene ninguna referencia del origen de los valores numéricos de los parámetros utilizados para las simulaciones. Tampoco se muestran los valores adoptados.

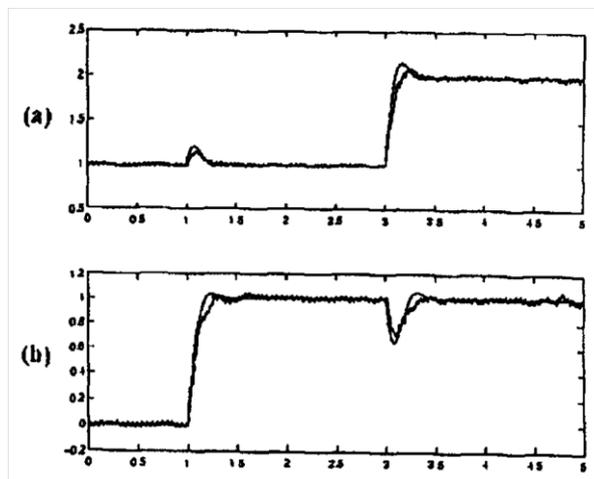


Figura 3.25 Respuesta de la microturbina a cambios en la consigna de a) potencia activa y b) potencia reactiva [Lasseter-2001]

En [Laili-2012] se utiliza el modelo de Lasseter para el estudio de los armónicos generados por el inversor utilizado. Además se realiza el diseño de un filtro que elimine o atenúe esos armónicos.

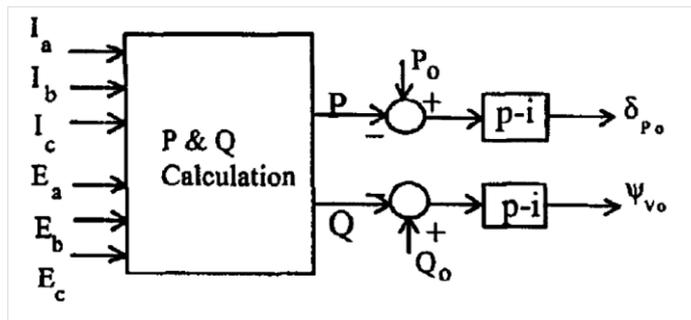


Figura 3.26 Algoritmos de control para la generación de las señales enviadas al inversor [Lasseter-2001]

En [Mohamed 2009] se realiza la modelización de una micro-red formada por una microturbina y una pila de combustible. Para la modelización de la microturbina se utiliza el modelo de Lasseter. Se realizan simulaciones del sistema funcionando en isla y funcionando conectado a la red. Pero, no se analiza ni se explica la forma en la que la microturbina pasa de un modo de funcionamiento a otro. Por ello, se desconoce si el sistema propuesto es capaz de realizar esa transición de forma estable, siendo una característica de especial relevancia en sistemas de generación en los que una de las principales funciones es mantener el servicio de forma automática ante la pérdida de la red. Esto hace que, en la transición de un modo de funcionamiento al otro, deba considerarse un método para el cambio en la utilización de unos u otros algoritmos de control, lo cual tampoco se estudia.

Además, ni [Laili-2012] ni [Mohamed 2009] indican los valores numéricos de los parámetros utilizados para las simulaciones, ni se da ninguna referencia de su origen.

3.2.4 Modelo termodinámico

La velocidad de giro de la microturbina, que puede llegar hasta las 120000 rpm, unida al pequeño tamaño de sus componentes, hace que el gas se mueva a velocidades de aproximadamente 100 m/s dentro de la misma, con una constante termodinámica de 1.5s [Eldin 1994]. Por ello, según [Nikkhajoei 2005], deben considerarse la termodinámica de la microturbina en el análisis dinámico de la misma.

Este autor presenta un modelo de microturbina atendiendo a las características termodinámicas de cada elemento. En la Figura 3.27 se muestra el modelo propuesto. La entrada al modelo es el flujo de aire, siendo el flujo de combustible proporcional al flujo de aire. Este flujo de aire se calcula a partir del error de potencia mecánica generada P_m y del error de velocidad. La entrada al controlador proporcional integral que obtiene el flujo de aire es la suma de estos dos errores, habiéndoles aplicado sendos coeficientes de escalado.

Los autores han realizado simulaciones de cambios en la consigna de potencia, analizando la respuesta tanto con el control de velocidad activado como desactivado. En la Figura 3.28 se muestran los resultados obtenidos para un escalón de consigna de 0 a 1 p.u. en el instante $t=0.1s$. Como se mostrará en el apartado 3.4, se utiliza un convertidor matricial para la adecuación de la tensión a

los valores de la red. El modelo se utiliza para evaluar los armónicos producidos y la viabilidad del uso de convertidores matriciales en este tipo de aplicaciones. No se indica el origen de los parámetros utilizados para las simulaciones, ni se validan los resultados mediante comparación con datos de funcionamiento reales.

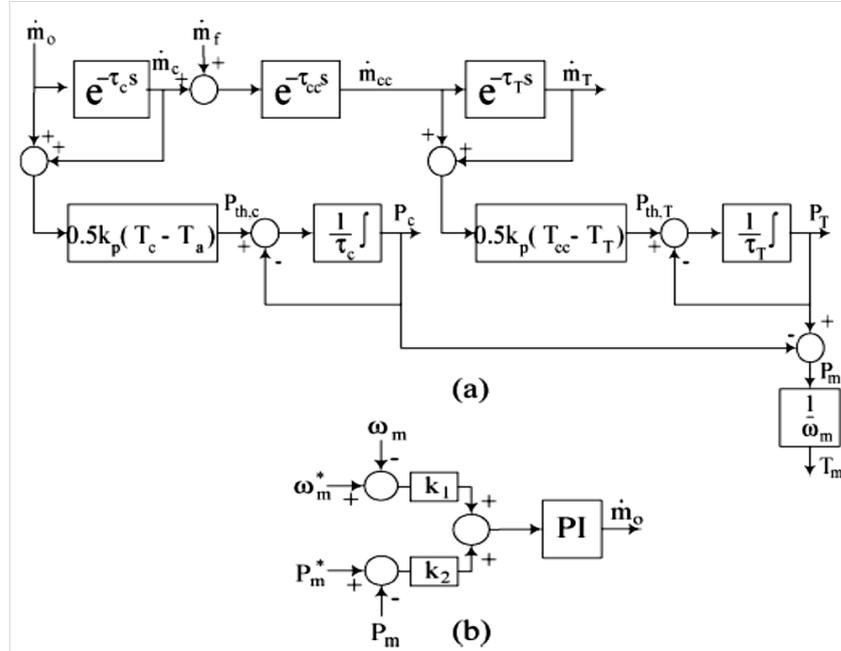


Figura 3.27 a) Modelización de la microturbina b) Sistema de control [Nikkhajoeei 2005]

En [Yu 2009] se propone que el control de velocidad de la microturbina se realice tanto a través de la válvula de combustible como de la válvula de admisión de aire, como se muestra en la Figura 3.29.

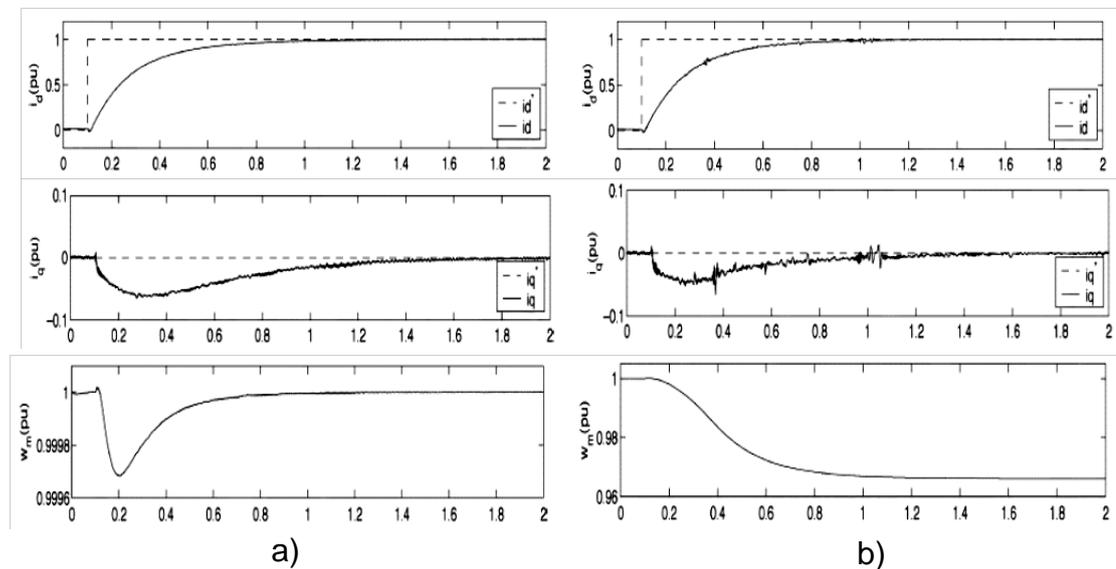


Figura 3.28 Respuesta de I_d , I_q y w a un cambio de consigna de 0 a 1 p.u. [Nikkhajoeei 2005] a) con el control de velocidad activado b) con el control de velocidad desactivado

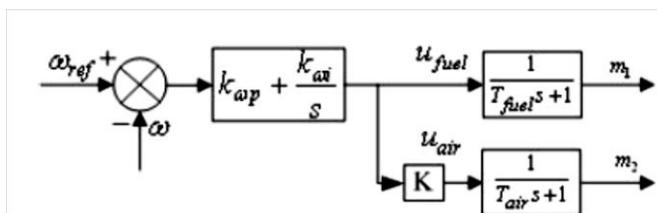


Figura 3.29 Modelización del control de velocidad [Yu 2009]

El modelo matemático de la combustión se obtiene a través de la ecuación (3.26), que se deriva del balance de energía del sistema.

$$\frac{dT_3}{dt} = \frac{1}{c_b m_b} (m_1 \cdot LHV_f \eta_b + m_1 C_p (T_3 - T_1) - m_2 C_p (T_3 - T_2)) \quad (3.26)$$

Siendo:

- C_b : La capacidad calorífica media de la combustión (J/K)
- m_b : Masa de la combustión (kg)
- LHV_f : Valor calorífico inferior (J/kg)
- η_b : Eficiencia de la combustión
- C_p : Capacidad calorífica del aire (J/K)
- m_1 : Masa de combustible (kg)
- m_2 : Masa de aire (kg)

Las temperaturas de entrada y salida del gas en la turbina se pueden relacionar mediante la caída de presión, en la expansión del mismo, según la ecuación (3.27).

$$\frac{T_3}{T_1} = (PR_T)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} \quad (3.27)$$

Siendo:

- γ : Ratio de calor específico del aire
- PR_T : Ratio de presiones de la turbina
- T_3 : Temperatura de salida del gas (K)
- T_1 : Temperatura de entrada del gas (K)

La potencia térmica de la turbina se puede obtener de la ecuación (3.28).

$$P_{th,T} = \eta_{th,T} m_1 C_p (T_3 - T_1) \quad (3.28)$$

Siendo:

- $P_{th,T}$: Potencia térmica (W)
- $\eta_{th,T}$: Eficiencia de la turbina

Por último, a partir de la potencia térmica, se obtiene la potencia mecánica mediante la ecuación (3.29).

$$\tau_T \frac{dP_{m,T}}{dt} = P_{th,T} - P_{m,T} \quad (3.29)$$

Siendo:

- τ_T : Constante de tiempo de la turbina (s)
- $P_{m,T}$: Potencia mecánica de la turbina (W)

Mediante el modelo obtenido se realizan simulaciones dinámicas, tanto en conexión a red como funcionando en isla, cambiando la consigna de potencia y conectando y desconectando cargas. Para la parametrización del modelo se toman como referencia los valores de una microturbina de 200kVA, sin embargo no se indica el origen de esos datos ni se validan los resultados con datos de funcionamiento reales.

En la Figura 3.30 se muestra la simulación del comportamiento de la microturbina en conexión a red, pasando en $t=1s$ de 50 a 100kVA para la consigna de potencia reactiva y en $t=2s$ de 50 a 100kW para la potencia activa. En el gráfico b) de la Figura 3.30 se aprecian las perturbaciones producidas en la tensión del bus de continua en ambos casos. Al aplicar el escalón a la consigna de la potencia reactiva, no hay variación en la potencia del generador (P_{syn}), que sólo responde ante variaciones de la consigna de potencia activa.

Estos modelos tienen en cuenta la perturbación producida en la potencia de salida de la microturbina, como consecuencia del comportamiento termodinámico de los elementos que componen dicha microturbina. Esta perturbación hace que se produzcan ligeras variaciones en la generación que, sin embargo, no afectan al comportamiento dinámico de la microturbina y resultan despreciables de cara al análisis dinámico del sistema eléctrico.

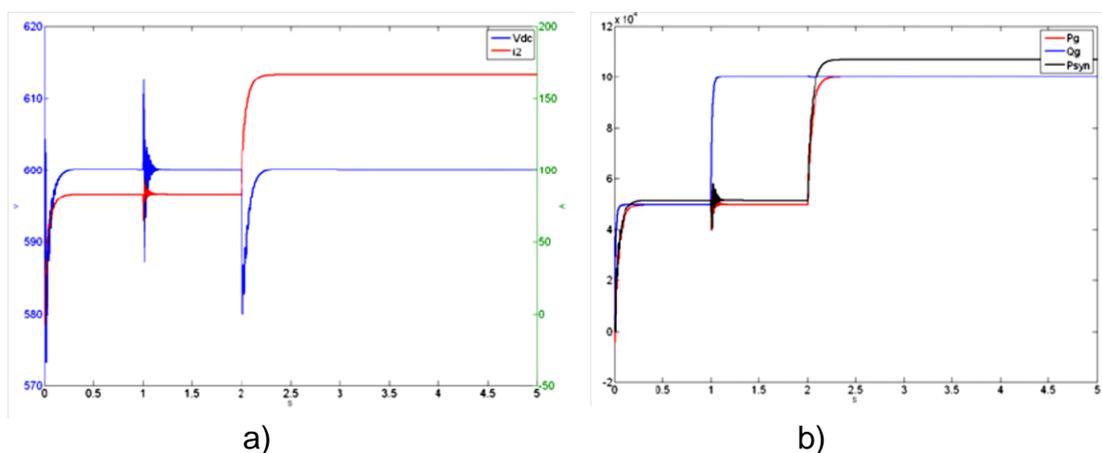


Figura 3.30 Simulación dinámica con cambios en las referencias de potencia activa y reactiva. a) Potencia del generador (P_g) y del inversor (Q_g). b) Tensión del bus de continua e intensidad en el inversor

3.2.5 Modelos ARX y NARX

En [Jurado 2004] y [Jurado 2005] se propone la modelización de la microturbina mediante modelos no lineales de autoregresión con variables exógenas (NARX).

Mediante este modelo, al igual que con los modelos termodinámicos, se tienen en cuenta los efectos no lineales presentes en el funcionamiento de las microturbinas.

Estos modelos están representados por ecuaciones polinómicas que relacionan los estados del sistema con las entradas y salidas del mismo. En [Jurado 2005] se utilizan los sistemas no lineales descritos por la ecuación (3.30).

$$\begin{cases} x(k+1) = f[x(k), u(k)] \\ y(k) = h[x(k)] \end{cases} \quad (3.30)$$

Siendo:

- $x(k)$: Estados internos del sistema
- $u(k)$: Entradas al sistema
- $y(k)$: Salidas del sistema

Para determinar los parámetros de estos sistemas, se utilizan algoritmos aplicados a datos de funcionamiento de las microturbinas. Además, se aplica el modelo NARX obtenido para analizar la respuesta frente a faltas en la red o pérdidas de algún generador en funcionamiento simultáneo de varias microturbinas en isla. Se realiza también la validación del modelo, comparando la respuesta de una modelización realizada de acuerdo al modelo de Rowen y con la respuesta del modelo propuesto (Figura 3.31).

Al igual que el modelo termodinámico, estos modelos tienen en cuenta las pequeñas perturbaciones producidas por la no linealidad del modelo. Sin embargo, como se aprecia en la Figura 3.31, esto no afecta al comportamiento dinámico del mismo.

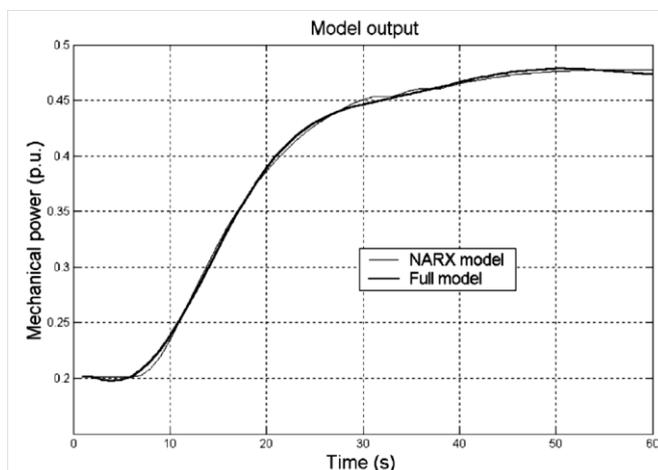


Figura 3.31 Comparación de la respuesta dinámica entre el modelo NARX y el modelo de Rowen [Jurado 2005]

3.3 Modelización del alternador

Para la modelización del generador utilizado en los sistemas de eje simple, en [Wei 2009], [Li 2010], [Nayak 2013] y [Keshtar 2014] se utilizan generadores síncronos de imanes permanentes de dos polos. El bobinado de campo de corriente continua se sustituye por imanes permanentes con las siguientes ventajas:

- Eliminación de las pérdidas en el cobre
- Mayor densidad de potencia
- Reducción de la inercia del rotor
- Construcción más robusta del generador

Sin embargo, en [Keshtar 2014] se señalan las siguientes desventajas en la utilización de generadores de imanes permanentes:

- Pérdida de flexibilidad en el control del flujo de campo
- Posible desmagnetización
- Aumento del coste

Considerando tanto las ventajas como los inconvenientes citados, se asumen las siguientes simplificaciones:

- Se desprecia la saturación
- Se asume que la FEM inducida es sinusoidal
- Se desprecian las pérdidas por histéresis y corrientes parasitas

Según [Hasanzadeh 2014], la saturación en el eje directo tiene una influencia importante en las corrientes de fase a bajas velocidades. Sin embargo, de cara al estudio del funcionamiento de la microturbina cerca de la velocidad nominal de la misma, es posible despreciar este efecto. También es posible despreciar el efecto de la saturación en el eje en cuadratura, debido a que cerca de la velocidad nominal, incluso estando por encima de ella, no se alcanza dicha saturación.

Una vez aplicadas estas simplificaciones, las ecuaciones que modelizan el generador en los ejes dq0 vienen dadas por las expresiones (3.31), (3.32) y (3.33).

$$V_d = R_s i_d + L_d \frac{di_d}{dt} - L_q p \omega_r i_q \quad (3.31)$$

$$V_q = R_s i_q + L_q \frac{di_q}{dt} - L_d p \omega_r i_d \quad (3.32)$$

$$T_e = \frac{3}{2} p [\lambda i_q + (L_d - L_q) i_d i_q] \quad (3.33)$$

Donde:

- L_q, L_d : Inductancias en los ejes d y q (H)
- R_s : Resistencia del estator (Ω)
- i_d, i_q : Intensidades en los ejes d y q (A)
- v_d, v_q : Tensiones en los ejes d y q (V)
- p : número de polos
- T_e : Par electromagnético (N.m)

En la Figura 3.32 se muestra el diagrama de bloques del modelo de generador de imanes permanentes utilizado en [Wei 2009]. Los parámetros intercambiados entre la turbina de gas y el generador son el par y la velocidad. El par eléctrico se calcula a través del bloque señalado como f_4 , a partir de los parámetros eléctricos del

sistema, según la ecuación (3.33). La velocidad se calcula según la ecuación (3.5), a la que se añade la respuesta del sistema.

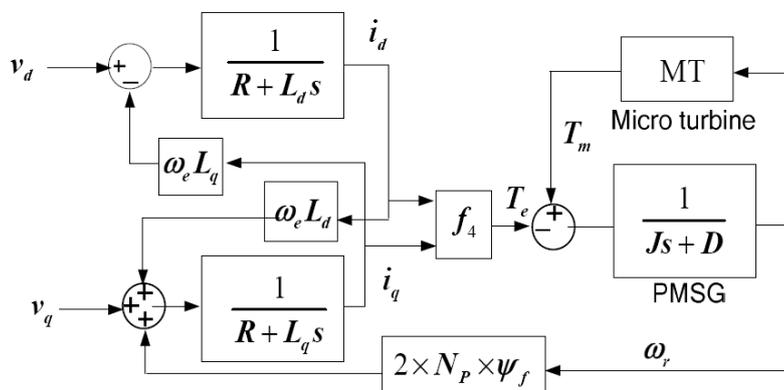


Figura 3.32 Diagrama de bloques del modelo de generador [Wei 2009]

Por otra parte, en [Lasseter 2001], como ya se ha indicado, el funcionamiento del generador se caracteriza mediante la constante de tensión K_v y la inercia del rotor. La tensión compuesta del generador de imanes permanentes se obtiene mediante la ecuación (3.14), mientras que la ecuación (3.5) muestra la relación entre la inercia y la aceleración del rotor.

Mediante estas ecuaciones, y las ecuaciones características del rectificador, se obtiene el modelo integrado del generador de imanes permanentes y el rectificador. Las mismas simplificaciones adoptadas por [Wei 2009] se aplican al modelo de generador integrado en el modelo de Lasseter.

3.4 Modelización de la electrónica de potencia

En el caso de microturbinas de eje simple, este eje gira a alta velocidad y por lo tanto son necesarios equipos de electrónica de potencia para acondicionar la tensión de alta frecuencia a la tensión de la red.

En los modelos existentes en la bibliografía, se pueden diferenciar dos tipos en función del rectificador utilizado. Por una parte los modelos que utilizan rectificadores controlados, los cuales controlan la tensión del bus de continua a través del ángulo de disparo. Por otra parte, los modelos que utilizan rectificadores no controlados. En el caso de [Wei-2009], la tensión del bus de continua viene controlada mediante un rectificador ideal SPWM (Figura 3.33). Este método, similar al PWM, divide el vector nulo en tres vectores de tensión nula, obteniendo una distorsión armónica total menor.

El algoritmo de control funciona de forma que se mantiene la velocidad de la microturbina y el rectificador actúa para mantener la tensión DC en el valor de referencia ante cambios en la potencia generada. Sin embargo, esto repercute en un aumento de uso de combustible. Por otra parte, la utilización de rectificadores activos permite el arranque del sistema, haciendo que la potencia fluya en sentido contrario y utilizando el rectificador activo como inversor.

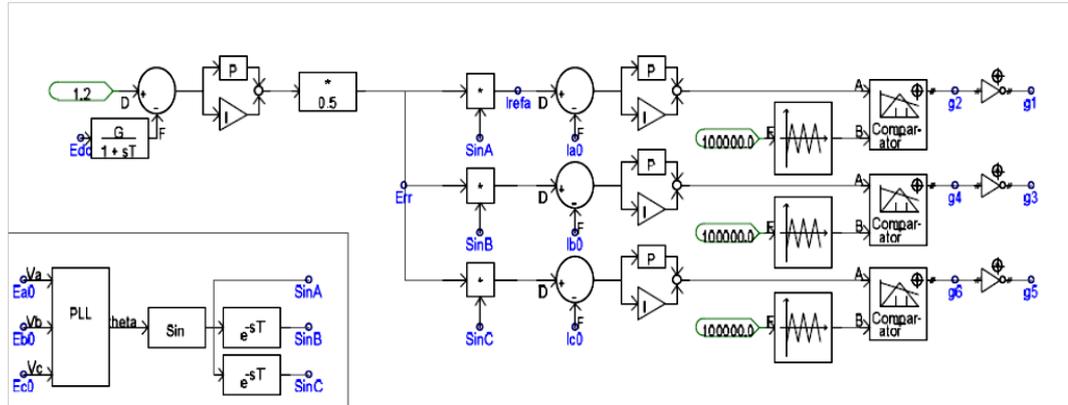


Figura 3.33 Rectificador utilizado para el control de la tensión en el bus de continua

Como se muestra en la Figura 3.34, la velocidad de la microturbina sufre pequeñas variaciones ante cambios de la consigna de potencia. Así, en el ejemplo mostrado, en el instante $t=120s$ la consigna de potencia activa pasa de 30kW a 60kW. En ese momento, el consumo de combustible aumenta para poder suministrar la potencia activa consignada. Por su parte, la velocidad apenas varía, sufriendo una pequeña disminución.

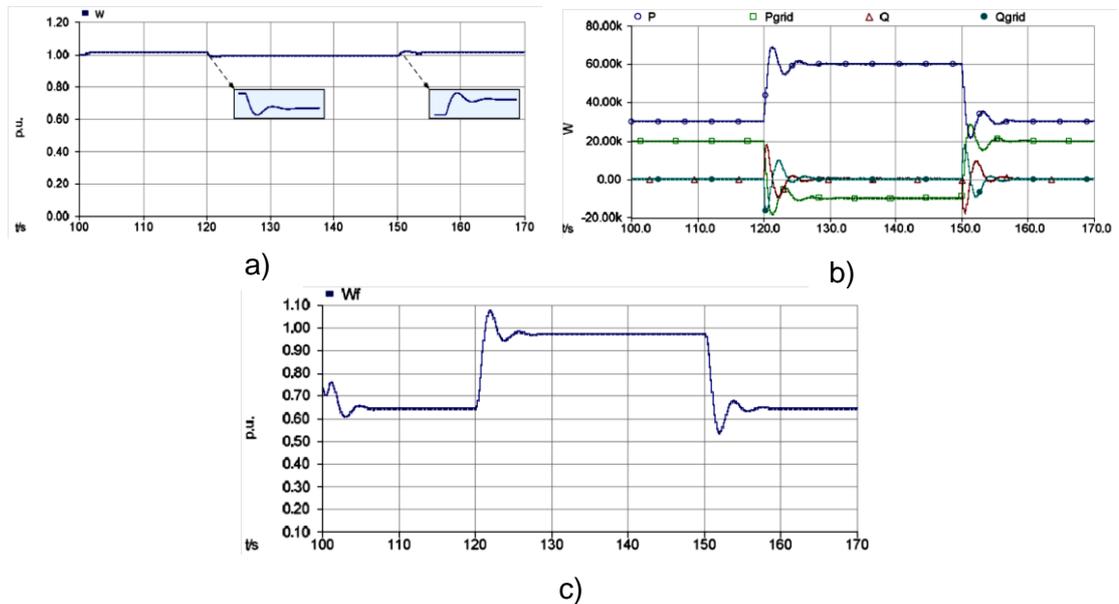


Figura 3.34 Grafico de (a) la velocidad, (b) la potencia y (c) el consumo de combustible de la microturbina ante cambios de consigna [Wei 2009]

En [Keshtar 2014] o [Li 2010] se utilizan rectificadores pasivos en combinación con inversores, para la transformación de la potencia generada a alta frecuencia a los valores de la red. El inconveniente de los rectificadores pasivos radica en la

necesidad de utilizar un inversor suplementario para el arranque, tal y como se muestra en la (Figura 3.35).

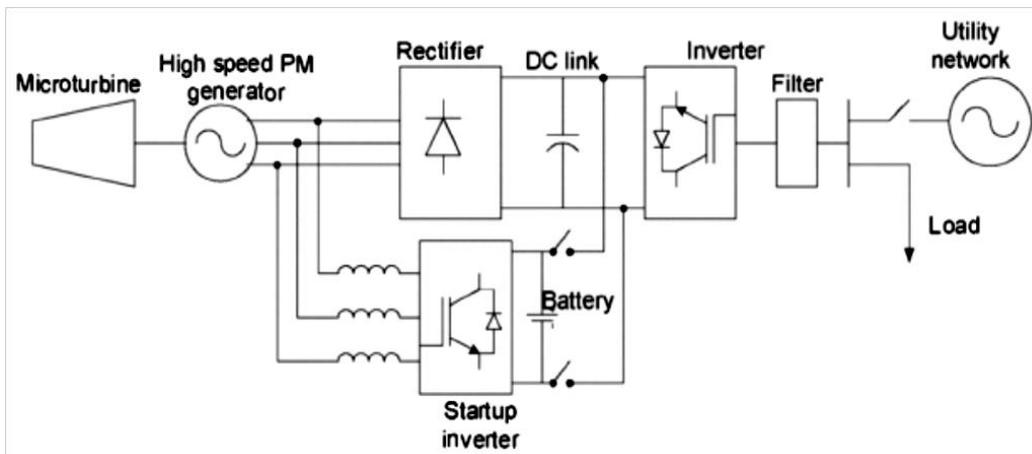


Figura 3.35 Esquema del convertidor con inversor para el arranque del sistema

En [Li 2010] además de la utilización de un rectificador pasivo, se incluye la instalación de un “chopper” por control del impulso (Figura 3.36), para mantener la estabilidad y el límite de la tensión DC dentro de los rangos admisibles. Este convertidor dc-dc permite regular la tensión del bus de continua.

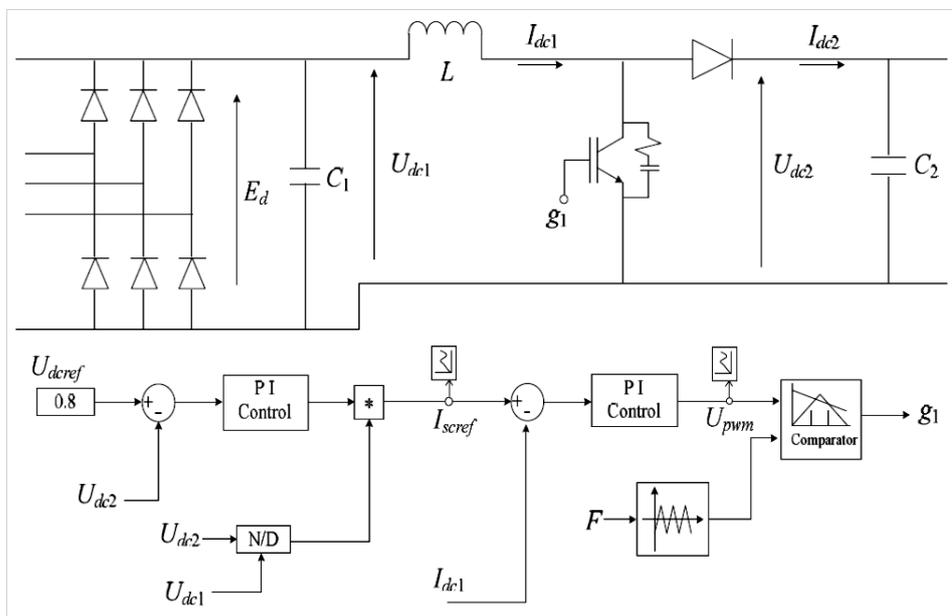


Figura 3.36 Esquema del rectificador pasivo y el control “chopper” [Li 2010]

En [Nayak 2012] se utiliza un rectificador controlado para la conversión AC/DC. A diferencia de [Wei 2009], el cual realiza el control según el comando de tensión, Nayak calcula la velocidad de referencia a partir de la potencia a generar. De esta forma, se realiza el control de la velocidad para ajustarla a la velocidad de referencia a través del control de las corrientes de magnetización en los ejes dq0.

En cuanto al inversor, tanto cuando se utilizan rectificadores controlados como cuando se utilizan rectificadores pasivos, se han utilizado inversores PWM con IGBT. En [Mohamed 2009], [Li 2010], [Laili 2012], [Keshtar 2014] se utiliza un inversor de fuente de tensión PWM junto con un filtro para la atenuación de los armónicos generados.

En [Nikkhajoie 2005] se utiliza un convertidor matricial para la conversión de energía. La utilización del convertidor matricial permite realizar el arranque de forma que la energía fluya en cualquiera de las dos direcciones, es decir, desde el generador o hacia el generador. Algunas de las ventajas que aportan este tipo de convertidores son el menor estrés térmico soportado por los semiconductores y la ausencia de condensadores de la etapa de continua, lo cual incrementa la eficiencia y la vida útil del sistema. En cuanto a las desventajas, se encuentran la limitación intrínseca de la tensión de salida y la ausencia de separación galvánica entre la entrada y la salida del convertidor, lo cual puede llevar a inestabilidades en el sistema [Gaonkar 2011].

Como se observa en la Figura 3.37, en ausencia de un control de velocidad, un aumento en la referencia de potencia activa a generar produce una disminución de la tensión de salida, debido a la imposibilidad de aplicar sobre-modulación alguna al convertidor, una vez establecida la frecuencia de funcionamiento. En dicha Figura 3.37 también se observa cómo, tras la aplicación de un aumento en la referencia de potencia, en el instante $t=0.1$ s la tensión disminuye respecto a la tensión inicial.

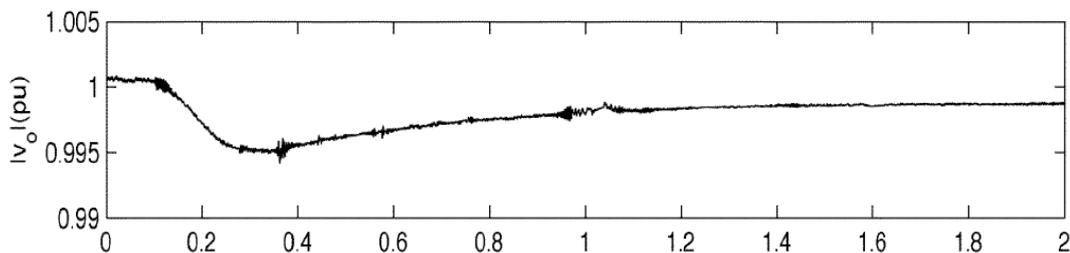


Figura 3.37 Tensión de salida del convertidor matricial

También se debe de tener en cuenta la necesidad de una alta frecuencia de conmutación en este tipo de convertidores por lo que se debe buscar la máxima frecuencia de conmutación comercialmente aplicable a los IGBTs. Sin embargo, el uso de este tipo de convertidores compromete la máxima distorsión armónica e incluso se debe tener en cuenta el posible ruido generado.

En [Fu-Sheng 2008] se presenta un método de control para convertidores modulares. Los convertidores modulares pueden ser utilizados en el caso de que la potencia máxima del sistema sea mayor que la potencia máxima soportada por el convertidor. En este caso, se utilizan varios convertidores en cascada, con la misma configuración individual que en el caso de la utilización de un único convertidor (Figura 3.38).

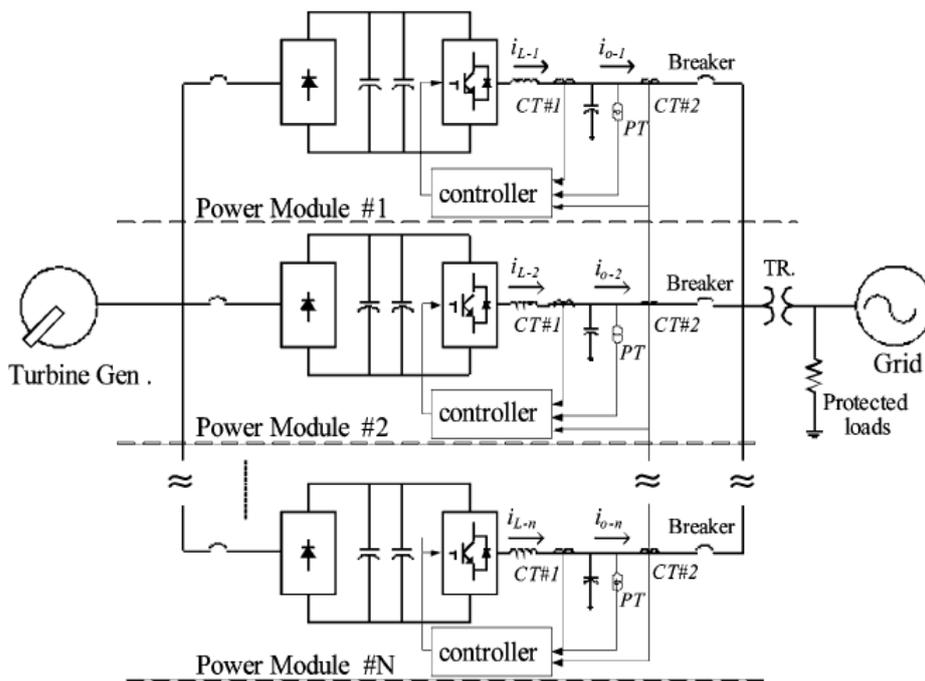


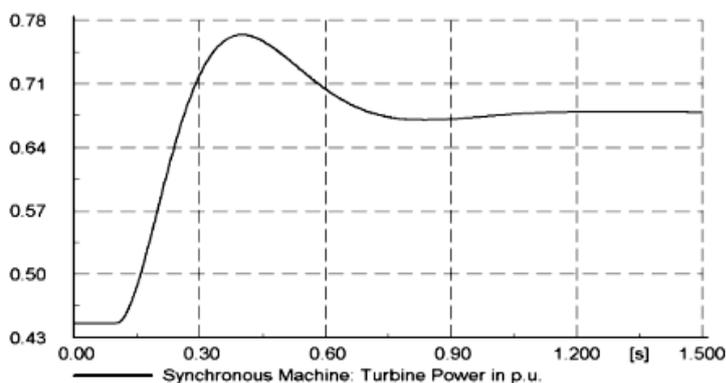
Figura 3.38 Esquema de convertidor modular [Fu-Sheng 2008]

3.5 Sistemas de control en isla y en conexión a red

Vistos los modelos existentes para los diferentes elementos que componen el sistema de generación con microturbina, en este apartado se recogen los algoritmos de control, utilizados en la bibliografía existente, para el control en isla y en conexión a red de los sistemas de generación mediante microturbina.

Entre los algoritmos de control aplicados al sistema de generación mediante microturbina, se pueden diferenciar los controles aplicados a la propia microturbina de gas y los controles aplicados al inversor.

El control principal aplicado a la microturbina es el control de velocidad. Este control se aplica de forma diferente en la bibliografía existente. Por ejemplo, en algunos artículos, como [Bertani 2004] ó [Wei 2009] se realiza el control de velocidad de manera que ésta se mantenga constante ante cualquier variación producida en la demanda de potencia (Figura 3.39).



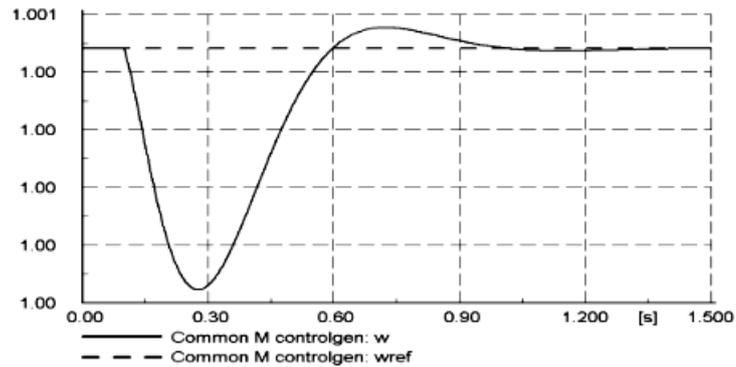


Figura 3.39 Respuesta del control de velocidad ante una variación de la consigna de generación de potencia activa [Bertani 2004]

En este caso, la tensión de continua se controla en la fase de rectificación que, como se ha descrito en el apartado 3.4, se realiza mediante un rectificador controlado por el ángulo de disparo. Al realizar el control de velocidad de esta manera, la consigna de potencia activa se aplica directamente al inversor, como se muestra en la Figura 3.40.

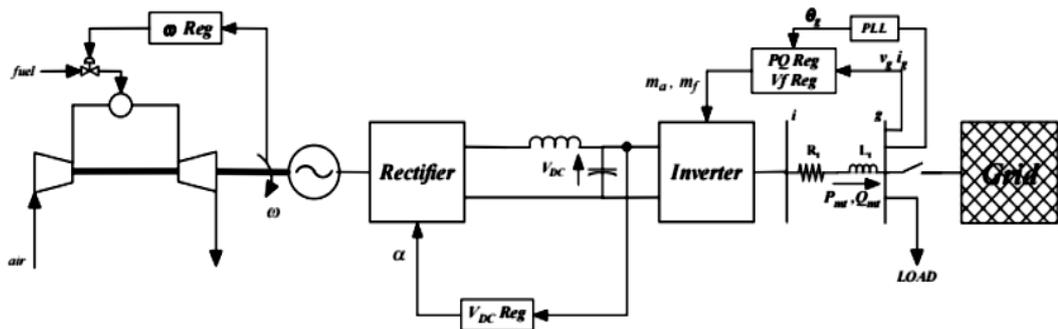


Figura 3.40 Esquema de los controles aplicados al sistema de generación mediante microturbina

Las expresiones de la tensión en el marco de referencia dq vienen dadas por las ecuaciones (3.34) y (3.35) [Bertani 2004].

$$V_{gd}(t) = V_{id}(t) - (R_t i_{gd}(t) + L_t \frac{di_{gd}(t)}{dt} - \omega_n L_t i_{gq}(t)) \quad (3.34)$$

$$V_{gq}(t) = V_{iq}(t) - (R_t i_{gq}(t) + L_t \frac{di_{gq}(t)}{dt} - \omega_n L_t i_{gd}(t)) \quad (3.35)$$

Siendo:

- V_{gd} : Tensión de componente directa en la red (V)
- V_{gq} : Tensión en cuadratura en la red (V)
- V_{id} : Tensión de componente directa a la salida del inversor (V)
- V_{iq} : Tensión en cuadratura a la salida del inversor (V)
- R_t : Resistencia de acoplamiento (Ω)

- L_t : Inductancia de acoplamiento (H)
- i_{gd} : Intensidad de componente directa entregada a la red (A)
- i_{gq} : Intensidad en cuadratura entregada a la red (A)
- ω_n : Frecuencia del sistema (rad/s)

En el caso de funcionar en un marco de referencia sincronizado con las tensiones de la red, V_{gq} es cero, y por lo tanto se obtienen las ecuaciones (3.36) y (3.37).

$$P_{mt} = V_{gd} i_{gd} \quad (3.36)$$

$$Q_{mt} = -V_{gd} i_{gq} \quad (3.37)$$

El esquema de control aplicado al inversor en [Bertani 2004], de acuerdo a las ecuaciones anteriores, se muestra en la Figura 3.41.

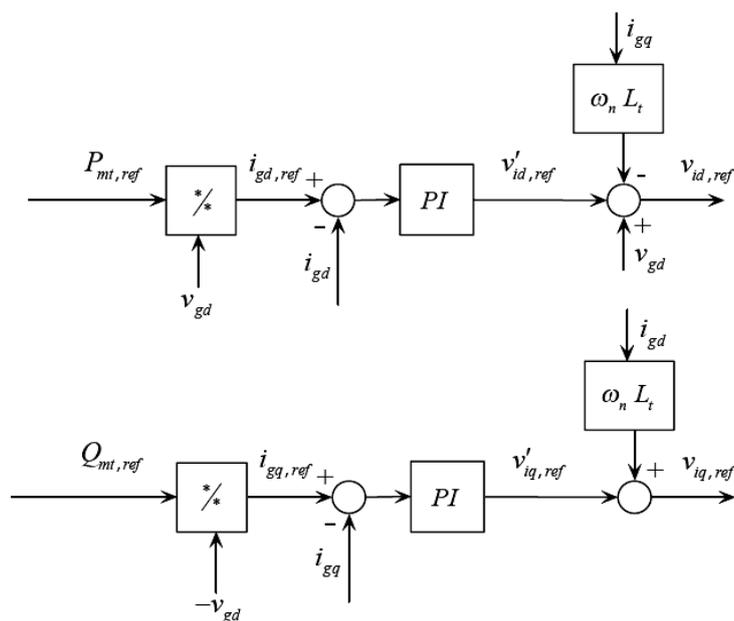


Figura 3.41 Sistema de control en el marco de referencia dq según [Bertani 2004]

En [Grillo 2010], las variables controladas por el inversor son la potencia activa y la tensión en el punto de conexión (Figura 3.42). El control de la tensión se realiza mediante el error de la tensión en el punto de conexión a la red y la tensión de referencia. Utilizando un controlador proporcional integral, se obtiene la consigna de potencia reactiva a entregar a la red. Por otra parte, al funcionar en isla, los controles del lado de la microturbina funcionan de la misma manera y los que varían son los controles aplicados al inversor.

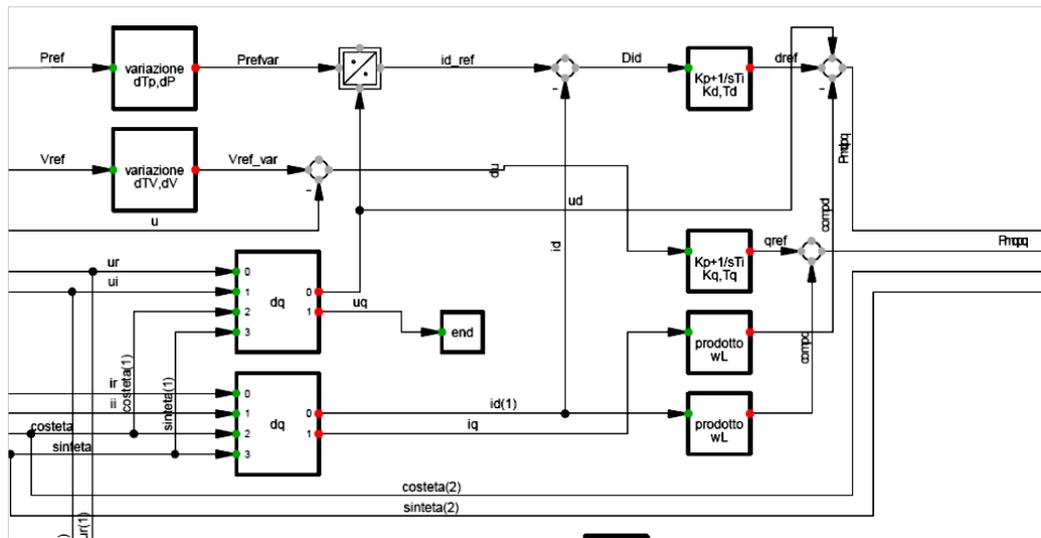


Figura 3.42 Sistema de control PV en conexión a red, según [Grillo 2010]

Sin embargo, en artículos como [Nayak 2012], la velocidad de referencia de la microturbina se fija a través del control de potencia. Por lo tanto, mediante un controlador proporcional integral aplicado al error de potencia activa, se calcula la velocidad de referencia y a partir de esta velocidad de referencia, mediante otro controlador proporcional integral, se calcula el flujo de combustible. El control utilizado para el rectificador se muestra en la Figura 3.43 realizándose según las ecuaciones (3.38) y (3.39).

$$V_d = K_{pi}e_d + K_{ii} \int e_d dt - w_r L_q i_q \quad (3.38)$$

$$V_q = K_{pi}e_q + K_{ii} \int e_q dt - w_r (L_q i_q + \lambda) \quad (3.39)$$

Siendo:

- $V_d V_q$: Tensiones de consigna en los ejes d y q (p.u.)
- $K_{pi} K_{ii}$: Ganancias proporcional e integral del controlador
- $e_d e_q$: Error entre la tensión de consigna y la tensión de referencia en los ejes d y q
- w_r : Velocidad angular del rotor (p.u.)
- L_q : Inductancia en el eje q (p.u.)
- i_q : Intensidad en el eje q (p.u.)
- λ : Dispersión de flujo (p.u.)

La estrategia de control aplicada al inversor, en el caso de estar funcionando en conexión a red, consiste principalmente en dos lazos de control. Un lazo interno que regula la corriente entregada a la red y un lazo externo que controla la tensión en el bus de continua.

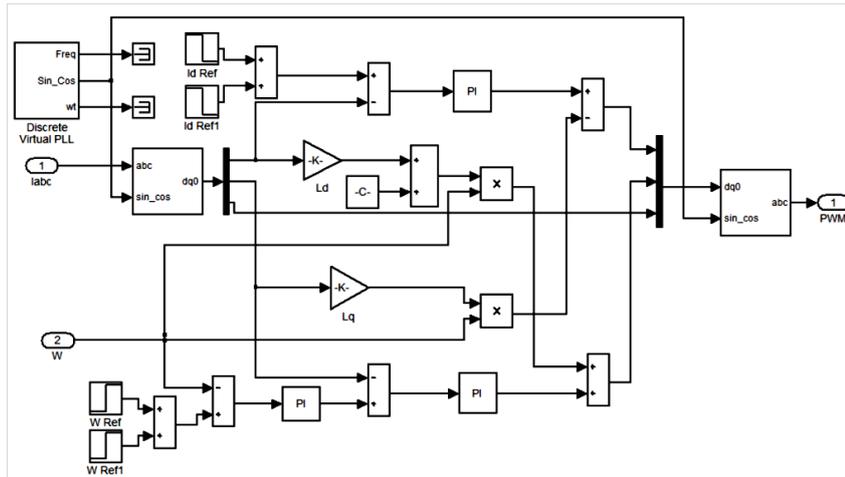


Figura 3.43 Control utilizado para el rectificador en [Nayak 2012]

Además, como se muestra en [Blaabjerg 2006], este control también se puede realizar utilizando diferentes sistemas de referencia. En la Figura 3.44 se muestra el control aplicado mediante un marco de referencia dq. Para la utilización de este sistema, es necesaria la transformación de la intensidad de la red a un marco de referencia que gira de forma síncrona con la tensión de la red. El control en este marco de referencia suele estar asociado al uso de controladores proporcionales-integrales debido a su buena respuesta al controlar variables DC.

El uso de otros marcos de referencia conduce a la utilización de otro tipo de controladores. Así, la realización del control en el que las variables de control son sinusoidales, hace que la utilización de controladores proporcionales-integrales no sea adecuada. En este caso se suelen utilizar controladores proporcionales-resonantes (ecuación 3.40). En el caso de realizar el control en el marco de referencia natural, es decir, controlando la corriente individualmente en cada una de las fases, se utilizan tanto controladores PI o PR, como controladores de histéresis o controladores “dead beat” (utilizados en tiempo discreto para reducir el error en el menor número de pasos posible).

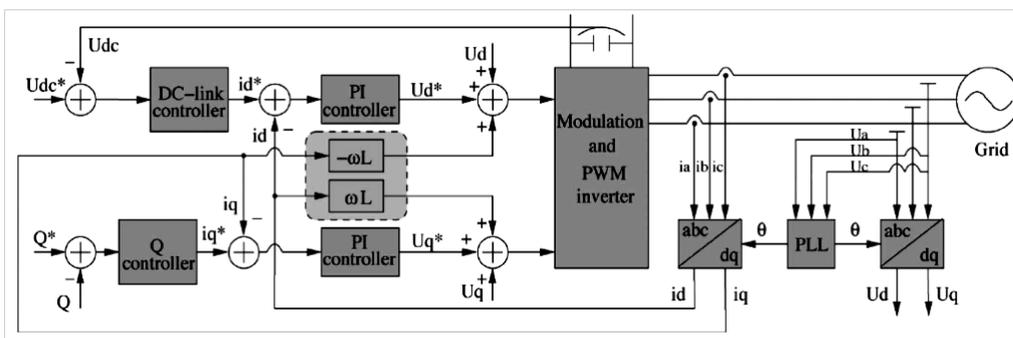


Figura 3.44 Sistema de control en el marco de referencia dq

$$G_{PR} = K_P + \frac{K_i s}{s^2 + \omega^2} \quad (3.40)$$

Siendo:

- K_p : Ganancia proporcional
- K_i : Ganancia del término resonante
- ω : Frecuencia (rad/s)

Tanto [Laili 2012] como [Mohamed 2009], con modelizaciones basadas en el modelo de [Lasseter 2001], utilizan estos métodos de control y calculan la velocidad de referencia en función del error de potencia activa, para el funcionamiento en conexión a red, o en función del error de tensión en el bus de continua para el caso de estar funcionando en isla. Este control se realiza mediante un controlador proporcional (Figura 3.45).

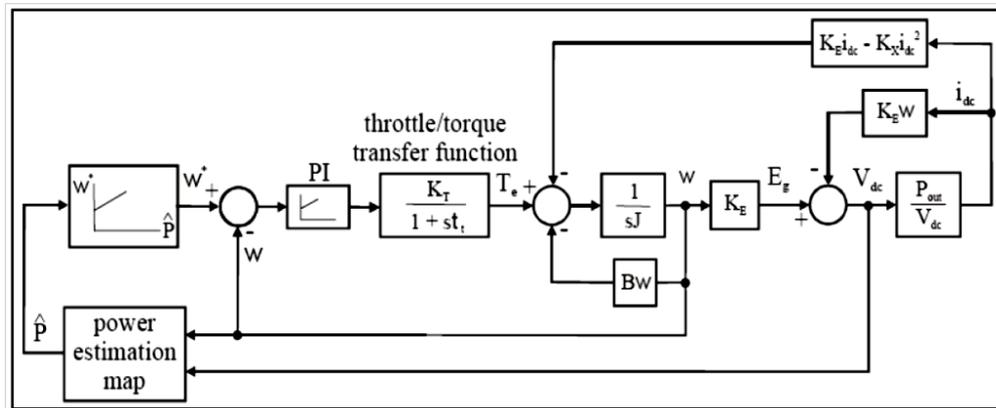


Figura 3.45 Sistema de control de la velocidad [Laili 2012] y [Mohammed 2009]

En la Figura 3.46 se muestra el esquema de control aplicado al inversor en [Li 2010], para el caso de funcionamiento en isla. Se realiza el control de las componentes directa y en cuadratura de la tensión de la red, utilizando controladores PI.

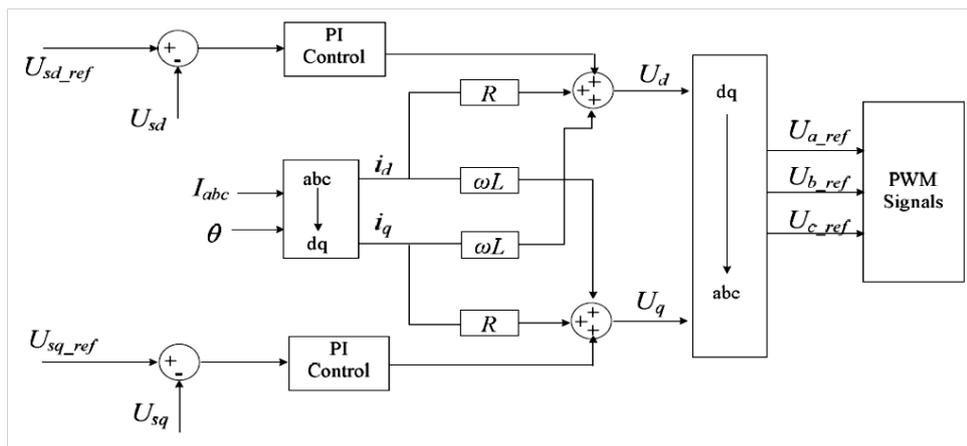


Figura 3.46 Sistema de control en isla [Li 2010]

Para realizar la transformación de la tensión al marco de referencia dq es necesario fijar el valor del ángulo de tensión mediante un oscilador. En [Grillo 2010] también se

aplica el control de la tensión en el sistema de referencia dq, pero en este caso se utilizan controladores integrales, estableciendo la referencia del ángulo mediante sus valores de seno y coseno, obteniendo directamente los índices de modulación del inversor (Figura 3.47).

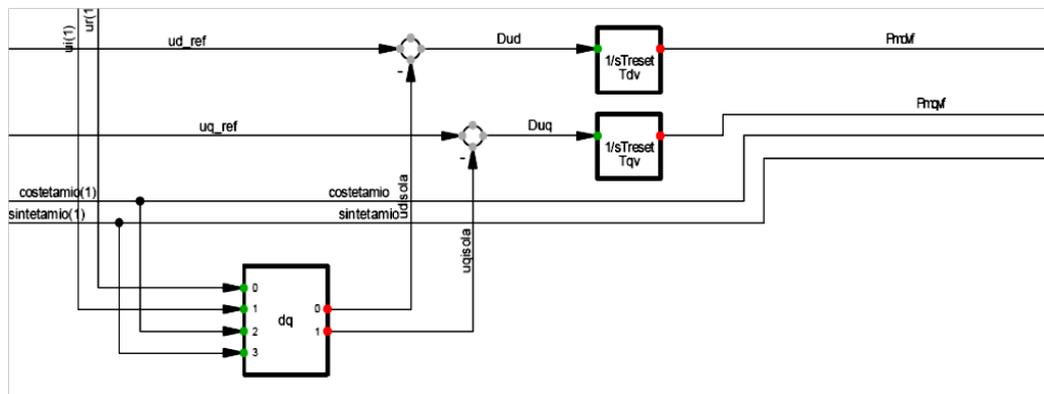


Figura 3.47 Sistema de control en isla [Grillo 2010]

Estas estrategias de control del inversor, en funcionamiento aislado, se aplican de la misma manera en [Mohamed 2009], [Laili 2012] y [Nayak 2012].

3.6 Algoritmos de control para múltiples generadores conectados en redes aisladas

Por otra parte, el funcionamiento de más de un sistema de generación en una red aislada debe realizarse de modo que los valores de tensión y frecuencia se mantengan en valores de consigna. Este control de tensión y frecuencia se puede realizar a través de los controles primarios de uno de los generadores, según el algoritmo de la Figura 3.45. Este método de control impone numerosos condicionantes al sistema de generación utilizado para realizar el control de tensión y frecuencia [Pecas 2006]. Por una parte, este generador deberá ser capaz de suministrar toda la potencia necesaria para alimentar todas las cargas situadas en la red aislada. Además, no podrá seguir consignas de generación que maximicen la eficiencia de su uso, siendo esto de especial relevancia en el caso de que este generador sea una microturbina.

Una solución a este problema es el funcionamiento de varios sistemas de generación en modo de control de tensión o "master", de forma que cada sistema responda a las variaciones de tensión y frecuencia mediante un control proporcional o "droop". De esta manera, el reparto de carga para responder a las modificaciones de tensión y/o frecuencia se realizará de forma solidaria [Jie 2011] [Khanh-2011]. El método de control "droop" de tensión y frecuencia se define según las ecuaciones (3.41) y (3.42).

$$\omega = \omega^* - m(P - P^*) \tag{3.41}$$

$$E = E^* - n(Q - Q^*) \tag{3.42}$$

Siendo

- ω : Frecuencia (p.u.)
- ω^* : Frecuencia nominal (p.u.)
- E : Tensión (p.u.)
- E^* : Tensión nominal (p.u.)
- m : Pendiente frecuencia/potencia activa
- n : Pendiente tensión/potencia reactiva

En la Figura 3.48 se muestran las curvas características frecuencia/potencia activa de dos microturbinas diferentes. La potencia máxima y mínima de cada una de ellas son diferentes y, por lo tanto, la potencia generada será diferente en función del error de la frecuencia, respecto a la frecuencia de consigna.

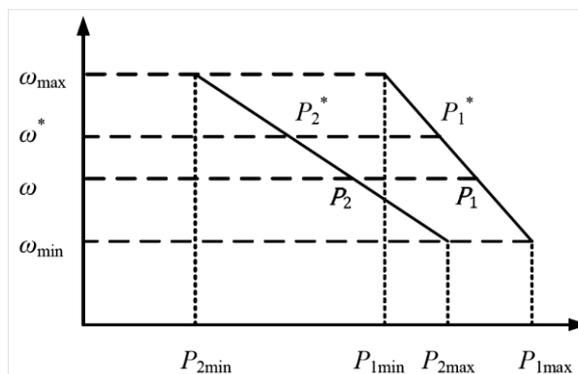


Figura 3.48 Característica frecuencia/potencia activa de dos microturbinas [Jie 2011]

Pero, además, como se ha indicado previamente, la utilización de microturbinas como sistemas de generación distribuida se debe a la gran eficiencia del sistema cuando se aprovecha la energía de los humos de salida de la combustión. Esto conlleva que su utilización debe estar condicionada al aprovechamiento de ese calor y por lo tanto es preferible que, aún en un sistema aislado, puedan seguir funcionando según consignas que maximicen su eficiencia.

En [Madureira-2005] se estudia el control de microrredes basadas en inversores. Se utiliza el control “droop” como control primario, utilizando el control secundario de frecuencia para corregir los errores de frecuencia causados por el control “droop”. En [Simpson-Porco 2015], se presenta un control secundario de frecuencia y tensión superpuesto al control primario “droop”. En todos ellos, se aplican los valores provenientes del control secundario de frecuencia y tensión al inversor, independientemente del sistema de generación utilizado. En [Micallef 2012] se presenta un método de control secundario para el reparto de la generación de potencia reactiva, que se aplica a generadores con control “droop” como control primario. Este algoritmo está diseñado para conseguir un reparto equitativo entre todos los generadores, de la potencia reactiva a generar. En la Figura 3.49 se muestra cómo, tras la aplicación del método de control, todos los generadores pasan a generar exactamente la misma cantidad de potencia reactiva.

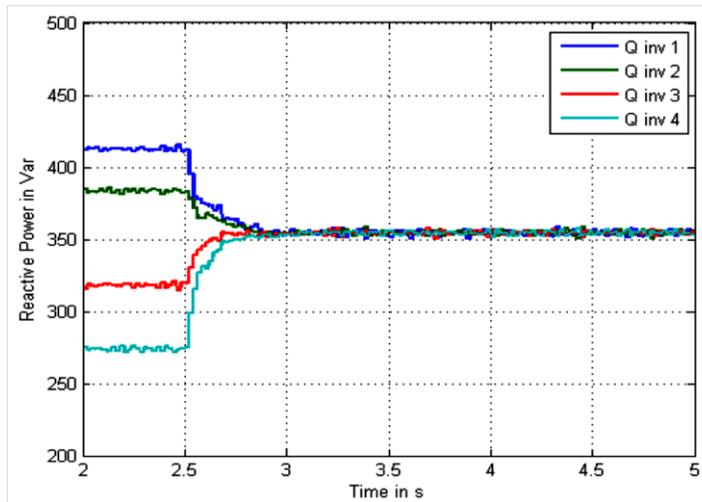


Figura 3.49 Reparto de la generación de potencia reactiva, entre cuatro generadores, mediante el método de control secundario [Micallef 2012]

Estos controles secundarios persiguen el correcto funcionamiento del sistema, controlando la tensión y la frecuencia para ajustarlos a valores nominales o valores de consigna. En ningún caso se tiene en cuenta la eficiencia en la generación, ni en los casos en que se utilizan sistemas de cogeneración como generadores.

En este sentido, artículos como [Peças 2006] [Sudipta 2007] y [Wasiak 2008] se basan en la utilización de un controlador central, que optimice económicamente la generación de energía, así como el flujo de carga, basándose en sistemas predictivos. Se han desarrollado algoritmos para la minimización de los costes de operación, el mantenimiento de la calidad del suministro, minimización de emisiones, etc.

Por otra parte, en [Wang 2011] se propone un algoritmo de control secundario para la disminución de la distorsión armónica producida (Figura 3.50). Este método de control secundario actúa sobre el control “droop” primario de los generadores.

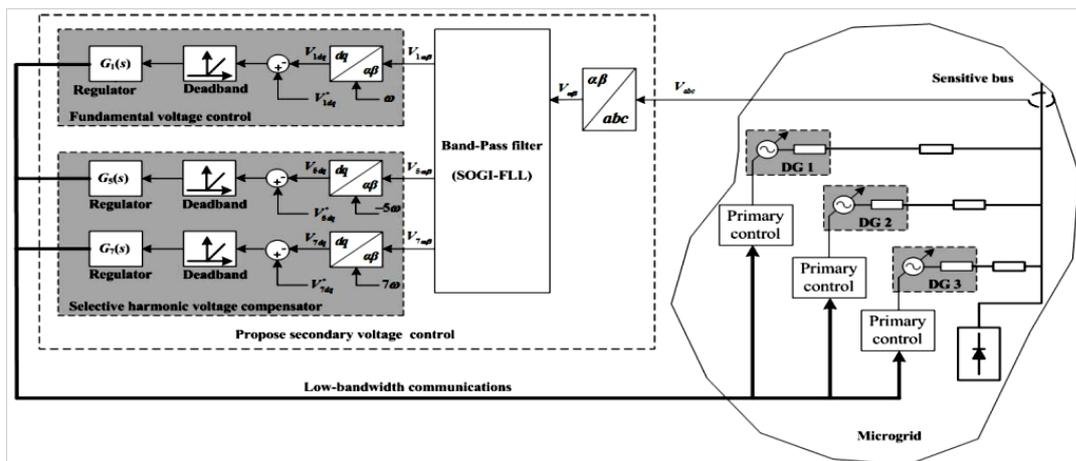


Figura 3.50 Control secundario de tensión para la mejora de la distorsión armónica [Wang 2011]

En [Alvarez 2009] se presenta un algoritmo de control para el despacho centralizado de electricidad y calor. Este algoritmo persigue la minimización del coste energético global, definiéndose según la ecuación (3.43).

$$F(x) = \sum_{i=1}^N x_i f_i(x_i) + \sum_{j=N+1}^M x_j g_j(x_j) \quad (3.43)$$

Siendo

- $F(x)$: Coste total (€/h)
- $f_i(x_i)$: Función de coste de la generación eléctrica (€/kWh_e)
- $g_j(x_j)$: Función de coste de la generación de calor (€/kWh_t)
- x_i : Potencia eléctrica generada (kW_e)
- x_j : Potencia térmica generada (kW_t)

El sistema de generación en el cual se aplica este algoritmo está compuesto por una pila de combustible de 50kW, una microturbina de 30kW y un generador diesel de 15kW. Sin embargo, en este artículo no se valida el algoritmo de control ni el modo de aplicación a la microrred..

También se han desarrollado sistemas multi-agente, que tienen en cuenta la posibilidad de que los sistemas de generación presentes en la microrred, pertenezcan a diferentes propietarios y puedan actuar de forma independiente, compitiendo incluso en un sistema de mercado [Dimeas 2004] [Pipattanasomporn 2009] [Colson 2011] [Logenthiran 2011] [Cai 2014]. Cada generador se comporta como un agente y lo mismo ocurre con las cargas presentes en esas microrredes. En [Cai 2014] el intercambio de información se realiza mediante vectores. Estos vectores se forman mediante los datos de capacidad de generación no despachable de potencia activa y reactiva, capacidad de generación despachable de potencia activa y reactiva, demanda vital de potencia activa y reactiva de la carga y demanda no vital de potencia activa y reactiva. Mediante el intercambio de estos vectores y la aceptación o no de la generación demandada se debe realizar el control de la red. En resumen, se trata de sistemas de aplicación práctica compleja, cuyo objetivo se encuentra en la simulación de la operación de cada generador en un entorno de mercado competitivo.

3.7 Transición en el modo de funcionamiento: conexión a red/isla

Uno de los principales problemas que se plantean en el funcionamiento de la microturbina y, en general, de los sistemas de generación que pueden funcionar tanto aislados como conectados a la red, es la transición de un modo de funcionamiento al otro.

En artículos como [Green 2007] se plantea la necesidad de resolver el problema que supone la conmutación entre modos de funcionamiento (conexión a red / isla). Para analizar el problema, se realizan simulaciones en conexión a red y en isla, de redes de baja tensión en las que se han incluido microgeneradores. Sin embargo, no se describe el modo en el que se realiza dicha conmutación.

En [Ranjbar 2011] la sincronización se consigue mediante la amplitud y la fase de la tensión, realizando la reconexión una vez sincronizadas estas dos magnitudes. De forma similar, en [Jin 2012] se estudia la problemática de la reconexión a la red de distribución por parte de una red de baja tensión que ha estado funcionando de forma aislada, mediante algoritmos de control del tipo “droop”. En este artículo se realiza la sincronización en dos etapas:

- Sincronización de la frecuencia
- Sincronización de la fase

Para ello, es necesaria la medición de la tensión tanto en el punto de acoplamiento como en la red de distribución. La frecuencia y la fase de esas tensiones se extrae mediante la técnica PLL. Una vez obtenidos los valores, se aplican algoritmos de control mediante controladores proporcionales-integrales para conseguir anular la diferencia entre ellos (Figura 3.51).

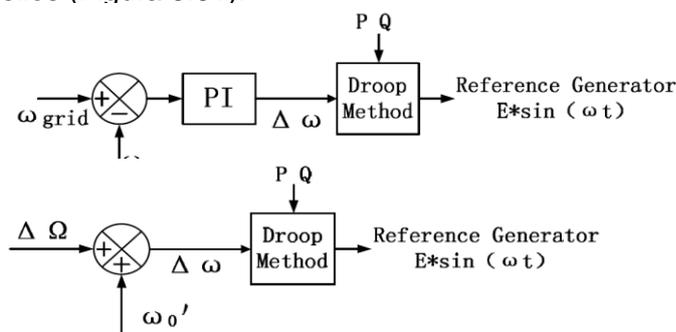


Figura 3.51 Método de control para la sincronización de frecuencia y fase [Jin 2012]

En [Arafat 2012] se presenta otro algoritmo para realizar esta transición entre modos de funcionamiento (Figura 3.52). Sin embargo, se presentan únicamente las condiciones bajo las cuales se realiza la transición del funcionamiento, por parte del inversor, mediante un algoritmo de control de tensión, al funcionamiento mediante un algoritmo de control de corriente.

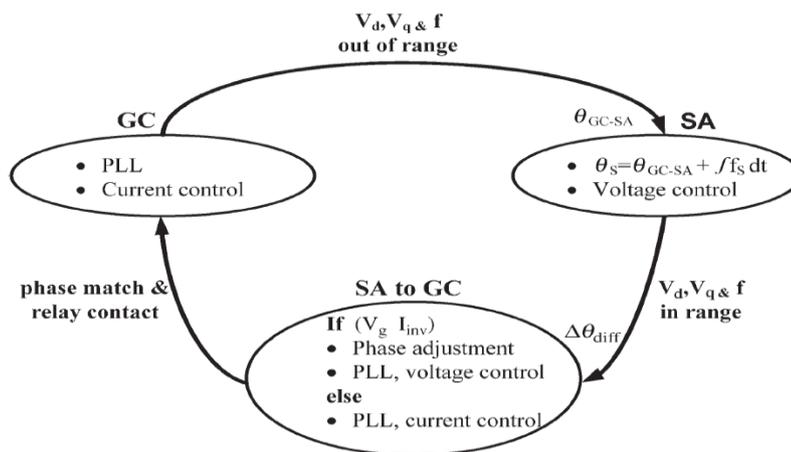


Figura 3.52 Esquema del método de control para la transición del control de isla a conexión a red [Arafat 2012]

Se indica, también, la manera en la que se realiza la sincronización de la fase de la tensión de la red de distribución y la de la red aislada. Adicionalmente, se realiza la comparación entre dos métodos para la sincronización de dicha fase: un algoritmo de control proporcional-integral y un algoritmo de control trapezoidal. En el primer caso se aplica el algoritmo cuyo diagrama de bloques se muestra en la Figura 3.53. En el caso del algoritmo de control trapezoidal, se calcula el cambio de frecuencia que se debe conseguir para la sincronización de las fases de la red aislada y la red de distribución, según la ecuación (3.44).

$$\Delta f = \frac{|\Delta\theta|}{2\pi T_G} \quad (3.44)$$

Siendo:

- Δf : Diferencia de frecuencia a aplicar (1/s)
- $|\Delta\theta|$: Diferencia de fase existente (rad)
- T_G : Tiempo de conexión (s)

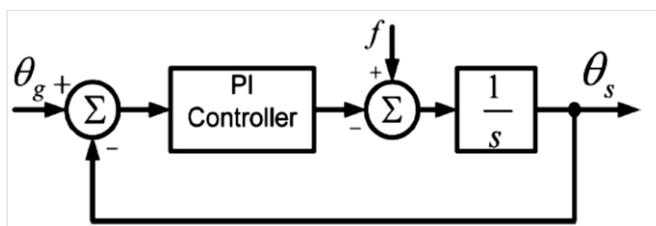


Figura 3.53 Algoritmo de control proporcional-integral para la sincronización de las tensiones de la red aislada y la red de distribución [Arafat 2012]

Estos artículos muestran algoritmos de control para realizar la sincronización de tensiones entre la red aislada y la red de distribución, sin embargo, ninguno de ellos muestra el modo según el cual se realiza la transición en el modo de funcionamiento de los algoritmos de control de los generadores implicados.

3.8 Conclusiones

Existe numerosa bibliografía referente a la modelización de microturbinas de gas en la cual el modelo de partida es el modelo de Rowen, para microturbina de eje simple, o el modelo de GAST, para microturbinas de eje doble. Estos modelos permiten el análisis del comportamiento de las microturbinas tanto desde el punto de vista termodinámico como desde el punto de vista eléctrico. Además, mediante la integración de equipos de electrónica de potencia y controladores, también se puede realizar el análisis del sistema al funcionar en conexión a red y al funcionar en isla. Para el caso de funcionamiento en conexión a red, se ha estudiado la mejora de los algoritmos de control para el correcto seguimiento de las consignas, así como la reducción de los armónicos generados e inyectados a la red. También se han propuesto métodos de control “droop” para redes aisladas de baja tensión alimentadas por microturbinas. Sin embargo, no se ha descrito cómo el modelo realiza esa transición entre modos de funcionamiento, siendo dicha transición de vital importancia de cara a la funcionalidad de los sistemas de generación mediante microturbina. Es decir, pese a la existencia de artículos en los que se indica la

necesidad de sincronización de los sistemas de generación para la correcta transición de un modo de funcionamiento a otro, no queda claro el papel de los controladores aplicados en esa transición.

Por otra parte, el análisis del funcionamiento eléctrico de la microturbina, y su control como generador, tanto en conexión a red como en isla, no requiere del análisis de temperaturas, presiones o pequeñas fluctuaciones debidas a la imperfecta entrada de combustible. Teniendo esto en cuenta, en [Lasseter 2001] se presenta un modelo que reproduce con suficiente exactitud el sistema de generación. Dicho modelo permite, además, la simulación dinámica de los elementos eléctricos del sistema como el generador o el rectificador, los cuales están integrados en el modelo.

Sin embargo, como se ha puesto de manifiesto, es necesario un análisis en profundidad de la aplicación de los algoritmos de control al modelo de Lasseter. Este análisis se debe realizar tanto para el funcionamiento en conexión a la red de distribución como para el funcionamiento en isla. Además, es necesario realizar el estudio de la transición de un modo de funcionamiento al otro, de forma que se realice de manera estable y sin la pérdida del sistema.

En cuanto al funcionamiento en isla, es necesario profundizar en el control de redes aisladas o microrredes formadas por microturbinas. Aunque existen algoritmos para la mejora del funcionamiento de las microrredes aisladas, prácticamente ninguno tiene en cuenta la necesidad de generación de calor y, por lo tanto, en el caso de utilizar microturbinas para dicha generación, la eficiencia del sistema no se controla de forma adecuada.

CAPÍTULO 4

NUEVO MÉTODO DE CONTROL PARA SISTEMAS DE GENERACIÓN MEDIANTE MICROTURBINA DE GAS

4.1 Introducción

4.2 Modelo de la microturbina

4.3 Modelo del inversor

4.4 Control del sistema de generación en conexión a red

4.5 Control del sistema de generación en isla

4.6 Nuevo control centralizado

4.7 Nuevo método para la transición de modo de funcionamiento

4.8 Conclusiones

4 Nuevo método de control para sistemas de generación mediante microturbina de gas

4.1 Introducción

El modelo para microturbinas de eje simple desarrollado en [Lasseter-2001], resulta de especial interés de cara al estudio del comportamiento dinámico de un sistema de generación mediante microturbina. Este modelo, además de sencillez, incluye los elementos necesarios para el análisis del funcionamiento eléctrico de dicho sistema, aspecto en el cual se centra principalmente esta tesis.

En este capítulo, a partir de dicho modelo, se simula el sistema completo de generación mediante la inserción de los equipos de electrónica de potencia y los sistemas de control necesarios para el funcionamiento del sistema, tanto en conexión a red como en isla. Es decir, se muestra la estructura general del modelo y los subsistemas incluidos en esa estructura general. Una vez modelizado, se analiza el funcionamiento de cada elemento para cada estrategia de control. Además, se analiza la aplicación de algoritmos de control al sistema, para cada modo de funcionamiento.

Así, tanto para el caso de que la microturbina funcione conectada a la red como en el caso de funcionamiento en isla, se describen dos estrategias de control diferentes y su aplicación al modelo de Lasseter. Por una parte, una estrategia de control en la cual cada microturbina funciona de manera independiente. Por otra, una nueva estrategia de control para el funcionamiento en isla, mediante un control centralizado que permite la optimización del sistema de generación de energía. Además, es necesario que la transición en el modo de funcionamiento se realice de forma automática y estable. Esta tesis presenta un nuevo método para realizar dicha transición cumpliendo ambos objetivos.

Como se expuso en el capítulo 3, el sistema de generación mediante microturbina, de eje simple, está compuesto por los siguientes elementos: turbina, alternador, electrónica de potencia (rectificador, inversor), recuperador y sistema de control. Así, dentro del sistema de generación modelizado, se deben diferenciar dos modelos principales: la microturbina y el inversor. A su vez, tomando como referencia el modelo de Lasseter, la microturbina integra: la turbina, el regulador de combustible, el alternador, el rectificador y el condensador de continua. El inversor recibe directamente la señal de salida del rectificador, es decir, la tensión DC proveniente del modelo de Lasseter para la microturbina. Tras el inversor se ha modelizado una inductancia de acoplamiento para permitir controlar el flujo de potencia entre el sistema de generación y la red.

Las estrategias de control se aplican a la microturbina, de manera que se realiza el control de la misma basándose en la velocidad. Este control se realiza a través de parámetros de consigna diferentes según el modo de funcionamiento, por lo que se utiliza un selector para alimentar mediante una u otra consigna al control de velocidad. El inversor se controla a través del factor de modulación y, del mismo modo que en el caso de la microturbina, se utiliza un selector para la consigna de

máxima permitida hasta el final del proceso de arranque, momento en el cual este control se desconecta. Por lo tanto, excluyendo el arranque del análisis a realizar, el control de aceleración puede ser obviado.

- La función principal del control de la temperatura es limitar la potencia de salida de la microturbina a una temperatura predeterminada, independientemente de la variación de la temperatura ambiental o las características del combustible. Del mismo modo que en el caso del control de aceleración, se puede simplificar la modelización de este control, en el supuesto de trabajar dentro de los límites de funcionamiento de la máquina.

Para la regulación de la alimentación de combustible se utiliza el control de velocidad (Figura 4.2). Se ha utilizado un controlador proporcional-integral, cuya entrada es la diferencia entre una referencia de velocidad obtenida a partir de los controladores de la microturbina, y la velocidad del eje de la misma. A ese error se le aplica un controlador proporcional-integral cuya salida, a su vez, es la señal de entrada al regulador de combustible.

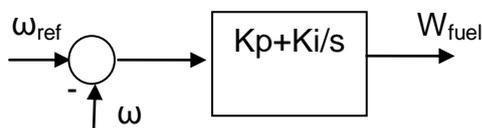


Figura 4.2 Control de velocidad de la microturbina

Con el fin de mantener constante la tensión tras la rectificación, independientemente de la potencia suministrada por el sistema de generación, la microturbina debe disponer de un control de velocidad que responda a esas variaciones de demanda. Como se mostró en las ecuaciones (3.15) y (3.16), la tensión será mayor cuanto mayor sea la velocidad de la máquina. Sin embargo, la caída de tensión en el inducido será mayor cuanto mayor sea la intensidad que circula a través del mismo. Por ello, cuanto mayor sea la potencia demandada, mayor tendrá que ser la velocidad de la microturbina para mantener la tensión de continua constante y viceversa.

En referencias como [Bertani-2004], el control de la tensión tras la rectificación se realiza mediante el ángulo de disparo de los IGBTs, en un rectificador controlado. Así, el control de velocidad actúa de tal manera que dicha velocidad se mantenga en el valor nominal en todo momento. Mediante el ángulo de disparo se reduce la tensión generada a los valores deseados, teniendo como límite el ángulo máximo de disparo, en el cual la microturbina deberá suministrar su máxima potencia. De esta forma, las variaciones en la demanda de combustible vienen dadas por el error entre la velocidad de funcionamiento y la velocidad nominal de la máquina.

Sin embargo, el control de la tensión mediante la modificación de la velocidad de la máquina resulta un método más eficiente, tanto por la reducción de pérdidas que supone, como por el mayor grado de simplicidad del control. Como se verá en los apartados 4.5 y 4.6, que describen los algoritmos de control, la velocidad de referencia se obtiene a partir del error entre la potencia de referencia y la potencia generada, cuando se está trabajando en conexión a red y a partir del error entre la

tensión DC y la tensión de referencia DC, cuando se está trabajando en isla y el inversor controla la tensión en el punto de acoplamiento.

En cualquiera de los dos casos, el error en la tensión DC se corrige a través de la variación de la velocidad de la máquina, indirectamente en el primer caso (a través del control del inversor) y directamente en el segundo.

4.3 Modelo del inversor

Los convertidores utilizados convencionalmente en las microturbinas son inversores VSC (voltage source converter) con IGBTs, ya que las caídas de tensión totales son menores que en otros dispositivos a partir de 600V. La curva característica del IGBT se muestra en la Figura 4.3. Aunque para una tensión colector emisor de valor pequeño existe una tensión de saturación que puede alcanzar un valor de algunos voltios, para una señal de puerta grande los IGBTs se pueden modelizar como un cortocircuito entre el colector y el emisor [Fitzgerald-2003].

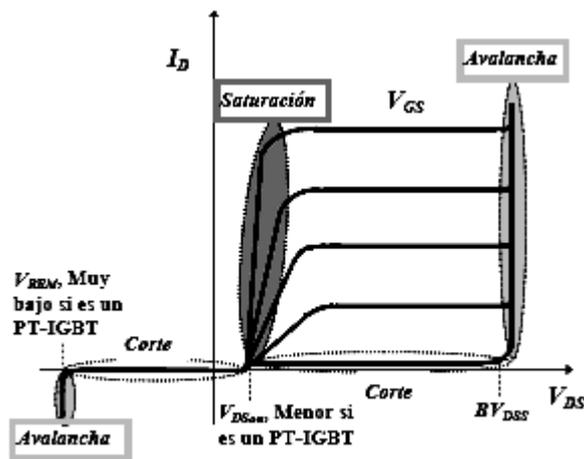


Figura 4.3 Curva característica de funcionamiento del IGBT

Así, la tensión de salida se obtiene mediante las ecuaciones (4.1) y (4.2)

$$U_{ACr} = K_0 Pm_r U_{DC} \quad (4.1)$$

$$U_{ACi} = K_0 Pm_i U_{DC} \quad (4.2)$$

Donde:

- U_{ACr} : Tensión en el lado de alterna (V), parte real
- U_{ACi} : Tensión en el lado de alterna (V), parte imaginaria
- K_0 : Constante de conversión que depende de la modulación adoptada
- Pm_r : Factor de modulación, parte real
- Pm_i : Factor de modulación, parte imaginaria
- U_{DC} : Tensión en el lado de continua (V)

Como se deduce de las ecuaciones (4.1) y (4.2), la tensión de salida del inversor se puede controlar a través del factor de modulación, tanto en fase como en módulo, ya que el valor de K_0 depende de la modulación aplicada al inversor. En el desarrollo realizado en esta tesis, se ha aplicado una modulación sinusoidal, ya que los armónicos producidos por este tipo de modulación son menores que los producidos en el caso de utilizar una modulación rectangular. Por lo tanto, el valor de K_0 adopta el valor mostrado en la ecuación (4.3).

$$K_0 = \frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{2}} \quad (4.3)$$

La relación entre la tensión de continua y la tensión de alterna se muestra en la Figura 4.4. Para valores del factor de modulación mayores que la unidad (sobremodulación) el convertidor se satura.

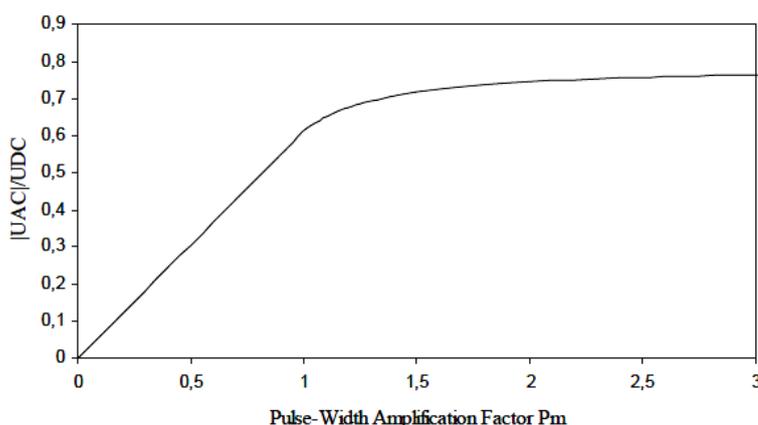


Figura 4.4 Relación entre tensiones de continua y de alterna, en función del factor de modulación

Además, para valores grandes del factor de modulación, los inversores PWM se comportan como inversores con forma de onda cuadrada a la salida. En esta región, aparecen más armónicos de banda centrados alrededor de los armónicos de frecuencias correspondientes al factor de modulación y de sus múltiplos. Aun así, los armónicos dominantes no tienen la amplitud que tienen en la región lineal, es decir, la pérdida de energía en la carga debido a las frecuencias armónicas no es tan alta. Adicionalmente, dependiendo de las características de la carga y su relación con la frecuencia de interrupción, dichos armónicos pueden ser menores.

Así, para el acondicionamiento de la potencia generada a la tensión y frecuencia de la red, se ha modelizado un inversor con control PWM. En el modelo implementado, se utiliza un condensador a la salida del rectificador (elementos integrados en el modelo de microturbina), para reducir el rizado de la tensión de alimentación al inversor, debido a que el inversor está alimentado mediante una fuente de tensión cuyo valor se mantendrá prácticamente constante (el convertidor es del tipo VSC). De esta manera, se mimetiza el funcionamiento de un generador síncrono y, a través de la modificación de los valores de magnitud y fase de la tensión, se controlan los valores de potencia activa y reactiva a la salida del sistema de

generación. El esquema del inversor modelizado con control PWM se muestra en la Figura 4.5.

En los circuitos reales, la conmutación de la corriente no ocurre de forma instantánea, lo cual provoca la generación de muestas de conmutación, generando mayor distorsión armónica y caída de tensión en el inversor. En este modelo se han despreciado las pérdidas del sistema, considerando que los IGBTs se comportan como interruptores ideales y considerando nulos los tiempos de conmutación y la inductancia de conmutación. Por ello, se puede modelizar el inversor como una fuente de tensión alterna controlada por la tensión de continua y el factor de modulación, según las ecuaciones (4.1) y (4.2), igualando las potencias de entrada y salida.

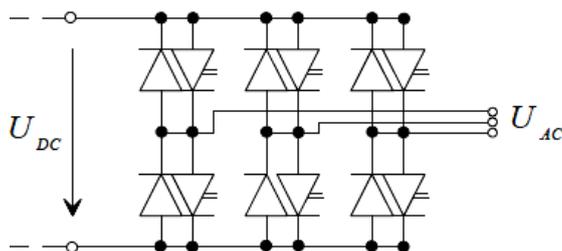


Figura 4.5 Esquema del inversor modelizado

4.4 Control del sistema de generación en conexión a red

Cuando el sistema de generación mediante microturbina funciona conectado a la red de distribución, debe ser capaz de generar las potencias activa y reactiva de consigna. Esta generación tiene que realizarse manteniendo constante la tensión DC, por lo que debe existir un sistema de control de la misma. Dicho sistema de generación con conexión a red, incluyendo la reactancia de acoplamiento, se ha esquematizado en la Figura 4.6.

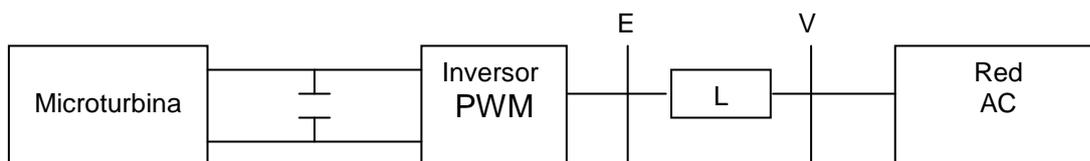


Figura 4.6 Esquema del sistema de generación conectado a la red de distribución

Las relaciones de intercambio de potencia entre el sistema de generación y la red de distribución, para un acoplamiento que sólo tiene componente inductiva, se pueden escribir como se muestra en las ecuaciones (4.4) y (4.5).

$$P = \frac{VE}{\omega L} \sin \delta_p \tag{4.4}$$

$$Q = \frac{V}{\omega L} (E \cos \delta_p - V) \tag{4.5}$$

Donde:

- P : Potencia activa (W)
- Q : Potencia reactiva (VA_r)
- V : Tensión de la red (V)
- E : Tensión de salida del generador (V)
- δ_p : Angulo entre tensiones (V)
- ω : Frecuencia (Hz)
- L : Inductancia (H)

Y considerando el ángulo δ_p pequeño, se obtienen las expresiones aproximadas (4.6) y (4.7).

$$P = \frac{VE}{\omega L} \delta_p \quad (4.6)$$

$$Q = \frac{V}{\omega L} (E - V) \quad (4.7)$$

Por lo tanto, la potencia activa inyectada a la red de distribución depende principalmente del ángulo entre las tensiones y la potencia reactiva de la diferencia de magnitud de las mismas.

El nuevo método de control diseñado en el ámbito de esta tesis genera los factores de modulación necesarios Pm_r y Pm_i para, según las ecuaciones (4.6) y (4.7), inyectar las potencias definidas como consigna para el sistema de generación.

Por otra parte, el modelo dinámico se ha desarrollado en el marco de referencia dq0. El objetivo de la transformación es el de obtener el valor de las componentes directa, en cuadratura y cero de una variable, a partir de sus valores de fase abc. Esta transformación permite controlar los valores d y q de la corriente inyectada, los cuales serán proporcionales a la potencia activa y reactiva que se entregue a la red, respectivamente.

Para lograr este objetivo, es necesario que la transformación de las coordenadas abc a dq0 se haga de forma sincronizada con la tensión de la red, por lo que es imprescindible extraer el ángulo de dicha tensión. La técnica utilizada para la extracción del ángulo es la PLL (Phase Locked Loop) [Blaabjerg 2006].

4.4.1 Control de P

El control de la potencia activa inyectada a la red se consigue a través de algoritmos de control que actúan sobre la velocidad de la microturbina y la parte real del factor de modulación. La potencia activa que se quiere inyectar a la red es la referencia que sigue el sistema de generación y debe ser consignada. Para ello, la velocidad de referencia del sistema se obtiene a través de un controlador proporcional integral que actúa sobre el error entre la consigna de potencia y la potencia medida en el punto de conexión a la red (Figura 4.7).

Además, como se ha indicado en el apartado 4.3, existe un control de velocidad que hace que la demanda de combustible aumente o disminuya, según la consigna de

potencia, haciendo que el error entre la velocidad de referencia y la velocidad del eje se anule.

La combinación de estos dos controles provoca una variación de la tensión generada en el alternador, como se deduce de la ecuación (3.14). Por lo tanto el nivel de tensión DC tenderá a aumentar en el caso en el cual la consigna de potencia aumente y a disminuir en caso contrario.

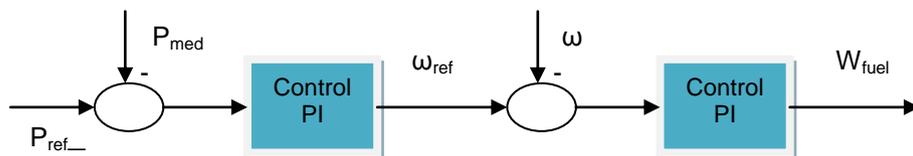


Figura 4.7 Esquema del sistema de control de P que actúa sobre la microturbina

Con el objetivo de mantener el nivel de la tensión DC constante, se ha incluido un control proporcional integral sobre el error de dicha tensión DC, respecto a su valor de referencia. Este control fija la componente directa de la intensidad, que debe medirse en el punto de acoplamiento, para mantener la tensión DC en su valor nominal. Mediante el control de esta intensidad, se obtiene la componente real del factor de modulación (Figura 4.8).

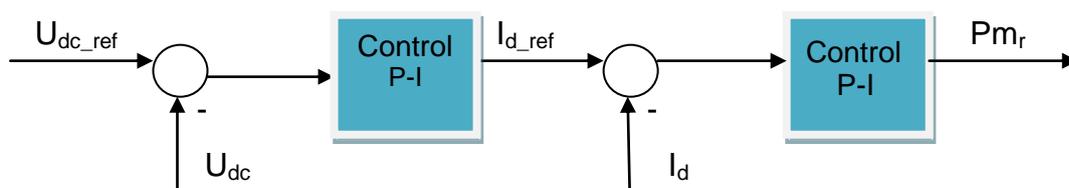


Figura 4.8 Lazo de control de potencia activa en el inversor

4.4.2 Control de Q

El control de la potencia reactiva entregada a la red se realiza directamente en el inversor, actuando sobre la componente imaginaria del factor de modulación. Para ello se establece la potencia reactiva de consigna que se pretende generar. La referencia de la componente en cuadratura de la intensidad se obtiene aplicando un control proporcional integral al error entre la potencia reactiva de consigna y la potencia reactiva medida en el punto de acoplamiento, para la entrega de la potencia reactiva consignada.

Por lo tanto, mediante la aplicación de otro controlador proporcional integral, aplicado al error entre la intensidad de referencia y la intensidad medida, se obtiene la componente imaginaria del factor de modulación a utilizar en las ecuaciones (4.1) y (4.2). La aplicación de este controlador se muestra en la Figura 4.9.

La modificación de la consigna de potencia reactiva provocará una modificación de la componente imaginaria del factor de modulación. Al modificar esta componente imaginaria, la componente real del factor de modulación también debe variar, debido

a que al no variar la consigna de potencia activa, el ángulo de la tensión de salida del inversor debe mantenerse prácticamente constante.

Así, la variación de P_{m_r} resulta de la variación de la tensión DC y del control de esta tensión, el cual se realiza a través de la componente real del factor de modulación, como se explica en el apartado 4.4.1. El resultado es la variación conjunta de P_{m_r} y P_{m_i} de forma que se producirá un cambio en el nivel de tensión de salida sin la modificación en el ángulo de esta tensión, de acuerdo a la ecuación (4.7).

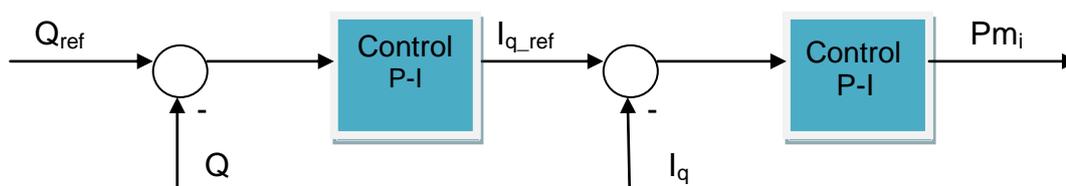


Figura 4.9 Lazo de control de potencia reactiva en el inversor

4.5 Control del sistema de generación en isla

En el caso de funcionamiento de la microturbina en una red en isla, los sistemas de generación instalados en esa parte aislada de la red deben ser capaces de responder a las variaciones en la demanda, de forma que los valores de tensión se mantengan en una banda estrecha alrededor de los valores nominales de la red que alimenta, tanto en módulo como en frecuencia.

Como ya se indicó en el capítulo 3, el control en el caso de microrredes aisladas, se divide en tres niveles. En el nivel primario, se realiza el control de la tensión y la frecuencia de esa red aislada de manera automática por parte de los sistemas de generación (en este caso las microturbinas). En cuanto al nivel secundario de control, centralizado, se utiliza usualmente para la mejora de los valores de tensión y frecuencia en base a distintos parámetros. Por último, los niveles terciarios son utilizados para introducir algoritmos de control que tengan en cuenta aspectos como los costes de la generación, la eficiencia del sistema o la operación económica.

En esta tesis se ha aplicado el control secundario, basado inicialmente en una configuración maestro-esclavo, al sistema de generación mediante microturbina, según el modelo de Lasseter. Posteriormente, se ha desarrollado un nuevo método de control, mediante un control secundario centralizado de frecuencia y tensión.

Además, hay que tener en cuenta que el objetivo planteado en esta tesis es el desarrollo de algoritmos de control para el correcto funcionamiento de los sistemas de generación mediante microturbinas conectadas en redes de baja tensión. El alto ratio R/X en este tipo de redes hace que la tensión dependa en gran medida del flujo de potencia activa y que las variaciones en la demanda afecten tanto al control de potencia activa como al control de potencia reactiva [Laaksonen-2011]. Este aspecto se ha tenido en cuenta en el desarrollo de los nuevos algoritmos de control propuestos.

4.5.1 Control primario de frecuencia

La frecuencia de la tensión de salida del inversor viene fijada por las señales de modulación del mismo, que a su vez se fijan a través de un oscilador, el cual proporciona la fase. La obtención del ángulo a través de un dispositivo PLL no resulta de aplicación, debido a que en el caso de funcionamiento en isla no existe una red externa que fije la referencia a seguir.

Además, se debe tener en cuenta que se producirán variaciones en la frecuencia de la tensión del sistema aislado, como consecuencia de las variaciones en la demanda. Por ello debe existir un sistema de control de la frecuencia que detecte estas modificaciones y haga funcionar al sistema a la frecuencia nominal.

Este sistema de control se ha desarrollado a partir del control de la tensión DC. En el funcionamiento en conexión a red, la velocidad de referencia de la microturbina se obtiene a partir del error entre la consigna de potencia activa y la potencia activa medida. Posteriormente, se realiza el control de la tensión DC en el inversor, a través del factor de modulación P_{m_r} . En el caso de funcionamiento aislado, la velocidad de referencia de la microturbina estará fijada directamente por el error entre la tensión DC de referencia y la tensión DC medida. La modificación de esta tensión DC se debe al desequilibrio entre la potencia demandada y la potencia generada, que debido al control PI implementado, hace que la velocidad de referencia de la microturbina se modifique hasta el nuevo punto de funcionamiento y también la demanda de combustible.

4.5.2 Control primario de tensión

El control de la tensión cuando la turbina está funcionando en isla se realiza a través de los factores de modulación P_{m_r} y P_{m_i} del inversor. Como se observa en la Figura 4.10, se obtiene la medida de la tensión en el punto de acoplamiento y se realiza una transformación para obtener las componentes directa y en cuadratura de la tensión en ese punto, a partir de las componentes real e imaginaria. Las tensiones de referencia se fijan como consigna, tanto en módulo como en ángulo, a través de las componentes directa y en cuadratura de la tensión de referencia

Se aplican sendos controladores PI a los errores de las componentes directa y en cuadratura de las tensiones medidas y de referencia, para obtener los factores de modulación. Por último se aplica una transformación para obtener las componentes real e imaginaria de los factores de modulación, a partir de sus componentes directa y en cuadratura.

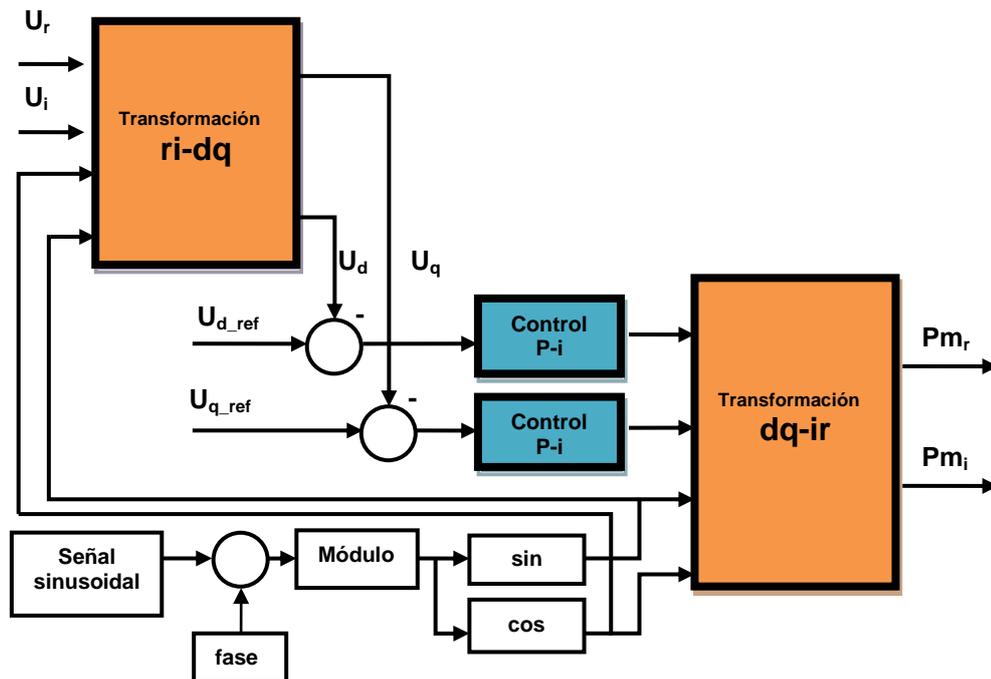


Figura 4.10 Diagrama de bloques del control de tensión para el funcionamiento en isla

4.6 Nuevo método de control centralizado

En el caso de que se tengan una o varias microturbinas instaladas en una red que funciona de forma aislada, se debe prever un control secundario para el correcto funcionamiento del sistema, manteniendo el suministro de energía eléctrica a las cargas instaladas en esa red. Con este propósito, haciendo frente a las modificaciones en la demanda, la red aislada debe mantener la frecuencia y la tensión cerca de sus valores nominales y, por lo tanto, la estrategia de control por consignas de potencias activa y reactiva, deja de ser válida.

En esta tesis se presenta un nuevo método de control centralizado, para microrredes con generación mediante microturbinas. Este control centralizado es capaz de mantener los niveles de tensión y frecuencia de la red aislada en sus valores nominales, permitiendo además la asignación independiente a cada microturbina de un nivel de potencia a generar. Para ello, existe un control secundario que realiza el control de tensión y frecuencia, mientras que, en paralelo, existe un control primario para que cada microturbina siga funcionando según los controles PQ utilizados para el funcionamiento en conexión a la red de distribución.

En el apartado 3.6 se han descrito los métodos de control secundarios existentes en la bibliografía. Utilizando el método maestro-esclavo, la microturbina maestra realiza el control de tensión y frecuencia, mientras que el resto de microturbinas o sistemas de generación seguirán funcionando siguiendo los controles de P y Q, es decir, siguiendo a las consignas dadas para la generación de P y de Q. Este método de control se ha implementado en el sistema de generación modelizado en esta tesis para disponer de resultados que permitan validar el nuevo método de control desarrollado en la tesis. Así, el sistema puede seguir esta estrategia, una vez

realizada la transición a funcionamiento en isla, con una de las microturbinas funcionando según los controles primarios de frecuencia y tensión expuestos en los apartados 4.6.1 y 4.6.2.

En el nuevo algoritmo de control propuesto, el reparto del error a compensar se realiza de forma proporcional. Es decir, la consigna proveniente del control centralizado se reparte entre todas las microturbinas solidariamente. Como consecuencia, la generación de potencia de cada microturbina es proporcional a su potencia nominal. Así, la diferencia de generación de cada microturbina, en valores por unidad, es la misma y por lo tanto, la generación en valores absolutos depende de la potencia nominal de cada una de ellas. Sin embargo, este método permite la modificación de dicho reparto según cualquier parámetro del sistema y puede ser útil para la simulación de otros algoritmos propuestos, aplicados a un tercer nivel de control. Además, permite la introducción de tiempos de retardo en las consignas del gestor centralizado, los cuales pueden provenir principalmente de las comunicaciones.

El control se realiza de manera que se envían consignas de potencia activa y reactiva, desde el control centralizado a las microturbinas, que siguen funcionando según los controles de potencia activa y reactiva. La utilización del control PQ como control primario en las microturbinas permite que se pueda decidir desde controles locales, condicionadas por el control central, la potencia activa y reactiva a generar. Al utilizar el control “droop” todos los sistemas de generación deben responder solidariamente ante variaciones de tensión y/o frecuencia. En el caso de que los sistemas de generación sean microturbinas, cuya utilización como sistemas de alta eficiencia se basa en la producción simultánea de electricidad y calor, la utilización del control “droop” conlleva la pérdida de eficiencia. Esto se debe a la obligación de mantener la tensión y la frecuencia de forma solidaria, independientemente de las necesidades de energía térmica locales.

Así, el nuevo método propuesto se basa en el siguiente principio de funcionamiento. El control de frecuencia del sistema se realiza mediante el balance de la potencia activa. La generación de consignas de potencia activa para las microturbinas se realiza a partir de la diferencia entre la frecuencia medida y la frecuencia nominal de la red. Se aplica un controlador proporcional integral para hacer que el error de frecuencia sea nulo y generar la consigna de potencia activa. Una vez obtenida la generación total de potencia activa necesaria para mantener la frecuencia, se realiza un cálculo de la consigna de potencia activa a enviar a cada microturbina según las ecuaciones (4.8) y (4.9).

$$dp_k = \frac{K_p(f-f_{ref})+K_i \int (f-f_{ref})}{n} \quad (4.8)$$

$$P_{gen_k} = dp_k P_{n_k} \quad (4.9)$$

Siendo:

- dp_k : Consigna de potencia activa del control secundario, para la microturbina k (p.u.)
- K_p, K_i : Ganancias proporcional e integral del controlador secundario de frecuencia

NUEVO MÉTODO DE CONTROL PARA SISTEMAS DE GENERACIÓN MEDIANTE MICROTURBINA DE GAS

- f, f_{ref} : Frecuencia medida y de referencia (p.u.)
- n : Número de microturbinas
- P_{gen_k} : Valor absoluto de la potencia activa generada por la microturbina k (p.u.)
- P_{n_k} : Potencia nominal de la microturbina k (p.u.)

El diagrama de bloques del control de frecuencia central se muestra en la Figura 4.11 (en esta figura se muestra un control para cinco microturbinas).

Por su parte, el control de tensión se realiza a través de la potencia reactiva. En este caso, se calcula la potencia reactiva total a generar a través de la diferencia entre la tensión medida y la tensión de referencia en el punto de acoplamiento. Del mismo modo que en el caso de la frecuencia, se aplica un controlador proporcional integral para hacer que la diferencia entre la tensión medida y la nominal se anule. Una vez obtenida la consigna total de generación de potencia reactiva necesaria se realiza el cálculo de la consigna de potencia reactiva de cada microturbina según las ecuaciones (4.10) y (4.11).

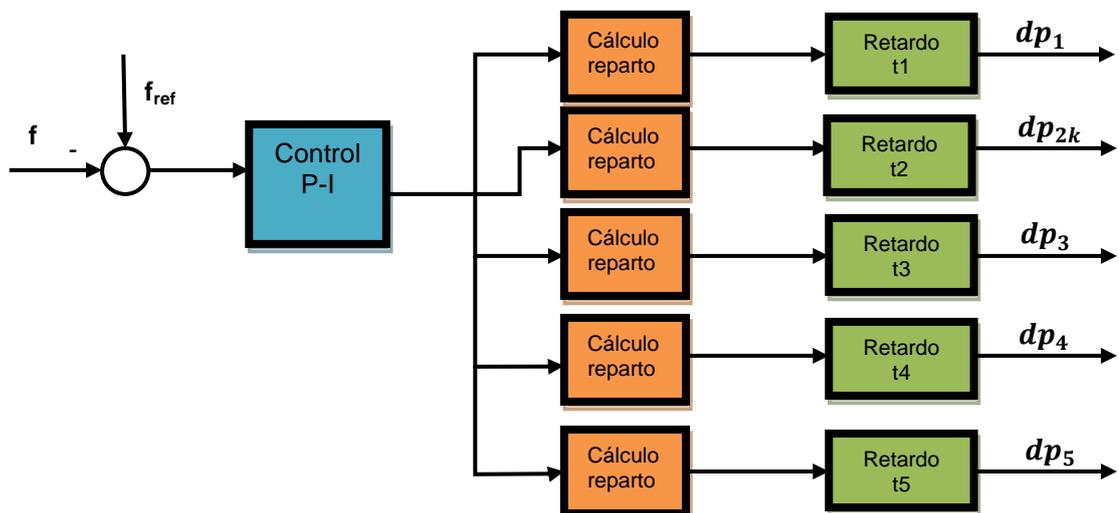


Figura 4.11 Diagrama de bloques del control de frecuencia centralizado

$$dq_k = \frac{K_p(V - V_{ref}) + K_i \int (V - V_{ref})}{n} \quad (4.10)$$

$$Q_{gen_k} = dq_k Q_{n_k} \quad (4.11)$$

Siendo:

- dq_k : Consigna de potencia reactiva del control secundario, para el inversor k (p.u.)
- K_p, K_i : Ganancias proporcional e integral del controlador secundario de tensión
- V, V_{ref} : Tensión medida y de referencia (p.u.)
- n : Número de microturbinas

NUEVO MÉTODO DE CONTROL PARA SISTEMAS DE GENERACIÓN MEDIANTE MICROTURBINA DE GAS

- Q_{gen_k} : Valor absoluto de la potencia reactiva generada por la microturbina k (p.u.)
- Q_{n_k} : Potencia nominal de la microturbina k (p.u.)

El diagrama de bloques del control de tensión centralizado se muestra en la Figura 4.12, considerando cinco microturbinas.

En ambos casos, frecuencia y tensión, se ha introducido un bloque de retardo a cada señal de consigna a enviar a las microturbinas, para poder simular los retardos producidos en las comunicaciones. Al utilizar el sistema de control secundario como control principal de tensión y frecuencia, el sistema de comunicaciones es un elemento crítico. En el caso de un mal funcionamiento de este sistema de comunicaciones, los sistemas de generación de energía deberían pasar a funcionar según la configuración maestro-esclavo presentada.

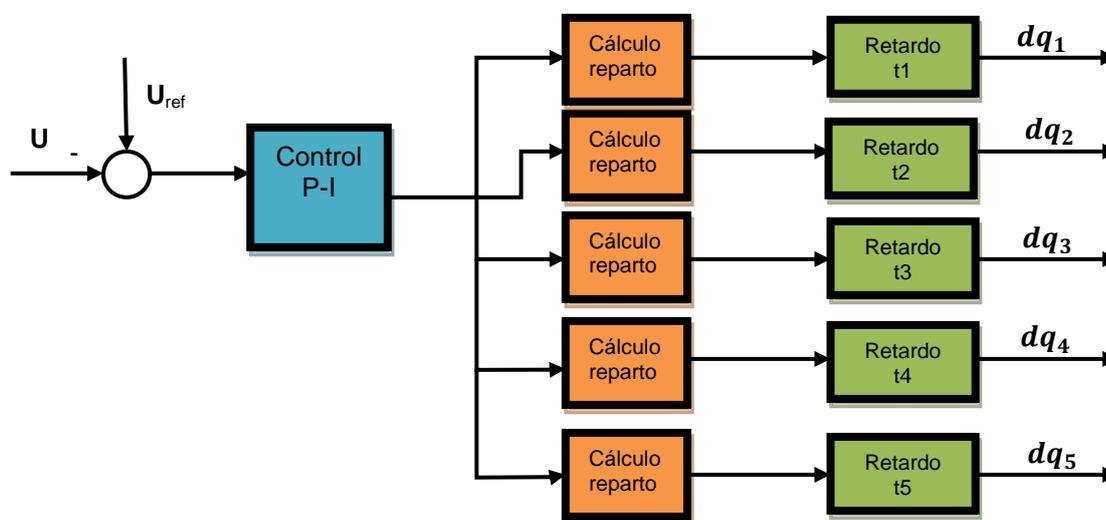


Figura 4.12 Diagrama de bloques del control de tensión centralizado

En el caso de estar funcionando en isla mediante el control centralizado, una de las señales de entrada al modelo de microturbina será la consigna de potencia activa, proveniente del control de frecuencia secundario. Se debe tener en cuenta que esta señal puede ser tanto positiva como negativa. En el caso en que la frecuencia medida en la red aislada esté por encima de la frecuencia nominal, la consigna de potencia activa debería ser negativa y viceversa. Por ello, la consigna proveniente del control centralizado se suma a la consigna particular de potencia de la microturbina, la cual proviene de la demanda de calor existente en el lugar donde esté instalada la misma (Figura 4.13). La microturbina funciona según el control de potencia activa expuesto en el apartado 4.5.1.

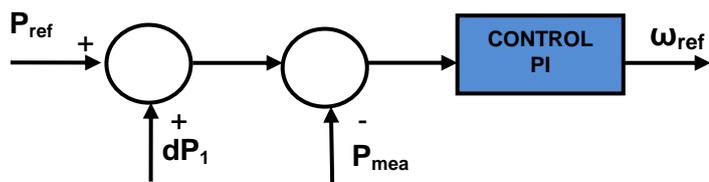


Figura 4.13 Control de potencia activa en la microturbina

En cuanto a la consigna de potencia reactiva proveniente del control central, ésta se alimenta directamente del inversor. La potencia reactiva de referencia a la que se suma, será la existente en el momento de la transición en el modo de funcionamiento. En el caso en que la tensión medida en el punto de acoplamiento esté por encima de la tensión de referencia, será una consigna de generación de valor positivo y en caso contrario de valor negativo. El inversor funcionará según lo expuesto en el apartado 4.5.2, sumando además la consigna de potencia reactiva proveniente del control central (Figura 4.14).

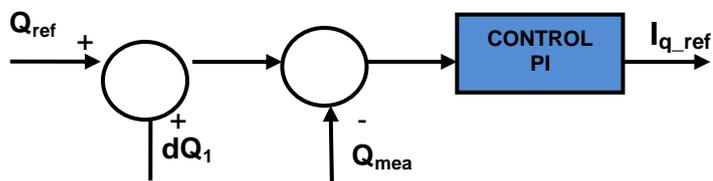


Figura 4.14 Control de potencia reactiva en el inversor

Adicionalmente, la realización del reparto de generación proveniente del control secundario puede llevar a alguna de las microturbinas a funcionar en niveles de generación con baja eficiencia. Por ello, se ha desarrollado un algoritmo de control en un tercer nivel, para poder recalculer el reparto de generación calculado mediante el algoritmo de control secundario. Las consignas del sistema de control primario están fijadas según las necesidades de generación particulares y el control secundario provoca un desvío respecto a estas necesidades. El algoritmo de control de tercer nivel desarrollado realiza un reparto de la generación extra proveniente del control secundario, en función de la diferencia de eficiencia que suponga para cada microturbina. Por lo tanto, ese reparto se realiza de forma que la eficiencia sea la máxima a partir del punto de funcionamiento establecido por cada usuario.

Se debe tener en cuenta que las curvas de eficiencia de las microturbinas tienen su máximo en el punto de máxima generación de las mismas (Figura 4.15). Por lo tanto, en los casos en los que la potencia deba aumentarse, la variación de la eficiencia será positiva y deberá asignarse el mayor aumento a aquella cuyo aumento de eficiencia sea mayor. Por el contrario, en el caso de que la generación de potencia deba disminuir, se asigna la mayor disminución a aquella que presente la menor disminución de eficiencia.

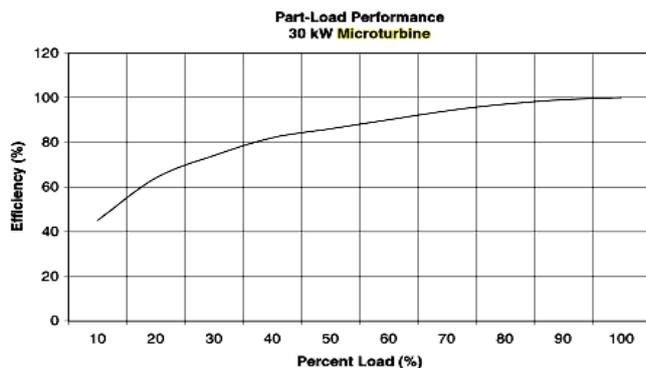


Figura 4.15 Curva de eficiencia de una microturbina de 30kW (Energy Nexus Group)

Así, considerando el caso de 5 microturbinas, la variación de potencia para la microturbina j en el caso en que se deba realizar un aumento en la generación se calcula según la ecuación (4.12) y, en el caso en que se deba realizar un decremento en la generación, según la ecuación (4.13).

$$\Delta P_j = \left(1 - \frac{|\Delta \varepsilon_j|}{\sum_{i=1}^n |\Delta \varepsilon_i|}\right) \Delta P \quad (4.12)$$

$$\Delta P_j = \frac{|\Delta \varepsilon_j|}{\sum_{i=1}^n |\Delta \varepsilon_i|} \Delta P \quad (4.13)$$

Para el cálculo de la variación de la eficiencia debida a la variación de potencia a aplicar, se han obtenido funciones polinómicas de segundo orden, en aproximación a la curva real mostrada en la Figura 4.15. Para una microturbina de 30kW se ha obtenido la función polinómica de la ecuación (4.14).

$$f(x) = -0.72x^2 + 1.2166x + 0.49 \quad (4.14)$$

En el caso de una microturbina de 60kW se ha obtenido una función similar, mostrada en la ecuación (4.15).

$$f(x) = -0.8888x^2 + 1.73x + 0.16 \quad (4.15)$$

Así, el algoritmo de control para el reparto de la señal de potencia proveniente del control secundario se muestra en la Figura 4.16.

En el desarrollo del nuevo algoritmo de control se ha tenido en cuenta la posibilidad de que alguna o varias microturbinas lleguen al máximo o mínimo de su capacidad de generación. En el caso de que se llegue a ese límite, la potencia generada por esa microturbina variará hasta alcanzar dicho límite. Una vez asignada la potencia de las microturbinas que llegan al límite, la potencia restante a generar para alcanzar los objetivos fijados por el control secundario, se repartirá entre el resto de microturbinas, en función, otra vez, de la variación de la eficiencia de cada una de ellas.

Mediante este nuevo algoritmo de control desarrollado en esta tesis, se consigue el control de tensión y frecuencia de la microrred, teniendo en cuenta las consignas de

potencia de cada generador (obtenidas a partir de las necesidades de calor) y realizando el reparto de la potencia restante en función de la variación de eficiencia de cada microturbina.

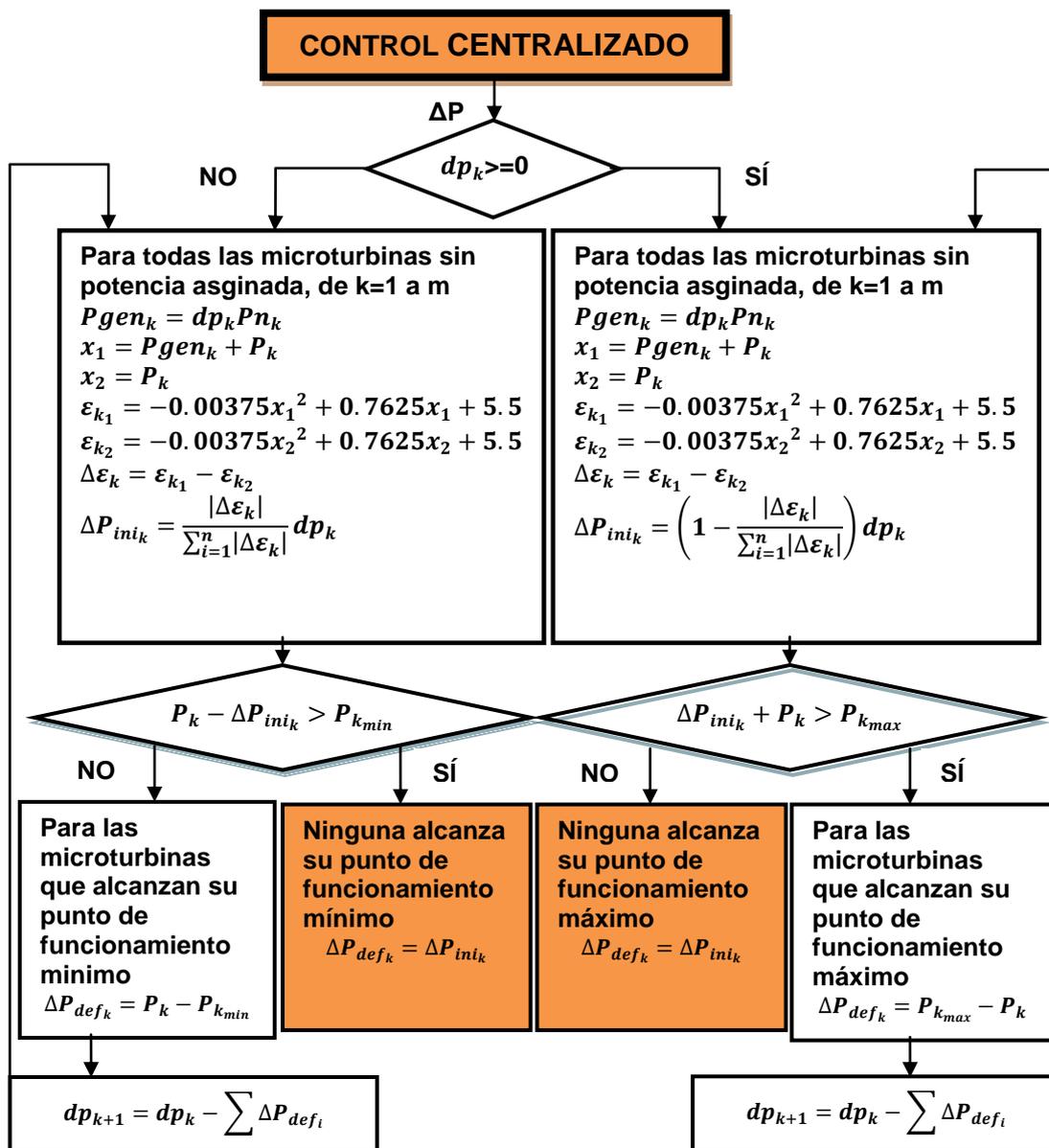


Figura 4.16 Algoritmo para el reparto de potencia a generar en función de la variación de la eficiencia

4.7 Nuevo método para la transición de modo de funcionamiento

Otro aspecto importante a estudiar en el funcionamiento de una microrred eléctrica es la posibilidad de pasar de un modo de funcionamiento en conexión a la red de distribución de la compañía eléctrica, a un modo de funcionamiento en isla,

desconectándose de la red y actuando como una pequeña red de distribución, sin que ello suponga la pérdida del suministro eléctrico y/o calidad a los consumidores de esa pequeña red.

Una de las consecuencias de esa capacidad de transición de funcionamiento es la restricción que ello impone al flujo de potencia entre la red de distribución y la microrred en el momento de dicha transición.

En esta tesis se ha desarrollado un nuevo algoritmo de control de forma que los sistemas de generación cambien de un modo a otro de funcionamiento automáticamente, en función de si las microturbinas están conectadas a red o funcionando en isla. Puesto que en el instante de transición debe de producirse la apertura o el cierre del interruptor en el punto de acoplamiento, la señal utilizada como referencia para el cambio en el modo de funcionamiento ha sido el estado del interruptor de acoplamiento a la red.

Por su parte, aunque en todos los casos el inversor se controlará a través de los factores de modulación, estos factores se obtendrán a través de diferentes criterios de control, para cada modo de funcionamiento:

- En el caso de funcionamiento en conexión a red, la componente real del factor de modulación se obtiene a partir del control de la tensión en el bus de continua, tal como se explicó en el apartado 4.4.1 y la componente imaginaria del factor de modulación se obtendrá a partir del control de la potencia reactiva en el punto de conexión del sistema de generación. En este caso, se está controlando la inyección de potencia activa y reactiva en el punto de acoplamiento.
- En el caso de funcionamiento en isla, como se expuso en el apartado 4.5 se han implementado dos posibles modos de control del sistema:
 - o Uno de los modos de control se consigue mediante la utilización de una microturbina que funcione como máster y, por lo tanto, que controle la tensión y la frecuencia. En este caso, los factores de modulación se obtienen del control de las componentes directa y en cuadratura de la tensión en el punto de conexión.
 - o En el otro modo de control, se utiliza el nuevo algoritmo de control central y, en este caso, las distintas microturbinas controlan la inyección de potencia activa y reactiva en el punto de acoplamiento.

Los factores de modulación para los diferentes modos de funcionamiento se calculan constantemente, independientemente del funcionamiento en isla o en conexión a red. Sin embargo, en función de la señal del estado del interruptor en el punto de acoplamiento a la red de compañía, se realiza una selección de los factores de modulación que pasan al inversor.

El problema que surge del cálculo ininterrumpido de estos factores de modulación es la acumulación de error que se puede dar en unos, cuando se está funcionando mediante la alimentación al inversor de los otros. Es decir, en el caso en que se esté funcionando en conexión a red y por lo tanto controlando las potencia activa y reactiva inyectadas a la red, los factores de modulación calculados mediante los

controles de tensión directa y en cuadratura, pueden alcanzar valores que hagan que no se pueda hacer esa transición a isla, debido a que ese valor alcanzado es el alimentado al inversor en el momento de pasar a funcionar en isla.

Para solucionar este problema, se ha dispuesto que las señales que alimentan los controladores del modo de funcionamiento que no está siendo utilizado tomen un valor de error igual a cero, en función de la señal proveniente del interruptor de acoplamiento a la red de distribución.

En la Figura 4.17 se muestran los valores de Pm_r y Pm_i , del lazo de control PQ explicado en los apartados 4.5.1 y 4.5.2. En el instante $t=120s$ el interruptor de acoplamiento se abre y el sistema de generación pasa a funcionar como máster. En ese momento, el control PQ pasa a estar desactivado, aunque como se ha explicado, sigue realizándose el cálculo de Pm_r y Pm_i a partir de este control. Esto provoca que los valores de Pm_r y Pm_i alcancen valores muy alejados de los valores de funcionamiento normal y, como consecuencia de ello, no es posible realizar la reconexión a la red de distribución sin perder el sistema.



Figura 4.17 Valores de Pm_r y Pm_i obtenidos a partir del control PQ

Sin embargo, haciendo que el valor del error que alimenta a los controladores tome el valor de cero cuando el modo de control no es PQ, el sistema se vuelve a reconectar en el instante $t=250s$, debido a que los valores de Pm_r y Pm_i obtenidos a partir del modo de funcionamiento PQ se mantienen en el período de tiempo en el que la microturbina funciona como master (Figura 4.18).

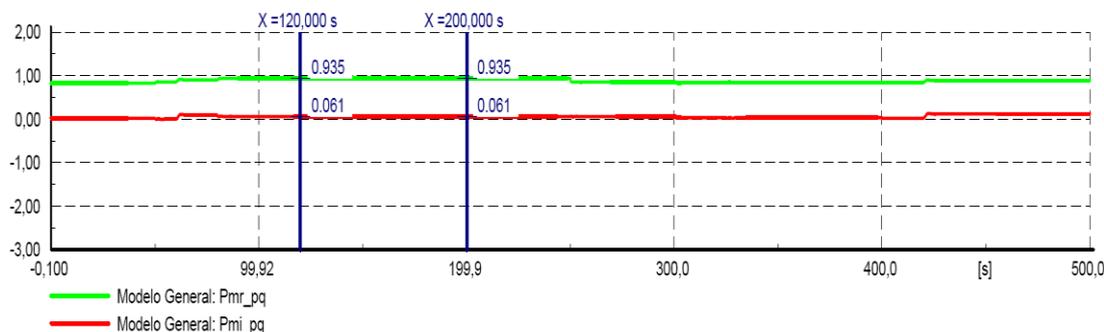


Figura 4.18 Valores de Pm_r y Pm_i obtenidos a partir del control PQ haciendo nulos los valores del error cuando el sistema está funcionando en modo aislado

El mismo criterio es aplicable a los controles de tensión para el funcionamiento en isla, cuando el sistema está funcionando en conexión a red. Si inicialmente está funcionando conectado a red, haciendo nulo el error de entrada a los controladores de tensión descritos en el apartado 4.5.2, los valores de P_{m_r} y P_{m_i} calculados a partir de ellos se mantendrán en un valor constante, que en este caso será el valor inicial. En el momento en el que se realice la transición del modo de funcionamiento (siempre en función del estado del interruptor en el punto de acoplamiento), esos errores dejarán de ser cero y los factores de modulación P_{m_r} y P_{m_i} tomarán los valores necesarios para que los valores de tensión en el punto de acoplamiento sean iguales a los valores de consigna.

Por otra parte, hay que tener en cuenta que también se realiza un cambio en el control de la microturbina. Como se explicó en el apartado 4.5.1, en el caso de funcionamiento en conexión a red, la velocidad de referencia de la microturbina se obtiene de la comparación entre la consigna de potencia activa y la potencia activa medida en el punto de conexión a red. Sin embargo, en el caso de funcionar como un sistema aislado, la velocidad de referencia se consigue mediante el control de la tensión DC del sistema. Como se puede observar en la Figura 4.19, para seleccionar una u otra velocidad de referencia, se utiliza la misma señal: el estado del interruptor de acoplamiento a la red de distribución.

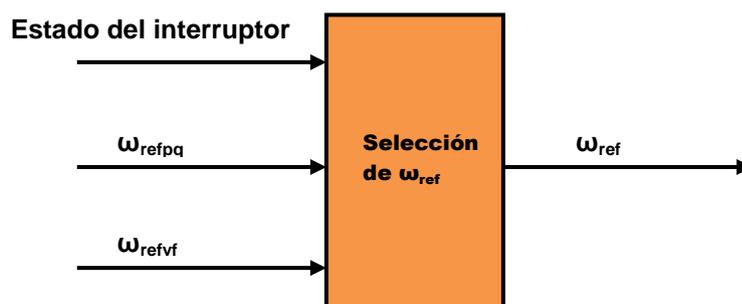


Figura 4.19 Bloque utilizado para la selección de la velocidad de referencia en función del estado del interruptor de acoplamiento a la red de distribución

En el caso del sistema de control centralizado, los valores a hacer cero son el error del control de frecuencia y el error del control de tensión del bloque de control centralizado. En la Figura 4.20 se muestra el caso del control de frecuencia, considerando cinco microturbinas.

Además, es necesario conseguir que se anulen las potencias activa y reactiva de referencia transmitidas a los sistemas de generación, ya que de lo contrario se estaría consignando un valor constante de estas potencias, continuamente, desde el controlador central.

Así, siguiendo los criterios indicados en los párrafos anteriores, las condiciones establecidas para cada método de control se recogen en la tabla 4.1.

De esta forma, con el nuevo algoritmo desarrollado y presentado en esta tesis es posible realizar la transición de funcionamiento en red a isla y viceversa, sin necesidad de realizar una sincronización del sistema. Sin embargo, el transitorio

resultante de ese cambio será mayor cuanto mayor sea la diferencia entre el módulo y fase de la tensión de la red de distribución y la del sistema aislado.

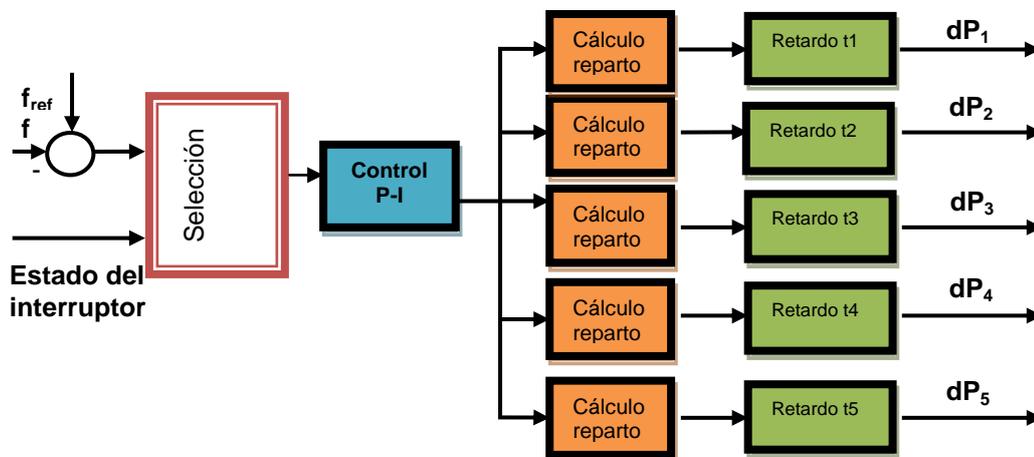


Figura 4.20 Control centralizado de frecuencia con bloque de selección, que hace que el valor del error de frecuencia sea cero

	CONEXIÓN A RED	ISLA CONTROL SECUNDARIO	ISLA MASTER
MICROTURBINA	$dP=0$	-	$dP=0$ $P_{ref}-P_{med}=0$ $\omega_{ref}=\omega_{refvf}$
INVERSOR	$U_{d_ref}-U_d=0$ $U_{q_ref}-U_q=0$ $dQ=0$ $Pm_r=Pm_{rppq}$ $Pm_i=Pm_{ipq}$	$U_{d_ref}-U_d=0$ $U_{q_ref}-U_q=0$ $Pm_r=Pm_{rppq}$ $Pm_i=Pm_{ipq}$	$U_{dcref}-U_{dc}=0$ $Q_{ref}-Q=0$ $dQ=0$ $Pm_r=Pm_{rvf}$ $Pm_i=Pm_{ivf}$
CONTROL SECUNDARIO	$f_{ref}-f=0$ $V_{ref}-V=0$	-	$f_{ref}-f=0$ $V_{ref}-V=0$

Tabla 4.1 Condiciones de aplicación a los algoritmos de control, según el modo de funcionamiento

4.8 Conclusiones

Teniendo en cuenta que las microturbinas de gas se perfilan como sistemas de generación de gran relevancia para el funcionamiento de las microrredes eléctricas, es necesario el análisis de su funcionamiento y el desarrollo de métodos de control, especialmente aquellos capaces de realizar la transición de un modo de funcionamiento a otro (conexión a red y en isla). A partir de los datos y modelos de partida, y detectada la ausencia de información en cuanto al control y

funcionamiento de microturbinas, y en cuanto a la manera en la que se produce la transición entre modos de funcionamiento, en este capítulo se ha presentado una nueva metodología de control capaz de realizar esa transición. Adicionalmente, se ha presentado un sistema de control centralizado, que permite el reparto más eficiente de la generación en una microrred formada por microturbinas, que esté funcionando de forma aislada. Es decir, mediante el control centralizado presentado, es posible el funcionamiento de una microrred formada por microturbinas y la aplicación de controles superiores que mejoren la eficiencia del sistema.

Por otra parte, el modelo completo del sistema de generación mediante microturbina permite la simulación y el análisis de su funcionamiento, en conexión a red o de forma aislada, además del análisis de la transición entre un modo de funcionamiento y otro.

CAPÍTULO 5

VALIDACIÓN Y RESULTADOS

5.1 Introducción

5.2 Parametrización

5.3 Validación

5.4 Conexión de una microturbina a una red de baja tensión

5.5 Conexión de varias microturbinas a una microrred

5.6 Conclusiones

5 Validación y resultados

5.1 Introducción

En este capítulo se presenta la validación de los algoritmos desarrollados en esta tesis a partir de la parametrización realizada de dos microturbinas, de 30 y 60kW, y su operación en una microrred de baja tensión. Para ello, se muestran los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas, y se analiza el correcto funcionamiento de los algoritmos propuestos en el capítulo 4.

En la parametrización del modelo de microturbina de 30kW se han utilizado tanto datos reales de funcionamiento de la microturbina Capstone C30, de 30kW de potencia nominal, como datos bibliográficos. La parametrización del modelo de microturbina de 60kW se ha llevado a cabo mediante extrapolación de los datos de la microturbina de 30kW. Es decir, de cara a la validación del modelo del sistema de generación, se han utilizado datos de ensayo de la microturbina Capstone C30, comparando la respuesta de la potencia activa y la velocidad en el eje, para la turbina real y para el modelo. En cuanto a la validación del modelo de 60kW, se han utilizado perfiles de velocidad obtenidos de la bibliografía.

Para la evaluación del correcto funcionamiento de los algoritmos de control descritos en el capítulo 4, en primer lugar se presenta el funcionamiento de una única microturbina tanto en conexión a la red de distribución como de forma aislada. Se ha utilizado el modelo parametrizado para la microturbina de 30kW, debido a que tanto la parametrización como la validación se han realizado a partir de datos reales. En el caso de funcionar en conexión red, se han realizado simulaciones de seguimiento de las consignas de potencias activa y reactiva. En el caso de funcionamiento aislado, se ha procedido a simular modificaciones en la demanda del sistema aislado, analizando la respuesta de los controles de tensión y frecuencia. Por último, se ha analizado el paso de funcionamiento en conexión a red a funcionamiento en isla, validando, mediante simulación, el método propuesto en el apartado 4.7.

En la Tabla 5.1 se muestran las simulaciones realizadas para una única microturbina instalada en una red de baja tensión y los eventos aplicados para el estudio de los límites de funcionamiento de los algoritmos de control.

La elección de los valores iniciales para cada simulación y la magnitud de las modificaciones a aplicar se ha decidido teniendo en cuenta el rango de validez del modelo, de forma que el funcionamiento se encuentre en todo momento dentro de este rango. Sin embargo, aún estando fuera de dicho rango de validez, también se han realizado pruebas con mayores modificaciones para comprobar el límite de funcionamiento de los algoritmos de control, comentándose los resultados obtenidos.

SIMULACIÓN	EVENTOS APLICADOS	PARÁMETROS ANALIZADOS
Funcionamiento PQ	<ul style="list-style-type: none"> - Modificación (aumento y disminución) del 50% de la consigna de P. - Modificación (aumento y disminución) del 50% de la consigna de Q - Escalones de P=2kW en descenso y aumento - Escalones de Q=2kVAr en descenso y aumento 	<ul style="list-style-type: none"> - Potencia activa generada - Potencia reactiva generada - Tensión de continua - Velocidad
Funcionamiento Vf	<ul style="list-style-type: none"> - Desconexión y conexión de cargas con potencia activa, 50% de la microturbina - Desconexión y conexión de cargas con potencia reactiva, 50% de la microturbina - Desconexión y conexión de cargas de 2kW - Desconexión y conexión de cargas de 2kVAr - Desconexión y conexión de carga por valor de P=10kW y Q=10kVAr 	<ul style="list-style-type: none"> - Potencia activa generada - Potencia reactiva generada - Tensión en el punto de conexión - Frecuencia - Tensión de continua - Velocidad
Transición del modo de funcionamiento mediante el nuevo algoritmo	<ul style="list-style-type: none"> - Cambio del modo de funcionamiento en el instante de mayor exportación de potencia activa hacia la red de compañía - Cambio del modo de funcionamiento en el instante de mayor importación de potencia activa desde la red de compañía 	<ul style="list-style-type: none"> - Potencia activa generada - Potencia reactiva generada - Tensión en el punto de conexión - Frecuencia - Tensión continua - Velocidad

Tabla 5.1 Simulaciones, eventos aplicados y parámetros estudiados para el funcionamiento de una única microturbina

Posteriormente, se ha analizado el funcionamiento de una microrred cuya generación se realiza mediante cinco microturbinas. Para ello, se ha llevado a cabo la modelización de una red eléctrica de baja tensión real, así como los puntos de conexión de las microturbinas y el punto de acoplamiento de esta red de baja tensión, a la red de distribución de la compañía suministradora. En el caso de funcionar en conexión a red, se realizan cambios de consigna de potencias activa y reactiva en varias microturbinas. En el caso de funcionamiento en isla, se realizan simulaciones de funcionamiento en modo maestro-esclavo y mediante el nuevo control centralizado propuesto en esta tesis. Para el modo de funcionamiento maestro-esclavo se utiliza la microturbina de 60kW como maestra, debido a su mayor capacidad. Finalmente, del mismo modo que en el caso de una microturbina, se analiza el paso a isla mediante el método propuesto en el apartado 4.7. En la Tabla 5.2 se muestran las simulaciones, eventos aplicados y parámetros estudiados.

SIMULACIÓN	EVENTOS APLICADOS	PARÁMETROS ANALIZADOS
Funcionamiento PQ	<ul style="list-style-type: none"> - Modificación (aumento y disminución) del 50% de la consigna de P de varias microturbinas. - Modificación (aumento y disminución) del 50% de la consigna de Q de varias microturbinas 	<ul style="list-style-type: none"> - Potencia activa generada - Potencia reactiva generada - Tensión de continua - Velocidad
Funcionamiento Vf con algoritmo de control maestro-esclavo	<ul style="list-style-type: none"> - Modificación de consignas de potencia por valor del 50% de la potencia nominal de la microturbina maestra - Pérdida de un circuito, con desconexión de potencia (aproximadamente del 50% de la microturbina maestra y pérdida de una microturbina de 30kW) - Desconexión de potencia y conexión de cargas de pequeño valor. 	<ul style="list-style-type: none"> - Potencia activa generada por la microturbina maestra - Potencia reactiva generada por la microturbina maestra - Tensión y frecuencia en el punto de conexión - Tensión de continua - Velocidad - Eficiencia global del sistema
Funcionamiento mediante el nuevo algoritmo de control centralizado	<ul style="list-style-type: none"> - Modificación de consignas de potencia por valor del 50% de la potencia nominal de la microturbina de 60kW - Pérdida de un circuito, con desconexión de potencia (aproximadamente del 50% de la microturbina de 60kW y pérdida de una microturbina de 30kW) - Desconexión de potencia y conexión de cargas de pequeño valor. 	<ul style="list-style-type: none"> - Potencia activa generada por la microturbina de 60kW - Potencia reactiva generada por la microturbina de 60kW - Tensión y frecuencia en el punto de conexión - Tensión de continua - Velocidad - Eficiencia global del sistema
Transición del modo de funcionamiento	<ul style="list-style-type: none"> - Cambio del modo de funcionamiento en el instante de mayor exportación de potencia activa hacia la red de compañía - Cambio del modo de funcionamiento en el instante de mayor importación de potencia activa desde la red de compañía 	<ul style="list-style-type: none"> - Potencia activa generada por la microturbina de 60kW - Potencia reactiva generada por la microturbina de 60kW - Tensión en el punto de conexión - Frecuencia - Tensión de continua - Velocidad

Tabla 5.2 Simulaciones, eventos aplicados y parámetros estudiados para el funcionamiento de cinco microturbinas conectadas en una microrred

5.2 Parametrización

El método propuesto y los nuevos algoritmos desarrollados se van a validar mediante simulación. Para ello, es necesario poder asignar valores numéricos precisos a los parámetros del modelo de microturbina. Además, es también

importante ajustar los valores de los controladores utilizados, de forma que el modelo sea estable y converja en el menor número posible de iteraciones.

Como se ha expuesto en el capítulo 4, el modelo está compuesto por el regulador de combustible, el compresor, la turbina, el generador, el rectificador, el bus de continua, el inversor y la reactancia de acoplamiento. Por lo tanto, los parámetros que es necesario definir para el proceso de simulación son los indicados en la Tabla 5.3.

Elemento	Parámetros
Compresor y turbina	t_r : Constante de tiempo del retardo en la respuesta
Generador	K_e : Constante de tensión K_x : Constante de inductancia
Sistema compresor, turbina y generador	J: Inercia del sistema
Rectificador+bus de continua	C: Capacidad del condensador
Inversor	S: Potencia nominal U_{AC} : Tensión nominal AC U_{DC} : Tensión nominal DC
Reactancia de acoplamiento	X_a : Valor de la impedancia

Tabla 5.3 Parámetros a definir en el modelo desarrollado

5.2.1 Microturbina de 30 kW

Para el cálculo de los parámetros del modelo de la microturbina de 30kW de eje simple, se dispone de datos reales de funcionamiento de una microturbina Capstone C30 [Moya 2011]. Se realizaron pruebas de funcionamiento de arranque y de seguimiento de carga de dicha microturbina, obteniéndose datos relativos a la velocidad, potencia generada, tensión en el bus de continua, corriente continua, tensión de alterna, corriente de alterna y diversos datos de temperatura y presión del sistema de generación.

La constante de tiempo de retardo en la respuesta de la turbina y el sistema de combustión es un dato señalado en varios artículos de la bibliografía analizada. Por ejemplo, [Lasseter 2001] establece este valor en un rango entre 5 y 20 segundos. Sin embargo, [Nayak 2012] realiza la modelización de una microturbina de 30kW estimando este retardo en el orden de milisegundos. En la validación realizada en este capítulo se ha fijado un valor de 0.2 segundos, por comparación de la respuesta del modelo de simulación desarrollado en esta tesis con la respuesta de la microturbina real Capstone C30.

En la Figura 5.1 se muestra la superposición de los gráficos de potencia y velocidad del modelo y la microturbina real Capstone C30. Como se muestra en la Figura 5.1a, ante un escalón de la potencia de referencia, la microturbina Capstone C30 responde mediante un descenso en rampa, modificando el valor de referencia en el instante $t=20s$. Así, la generación alcanza a la potencia de referencia en el instante $t=35s$. Del mismo modo, en el modelo desarrollado, el descenso de la referencia de potencia activa se produce en el instante $t=20s$, y la potencia generada alcanza el valor de referencia aproximadamente en el instante $t=35s$. También la velocidad de

la turbina responde de manera similar tanto en el en la microturbina real como en el modelo (Figura 5.1b). Por lo tanto, el valor de retardo adoptado reproduce de forma fiable el funcionamiento de una microturbina real de 30kW.

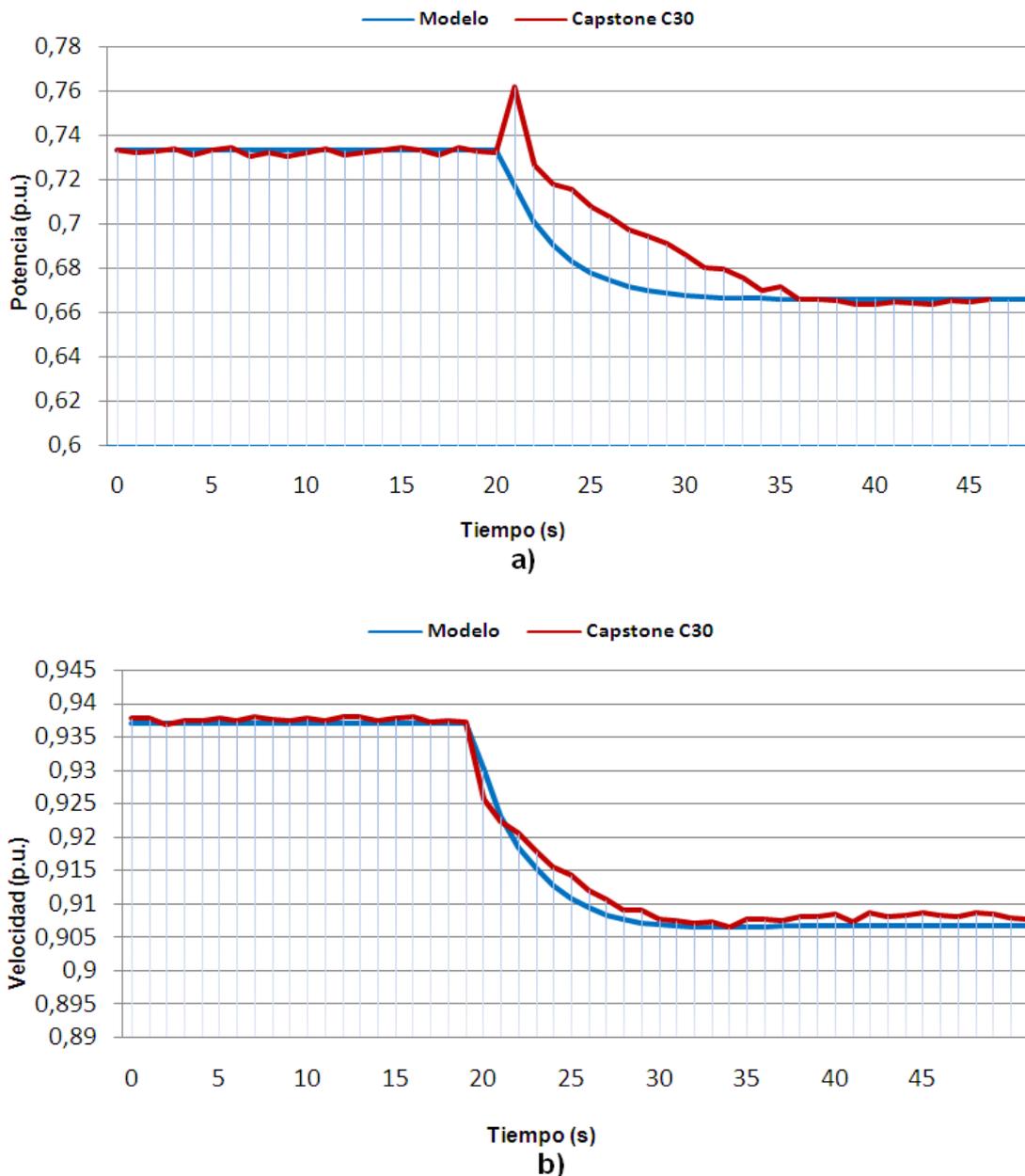


Figura 5.1 Comparativa del perfil de potencia activa (a) y velocidad del eje (b) de la microturbina real Capstone C30 y el modelo de simulación, ante un escalón de -2kW en la potencia generada

Como se puede ver en la Figura 5.1a, aunque el intervalo de tiempo de transición en la generación de potencia activa es similar, la curva es sensiblemente distinta. Esto es debido a que la microturbina real Capstone C30 incorpora una batería para absorber transitorios, que inyecta energía durante dicha transición, limitando la rampa de variación de potencia. El modelo no incluye este control por lo que

muestra una respuesta exponencial, característica de una función de retardo de primer orden, que es como está modelada la microturbina. Sin embargo, de acuerdo a la Figura 5.1b, la curva transitoria de la velocidad del eje, para el escalón de potencia considerado, es similar para el modelo y la microturbina real.

El cálculo de las constantes K_e y K_x se ha realizado mediante la comparación del perfil de velocidades de la microturbina Capstone C30 y el modelo. Cuanto mayor sea el valor de K_e mayor será la tensión generada para la misma velocidad. Por su parte, como se expuso en el Capítulo 3, K_x es la constante de impedancia del generador que, multiplicada por la velocidad y la intensidad, da la caída de tensión en dicho generador. Por ello, es posible obtener ambas constantes haciendo coincidir los perfiles de velocidades del modelo y de la microturbina real para las mismas potencias generadas (Figura 5.1). Los valores obtenidos han sido $K_x=0.00011644286 \frac{\Omega}{rad/s}$ y $K_e=0.06484211 \frac{V}{rad/s}$.

Por otra parte, la inercia del sistema se ha tomado de [Nayak 2012], donde se dan los datos presentados en la Tabla 5.4 para el generador de imanes permanentes de 30kW. Así, se ha tomado el valor de $J=7 \times 10^{-4} \text{Kgm}^2$. En [Xu 2014], se modeliza el sistema de generación mediante microturbina de eje simple y se dan valores de los parámetros del generador y del bus de continua, empleándose un valor de 5mF para el condensador. Este valor se ha adoptado para el modelo desarrollado en esta tesis.

Por su parte, la transmisión de potencia desde el inversor a la red se realiza de acuerdo a las ecuaciones (4.4) y (4.5) a través de una reactancia de acoplamiento. Según el documento “referencia técnica” de la microturbina Capstone C30 [Capstone 2003], el valor de dicha reactancia debe ser de 510-550 μH , siendo 550 μH el valor adoptado para el modelo.

Parámetro	Valor
Potencia de salida	P=30kW
Velocidad	N=100krpm
Frecuencia	f=2kHz
Resistencia del estator	$R_s=0.08\Omega$
Momento de inercia	$J=7 \times 10^{-4} \text{Kgm}^2$
Inductancia (d,q)	$L_d=L_q=286\mu\text{H}$
Número de polos	p=2

Tabla 5.4 Valores numéricos de los parámetros del generador de imanes permanentes [Nayak 2012].

Así, en la Tabla 5.5 se resumen los valores numéricos de los parámetros adoptados para el modelo desarrollado de la microturbina de 30kW.

Elemento	Parámetros
Compresor y turbina	t_r : 0.2 s
Generador	K_e : $0.06484211 \frac{V}{rad/s}$ K_x : $0.00011644286 \frac{\Omega}{rad/s}$
Sistema compresor, turbina y generador	J: 0,0007 kgm ²
Rectificador+bus de continua	C: 0,005 F
Inversor	S: 30 kVA U_{AC} : 400 V U_{DC} : 800 V
Reactancia de acoplamiento	X_a : 0,07 p.u.

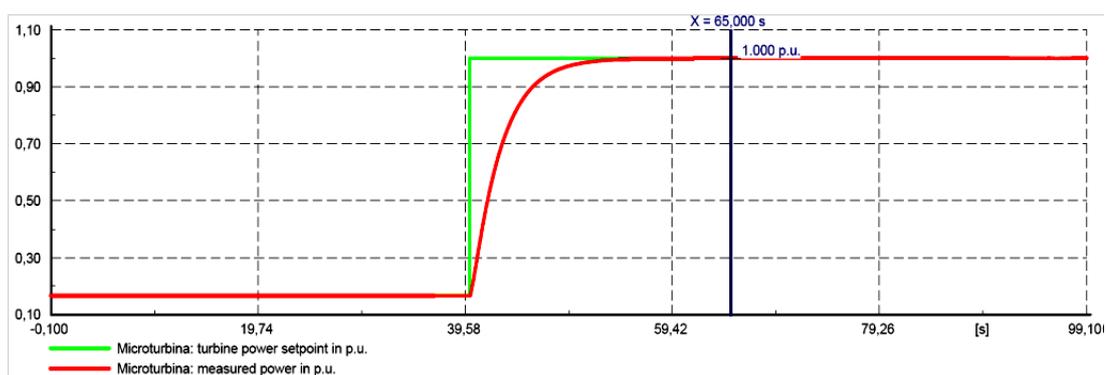
Tabla 5.5 Valores de los parámetros para el sistema de generación de la microturbina de 30kW

5.2.2 Microturbina de 60 kW

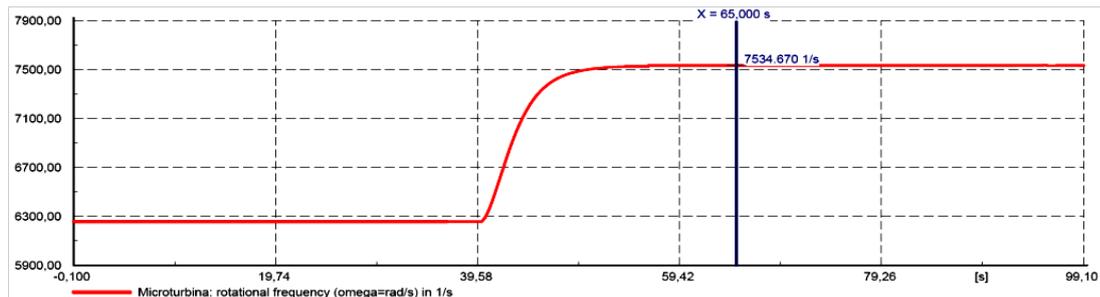
Dado que no ha sido posible disponer de datos reales de funcionamiento de microturbinas de 60kW, los valores a definir se han calculado a partir de datos obtenidos de la bibliografía.

En [Wei 2009] se analiza el funcionamiento de una microturbina de 60kW de eje simple. El generador de imanes permanentes gira a una velocidad de 72000 rpm (7539,82 rad/s) en el punto de funcionamiento en el que la microturbina genera 60kW de potencia eléctrica.

Por ello, se han ajustado los valores de K_e y K_x para seguir esa velocidad de funcionamiento en el punto de generación de 1 p.u. Así, se han adoptado los valores $K_e=0,1321723 \frac{V}{rad/s}$ y $K_x=0,00034656 \frac{\Omega}{rad/s}$. Con estos valores, tal como se observa en la Figura 5.2, cuando la microturbina genera $P=1$ p.u., está girando a 7534,67 rad/s.



a)



b)

Figura 5.2 (a) Potencia eléctrica generada y (b) velocidad. Modelo desarrollado para la microturbina de 60kW

En [Wei 2009] también se establece un tiempo de respuesta de una turbina de 60kW, considerando 0.05s, y un retardo en la reacción de combustión de 0.25s. Por lo tanto, en el modelo utilizado en esta tesis para el proceso de validación, se ha adoptado un retardo total de 0,3s.

En cuanto a la inercia del sistema, no se han encontrado datos en la bibliografía, por lo que se ha estimado un valor superior a la inercia de la microturbina de 30 kW. Según las especificaciones de las microturbinas Capstone, el peso de la microturbina de 30kW es de 405kg, mientras que el peso de la de 65kW es de 758kg. Aunque esta diferencia de peso no se puede atribuir únicamente al generador, se ha tomado esa proporcionalidad para la relación de masas. A su vez, se ha tomado una relación de radios en función de las dimensiones características de ambas microturbinas. Realizando el cálculo de la relación del momento de inercia, según la ecuación (5.1), se obtiene un resultado de 1.55. Por tanto, se ha estimado un valor de 0.001 Kgm² para la microturbina de 60kW

$$I = \frac{1}{2}MR^2 \tag{5.1}$$

Por último, se ha estimado el valor del condensador y el valor de la reactancia de acoplamiento, a partir de la microturbina de 30kW. El valor de este elemento debe ser tal que suministre la energía necesaria durante el tiempo de respuesta del sistema. Cuando se dobla la potencia del sistema, se dobla la energía a suministrar por el condensador, y al aumentar el tiempo de respuesta se aumenta de manera proporcional. Así, la relación entre la energía a suministrar por la microturbina de 60kW y la de 30kW es de 3, debido a que la relación de potencias es 2 y la relación de tiempos de respuesta 1.5. Por lo tanto se ha tomado un valor de 0.015F para el condensador. En la Tabla 5.6 se muestra un resumen de los valores numéricos adoptados para los parámetros del modelo de la microturbina de 60kW.

Elemento	Parámetros
Compresor y turbina	t_r : 0.3 s
Generador	K_e : $0,1321723 \frac{V}{rad/s}$ K_x : $0,00034656 \frac{\Omega}{rad/s}$
Sistema compresor, turbina y generador	J : $0,001 \text{ kgm}^2$
Rectificador+bus de continua	C : 0,015 F
Inversor	S : 60kVA U_{AC} : 400V U_{DC} : 800V
Reactancia de acoplamiento	X_a : 0,07 p.u.

Tabla 5.6 Valores numéricos de los parámetros para el sistema de generación de la microturbina de 60kW

5.3 Validación

Con el objetivo de comprobar la validez del modelo del sistema de generación mediante microturbina y la influencia de las simplificaciones realizadas en su obtención, se ha realizado la comparación entre la respuesta del modelo y la respuesta de la microturbina real Capstone C30, según las simulaciones realizadas en [Yinger 2001]. Para el caso en el que la microturbina está conectada a la red de distribución, en [Yinger 2001] se han realizado las simulaciones indicadas en la Tabla 5.7. En esta referencia no se facilitan datos respecto a la red de baja tensión a la que se ha conectado la microturbina, tan solo se indica que la microturbina se conecta a una red de baja tensión, de tensión nominal 400V, a través de un interruptor automático de 400A.

Por su parte, el modelo usado en esta tesis se ha conectado a una red de baja tensión de 750kVA de potencia y 400V de tensión nominal. La consigna inicial de potencia es de 30kW (1 p.u.) y se aplican escalones de potencia activa de 10kW, tanto en negativo como en positivo. En la Figura 5.3 se muestra la respuesta de la potencia activa y la velocidad de la microturbina real Capstone C30, superpuesta a la del modelo.

INSTANTE	CONSIGNA
$t=20s$	$P_{ref}= 0.67 \text{ p.u.} - 20 \text{ kW}$
$t=80s$	$P_{ref}= 0.33 \text{ p.u.} - 10kW$
$t=150s$	$P_{ref}= 0 \text{ p.u.} - 0kW$
$t=250s$	$P_{ref}= 0.33 \text{ p.u.} - 10kW$
$t=340s$	$P_{ref}= 0.67 \text{ p.u.} - 20 \text{ kW}$
$t=420s$	$P_{ref}= 1 \text{ p.u.} - 30 \text{ kW}$

Tabla 5.7 Eventos aplicados en la simulación en conexión a red

Como se observa en los gráficos de la Figura 5.3, el modelo se aproxima de forma notable al comportamiento de la microturbina real. Aunque la microturbina real, a diferencia del modelo, muestra perturbaciones en su respuesta, éstas son debidas a fenómenos termodinámicos como el flujo de combustible o el flujo de los gases a través de la microturbina. Además, los tiempos de respuesta en ambos casos son similares. La falta del control de temperatura en el modelo hace que a bajos regímenes de generación y bajas velocidades las diferencias entre el comportamiento de la microturbina real y el modelo sean significativas. Debe tenerse en cuenta que la microturbina real absorbe potencia de la red cuando la consigna de generación es baja [Yinger 2001]. Al bajar de una generación de potencia activa de 6kW aproximadamente (0.2 p.u.) las diferencias entre la respuesta del modelo y la de la microturbina real son apreciables.

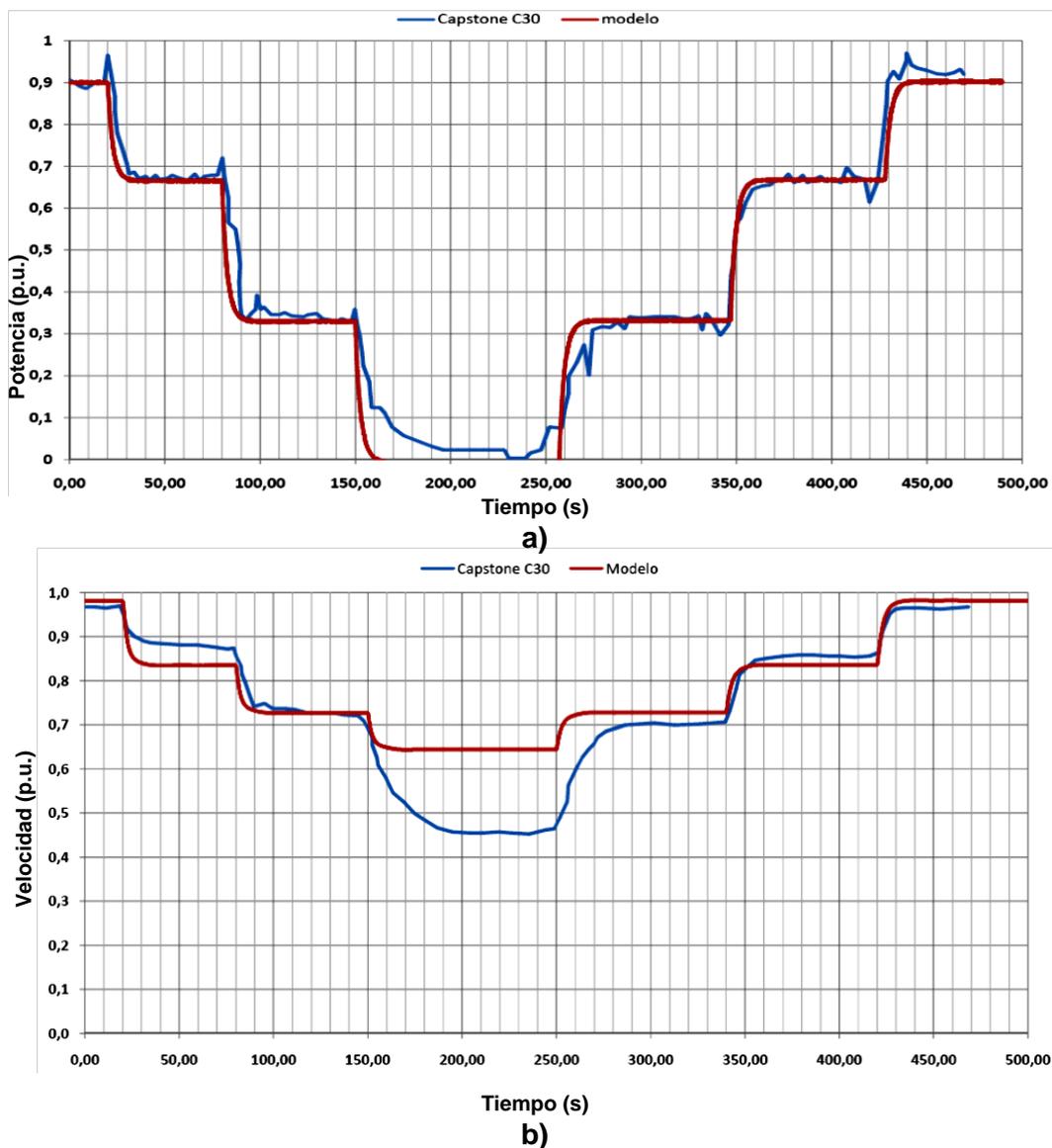
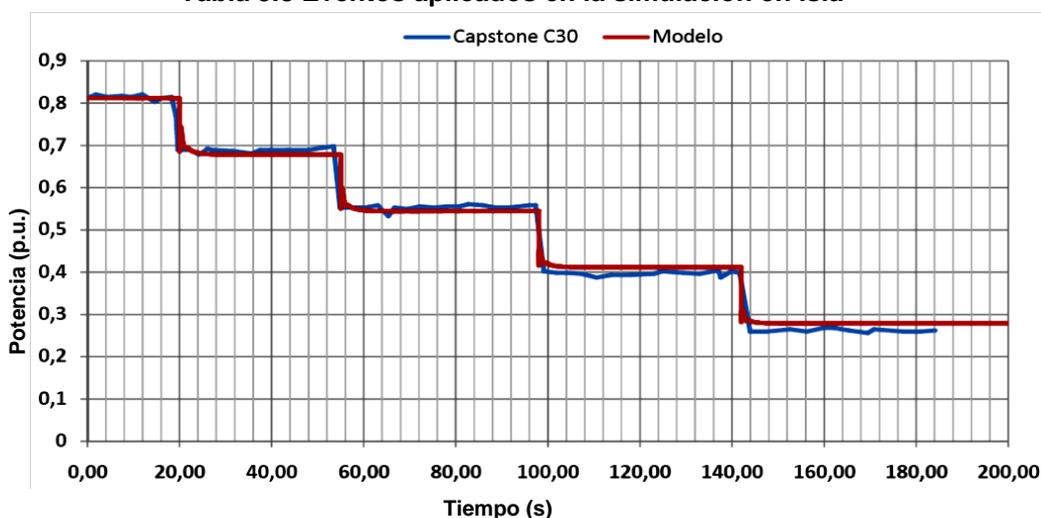


Figura 5.3 Potencia activa (a) y velocidad (b) del modelo y la microturbina real Capstone C30, para escalones de potencia de 10kW, conectada a red

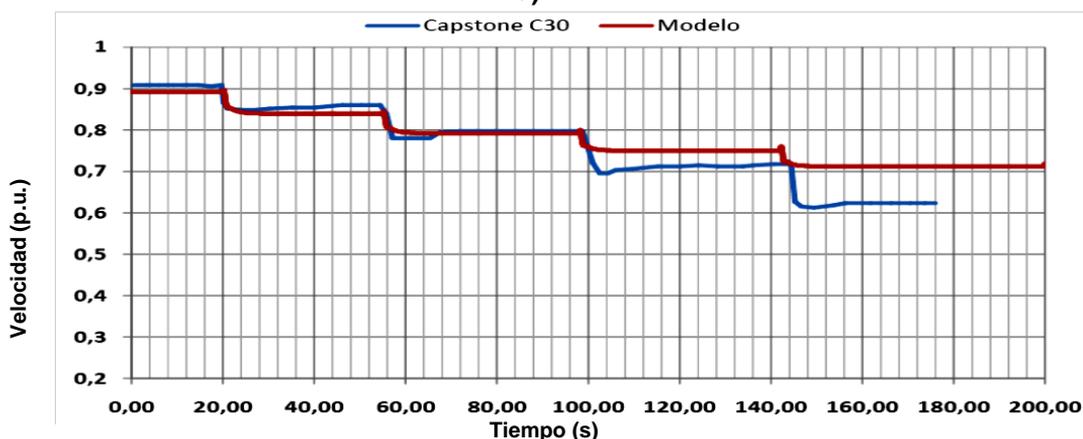
A su vez, y dado que se dispone de datos reales del funcionamiento de la microturbina Capstone C30 en isla, se ha realizado la comparación de la potencia activa de salida y la velocidad de ésta y el modelo (Figura 5.4). En [Yinger 2003] se muestran datos reales de funcionamiento en isla frente a desconexiones escalonadas de cargas de 4kW. Se han aplicado los mismos eventos al modelo, según lo indicado en la tabla 5.8.

INSTANTE	CONSIGNA
t=20s	Desconexión carga 4kW
t=55s	Desconexión carga 4kW
t=98s	Desconexión carga 4kW
T=142s	Desconexión carga 4kW

Tabla 5.8 Eventos aplicados en la simulación en isla



a)



b)

Figura 5.4 Potencia activa (a) y velocidad (b) del modelo y la microturbina real Capstone C30, para escalones de potencia de 4kW, funcionando en isla

Igual que para el caso de funcionamiento en conexión a la red de distribución, el modelo reproduce fielmente el comportamiento de la microturbina real en la

respuesta de generación de potencia, exceptuando las perturbaciones producidas por los aspectos termodinámicos del sistema y la velocidad de funcionamiento a regímenes bajos de generación.

Así, a partir del análisis comparativo realizado, se ha estimado que cuando la generación de potencia activa está por debajo del 30% de la potencia nominal de la microturbina, el modelo puede no reproducir de forma fiable el comportamiento de la microturbina real. Por lo tanto, las simulaciones del siguiente apartado, para la validación del funcionamiento de los nuevos algoritmos de control, se han realizado funcionando por encima de este punto de generación.

El interés del uso de microturbinas de gas para la generación de energía está justificado por la alta eficiencia del sistema, lo cual se consigue con elevados regímenes de generación y el aprovechamiento del calor de los gases de escape. El objeto de esta tesis es la mejora de la eficiencia mediante el reparto de la generación de forma que el punto de funcionamiento se encuentre cerca del punto de máxima eficiencia, por lo que no se han contemplado situaciones en bajos regímenes de funcionamiento.

Para la microturbina de 60kW, como ya se ha indicado, no se dispone de datos reales de funcionamiento. Sin embargo, dado que la parametrización del modelo de microturbina de 60kW se ha realizado por extrapolación de los valores de la microturbina de 30kW, el comportamiento de ésta se considera válido, con un mayor tiempo de respuesta e inercia, debido a su mayor tamaño. Se deduce por lo tanto que, al igual que en el caso de la microturbina de 30kW, reproducirá de manera ajustada el comportamiento de una microturbina real a altos regímenes de generación, presentando mayores desviaciones a bajos regímenes de generación.

5.4 Conexión de una microturbina a una red de baja tensión

Para el análisis y validación previos de los algoritmos de control descritos en los apartados 4.4 y 4.5, se ha utilizado una red de baja tensión simplificada, representada por el esquema unifilar de la Figura 5.5. La red de distribución de la compañía eléctrica se muestra con el nombre de "Red Externa", siendo una red de tensión nominal 400V, con una intensidad de cortocircuito de 4,5 kA. Se ha tomado esta intensidad de cortocircuito debido a que la capacidad de corte máxima de los interruptores magnetotérmicos utilizados en el sector terciario y residencial es de 6kA, siendo inferior la intensidad de cortocircuito en este tipo de redes. En el esquema unifilar de la Figura 5.5 se muestran dos barras conectadas mediante una línea tetrapolar de aluminio de 0.6/1kV de aislamiento y de 200m de longitud. En la otra barra, denominada "Barra AC microturbina" se ha conectado una microturbina de 30kW y una carga inductiva de 15kVA. En la barra denominada "Barra AC RED" se conectan la red de distribución de compañía y una carga de 15kW.

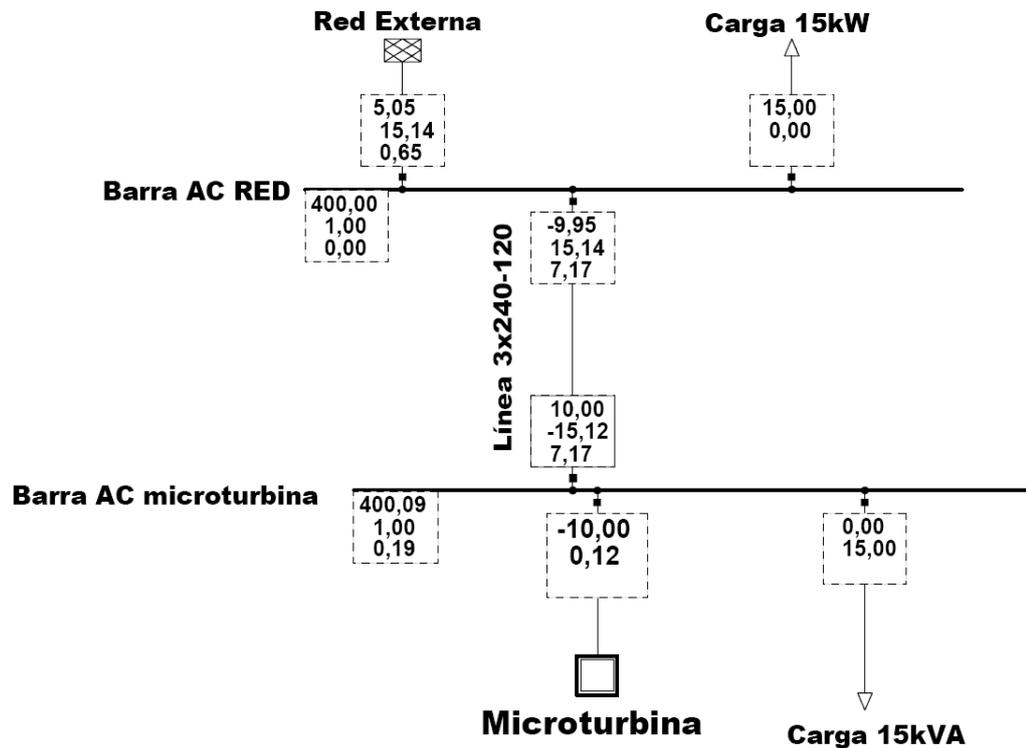


Figura 5.5 Red de baja tensión simplificada, incluyendo una microturbina de 30kW

Teniendo en cuenta que la eficiencia máxima se produce cuando la microturbina está funcionando cerca de la potencia nominal, las modificaciones de la consigna de generación deberían ser pequeñas. Sin embargo, pueden darse casos en los que se desee generar energía eléctrica con el objetivo de exportarla a la red y producirse escalones importantes en la consigna de potencias. Por tanto, para la verificación del funcionamiento de los controles de potencia activa y reactiva en conexión a la red de distribución, se han realizado modificaciones del 50% de la consigna de generación, tanto en aumento como en decremento.

Cuando la parte de la red de baja tensión en la que se encuentra instalada la microturbina funciona de forma independiente, la microturbina debe ser capaz de mantener los valores de tensión y frecuencia cerca de sus valores nominales, atendiendo a las modificaciones que se produzcan en la demanda. En el caso de redes de baja tensión que alimentan zonas residenciales y del sector terciario, estas modificaciones serán de valores pequeños, en su mayoría de 1kW o menores. Así, es necesario comprobar el funcionamiento de los algoritmos de control en isla ante pequeñas modificaciones. No obstante, pueden producirse modificaciones de valores elevados como consecuencia de averías, disparos de interruptores automáticos o fusión de los fusibles de las cajas generales de protección. Por ello, se han analizado también desconexiones y conexiones por valor del 50% de la capacidad de la microturbina, además de las pequeñas desconexiones y conexiones que se darán mayoritariamente.

En la Figura 5.5 se muestran, además, los valores de los parámetros en el régimen de funcionamiento de partida. En el inicio, la microturbina genera 10kW (0.33 p.u.) de potencia activa, y consume 0.12kVA de potencia reactiva (en el esquema unifilar se observa un flujo de energía reactiva de 0.12kVA que es consumida por la reactancia de acoplamiento y proviene de la red), el resto de la generación necesaria para la alimentación de las cargas presentes en la red proviene de la red de la compañía. Se considera este estado inicial, debido a que, como se ha indicado en el apartado anterior, el modelo puede no reproducir con precisión el funcionamiento de la microturbina real a regímenes de generación inferiores a 0.3 p.u., permitiendo la conexión y desconexión de cargas por valor del 50% de la potencia nominal de la microturbina y cambios de consigna por ese mismo valor.

El reglamento de baja tensión [Real Decreto 842/2002] establece en la instrucción técnica ITC-BT-40, y en su guía de aplicación, las sobretensiones máximas admisibles que pueden producir los generadores en la conexión de corriente alterna (Tabla 5.9). Debe tenerse en cuenta que, además del correcto funcionamiento de los algoritmos de control, no deben producirse perturbaciones tales que provoquen el incumplimiento de esta normativa. Por ello, en el interruptor que conecta la microturbina a la barra "Barra AC microturbina" se ha instalado un relé que actúa bajo las condiciones establecidas por el reglamento citado y mostradas en la Tabla 5.9, y que provocará la pérdida del sistema en el caso de que las mismas no se cumplan.

Duración de la sobretensión (s)	valor admisible de la sobretensión instantánea (% U_n pico)
0.0002	280
0.0006	218
0.002	178
0.006	145
0.02	129
0.06	120
0.2	120
0.6	120

Tabla 5.9 Sobretensiones máximas admisibles y duración máxima de las mismas

5.4.1 Funcionamiento PQ

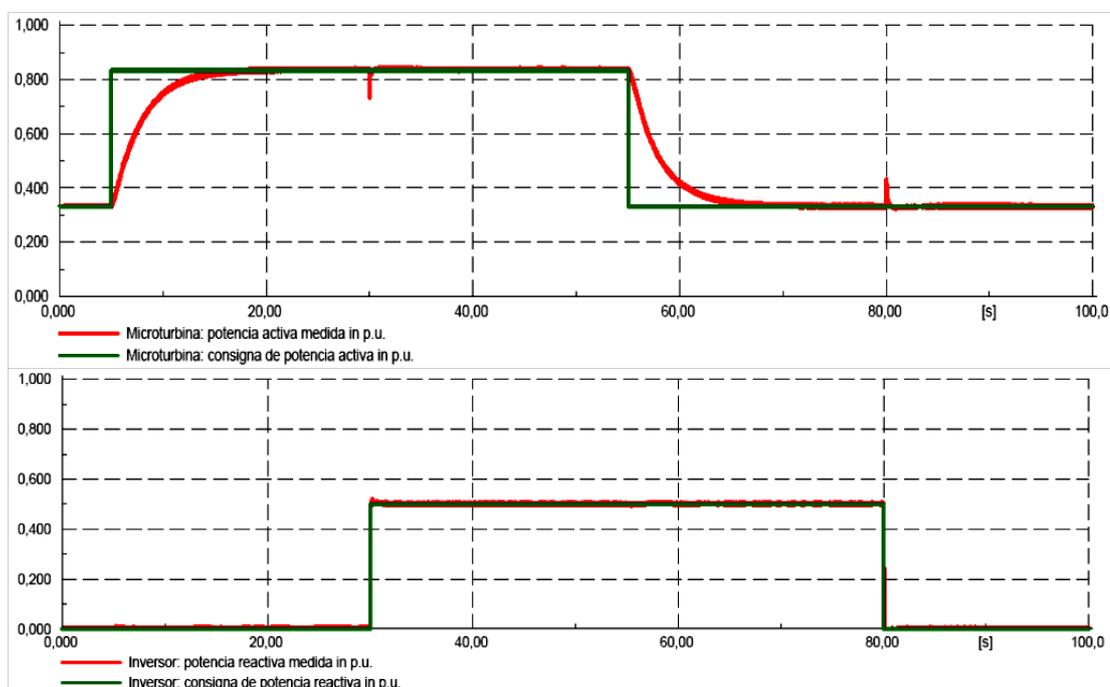
Para la validación de los algoritmos de control presentados en el apartado 4.5 se han realizado cambios en las consignas de potencia activa y reactiva de la microturbina, de acuerdo a lo indicado en la Tabla 5.1. En la Tabla 5.10 se muestran los cambios de consigna aplicados.

INSTANTE	CONSIGNA
t=5s	$P_{ref}= 0.83 \text{ p.u.} - 25 \text{ kW}$
t=30s	$Q_{ref}= 0.5 \text{ p.u.} - 15\text{kVA}$
t=55s	$P_{ref}= 0.33 \text{ p.u.} - 10\text{kW}$
t=80s	$Q_{ref}= 0 \text{ p.u.} - 0\text{kVA}$

Tabla 5.10 Eventos aplicados en la simulación en conexión a red

En la Figura 5.6 se muestran los resultados de la simulación para las potencias activa y reactiva generadas, la velocidad y la tensión de continua. Las condiciones iniciales son las de la Figura 5.5.

Como se observa en la Figura 5.6, el cambio de consigna de la potencia activa en t=5s, provoca un cambio en la velocidad de rotación del sistema, como consecuencia del control mostrado en el apartado 4.5.1. Esta modificación en la velocidad conlleva un aumento de la tensión de continua. Además, como consecuencia del controlador que actúa sobre el error de la tensión del bus de continua, se produce un aumento de los factores de modulación, que a su vez producen el aumento de la potencia generada. En la Figura 5.6 se observa también que la modificación de la potencia activa produce una perturbación en la potencia reactiva y, del mismo modo, la modificación en la consigna de la potencia reactiva produce una perturbación en la potencia activa generada. Esto se produce como consecuencia de las variaciones de los factores de modulación en cualquiera de los casos. Por lo tanto, a través de los controles implementados, el modelo sigue correctamente las consignas de referencia y los algoritmos de control responden de manera adecuada.



VALIDACIÓN Y RESULTADOS

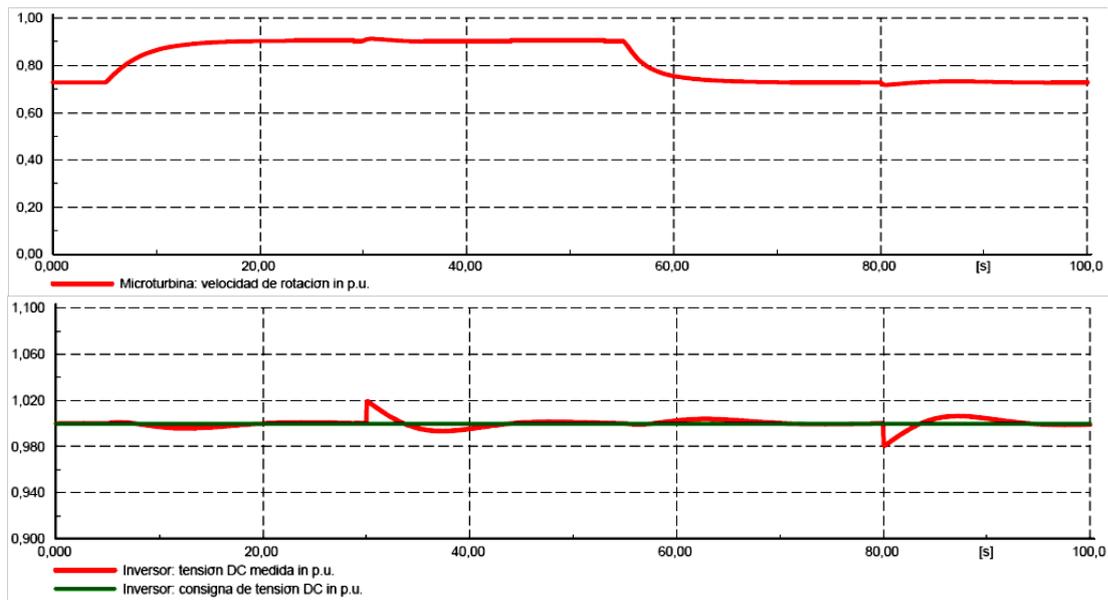
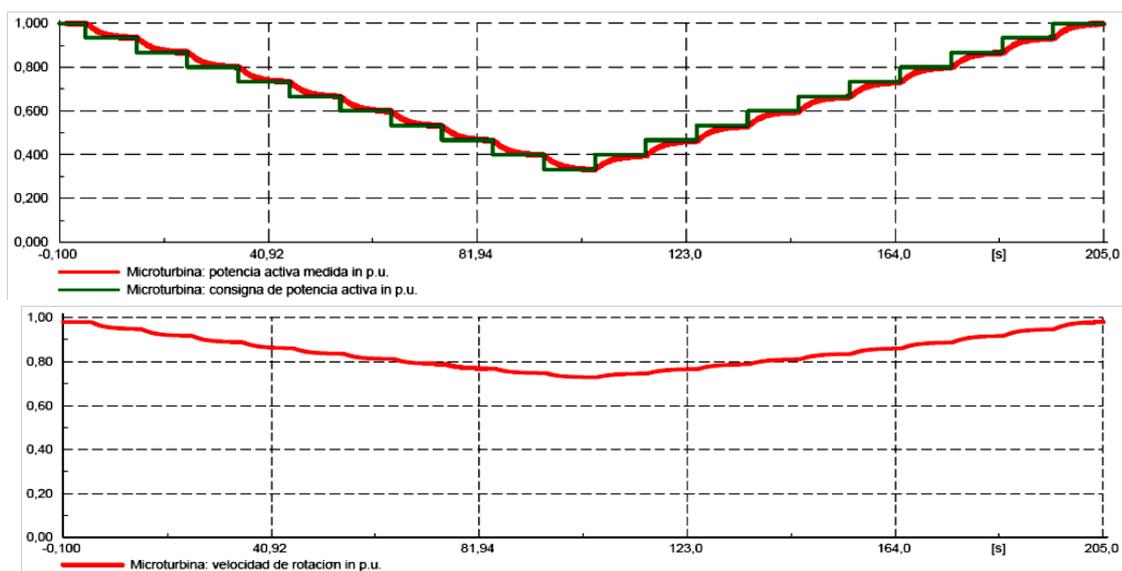


Figura 5.6 Potencia activa, reactiva, velocidad de rotación y tensión de continua de la microturbina ante los eventos de la Tabla 5.10

Sin embargo, teniendo en cuenta que en la mayoría de los casos las modificaciones de consigna serán de valor inferior al caso anterior, se ha realizado un decremento y aumento escalonado, desde una consigna de 30kW inicial hasta una consigna de 10kW, volviendo a la generación de 30kW con escalones de 2kW y sin generación de reactiva. De igual forma, se ha realizado la simulación para cambios en la potencia reactiva, con un incremento y posterior decremento de la consigna. Para esta simulación se ha mantenido constante la generación de potencia activa en 0.3333 p.u. Los resultados se muestran en las Figuras 5.7 y 5.8 respectivamente.



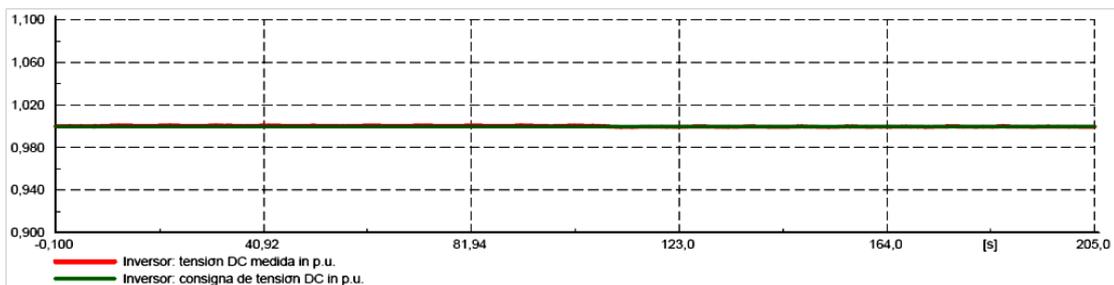


Figura 5.7 Potencia activa, velocidad de rotación y tensión de continua de la microturbina para escalones de potencia activa de 2kW

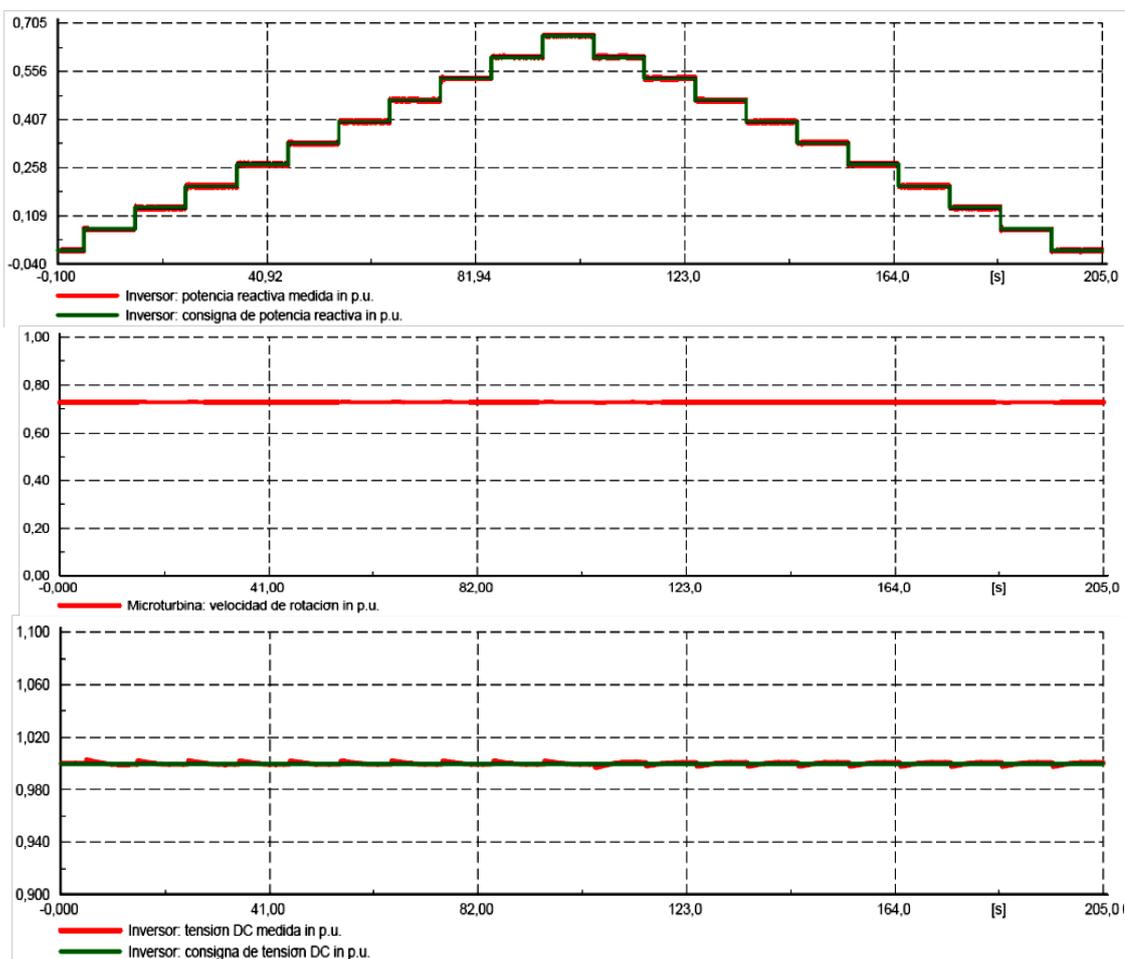


Figura 5.8 Potencia reactiva, velocidad de rotación y tensión de continua de la microturbina para escalones de potencia reactiva de 2kVAr

Como se ha indicado, la red de baja tensión de la compañía se ha modelizado para una potencia de cortocircuito de 3.11MVA. No obstante, se ha comprobado la capacidad del modelo para realizar cambios de consigna del 50% y del 100% de la potencia nominal, para redes de baja tensión en las que esa potencia de cortocircuito es menor. El modelo presenta inestabilidades y pierde la referencia de tensión continua y generación en redes con una potencia de cortocircuito por debajo

de 40kVA, lo que significa que opera de forma estable hasta una relación de cortocircuito de 1.3. Sin embargo, hay que tener en cuenta que en una red con una potencia de cortocircuito de esa magnitud la tensión sufre variaciones muy importantes ante la inyección de potencia de la microturbina.

5.4.2 Funcionamiento Vf

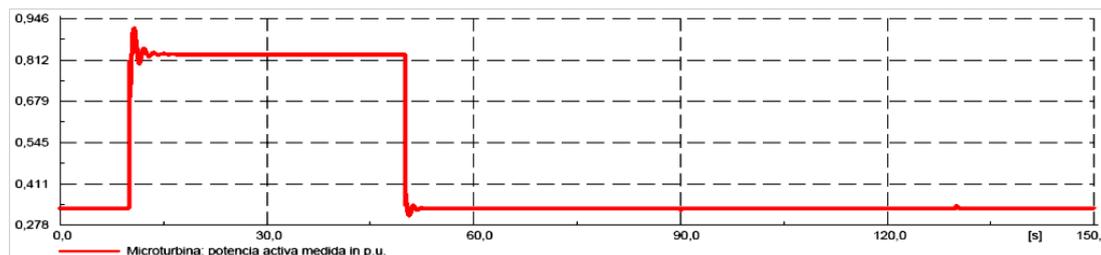
La red de baja tensión mostrada en la Figura 5.5 forma una red aislada mediante la desconexión de la red de compañía, a través del interruptor que conecta dicha red a la barra denominada “Barra AC RED”. Para comprobar el correcto funcionamiento de los controles descritos en los apartados 4.5.1 y 4.5.2, se ha realizado la conexión y desconexión de las cargas de 15kW y 15kVAr. Además, se ha incluido una carga de 10kW que se mantendrá conectada en todo momento, haciendo que el modelo funcione por encima de la generación de potencia activa de 0.3 p.u. durante la simulación, dentro del rango de validez del mismo.

En la Figura 5.9 se muestran los resultados para la tensión y frecuencia en el punto de conexión, la velocidad de rotación y la tensión de continua, a los eventos mostrados en la Tabla 5.11.

INSTANTE	CONSIGNA
t=10s	Conexión carga 15kW
t=50s	Desconexión carga 15kW
t=90s	Conexión carga 15kVAr
T=130s	Desconexión carga 15kVAr

Tabla 5.11 Eventos aplicados en la simulación en isla

Se observa que en la desconexión de la carga de 15kW las tensiones tienden a crecer y el control del inversor actúa para mantenerlas en los valores de referencia. Del mismo modo, al desconectar la carga, la tensión de continua tiende a aumentar y, en este caso, actúan los algoritmos de control de la microturbina, haciendo que disminuya la velocidad para mantener la tensión en los valores de referencia. Lo mismo ocurre con la desconexión y conexión de la carga reactiva de 15kVAr. Sin embargo, la respuesta del sistema de generación es diferente ya que en este caso dicha respuesta depende de los controladores de tensión del inversor. En el caso de la desconexión y conexión de la carga reactiva los picos resultantes de las perturbaciones son inferiores, tanto para la magnitud de la tensión en el punto de conexión como para la tensión DC de la microturbina. La velocidad del sistema no cambia, pese a sufrir perturbaciones, frente a las variaciones de carga reactiva en la red.



VALIDACIÓN Y RESULTADOS

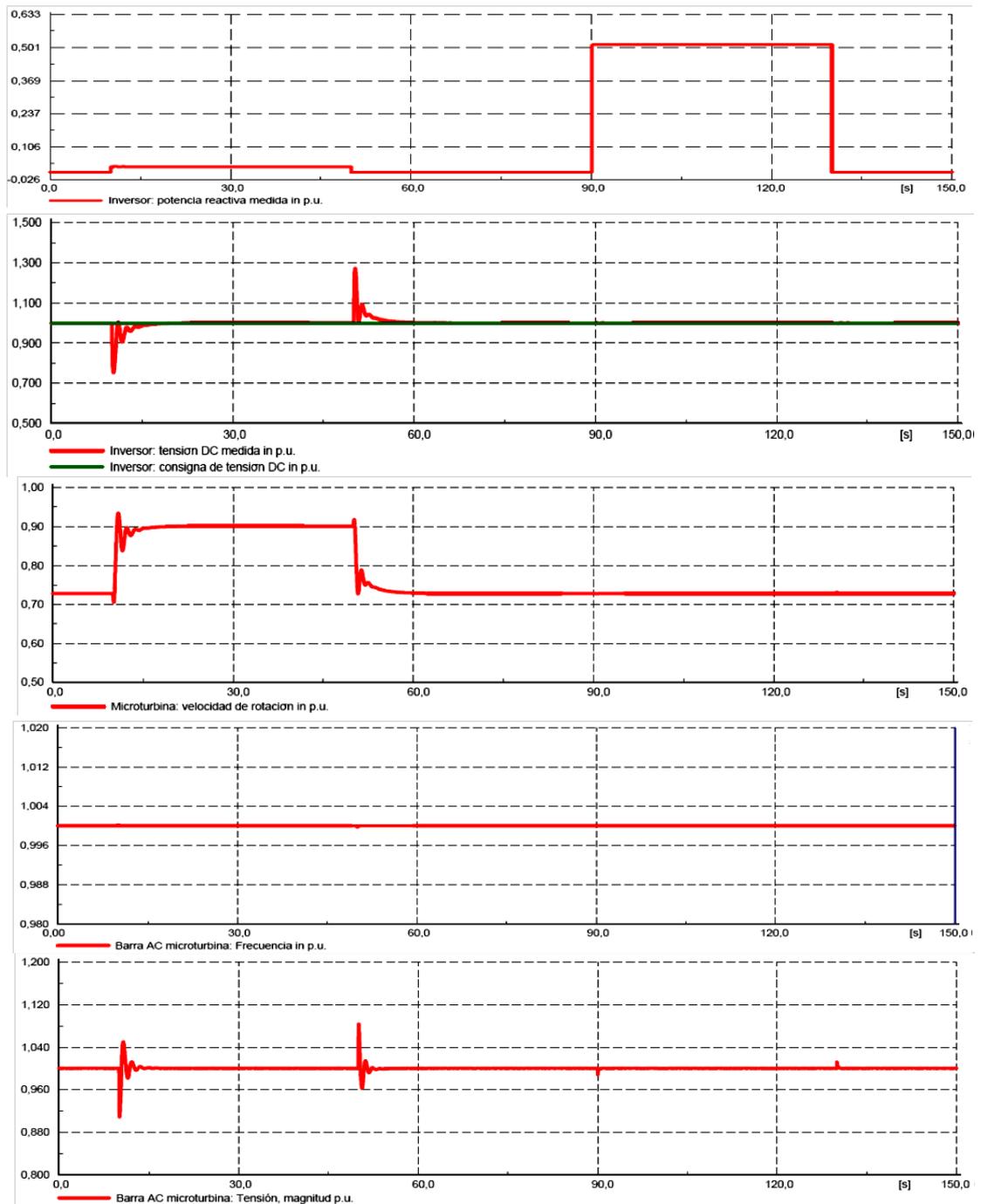


Figura 5.9 Potencias activa y reactiva, tensión del bus de continua, velocidad, frecuencia y tensión en la barra de conexión, ante los eventos de la Tabla 5.11

Por otra parte, se debe comprobar también la respuesta del modelo y los algoritmos de control frente a desconexiones y conexiones de pequeña potencia. Para ello se han instalado 5 cargas de 2kW y 5 cargas de 2kVAR en la red mostrada en la Figura 5.5. En el caso de la potencia activa, empezando con una carga total de 30kW, se han desconectado las cargas volviendo a conectarlas posteriormente en intervalos de 10s.

VALIDACIÓN Y RESULTADOS

En la Figura 5.10 se observa la respuesta de la potencia, velocidad, tensión del bus de continua y tensión y frecuencia en la barra de conexión de la microturbina. Como se puede observar, también en este caso los algoritmos de control consiguen controlar correctamente la tensión y la frecuencia de la red.

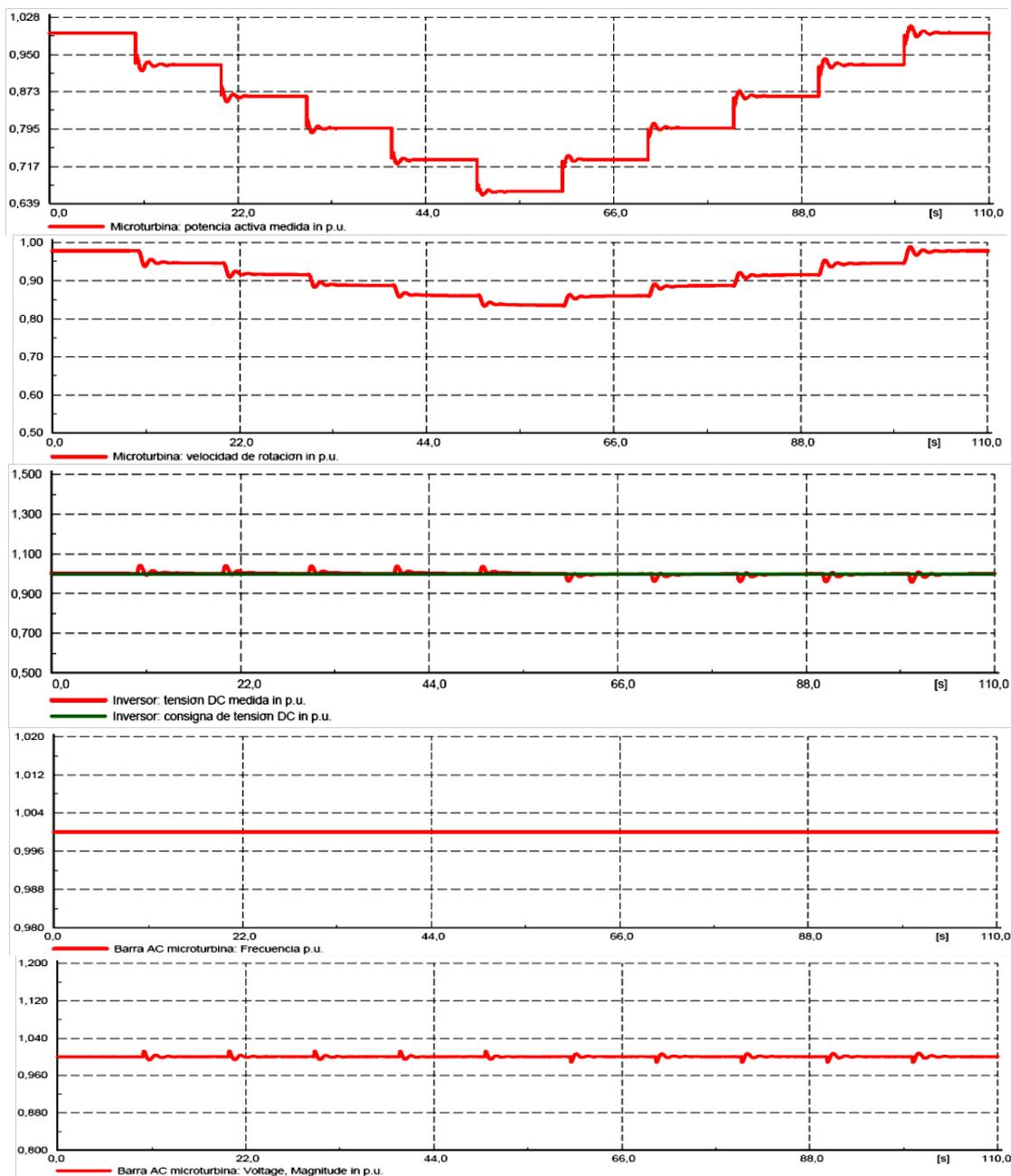


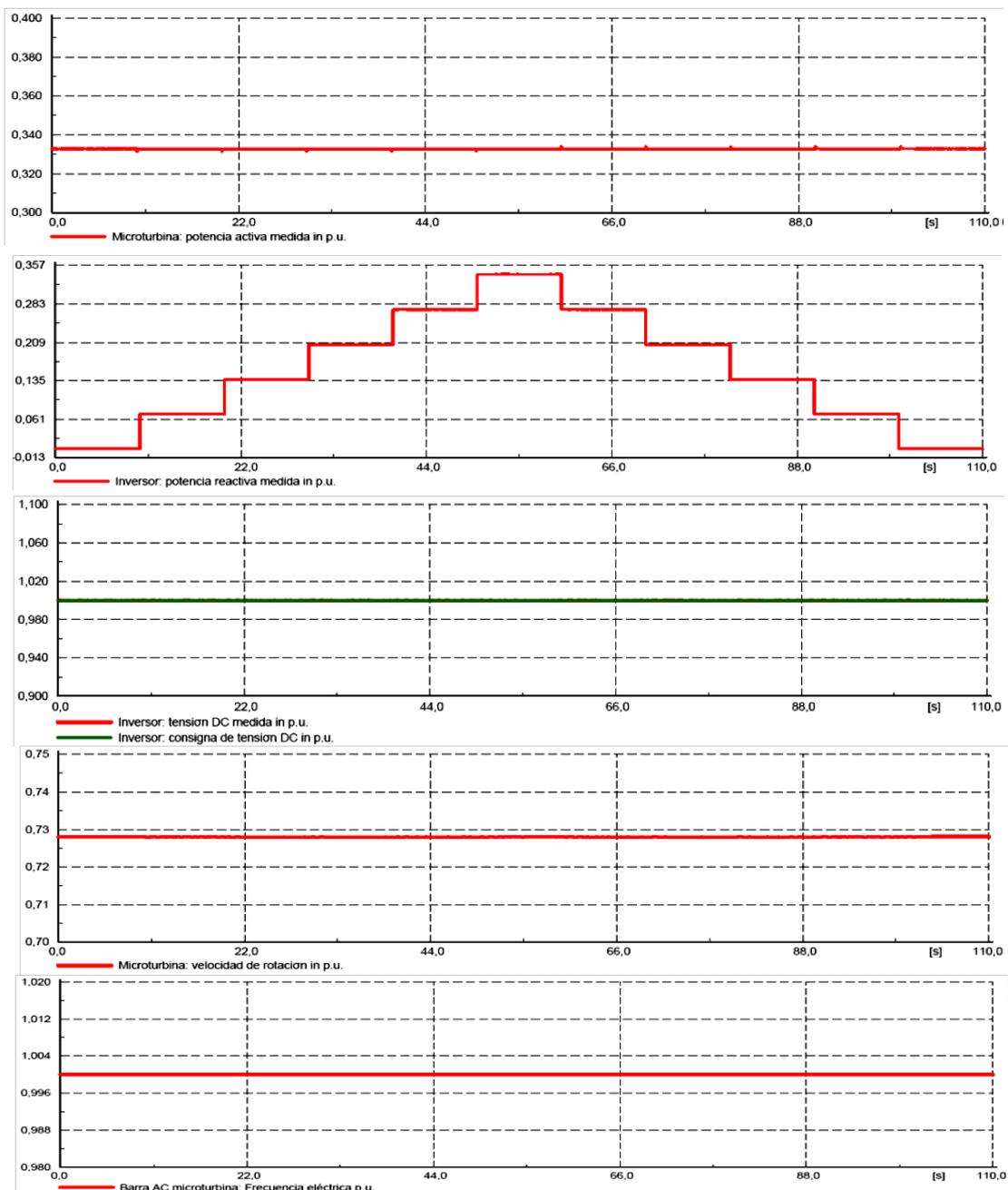
Figura 5.10 Potencias activa y reactiva, tensión del bus de contiuua, velocidad, frecuencia y tensión en la barra de conexión ante la desconexión y conexión de potencia activa

Adicionalmente, se ha comprobado la respuesta del modelo y los algoritmos de control ante conexiones y desconexiones de cargas de potencia reactiva de pequeño valor. Para ello, se ha realizado una conexión y desconexión de las cargas

VALIDACIÓN Y RESULTADOS

de 2kVAr, en intervalos de 10s, empezando con una carga de reactiva nula y una carga constante de potencia activa de 10kW.

En la Figura 5.11 se muestran los resultados obtenidos para la potencia activa y reactiva, la tensión del bus de continua, la velocidad, la frecuencia y la tensión en la barra de conexión. Se observa que los controles responden correctamente a los cambios aplicados, de forma que la potencia generada sigue a la consignada.



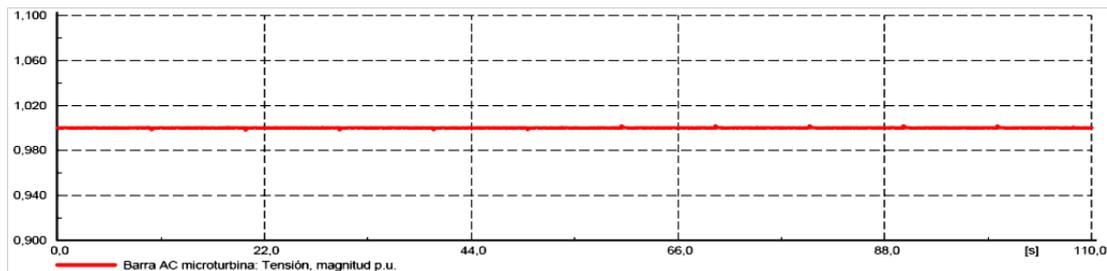
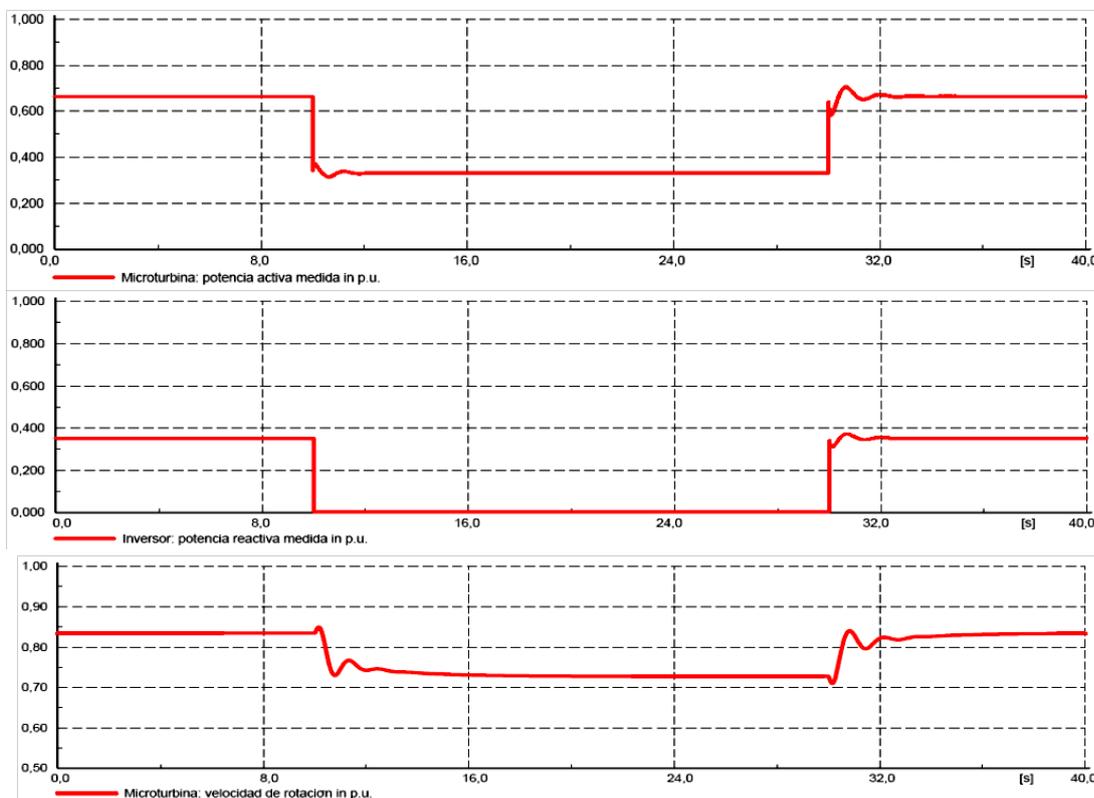


Figura 5.11 Potencias activa y reactiva, tensión del bus de continua, velocidad, frecuencia y tensión en la barra de conexión ante la conexión y desconexión de potencia reactiva

Por último, se ha tenido en cuenta la posibilidad de una desconexión simultánea de potencia activa y reactiva. Para mantener la microturbina dentro de sus límites de potencia nominal, se han instalado dos cargas, una de 10kW y otra de 10kW y 10kVAr, en la red de la Figura 5.5. La carga de 10kW y 10kVAr se ha desconectado y conectado para comprobar el correcto funcionamiento del modelo y los algoritmos desarrollados en esta tesis. En la Figura 5.12 se muestra la respuesta del modelo a los eventos de la Tabla 5.12.

INSTANTE	CONSIGNA
t=10s	Desconexión carga 10kW y 10kVAr
t=30s	Conexión carga 10kW y 10kVAr

Tabla 5.12 Eventos aplicados en la simulación en isla de la conexión y desconexión simultánea de potencia activa y reactiva



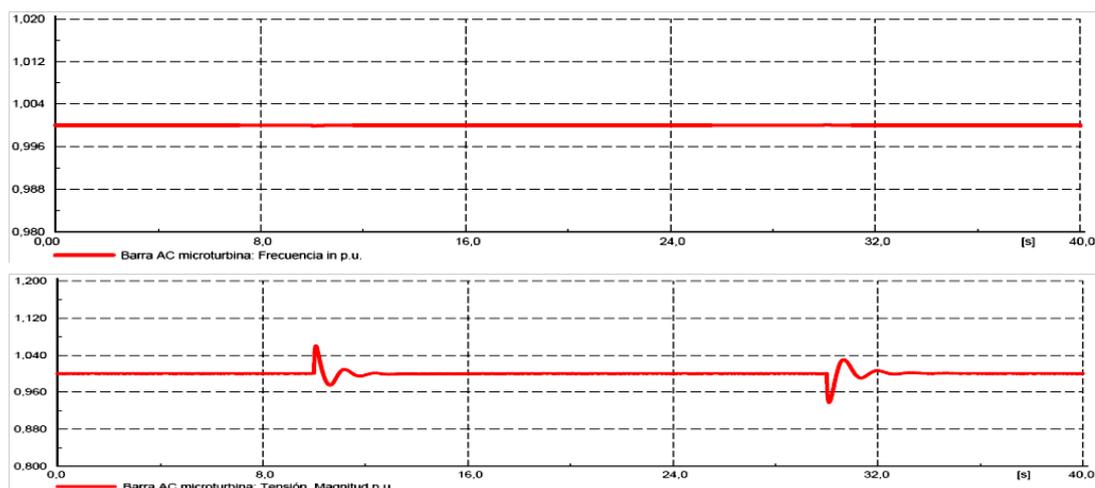


Figura 5.12 Potencias activa y reactiva, tensión del bus de continua, velocidad, frecuencia y tensión en la barra de conexión ante los eventos de la Tabla 5.12

Aunque el rango de validez del modelo se ha fijado en un mínimo de 0.3 p.u. de generación de potencia activa, se han realizado simulaciones con desconexión y conexión de cargas por valor del 100% de las potencias nominales activa y reactiva de la microturbina. Aunque con mayores variaciones, el modelo recupera el equilibrio y el sistema no se pierde. Tampoco se provoca el disparo del relé de tensión instalado, en ninguno de los casos.

5.4.3 Transición del modo de funcionamiento

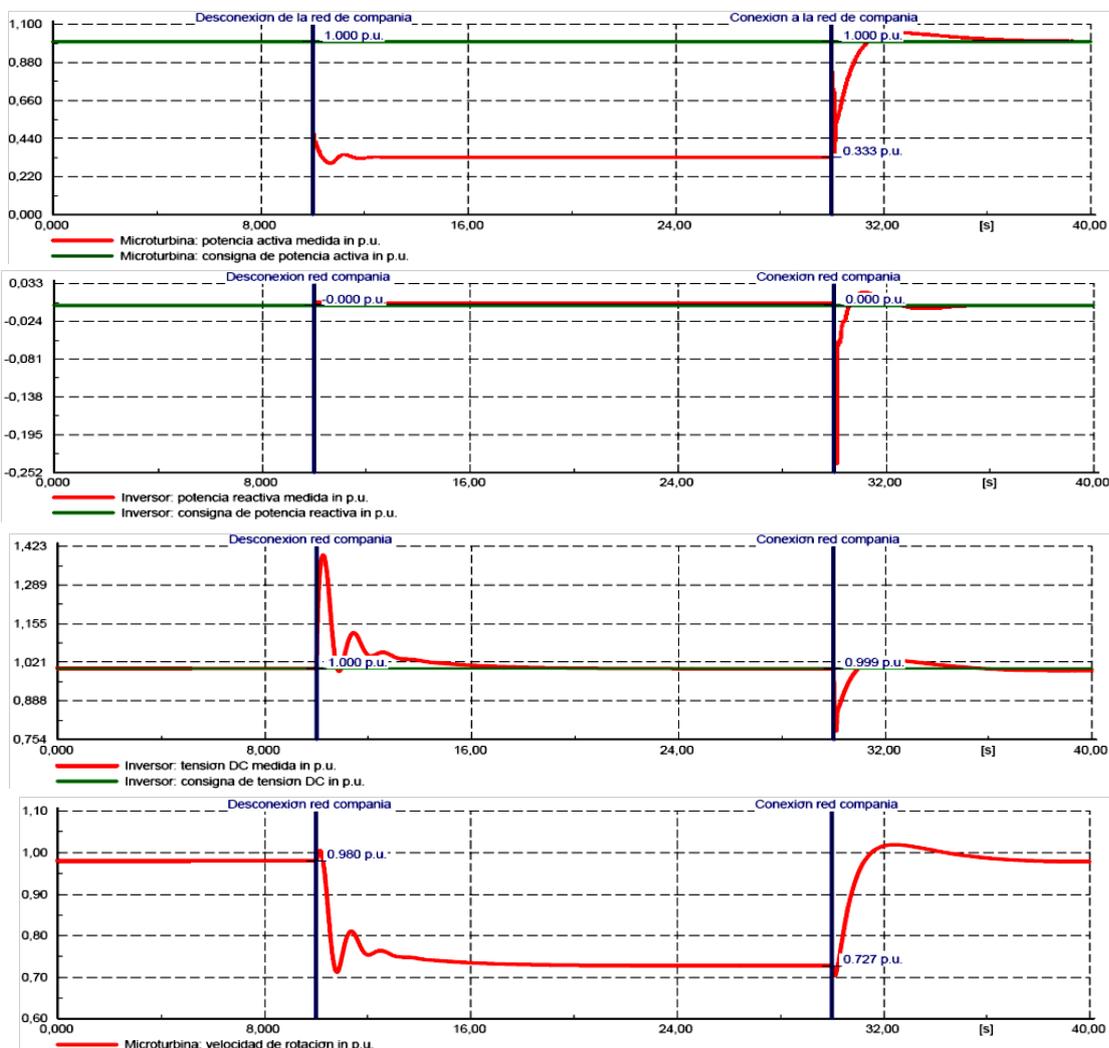
Mediante la señal de apertura del interruptor que conecta y desconecta la red de compañía, el modelo de microturbina modifica los algoritmos de control y aplica el nuevo método del apartado 4.7, con las condiciones de la Tabla 4.1. Para comprobar la estabilidad del nuevo método propuesto se ha realizado la desconexión y reconexión de la red de compañía para los casos de máxima exportación y máxima importación, tanto de potencia activa como de reactiva, desde la misma. El sistema es capaz de seguir los valores de consigna de tensión que se le introduzcan y, por lo tanto, se deben introducir los valores de tensión de la red de compañía cuando se vaya a producir la reconexión. Así, las tensiones estarán sincronizadas en ángulo y magnitud en el momento de dicha reconexión.

Tomando el límite de funcionamiento mínimo de 10kW de generación de potencia activa, la mayor exportación de potencia activa se da en el caso de que la microturbina genere 30kW en el momento de la desconexión. La consigna se mantendrá en el período en el que el sistema está funcionando en isla, de manera que al volver a conectarse a la red de distribución la microturbina deberá volver a generar 30kW. En la Tabla 5.13 se muestran los eventos programados para esta simulación. Debido a que se ha tomado el estado del interruptor de acoplamiento a la red de compañía como señal para la selección del algoritmo a aplicar en cada caso, es necesario tener en cuenta la posibilidad de que se produzcan retardos en las comunicaciones. Por ello, se ha introducido un retardo de 0.1s para la comunicación (aplicado en todos los casos estudiados de transición del modo de funcionamiento). El resultado se muestra en la Figura 5.13.

INSTANTE	CONSIGNA
t=10s	Desconexión de la red de compañía
t=30s	Conexión a la red de compañía

Tabla 5.13 Eventos aplicados en la simulación con cambios en el modo de funcionamiento

Como se observa en la Figura 5.13, en el momento del cambio de modo de funcionamiento, se está exportando potencia hacia la red de la compañía. Una vez realizada la transición, la microturbina no sigue las referencias de potencia y tensión, sino que pasa a realizar el control de tensión según las referencias de tensión directa y tensión en cuadratura. Al volver a conectarse a la red de compañía, la microturbina cambia de modo de funcionamiento y retoma las referencias de potencia activa y reactiva. Pese a que se producen transitorios de magnitudes apreciables, los valores de tensión y frecuencia se mantienen dentro de las normas de operación, sin provocar la apertura del relé de tensión instalado.



VALIDACIÓN Y RESULTADOS

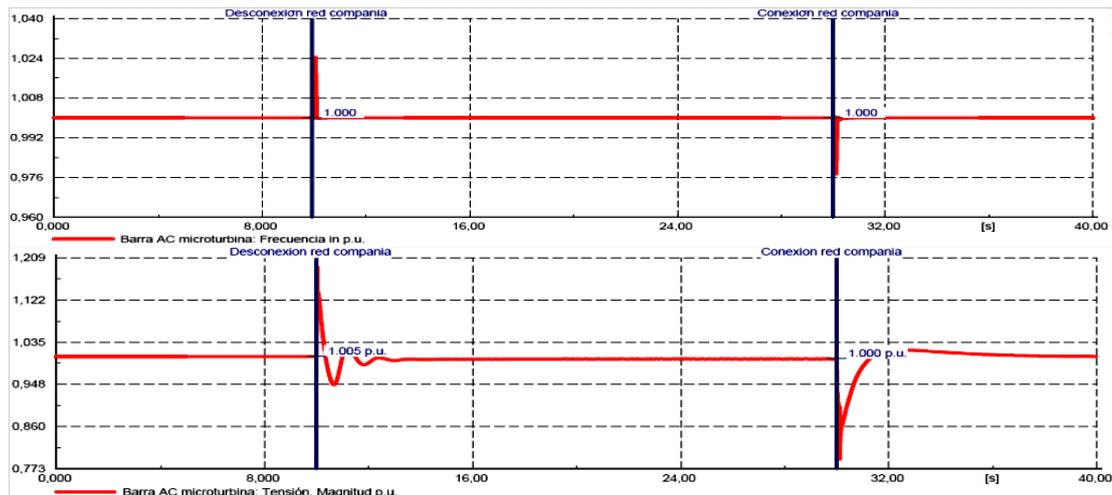
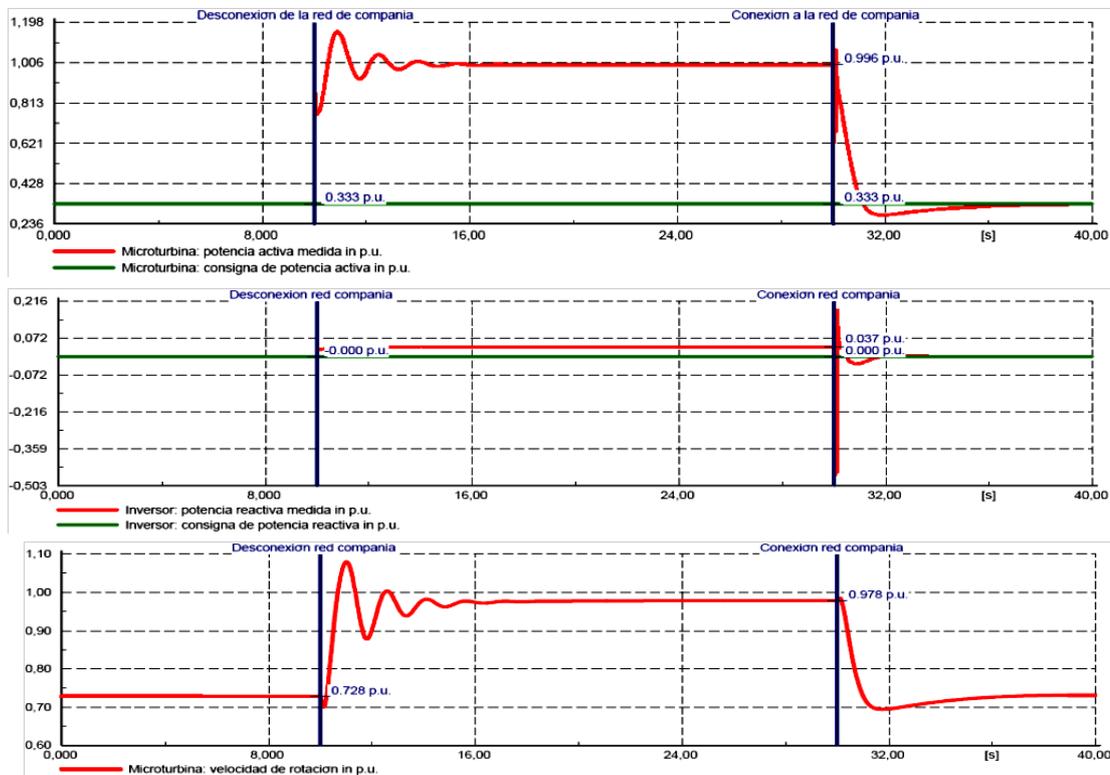


Figura 5.13 Potencias activa y reactiva, tensión del bus de continua, velocidad, frecuencia y tensión en la barra de conexión ante los eventos de la Tabla 5.13, con máxima exportación de potencia a la red de compañía

Para la simulación del caso de máxima importación de potencia activa, se ha instalado una carga de 30kW en la barra "AC red" y se ha consignado una potencia de 10kW a la microturbina, de modo que en el momento de la transición habrá un flujo de potencia de 20kW desde la red de compañía hacia la red a aislar. Tras la desconexión, la microturbina debe generar 30kW de potencia activa para mantener la frecuencia y la tensión de la red aislada. Los resultados se muestran en la Figura 5.14.



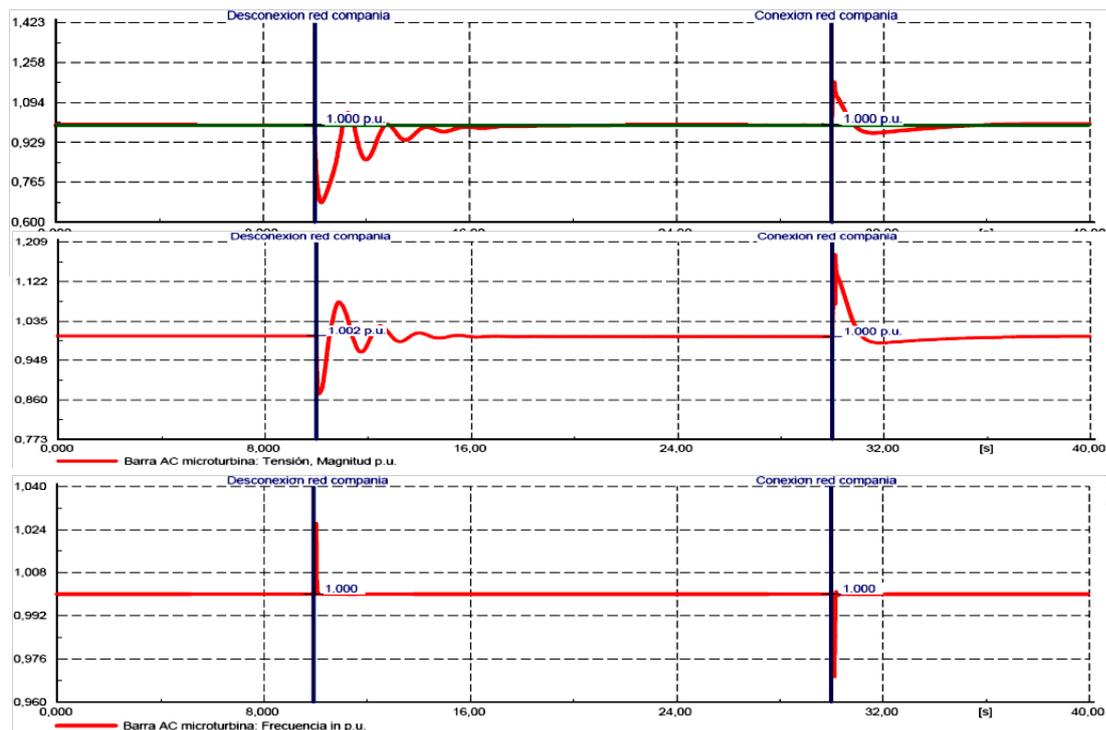


Figura 5.14 Potencias activa y reactiva, tensión del bus de continua, velocidad, frecuencia y tensión en la barra de conexión ante los eventos de la Tabla 5.13, con máxima importación de potencia a la red de compañía

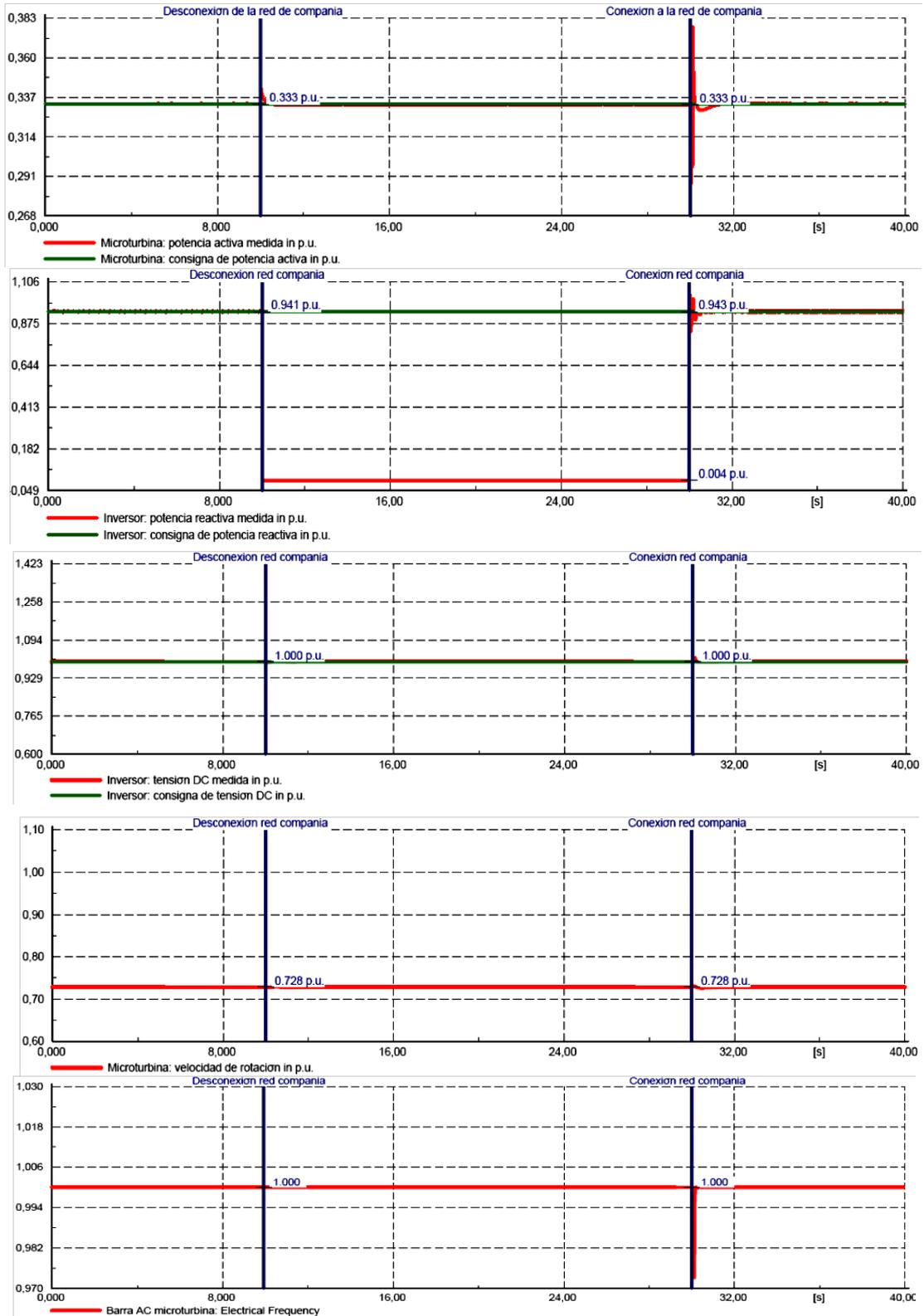
Además, aunque no se encuentra dentro del rango establecido de validez del modelo, se ha comprobado el cambio del modo de funcionamiento para una exportación de potencia activa de 30kW y para una importación de potencia activa de 30kW, la potencia nominal de la máquina. En estos casos, aunque con perturbaciones mayores, el sistema no se pierde y el relé instalado tampoco actúa.

Por otra parte, también se ha comprobado la desconexión y conexión a la red de compañía en el caso en el que no existe flujo de potencia activa entre la red de compañía y la red aislada y en cambio, existe un flujo de exportación de potencia reactiva de 28kVAr. Para ello, se ha configurado la simulación con una generación de 10kW de potencia activa y 28kVAr de potencia reactiva por parte de la microturbina, instalando una carga de 10kW en la red a aislar. Los eventos de desconexión y conexión de la red de compañía se producen según se ha indicado en la Tabla 5.13.

Como se observa en la Figura 5.15, en el caso de exportación de potencia reactiva los transitorios en el momento de desconexión son menores que en el caso de exportación de potencia activa. Los controles responden correctamente ya que mediante el método propuesto los errores de los controles que no están funcionando no se acumulan.

VALIDACIÓN Y RESULTADOS

En el caso de 28kVAr de importación de potencia reactiva, y sin flujo de potencia activa, se producen transitorios similares a los del caso de exportación, pero de signo contrario.



VALIDACIÓN Y RESULTADOS

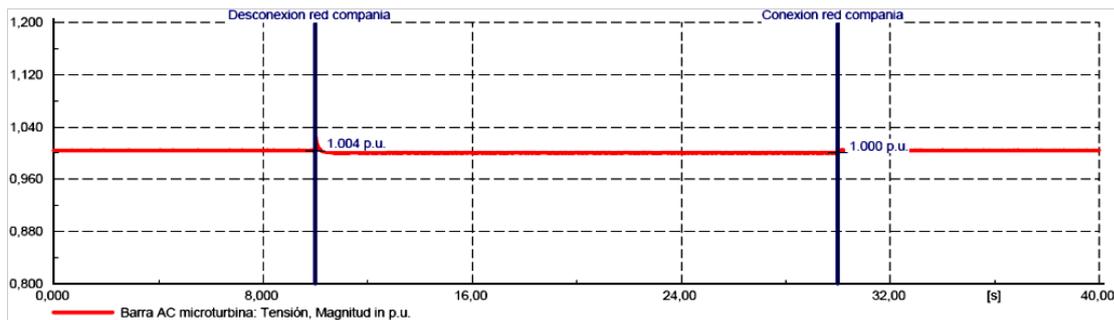
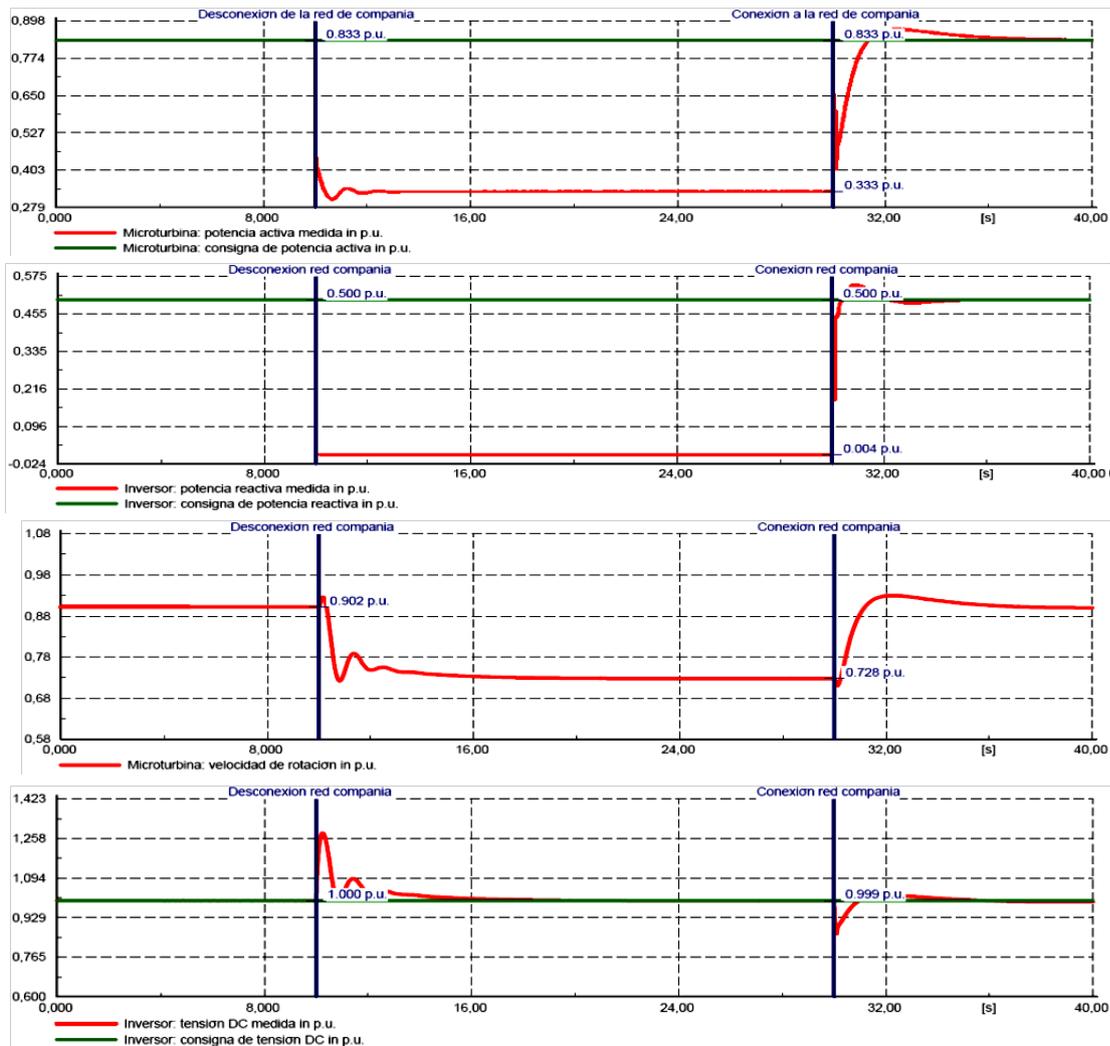


Figura 5.15 Potencias activa y reactiva, tensión del bus de contigua, velocidad, frecuencia y tensión en la barra de conexión ante los eventos de la Tabla 5.13, con máxima exportación de potencia reactiva a la red de compañía

Por último, se ha analizado un caso de desconexión y conexión en la que se exportan 15kW de potencia activa y 15 kVAr de potencia reactiva. Se ha incluido una carga de 10kW en la red de manera que en el instante inicial la microturbina genera 25kW y 15kVAr. Los eventos programados para la simulación han sido los mismos de la Tabla 5.13. El resultado se muestra en la Figura 5.16.



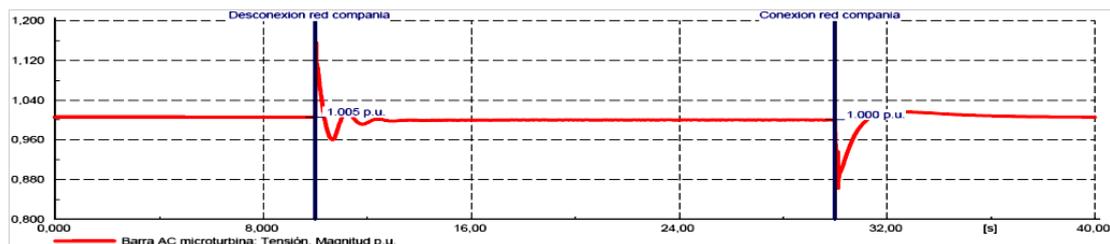


Figura 5.16 Potencias activa y reactiva, tensión del bus de continua, velocidad, frecuencia y tensión en la barra de conexión ante los eventos de la Tabla 5.13, con exportación de 15kW y 15kVAr a la red de compañía

De las Figuras 5.13, 5.14, 5.15 y 5.16 se deduce que el caso más desfavorable se da en el caso de máxima exportación o importación de potencia activa, ya que es en este caso donde la tensión de la red sufre la máxima perturbación al realizar la transición del modo de funcionamiento. Mediante el método propuesto en esta tesis, el sistema de generación ha sido capaz de mantener la tensión y frecuencia de la red, cumpliendo con lo establecido en la ITC-BT-40 del Real Decreto 842/2002.

Además, se ha comprobado el máximo retardo admisible en las comunicaciones, sin que se produzca la pérdida del sistema. Este tiempo es de 0.15s para el caso de máxima exportación y de 0.35s para el caso de máxima importación de potencia. Para mayores retardos se produce la actuación del relé como consecuencia del cumplimiento de alguna de las condiciones de disparo indicadas en la Tabla 5.9.

5.5 Conexión de varias microturbinas a una microrred

Para la validación de los algoritmos de control presentados en los apartados 4.6 y 4.7, para varias microturbinas, se ha utilizado la modelización de una red real de baja tensión. Se trata de una red que presenta características variadas en cuanto al tipo de conductor y disposición, tanto de líneas como de las derivaciones. Las simulaciones se han realizado suponiendo el equilibrio de las tres fases, por lo que todos los elementos se encuentran modelizados mediante su circuito monofásico equivalente.

Así, la red modelizada (Figura 5.17) está alimentada por un transformador de 400 kVA, de relación de tensiones 13.2kV/420V y tensión de cortocircuito de 4%. En esta parte de la red se han incluido cinco microturbinas, según el modelo descrito en el capítulo 4. Las microturbinas se han instalado en las líneas L1, L3, L7 y L8, ya que estas líneas alimentan varias cargas, a diferencia del resto. En la línea L8 se han instalado dos microturbinas, una de 60kW (señalada con el número 1) y otra de 30kW señalada con el número 2. Las microturbinas instaladas en el resto de líneas son de 30kW.

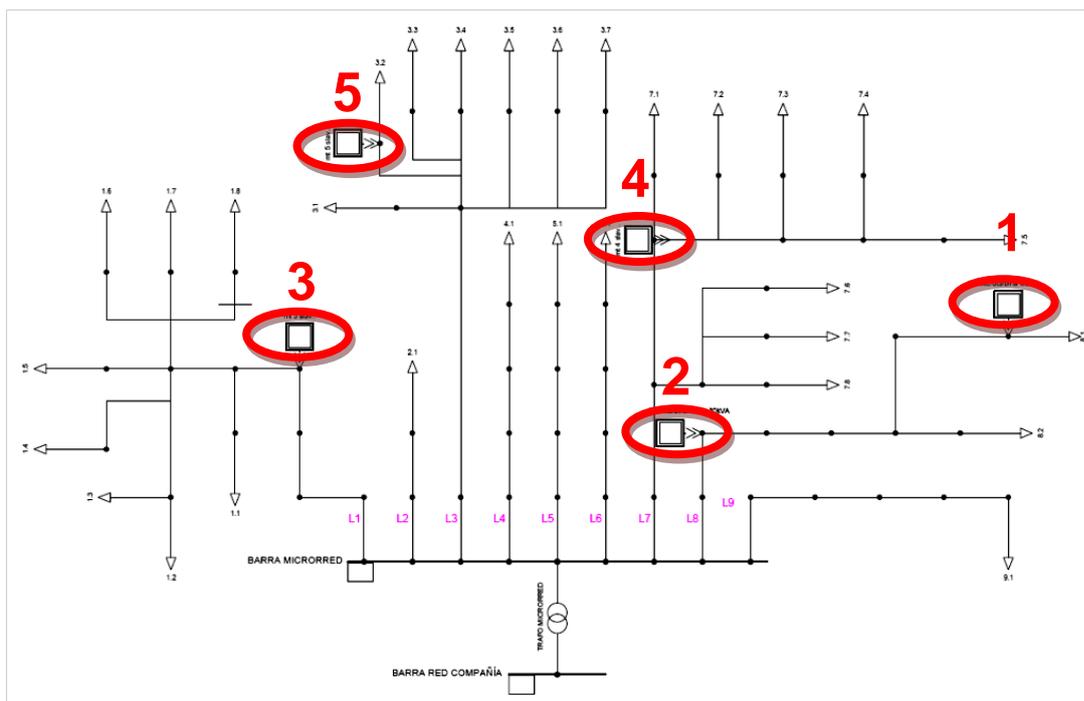


Figura 5.17 Red real de baja tensión, incluyendo cinco microturbinas

La carga instalada en la red es de 1017kW, a la que se ha aplicado un coeficiente de simultaneidad de 0.12, en base a mediciones y registros reales de carga a los que se ha tenido acceso. Por tanto, la carga punta estimada es de 122.04 kW, siendo de 180 kW la potencia de generación instalada.

Con el objetivo de comprobar el cumplimiento de la ITC-BT-40 del Reglamento de Baja Tensión (Real Decreto 842/2002), se ha instalado un relé en el interruptor de baja tensión del transformador, de forma que actúe según las condiciones de la Tabla 5.9.

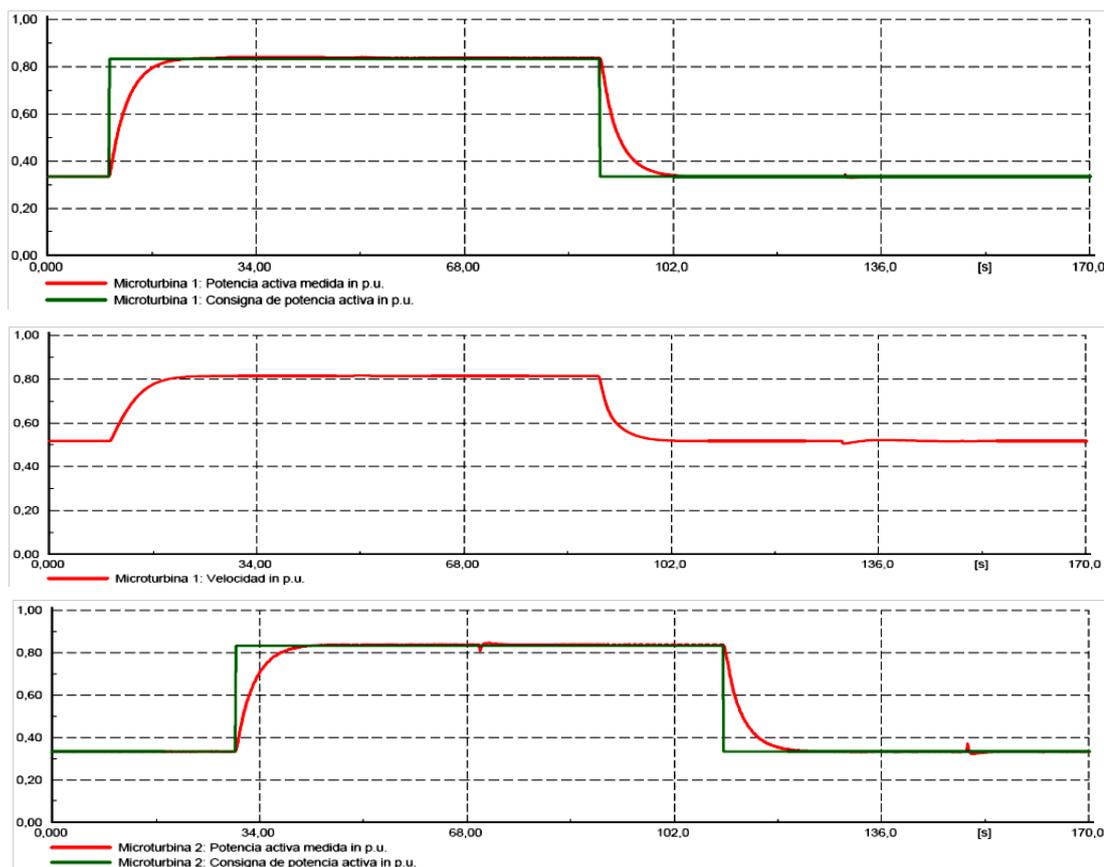
5.5.1 Funcionamiento en conexión a red

Teniendo en cuenta que el funcionamiento de las diferentes microturbinas será similar, se muestran resultados de dos de ellas: la microturbina de 60kW y una de las microturbinas de 30kW. Para validar el funcionamiento de los algoritmos de control aplicados en conexión a la red de la compañía se han realizado cambios de consigna de potencias activa y reactiva para estas microturbinas. Las condiciones iniciales para las microturbinas de 30kW son $P=10\text{kW}$ y $Q=0\text{kVAr}$. En el caso de la microturbina de 60kW, entendiendo que el rango de validez debe ser similar al de la microturbina de 30kVA, se ha tomado el valor de potencia $P=0.33$ p.u. como la mínima generación para la cual los resultados son válidos y reflejan el comportamiento real. Por lo tanto, la condición inicial para la microturbina de 60kW es $P=20\text{kW}$ y $Q=0$. Los cambios de consigna aplicados se muestran en la Tabla 5.14.

GENERADOR	INSTANTE	CONSIGNA
MICROTURBINA 1	t=10s	$P_{ref}= 0.83$ p.u.
MICROTURBINA 2	t=30s	$P_{ref}= 0.83$ p.u.
MICROTURBINA 1	t=50s	$Q_{ref}= 0.5$ p.u.
MICROTURBINA 2	t=70s	$Q_{ref}= 0.5$ p.u.
MICROTURBINA 1	t=90s	$P_{ref}= 0.33$ p.u.
MICROTURBINA 2	t=110s	$P_{ref}= 0.33$ p.u.
MICROTURBINA 1	t=130s	$Q_{ref}= 0$ p.u.
MICROTURBINA 2	t=150s	$Q_{ref}= 0$ p.u.

Tabla 5.14 Cambios de consigna aplicados

En la Figura 5.18 se muestra la respuesta de la generación de potencias activa, velocidad, potencia reactiva y tensión del bus de continua, ante los cambios de consigna de la Tabla 5.14. Como se puede observar, el cambio de consigna de potencia activa en una microturbina, provoca una perturbación en la potencia reactiva generada por la propia microturbina y también en el resto de microturbinas, aunque de valor mucho menor. Lo mismo ocurre con los cambios de consigna de potencia reactiva.



VALIDACIÓN Y RESULTADOS

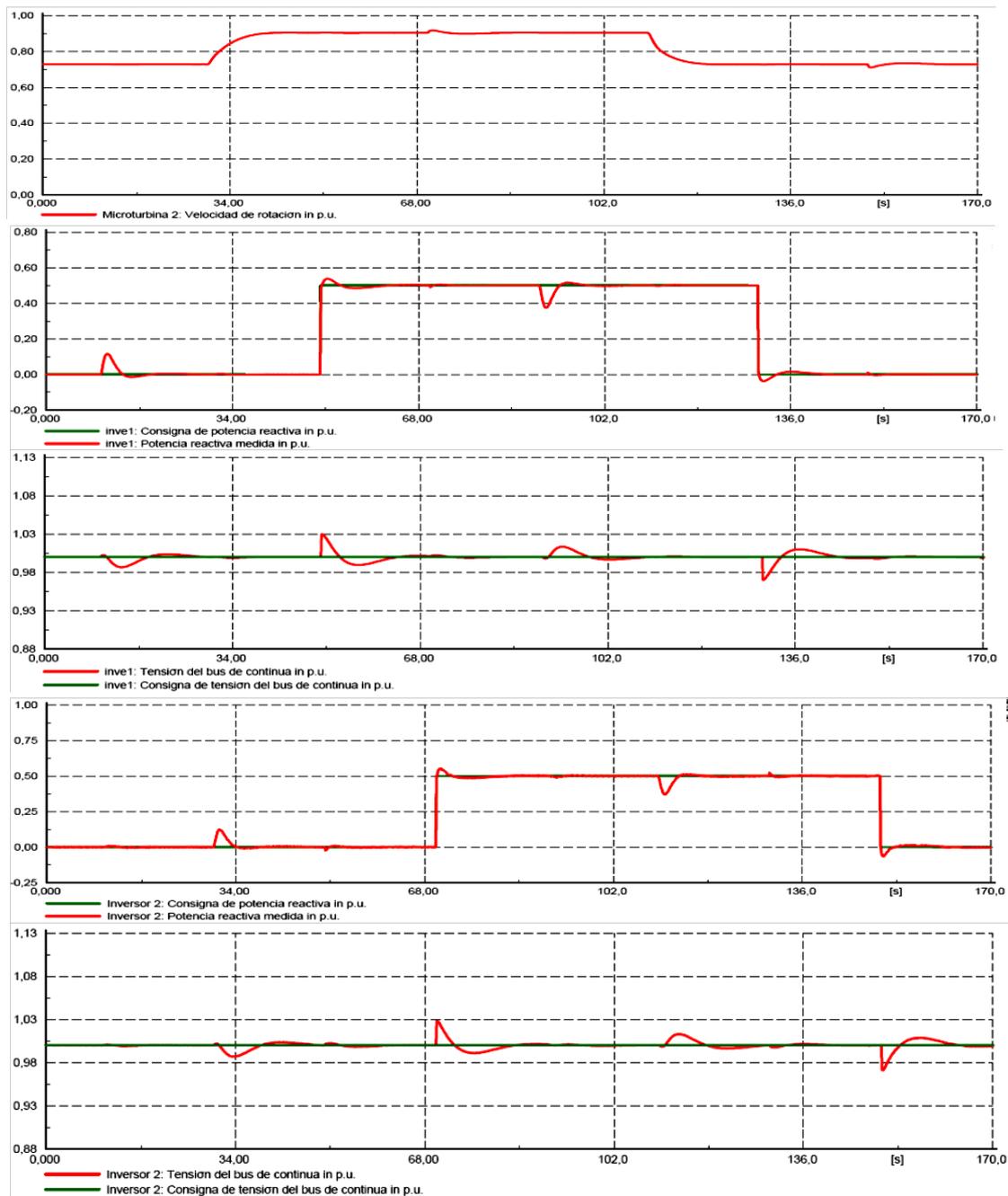


Figura 5.18 Potencia activa, velocidad, potencia reactiva y tensión del bus de continua de las microturbinas 1 y 2, ante los eventos de la Tabla 5.14

El funcionamiento del resto de microturbinas, y su respuesta, es similar a la respuesta de las microturbinas 1 y 2. Los algoritmos de control responden correctamente en todos los casos, haciendo que la generación de potencia, tanto activa como reactiva, siga a la consignada.

Además, con el objetivo de comprobar la estabilidad del algoritmo de control desarrollado, a pesar de funcionar fuera del rango de validez estimado para el

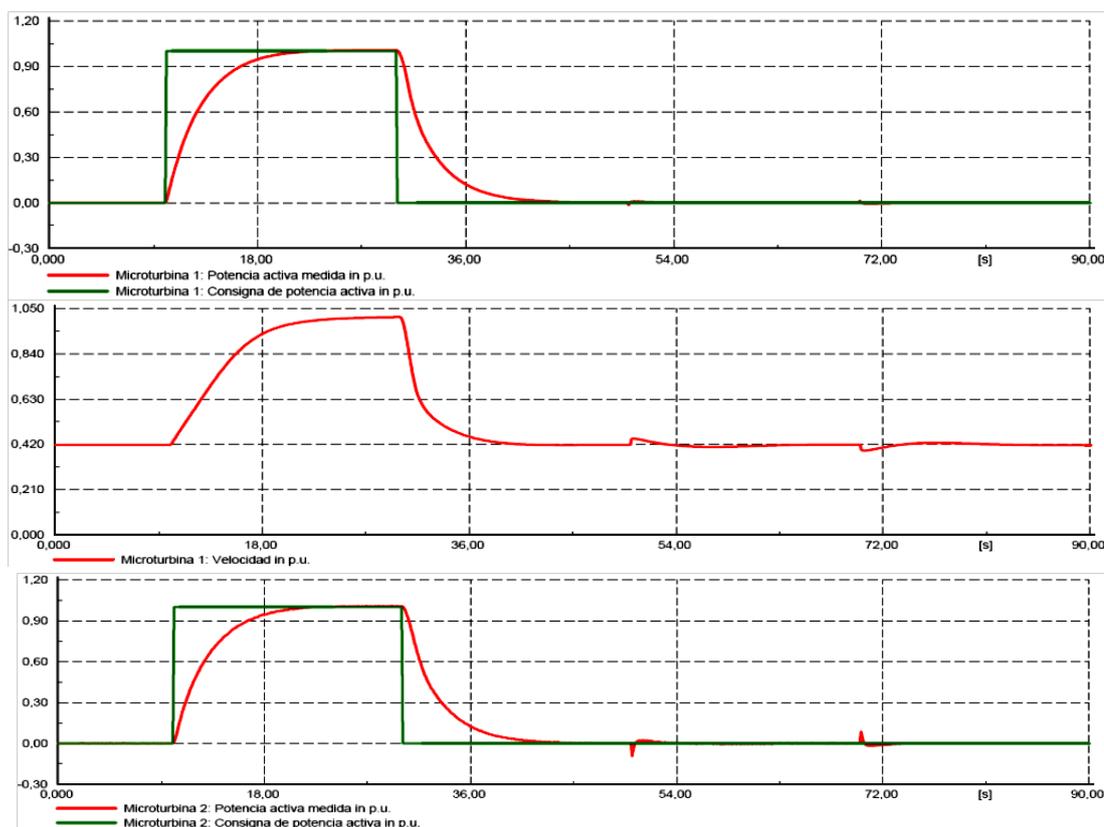
VALIDACIÓN Y RESULTADOS

modelo del sistema de generación, se ha realizado una simulación en la que en el instante inicial ninguna microturbina genera potencia activa, pasando todas a su máxima generación en el instante $t=10s$. En el instante $t=30s$ todas las microturbinas vuelven a generar 0kW de potencia activa. El resultado se muestra en la Figura 5.19. Del mismo modo, en el instante $t=50s$ todas las microturbinas pasan a generar el máximo posible de potencia reactiva, volviendo a generación nula en el instante $t=70s$ (Tabla 5.15).

GENERADOR	INSTANTE	CONSIGNA
TODAS LAS MICROTURBINAS	$t=10s$	$P_{ref} = 1 \text{ p.u.}$
TODAS LAS MICROTURBINAS	$t=30s$	$P_{ref} = 0 \text{ p.u.}$
TODAS LAS MICROTURBINAS	$t=50s$	$Q_{ref} = 1 \text{ p.u.}$
TODAS LAS MICROTURBINAS	$t=70s$	$Q_{ref} = 0 \text{ p.u.}$

Tabla 5.15 Cambios de consigna aplicados

En la Figura 5.19 se muestran los resultados obtenidos para las microturbinas 1 y 2 (el resto presentan respuestas similares). Aunque en este caso se registran mayores transitorios en la respuesta a los cambios de consigna, los algoritmos de control responden correctamente, haciendo que las perturbaciones se corrijan sin alcanzarse valores que provoquen inestabilidades en el sistema.



VALIDACIÓN Y RESULTADOS

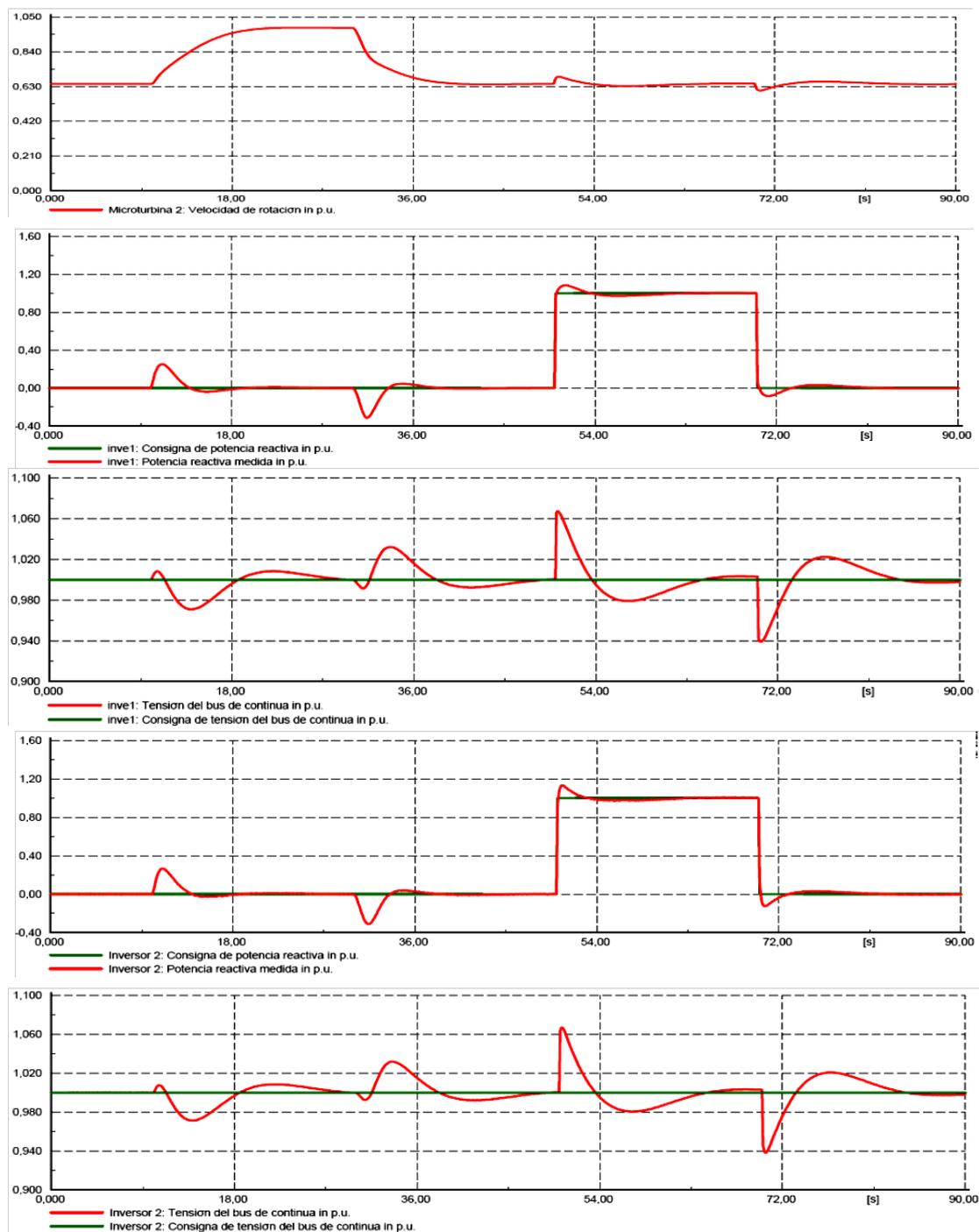


Figura 5.19 Potencia activa, velocidad, potencia reactiva y tensión del bus de continua de las microturbinas 1 y 2, ante los eventos de la Tabla 5.15

5.5.2 Funcionamiento en isla

5.5.2.1 Método de control maestro-esclavo

Como se ha descrito en el apartado 4.5, una de las formas de operar de manera aislada es la utilización de un generador que funcione como maestro. Este generador realiza el control de tensión y frecuencia, mientras que el resto funciona mediante consignas de potencias activa y reactiva, según lo descrito en el apartado 4.5.

En este apartado, se presentan los resultados obtenidos siguiendo esta metodología para, después, poder hacer una comparativa con los resultados obtenidos a partir de la nueva metodología desarrollada en esta tesis.

En este análisis, el generador que funciona como maestro es el generador señalado con el número 1 en la Figura 5.17, ya que se trata de la microturbina de 60kW y, por lo tanto, tiene mayor capacidad para responder a los cambios que se produzcan. Para comprobar el correcto funcionamiento del sistema, se ha tenido en cuenta dos posibles eventos: el cambio de consigna de las microturbinas que funcionan como esclavas y la desconexión y conexión de cargas de la red. En ambos casos, se han aplicado modificaciones del 50% de la potencia de la microturbina que funciona como maestra.

En el caso del cambio de consigna de las microturbinas que funcionan como esclavas, se han realizado cambios de consigna en las microturbinas 2, 3 y 4. Las condiciones iniciales se muestran en Tabla 5.16 y los eventos aplicados en la Tabla 5.17. En la Figura 5.20 se muestra la respuesta de la potencia activa, potencia reactiva, velocidad y tensión de continua para la microturbina maestra y tensión y frecuencia en la "BARRA MICRORRED". Como condición inicial para el algoritmo de control de tensión se establece que $U_{d_ref}=1$ p.u. y $U_{q_ref}=0$.

GENERADOR	P (p.u.)	Q (p.u.)
MICROTURBINA 1	0.46	0.33
MICROTURBINA 2	0.83	0.33
MICROTURBINA 3	0.83	0.33
MICROTURBINA 4	0.83	0.33
MICROTURBINA 5	0.83	0

Tabla 5.16 Condiciones iniciales para los eventos de cambio de consigna

GENERADOR	INSTANTE	CONSIGNA
MICROTURBINA 2 y 3	t=10s	$P_{ref}= 0.33$ p.u.
MICROTURBINA 2 y 3	t=40s	$P_{ref}= 0.83$ p.u.
MICROTURBINA 2,3 y 4	t=70s	$Q_{ref}= 0$ p.u.
MICROTURBINA 2,3 y 4	t=100s	$Q_{ref}= 0.33$ p.u.

Tabla 5.17 Cambios de consigna aplicados

VALIDACIÓN Y RESULTADOS

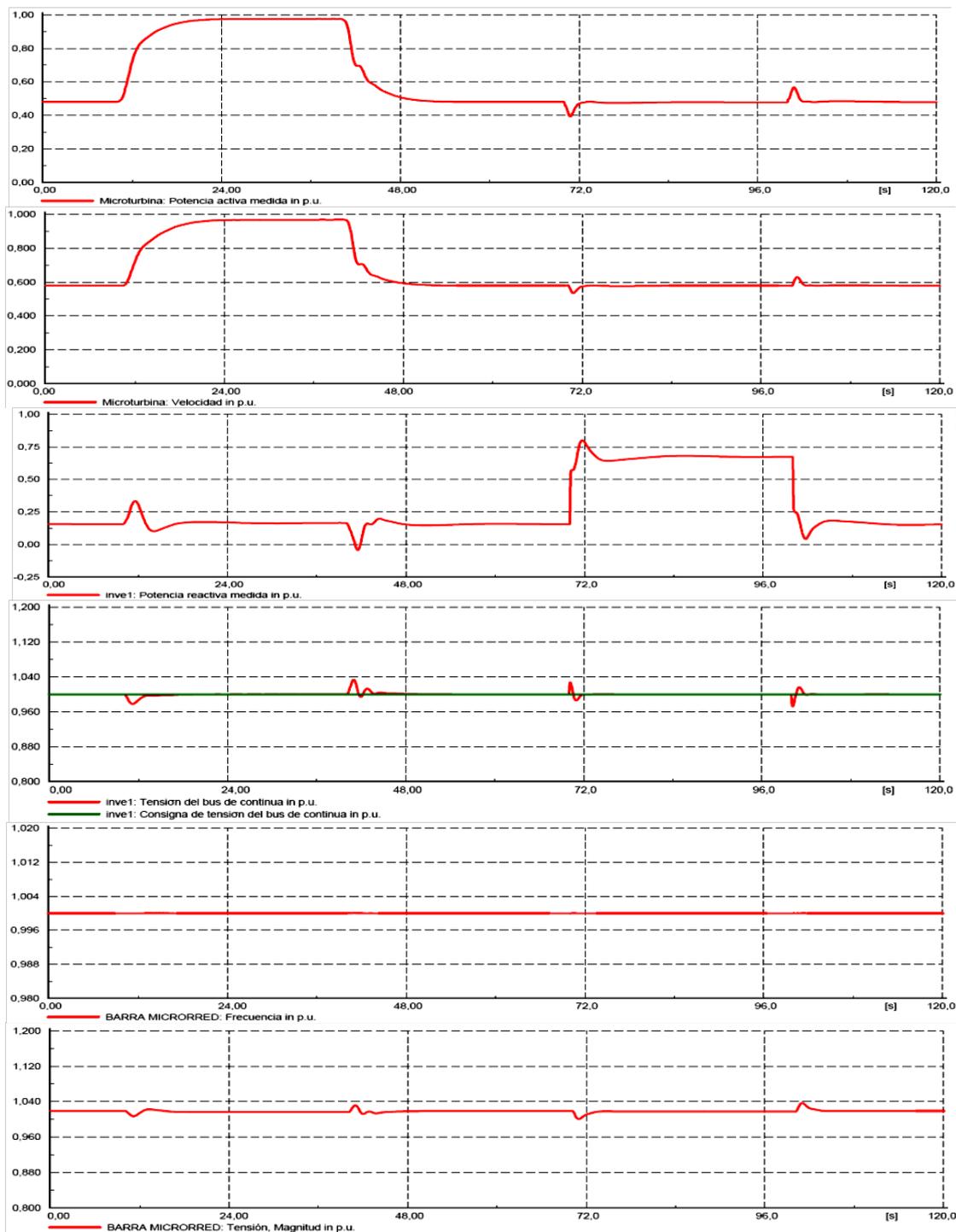


Figura 5.20 Potencias activa y reactiva, velocidad, tensión de continua de la microturbina maestra y frecuencia y tensión en la “barra microrred”, para los eventos de la Tabla 5.17

Como se muestra en la Figura 5.20, el método de control maestro-esclavo funciona correctamente haciendo que la tensión y la frecuencia de la red se mantengan en los valores consignados. Los cambios en la generación de potencia activa producen

perturbaciones transitorias en la generación de potencia reactiva y viceversa. Por otra parte, ante cualquier cambio en la generación de potencia activa o reactiva se producen perturbaciones transitorias en la tensión de continua de las microturbinas y en la tensión de la red, que son corregidas por los algoritmos de control.

Además, aún estando fuera del rango de validez otorgado al modelo de generación, se ha comprobado la respuesta a cambios de consigna que supongan el 100% de la potencia de la microturbina maestra. Los resultados son similares a los mostrados en la Figura 5.20 aunque con mayores transitorios.

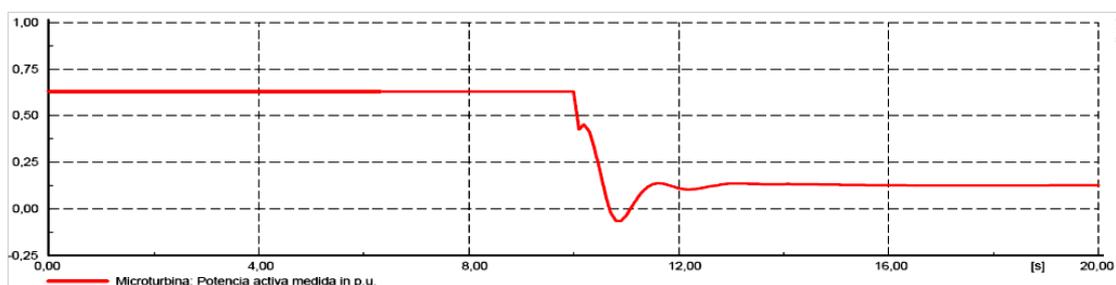
A continuación se ha comprobado la respuesta del modelo a la desconexión y conexión de cargas en la red de baja tensión. Aunque lo habitual para una red de baja tensión de estas características sea la conexión y desconexión de cargas de pequeño valor (cercanas a 1kW), se pueden dar casos en los que se produzca la apertura de un circuito completo que conlleve una desconexión de carga importante e incluso la pérdida de alguna microturbina instalada en ese circuito. En la Figura 5.21 se muestran los mismos parámetros que en el ejemplo anterior, pero para la desconexión de la línea L3. Esta desconexión conlleva la desconexión de la microturbina 5 y varias cargas, según la Tabla 5.19, con las condiciones iniciales de la Tabla 5.18.

GENERADOR	P (p.u.)	Q (p.u.)
MICROTURBINA 1	0.62	0.17
MICROTURBINA 2	1	0.33
MICROTURBINA 3	1	0.33
MICROTURBINA 4	1	0.33
MICROTURBINA 5	0.03	0

Tabla 5.18 Condiciones iniciales para el evento de desconexión del circuito L3

EVENTO	INSTANTE	CARGA
DESCONEXIÓN L3	t=10s	P=29.93kW Q=4.74 kVAr
DESCONEXIÓN MICROTURBINA 5	t=10s	P=-1kW Q=0 kVAr

Tabla 5.19 Evento de desconexión del circuito L3 aplicado



VALIDACIÓN Y RESULTADOS

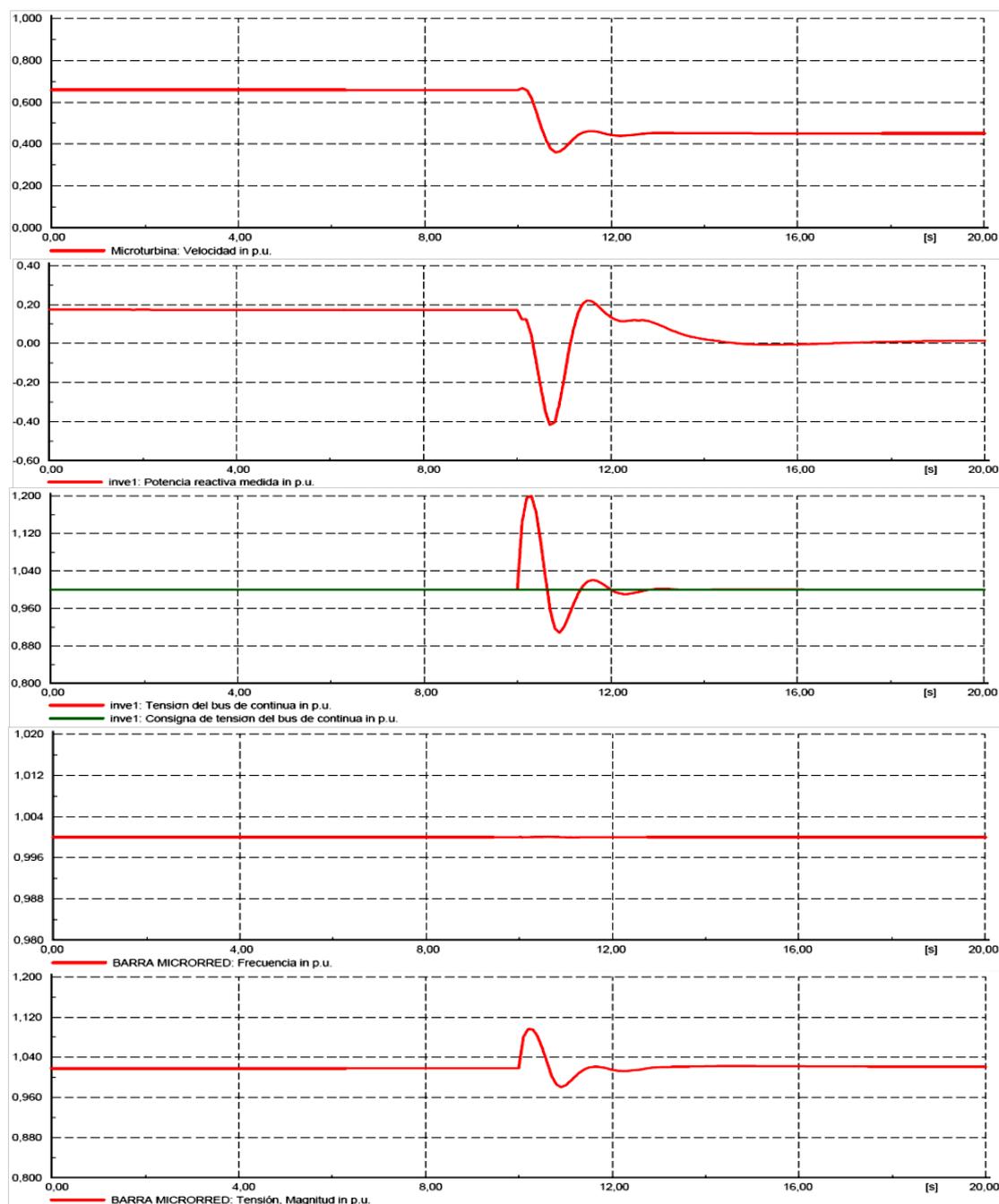


Figura 5.21 Potencias activa y reactiva, velocidad, tensión de continua de la microturbina maestra y frecuencia y tensión en la “barra microrred”, para los eventos de la Tabla 5.19

En la Figura 5.21 se observa que las perturbaciones transitorias resultantes de la desconexión del circuito L3 alcanzan magnitudes mayores que en el ejemplo de cambios de consigna de microturbinas. Además, el resto de microturbinas sufren perturbaciones de magnitud y duración similar. Sin embargo, no se producen variaciones significativas en la frecuencia del sistema debido a que el aumento de tensión transitorio provocado por la desconexión de carga provoca, a su vez, una

rápida disminución transitoria de la potencia activa entregada por cada microturbina, equilibrando el balance entre generación y carga. La tensión también permanece, en todo momento, dentro de los valores admisibles.

Por último, se ha analizado un caso en el cual se ha procedido a la desconexión y reconexión de las cargas del circuito L3, sin la desconexión de la microturbina 5, debido a que éste debiera ser el funcionamiento normal de la red. Las condiciones iniciales de las microturbinas se muestran en la Tabla 5.20 y los eventos aplicados en la Tabla 5.21. Del mismo modo que en las simulaciones anteriores, como condición inicial para el algoritmo de control de tensión se establece que $U_{d_ref}=1$ p.u. y $U_{q_ref}=0$.

GENERADOR	P (p.u.)	Q (p.u.)
MICROTURBINA 1	0.82	0
MICROTURBINA 2	0.86	0.33
MICROTURBINA 3	0.5	0.33
MICROTURBINA 4	0.8	0.33
MICROTURBINA 5	0.5	0.33

Tabla 5.20 Condiciones iniciales para el evento de desconexión del circuito L3

INSTANTE	CONSIGNA
t=10s	Desconexión carga 3.1 → P=2.37kW Q=0.59kVAr
t=20s	Desconexión carga 3.2 → P=4.75kW Q=1.19kVAr
t=30s	Desconexión carga 3.3 → P=3.16kW Q=0.79kVAr
t=40s	Desconexión carga 3.4 → P=3kW Q=0.75kVAr
t=50s	Desconexión carga 3.5 → P=9.98kW Q=2.50kVAr
t=60s	Desconexión carga 3.6 → P=1.10kW Q=0.97kVAr
t=70s	Desconexión carga 3.7 → P=2.37kW Q=0.595kVAr
t=80s	Conexión carga 3.1 → P=2.37kW Q=0.59kVAr
t=90s	Conexión carga 3.2 → P=4.75kW Q=1.19kVAr
t=100s	Conexión carga 3.3 → P=3.16kW Q=0.79kVAr
t=110s	Conexión carga 3.4 → P=3kW Q=0.75kVAr
t=120s	Conexión carga 3.5 → P=9.98kW Q=2.50kVAr
t=130s	Conexión carga 3.6 → P=1.10kW Q=0.97kVAr
t=140s	Conexión carga 3.7 → P=2.37kW Q=0.595kVAr

Tabla 5.21 Eventos aplicados, desconexión y conexión de cargas del circuito L3

En la Figura 5.22 se muestran los resultados obtenidos para la potencia activa, velocidad, potencia reactiva, tensión del bus de continua y la tensión y la frecuencia en la barra de conexión de la microrred.

VALIDACIÓN Y RESULTADOS

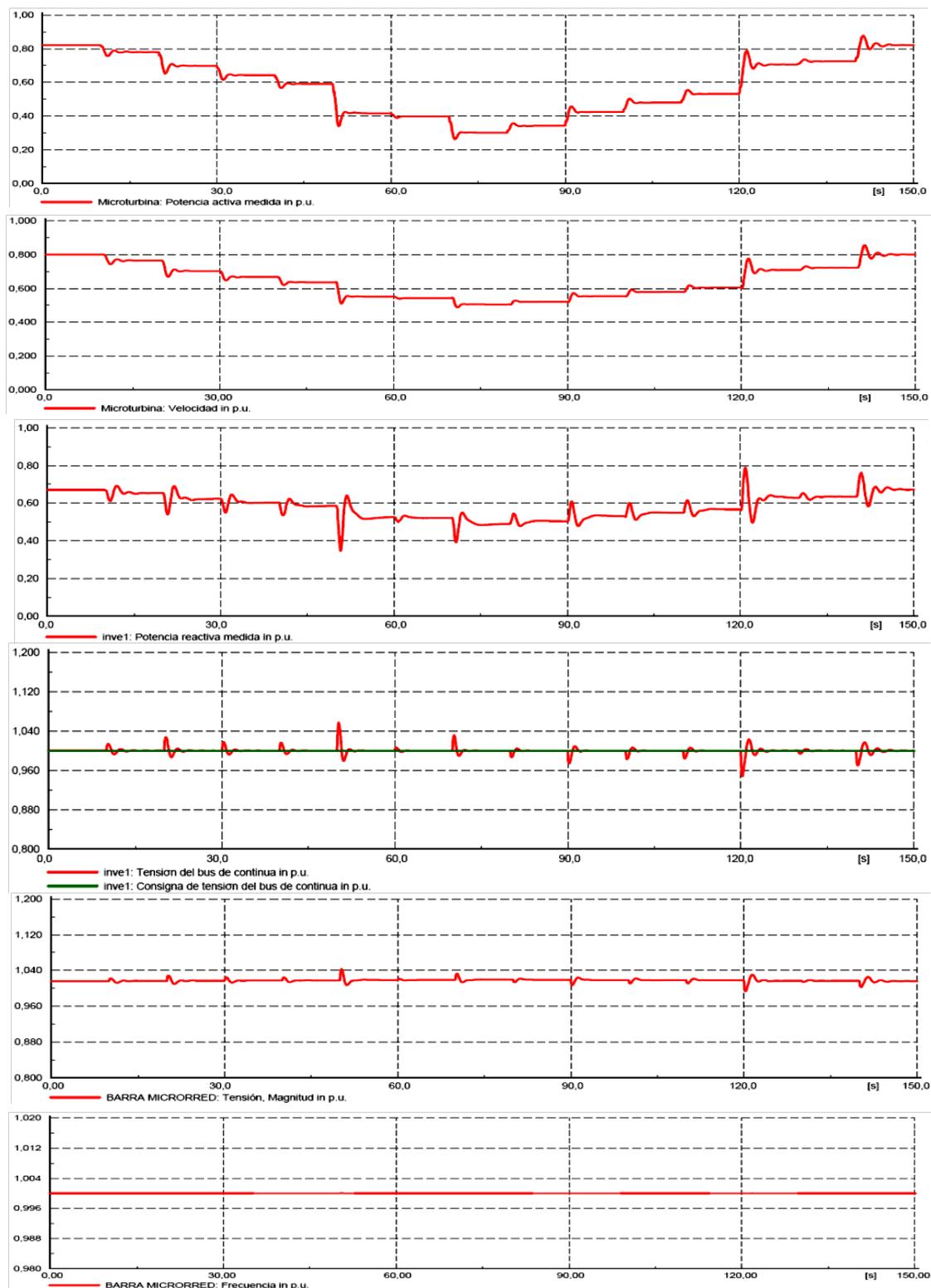


Figura 5.22 Potencias activa y reactiva, velocidad, tensión de continua de la microturbina maestra y frecuencia y tensión en la “barra microrred”, para los eventos de la Tabla 5.21

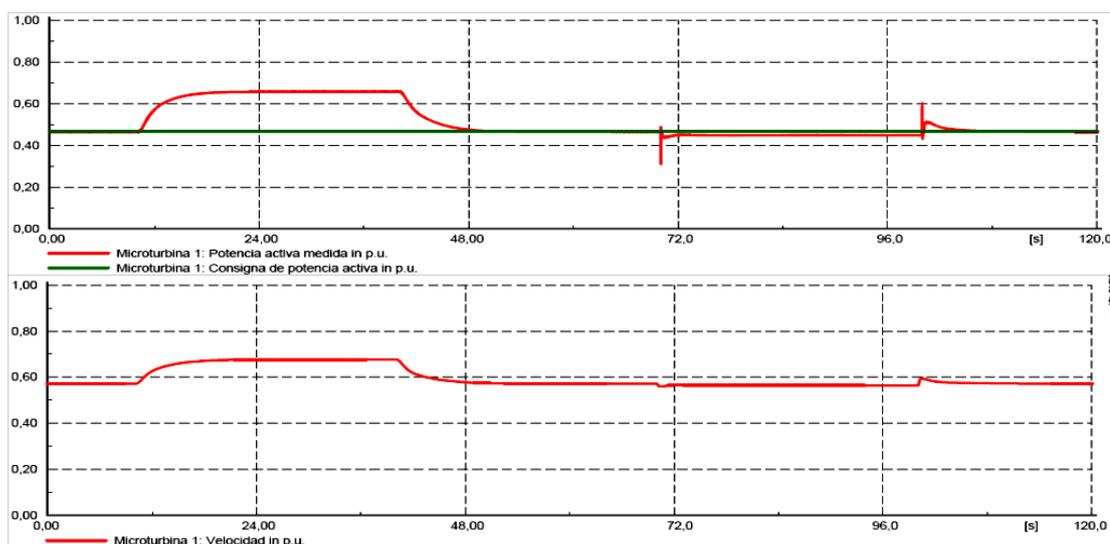
Como se muestra en dicha Figura 5.22, los algoritmos de control de tensión y frecuencia de la microturbina maestra responden correctamente a los cambios de carga producidos en la red. Aunque se producen perturbaciones en la tensión medida en la barra de conexión de la microrred, son de pequeño valor y siempre dentro de los límites establecidos en el Real Decreto 842/2002.

5.5.2.2 Método de control centralizado

En el caso de que el sistema funcione con el nuevo método de control centralizado desarrollado en esta tesis, la potencia a generar para mantener la tensión en su nivel de referencia se reparte entre las cinco microturbinas. Las microturbinas siguen funcionando según los algoritmos de control de los apartados 4.4.1 y 4.4.2, de manera que pueden fijar sus puntos de funcionamiento, siendo éstos parcialmente modificados por el control centralizado.

Con el fin de realizar una evaluación y validación comparativa del nuevo método de control centralizado, respecto al control maestro-esclavo, se han analizado los mismos casos que en el apartado 5.5.2.1. En la Figura 5.23 se muestran los resultados obtenidos para los eventos de la Tabla 5.17, con las condiciones iniciales de la Tabla 5.16.

El algoritmo de control centralizado actúa correctamente manteniendo la tensión y la frecuencia en sus valores de referencia y con perturbaciones similares a las del caso del algoritmo de control maestro-esclavo. Como se observa en la Figura 5.23, la microturbina 1 no genera toda la potencia necesaria tras el cambio de consigna de las microturbinas 2 y 3. Al modificarse el punto de funcionamiento de cualquiera de las microturbinas, la diferencia de potencia se reparte entre todas ellas, tomando una parte de esta potencia la microturbina que ha llevado a cabo la modificación. Este reparto se lleva a cabo de forma que la eficiencia del sistema se lleve al máximo, de acuerdo al algoritmo presentado en el apartado 4.6. En la Figura 5.24 se muestra la generación de potencias activa y reactiva de la microturbina 2 para el mismo caso y en la Figura 5.25 se muestra la generación de potencias activa y reactiva de la microturbina 5, la cual también asume parte de la potencia activa y reactiva a generar.



VALIDACIÓN Y RESULTADOS

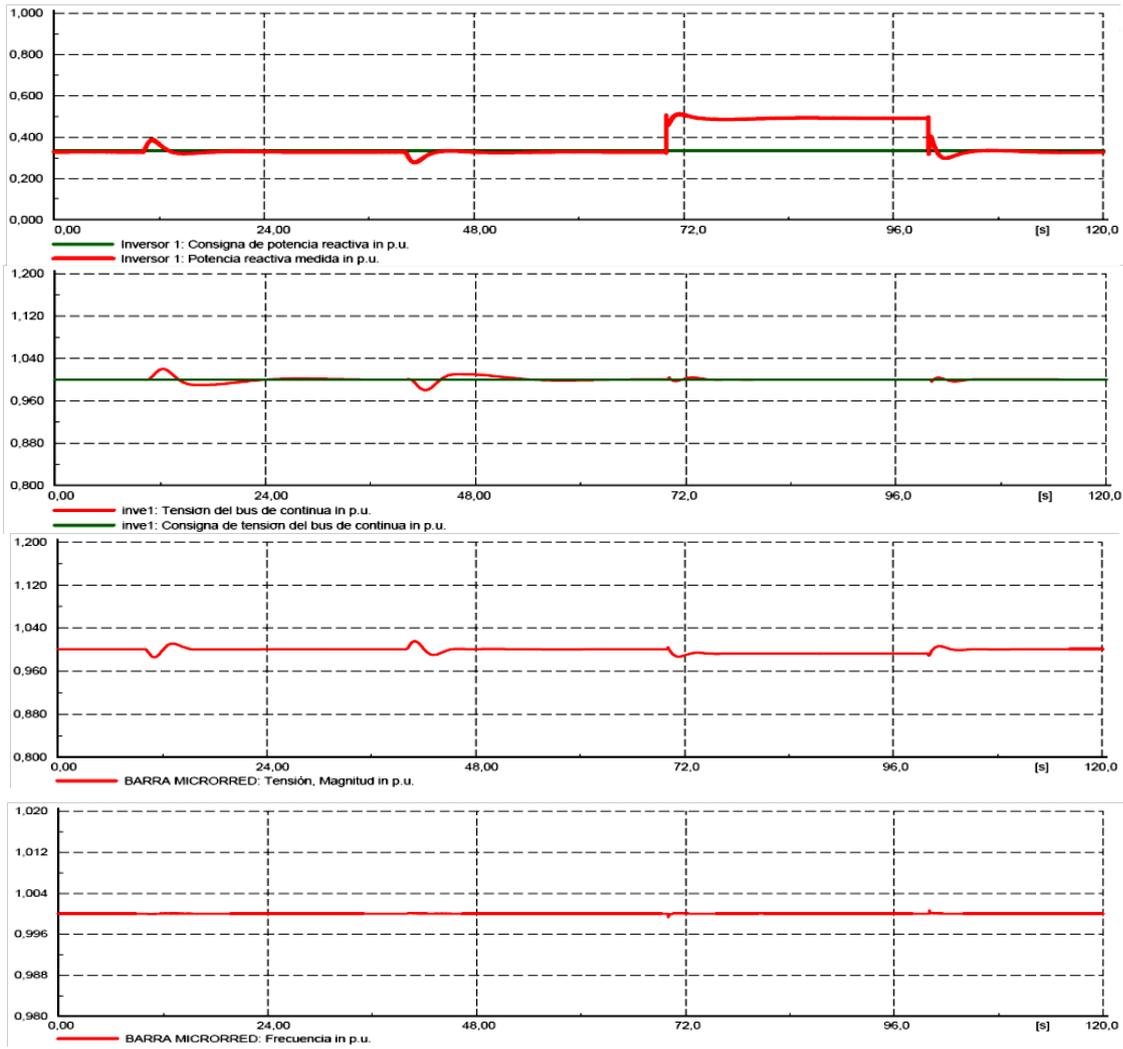
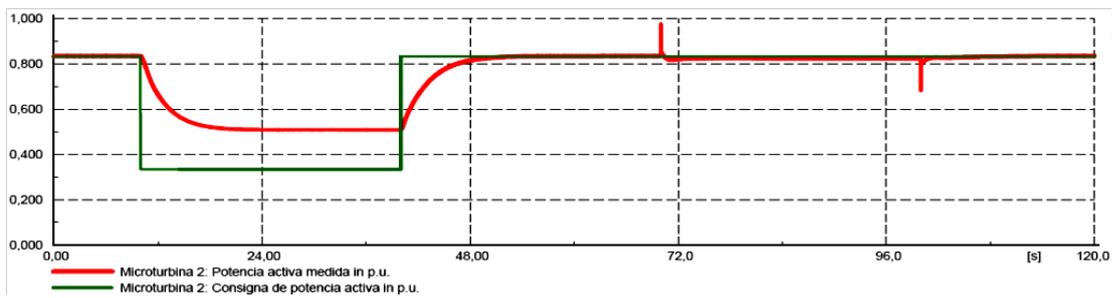


Figura 5.23 Potencias activa y reactiva, velocidad, tensión de continua de la microturbina 1 y frecuencia y tensión en la “barra microrred” para los eventos de la Tabla 5.17



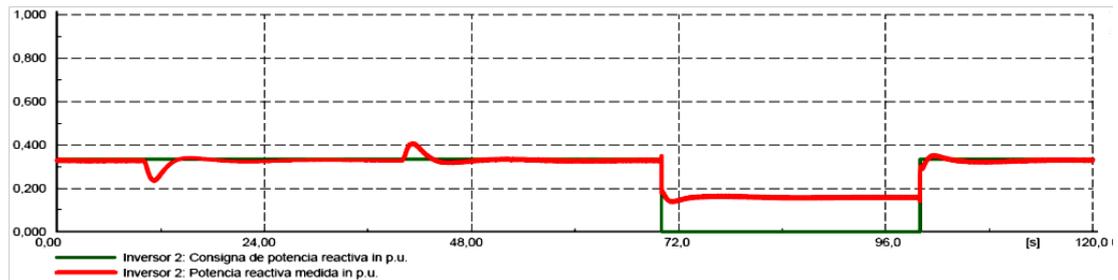


Figura 5.24 Potencias activa y reactiva de la microturbina 2, para los eventos de la Tabla 5.17

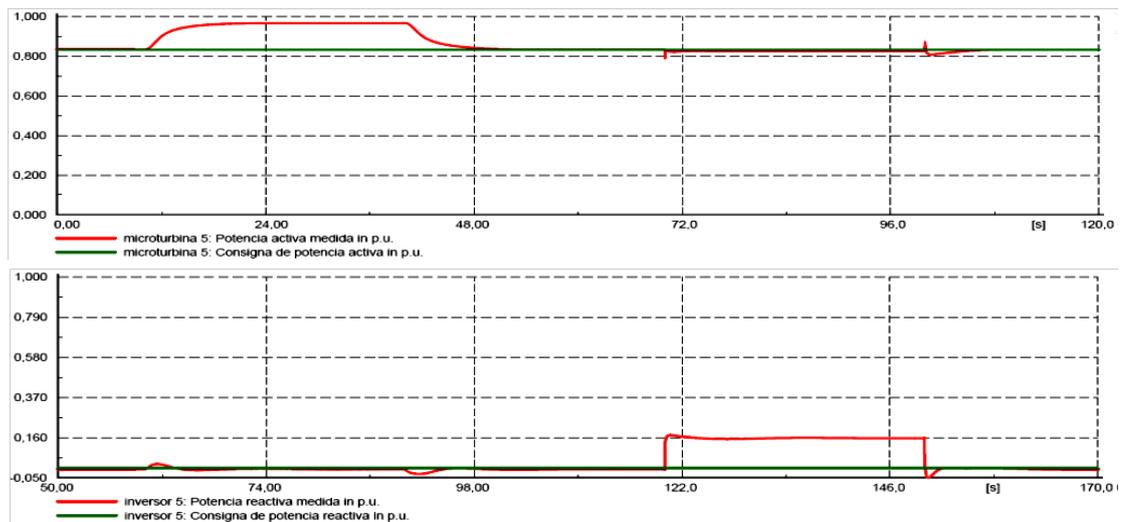


Figura 5.25 Potencias activa y reactiva de la microturbina 5, para los eventos de la Tabla 5.17

Además, para analizar la validez del nuevo algoritmo propuesto en esta tesis, desde el punto de vista de eficiencia energética, se han comparado simulaciones para tres métodos diferentes de control: maestro esclavo, control centralizado con reparto proporcional (misma cantidad de potencia por unidad) y control centralizado según el algoritmo de mejora de eficiencia. Para todos los casos se han aplicado los eventos de cambio de potencia activa de la Tabla 5.17, con las condiciones iniciales de la Tabla 5.16.

En la Figura 5.26 se muestra la eficiencia media para cada algoritmo de control. La eficiencia en cada punto de funcionamiento se ha calculado mediante las ecuaciones (4.14) y (4.15), calculando la eficiencia media como la suma de todas ellas, dividida por el número de microturbinas (se ha considerado doble el peso de la microturbina 1, debido a que su potencia nominal es del doble de la del resto). Así, se aprecia que el algoritmo de control centralizado, con mejora de eficiencia, funciona a mayor eficiencia media que los restantes métodos. También destaca el hecho de que el método de control maestro-esclavo, además de las limitaciones directas que presenta (limitación de potencia de la microturbina maestra, sobredimensionamiento de las líneas donde está instalada la misma, funcionamiento independiente de las necesidades del usuario, etc.), conlleva el

control nulo en cuanto a la eficiencia del sistema. Por el contrario, el nuevo algoritmo presentado en esta tesis hace que, para cada cambio realizado en el sistema, ya sea en la generación o en las cargas, la eficiencia del nuevo punto de funcionamiento sea mayor que la obtenida mediante los otros dos métodos de control.

En los casos analizados por simulación, se realizan cambios en cortos espacios de tiempo. Sin embargo, en la realidad, los nuevos puntos de funcionamiento obtenidos tras cada modificación pueden mantenerse en el tiempo, provocando grandes diferencias en el combustible consumido por las microturbinas, para cada método de control utilizado. En la Tabla 5.22 se muestran las eficiencias globales en cada punto de funcionamiento alcanzado además de la eficiencia global promediada para el caso analizado. Todos los cálculos de eficiencias y repartos de potencia se han realizado de acuerdo a lo indicado en el apartado 4.6.

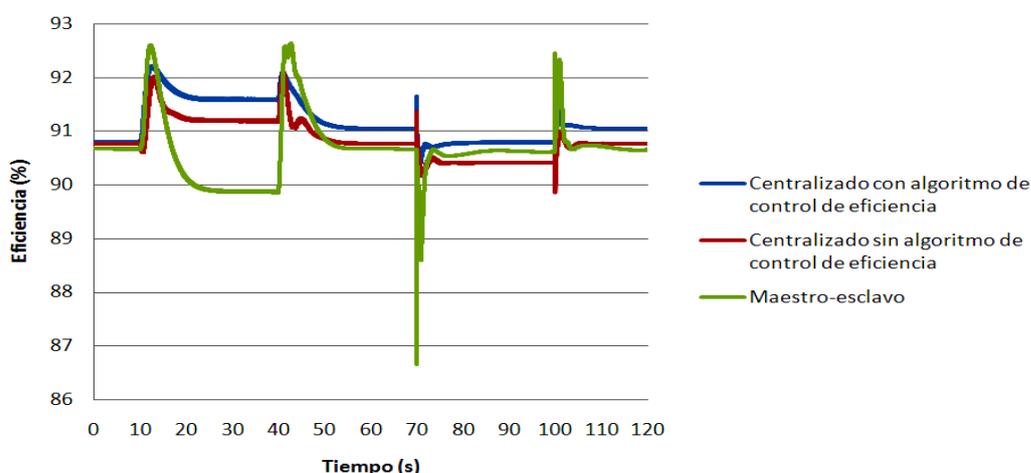


Figura 5.26 Eficiencia media de las microturbinas para cada algoritmo de control, para el cambio de consigna de potencia activa de las microturbinas 2 y 3, según la Tabla 5.17

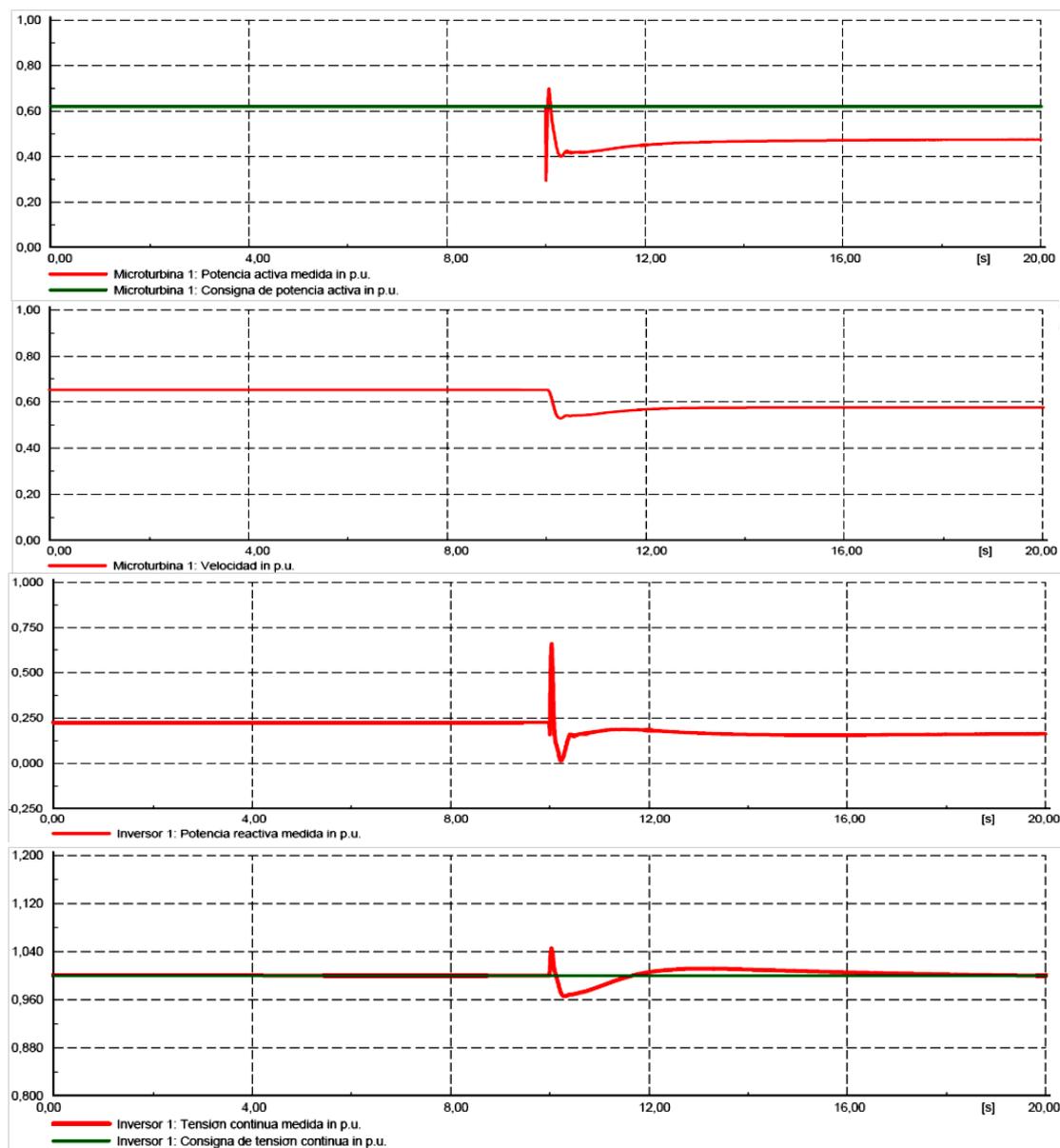
Método de control	Eficiencia global promedio (%)	Eficiencia en el instante t=30s	Eficiencia en el instante t=60s	Eficiencia en el instante t=90s	Eficiencia en el instante t=110s
Maestro esclavo	90,65	89,87	90,66	90,63	90,71
Centralizado sin control de eficiencia	90,76	91,20	90,76	90,40	90,76
Centralizado con control de eficiencia	90,92	91,57	91,04	90,78	91,05

Tabla 5.22 Eficiencia global de cada método de control para el caso de la Figura 5.26

VALIDACIÓN Y RESULTADOS

Se ha procedido también a simular la desconexión del circuito L3, con las condiciones iniciales de la Tabla 5.18 y según las pérdidas de carga y de generación de la Tabla 5.19. Hay que tener en cuenta que en este caso el algoritmo de control centralizado necesita conocer la pérdida de la microturbina instalada en ese circuito. Para ello debería disponer de un sistema de comunicación que queda fuera de los objetivos de esta tesis.

En la Figura 5.27 se muestra la respuesta de la microturbina 1 para este caso (potencia activa, velocidad, potencia reactiva, tensión del bus de continua de la microturbina 1 y tensión y frecuencia en la "BARRA MICRORRED"). Del mismo modo, el descenso en la generación de potencias activa y reactiva debido a la desconexión de cargas se realiza a través del nuevo control de tensión y frecuencia centralizado y afecta a todas las microturbinas.



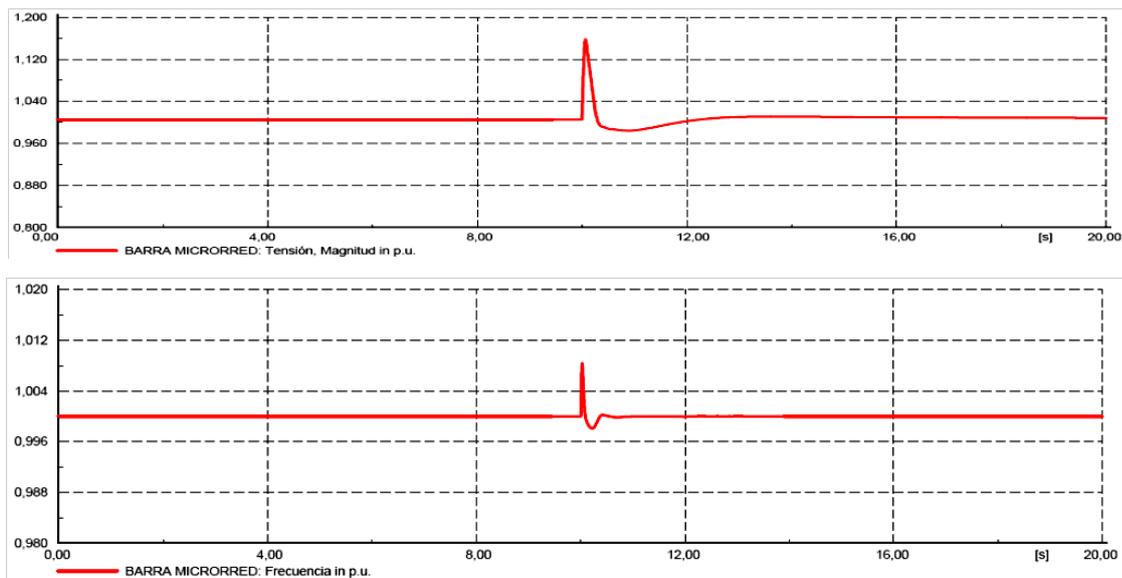


Figura 5.27 Potencias activa y reactiva, velocidad y tensión de continua de la microturbina 1 y frecuencia y tensión en la “barra microrred”, para los eventos de la Tabla 5.19

Se puede observar que los valores de los transitorios resultantes con el control centralizado son algo mayores, mostrando alguna perturbación apreciable en la frecuencia. Sin embargo, son rápidamente corregidos por los algoritmos de control aplicados y se encuentran dentro de los valores admisibles.

Del mismo modo que en el caso anterior, se ha realizado el cálculo de la eficiencia para cada uno de los algoritmos de control estudiados. El resultado se muestra en la Figura 5.28.

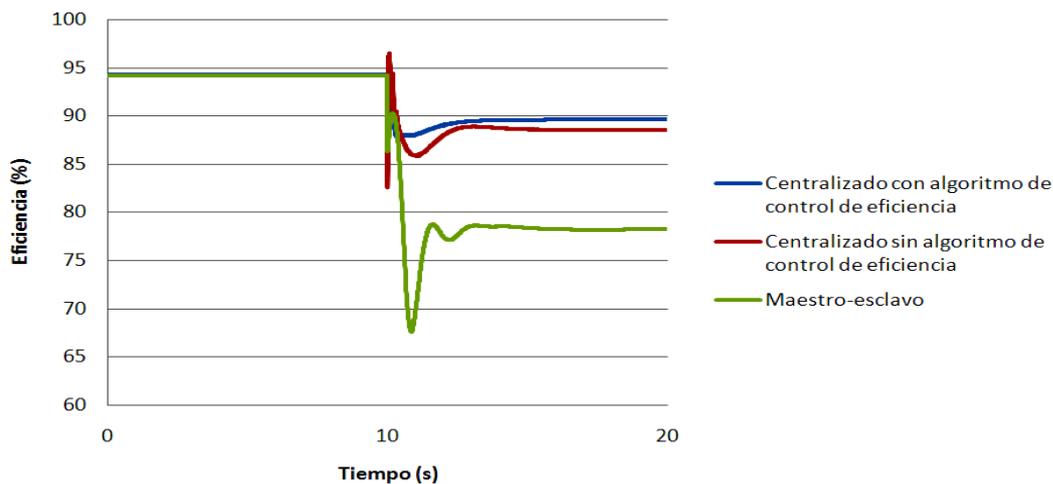


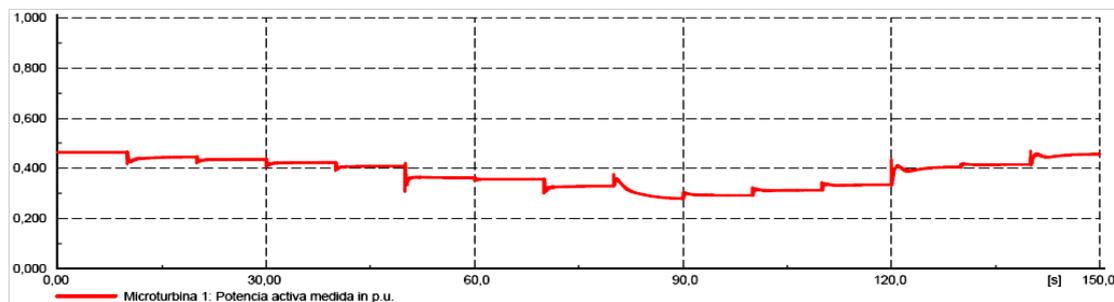
Figura 5.28 Eficiencia media de las microturbinas para cada algoritmo de control para la desconexión del circuito L3 según la Tabla 5.19

La eficiencia global promediada por cada método de control y la eficiencia en el punto de funcionamiento alcanzado tras la desconexión del circuito L3 se muestran en la Tabla 5.23 (la eficiencia global promediada se han considerado a partir del instante $t=10s$). En este caso, las diferencias en la eficiencia global, según los distintos algoritmos de control, son mucho mayores. El nuevo método presentado en esta tesis alcanza de nuevo la mayor eficiencia media, mientras que la utilización del algoritmo de control maestro-esclavo conlleva el funcionamiento a eficiencias alejadas de las deseables.

Método de control	Eficiencia global promedio (%)	Eficiencia en el instante $t=15s$
Maestro esclavo	86,22	78,36
Centralizado sin control de eficiencia	91,36	88,61
Centralizado con control de eficiencia	91,94	89,58

Tabla 5.23 Eficiencia global de cada método de control para el caso de la Figura 5.28

Por último, se ha analizado el caso de desconexión y conexión de las cargas del circuito L3, según los eventos de la Tabla 5.21. En este caso, las microturbinas deben asumir diferencias de generación tanto negativas, como positivas. Por ello, el algoritmo de control modifica el cálculo para la mejora de la eficiencia dependiendo del signo de la diferencia de potencia a generar, de acuerdo al esquema de la Figura 4.16. Esto provoca que, aunque se proceda a la desconexión y conexión de las cargas, no se alcance el mismo punto de generación. Para el caso analizado, la microturbina 1 finaliza la simulación generando más potencia activa que la que generaba inicialmente. Con el resto de microturbinas sucede lo contrario, debido a que al disminuir la generación, el algoritmo de control pretende maximizar la eficiencia de la microturbina 1, por ser su potencia nominal el doble que la potencia nominal del resto de microturbinas (Figura 5.29).



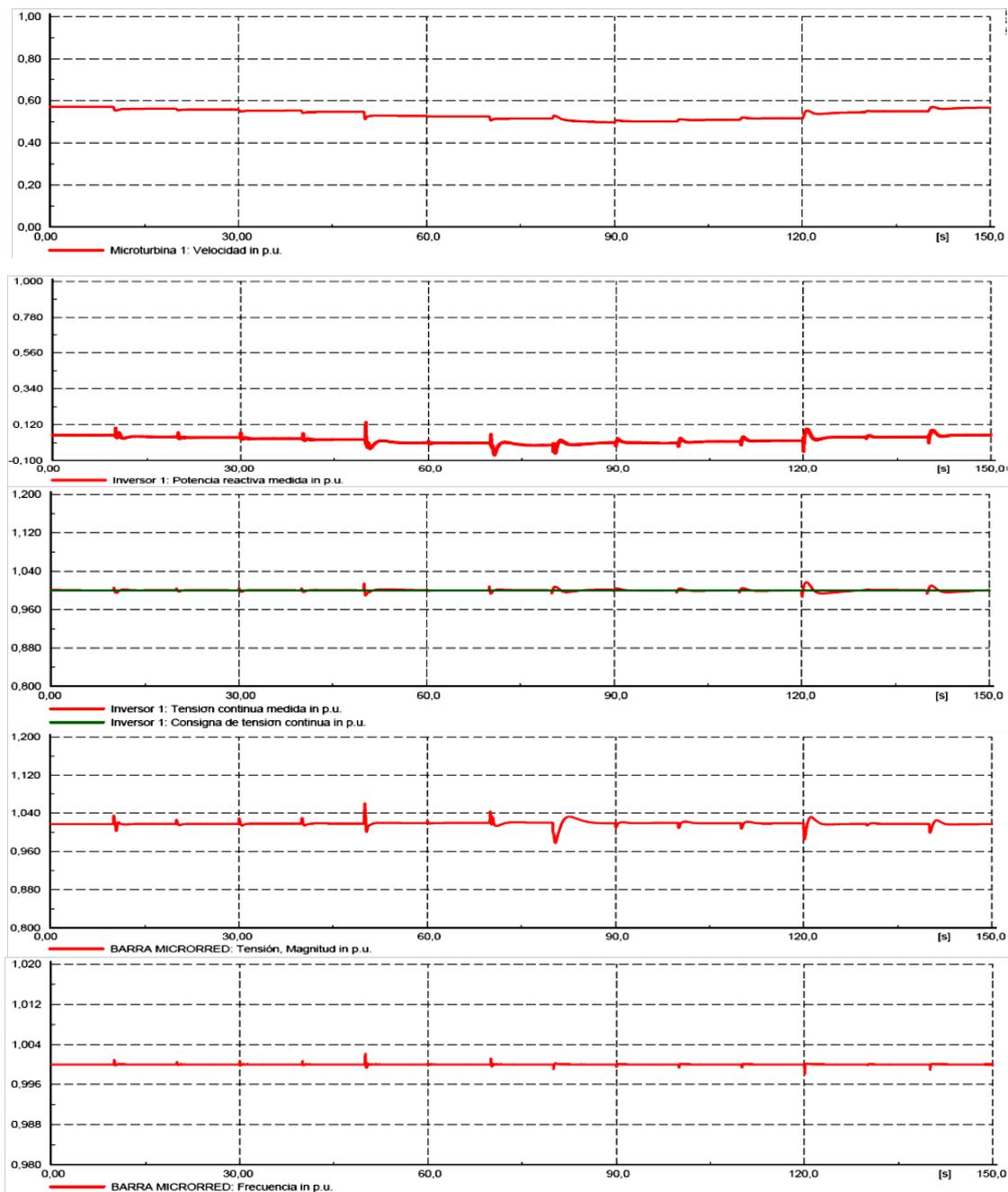


Figura 5.29 Potencias activa y reactiva, velocidad y tensión de continua de la microturbina 1 y frecuencia y tensión en la “barra microrred” para los eventos de la Tabla 5.21

Así, en la Figura 5.29 se muestra la respuesta de la potencia activa, velocidad, potencia reactiva y tensión del bus de continua de la microturbina 1 y la tensión y la frecuencia en la “BARRA MICRORRED”. Los algoritmos de control funcionan correctamente también en este caso, con transitorios similares a los obtenidos utilizando el algoritmo de control maestro-esclavo y siempre dentro de los límites establecidos en el RD 842/2002.

VALIDACIÓN Y RESULTADOS

En la Figura 5.30, del mismo modo que en los casos anteriores, se muestra la comparativa de eficiencias de los diferentes algoritmos de control analizados. En la Tabla 5.24 se cuantifican las diferencias máxima y promedio de la eficiencia global. En este último caso, las diferencias no son tan notables. Por una parte, esto se debe a que el sistema vuelve a las condiciones de inicio y, por otra, debido a que los escalones aplicados son de pequeña magnitud. Sin embargo, se consigue la mayor eficiencia global en el caso en el que se aplica el nuevo algoritmo desarrollado, con el reparto para la mejora de la eficiencia.

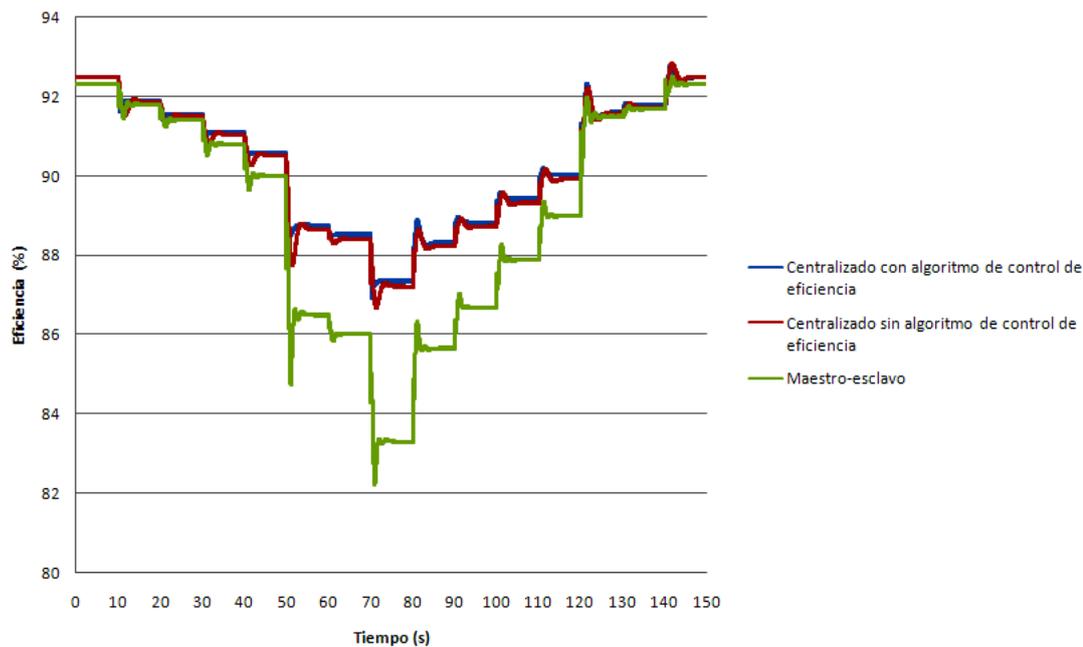


Figura 5.30 Eficiencia media de las microturbinas para cada algoritmo de control para la desconexión y conexión de las cargas del circuito L3 según la Tabla 5.25

Método de control	Eficiencia global promedio (%)	Eficiencia en el instante t=15s	Eficiencia en el instante t=25s	Eficiencia en el instante t=35s	Eficiencia en el instante t=45s	Eficiencia en el instante t=55s	Eficiencia en el instante t=65s
Maestro esclavo	92,31	91,79	91,41	90,80	90,01	86,51	86,01
Centralizado sin control de eficiencia	92,48	91,87	91,51	91,05	90,52	88,68	88,41
Centralizado con control de eficiencia	92,50	91,88	91,55	91,09	90,58	88,76	88,53

Método de control	Eficiencia en el instante t=75s	Eficiencia en el instante t=85s	Eficiencia en el instante t=95s	Eficiencia en el instante t=105s	Eficiencia en el instante t=115s	Eficiencia en el instante t=125s	Eficiencia en el instante t=135s	Eficiencia en el instante t=145s
Maestro esclavo	83,30	85,64	86,68	87,88	88,99	91,49	91,67	92,29
Centralizado o sin control de eficiencia	87,22	88,22	88,72	89,31	89,90	91,50	91,73	92,43
Centralizado o con control de eficiencia	87,35	88,30	88,82	89,42	90,02	91,53	91,80	92,44

Tabla 5.24 Eficiencia global de cada método de control para el caso de la Figura 5.30

5.5.3 Transición del modo de funcionamiento

En este apartado se presenta la validación del algoritmo desarrollado para la transición del modo de funcionamiento. Al igual que en el caso de una microturbina, mediante la señal de apertura del interruptor que conecta el transformador a la barra denominada “Barra Microrred”, se modifican los algoritmos de control y se aplica el método del apartado 4.7, con las condiciones de la Tabla 4.1. En este caso, también el nuevo control centralizado actúa mediante la modificación de los algoritmos de control aplicando el mismo método.

De nuevo, para comprobar la estabilidad del método propuesto se ha analizado la desconexión y reconexión de la red de compañía, para los casos de máxima exportación y máxima importación, tanto de potencia activa como de reactiva.

Debido a que las microturbinas se han instalado en un modelo de red real, no se han modificado las cargas presentes en la misma y por lo tanto, la mayor exportación hacia la red de distribución se produce cuando las microturbinas generan su potencia nominal y la mayor importación cuando generan la mínima potencia posible. En la Tabla 5.25 se muestran los eventos aplicados a la simulación para máxima exportación y en la Figura 5.31 se muestran los resultados obtenidos para la potencia activa, potencia reactiva, velocidad y tensión del bus de continua de la microturbina 1 (de 60kW), así como la tensión y la frecuencia medidas en la “Barra microrred”.

INSTANTE	CONSIGNA
t=10s	Desconexión de la red de compañía
t=30s	Conexión a la red de compañía

Tabla 5.25 Eventos aplicados en la simulación con cambios en el modo de funcionamiento

En el momento de la desconexión de la red, se están exportando 58.45kW de potencia activa hacia la red de compañía, con una importación de 46.41kVAr desde la misma. Si bien se alcanza un valor máximo de la tensión de 1.243 p.u. en la “barra microrred”, se trata de un transitorio rápido y se cumple en todo momento lo

VALIDACIÓN Y RESULTADOS

establecido en el RD 842/2002. En la reconexión no se aprecian transitorios importantes y mediante el método propuesto en esta tesis se consiguen ambas transiciones sin la pérdida del sistema.

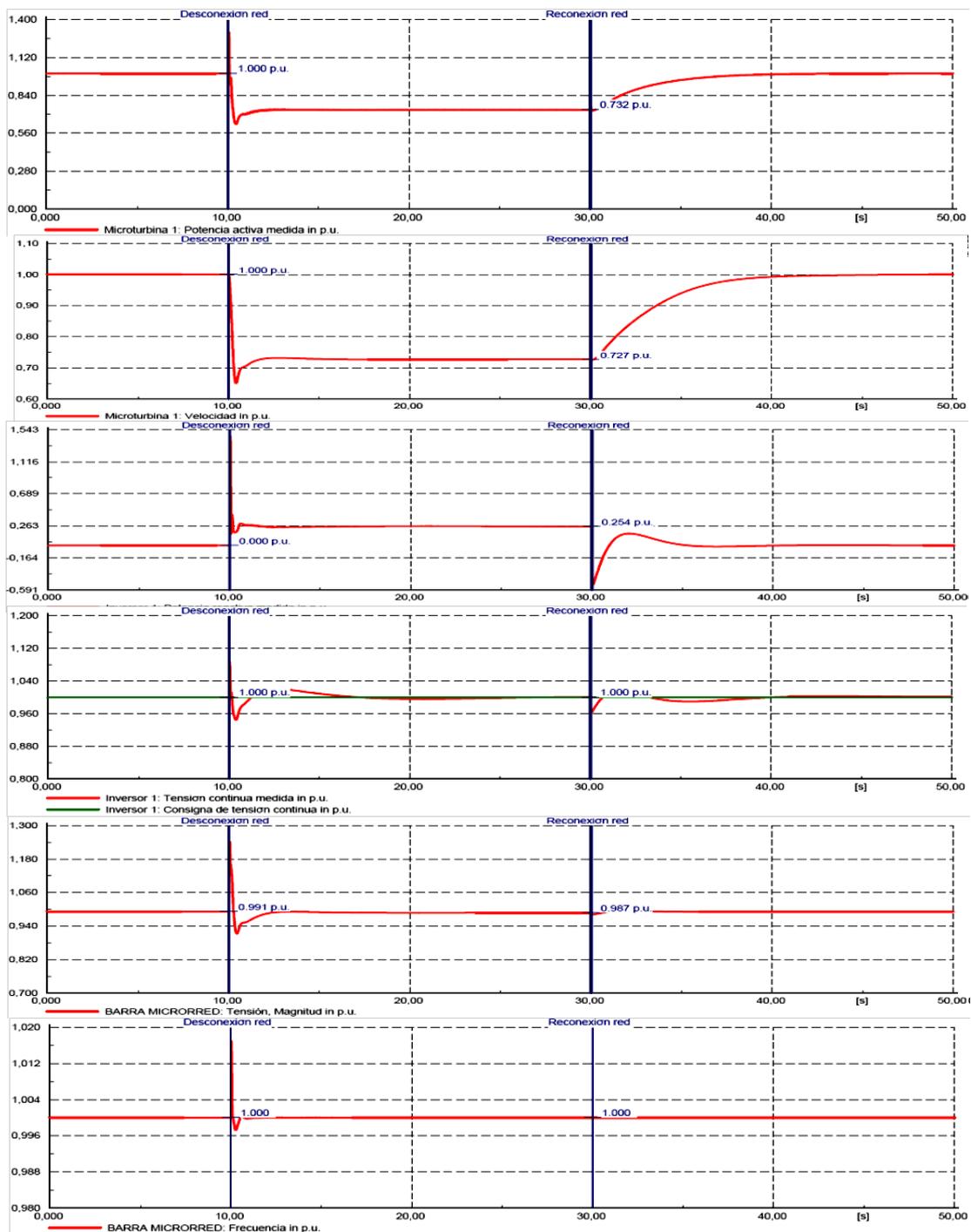
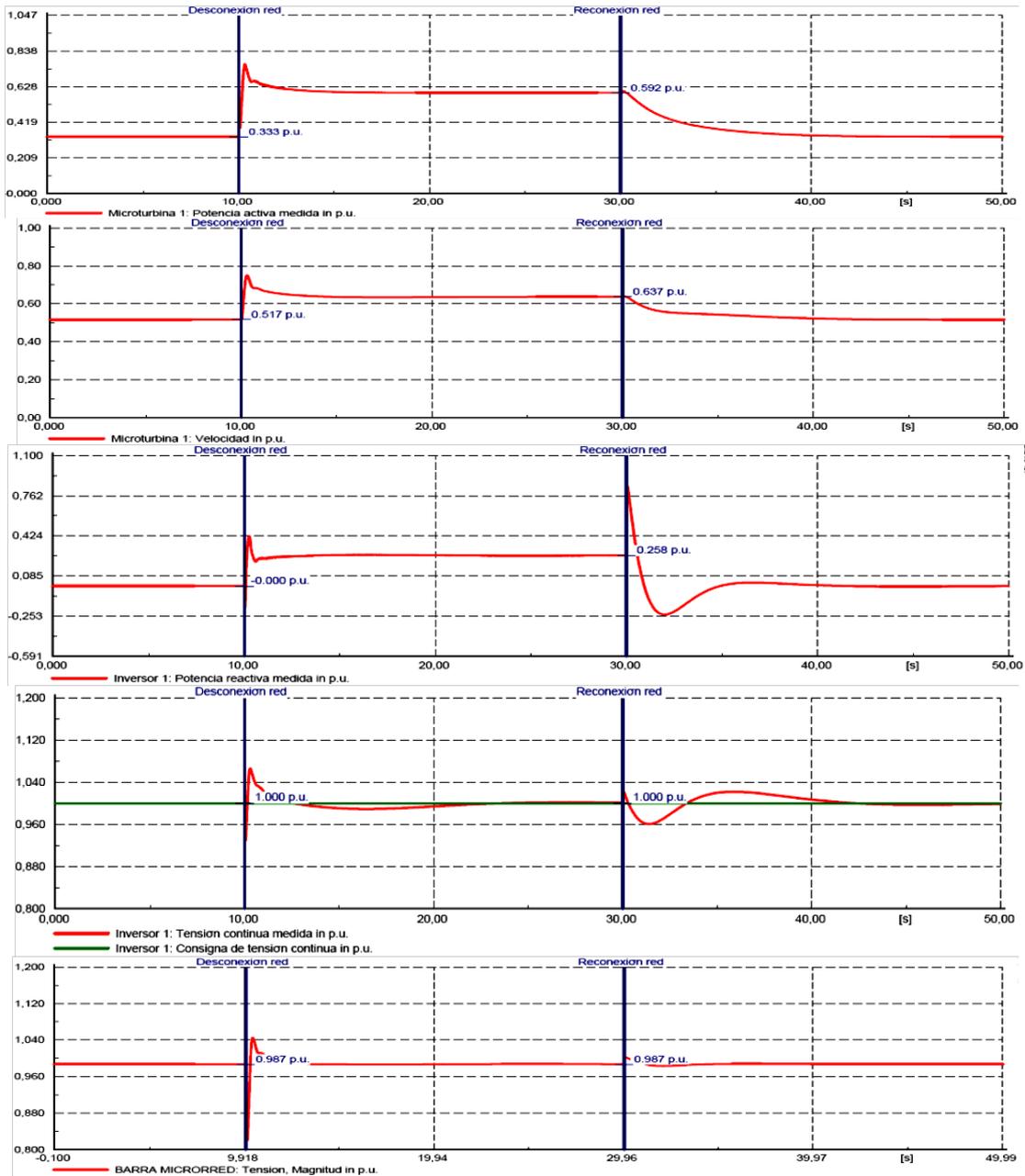


Figura 5.31 Potencias activa y reactiva, velocidad y tensión de continua de la microturbina 1 y frecuencia y tensión en la “barra microrred”, para los eventos de la Tabla 5.25 para máxima exportación

VALIDACIÓN Y RESULTADOS

En la Figura 5.32 se muestran los resultados obtenidos al realizar la desconexión en el momento de máxima importación de potencia activa, es decir, cuando las microturbinas generan el mínimo de esta potencia. Para ello, en el instante inicial se ha establecido una generación de 0.33 p.u. para todas las microturbinas, respetando así la validez otorgada al modelo. Así, en el momento de la desconexión se están importando 72.54kW de potencia activa desde la red y 46.41kVAr de potencia reactiva (eventos de la Tabla 5.25).

En este caso se produce un transitorio de signo contrario al producido en el caso anterior aunque de valor y duración similares. El nuevo algoritmo de control responde correctamente al cambio y éste se produce, igual que en el caso anterior, sin pérdida del sistema.



VALIDACIÓN Y RESULTADOS

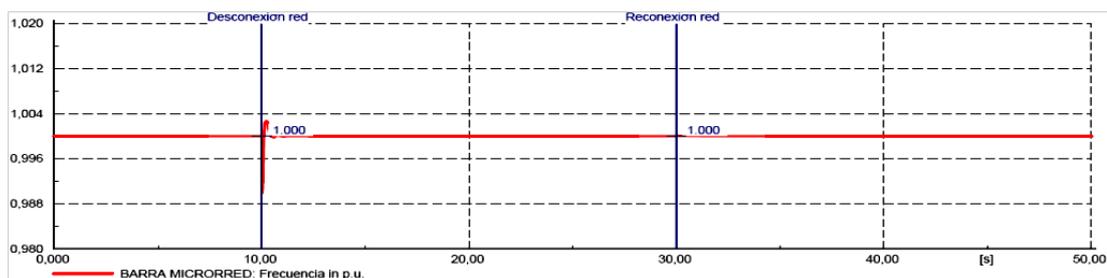
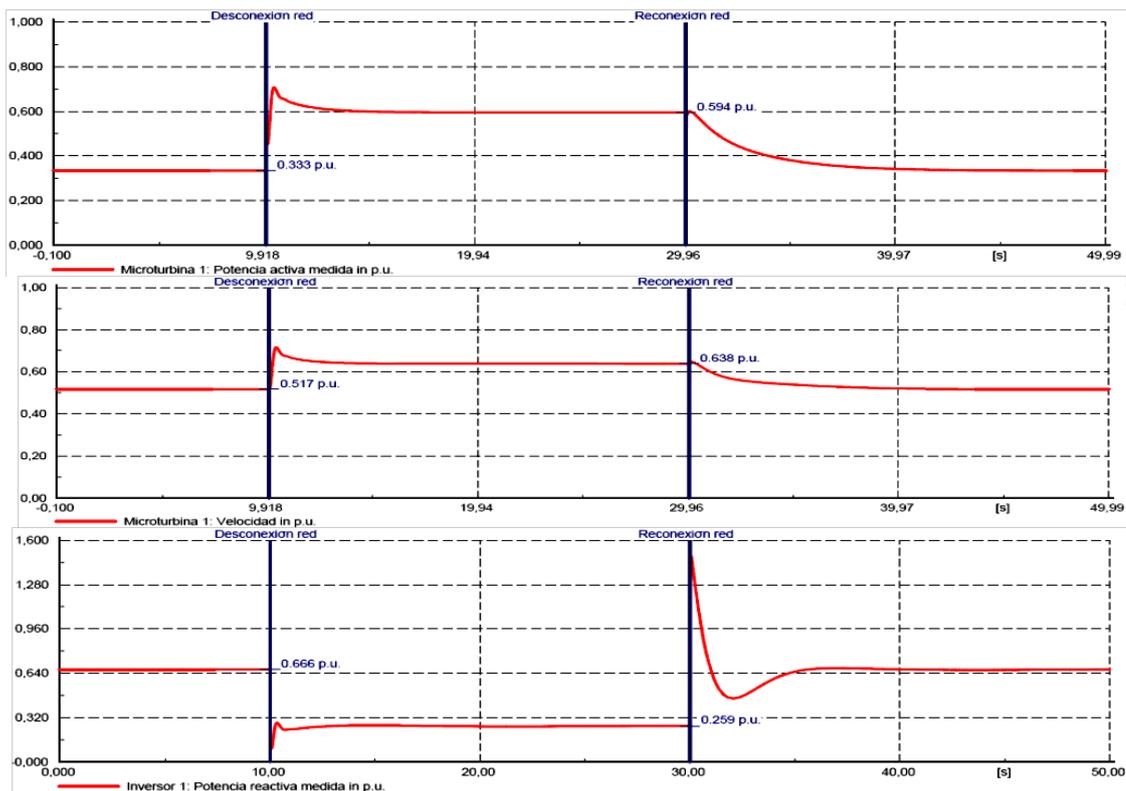


Figura 5.32 Potencias activa y reactiva, velocidad y tensión de continua de la microturbina 1 y frecuencia y tensión en la “barra microrred”, para los eventos de la Tabla 5.25 para máxima importación de potencia activa

En estos dos casos, se ha establecido como condición inicial que las microturbinas no generen potencia reactiva alguna y, por lo tanto, la desconexión se ha producido con la mayor importación posible de energía reactiva desde la red de compañía. En la Figura 5.33 se muestran los resultados obtenidos de la simulación con las microturbinas funcionando en el punto mínimo de potencia activa (dentro del rango de validez del modelo) y con la mayor exportación de potencia reactiva hacia la red. En el momento de la desconexión se están importando 72.54kW desde la red y exportando 66.62 kVAr hacia la misma (eventos de la Tabla 5.25).



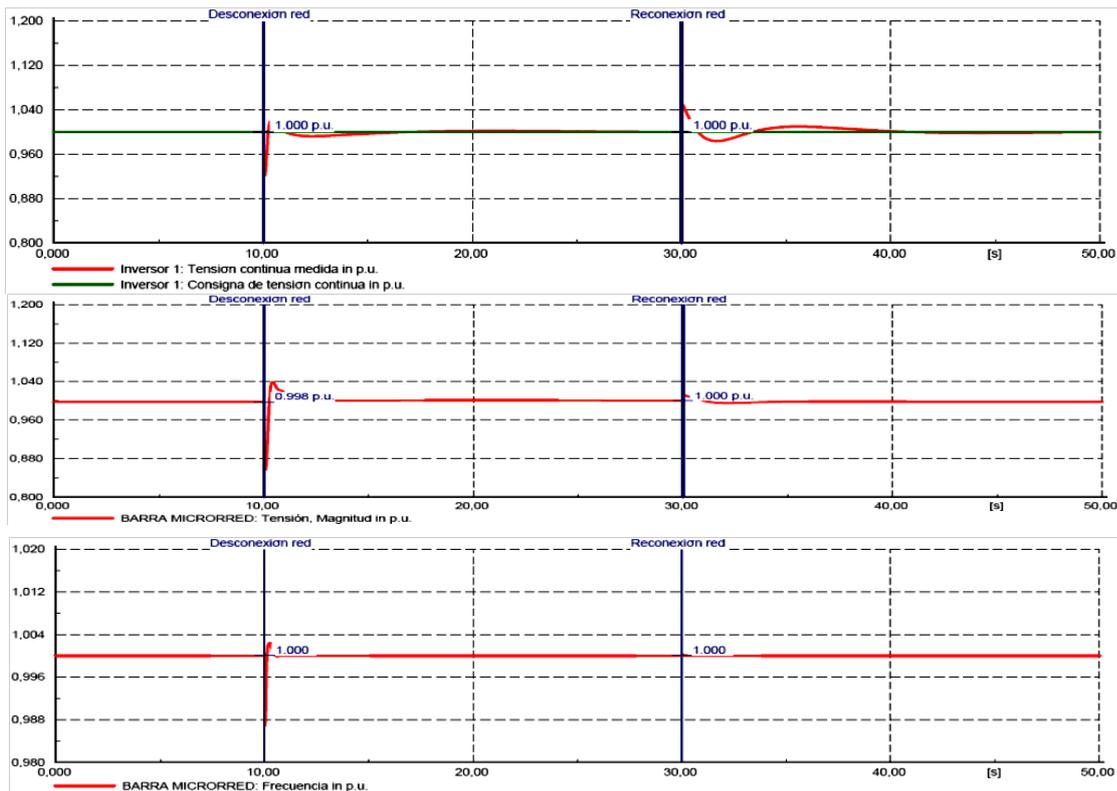
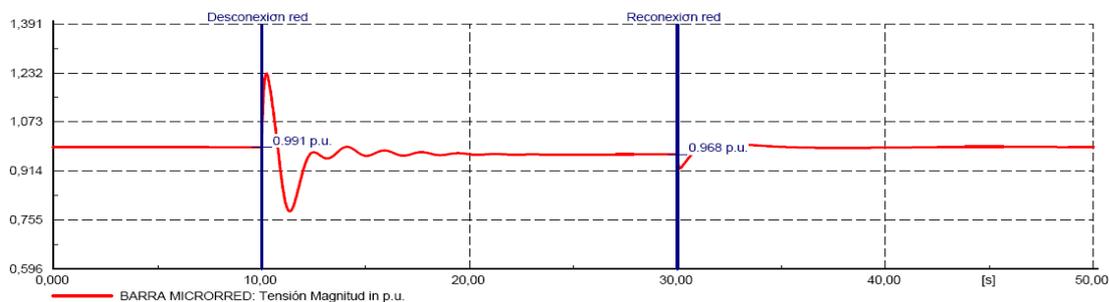
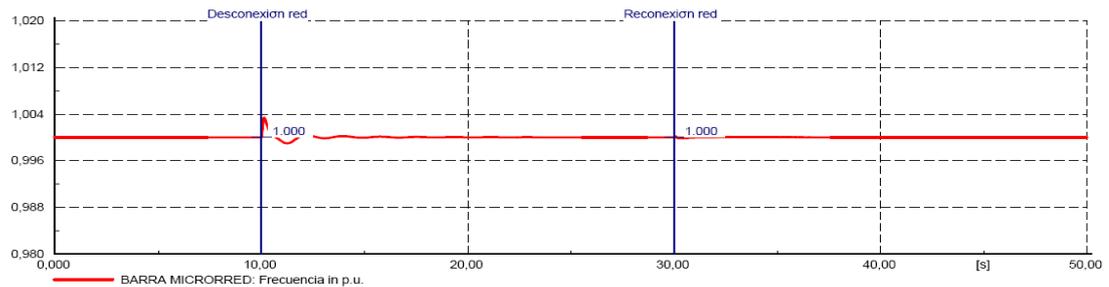


Figura 5.33 Potencias activa y reactiva, velocidad y tensión de continua de la microturbina 1 y frecuencia y tensión en la “barra microrred”, para los eventos de la Tabla 5.25 para máxima exportación de potencia reactiva

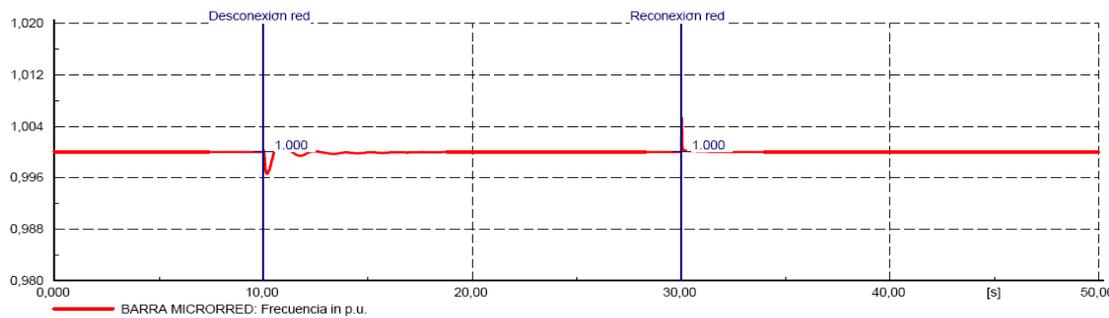
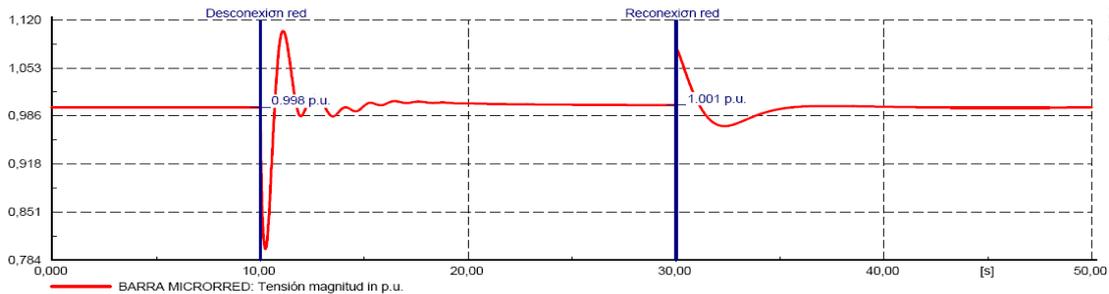
A los casos expuestos anteriormente no se les ha aplicado ningún retardo en las comunicaciones. Sin embargo, como se mostró en el capítulo 4, el modelo se ha desarrollado de forma que sea posible establecer tiempos de retardo en las comunicaciones de las consignas a las distintas microturbinas. En la Figura 5.34 se muestran los resultados obtenidos para la tensión y la frecuencia en la “barra microrred” cuando se aplica un retardo de 0.1s a la comunicación de todas las consignas salientes del control centralizado. En la Figura 5.34(a) se muestran los resultados cuando se realiza la transición en el momento de máxima exportación y en la Figura 5.34(b) al realizar la transición en el momento de máxima importación.



VALIDACIÓN Y RESULTADOS



(a)



(b)

Figura 5.34 Tensión y frecuencia en la “barra microrred” cuando se realiza la transición con un retardo de 0.1s en las comunicaciones a) con máxima exportación de potencia activa y b) con máxima importación de potencia activa

Tras todas las simulaciones realizadas, se ha concluido que cuando el retardo de las comunicaciones supera los 0.13s el sistema pierde la estabilidad y el relé que controla las sobretensiones máximas admisibles actúa. Sin embargo, este valor de 0.13s se considera válido, con la tecnología actual.

5.6 Conclusiones

Con el objetivo de validar la nueva metodología propuesta en esta tesis, en este capítulo se han mostrado los resultados obtenidos al aplicar distintos algoritmos de control al modelo de microturbina: algoritmos de control PQ (para el control de las potencias activa y reactiva inyectadas en la red) y Vf (para el control de la tensión y frecuencia en caso de funcionar en isla). Estos algoritmos se han aplicado para un sistema con una única microturbina y para un sistema con 5 microturbinas, caso en el que se ha aplicado también el nuevo algoritmo de control propuesto en esta tesis.

Además, se ha analizado y validado la operación del nuevo método propuesto para el cambio en el modo de funcionamiento, que permite el paso de funcionamiento en conexión a red a funcionamiento en isla y viceversa, sin la desconexión del sistema.

Para poder realizar esta validación, en primer lugar se ha procedido a la parametrización del modelo de microturbina, tanto para el modelo de 30kW como para el modelo de 60kW, habiendo comprobado posteriormente la validez del modelo del sistema de generación usado en la validación de los algoritmos de control, mediante comparación con datos reales de funcionamiento de la microturbina Capstone C30.

Una vez realizada la parametrización y establecido el rango de validez del modelo de generación, se han realizado simulaciones para la comprobación del correcto funcionamiento de los algoritmos de control. Para el caso de funcionamiento en conexión a red se han realizado cambios de consigna con escalones de diferentes magnitudes, tanto para el caso de una única microturbina como para el caso de cinco microturbinas, siempre dentro del rango de validez establecido para el modelo de la microturbina. Lo mismo se ha realizado en el caso de funcionamiento en isla, esta vez con la desconexión y reconexión de cargas y también con cambios de consigna.

Para el caso de varias microturbinas, funcionando en una red aislada, se ha realizado la comparación de funcionamiento entre el algoritmo de control maestro-esclavo y el nuevo algoritmo de control centralizado, propuesto en esta tesis para la mejora de la eficiencia. Además se ha realizado la comparación de eficiencia global en el desarrollo de estos casos. De los casos analizados se concluye que el algoritmo presentado en esta tesis es válido para el control de varias microturbinas en una microrred.

Además, debido a la flexibilidad que ofrece esta tecnología a los usuarios, es recomendable para sistemas de microcogeneración, donde se deben de tener en cuenta las necesidades tanto de electricidad como de calor y por lo tanto la eficiencia global del sistema completo. A partir de los resultados obtenidos, se puede concluir que el nuevo método propuesto para la modificación de los algoritmos de control y el cambio del modo de funcionamiento del sistema es válido. Además, es aplicable a sistemas para la transición de dicho modo de funcionamiento mediante la incorporación de métodos para la sincronización de la tensión

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES

- 6.1 Aportaciones de la tesis**
- 6.2 Líneas de trabajo futuras**

6 Conclusiones

6.1 Aportaciones de la tesis

La instalación de generadores de pequeña potencia en redes de baja tensión, formando “microrredes” capaces de funcionar de forma independiente de la red de compañía, además de ser una solución a la integración de la generación distribuida, puede ayudar a las redes de distribución y a los usuarios a mejorar la calidad del suministro. A su vez, es posible satisfacer tanto la demanda de energía eléctrica como la de energía térmica de los usuarios alimentados por estas microrredes. Para ello, las microturbinas se perfilan como una de las principales alternativas tecnológicas, debido a sus características favorables.

En la primera parte de esta tesis, se ha descrito el marco normativo actual y la situación de la implantación de la cogeneración. Se ha definido el concepto de microrred y la estructuración de la misma, haciendo por último una descripción de los sistemas de generación mediante microturbina y sus características y componentes fundamentales.

A continuación se ha realizado una revisión del estado del arte de la modelización de microturbinas de gas y los algoritmos de control aplicados a microrredes. De esta revisión, se ha concluido que, aunque se plantean soluciones para la sincronización de tensiones y frecuencias para la reconexión automática de los sistemas aislados a la red de compañía, en la bibliografía existente no se describen las modificaciones a realizar en los algoritmos de control de los generadores, para pasar de un modo de funcionamiento a otro.

Del mismo modo, aunque se plantean soluciones para el reparto de la generación de electricidad en microrredes aisladas, con el objetivo de mantener la tensión y la frecuencia en sus valores nominales, no se ha planteado lo que este reparto supone de cara a las necesidades de energía térmica de los usuarios, desatendiéndose éstas en el caso de los algoritmos de control utilizados en la bibliografía existente.

Por otra parte, con el objetivo de poder realizar simulaciones con las que poder validar el funcionamiento de los sistemas de generación mediante microturbina, aplicados a microrredes, se ha completado la modelización del sistema tomando como base la modelización propuesta por Lasseter. Sobre este modelo, se han implementado algoritmos de control PQ y Vf, de manera que el sistema pueda funcionar en ambos modos de funcionamiento, tanto en conexión a red como en isla. Estos algoritmos PQ y Vf funcionan de forma que el sistema responde correctamente a las variaciones introducidas, tanto de consignas en el caso del funcionamiento PQ, como de cambios de cargas en el caso del funcionamiento Vf.

Posteriormente, se ha propuesto un nuevo método para la modificación automática de los controles de los generadores de forma que se pueda realizar la transición de un modo de funcionamiento a otro (conexión a red de compañía a isla y viceversa) de forma segura. Se han descrito tanto las condiciones que se deberán cumplir como la forma de aplicación de las mismas a los algoritmos de control.

CONCLUSIONES

Además, se ha desarrollado un nuevo algoritmo de control centralizado para funcionamiento en isla, que permite a cada usuario establecer sus necesidades de energía térmica, estableciendo a partir de ésta el punto de funcionamiento de la microturbina. A partir de este punto de funcionamiento, y teniendo en cuenta las necesidades de energía eléctrica para mantener la tensión y la frecuencia de la red, el nuevo algoritmo de control desarrollado asigna el exceso o el defecto de generación de energía eléctrica a las microturbinas teniendo en cuenta la eficiencia del sistema.

Para comprobar la validez de los nuevos algoritmos propuestos, se ha utilizado la modelización de una red de baja tensión real, incluyendo el modelo de microturbina parametrizado para dos potencias, 30 y 60kW, y validado a partir de datos reales de funcionamiento de la microturbina Capstone C30. Posteriormente, se han realizado simulaciones de funcionamiento en dos casos:

- Con una única microturbina instalada en una red de baja tensión modelizada, comprobando el funcionamiento en conexión a red y en isla, así como la transición entre ambos modos de funcionamiento.
- Con cinco microturbinas instaladas en una red de baja tensión real, comprobando el funcionamiento en conexión a red y en isla, así como la transición entre ambos modos de funcionamiento. En este caso, para la situación de funcionamiento en isla, se ha comprobado, por una parte, el funcionamiento con un algoritmo de control maestro-esclavo y, por otro, el funcionamiento mediante el nuevo algoritmo de control centralizado.

De las simulaciones realizadas, se concluye que el nuevo método desarrollado para la modificación de los algoritmos de control de cara a la transición entre conectado a red e isla, es capaz de conseguir que dicha transición se produzca de forma segura. Se concluye, además, que los mayores transitorios se originan cuando la exportación o importación de potencia activa es máxima. También se ha comprobado el máximo retardo de las comunicaciones que no suponga la pérdida del sistema estudiado, siendo este retardo de 0.13s para el caso de máxima exportación de potencia activa (el más desfavorable).

Además, para el caso de cinco microturbinas, se ha analizado la respuesta del sistema ante distintos eventos cuando se utiliza un algoritmo de control maestro-esclavo, funcionando bien en todos los casos analizados en los que, sin embargo, se han tenido en cuenta las limitaciones intrínsecas de este algoritmo de control. Posteriormente, se han realizado simulaciones de funcionamiento del sistema con el nuevo algoritmo de control centralizado, obteniéndose resultados mas satisfactorios para todos los casos analizados, superando así las limitaciones propias del algoritmo de control maestro-esclavo y consiguiendo mayores eficiencias globales en el funcionamiento del sistema analizado.

Por todo ello, es posible concluir que las microrredes que utilizan microturbinas son una solución viable a la integración de la generación distribuida y la microgeneración en la red de distribución. Pero, la utilización de controles tipo “droop” o “maestro-esclavo” para el funcionamiento en isla, no tienen en cuenta las necesidades de energía térmica de los usuarios. Es decir, funcionan de forma que se mantengan los valores de tensión y frecuencia en sus valores nominales, utilizando información local. Sin embargo, para largos periodos de funcionamiento

en isla, las eficiencias globales de la generación pueden estar alejadas de los valores óptimos y, las necesidades de energía térmica de algunos usuarios pueden quedar sin cubrir mientras que se sobrepasan ampliamente las de otros. El nuevo algoritmo de control desarrollado y presentado en esta tesis tiene en cuenta las necesidades de generación térmica de cada usuario/generador, sin la necesidad de implementar sistemas complejos multi-agente y resulta una solución sencilla para microrredes que utilizan microturbinas para la generación de energía.

6.2 Líneas de trabajo futuras

En esta tesis se ha presentado un nuevo método para facilitar el cambio de los modos de control de los sistemas de generación cuando se produce la transición del modo de funcionamiento de conexión a red a isla y viceversa. Este método debe integrarse con métodos de sincronización de la tensión y la frecuencia para la transición de isla a conexión a red. Una línea de investigación futura sería el estudio de la integración de esta sincronización y el análisis de los casos en los que la transición debería ser automática, es decir provocada por inestabilidades en la red de compañía.

Por otra parte, se ha estudiado la aplicación del algoritmo de control propuesto a una microrred de baja tensión compuesta únicamente por microturbinas. Como se indicó en la introducción, los algoritmos de control dependerán de las tecnologías de generación instaladas en la microrred. Por lo tanto, otra posible línea de investigación sería el desarrollo de algoritmos de control similares aplicados a microrredes cuya generación se realice mediante sistemas híbridos, donde se incluyan sistemas de microcogeneración además de generación mediante energías renovables. De esta forma, funcionando en isla se podría aprovechar la energía térmica de los sistemas de microcogeneración, aumentando así la eficiencia de los mismos.

Así mismo, la investigación y desarrollo de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica y térmica puede conllevar la mejora de la eficiencia de las microrredes en funcionamiento aislado, así como la mejora de la estabilidad del sistema.

CAPÍTULO 7

REFERENCIAS

7 Referencias

[Alvarez 2009] Alvarez, E., Gómez-Aleixandre, J., de Abajo, N., Lopez, A. M. C. **Algorithm for microgrid on-line central dispatch of electrical power and heat.** *Universities Power Engineering Conference (UPEC), Proceedings of the 44th International.* IEEE, Glasgow, Reino Unido, 2009. p. 1-5.

[Amorim 2005] Amorim, A., Cardoso, A. L., Oyarzabal, J., Melo, N. **Analysis of the Connection of a Microturbine to a Low Voltage Grid.** *International Conference on Future Power Systems.* Amsterdam, Holanda, 2005. p. 1-5.

[Arafat 2012] Arafat, M. N., Palle, S., Sozer, Y., Husain, I. **Transition control strategy between standalone and grid-connected operations of voltage-source inverters.** , *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2012, vol. 48, no 5, p. 1516-1525.

[Bellini 2009] Bellini, A., Franceschini, G., Lorenzani, E., Tassoni, C. **Distributed cogeneration plants.** *IEEE Industry Applications Magazine*, 2009, vol. 15, no 6, p. 61-68.

[Bertani 2004] Bertani, A., Bossi, C., Fornari, F., Massucco, S., Spelta, S., Tivegna, F. **A microturbine generation system for grid connected and islanding operation.** *Power Systems Conference and Exposition*, Nueva York, Estados Unidos, 2004. *IEEE PES.* p. 360-365.

[Blaabjerg 2006] Blaabjerg, F., Teodorescu, R., Liserre, M., Timbus, A. V. **Overview of control and grid synchronization for distributed power generation systems.** *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2006, vol. 53, no 5, p. 1398-1409.

[Cai 2014] Cai, Niannian; Mitra, Joydeep. **A multi-level control architecture for master-slave organized microgrids with power electronic interfaces.** *Electric Power Systems Research*, 2014, vol. 109, p. 8-19.

[Canova 2008] Canova, A., Chicco, G., Genon, G., Mancarella, P. **Emission characterization and evaluation of natural gas-fueled cogeneration microturbines and internal combustion engines.** *Energy Conversion and Management*, 2008, vol. 49, no 10, p. 2900-2909.

[Capstone 2003] Capstone Turbine Corporation. **Technical Reference, component descriptions Capstone model C30 Micro Turbine.** 2003, 410012-001 Rev B

[Chicco 2007] Chicco, Gianfranco; Mancarella, Pierluigi. **Exploiting small-scale cogeneration in energy-related markets.** *IEEE Power Tech*, Lausanne, Suiza. 2007. p. 592-597.

[Colson 2011] Colson, C. M.; Nehrir, M. H. **Algorithms for distributed decision-making for multi-agent microgrid power management.** *Power and Energy Society General Meeting*, Detroit, Estados Unidos, 2011 IEEE. p. 1-8.

REFERENCIAS

[Dimeas 2004] Dimeas, Aris; Hatziaargyriou, Nikos. **A multi-agent system for microgrids**. *Methods and applications of artificial intelligence*. Springer Berlin Heidelberg, 2004. p. 447-455.

[EC 2009] Directiva 2009/72/CE del parlamento europeo y del consejo de 13 de julio de 2009 **sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE DOUE núm. 211**, de 14 de agosto de 2009, p. 55-93

[EC 2009-2] Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, **relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE DOUE núm. 140**, de 5 de junio de 2009, p. 16- 62

[EC 2012] Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, **relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE**, DOUE núm. 315, de 14 de noviembre de 2012, p. 1-56

[EIA 2016] U.S. Energy Information Administration, **International Energy Outlook 2016**, Disponible online: <https://www.eia.gov/outlooks/ieo/>

[Eldin 1994] Eldin, N. **Modelling of the long term dynamic performance of a gas turbo generator set**. *Proceedings of the Third IEEE Conference on Control Applications*. Glasgow, Reino Unido, 1994. p. 491-496.

[El-Sharkh 2007] El-Sharkh, M. Y., Sisworahardjo, N. S., Uzunoglu, M., Onar, O., Alam, M. S. **Dynamic behavior of PEM fuel cell and microturbine power plants**. *Journal of power sources*, 2007, vol. 164, no 1, p. 315-321.

[EPA 2016] United States Environmental Protection Agency, *Disponible online: https://www.epa.gov/energy/distributed-generation-electricity-and-its-environmental-impacts*

[Eurostat 2012] Eurostat, European Commission, **Green house emissions by country** Disponible online: <http://ec.europa.eu/eurostat/>

[Firestone 2005] Firestone, Ryan; Marnay, Chris. **Energy manager design for microgrids**. *Lawrence Berkeley National Laboratory*, 2005.

[Fitzgerald-2003] A.E. Fitzgerald, Charles Kingsley, Jr., Stephen D. Umans, **Electric Machinery**, *McGraw-Hill Companies*, sexta edición 2003, ISBN 970-10-4052-X

[Fu-Sheng 2008] Pai, Fu-Sheng; Huang, Shyh-Jier. **Design and operation of power converter for microturbine powered distributed generator with capacity expansion capability**. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 2008, vol. 23, no 1, p. 110-118.

[Gaonkar 2011] Gaonkar, D. N.; Nayak, Sanjeev. **Modeling and performance analysis of microturbine based Distributed Generation system, "a review"**. *Energytech*, 2011 *IEEE*. p. 1-6.

REFERENCIAS

[Goldstein 2003] Goldstein, L., Hedman, B., Knowles, D., Freedman, S. I., Woods, R., Schweizer, T. **Gas-fired distributed energy resource technology characterizations**. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory Report NREL/TP-620-34783, 2003.

[Green 2007] Green, T. C.; Prodanovic, M. **Control of inverter-based micro-grids**. *Electric Power Systems Research*, 2007, vol. 77, no 9, p. 1204-1213.

[Grillo 2010] Grillo, S., Massucco, S., Morini, A., Pitto, A., Silvestro, F. **Microturbine control modeling to investigate the effects of distributed generation in electric energy networks**. *IEEE Systems Journal*, 2010, vol. 4, no 3, p. 303-312.

[Hajagos 2001] Hajagos, L. M.; Berube, G. R. **Utility experience with gas turbine testing and modeling**. *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*. Columbus, Estados Unidos, 2001. p. 671-677.

[Hamilton 2003] Hamilton, Stephanie. **The handbook of microturbine generators**. Pennwell Books, 2003. ISBN 10-0878148531

[Hannett 1993] Hannett, L. N.; Khan, Afzal. **Combustion turbine dynamic model validation from tests**. *IEEE Transactions on Power Systems*, 1993, vol. 8, no 1, p. 152-158.

[Hasanzadeh 2014] Hasanzadeh, A., Edrington, C. S., Stroupe, N., & Bevis, T. **Real-time emulation of a high-speed microturbine permanent-magnet synchronous generator using multiplatform hardware-in-the-loop realization**. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2014, vol. 61, no 6, p. 3109-3118.

[Hashemi 2012] Hashemi, F., Ghadimi, N., Salehi, M., Ghadimi, R. **Modelling and simulation of microturbine as distributed generation and present a new method for islanding detection**. *Energy Procedia*, 2012, vol. 14, p. 87-93.

[IDAE 2015] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, Ministerio de Industria, Energía y Turismo. **Libro de la Energía 2015** Disponible Online: http://www.minetad.gob.es/energia/balances/Balances/LibrosEnergia/Energia_2015.pdf

[IDAE 2016] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, Ministerio de Industria, Energía y Turismo. **Evaluación completa del potencial de uso de la cogeneración de alta eficiencia y de los sistemas urbanos de calefacción y refrigeración eficientes**, Disponible Online: http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_8_Evaluacion_del_potencial_de_calefaccion_y_refrigeracion_eficientes_ok_e1d142e4.pdf

[IDAE 2016] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, Ministerio de Industria, Energía y Turismo, **Boletín de estadísticas energéticas de cogeneración 2014**, Disponible online: www.idae.es/uploads/.../documentos_Boletin_CHP_2014_web_a16285c9.xlsx

[IEEE 2011] IEEE Standards Association. **IEEE guide for design, operation, and integration of distributed resource island systems with electric power systems**. *IEEE std*, 2011, p. 1547.4-2011.

REFERENCIAS

[Jiayi 2007] Jiayi, Huang; Chuanwen, Jiang; Rong, Xu. **A review on distributed energy resources and MicroGrid**. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2008, vol. 12, no 9, p. 2472-2483.

[Jie 2011] Hu, Jie Feng; Zhu, Jian Guo; Platt, Glenn. **A droop control strategy of parallel-inverter-based microgrid**. *International Conference on Applied Superconductivity and Electromagnetic Devices (ASEMD)*, IEEE, Sydney, Australia 2011. p. 188-191.

[Jin 2012] Jin, C., Gao, M., Lv, X. Chen, M. **A seamless transfer strategy of islanded and grid-connected mode switching for microgrid based on droop control**. *Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*, IEEE, Raleigh, Estados Unidos, 2012. p. 969-973.

[Jurado 2004] Jurado, F.; Cano, A. **Use of ARX algorithms for modelling micro-turbines on the distribution feeder**. *IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution*, 2004, vol. 151, no 2, p. 232-238.

[Jurado 2005] Jurado Melguizo, Francisco y Cano Ortega, Antonio, **La generación eléctrica distribuida con microturbina de gas**, Koobeht 2005. ISBN 10-8496324575

[Jurado 2005] Jurado, Francisco. **Non-linear modeling of micro-turbines using NARX structures on the distribution feeder**. *Energy conversion and management*, 2005, vol. 46, no 3, p. 385-401.

[Kaoru 2008] Koyanagi, K., Taguchi, A., Ishimaru, M., Yokoyama, R. **Study of the load-following performance of distributed generators in a micro-grid**. *IEEJ Transactions on Electrical and Electronic Engineering*, 2008, vol. 3, no 5, p. 492-502.

[Keshtar 2014] Keshtkar, Hessam; Solanki, Jignesh; Solanki, Sarika Khushalani. **Dynamic modeling, control and stability analysis of microturbine in a microgrid**. *T&D Conference and Exposition*, Chicago, Estados Unidos, 2014 IEEE PES. p. 1-9.

[Khanh-2011] Loc, Nguyen Khanh; Jin, Dae Geun; Won, Dong-Jun. **A study on active power and frequency response in microgrid**. *IEEE PowerTech Trondheim*, Noruega. 2011. p. 1-6.

[Koproski 2008] Kroposki, B., Lasseter, R., Ise, T., Morozumi, S., Papatlianassiou, S., Hatziargyriou, N. **Making microgrids work**. *IEEE Power and Energy Magazine*, 2008, vol. 6, no 3, p. 40-53.

[Laili 2012] Laili, M. S., Zakaria, Z. N., Halim, N. H., Ibrahim, P. **Modelling and simulation of microturbine for a distribution system network with hybrid filter**. *IEEE International Power Engineering and Optimization Conference (PEDCO)* Melaka, Malaysia, 2012. p. 204-208.

[Lasseter 2002] LASSETER, Robert H. **Microgrids**. *IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, Nueva York, Estados Unidos, 2002. p. 305-308.

[Lasseter 2006] Robert H. Lasseter, Paolo Piagi, **Control and Design of Microgrid Components**, PSERC Publication 06-03, January 2006

REFERENCIAS

[Lasseter-2001] LASSETER, Robert. **Dynamic models for micro-turbines and fuel cells**. *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, Vancouver, Canada, 2001. p. 761-766.

[Ley 2013] Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, *BOE* núm. 310, de 27/12/2013

[Li 2009] LI, Yun Wei; KAO, ChingNan. **An accurate power control strategy for inverter based distributed generation units operating in a low voltage microgrid**. *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition*. IEEE, San Jose, Estados Unidos, 2009. p. 3363-3370.

[Li 2010] Li, G., Li, G., Yue, W., Zhou, M., Lo, K. L. **Modeling and simulation of a microturbine generation system based on PSCAD/EMTDC**. *5th International Conference on Critical Infrastructure (CRIS)*, IEEE, Beijing, China, 2010. p. 1-6.

[Logenthiran 2011] Logenthiran, Thillainathan; Srinivasan, Dipti; Khambadkone, Ashwin M. **Multi-agent system for energy resource scheduling of integrated microgrids in a distributed system**. *Electric Power Systems Research*, 2011, vol. 81, no 1, p. 138-148.

[Madureira-2005] Madureira, A., Moreira, C., & Lopes, J. P. **Secondary load-frequency control for microgrids in islanded operation**. *Int. Conf. on Renewable Energy and Power Quality*. Zaragoza, España, 2005

[McDonald 2000] McDonald, Colin F. **Low-cost compact primary surface recuperator concept for microturbines**. *Applied Thermal Engineering*, 2000, vol. 20, no 5, p. 471-497.

[Micallef 2012] Micallef, A., Apap, M., Staines, C. S., Zapata, J. G. **Secondary control for reactive power sharing and voltage amplitude restoration in droop-controlled islanded microgrids**. *3rd International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG)*. IEEE, Aalborg, Dinamarca 2012. p. 492-498.

[Mohamed 2009] Mohamed, Azah; Nizam, Muhammad; Salam, A. A. **Performance evaluation of fuel cell and microturbine as distributed generators in a microgrid**. *European Journal of Scientific Research*, 2009, vol. 30, no 4, p. 554-570.

[Moya 2011] Moya Arevalo, Marta, **Sistemas avanzados de microtrigeneración con microturbinas de gas y enfriadoras por absorción con disipación de aire**, Universitat Rovira i Virgili, 2011, Tesis Doctoral

[Moya 2011] Moya, M., Bruno, J. C., Eguia, P., Torres, E., Zamora, I., Coronas, A. **Performance analysis of a trigeneration system based on a micro gas turbine and an air-cooled, indirect fired, ammonia-water absorption chiller**. *Applied Energy*, 2011, vol. 88, no 12, p. 4424-4440.

[Nayak 2012] Nayak, Sanjeev K.; Gaonkar, D. N. **Modeling and performance analysis of microturbine generation system in grid connected/islanding mode**. *International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES)*. IEEE, Karnataka, India, 2012. p. 1-6.

REFERENCIAS

[Nayak 2012] Nayak, Sanjeev K.; Gaonkar, D. N. **Modeling and performance analysis of microturbine generation system in grid connected/islanding mode.**, *International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES)*. IEEE, Karnataka, India, 2012. p. 1-6.

[Nikkhajoie 2005] Nikkhajoie, Hassan; Iravani, M. Reza. **A matrix converter based micro-turbine distributed generation system.** *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2005, vol. 20, no 3, p. 2182-2192.

[NREL 2017] National Renewable Energy Laboratory, U.S. Department of Energy, **Transparent Cost Database**, Disponible online: <http://en.openei.org/apps/TCDB>

[Orden 1985] Orden de 5 de septiembre de 1985 **por la que se establecen normas administrativas y técnicas para funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5.000 KVA y centrales de autogeneración eléctrica.** *BOE núm. 219*, de 12 de septiembre de 1985, p. 28810-28814

[Peças 2006] Lopes, J.; Moreira, C. L.; Madureira, A. G. **Defining control strategies for microgrids islanded operation.** *IEEE Transactions on Power Systems*, 2006, vol. 21, no 2, p. 916-924.

[Peças 2006] Lopes, JA Peças; Moreira, C. L.; Madureira, A. G. **Defining control strategies for microgrids islanded operation.** *IEEE Transactions on Power Systems*, 2006, vol. 21, no 2, p. 916-924.

[Piagi 2006] Piagi, Paolo; Lasseter, Robert H. **Autonomous control of microgrids.** *Power Engineering Society General Meeting*. IEEE, Montreal, Canada, 2006. p. 8 pp.

[Pilavachi 2002] Pilavachi, P. A. **Mini-and micro-gas turbines for combined heat and power.** *Applied thermal engineering*, 2002, vol. 22, no 18, p. 2003-2014.

[Pipattanasomporn 2009] Pipattanasomporn, Manisa; FEROUZE, Hassan; RAHMAN, S. **Multi-agent systems in a distributed smart grid: Design and implementation.** *IEEE Power Systems Conference and Exposition*, Seattle, Estados Unidos, 2009. p. 1-8.

[Ranjbar 2011] Ranjbar, M., Ebrahimirad, H., Mohaghegh, S., & Ghaleh, A. **Seamless transfer of three-phase grid-interactive microturbine inverter between grid-connected and stand-alone modes.** *19th Iranian Conference on Electrical Engineering (ICEE)*. IEEE, Tehran, Iran, 2011. p. 1-6.

[RD 2002] Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, **por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.** *BOE núm. 224*, de 18 de septiembre de 2002, p. 33084-33086

[RD 2007] Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, **sobre fomento de la cogeneración,** *BOE núm. 114*, de 12 de mayo de 2007, p. 20605-20609

[RD 2011] Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, **por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.** *BOE núm. 295*, de 8 de diciembre de 2011, p. 130033-130064

REFERENCIAS

[RD 2014] Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, **por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos**. *BOE núm. 140*, de 10 de junio de 2014, p. 43876-43978

[RD 2015] Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, **por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo** *BOE núm. 243*, de 10 de octubre de 2015, p. 94874-94917

[RD 2016] Real Decreto 56/2016, de 12 de febrero, **por el que se transpone la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, en lo referente a auditorías energéticas, acreditación de proveedores de servicios y auditores energéticos y promoción de la eficiencia del suministro de energía**, *BOE núm. 38*, de 13 de febrero de 2016, p. 11655-11681

[RD 842/2002] Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, **por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión**, *BOE núm. 224*, de 18 de septiembre de 2002, p. 33084-33086

[REE 2017] REE, Red Eléctrica Española, **Mercados y Precios**, Disponible Online: <https://www.esios.ree.es/es/mercados-y-precios> 2017

[Restmac 2007] Creating Markets for Renewable Energy Technologies, **Cogeneration at small scale**. EU RES Technology Marketing Campaigns (RESTMAC), European Commission www.energy-cities.eu 2007

[Rowen 1992], Rowen, William I. **Simplified mathematical representations of single shaft gas turbines in mechanical drive service**. *ASME International Gas Turbine and Aeroengine Congress and Exposition*. American Society of Mechanical Engineers, Colonia, Alemania, 1992. p. V005T15A001-V005T15A001.

[San Marín 2008] San Martín, J. I., Zamora, I., San Martín, J. J., Aperribay, V., Eguía, P. **Trigeneration systems with fuel cells**. *International Conference on Renewable Energies and Power*, Santander, España, 2008, vol. 40, p. 65-85.

[Shankar 2014] Shankar, G.; Mukherjee, V. **Load-following performance analysis of a microturbine for islanded and grid connected operation**. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2014, vol. 55, p. 704-713.

[Simpson-Porco-2015] Simpson-Porco, J. W., Shafiee, Q., Dörfler, F., Vasquez, J. C., Guerrero, J. M., Bullo, F. **Secondary frequency and voltage control of islanded microgrids via distributed averaging**. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2015, vol. 62, no 11, p. 7025-7038.

[Sisworahardjo 2008] Sisworahardjo, N_S; El-Sharkh, M. Y.; Alam, M. S. **Neural network controller for microturbine power plants**. *Electric Power Systems Research*, 2008, vol. 78, no 8, p. 1378-1384.

[Sisworahardjo 2013] Sisworahardjo, N.; El-Sharkh, M. Y. **Validation of artificial neural network based model of microturbine power plant**. *IEEE Industry Applications Society Annual Meeting, Orlando, Estados Unidos*, 2013. p. 1-5.

REFERENCIAS

[Soares 2011] SOARES, Claire. **Microturbines: applications for distributed energy systems**. Butterworth-Heinemann, 2011. ISBN 10-0080549489

[Sudipta 2007] Chakraborty, Sudipta; Weiss, Manoj D.; Simoes, M. Godoy. **Distributed intelligent energy management system for a single-phase high-frequency AC microgrid**. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2007, vol. 54, no 1, p. 97-109.

[Sudipta 2007] Chakraborty, Sudipta; Weiss, Manoj D.; Simoes, M. Godoy. **Distributed intelligent energy management system for a single-phase high-frequency AC microgrid**. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 2007, vol. 54, no 1, p. 97-109.

[U.N. 1998] Naciones Unidas, **Protocolo de Kyoto de la convención marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático**, http://unfccc.int/kyoto_protocol/, 1998

[U.N. 2015] Naciones Unidas, **Acuerdo de Paris**, http://unfccc.int/paris_agreement/, 2015

[U.S. 2016] U.S. Department of Commerce, **National Oceanic and Atmospheric Administration**, Earth System Research Laboratory, <http://www.esrl.noaa.gov>

[UNESA 2015] UNESA Asociación Española de la industria eléctrica, **Avance estadístico de 2015**. <http://www.unesa.es/biblioteca/category/11-avances-estadisticos>, 2015

[Vukasinovic 2016] Vukašinović, V., Gordić, D., Babić, M., Jelić, D., Končalović, D. **Review of efficiencies of cogeneration units using internal combustion engines**. *International Journal of Green Energy*, 2016, vol. 13, no 5, p. 446-453.

[Wade 2017] World Alliance for Decentralized Energy, <http://www.localpower.org/> 2017

[Walling 2008] Walling, R. A., Saint, R., Dugan, R. C., Burke, J., Kojovic, L. A. **Summary of distributed resources impact on power delivery systems**. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2008, vol. 23, no 3, p. 1636-1644.

[Wang 2011] Wang, X., Guerrero, J. M., Blaabjerg, F., Chen, Z. **Secondary voltage control for harmonics suppression in islanded microgrids**. *IEEE Power and Energy Society General Meeting, Detroit, Estados Unidos*, 2011. p. 1-8.

[Wasiak 2008] Wasiak, I., Thoma, M. C., Foote, C. E., Mienski, R., Pawelek, R., Gburczyk, P., Burt, G. M. **A power-quality management algorithm for low-voltage grids with distributed resources**. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2008, vol. 23, no 2, p. 1055-1062.

[Wei 2008] Wei, H., Jianhua, Z., Ziping, W., Ming, N. **Dynamic modelling and simulation of a Micro-turbine generation system in the microgrid**. *IEEE International Conference on Sustainable Energy Technologies*, Singapore, 2008. p. 345-350.

[Wei 2009] Wei, H., Ziping, W., Ming, N., Jianhua, Z., Yuanbo, G., Chong, W. **Dynamic modelling and simulation of microturbine generation system for the**

parallel operation of microgrid. *IEEE International Conference on Sustainable Power Generation and Supply, SUPERGEN'09.* Beijing, China, 2009. p. 1-8.

[Xu 2014] Xu, X., Jia, H., Chiang, H. D., Yu, D. C., Wang, D. **Dynamic Modeling and Interaction of Hybrid Natural Gas and Electricity Supply System in Microgrid.** *IEEE Transactions on Power Systems*, 2015, vol. 30, no 3, p. 1212-1221.

[Yinger 2001] Yinger, Robert J. **Behavior of Capstone and Honeywell Microturbine Generators During Load Changes**, *consortium for electric reliability technology solutions (CERTS)*, 2001

[Yu 2009] Yu, Xunwei; Jiang, Zhenhua; Abbasi, Atideh. **Dynamic modeling and control design of microturbine distributed generation systems.** *IEEE International Electric Machines and Drives Conference, Miami, Estados Unidos, 2009. IEMDC'09.* p. 1239-1243.

[Yu 2013] Yu, Tao; Tong, Jia-Peng. **Auto disturbance rejection control of microturbine system.** *IEEE Power and Energy Society General Meeting-Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, Pittsburgh, Estados Unidos, 2008* p. 1-6.

[Zaki 2007] Zaki, Galal M.; Jassim, Rahim K.; Alhazmy, Majed M. **Brayton refrigeration cycle for gas turbine inlet air cooling.** *International Journal of Energy Research*, 2007, vol. 31, no 13, p. 1292-1306.

[Zamora 2005] Zamora, I., San Martín, J. I., Mazón, A. J., San Martín, J. J., Aperribay, V. **Emergent technologies in electrical microgeneration.** *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, 2005, vol. 3, no 2.

[Zhu 2002] Zhu, Y.; Tomsovic, K. **Development of models for analyzing the load-following performance of microturbines and fuel cells.** *Electric Power Systems Research*, 2002, vol. 62, no 1, p. 1-11.