



Universitat d'Alacant  
Universidad de Alicante

INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES  
EN REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES

Manuel Vicent Gascó González



Tesis

**Doctorales**

[www.eltallerdigital.com](http://www.eltallerdigital.com)

UNIVERSIDAD de ALICANTE

**Universidad de Alicante**  
**Departamento de Ingeniería Civil**  
**Área de Ingeniería Eléctrica**



**TESIS DOCTORAL**

**INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES  
EN REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES**

**Autor: Manuel Vte. Gascó González**

**Directores: Salvador Ivorra Chorro**

**Manuel Vte. Gascó Mas**

**Año 2013**



Universitat d'Alacant  
Universidad de Alicante

## RESUMEN

El presente documento conforma la tesis doctoral titulada “**Integración de Energías Renovables en Redes Eléctricas Inteligentes**”. Impulsada por el auge en las energías renovables y las redes inteligentes, la tesis hace un recorrido a través de los sistemas de generación, acumulación y control del sistema eléctrico. Se modela una red distribuida, un sistema de generación fotovoltaico y un sistema de generación eólica y se realizan los estudios de integración estáticos y dinámicos para analizar el comportamiento de las redes con presencia de generación renovable distribuida y sistemas de acumulación. Finalmente, se propone la optimización de los sistemas de generación propuestos para prestar el servicio complementario de ajuste de frecuencia en una red distribuida. Como resultados se presenta el balance de las mejoras que la generación propuesta comporta a la red distribuida estudiada y se desarrollan una serie de objetivos para optimizar la presencia de generación distribuida e implementar nuevas consignas de control.

## ABSTRACT

This document forms the PhD. Thesis entitled “**Smart Grid Renewable Energy Integration**”. Encouraged by the boom in renewable energy and smart grids, this thesis makes a journey through the generation, storage and power control systems. A distributed grid model is developed, as a photovoltaic generation system and a wind power generation plant. The study is developed in order to perform integration studies and to analyze the static and dynamic behavior of distributed networks with distributed renewable generation and storage systems presence. Finally, the optimization of generation systems is proposed for providing additional frequency control ancillary service. As results, improvements in the behavior of the distributed grid are presented and a series of proposals for optimization is developed in order to maximize the integration of renewable energy resources and new control strategies.



Universitat d'Alacant  
Universidad de Alicante

## AGRADECIMIENTOS

Al terminar mi trabajo de Doctorado y releerlo soy consciente que mis resultados son un grano de arena en la inmensa labor de personas que han trabajado previamente en la disciplina que abordo en estas hojas. Por ello dedico esta Tesis a cuantos de forma ilustre, conocida o anónimamente, me han precedido en el desarrollo de esta disciplina.

Es cierto que mi trabajo de doctorado ha sido posible porque desde la Escuela y Universidad, un sinfín de profesores dedicaron su vida a educarme y transmitirme sus valores y conocimientos. Estos últimos, sin los valores, hubiesen sido como una flor sin olor. Por ello, y desde esta página, mi agradecimiento. En especial a Félix Romero de León, que creyó en mí con su comprensión y apoyo.

No puedo olvidar a mi madre y a mi padre porque fueron puerto desde el que partir, descansar y avituallarme cuando más adversas eran las circunstancias. Gracias por su permanente estar en su sitio. Y con ellos a mi hermana, a quien debo agradecer el apoyo incondicional que ininidad de veces me ha mostrado.

Gracias también a mi Director de Tesis, Salvador Ivorra, que ha sabido impulsarme confiadamente desde el primer instante, perfilando las posibilidades e idoneidad de la Tesis desde el estado del arte, para que, finalmente, viese la luz este trabajo de Doctorado. Y otra vez a mi padre, porque como Co-Director de Tesis, me ha orientado en la necesidad de trabajar para que la energía sea un bien al alcance de todos con el mínimo coste socioeconómico.

Es verdad, que este trabajo ha requerido la consulta a muchos profesores y profesionales. A título de ejemplo cabe citar a Santiago Arnaltes, Jefe del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Carlos III de Madrid, y Rafael Gamero, empresario del sector renovable. De igual forma a cuantos me han permitido acceder a los conocimientos que han enriquecido esta obra. También a mis primos, Arturo y Javier, quienes me asesoran en el día a día de mis obligaciones laborales.

Por último, agradecer a Mónica, mi compañera, porque siempre espera lo mejor de mí.

Gracias a todos.



Universitat d'Alacant  
Universidad de Alicante

## ÍNDICE GENERAL

Capítulo 1 Planteamiento y Objetivos de la Tesis .....	1
1.1.- Introducción .....	1
1.2.- Descripción de las Redes Inteligentes .....	5
1.2.1.- Generación Distribuida .....	6
1.2.2.- Sistemas de Acumulación .....	7
1.2.3.- Gestión Activa de la Demanda .....	8
1.2.3.1.- Medida de la Energía .....	8
1.2.3.2.- El Contador Inteligente .....	9
1.2.4.- Operación y Control de la Red Inteligente .....	10
1.2.4.1.- Definición de las Microrredes .....	13
1.2.5.- Normativa de las Redes Inteligentes .....	14
1.2.5.1.- Normativa Europea .....	15
1.2.5.2.- Normativa Española .....	16
1.2.6.- Problemática de las Redes Inteligentes .....	17
1.3.- Objetivos y Alcance de la Investigación .....	18
1.4.- Estructura de la Tesis .....	19
Capítulo 2 Sistemas de Generación y Acumulación Distribuida .....	21
2.1.- Sistemas Distribuidos de Generación Eléctrica .....	21
2.1.1.- Sistemas de Conversión de Energía Eólica .....	22



---

2.1.1.1.- Generador Eólico Síncrono .....	23
2.1.1.2.- Generador Eólico Asíncrono .....	24
2.1.1.3.- Generador de Velocidad Variable .....	24
2.1.1.3.1.- Generador de Velocidad Variable Síncrono .....	25
2.1.1.3.2.- Generador de Velocidad Variable Doblemente Alimentado .....	26
2.1.1.3.2.1- Crowbar y Chopper .....	28
2.1.1.4.- Conexión de la Generación Eólica .....	31
2.1.2.- Sistemas de Energía Solar.....	33
2.1.2.1.- Energía Solar Termoeléctrica.....	33
2.1.2.1.1.- Concentradores Cilindro-Parabólicos.....	34
2.1.2.1.2.- Concentrador de Torre Central .....	36
2.1.2.1.3.- Discos.....	37
2.1.2.2.- Energía Solar Fotovoltaica .....	37
2.1.3.- Turbinas de Gas, Microturbinas .....	39
2.1.4.- Turbinas de Vapor .....	41
2.1.5.- Minihidráulica .....	43
2.1.6.- Motores Alternativos.....	44
2.1.7.- Resumen de los Sistemas de Generación .....	47
<b>2.2.- Sistemas Distribuidos de Almacenamiento de Energía .....</b>	<b>49</b>
2.2.1.- Pila de Combustible .....	51
2.2.1.1.- Clasificación de las Pilas de Combustible .....	52
2.2.1.2.- Detalles de las Pilas de Combustible .....	52
2.2.2.- Volante de Inercia .....	53
2.2.3.- Sistemas de Bombeo Y Turbinado.....	54
2.2.4.- Sistemas de Aire Comprimido.....	55
2.2.4.1.- Proceso de Compresión .....	56
2.2.4.2.- Proceso de Expansión.....	56
2.2.4.3.- Almacenamiento de Aire .....	57

---

2.2.5.- Sistemas de Baterías Electroquímicas.....	57
2.2.5.1.- Baterías electroquímicas de plomo ácido.....	58
2.2.5.2.- Baterías de alta densidad.....	58
2.2.5.3.- Baterías de flujo de Vanadio .....	59
2.2.6.- Sistemas Térmicos.....	59
2.2.7.- Supercondensadores, EDLC.....	60
2.2.8.- Superconductores, SMES, HTS.....	60
2.2.9.- El Vehículo Eléctrico .....	61
2.2.9.1.- Detalles del Vehículo Eléctrico .....	62
2.2.9.2.- Conexión del Vehículo Eléctrico con la RED.....	64
2.2.9.2.1.- Tipos de conector.....	66
2.2.9.2.1.1.- Inductivos .....	66
2.2.9.2.1.2.- Conductivos.....	66
2.2.9.2.2.- Tipos de Recarga .....	67
2.2.9.3.- V2G, Control y Comunicaciones .....	67
2.2.10.- Resumen de los Sistemas de Acumulación .....	68
<b>2.3.- Tecnologías de Regulación del Sistema Eléctrico .....</b>	<b>69</b>
2.3.1.- Baterías de Condensadores.....	69
2.3.2.- Transformadores .....	69
2.3.2.1.- Transformadores con Tomas, SVR.....	69
2.3.2.2.- Transformador de Desplazamiento de Fase, PST .....	70
2.3.2.3.- Transformador de Desplazamiento de Fase Asistido, APST .....	71
2.3.3.- FACTS.....	71
2.3.3.1.- Sistemas en Serie .....	73
2.3.3.1.1. – Compensador en Serie.....	73
2.3.3.1.2.- Compensador en Serie Conmutado por Tiristores, TSSC .....	74
2.3.3.1.3.- Condensador en Serie Controlado por Tiristores, TCSC .....	74
2.3.3.1.4.- Compensador en Serie VAR Estático SSVC .....	75

2.3.3.1.5.- Compensador en Serie Estático Síncrono SSSC .....	75
2.3.3.1.6.- Recuperador Dinámico de Tensión, DVR .....	77
2.3.3.1.7.- Bobina en Serie controlada por Tiristores, TCSR .....	77
2.3.3.2.- Sistemas en Paralelo.....	78
2.3.3.2.1.- Bobina controlada por Tiristores, TCR .....	78
2.3.3.2.2.- Condensador conmutado por Tiristores, TSC .....	79
2.3.3.2.3.- Compensador Síncrono VAR Estático, SVC.....	79
2.3.3.2.4.- Compensador Estático Síncrono STATCOM .....	81
2.3.3.2.5.- Generador síncrono estático, SVG .....	82
2.3.3.3.- Sistemas Combinados.....	83
2.3.3.3.1.- Controlador Interlínea de Flujos de Potencia IPFC .....	83
2.3.3.3.2.- Controlador Unificado de Flujos Generalizado, GUPFC .....	84
2.3.3.3.3.- Controlador Unificado del Flujo de Energía UPFC.....	84
2.3.3.3.4.- Controlador de Flujo Dinámico, DFC .....	86
2.3.4. - Dispositivos <i>Back to Back</i> .....	87
2.3.4.1.- HVDC .....	87
2.3.4.2.- HVDC-VSC.....	87
2.3.5.- Resumen de los Sistemas de Regulación.....	88
<b>2.4.- Sistemas electrónicos de Conversión de Potencia .....</b>	<b>90</b>
2.4.1.- Módulos del Sistema de Conversión.....	91
2.4.1.1.- Rectificador AC a DC .....	91
2.4.1.2.- Conversor DC a DC.....	92
2.4.1.3.- Inversor DC a AC .....	94
2.4.2.- Características de los Sistemas de Conversión de Potencia .....	95
2.4.2.1.- IPEM Generador DC .....	95
2.4.2.2.- IPEM Generador DC con Regulación.....	96
2.4.2.3.- IPEM Generador AC.....	96
<b>Capítulo 3 Modelado del Sistema de Distribución .....</b>	<b>99</b>
<b>3.1.- Descripción del Sistema de Distribución .....</b>	<b>103</b>

3.2.- Modelado de la Línea .....	107
3.3.- Modelado de las Cargas .....	109
3.4.- Modelado de la Instalación Fotovoltaica .....	113
3.4.1.- Modelo Matemático del Generador Fotovoltaico.....	116
3.4.2.- Diseño y Control de la Instalación Fotovoltaica .....	122
3.5.- Modelo de Parque Eólico .....	124
3.5.1.- El Generador Asíncrono Doblemente Alimentado .....	127
3.5.2.- Diseño y Control de la Planta.....	132
3.6.- Funcionamiento del Sistema .....	135
3.6.1.- Demanda.....	135
3.6.2.- Generación Distribuida.....	136
3.6.3.- Casos de Estudio .....	139
Capítulo 4 Estudios en Régimen Permanente.....	141
4.1.- Estudio de la Red de Distribución, “Red Exterior” .....	143
4.1.1.- Potencia de cortocircuito, “Red Exterior”.....	144
4.1.2.- Flujo de Cargas, “Red Exterior”.....	145
4.1.2.0- Flujo de Cargas, “Red Exterior, en Vacío”.....	145
4.1.2.1- Flujo de Cargas “Red Exterior y Carga Mínima” .....	147
4.1.2.2- Flujo de Cargas “Red Exterior y Carga Máxima”.....	149
4.2.- Estudio de “Red Exterior y FV”.....	151
4.2.1.- Potencia de cortocircuito, “Red Exterior y FV” .....	152
4.2.2.- Flujo de Cargas, “Red Exterior y FV” .....	153
4.2.2.1- Flujo de Cargas “Red Exterior y FV a Carga Máxima” .....	153
4.2.2.2- Flujo de Cargas “Red Exterior y FV a Demanda Mínima” .....	155
4.2.2.3- Flujo de Cargas “Red Exterior y FV a Demanda Máxima” .....	157
4.3.- Estudio de “Red Exterior, FV y PE” .....	159

---

---

4.3.1.- Potencia de cortocircuito, “Red Exterior, FV y PE” .....	160
4.3.2.- Flujo de Cargas, “Red Exterior, FV y PE” .....	162
4.3.2.1- Flujo de Cargas “Red Exterior, FV y PE a Carga Mínima” .....	162
4.3.2.2- Flujo de Cargas “Red Exterior, FV y PE a Carga Máxima” .....	164
4.3.2.3- Flujo de Cargas “Red Exterior, FV y PE a Demanda Mínima” .....	166
4.3.2.4- Flujo de Cargas “Red Exterior, FV y PE a Demanda Máxima” .....	168
4.4.- Comparativa .....	169
4.5.- Funcionamiento en Isla .....	170
4.5.1.- Potencia de Cortocircuito, “Red en Isla” .....	176
4.6.- Evaluación del Régimen Permanente .....	177
Capítulo 5 Análisis de Estabilidad Transitoria .....	179
5.1.- Análisis del Cortocircuito “Red Exterior” .....	185
5.1.1.- Cortocircuito “Red Exterior, Trifásico” .....	185
5.1.2.- Cortocircuito “Red Exterior, Bifásico” .....	186
5.2.- Análisis de Cortocircuito “Red Exterior y FV” .....	187
5.2.1.- Cortocircuito “Red Exterior y FV, Trifásico” .....	187
5.2.2.- Cortocircuito “Red Exterior y FV, Bifásico” .....	192
5.3.- Análisis del Cortocircuito “Red Exterior y PE” .....	195
5.3.1.- Cortocircuito “Red Exterior y PE, Trifásico” .....	195
5.3.2.- Cortocircuito “Red Exterior y PE, Bifásico” .....	200
5.4.- Análisis de Cortocircuito “Red Exterior, FV y PE” .....	203
5.4.1.- Cortocircuito “Red Exterior, FV y PE, Trifásico” .....	203
5.4.2.- Cortocircuito “Red Exterior, FV y PE, Bifásico” .....	206
5.4.3.- Cortocircuito Franco “Red Exterior, FV y PE” .....	210
5.5.- Evaluación de la Estabilidad Transitoria .....	213
Capítulo 6 Control de Frecuencia .....	215

---

---

6.1.- Caso de Deslastre en la red.....	218
6.1.1.- Frecuencia, “Red Exterior” .....	218
6.1.2.- Frecuencia, “Red Exterior, FV y PE” .....	219
6.1.3.- Frecuencia, “Red Exterior, FV y PE con Control de Frecuencia” .....	221
6.1.3.1.- Control de frecuencia de la Instalación Fotovoltaica .....	221
6.1.3.2.- Control de frecuencia del Parque Eólico .....	221
6.1.3.2.- Resultados del Control de Frecuencia .....	222
6.2.- Caso de Incremento de Carga .....	226
6.2.1.- Suministro desde la “Red Exterior” .....	226
6.2.2 Caso “Generación FV y PE” .....	227
6.2.3 “Control de Frecuencia” con Reserva para el Control de Frecuencia-Potencia	229
6.3.- Funcionamiento en Isla .....	235
6.3.1- Deslastre del Sistema de Distribución en Isla .....	238
6.3.2- Escalón de Carga del Sistema de Distribución en Isla.....	244
6.4.- Evaluación del Control de Frecuencia.....	249
Capítulo 7 Conclusiones y futuras líneas de investigación.....	251
7.1.- Conclusiones.....	251
7.2.- Aportaciones Más Relevantes.....	253
7.3.- Futuras Líneas de Investigación .....	255
Bibliografía.....	257
Publicaciones.....	265

---



Universitat d'Alacant  
Universidad de Alicante

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1: Potencia eléctrica instalada en la Unión Europea entre 2.000 y 2.011 [1]... 2	2
Figura 1.2: Porcentaje de los sistemas renovables en la potencia eléctrica total instalada en la Unión Europea [1]..... 2	2
Figura 1.3: Potencia eléctrica total instalada y desconectada en la Unión Europea en el año 2011 [1]..... 3	3
Figura 1.4: Potencia eléctrica total instalada en España a finales del año 2.011 [2]..... 4	4
Figura 1.5: Evolución de la potencia eólica y solar instalada en España entre 1996 y 2011 [2]..... 4	4
Figura 1.6: Porcentaje de cobertura de la demanda peninsular en España [2]..... 5	5
Figura 1.7: Componentes de la red inteligente..... 12	12
Figura 2.1: Potencia eólica instalada en España, MW. .... 22	22
Figura 2.2: Cobertura de la energía eólica, %. .... 22	22
Figura 2.3: Funcionamiento generador síncrono de velocidad variable. .... 25	25
Figura 2.4: Esquema del generador de velocidad variable. .... 26	26
Figura 2.5: Esquema del DFIG..... 27	27
Figura 2.6: Límites de funcionamiento del DFIG. .... 27	27
Figura 2.7: Esquema del DFIG equipado con crowbar y chopper..... 28	28
Figura 2.8: Funcionamiento del DFIG equipado con crowbar en modo normal. .... 28	28
Figura 2.9: Funcionamiento del DFIG en modo crowbar..... 29	29
Figura 2.10: Funcionamiento del DFIG con el convertidor y crowbar desconectados. 30	30



---

Figura 2.11: Funcionamiento del DFIG equipado con crowbar en modo diodo. ....	30
Figura 2.12: Esquema de central termoeléctrica solar de CCP.....	35
Figura 2.13: Esquema de central termoeléctrica solar de torre central. ....	36
Figura 2.14: Esquema de central solar fotovoltaica conectada a red.....	38
Figura 2.15: Esquema de microturbina.....	40
Figura 2.16: Esquema de microturbina de doble eje.....	41
Figura 2.17: Esquema de turbina de vapor. ....	42
Figura 2.18: Esquema de central minihidráulica.....	44
Figura 2.19: Esquema de MCI con generador de velocidad fija.....	45
Figura 2.20: Esquema de MCI con generador PMSG.....	46
Figura 2.21: Esquema de MCI con generador DFIG.....	46
Figura 2.22: Esquema del MCI Híbrido. ....	47
Figura 2.23: Usos de los sistemas de acumulación. ....	50
Figura 2.24: Esquema de la pila de combustible.....	51
Figura 2.25: Esquema del volante de inercia. ....	54
Figura 2.26: Esquema de sistema de bombeo y turbinado. ....	55
Figura 2.27: Esquema de un sistema de aire comprimido. ....	56
Figura 2.28: Esquema de una batería electroquímica.....	57
Figura 2.29: Tipos de vehículos eléctricos. ....	63
Figura 2.30: Diagrama de bloques del vehículo híbrido eléctrico.....	63
Figura 2.31: Diagrama de bloques del vehículo híbrido de pila de combustible. ....	64
Figura 2.32: Diagrama de bloques del vehículo eléctrico conectable. ....	65
Figura 2.33: Esquema del vehículo eléctrico conectable. ....	65
Figura 2.34: Diagrama de bloques del V2G de pila de combustible.....	65

---

---

Figura 2.35: Esquema del vehículo híbrido de pila de combustible conectable.....	66
Figura 2.36: Esquema del transformador con tomas.....	70
Figura 2.37: Transformador con desplazamiento de fase.....	71
Figura 2.38: Compensador en serie.....	73
Figura 2.39: Esquema del TSSC.....	74
Figura 2.40: Esquema del TCSC.....	74
Figura 2.41: Esquema del SSVC.....	75
Figura 2.42: Esquema del SSSC.....	76
Figura 2.43: Esquema del DVR.....	77
Figura 2.44: Esquema del TCSR.....	78
Figura 2.45: Esquema del TCR.....	78
Figura 2.46: Esquema del TSC.....	79
Figura 2.47: Esquema del SVC.....	80
Figura 2.48: Esquema del STATCOM.....	81
Figura 2.49: Esquema del SVG.....	82
Figura 2.50: Esquema del IPFC.....	83
Figura 2.51: Esquema del GUPFC.....	84
Figura 2.52: Esquema del UPFC.....	85
Figura 2.53: Esquema del DFC.....	86
Figura 2.54: Esquema del HVDC.....	87
Figura 2.55: Esquema del HVDC con VSC.....	88
Figura 2.56: Esquema de los sistemas de conversión modulares.....	91
Figura 2.57: Esquema del rectificador AC-DC.....	92
Figura 2.58: Esquema del conversor DC-DC.....	93

---

---

Figura 2.59: Esquema del conversor DC-DC con regulación.....	93
Figura 2.60: Esquema del inversor DC-AC. ....	94
Figura 2.61: Esquema IPEM DC-DC-AC.....	96
Figura 2.62: Esquema IPEM DC-DC-AC con regulación. ....	96
Figura 2.63: Esquema IPEM AC-DC-AC. ....	97
Figura 3.1: Escalas de tiempos para estudios dinámicos de sistemas de potencia [23]. .....	100
Figura 3.2: Morfología del Sistema de Distribución.....	104
Figura 3.3: Perfil de Tensión. Red sin Carga.....	106
Figura 3.4: Circuito equivalente $\pi$ . ....	107
Figura 3.5: Perfil de demanda diaria residencial. ....	111
Figura 3.6: Perfil de demanda diaria en servicios.....	111
Figura 3.7: Perfil de demanda diaria industrial. ....	111
Figura 3.8: Perfil de demanda diaria industrial. ....	112
Figura 3.9: Perfil de demanda diaria industrial. ....	112
Figura 3.10: Perfil de demanda diaria industrial. ....	112
Figura 3.11: Perfil de demanda. ....	113
Figura 3.12: Introducción de la Instalación Fotovoltaica.....	115
Figura 3.13: Perfil generación fotovoltaica. Instalación fija, inclinación $30^{\circ}$ .....	116
Figura 3.14: Curva PQ del Generador Fotovoltaico. ....	116
Figura 3.15: Modelo para el generador fotovoltaico. ....	117
Figura 3.16: Modelo para el generador fotovoltaico con límite superior.....	117
Figura 3.17: Modelo secuencia negativa y secuencia cero, izquierda y derecha.....	118
Figura 3.18: Modelo completo. ....	118
Figura 3.19: Modelo del subtransitorio de secuencia positiva. ....	118

---

---

Figura 3.20: Modelo del transitorio de secuencia positiva.....	119
Figura 3.21: Modelo de fuente de intensidad para el generador estático.....	119
Figura 3.22: Modelo de fuente de tensión para el generador estático. ....	120
Figura 3.23: Controlador de intensidad. ....	121
Figura 3.24: Modelo electromagnético de fuente de intensidad. ....	121
Figura 3.25: Modelo dinámico de fuente de intensidad.....	121
Figura 3.26: Modelo dinámico de fuente de tensión.....	122
Figura 3.27: Diagrama de bloques de la Planta Fotovoltaica.....	122
Figura 3.28: Sistema de control de la Planta Fotovoltaica. ....	123
Figura 3.29: Introducción del Parque Eólico.....	126
Figura 3.30: Curva característica del Generador de Inducción Doblemente Alimentado. .....	127
Figura 3.31: Modelo del Generador de Inducción. ....	128
Figura 3.32: Impedancia del rotor simple. ....	128
Figura 3.33: Impedancia del rotor con jaula de ardilla.....	128
Figura 3.34: Impedancia del rotor de doble jaula. ....	128
Figura 3.35: Modelo de cortocircuito del generador asíncrono doblemente alimentado. .....	129
Figura 3.36: Modelo dinámico del DFIG.....	131
Figura 3.37: Modelo dinámico del DFIG.....	131
Figura 3.38: Generación eólica.....	132
Figura 3.39: Planta eólica.....	133
Figura 3.40: Control PQ eólica. ....	133
Figura 3.41: Red con Fotovoltaica y Parque Eólico.....	134
Figura 3.42: Perfil de Demanda.....	135

---

---

Figura 3.43: Perfil de Generación Fotovoltaica. ....	136
Figura 3.44: Perfil de Demanda con Instalación Fotovoltaica. ....	137
Figura 3.45: Perfil Generación Fotovoltaica y Parque Eólico. ....	138
Figura 3.46: Red con Fotovoltaica y Parque Eólico.....	139
Figura 4.1: Perfil de Tensión “Red Exterior, en Vacío”. ....	146
Figura 4.2: Perfil de Tensión “Red Exterior y Carga Mínima”. ....	148
Figura 4.3: “Red Exterior y Carga Máxima”. ....	150
Figura 4.4: Perfil de Tensiones “Red Exterior y FV a Carga Máxima”.....	154
Figura 4.5: Perfil de Tensiones “Red Exterior y FV a Demanda Mínima”.....	156
Figura 4.6: Perfil de Tensiones “Red Exterior y FV a Demanda Máxima”.....	158
Figura 4.7: Perfil de Tensión “Red Exterior, FV y PE a Carga Mínima”. ....	163
Figura 4.8: “Red Exterior, FV y PE a Carga Máxima”.....	165
Figura 4.9: “Red Exterior, FV y PE a Demanda Mínima”.....	167
Figura 4.10: “Red Exterior, FV y PE a Demanda Máxima”.....	169
Figura 4.11: Red con Fotovoltaica y Parque Eólico.....	170
Figura 4.12: Acumulación y Regulación de la demanda máxima.....	171
Figura 4.13. Acumulación de la energía solar generada. ....	174
Figura 4.14. Comparación del Inversor Fotovoltaico con Despacho. ....	175
Figura 5.1: Huecos de tensión característicos.....	180
Figura 5.2: Cortocircuito Trifásico. REE. ....	181
Figura 5.3: Cortocircuito Bifásico y Monofásico. REE. ....	181
Figura 5.4: Generación de potencia reactiva en huecos de tensión, E.ON.....	182
Figura 5.5: Generación de potencia reactiva en huecos de tensión, REE. ....	182
Figura 5.6: Requisitos frente a huecos de tensión, zonas A, B y C.....	183

---

---

Figura 5.7: Cortocircuito “Red Exterior, Trifásico” . . . . .	185
Figura 5.8: Cortocircuito “Red Exterior, Bifásico” . . . . .	186
Figura 5.9: Cortocircuito “Red Exterior y FV, Trifásico” . . . . .	188
Figura 5.10: Potencias e Intensidades, “Red Exterior y FV, Trifásico” . . . . .	188
Figura 5.11: Tensión DC. “Red Exterior y FV, Trifásico” . . . . .	189
Figura 5.12: Detalle Zona A. “Red Exterior y FV, Trifásico” . . . . .	189
Figura 5.13: Detalle Zona B. “Red Exterior y FV, Trifásico” . . . . .	190
Figura 5.14: Detalle Zona C. “Red Exterior y FV, Trifásico” . . . . .	191
Figura 5.15: Cortocircuito “Red Exterior y FV, Bifásico” . . . . .	192
Figura 5.16: Potencias e Intensidades. “Red Exterior y FV, Bifásico” . . . . .	193
Figura 5.17: Tensión DC. “Red Exterior y FV, Bifásico” . . . . .	194
Figura 5.18: Cortocircuito “Red Exterior y PE, Trifásico” . . . . .	195
Figura 5.19: Potencias e Intensidades. “Red Exterior y PE, Trifásico” . . . . .	196
Figura 5.20: Detalle Zona A. “Red Exterior y PE, Trifásico” . . . . .	197
Figura 5.21: Detalle Zona B. “Red Exterior y PE, Trifásico” . . . . .	198
Figura 5.22: Detalle Zona C. “Red Exterior y PE, Trifásico” . . . . .	198
Figura 5.23: Crowbar. “Red Exterior y PE, Trifásico” . . . . .	199
Figura 5.24: Cortocircuito. “Red Exterior y PE, Bifásico” . . . . .	200
Figura 5.25: Potencias e Intensidades. “Red Exterior y PE, Bifásico” . . . . .	201
Figura 5.26: Crowbar. “Red Exterior y PE, Bifásico” . . . . .	202
Figura 5.27: Cortocircuito. “Red Exterior, FV y PE, Trifásico” . . . . .	203
Figura 5.28: Potencias e Intensidades. “Red Exterior, FV y PE, Trifásico” . . . . .	204
Figura 5.29: Crowbar. “Red Exterior, FV y PE, Trifásico” . . . . .	205
Figura 5.30: Tensión DC. “Red Exterior, FV y PE, Trifásico” . . . . .	205

---

---

Figura 5.31: "Cortocircuito. "Red Exterior, FV y PE, Bifásico".....	206
Figura 5.32: Cortocircuito "Red Exterior, FV y PE, Bifásico".....	207
Figura 5.33: Crowbar. "Red Exterior, FV y PE, Bifásico".....	208
Figura 5.34: Tensión DC. "Red Exterior, FV y PE, Bifásico".....	208
Figura 5.35: Cortocircuito Franco "Red Exterior, FV y PE".....	210
Figura 5.36: Potencias e Intensidades. Cortocircuito Franco. "Red Exterior, FV y PE". .....	211
Figura 5.37: Crowbar. Cortocircuito Franco. "Red Exterior, FV y PE".....	211
Figura 5.38: Tensión DC. Cortocircuito Franco. "Red Exterior, FV y PE".....	212
Figura 6.1: "Red Exterior". Deslastre y Sobrefrecuencia.....	218
Figura 6.2: "Red Exterior, FV y PE". Sobrefrecuencia.....	219
Figura 6.3: "Red Exterior, FV y PE". Caso Deslastre.....	220
Figura 6.4: Sistema de control de frecuencia-potencia. Fotovoltaica.....	221
Figura 6.5: Sistema de control de frecuencia-potencia. Parque Eólico.....	222
Figura 6.6: Caso "Control de Frecuencia".....	223
Figura 6.7: "Control de Frecuencia". Planta Fotovoltaica. Deslastre.....	224
Figura 6.8: "Control de Frecuencia". Parque Eólico. Deslastre.....	225
Figura 6.9: "Red Exterior". Escalón de Carga.....	227
Figura 6.10: "Generación FV y PE". Escalón de Carga.....	228
Figura 6.11: "Generación FV y PE". Escalón de Carga.....	228
Figura 6.12: Reserva de Potencia. Instalación Fotovoltaica.....	229
Figura 6.13: Reserva de Potencia. Parque Eólico.....	230
Figura 6.14: "Control de Frecuencia". Frecuencia. Escalón de Carga.....	231
Figura 6.15: "Control de Frecuencia". Planta Fotovoltaica. Escalón de Carga.....	232
Figura 6.16: "Control de Frecuencia". Parque Eólico. Escalón de Carga.....	233

---

---

Figura 6.17: Sistema de Distribución en Isla, Microrred. ....	237
Figura 6.18: Red en Isla. Deslastre. Respuesta del Generador Síncrono.....	238
Figura 6.19: Red en Isla. Deslastre. Respuesta del Generador Síncrono y PE. ....	239
Figura 6.20: Red en Isla. Deslastre. Respuesta del Generador Síncrono y PE. ....	241
Figura 6.21: Red en Isla. Deslastre. Respuesta del Generador Síncrono, PE y FV. .	242
Figura 6.22: Red en Isla. Deslastre. Tensión DC Instalación Fotovoltaica.....	242
Figura 6.23: Red en Isla. Deslastre. Velocidad y Pitch del Parque Eólico. ....	243
Figura 6.24: Red en Isla. Escalón de Carga. Generador Síncrono. ....	244
Figura 6.25: Red en Isla. Escalón de Carga. Generador Síncrono y Parque Eólico. .	245
Figura 6.26: Red en Isla. Escalón de Carga. Velocidad y Pitch del Parque Eólico. ....	246
Figura 6.27: Red en Isla. Escalón de Carga. Generador Síncrono, PE y FV. ....	247
Figura 6.28: Red en Isla. Escalón de Carga. Parque Eólico. ....	247
Figura 6.29: Red en Isla. Escalón de Carga. Instalación Fotovoltaica. ....	248





Universitat d'Alacant  
Universidad de Alicante

---

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1.1: Estructura del contador inteligente. ....	10
Tabla 2.1: Características de los sistemas de generación distribuida. ....	48
Tabla 2.2: Tiempos de carga y potencia de los sistemas de acumulación. ....	50
Tabla 2.3: Tipos de cargador conductivos. ....	67
Tabla 2.4: Tipos de recarga en función de su duración. ....	67
Tabla 2.5: Evolución tecnológica de control de líneas de transporte. ....	72
Tabla 2.6: Parámetros controlables por los sistemas de regulación. ....	89
Tabla 3.1: Características del Sistema de Distribución. ....	105
Tabla 3.2: Características según Nivel de Tensión. ....	105
Tabla 3.3: Potencia base de las cargas implementadas. ....	110
Tabla 3.4: Escalado de las cargas para cada hora. ....	110
Tabla 3.5: Características de la Planta Fotovoltaica. ....	113
Tabla 3.6: Línea de evacuación de la Instalación Fotovoltaica. ....	114
Tabla 3.7: Características del Parque Eólico. ....	124
Tabla 3.8: Línea de evacuación de la Planta Fotovoltaica. ....	125
Tabla 3.9: Valores de Demanda. ....	135
Tabla 3.10: Valores de Generación Fotovoltaica. ....	136
Tabla 3.11: Valores de Demanda Externa con Instalación Fotovoltaica. ....	137
Tabla 3.12: Valores Generación Fotovoltaica y Parque Eólico. ....	138

---

---

Tabla 3.13: Demanda en cada hora. ....	139
Tabla 3.14: Casos de Estudio.....	140
Tabla 4.1: Casos de Estudio.....	141
Tabla 4.2: Cortocircuito “Red Exterior”. ....	144
Tabla 4.3: Flujo de Cargas “Red Exterior, en Vacío”.....	145
Tabla 4.4: Flujo de Cargas “Red Exterior y Carga Mínima”.....	147
Tabla 4.5: Flujo de Cargas “Red Exterior y Carga Máxima”.....	149
Tabla 4.6: Cortocircuito “Red Exterior y FV”.....	152
Tabla 4.7: Flujo de Cargas “Red Externa y FV a Carga Máxima” .....	153
Tabla 4.8: Flujo de Cargas “Red Externa y FV a Demanda Mínima” .....	155
Tabla 4.9: Flujo de Cargas “Red Externa y FV a Demanda Máxima” .....	157
Tabla 4.10: Cortocircuito “Red Exterior, FV y PE”.....	160
Tabla 4.11: Valores Incrementales. Cortocircuito “Red Exterior / Red Exterior y FV” Vs “Red Exterior, FV y PE”. ....	161
Tabla 4.12: Flujo de Cargas “Red Exterior, FV y PE a Carga Mínima”. ....	162
Tabla 4.13: Flujo de Cargas “Red Exterior, FV y PE a Carga Máxima”. ....	164
Tabla 4.14: Flujo de Cargas “Red Exterior, FV y PE a Demanda Mínima”. ....	166
Tabla 4.15: Flujo de Cargas “Red Exterior, FV y PE a Demanda Máxima”.....	168
Tabla 4.16: Estudio Comparativo del Régimen Permanente.....	169
Tabla 4.17: Demanda en cada hora. ....	171
Tabla 4.18: Cortocircuito “Red Exterior, FV, PE y Generador Convencional”.....	172
Tabla 4.19: Valores Incrementales Cortocircuito “Red Exterior, FV y PE” Vs “Red Exterior, FV, PE y Generador Convencional”.....	173
Tabla 4.20: Estudio Comparativo del Régimen Permanente.....	175
Tabla 4.21: Cortocircuito “Red en Isla”. ....	176

---

---

Tabla 5.1: Valores de Tensión “Red Exterior, Trifásico” .....	185
Tabla 5.2: Cortocircuito “Red Exterior, Bifásico”. Tensiones.....	186
Tabla 5.3: Valores de Tensión “Red Exterior y FV, Trifásico”. .....	188
Tabla 5.4: Evaluación Activa y Reactiva. “Generación FV, Trifásico”. .....	189
Tabla 5.5: Evaluación P.O. “Red Exterior y FV, Trifásico”.....	191
Tabla 5.6: Tensiones, “Red Exterior y FV, Bifásico”.....	192
Tabla 5.7: Evaluación Activa y Reactiva. “Red Exterior y FV, Bifásico”. .....	193
Tabla 5.8: Evaluación P.O. “Red Exterior y FV, Bifásico”.....	194
Tabla 5.9: Tensiones. “Red Exterior y PE, Trifásico”.....	195
Tabla 5.10: Evaluación Activa y Reactiva. “Red Exterior y PE, Trifásico”. .....	196
Tabla 5.11: Evaluación P.O. “Red Exterior y PE, Trifásico”. .....	199
Tabla 5.12: Tensiones. “Red Exterior y PE, Bifásico”.....	200
Tabla 5.13: Evaluación Activa y Reactiva. “Red Exterior y PE, Bifásico”. .....	201
Tabla 5.14: Evaluación P.O. “Red Exterior y PE, Bifásico”. .....	202
Tabla 5.15: Tensiones. “Red Exterior, PV y PE, Trifásico”.....	203
Tabla 5.16: Evaluación Activa y Reactiva. “Red Exterior, FV y PE, Trifásico”. .....	205
Tabla 5.17: Evaluación P.O. “Red Exterior, FV y PE, Trifásico”.....	206
Tabla 5.18: Tensiones. “Red Exterior, FV y PE, Bifásico”.....	208
Tabla 5.19: Evaluación Activa y Reactiva. “Red Exterior, FV y PE, Bifásico”. .....	209
Tabla 5.20: Evaluación P.O. “Red Exterior, FV y PE, Bifásico”.....	209
Tabla 5.21: Tensiones. “Red Exterior, PV y PE”. Cortocircuito Franco. ....	210
Tabla 5.22: Activa y Reactiva. “Red Exterior, FV y PE”. Cortocircuito Franco. ....	212
Tabla 5.23: Evaluación P.O. “Red Exterior, FV y PE”. Cortocircuito Franco. ....	213
Tabla 6.1: “Red Exterior”. Valores de Frecuencia. Caso Deslastre.....	219

---

---

Tabla 6.2: “Generación FV y PE”. Valores de Frecuencia. Caso Deslastre.....	219
Tabla 6.3: Parámetros del control de frecuencia-potencia. Fotovoltaica.....	221
Tabla 6.4: Parámetros del control de frecuencia-potencia. Parque Eólico.....	222
Tabla 6.5: “Control de Frecuencia”. Valores de Frecuencia. Deslastre.....	223
Tabla 6.6: “Control de Frecuencia”. Potencia activa y Tensión DC. Fotovoltaica. ....	224
Tabla 6.7: “Control de Frecuencia”. Potencia activa y Pitch. Eólica.....	224
Tabla 6.8: Valores de Frecuencia. Deslastre.....	225
Tabla 6.9: “Red Exterior”. Valores de Frecuencia. Escalón de Carga.....	227
Tabla 6.10: “Generación FV y PE”. Valores de Frecuencia. Escalón de Carga. ....	228
Tabla 6.11: Parámetros del control de frecuencia-potencia. Fotovoltaica.....	230
Tabla 6.12: Parámetros del control de frecuencia-potencia. Parque Eólico.....	231
Tabla 6.13: “Control de Frecuencia”. Valores de Frecuencia. Escalón de Carga. ....	232
Tabla 6.14: Valores de Frecuencia. Escalón de Carga.....	234
Tabla 6.15: Generador Síncrono.....	235
Tabla 6.16: Alimentación de la Red en Isla.....	238
Tabla 6.17: Valores de Frecuencia. Red en Isla. Deslastre.....	238
Tabla 6.18: Parámetros del control de frecuencia-potencia. Parque Eólico.....	239
Tabla 6.19: Valores de Frecuencia. Red en Isla. Deslastre.....	240
Tabla 6.20: Parámetros del control de frecuencia-potencia. Parque Eólico.....	240
Tabla 6.21: Valores de Frecuencia. Red en Isla. Deslastre.....	241
Tabla 6.22: Parámetros del control de frecuencia-potencia. Fotovoltaica.....	241
Tabla 6.23: Valores de Frecuencia. Red en Isla. Deslastre.....	243
Tabla 6.24: Valores de Frecuencia. Red en Isla. Escalón de Carga.....	244
Tabla 6.25: Parámetros del control de frecuencia-potencia. Parque Eólico.....	245

---

Tabla 6.26: Valores de Frecuencia. Red en Isla. Escalón de Carga. ....	245
Tabla 6.27: Parámetros del control de frecuencia-potencia. Fotovoltaica. ....	246
Tabla 6.28: Valores de Frecuencia. Red en Isla. Escalón de Carga. ....	247
Tabla 6.29: Resumen de Frecuencia. Deslastre. ....	249
Tabla 6.30: Resumen de Frecuencia. Escalón de Carga. ....	250



Universitat d'Alacant  
Universidad de Alicante



Universitat d'Alacant  
Universidad de Alicante

## ECUACIONES

Ecuación 1.1: Impedancia de Thévenin.....	17
Ecuación 1.2: Incremento de tensión. ....	17
Ecuación 2.1: Potencia eólica aprovechable.....	23
Ecuación 2.2: Frecuencia del generador.....	23
Ecuación 2.3: Potencia hidráulica disponible.....	44
Ecuación 2.4: Energía del volante de inercia.....	54
Ecuación 2.5: Momento de inercia de un cilindro.....	54
Ecuación 2.6: Energía almacenada en el superconductor.....	61
Ecuación 2.7: Potencia en el superconductor.....	61
Ecuación 2.8: Transferencia de potencia entre dos nudos.....	72
Ecuación 3.1: Modelo de ecuaciones diferencial-algebraico.....	101
Ecuación 3.2: Caída de tensión en la línea empleando la matriz de impedancia.....	107
Ecuación 3.3: Intensidad al inicio de la línea empleando la matriz de admitancias.....	107
Ecuación 3.4: Intensidad al final de la línea empleando la matriz de admitancias.....	108
Ecuación 3.5: Matriz de impedancias y admitancias.....	108
Ecuación 3.6: Componentes naturales del modelo $\pi$ .....	108
Ecuación 3.7: Variaciones de carga con la tensión.....	109
Ecuación 3.8: Impedancia del generador fotovoltaico.....	117
Ecuación 3.9: Ecuaciones del modelo equivalente del generador fotovoltaico.....	117
Ecuación 3.10: Ecuaciones del modelo equivalente con límite superior.....	117
Ecuación 3.11: Ecuaciones del modelo equivalente completo.....	118



---

Ecuación 3.12: Ecuaciones del cálculo de impedancia para el subtransitorio de secuencia positiva. ....	119
Ecuación 3.13: Ecuaciones del cálculo de impedancia para el subtransitorio de secuencia positiva. ....	119
Ecuación 3.14: Ecuaciones del modelo de fuente de intensidad. ....	120
Ecuación 3.15: Ecuaciones del modelo de fuente de intensidad. ....	120
Ecuación 3.16: Ecuaciones del modelo de fuente de intensidad. ....	120
Ecuación 3.17: Ecuaciones del modelo electromagnético. ....	121
Ecuación 3.18: Cálculo de la impedancia equivalente del rotor. ....	129
Ecuación 3.19: Valores y cálculo iterativo de la impedancia. ....	129
Ecuación 3.20: Ecuaciones del generador de inducción doblemente alimentado.....	130
Ecuación 3.21: Ecuaciones mecánicas del generador de inducción.....	130
Ecuación 6.1: Regulación primaria.....	216

## ACRÓNIMOS

AC	Alternating Current
AMI	Advanced Metering Infrastructure
APST	Assisted Phase Shifting Transformer
CAES	Compressed Air Storage System
CCP	Colector Cilindro Parabólico
DC	Direct Current
DFC	Dynamic Flow Controller
DFIG	Doubly Feed Induction Generator
DVR	Dynamic Voltage Restorer
EDLC	Electric Double Layer Capacitor
ENTSOE	European Network of Transmission System Operators for Electricity
FACTS	Flexible Alternating Current Transmission Systems
FV	Fotovoltaica
GTO	Gate Turn Off Thyristor
GUPFC	Generalized Unified Power Flow Controller
HAN	Home Area Network
HTS	High Temperature Superconductor
HVDC	High Voltage Direct Current
IC	Internal Combustion
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IGBT	Insulate Gate Bipolar Transistor
IGCT	Integrated Gate Commutated Thyristor

IPEM	Integrated Power Electronic Module
IPFC	Interline Power Flow Controller
MCFC	Molten Carbonate Fuel Cell
MCI	Motor de Combustión Interna
MPPT	Maximum Power Point Tracking
PAFC	Phosphoric Acid Fuel Cell
PE	Parque Eólico
PEMFC	Proton Exchange Membrane Fuel Cell
PHEV	Plug-In Hybrid Electric Vehicle
PMSG	Permanent Magnet Synchronous Generator
PO	Procedimiento Operativo
PST	Phase Shifting Transformer
PWM	Pulse Width Modulation
ROCOF	Rate Of Change Of Frequency
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SMES	Superconducting Magnetic Energy Storage
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell
SSSC	Static Synchronous Series Compensator
SSVC	Static Serial VAR Compensator
STATCOM	Static Synchronous Compensator
SVC	Static VAR Compensator
SVG	Static VAR Generator
SVR	Steep Voltage Regulator
TCPAR	Thyristor Controlled Phase Angle Regulator
TCPST	Thyristor Controller Phase Shifting Transformer
TCR	Thyristor Controlled Reactor

TCSC	Thyristor Controller Series Compensator
TCSR	Thyristor Controlled Series Reactor
TCVR	Thyristor Controlled Voltage Regulator
TSC	Thyristor Switched Capacitor
TSR	Thyristor Switched Reactor
TSSC	Thyristor Switched Series Compensator
UCPTE	Union for the Coordination of Production and Transmission of Electricity
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity.
UPFC	Unified Power Flow Controller
V2G	Vehicle to Grid
VSC	Voltage Source Converter



Universitat d'Alacant  
Universidad de Alicante



Universitat d'Alacant  
Universidad de Alicante

## PREFACIO

El crecimiento en la demanda de energía paralelo al desarrollo industrial ha provocado a su vez el desarrollo del sistema eléctrico. El crecimiento incesante en la demanda de energía, ha derivado en problemas de sostenibilidad relativos a la naturaleza y localización de las fuentes de energía primaria, y al impacto que en el medio ambiente tiene su explotación; estos problemas se han visto acrecentados en los últimos años con motivo de la globalización y los compromisos medioambientales adquiridos consecuentes de la concienciación medioambiental, una vez comprobados los resultados de la explotación incontrolada de las materias primas de energía. Estos hechos, han provocado que a nivel internacional exista un interés paulatinamente creciente en proponer soluciones, a fin de mitigar los posibles efectos que desde el sector de la producción, transporte y consumo de energía eléctrica se pudieran generar en el equilibrio del planeta. La importancia del sistema eléctrico en el conjunto de la energía consumida es clave, ya que gestiona cerca del 40% del total de la demanda de energía. La energía eléctrica se puede transportar con gran rapidez y eficiencia a largas distancias y posee una gran flexibilidad, por ello está previsto que el sistema eléctrico siga siendo uno de los pilares del sector energético en el futuro. Sin duda alguna, en la actualidad, este sistema constituye el mayor de los construidos en la historia de la humanidad.

A lo largo de los últimos años, se han promovido en determinados países políticas de apoyo a las energías renovables. De ello se tiene constancia por las múltiples ayudas que entonces se concedieron a fuentes de energía que se consideraron sostenibles, económicas y con posibilidad de ser explotadas de manera independiente desde el punto de vista geoestratégico. Cabe mencionar las “feed in tariffs” que acompañaron el desarrollo de la energía eólica, que países como Dinamarca y Alemania promovieron para el desarrollo de una industria que ciertamente se expandió con posterioridad al resto del planeta. Otros se han ido adhiriendo con posterioridad, muchas veces de forma ya tardía para el cumplimiento en materia medioambiental de objetivos como la reducción de emisiones, clave en el acuciante problema de cambio climático que desde la industrialización acompaña al desarrollo del sector energético. Posteriormente, también surgieron otras políticas que han sido más atrevidas para el desarrollo de ciertos sectores, como es el caso de la fotovoltaica. Con todas estas medidas tomadas, la generación mediante energías

renovables pasa por ser un éxito en el sistema de generación, situándose a estas alturas en límites técnicos, por restricciones relacionadas con las características de las mismas, para su integración en el sistema eléctrico.

Desde el punto de vista del sistema eléctrico, la reducción de la demanda y la eficiencia energética adquieren en el presente una doble importancia, no solo condicionadas por su propia razón de ser, sino que además se apoyan en una serie de medidas complementarias al desarrollo de las energías renovables y en la internalización de los costes de producción. Esta tesis, trata precisamente sobre la incorporación de sistemas de generación de energía renovable en conjunción con las medidas de eficiencia necesarias para ajustar el sistema eléctrico, a fin de que sea capaz de optimizar el empleo de las diferentes tecnologías y los elementos de ajuste y control que es necesario implementar en la red eléctrica, quedando definidos en los procedimientos conexión y operación de nuevas fuentes de energía, contribuyendo a la mejora del sistema y aportando un alto valor de mercado.



Universitat d'Alacant  
Universidad de Alicante

## Capítulo 1

### PLANTEAMIENTO Y OBJETIVOS DE LA TESIS

Los sistemas de generación distribuida suponen un concepto emergente en el sector eléctrico. Estos sistemas consisten en la integración de novedosos sistemas de generación, control y acumulación en una red eléctrica convencional carente de sistemas de control inteligente. Los pequeños dispositivos de almacenamiento están en fase experimental y carecen de unos criterios homogeneizados. El creciente volumen de instalaciones de generación eléctrica distribuida requiere una mayor flexibilidad, toda vez que la integración de los sistemas de generación distribuida se incrementa, y las tecnologías de acumulación empiezan a ser cada vez más necesarias, y ya se muestran como una alternativa viable frente al concepto tradicional de generación centralizada. La liberalización de los mercados enfrenta al sistema a nuevas situaciones que requieren soluciones más eficientes para la producción y control de la energía, principalmente en los puntos cercanos al consumo de la energía, en la red de distribución.

#### 1.1.- INTRODUCCIÓN

En la Unión Europea, los sistemas eléctricos han sufrido una profunda transformación en los últimos diez años. En la figura 1.1, se observa la potencia eléctrica instalada en la Unión Europea según el tipo de fuente de generación desde el año 2.000 hasta el año 2.011 [1]. La potencia eléctrica instalada en sistemas de generación renovable supera los 140.000 MW, mientras que los sistemas de generación eléctrica de gas alcanzan los 116.000 MW. La cobertura del incremento de la demanda desde el año 2.011 se ha realizado, básicamente, con sistemas renovables de generación eólica y fotovoltaica, y centrales de ciclo combinado.



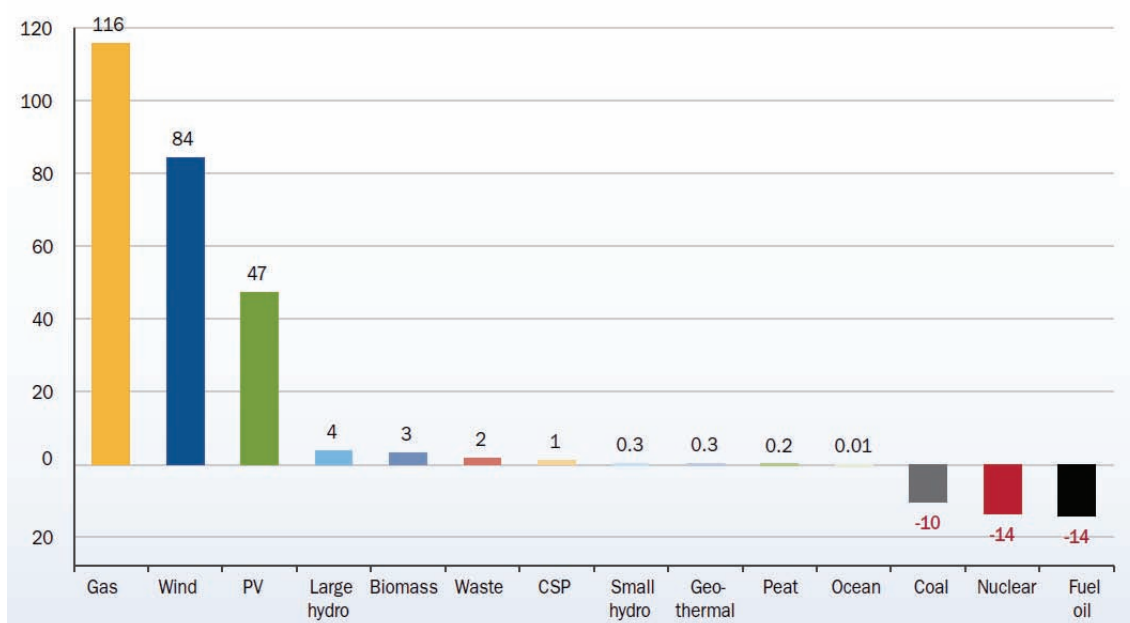


Figura 1.1: Potencia eléctrica instalada en la Unión Europea entre 2.000 y 2.011 [1].

En la figura 1.2, se presenta el porcentaje de los sistemas renovables de generación eléctrica en la potencia eléctrica total instalada, año a año, en la Unión Europea desde 1995 hasta 2011, [1].

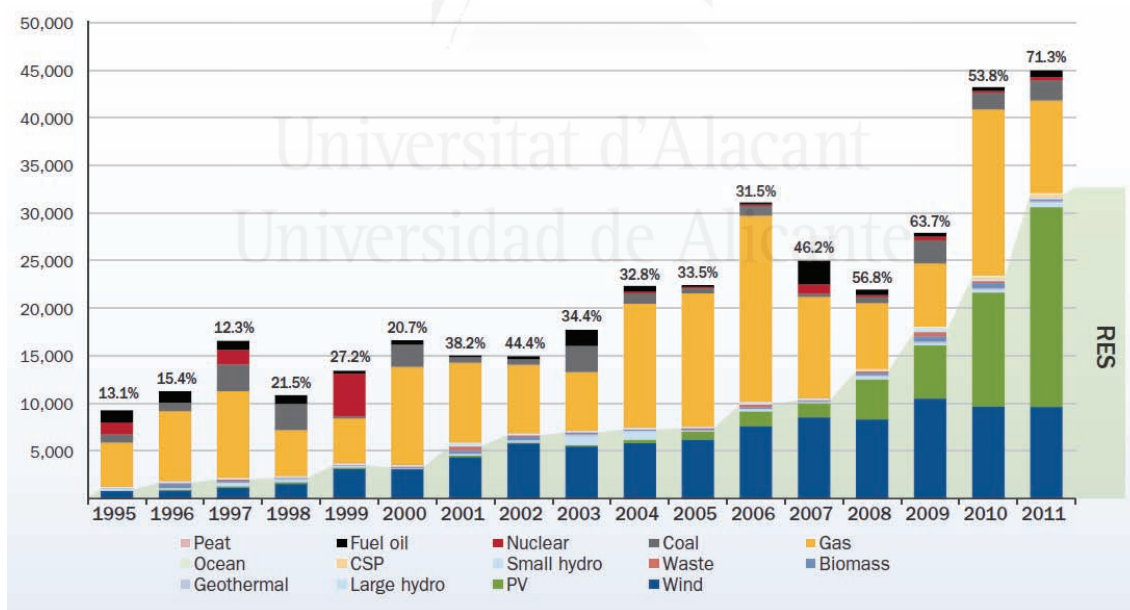


Figura 1.2: Porcentaje de los sistemas renovables en la potencia eléctrica total instalada en la Unión Europea [1].

En el año 1995, la potencia instalada en sistemas renovables de generación eléctrica era del 13,1%, mientras que en el año 2011, el porcentaje de sistemas

renovables superaba el 71%. Estas cifras, sin lugar a dudas, son un signo inequívoco de la transformación del modelo de generación eléctrica en la Unión Europea hacia un modelo más sostenible y respetuoso con el medio ambiente.

En la figura 1.3, se muestra la potencia eléctrica instalada y desconectada en la Unión Europea en el año 2011 [1]. Se observa que en el año 2011, la potencia eléctrica en sistemas fotovoltaicos rebasó los 21.000 MW, superando la potencia instalada conjunta de parques eólicos y centrales de ciclo combinado. Es importante destacar que se han desconectado más de 6.000 MW de potencia instalada de origen nuclear. Asimismo, se han desconectado casi 2.000 MW de potencia eléctrica de centrales de carbón y de fuel, al tiempo, la potencia eléctrica que se ha instalado empleando estas tecnologías es prácticamente residual frente a la potencia total instalada. Los valores de potencia eléctrica presentados en la figura 1.3 demuestran una decidida apuesta por un nuevo modelo eléctrico, basado en la masificación de los sistemas renovables de generación eléctrica, y la paulatina sustitución de los sistemas de generación de origen fósil, exceptuando a los ciclos combinados.

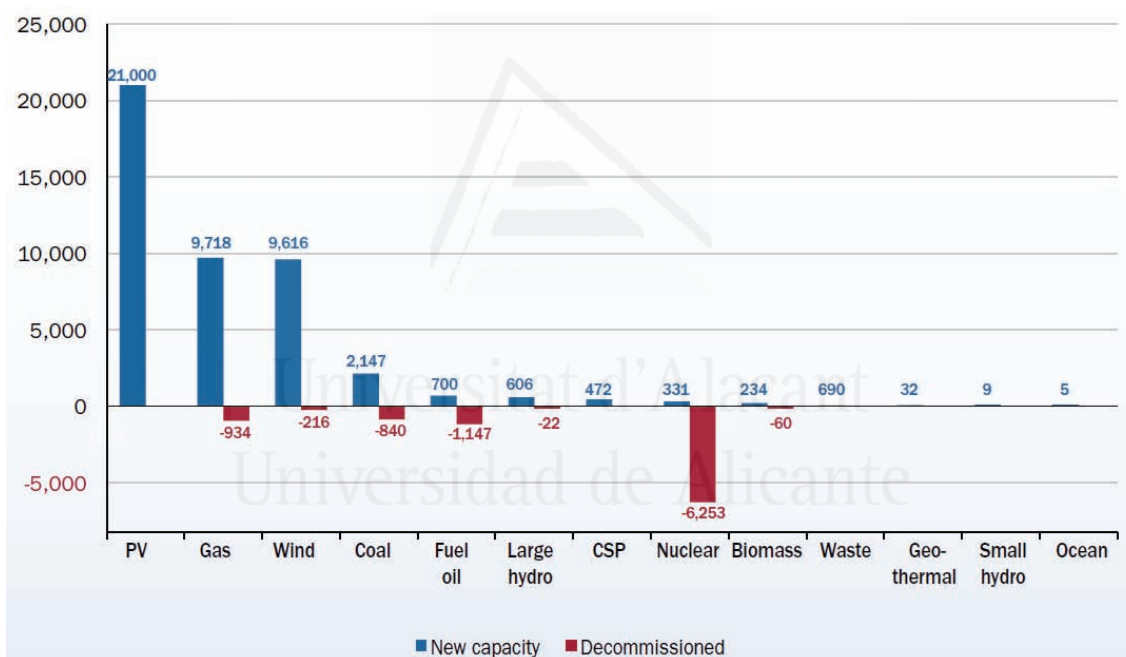


Figura 1.3: Potencia eléctrica total instalada y desconectada en la Unión Europea en el año 2011 [1].

En España, el proceso de transformación del modelo energético ha sido uno de los más ambiciosos y ejemplares en Europa. La alta dependencia energética del exterior de España, y la tendencia alcista de los precios de los recursos fósiles, ha exigido la elaboración de innovadores planes de energías renovables que promocionan la masiva entrada al sistema eléctrico español de sistemas renovables, distribuidos y no gestionables, y que permiten sustituir la generación eléctrica a partir de recursos energéticos externos y elevar la independencia energética del sector

eléctrico español. En la figura 1.4, se observa la potencia eléctrica total instalada a finales del año 2.011 [2]. La potencia eléctrica instalada en sistemas renovables de generación eléctrica alcanza un 46% del total de la potencia eléctrica instalada en España. La suma de la potencia eólica, fotovoltaica y solar termoeléctrica alcanza un 26% del total. Mientras que la hidráulica se sitúa en un 19%.

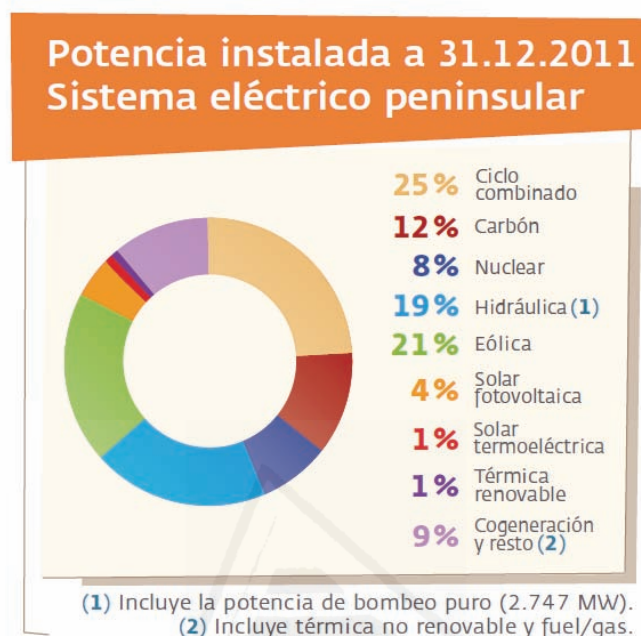


Figura 1.4: Potencia eléctrica total instalada en España a finales del año 2.011 [2].

En la figura 1.5, se observa la evolución de la potencia eólica y solar instalada en España desde el año 1995 hasta inicios del año 2.012.

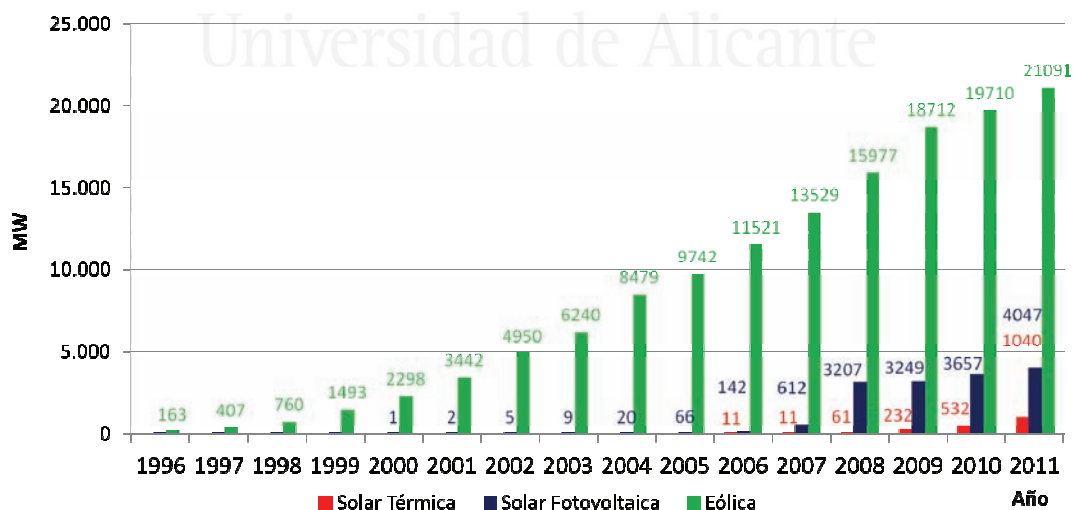


Figura 1.5: Evolución de la potencia eólica y solar instalada en España entre 1996 y 2011 [2].

En cuanto a la cobertura de la demanda, en la figura 1.6, se observa la evolución de la cobertura de la demanda eléctrica peninsular por sistemas renovables de generación eléctrica [2]. En año 2010, la energía generada por los sistemas renovables superó el 35% de consumo eléctrico total.

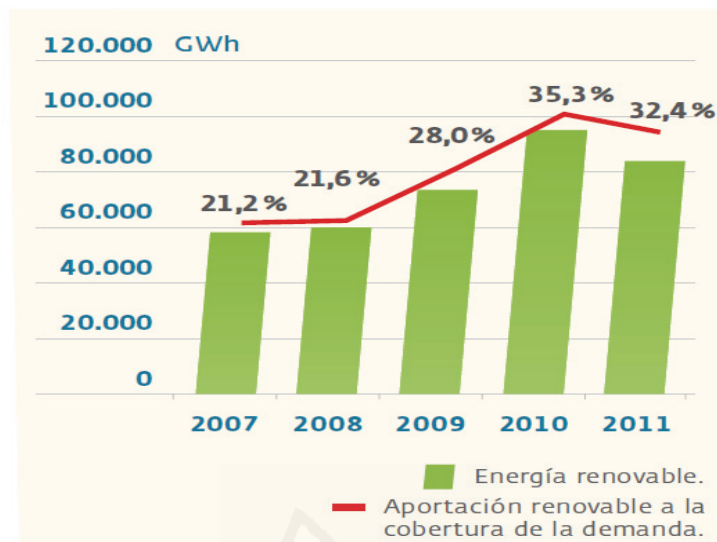


Figura 1.6: Porcentaje de cobertura de la demanda peninsular en España [2].

La introducción en el sistema eléctrico español de un importante volumen de energía intermitente, distribuida y no gestionable, exige la implementación de una nueva filosofía de control de la generación distribuida y la innovación en la gestión de la demanda del sistema.

Esta nueva situación transforma profundamente el sistema eléctrico y lo encamina hacia un entorno con nuevos planteamientos, favorecidos por la reestructuración, la evolución tecnológica y las nuevas políticas, que son la base para el progreso de la generación distribuida como una importante alternativa en un futuro cercano. Se hace necesario establecer un diseño específico para cada una de las nuevas tipologías con diferentes tecnologías que se incorporan a las redes, que dote de una mayor capacidad de control principalmente a los pequeños sistemas distribuidos de generación, acumulación, conversión y consumo de energía.

## 1.2.- DESCRIPCIÓN DE LAS REDES INTELIGENTES

La red eléctrica se ha convertido desde su nacimiento en el sistema más extenso y complejo de la actualidad. Sin embargo, la actual red de distribución, carece de las consignas con que se gestionan las redes de transporte, y en ellas la demanda responde a la suma de las cargas positivas y negativas que suma la red, entendiéndose por ellas las unidades de generación y la potencia en los puntos de entrega de energía respectivamente.

En el caso de una generación centralizada, con cargas que se corresponden con puntos de suministro de energía y carente de las tecnologías que ahora se integran, el resultado parece satisfactorio. Sin embargo, con la aparición de las tecnologías de generación y acumulación que se detallan a lo largo del desarrollo de estas páginas, resulta interesante el estudio de un nuevo concepto de red de distribución, capaz no solo de consumir energía sino también de generarla con la consecuente aparición de flujos bidireccionales.

Tanto las tecnologías de generación, como las tecnologías de acumulación, junto a las cargas de la red, pueden ahora ser reguladas, conectadas, desconectadas y ajustadas a fin de optimizar el funcionamiento de la propia red, mediante consignas de comunicación con los operadores de la red eléctrica, bajo las premisas de seguridad en el suministro, optimización de costes y eficiencia energética [94].

Nace de esta manera el concepto de red de distribución como una red de distribución de energía eléctrica inteligente, capaz de equilibrar la oferta y la demanda bien por restricciones técnicas o por beneficios económicos, basándose en:

- Sistemas de comunicación y control.
- Planificación óptima de las instalaciones.
- Control masivo y distribuido de generadores y cargas.
- Nuevos servicios y mejoras de eficiencia energética.

No hay una definición única de las redes inteligentes [3]. Así, por ejemplo, la Plataforma Tecnológica de las *Smart Grids* en la Unión Europea define las redes inteligentes como: *“las redes eléctricas que pueden integrar inteligentemente las acciones de todos los usuarios conectados (generadores, consumidores y aquellos que pueden actuar como generadores y consumidores a la vez) para el suministro eléctrico de forma eficiente, sostenible, económica y segura”*.

### 1.2.1.- GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La generación distribuida representa un cambio en el paradigma de la generación eléctrica centralizada. A fin de optimizar los recursos y mejorar la calidad de la energía, el sistema convencional de generación en puntos distantes de los consumos se reconvierte hacia la concepción primigenia, incorporando las ventajas de la tecnología moderna y el respaldo de la red eléctrica [90]. El concepto de generación distribuida es numerosas veces ambiguo, pero se considera como aquella que se ajusta en cierta medida a la siguiente definición: *“instalaciones de reducida potencia integradas de forma dispersa en el sistema eléctrico”*.

Entre las causas de este desarrollo cabe destacar:

- El desarrollo de tecnologías limpias compatibles con la población.
- La mejora de la eficiencia de pequeñas instalaciones.

- La reducción en inversiones de transporte de electricidad.
- La minimización de las pérdidas de transporte de energía.
- La seguridad de suministro.

En la actualidad, las fuentes de generación distribuida constituyen el crecimiento de los sistemas eléctricos avanzados, y las tecnologías que la componen se basan en la utilización de recursos renovables y con reducidas emisiones, entre ellas destacan:

- Parques eólicos.
- Centrales solares fotovoltaicas.
- Centrales solares termoeléctricas.
- Turbinas de gas y microturbinas.
- Turbinas de vapor.
- Minihidráulica.
- Motores alternativos.

### 1.2.2.- SISTEMAS DE ACUMULACIÓN

Los sistemas de acumulación son capaces de acumular la energía bajo dos objetivos fundamentales:

- Mejorar la calidad del servicio.
- Actuar como un sistema de regulación entre la demanda y la generación de energía.

La integración de una gran potencia distribuida basada en generación renovable condiciona el comportamiento del sistema de generación. A corto plazo, se presentan variaciones en los recursos empleados, como pueden ser rachas de viento en el caso de la energía eólica, o el paso de nubes en los sistemas solares, las cuales provocan perturbaciones en la energía generada por estos sistemas, afectando a la calidad del servicio.

A medio plazo, la componente estocástica en los recursos, su estacionalidad, y la imposibilidad para programar la generación provoca desajustes entre la energía generada y la demanda, siendo necesario disponer de una fuente controlable que permita regular la energía inyectada a la red y por lo tanto el despacho, o bien integrar los emergentes sistemas de acumulación de energía. Pero además, los sistemas de acumulación son capaces de ofrecer las siguientes ventajas técnicas y económicas:

- Soporte a la tensión y frecuencia de la red.
- Reducción de los picos de demanda, siendo trasladados a momentos de baja demanda.
- Gestión de restricciones técnicas por sobrecarga en las líneas de transporte.

- Mejora de la fiabilidad del sistema, reduciendo los tiempos de interrupción.
- Incrementar el valor de la energía, posibilitando la carga de los sistemas a precios bajos y la venta de la energía en momentos de alta demanda.
- Conseguir retribuciones por participar en los servicios complementarios.
- Reducir las consecuencias negativas en los sistemas de una energía de escasa calidad.

En la actualidad existe la tecnología para acumular energía. Algunas de estas tecnologías de acumulación ya son maduras y están implantadas en el sistema eléctrico, y otras, que de forma incipiente se están integrando en el mismo sistema. Entre los sistemas de acumulación principales se encuentran:

- El hidrógeno.
- El volante de inercia.
- Los sistemas de bombeo y turbinado.
- Los sistemas de aire comprimido.
- Las baterías electroquímicas.
- Los sistemas de acumulación térmica.
- Los supercondensadores.
- Los superconductores.
- El vehículo eléctrico.

### 1.2.3.- GESTIÓN ACTIVA DE LA DEMANDA

La gestión activa de la demanda requiere de un nuevo concepto de consumidor que se transforma en parte activa para poder determinar en que momentos interesa realizar determinados consumos susceptibles de ser desplazados desde determinados periodos a otros más beneficiosos para el sistema y para el propio consumidor. Este desarrollo implica una serie de mejoras en el sistema de entrega de energía que se describe en los siguientes puntos.

#### 1.2.3.1.- Medida de la Energía

Uno de los principales objetivos de la flexibilización del mercado es asignar en tiempo real el coste de la energía para los consumidores [6]. En este sentido las redes deben desarrollarse para que el consumidor pueda decidir en que momentos consumir la energía y el precio que está dispuesto a pagar por ella. A fin de desarrollar estrategias que permitan el control de la demanda, el contador se convierte en un elemento fundamental entre el consumidor y la red. El contador debe constituir una interfaz entre el sistema y el usuario, que además ya no solo tiene las condiciones de ser un consumidor de energía si no que puede convertirse en productor de la misma, escogiendo cuando producir y cuando usarla, ajustando su generación con su demanda y pudiendo acumular la energía mediante sus propios sistemas o apoyándose en la red.

A la tecnología de medida [4] que permite el mantener este tipo de relaciones entre el usuario y la red se le denomina medida inteligente, y sus principales características son:

- Permitir la discriminación horaria de las medidas y la telegestión.
- Proporcionar la información en tiempo real. Cuantificando y transmitiendo las medidas de manera instantánea. Permitiendo conocer las cantidades de energía consumidas o producidas para su gestión en la red eléctrica.
- Permitir la conexión y desconexión mediante el interruptor de control de potencia, que puede estar integrado físicamente dentro del propio contador.

Con esta tecnología, se puede mantener informado tanto al consumidor como al productor de los valores instantáneos del flujo energético, y cuantificar así el estado de la red de distribución [5]. El control de la red de distribución, requiere el estudio de multitud de puntos de suministro para conocer con detalle sus flujos, y dichos puntos de suministro son susceptibles de ser agregados en determinadas zonas que cumplan determinados requisitos que se expondrán. La medida inteligente de la energía convierte al antiguo consumidor en un usuario avanzado que establece activamente sus propias políticas energéticas de consumo, acumulación o producción de energía al objeto de minimizar los costes, unos costes que inherentemente internalizan el impacto medioambiental de la utilización de energía, estableciendo así una equivalencia entre consumo económico y consumo ecológico.

El comercializador de la energía controla la calidad del servicio y se habilita para realizar tarifas personalizadas con los datos reales del contador, que a su vez puede diferenciarse en dos tipos:

- Contador avanzado, conocido por sus siglas en inglés AMI (*Advanced Meter Infrastructure*), que permite la lectura del consumo de energía acumulada y potencia instantánea, admitiendo opciones de discriminación horaria en las que varían los precios, programación de los intervalos de carga previamente acordados, y comunicación en red con la oficina de gestión.
- Contador inteligente, el cual es capaz de actuar coordinadamente con el centro de gestión de la información y el control de los parámetros de calidad y programación del servicio. Contempla la comunicación ampliada con el gestor y una red de área doméstica, HAN (*Home Area Network*), con los equipos locales de consumo.

### 1.2.3.2.- El Contador Inteligente

En esencia, un contador inteligente es básicamente un AMI que incluye los siguientes suplementos:

- Control de potencia mediante un ICP programable.
- Un puerto HAN.



- Servicios de tarificación bajo demanda.

El contador mantiene el sistema de medida, la memoria y el dispositivo de información principal, convertido en un sistema de telecomunicaciones. Complementado por:

- Sistema de alimentación.
- Procesador de cálculo.
- Procesador de comunicaciones.
- Dispositivo de accionamiento o control.

Con estos elementos supletorios, el contador digital puede ampliar sus capacidades operativas [7]. El diagrama de funcionamiento puede representarse por bloques en la siguiente tabla, así como las aplicaciones que permitiría. Como se puede apreciar es un sistema que integra diversos servicios a fin de unificar en un único sistema inteligente una amplia gama de servicios disponibles para el consumidor.

Dispositivos	Infraestructuras	Aplicaciones
AMR	Gestión de datos entre contadores	Pre-pago
AMI		Facturación
Agua   Gas	Memoria de datos de los contadores	Curvas de consumo
Smart Meter		Control de consumo
HAN		Límite de carga
		Calidad del servicio
		Gestión de averías
	Medida bidireccional	

Tabla 1.1: Estructura del contador inteligente.

#### 1.2.4.- OPERACIÓN Y CONTROL DE LA RED INTELIGENTE

Según el modelo de gestión de red inteligente, su composición estaría basada en unidades denominadas microrredes, conectadas por defecto a la red eléctrica convencional, pero con capacidad para operar en modo aislado cuando el sistema lo requiera o por faltas en la red eléctrica a la cual esté conectada. En el caso de permanecer con conexión a una red eléctrica externa, debe de coordinarse con el

centro de control de la red de distribución o transporte. Aparecen entonces una serie de agentes como:

- El operador del mercado.
- El operador de la red de transporte.
- El operador de la red de distribución.
- El operador de la microrred.
- Controladores locales.

El operador de la red de transporte es el encargado de los despachos de carga de las redes de alta tensión, por lo que el operador de la microrred debe proveerle de los datos relativos a predicciones de la demanda, generación o de otros servicios complementarios. El operador de la red de distribución debe encargarse del control de servicios complementarios cuando la microrred se conecte al sistema de distribución. Cuando la microrred trabaje en modo aislado, el operador de la misma debe asumir el control de las reservas de regulación y funciones prioritarias como el control de frecuencia-potencia.

El controlador local constituye el último eslabón en el control de la microrred, puede considerarse que ese control permanece implementado en los interfaces de electrónica de potencia de los sistemas de generación y acumulación distribuidos. Así como también en las cargas locales que dispongan de contadores inteligentes. Los sistemas de control deben garantizar la seguridad del sistema, una operación óptima y una transferencia suave y sin cortes desde un modo de operación a otro sin violar los límites del sistema y los requisitos normativos.

El controlador local, que se encarga del control directo de las fuentes de generación y del almacenamiento, debe ser capaz de operar sin la intervención del controlador central. Debe garantizar que los nuevos dispositivos de generación que se puedan añadir al sistema, puedan integrarse sin realizar ninguna modificación en la configuración de la microrred.

Sus principales funciones son:

- Control de potencia activa y reactiva.
- Control de tensión.
- Control de almacenamiento para el seguimiento rápido de la carga.
- Reparto de la carga a través del control frecuencia-potencia.

El controlador central, se encarga de realizar la gestión energética de la microrred y sus protecciones. Desarrolla el despacho económico basándose en:

- Datos históricos de demanda y generación.
- Disponibilidad de los equipos de la microrred.
- Predicciones meteorológicas.
- Estado de almacenamiento.
- Posibilidad del control de las cargas.

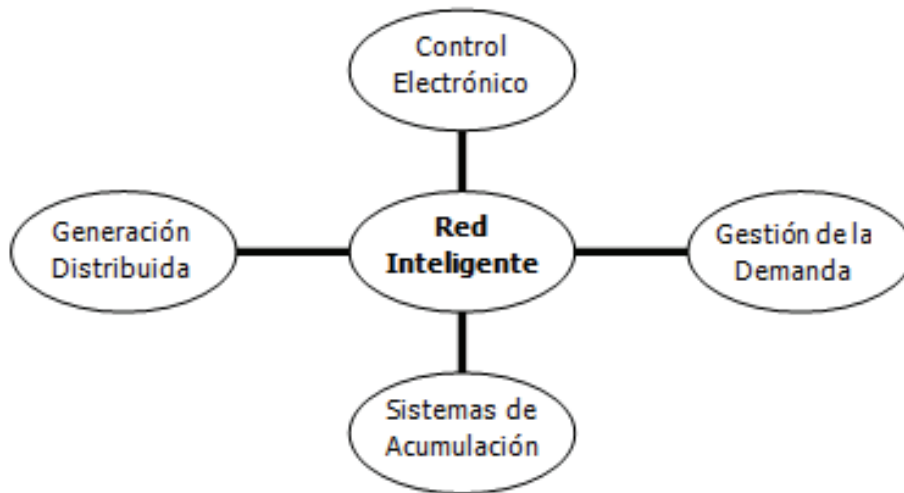


Figura 1.7: Componentes de la red inteligente.

Así, el controlador central envía consignas de funcionamiento a los diferentes elementos de la microrred. Consignas de tensión, potencia y modo de operación. El mayor número posible de funciones debe ser asumido por el control local, minimizando así el número de señales al control central. La estrategia de control de una microrred se puede basar en estos dos pilares fundamentales:

- Si la red está conectada a la red eléctrica convencional: En este caso, el controlador central debe enviar las señales de potencia activa y tensión a los controladores locales de cada sistema de generación y almacenamiento en función del algoritmo de despacho. Ante la red eléctrica, la microrred se presenta como una carga controlada operando con factor de potencia unitario.
- Si la red está operando en modo aislado: En este caso, las consignas de potencia y tensión a los controladores locales serían prioritarias. La frecuencia y el flujo de potencia reactiva es controlado por cada uno de los controladores locales, como el control de potencia activa y frecuencia o el control de reactiva y tensión. También implementa el control de gestión de cargas para que el balance entre la demanda y la generación sea lo más estable posible.

El controlador central también debe de coordinar las protecciones, cuya filosofía dista mucho de la existente en las redes convencionales:

- Las microrredes contienen tanto sistemas de generación como cargas, por lo que hay un flujo bidireccional de potencia a través de los dispositivos de protección.
- La capacidad de cortocircuito de una microrred disminuye considerablemente cuando pasa de modo conectado a modo aislado. Esto tiene un efecto determinante en los relés de protección basados en la medida de las corrientes de cortocircuito, ya que en las fuentes de microgeneración basadas en

convertidores electrónicos solo pueden suministrar hasta un 200% de la corriente de carga ante una falta.

El controlador central debe diferenciar entre los requerimientos de protección en modo aislado y conectado al sistema eléctrico y hacer frente a las contingencias. Un paso importante es tanto la desconexión como la reconexión, siendo en este aspecto clave la amplitud y la fase de la tensión, frecuencia y secuencia de fases a ambos lados del punto de interconexión entre la red convencional y la microrred.

#### 1.2.4.1.- Definición de las Microrredes

Típicamente, las redes de distribución han sido siempre diseñadas para la circulación de la energía en un sentido. Esta situación preveía un sistema basado en grandes centrales de generación generalmente alejadas de los núcleos de consumo, y una potente red eléctrica que transporta la energía largas distancias hasta los usuarios finales. Consecuentemente, también los sistemas de protección han sido pensados para actuar de forma que el seccionamiento de una línea aguas arriba, desconectase la tensión existente aguas abajo.

En el transcurso de los últimos años, se ha incrementado notablemente la cantidad de potencia procedente de fuentes renovables, principalmente de fuentes como la energía eólica, cuya disponibilidad depende principalmente de procesos estadísticos estocásticos como la velocidad del viento, o como sería la radiación solar en el caso de instalaciones solares. Esto provoca principalmente tres circunstancias que perjudican el funcionamiento del sistema:

- Una incertidumbre en la programación del suministro.
- Escasa participación en los servicios complementarios, y por tanto efectos en la calidad del suministro.
- Problemas en la protección de las redes.

En España se han establecido una serie de medidas para que los sistemas eólicos aporten una serie de servicios para evitar el colapso del sistema, de esta manera, los parques deben de permanecer conectados con el operador del sistema eléctrico. Los parques deben básicamente ser capaces de:

- Realizar la parada cuando el centro de control así lo estime.
- Enviar datos de su producción en tiempo real.
- Soportar huecos de tensión.
- Controlar la potencia reactiva.
- Presentar una predicción de la producción.

Entre los retos que aún restan por resolver, destacan:

- Las medidas de apoyo a la regulación primaria.
- La falta de legislación acerca de los sistemas de almacenamiento energético.

En definitiva, se trata de que todos los elementos conectados a la red eléctrica deban de participar de forma activa en el control de la red eléctrica. Una red inteligente, está basada precisamente en esta característica. Se trata de que todos los elementos sean activos por si mismos o bien queden agregados en unidades, denominadas microrredes, que permitan interactuar con la red de distribución.

Una microrred está constituida por un pequeño conjunto de elementos de generación y consumo con elementos de control incorporados, como los sistemas de regulación y de acumulación. Su extensión puede cubrir un área comercial, una población o alguna red con similares características, donde existirá por norma general uno o más puntos de conexión con el sistema eléctrico.

Sus capacidades incluyen el control de ciertos parámetros en el punto de conexión, la desconexión de la red en caso de contingencia e incluso la posibilidad de permanecer funcionando en modo aislado alimentando cuanto menos las cargas más críticas de la propia microrred. Esta propuesta resulta especialmente interesante cuando se habla de electrificación rural y de países en vía de desarrollo.

La microrred, debe garantizar la estabilidad de su propio sistema así como la red a la que se conecta. Debe aportar todos los servicios necesarios para el control de tensión, frecuencia, sincronización o el control de cargas. Con tal pretensión, es necesario:

- Supervisar el estado de todos los componentes de la microrred.
- Programar la operación de los sistemas conectados.
- Comunicar al operador de la red el estado, su previsión de generación y demanda. Además debe ser capaz de recibir instrucciones del operador de red y actual en consecuencia a dichas instrucciones.
- Implementar la comunicación con el mercado eléctrico para participar y garantizar el funcionamiento económico.
- Coordinar las protecciones de la microrred.

Una microrred, es un sistema semiautónomo, en el cual es posible encontrar sistemas de generación, acumulación, consumo y control de la red eléctrica. Todo ello con participación de los diferentes usuarios implicados, el control del operador de red, y los requisitos del operador del sistema.

### 1.2.5.- NORMATIVA DE LAS REDES INTELIGENTES

En la normativa existente se puede incluir la normativa europea y la normativa española. Es de especial importancia cuando se pretende crear un estándar de funcionamiento el desarrollo de una normativa unificada, que permita la compatibilidad de los sistemas que han de desarrollarse.

### 1.2.5.1.- Normativa Europea

En relación al desarrollo de redes inteligentes en Europa hay que destacar la siguiente normativa:

- Directiva 2004/22/CE, relativa a los instrumentos de medida y la Directiva sobre servicios energéticos, donde la Comisión confiere capacidad a las organizaciones de normalización europeas CEN, CENELEC y ETSI para establecer normas europeas para la interoperatividad de los contadores inteligentes de suministros públicos, que incluyan protocolos de comunicación y funcionalidades adicionales.
- Comunicación de la Comisión al parlamento europeo, COM 2009 111, sobre las Tecnologías de la Información y Comunicación para eficiencia energética en una economía de bajas emisiones de carbón. Donde, a fin de fomentar un cambio en el comportamiento de los consumidores, las empresas y las comunidades, se incide en la importancia de que los estados miembros acuerden un nivel mínimo de funcionalidad para la medición inteligente, a fin que sea ofrecida a todos los consumidores independientemente del lugar donde vivan, garantizando la interoperatividad.
- Directiva 2009/28/CE. Relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables. En la misma se establecen el triple objetivo 20-20-20, que incluye la procedencia de un 20% del consumo energético de fuentes renovables para el año 2020, una reducción de emisiones del 20% y un ahorro energético del 20%.
- Directiva 2009/72/EC. Que incide sobre la modernización de las redes de distribución y la introducción de redes inteligentes, a fin de potenciar la generación descentralizada y la eficiencia energética. Incide en la mejora de la eficiencia mediante los servicios de gestión de la energía, nuevas fórmulas de precios, sistemas de medida inteligentes o redes inteligentes. Se establece que al menos el 80% de los consumidores dispongan de contadores inteligentes para el año 2020.
- Comunicación de la Comisión al parlamento europeo, COM 2010 639, sobre Estrategia para una energía competitiva, sostenible y segura. Donde se define como primera prioridad conseguir una Europa eficiente desde el punto de vista energético, y para ello, la primera acción que define incluye el empleo por parte de las autoridades públicas de criterios energéticos relativos a la eficiencia, las energías renovables y la conexión a redes inteligentes en todos los contratos públicos de obras, servicios o productos. Como segunda prioridad, a fin de construir un mercado paneuropeo de la energía, determina una política clara y unas normas comunes para los contadores inteligentes y las redes inteligentes, que son necesarias bastante antes de 2020 para garantizar la interoperabilidad en toda la red.
- La Comunicación de la comisión al parlamento europeo, COM 2011 112, sobre la Hoja de Ruta hacia una economía hipocarbónica competitiva en 2050. En el mismo, se reconoce la inversión en redes inteligentes como un factor clave

para un sistema eléctrico hipocarbónico, a fin de facilitar la eficiencia de la demanda, una mayor cuota de renovables, la generación distribuida y permitir la electrificación del transporte.

- La Comunicación de la Comisión al parlamento europeo, COM 2011 202, sobre Redes Inteligentes: de la innovación a la implantación. Que propone:
  - o La elaboración de normas técnicas.
  - o La garantía de protección de datos de los consumidores.
  - o El establecimiento de un marco reglamentario que proporcione incentivos para la implantación de redes inteligentes.
  - o La garantía de un mercado minorista abierto y competitivo en interés de los consumidores.
  - o La prestación de un apoyo continuado a la innovación en el ámbito de la tecnología y los sistemas.

En el comunicado se reconoce la urgente necesidad de adoptar normas europeas para las redes inteligentes. La comisión europea ha creado un grupo especial sobre redes inteligentes para debatir la implementación de redes inteligentes a nivel europeo, "*Smart Grids Task force*".

#### 1.2.5.2.- Normativa Española

La normativa española tiene la siguiente legislación:

- Real Decreto 1110/2007, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Orden ITC/3860/2007, por la que se revisan las tarifas eléctricas para el año siguiente, en lo concerniente a la Disposición Adicional 1ª, Plan de sustitución de contadores.

La normativa vigente obliga a:

- Que los contadores domésticos dispongan de discriminación horaria.
- Que los contadores dispongan de la capacidad de telegestión.
- Acometer un plan de sustitución de todos los equipos ya instalados.
- Implantar un sistema de telegestión.

El plan de sustitución se enfrenta a los siguientes desafíos:

- No se han realizado pruebas piloto antes de establecer la sustitución masiva.
- El sistema de telegestión y telemedida, equipos asociados y protocolos de comunicaciones fueron aprobados por el Ministerio de Industria Turismo y Comercio en mayo de 2009, por lo que no hay disponibilidad en el mercado de equipos que cumplan con todos los requerimientos.
- Falta de aprobación por parte de las comunidades autónomas de los planes de sustitución.

- Las instalaciones de enlace del cliente deben estar adecuadas a la normativa según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión de 2002.

Estos obstáculos, junto con la ausencia de un análisis del coste y el beneficio del Plan de Sustitución, tal y como indica la normativa europea, conlleva a que el éxito del mismo no es obligar a los distribuidores a implantar la última tecnología en medida, sino incentivar que los consumidores aprovechen las nuevas oportunidades que éstos equipos les ofrecen y se mejore en eficiencia energética.

### 1.2.6.- PROBLEMÁTICA DE LAS REDES INTELIGENTES

La conexión de generación distribuida en un punto provoca una variación de la tensión en el punto de conexión. La necesidad de limitar el aumento de la tensión en el punto de enganche es a menudo un criterio más restrictivo que los límites térmicos de las líneas de evacuación. Inicialmente, se considera en el punto de conexión una reducción de la red a su equivalente de Thévenin en serie con un generador ideal.

$$Z_{th} = R + jX$$

Ecuación 1.1: Impedancia de Thévenin.

El incremento de la tensión en función de la potencia activa y reactiva será:

$$\Delta V = \frac{(PR + QX)}{V}$$

Ecuación 1.2: Incremento de tensión.

Donde “ $Z_{th}$ ” es la impedancia equivalente de Thévenin, “ $R$ ” la resistencia, “ $X$ ” la reactancia, “ $V$ ” la tensión, “ $P$ ” la potencia activa y “ $Q$ ” la potencia reactiva.

Especialmente susceptibles a esta variación, y por tanto particularmente tenido en cuenta, deberá considerarse este efecto en las zonas rurales con escaso mallado, o bien puntos de suministro a los que se llega mediante sucesivas ramificaciones de la red de distribución.

Para definir los niveles de impacto en presencia de microrredes, se recaban los siguientes datos:

- Definir cuál es la red de distribución típica para cada nivel de tensión.
- Definir los escenarios de operación considerando los perfiles de carga de cada una de las redes.
- Definir niveles de penetración de microgeneración de acuerdo con las tecnologías disponibles.

Se trata entonces de estudiar la red tanto antes de la integración de microrredes como posteriormente. Determinando para cada caso:



- La reducción de pérdidas.
- La variación en los niveles de tensión.
- En nivel de carga de las líneas eléctricas.

Otro de los retos de la generación distribuida, es mantener la continuidad de suministro ante huecos de tensión. En este sentido, es de especial interés:

- Que las protecciones de la generación distribuida no desconecten las instalaciones cuando se producen en el sistema eléctrico huecos de tensión asociados a cortocircuitos correctamente despejados.
- La evaluación de los intercambios de potencia y energía ante cortocircuitos trifásicos y bifásicos, según el procedimiento de operación 12.3.

Finalmente, el último gran reto al que se enfrentan los sistemas de distribución con alta penetración de energías renovables, es el control del sistema frente a perturbaciones de pequeña señal como pueden ser el lastre y deslastre de cargas o la pérdida de un grupo de generación. Siendo procedente el estudio de:

- Las características de respuesta transitoria frente a perturbaciones de pequeña señal.
- El mantenimiento de la frecuencia cuando se producen estas perturbaciones y la respuesta de los sistemas convencionales y renovables.

### 1.3.- OBJETIVOS Y ALCANCE DE LA INVESTIGACIÓN

El objeto de la presente investigación se centra en el estudio de las posibilidades de integración que las nuevas tecnologías de generación y acumulación pueden tener en el sistema de distribución de energía eléctrica. Tal y como se ha presentado se muestra la existencia de una red de transporte altamente controlada, debido al análisis continuo de los parámetros de vigilancia y mando que se ejercen sobre la misma, contrastando con el desarrollo de una red de distribución que requiere cada vez un mayor nivel de control por parte del sistema.

Los objetivos de la investigación a lo largo de la tesis doctoral, se concretan en:

- Considerar los diferentes sistemas activos, pasivos y de control que se incluyen en una red eléctrica inteligente, caracterizando los diferentes sistemas y sus diferentes propiedades desde el punto de vista de la conexión a la red.

- Actualizar las diferentes tecnologías existentes en los diferentes puntos de la red eléctrica de distribución. Su capacidad para resolver los problemas generados por la introducción de generación renovable, teniendo en cuenta los requerimientos impuestos por la generación distribuida.

- Estudios del comportamiento de las nuevas fuentes de generación distribuida, incluyendo la calidad de la energía, la tensión, la frecuencia y el comportamiento frente a faltas como los cortocircuitos y los huecos de tensión.
- Definir las capacidades de los nuevos sistemas de conversión de potencia.
- Realizar estudios de integración para establecer los criterios básicos del entorno regulatorio de redes eléctricas inteligentes.

Todo ello con el fin de evaluar el comportamiento y la mejora en una red con generación distribuida, equipada con un alto índice de elementos activos, y también concretar unos criterios de conexión a la red de distribución y las mejoras que la generación distribuida introduce en los sistemas eléctricos de distribución.

## 1.4.- ESTRUCTURA DE LA TESIS

En el primer capítulo se presentan las características fundamentales que presentarán este tipo de redes, tanto las de transporte como las redes de distribución, a fin de establecer las definiciones de los sistemas sobre los cuales se van a implementar los sistemas de generación y acumulación distribuida, así como la manera en que van a verse afectados los usuarios del sistema eléctrico, tanto los consumidores como los generadores de energía.

En el segundo capítulo se establecen de una manera clara cuales son las tecnologías que en el futuro deberán implementarse en las redes de distribución de energía eléctrica. Se diferencian en la misma tres bloques fundamentales, y una tecnología que por su importancia y posibilidades deberá de tenerse especialmente en cuenta ya que formará parte esencial de los sistemas del futuro. Por una parte los sistemas de generación distribuida y por otra los sistemas de acumulación de la energía, coexistiendo en una red con la presencia de sistemas de regulación de la energía. Y todo ello con la presencia elevada de sistemas soportados por la electrónica de potencia.

Toda vez definida la base sobre la que trabaja el sistema eléctrico así como el estado del arte de los componentes fundamentales, se describe la modelización realizada de aquellos sistemas que de manera inminente deben ser incluidos en los estudios estáticos y dinámicos de la red de distribución inteligente. Formando estos estudios parte de los siguientes capítulos de la presente investigación. Es de especial interés el sistema de distribución que se propone en los estudios. Dicho sistema se dotará de las características necesarias para implementar soluciones a la problemática existente relativa a la generación distribuida. Se estudiará un sistema capaz de trabajar conectado a la red eléctrica, así como de mantener la estabilidad trabajando en modo aislado de la red a la cual está conectado. Permitiendo el estudio de integración de energías renovables y el desarrollo de las redes inteligentes con capacidad para trabajar como microrredes.

Para ello la investigación emplea el soporte de una herramienta de análisis y simulación de sistemas de potencia. En la actualidad, es ampliamente conocida, aunque escasamente manejada, la herramienta de simulación de sistemas eléctricos de potencia DlgSILENT PowerFactory. Con ella se examinarán los efectos que en régimen estático y dinámico tienen los nuevos sistemas a integrar sobre la propia red. Evaluando los efectos positivos y negativos y estableciendo las estrategias de integración necesarias en el futuro para optimizar el comportamiento sostenible y económico del sistema eléctrico de energía. El estudio del régimen estacionario, permite calcular los flujos de cargas y comprender las mejoras que la generación distribuida de energías renovables aporta a la red de distribución.

El quinto capítulo versa acerca de la estabilidad transitoria de los sistemas de generación renovable, tanto aquellos estáticos como el caso de los parques eólicos con generadores de inducción doblemente alimentados. Se establece una metodología de estudio de acuerdo con los procedimientos de conexión existentes así como los procedimientos de verificación exigidos en la actualidad y posibles exigencias futuras.

El sexto capítulo estudia mejorar el comportamiento de las redes distribuidas con alta penetración de fuentes renovables de origen no despachable, de manera que permitan mejorar la estabilidad y la calidad de los sistemas eléctricos mediante el control de frecuencia de la generación renovable.

Finalmente se establecen las conclusiones de los estudios realizados. Se proponen los estudios que a futuro deben ser desarrollados para la integración de los sistemas de generación renovables distribuidos en las futuras redes de distribución inteligentes.

Universitat d'Alacant  
Universidad de Alicante

## Capítulo 2

# SISTEMAS DE GENERACIÓN Y ACUMULACIÓN

## DISTRIBUIDA

Aunque la definición de generación o acumulación distribuida es numerosas veces ambigua, en este trabajo se considera que existe generación o acumulación distribuida en el momento en el que una instalación de alguno de estos tipos se conecta a la red de distribución. Esta situación contraviene la configuración clásica de la red, cuyo escenario contemplaba que todas las centrales de generación se conectaban a la red de transporte de energía en puntos lejanos a los centros de consumo y éstos últimos se situaban con excepción de grandes industrias en centros de población con redes de distribución unidireccionales.

### 2.1.- SISTEMAS DISTRIBUIDOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

La generación distribuida conlleva inherentemente, algunos aspectos que modifican el problema clásico de integración de energía convencional en la red. Por una parte el flujo de cargas deja de ser unidireccional y a partir de ahora puede considerarse un flujo bidireccional de las cargas, dependiendo de las circunstancias de la generación, el consumo y la propia red. Por otra parte, la menor robustez de la red de distribución, si se compara ésta con la red de transporte, agudiza los inconvenientes que pueden generarse ante las oscilaciones que puedan presentarse en un estudio dinámico. A continuación se detallan los sistemas de generación de energía susceptibles de ser integrados en sistemas distribuidos.

### 2.1.1.- SISTEMAS DE CONVERSIÓN DE ENERGÍA EÓLICA

Las aeroturbinas convierten la energía cinética existente en el viento en energía mecánica mediante un sistema de palas orientadas de forma adecuada que permite mover un generador eléctrico. Están compuestos por:

- Palas.
- Rotor.
- Multiplicador.
- Generador.
- Transformador.

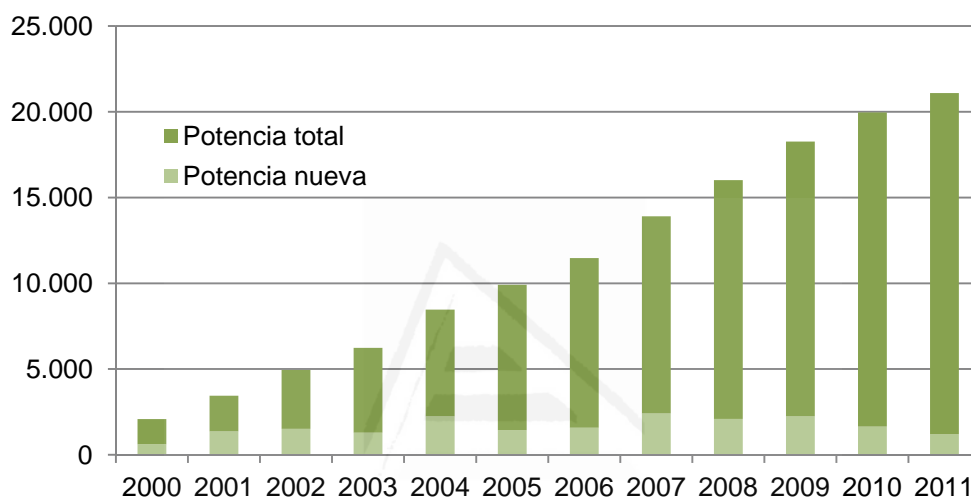


Figura 2.1: Potencia eólica instalada en España, MW.

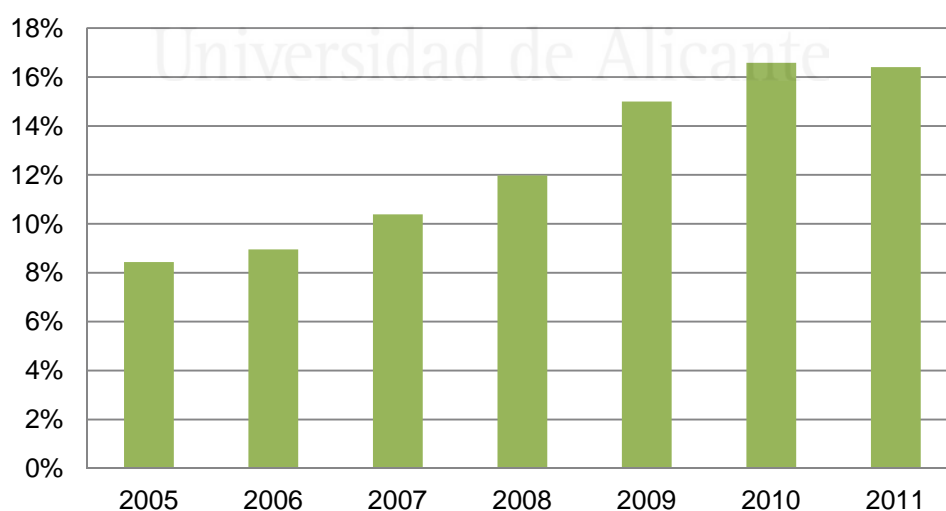


Figura 2.2: Cobertura de la energía eólica, %.

La energía eólica se desarrolló enormemente en la última década, figura 2.1, lo que ha permitido afrontar en los años actuales un estado de madurez que le habilita para ser reconocida como una de las más populares fuentes de energía renovable en la actualidad. Cabe destacar que el sistema de subastas adoptado en el cono sur americano ha dado como resultado precios de casación entre 62 y 69 dólares por MWh, muy similares a los costes del mercado de producción de sistemas como el español, e incluso inferiores, cabe recordar que el precio del mercado diario a lo largo de los últimos 5 años, ha variado dependiendo del año entre 37 y 64 euros por MWh. Como inconveniente principal se encuentra la variabilidad de la fuente de energía, que es el viento, y que no se ajusta de modo alguno a las curvas de carga del sistema eléctrico, por lo que requiere de otras fuentes de energía controlables o sistemas de acumulación correctamente dimensionados. Actualmente, la potencia unitaria de una máquina eólica es superior a 2 MW, aunque para aplicaciones off-shore las potencias suelen ser algo mayores. En cuanto al rendimiento, varía mucho con el factor de carga de la instalación, si bien se puede estimar un rendimiento para el punto de máximo aprovechamiento del 50%, si se computan la energía máxima aprovechable según Betz de 16/27, con el rendimiento en los diferentes componentes de un aerogenerador de un 80% aproximadamente. Tanto para velocidades de viento superiores como para velocidades de viento inferiores el rendimiento varía en gran medida. La potencia aprovechable por un aerogenerador será según la ecuación 2.1:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot s \cdot v^3 \cdot \frac{16}{27} \cdot \eta$$

Ecuación 2.1: Potencia eólica aprovechable.

Donde “P” es la potencia aprovechable, “ρ” la densidad del aire, “s” la superficie barrida por las palas, “v” la velocidad del viento y “η” el rendimiento de los componentes del aerogenerador.

#### 2.1.1.1.- Generador Eólico Síncrono

En la fabricación de los generadores eléctricos para la industria eólica, se emplean tanto máquinas síncronas como de inducción o asíncronas, para los sistemas síncronos, la frecuencia de la señal eléctrica de salida cumple estrictamente la ecuación 2.2:

$$f = \frac{p \cdot n}{60}$$

Ecuación 2.2: Frecuencia del generador.

Siendo “f” la frecuencia Hertzios de la red eléctrica, “p” el número de pares de polos y “n” las revoluciones por minuto a la que gira el rotor, relacionadas con la velocidad del viento.

Es por ello, que en máquinas síncronas, se cuenta con generadores con gran número de polos y caja multiplicadora. Los incrementos de velocidad del viento incrementan la potencia activa suministrada por el aerogenerador manteniendo la velocidad de giro constante. Es importante al sincronizar estas máquinas que la frecuencia, amplitud y fase de las tensiones generadas y de la red sean idénticas. Son generadores equipados con electroimanes o imanes permanentes. Para adecuar su velocidad de giro a la frecuencia del sistema eléctrico se emplean equipando un gran número de polos y cajas multiplicadoras. Estos aerogeneradores son capaces de variar la tensión de salida y regular la potencia reactiva generada mediante el control de la corriente continua de excitación. Las continuas variaciones que presenta el viento, hacen que este tipo de aerogeneradores sea de difícil implantación de una manera directa, es decir sin un sistema electrónico de potencia que sirva de acoplamiento con la red [20].

#### 2.1.1.2.- Generador Eólico Asíncrono

Es el tipo más frecuente de máquina eléctrica empleada en los sistemas eléctricos de conversión de energía eólica. Los devanados inductores se alimentan por una fuente exterior alterna de corriente magnetizante que genera un campo magnético giratorio, lo que provoca que la carga inductiva del devanado inductor consuma energía reactiva. Por tal motivo se disponen condensadores en paralelo con la línea de salida del generador con regulación por tensión mediante un relé. También es característico el empleo de arrancadores suaves a fin de limitar una intensidad de arranque de hasta 6 veces la nominal debido al alto par motor al inicio de la puesta en marcha, ya que se emplean como motores hasta la velocidad de operación. Se adaptan algo mejor que los generadores síncronos a las velocidades de viento, debido a una ligera holgura permitida por la capacidad de deslizamiento. En este sentido, es posible encontrar varias soluciones a fin de ajustar la velocidad del viento y por tanto de las aspas con la velocidad de sincronismo del generador, y entre ellas cabe destacar el disponer de dos relaciones en la caja multiplicadora, el uso de dos generadores de diferente número de polos y el generador doblemente bobinado, opción, ésta última, la más adoptada.

#### 2.1.1.3.- Generador de Velocidad Variable

Basados en la adición de un convertidor que permite a la máquina operar de forma óptima para cualquier velocidad de viento. Están basados en generadores síncronos o asíncronos que equipan un convertidor en el circuito principal de potencia. Existen otros tipos de aerogeneradores de velocidad variable:

- Generador asíncrono con control de deslizamiento variable. El rotor bobinado del generador se conecta en paralelo a una resistencia y a un módulo

compuesto por un tiristor lo que permite una característica par-velocidad más suave.

- Generador asíncrono con cascada hipersíncrona. Consistente en la adición de un convertidor electrónico que realiza la función de resistencia variable del rotor, variando su característica par-deslizamiento, basado en un rectificador de diodos, bobina de alisado e inversor trifásico conmutado por red (tiristores) o autoconmutado (IGBTs). El inversor incrementa la tensión en el circuito de corriente continua y el rotor del generador se acelera para que al aumentar el deslizamiento aumente la fuerza electromotriz inducida, polarizando en sentido directo los diodos del rectificador, la corriente solo circula en sentido del rotor al inversor incrementando el par y alcanzando deslizamientos del 20%.
- Generadores de reluctancia conmutada.

Entre los generadores de velocidad variable se especifican, en concreto, los generadores de inducción doblemente alimentados y los generadores síncronos directamente alimentados.

### 2.1.1.3.1.- Generador de Velocidad Variable Síncrono

La principal ventaja del generador síncrono, normalmente grande y pesado, acoplado con un convertidor es que le permite trabajar en condiciones óptimas de rendimiento. Además, el generador permanece aislado de la red, por lo que trabaja independientemente de ella. Esto supone también un inconveniente, ya que toda la potencia debe ser transferida a través del sistema de potencia, por lo que debe tener un diseño robusto y su eficiencia afectará directamente a la eficiencia de todo el sistema. Al desacoplar el generador de la red mediante una interface de potencia, se posibilita que pueda trabajar de forma independiente a las condiciones de la red, figura 2.3, prestando servicios complementarios para el sistema eléctrico y principalmente el servicio de regulación de tensión.

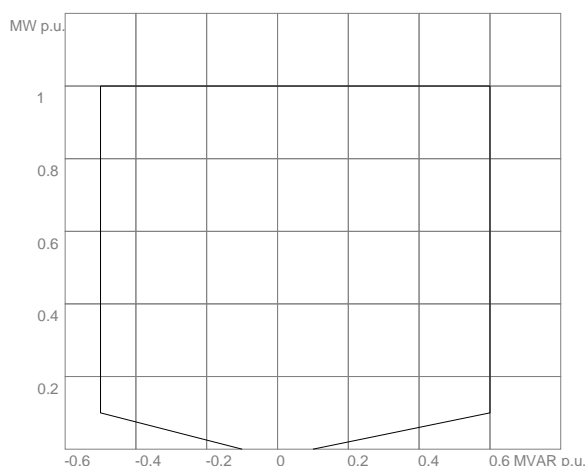


Figura 2.3: Funcionamiento generador síncrono de velocidad variable.



En las faltas a varias fases, el aerogenerador inyecta reactiva en las tres fases, independientemente de si una fase específica está o no afectada por la falta, resultando en una posible sobretensión que puede derivar en la desconexión de los aerogeneradores. Poseen un tiempo rápido de respuesta, pero las consignas específicas deben ser dictadas por el operador del sistema a fin de optimizar su comportamiento en la red y prevenir efectos adversos.

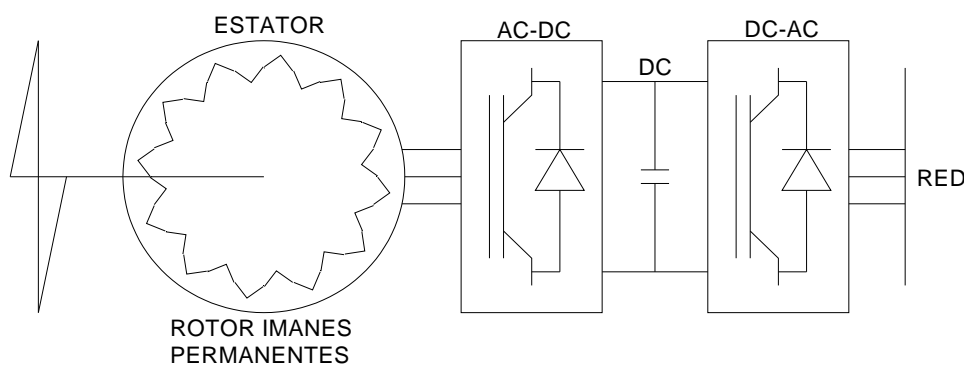


Figura 2.4: Esquema del generador de velocidad variable.

En la figura 2.4, del generador de velocidad variable, se observa su disposición sin necesidad de equipar la caja multiplicadora. En su lugar se equipa un convertidor basado en electrónica de potencia capaz de adaptar la potencia generada a las características del sistema eléctrico.

#### 2.1.1.3.2.- Generador de Velocidad Variable Doblemente Alimentado

Conocido por sus siglas en inglés, DFIG, se ha convertido en la tecnología más utilizada. La tecnología se basa en la interposición de un sistema convertidor de potencia entre el rotor y la red eléctrica, figura 2.5, mientras que el estator está directamente conectado a la red eléctrica. El convertidor se emplea para controlar la tensión del rotor y el sistema de control se programa para que permita el empleo del generador en el punto de operación óptima. Es posible desacoplar parcialmente la producción de potencia activa y potencia reactiva. El convertidor del lado del rotor genera potencia activa y reactiva mientras que el lado de la red mantiene la tensión en un valor constante. En la figura 2.6 se muestra la curva de capacidad. En el generador de inducción doblemente alimentado, a diferencia del generador síncrono de velocidad variable, hasta el 30% de la potencia fluirá a través del convertidor, pero normalmente será menor.

La generación de energía en el estator es siempre positiva, mientras que en el rotor, dependerá de la potencia total de salida, siendo positiva a partir del 50% de la potencia total nominal y hasta llegar a la potencia nominal, para la cual cerca del 80% de la potencia fluirá por el estator y algo más del 20% fluirá por el rotor.

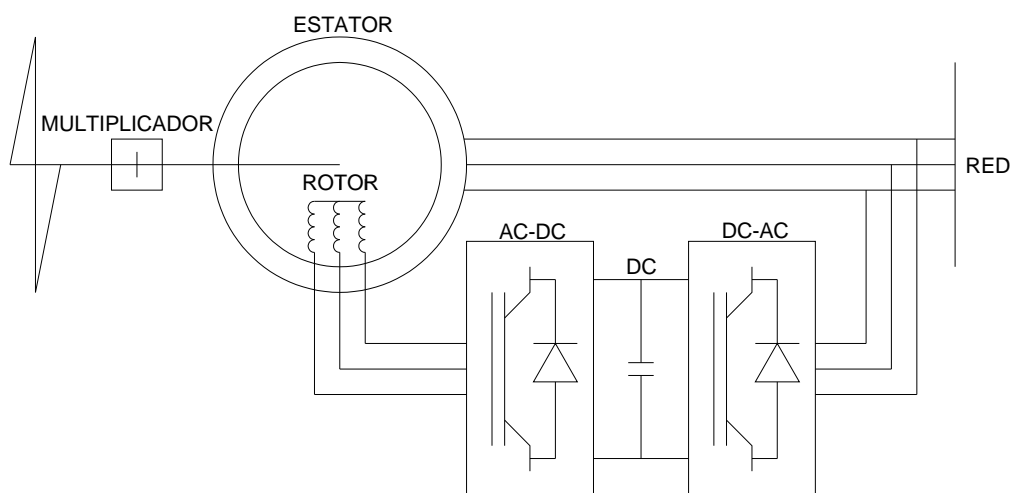


Figura 2.5: Esquema del DFIG.

Típicamente, este tipo de generadores presenta el problema del comportamiento frente a contingencias en la red, como huecos de tensión, durante los cuales la electrónica de potencia se desconectará para proteger los IGBTs resultando en un sistema equivalente al generador de inducción sin gobierno. Por lo que deben de ser previstas estas situaciones. Son de interés prioritario para el operador del sistema la capacidad de regulación de potencia reactiva y la desconexión de aerogeneradores en los huecos de tensión hasta que se despeja la falta. En la figura 2.6 se muestran los límites de funcionamiento del generador de inducción doblemente alimentado.

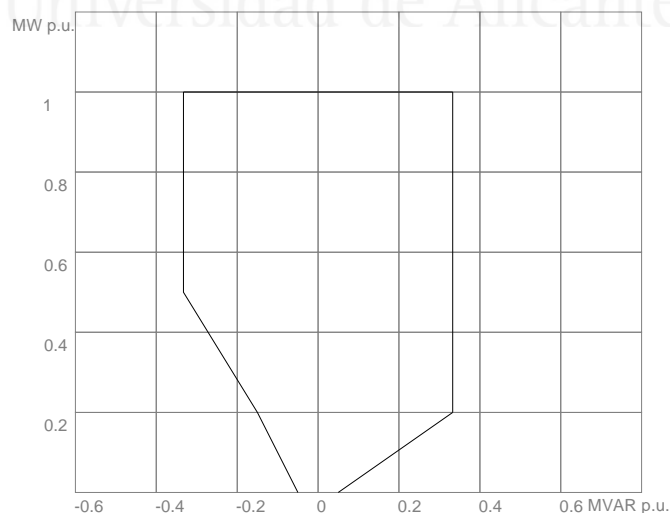


Figura 2.6: Límites de funcionamiento del DFIG.

2.1.1.3.2.1- Crowbar y Chopper

Para mejorar el comportamiento dinámico de los generadores de inducción doblemente alimentados, se equipan estos dos sistemas tal y como muestra la figura 2.7, donde se observa la equipación del crowbar y el chopper.

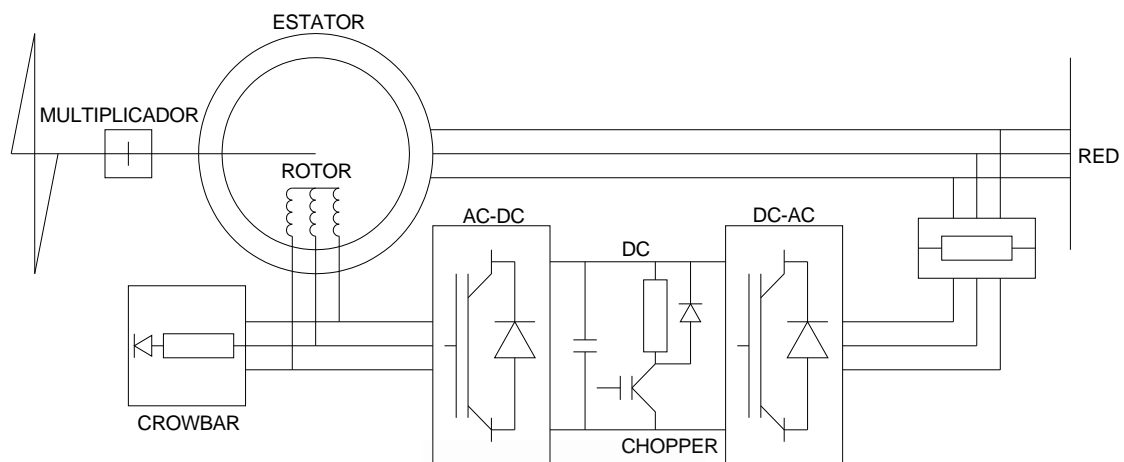


Figura 2.7: Esquema del DFIG equipado con crowbar y chopper.

Para el funcionamiento del crowbar se instala una resistencia entre el rotor y el lado del rotor del convertidor, de manera que permite 4 modos de operación que se describen a continuación. En el modo normal de operación, la tensión y la corriente del rotor son controladas por los IGBTs y el crowbar está desconectado. Esta configuración de funcionamiento se muestra en la figura 2.8.

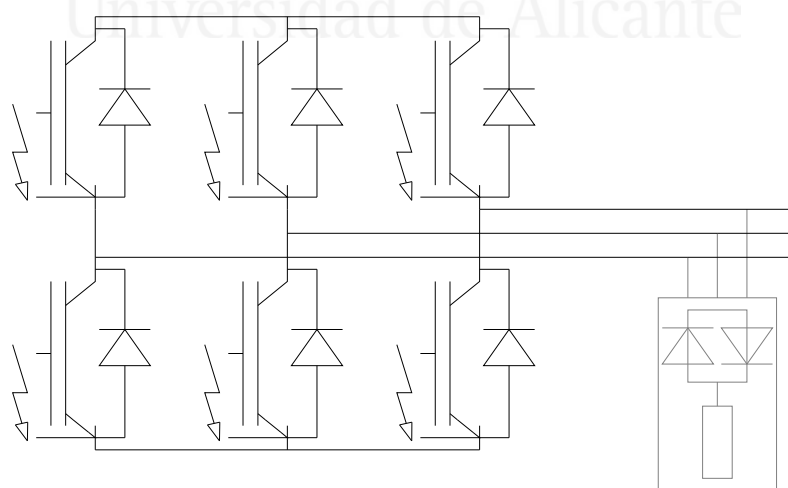


Figura 2.8: Funcionamiento del DFIG equipado con crowbar en modo normal.

En el modo de funcionamiento del crowbar, figura 2.9, el convertidor del lado del rotor está desconectado y el crowbar está conectado. La tensión en el rotor se sitúa próxima a cero y la resistencia conectada al rotor igual a la resistencia del crowbar. El sistema entra en modo crowbar cuando la tensión en la parte de corriente continua alcanza 1,11 p.u. La corriente atraviesa el crowbar y el incremento de la velocidad del rotor será absorbido. Permanece conectado unos 60 ms y después el generador se mantiene en operación aunque la tensión sea baja. Se muestra en la figura 2.9.

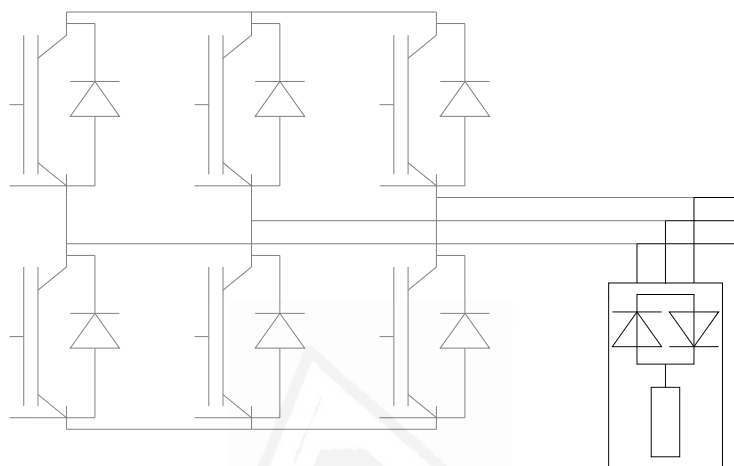


Figura 2.9: Funcionamiento del DFIG en modo crowbar.

También se puede encontrar que el convertidor del lado del rotor permanezca desconectado y también el crowbar, figura 2.10. En este caso el rotor está abierto y su corriente es cero. Para su modelado se emplea una resistencia infinita en el lugar del crowbar. La resistencia tiene 100 veces el valor de la resistencia del rotor. En este modo el generador doblemente alimentado se comporta como un generador de inducción.

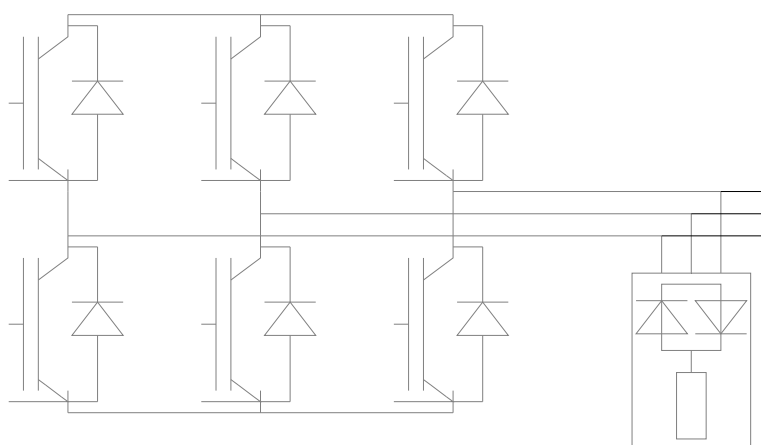


Figura 2.10: Funcionamiento del DFIG con el convertidor y crowbar desconectados.

Por último, se encuentra el funcionamiento en modo diodo; en el mismo, debido a una sobretensión o una sobrecorriente en el lado del rotor del convertidor, los IGBTs son bloqueados y entonces el lado del rotor del convertidor permanece conectado. La corriente fluye entonces a través de los diodos. El crowbar permanece desconectado y las bobinas del rotor son alimentadas a través de los diodos, que están en paralelo con los IGBTs. Es posible una rápida subida de la tensión en el circuito de continua. Esta situación se observa en la figura 2.11.

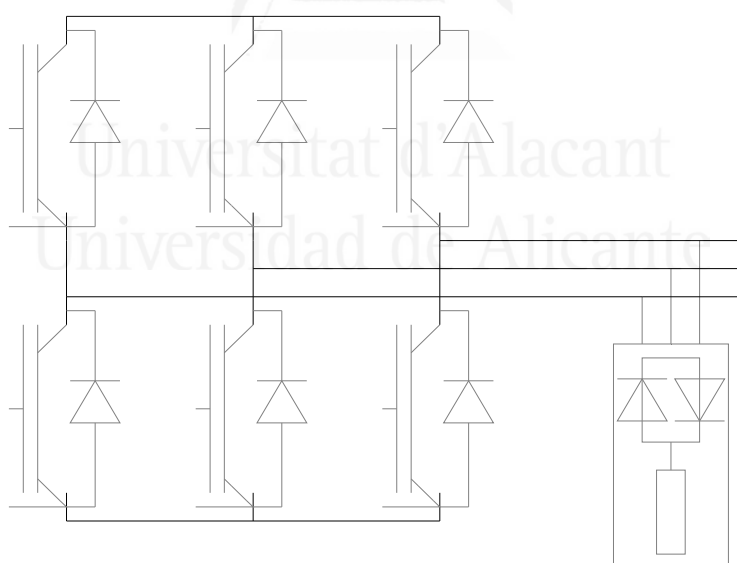


Figura 2.11: Funcionamiento del DFIG equipado con crowbar en modo diodo.

En relación al empleo del chopper, se trata de una solución adoptada en las últimas tecnologías que resulta ser, también, una de las más costosas, por lo que solo algunos parques vienen equipados con esta tecnología. Se basa en la adición de una resistencia controlada por un tiristor en la parte de corriente continua del enlace, por lo

que los puentes pueden permanecer conectados mientras la resistencia se encarga de bajar la tensión y por tanto no se pierde el gobierno de la turbina. Normalmente actúa a una tensión comprendida entre 1,04 y 1,06 p.u. Como principal consecuencia tras una falta, baja el consumo de potencia reactiva.

#### 2.1.1.4.- Conexión de la Generación Eólica

Sin embargo, los aerogeneradores siguen presentando el inconveniente de las fluctuaciones de viento. La variabilidad es muy limitada a escalas de tiempo menores de 10 minutos, debido a la dispersión geográfica de los parques. Sin embargo, cuando se habla de variabilidades en escalas de tiempo de horas o días, la casación con la demanda es más complicada y es necesario recurrir a otros tipos de tecnologías. Incluso a nivel estacional, se puede determinar que los perfiles de producción pueden variar con la ubicación geográfica.

En este sentido, se han encontrado grandes variaciones entre los parques ubicados en el archipiélago canario y los peninsulares. Así pues, mientras en Canarias el perfil de generación tiene sus máximos en Julio y Agosto y sus mínimos en marzo y abril, en el sistema peninsular, la situación es bastante diferente. Derivados de esta tesis, se ha realizado alguna publicación al respecto [8].

Cuando un aerogenerador se desconecta, la reconexión requiere de una gran corriente de magnetización, y las consecuentes caídas de tensión. Es fundamental minimizar el problema con electrónica de potencia, ya que este fenómeno determina la aptitud de las turbinas a fin de cumplir los requisitos de los procedimientos operativos de Red Eléctrica de España [9], y en concreto el procedimiento operativo 12.3. También las fluctuaciones de viento pueden provocar fenómenos de flicker. Aunque el principal reto para la energía eólica es la no despachabilidad de la energía. Por lo que requieren complementarse con otras fuentes de energía, o con sistemas de acumulación a fin de satisfacer el despacho de la demanda. Para el sistema eléctrico, los parques eólicos poseen típicamente las siguientes características:

- Sin capacidad de cogeneración.
- Sin posibilidad de prestar despacho económico.
- No permiten el funcionamiento en isla.
- No pueden realizar el seguimiento de la demanda.
- Apenas pueden prestar servicios complementarios para el sistema.
- Muy mala capacidad de iniciarse tras una caída de la red.
- Mal comportamiento considerando los armónicos.
- Mal comportamiento por efecto flicker.

Los sistemas eólicos actuales, permiten:

- El control de ráfagas por viento alto, que evitan la histéresis por viento alto, evitando los parones repentinos.

- La potencia es conducida a través de una etapa intermedia basada en convertidores, de manera que se permite la regulación de tensión, frecuencia y potencia.
- Permiten al aerogenerador adoptar las características de un STATCOM en la propia unidad de generación.
- Son capaces de mantener durante un periodo de variación o fallo las características de tensión y frecuencia.
- Son capaces de integrarse en un centro de control.

Debido a estas características, se hace necesario desarrollar nuevos sistemas que permitan a los generadores eólicos desplegar todo su potencial, así como implementar estrategias que permitan maximizar su integración en la red, compensando los efectos adversos mediante estas tecnologías, como son los sistemas de acumulación y sistemas de regulación. Estos sistemas se describen en los siguientes apartados y su funcionamiento se analiza en los siguientes capítulos.



Universitat d'Alacant  
Universidad de Alicante

## 2.1.2.- SISTEMAS DE ENERGÍA SOLAR

Los sistemas de energía solar emplean la energía contenida en las radiaciones solares para producir la electricidad. Suelen caracterizarse por una amplia regularidad dentro de una misma zona, independientemente de la ubicación exacta del emplazamiento. Para el caso de España, la radiación media se encuentra en unos niveles aceptables para su aprovechamiento. Normalmente, la energía incidente por metro cuadrado en superficies horizontales supera los 4 kWh/m<sup>2</sup> en la mayor parte del territorio. La radiación máxima, tiene picos de 1 kW/m<sup>2</sup> a nivel del mar. A lo largo del año tiene una gran variabilidad, ya que en los meses de más radiación alcanza valores 5 veces superiores a los meses de menos radiación, aunque este inconveniente se puede rectificar en parte con la orientación de la superficie de captación, ya que a lo largo del invierno el efecto coseno es más acentuado [10].

En cuanto a su variabilidad diaria, la curva de potencia recibida se relaciona con facilidad con la actividad y la demanda durante el día, incluso se corresponde con determinadas demandas máximas experimentadas en el sistema eléctrico en la actualidad, que coinciden con los días de más calor y por tanto de más demanda de refrigeración. Su principal inconveniente es que a lo largo de la noche no produce ninguna energía. En sistemas con vastas extensiones, donde la longitud cartográfica varía, es posible paliar el efecto de las variaciones diurnas de la generación fotovoltaica mediante flujos bidireccionales de energía este-oeste, dependiendo de si se trata del amanecer o del atardecer.

Cabe diferenciar los aprovechamientos térmicos en los cuales se transforma el calor en energía mecánica y después en energía eléctrica, de aquellos que directamente generan electricidad mediante el efecto fotovoltaico. A continuación se detallan diversas formas de explotación del recurso solar.

### 2.1.2.1.- Energía Solar Termoeléctrica

La energía solar termoeléctrica se basa en el aprovechamiento de la radiación solar para la producción de energía eléctrica en zonas cálidas. Consiste en un circuito primario donde se aprovecha la radiación solar para calentar un fluido caloportador, que es el encargado de trasladar energía térmica hacia un ciclo de potencia, el cual posee un generador de vapor funcionando con un ciclo de Rankine y a veces uno de Brayton. Su hibridación suele basarse en el empleo de combustibles fósiles o renovables, como gas o biomasa.

Debido a la variabilidad del recurso solar, y a su periodo de funcionamiento día y noche, las plantas termosolares suelen ir dotadas de sistemas de almacenamiento diseñados para mantener la producción de energía aún con baja radiación solar y en horas nocturnas. Actualmente, los sistemas termosolares en explotación y en fase de proyecto, permiten una acumulación de hasta 20 horas de trabajo para el grupo



térmico, lo cual supone una acumulación casi tres veces superior si se habla de acumulación de energía térmica, debido al rendimiento del ciclo de Rankine.

Esta posibilidad de acumulación hace factible el despacho de las plantas termosolares, su funcionamiento en isla, el seguimiento de la demanda, y los servicios complementarios. Así como también ser eficaces para los armónicos y el flicker. En los sistemas termosolares, se han contemplado típicamente las siguientes propiedades en su funcionamiento al ser conectadas a la red eléctrica:

- Malas características para el diseño de sistemas de cogeneración.
- Los sistemas actuales de acumulación permiten un buen despacho de la energía generada.
- Es posible el funcionamiento en isla.
- Permiten el seguimiento de la demanda.
- Permiten la prestación de los servicios complementarios al sistema.
- Buena calidad de la energía generada, sin armónicos.
- Buen comportamiento ante efectos de flicker.

Estas características son comunes tanto para las instalaciones detalladas en la tecnología de colectores cilindro parabólicos, como para aquellas instalaciones que emplean la tecnología de torre central.

En relación a los rendimientos, en cuanto a la captación y transferencia de calor desde el campo solar hasta el ciclo de potencia, cabe destacar unos rendimientos bastante altos, aunque se ven mermados con los rendimientos típicos para el ciclo de potencia de vapor como el de Rankine, obteniendo unos rendimientos globales del 20%. Las instalaciones actuales poseen una potencia instalada entre 5 y 100 MW.

### 2.1.2.1.1.- Concentradores Cilindro-Parabólicos

En estos sistemas se emplean espejos colectores cilindro-parabólicos, CCP, para concentrar la radiación solar en un tubo localizado a lo largo del foco del colector. El tubo contiene el fluido caloportador y puede alcanzar temperaturas de 500 °C. Normalmente el fluido caloportador es conducido a un intercambiador de calor donde cede su energía a un fluido, generalmente agua, que realiza un ciclo de vapor.

Se proveen de un sistema de seguimiento a un eje, o incluso dos, que mantienen en el punto máximo la radiación reflejada al tubo absorbedor. Actualmente puede considerarse una tecnología en desarrollo, que conlleva un alto nivel de investigación, sin embargo, ya existen plantas comerciales funcionando en España, y está previsto que sigan su desarrollo tanto a nivel nacional como a nivel internacional en emplazamientos óptimos. El esquema que detalla el funcionamiento de este tipo de plantas se muestra en la figura 2.12.

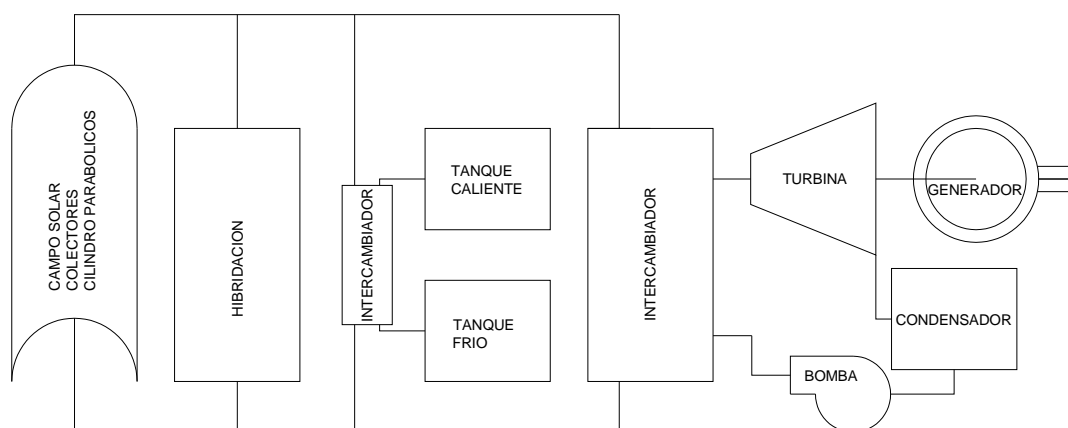


Figura 2.12: Esquema de central termoeléctrica solar de CCP.

El elemento diferencial de esta tecnología es el propio concentrador cilindro parabólico, el cual actúa como reflectante y concentrador de los rayos solares sobre un receptor tubular y lineal ubicado en el foco. En dicho receptor se encuentra, rodeado de vacío, el tubo absorbente donde circula un fluido caloportador, normalmente aceites o a veces sales fundidas. Estos colectores cilindro parabólicos se conectan formando lazos en serie y en paralelo en función de la temperatura y el caudal deseados.

En cuanto a la hibridación, este tipo de instalaciones suelen emplear un sistema de apoyo mediante gas, si bien también es posible su uso con biogases o biomásas. También se emplean en ciclos combinados con apoyo solar.

A fin de regular la producción de este tipo de instalaciones, hacer frente a transitorios y poder prolongar el tiempo de uso a las horas en las que ya no existe radiación solar, se utilizan varias tecnologías de acumulación, entre las que destacan:

- Un tanque: aprovechando la inercia del mismo y la estratificación.
- Un tanque dual: donde coexisten el fluido de trabajo y el material de acumulación.
- Dos tanques: tanque frío y tanque caliente.

El funcionamiento del sistema de acumulación con dos tanques se basa en un intercambiador de calor entre el fluido primario y un fluido de acumulación, normalmente sales fundidas. Si el fluido caloportador empleado es el propio fluido de acumulación, el intercambiador puede ser suprimido. De esta manera, los excedentes de calor en horas punta de radiación pasan por el intercambiador cediendo su energía térmica a las sales, que circulan para el caso desde el depósito frío al tanque caliente. Cuando es necesario extraer la energía, por el descenso en la radiación incidente y la consecuente pérdida energética del fluido primario caloportador, desde el tanque caliente se hace circular el fluido de acumulación hasta el tanque frío, cediendo en el intercambiador su energía térmica al fluido caloportador.

Esta configuración hace que realmente se dispongan tres posibles fuentes de calor para el fluido caloportador, el campo solar de colectores cilindro-parabólicos, el sistema de hibridación y el sistema de acumulación, pudiendo este último adoptar la función de generación o acumulación. Desde el punto de vista termodinámico, se trata de un sistema que trabaja bajo un ciclo de Rankine o bien con un ciclo de Brayton cuando se basa en la tecnología de ciclo combinado o hibridación.

### 2.1.2.1.2.- Concentrador de Torre Central

Aquellas que poseen un único punto o receptor central en el que se concentra la radiación procedente de una gran cantidad de espejos planos, o con una ligera concavidad, conocidos como heliostatos. La gran cantidad de espejos de captación, y la reducida superficie de concentración hacen que pueda trabajar con temperaturas muy elevadas y que superan los 1000°C. A efectos de la potencia generada, las centrales de colectores cilindro-parabólicos y torre central suponen características similares.

Como componentes principales destacan los heliostatos y el receptor central en la parte del campo solar. El funcionamiento de la parte termodinámica presenta tres configuraciones fundamentales:

- Ciclo de Rankine.
- Ciclo de Brayton, actuando como apoyo de la caldera de recuperación.
- Ciclo combinado, participando en el calentamiento del aire comprimido para ser empleado mediante su combustión con gas.

El esquema más aceptado es el que se presenta en la figura 2.13, que funciona mediante un ciclo de Rankine.

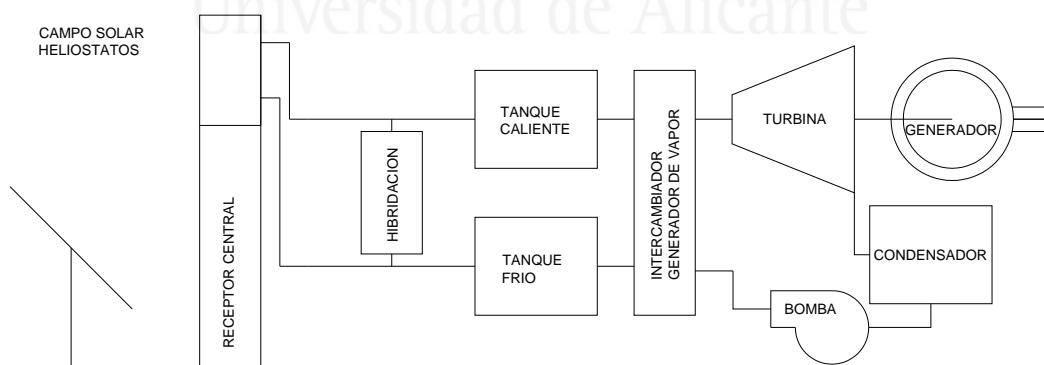


Figura 2.13: Esquema de central termoeléctrica solar de torre central.

El campo de heliostatos refleja toda la radiación sobre el receptor central. Puede estar constituido por un campo de heliostatos ubicados al norte del receptor, aunque últimamente se han desarrollado receptores que permiten campos ubicados

en todo el perímetro de la torre central. El receptor de dicha torre se aprovecha directamente para transmitir el calor de la radiación al fluido caloportador, constituido generalmente por un generador de vapor, un metal líquido, o una mezcla de sales. De estas dos últimas formas es posible la acumulación de energía en forma de calor para varias horas, pudiendo operar en temporadas estivales prácticamente las 24 horas, sin necesidad de añadir un intercambiador adicional. En funcionamiento del tanque frío y el tanque caliente en este caso sería similar a un tanque buffer. Además, en esta parte se añade la hibridación de la planta, por una cuestión legal limitada al 15% de la energía generada y ubicada en la parte del circuito caloportador. Si bien su rendimiento sería más efectivo directamente sobre el vapor, ahorrando su paso por el intercambiador o generador de vapor. Con la legislación actual, el generador de vapor es alimentado por el circuito de fluido caloportador. Mientras que el ciclo de Rankine tiene lugar en el circuito de vapor, siendo por tanto necesaria la presencia de un intercambiador.

### 2.1.2.1.3.- Discos

Esta tecnología se está desarrollando en la actualidad, a partir de discos parabólicos, de manera que concentran la radiación en el foco del espejo. Las temperaturas alcanzan 750°C y se puede emplear para producir vapor o gas. En este último caso se emplean con un motor Stirling localizado en el receptor en el que se están implementando sistemas de entre 7 y 25 kW por cada unidad y serían susceptibles de ser instalados de manera independiente.

### 2.1.2.2.- Energía Solar Fotovoltaica

El efecto fotovoltaico consiste en la conversión de la luz solar en electricidad cuando en los materiales semiconductores se liberan electrones al incidir un fotón en el material semiconductor y ser absorbido, provocando la corriente eléctrica al generar un campo eléctrico que deriva en la circulación de electrones al cerrar el circuito a través de la carga. El rendimiento típico de un panel fotovoltaico depende de la tecnología empleada en su construcción, actualmente, las tres tecnologías más empleadas son los paneles amorfos, policristalinos y monocristalinos, que alcanzan unos rendimientos en el entorno de un 10, un 15 y un 20% respectivamente. A estos rendimientos hay que añadir las pérdidas en el cableado y sobre todo la eficiencia del sistema inversor, que actualmente alcanza valores superiores al 95%. Al igual que las centrales termoeléctricas solares, su rendimiento viene establecido con gran regularidad atendiendo a la latitud en que se encuentren ubicadas. Su producción está totalmente condicionada por el ciclo solar de 24 horas, siendo en las horas centrales cuando concentra su producción, así como por las variaciones de radiación estacionales.

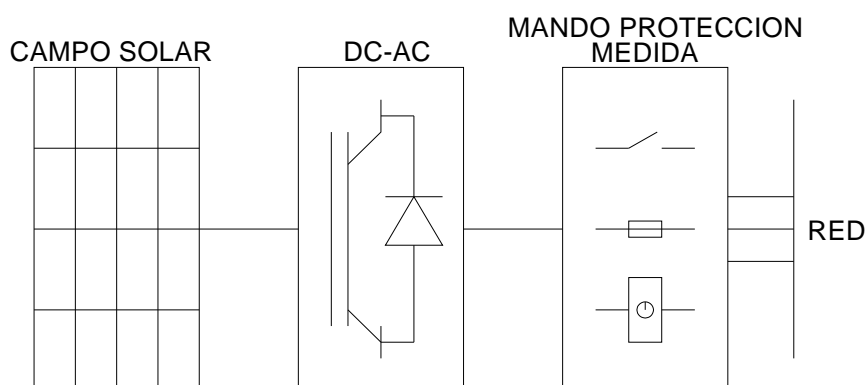


Figura 2.14: Esquema de central solar fotovoltaica conectada a red.

Desde el campo solar, figura 2.14, los módulos producen una determinada corriente continua, con unas tensiones e intensidades que se configuran mediante la conexión en serie y paralelo de los módulos fotovoltaicos, dependiendo de las especificaciones técnicas del inversor. La potencia generada guarda un valor prácticamente proporcional a la intensidad solar recibida. Debido a los rendimientos de los módulos, a la radiación solar incidente, que adopta valores instantáneos de  $1.000 \text{ W/m}^2$  al nivel del mar, y al tamaño típico de los módulos en el entorno de  $1$  a  $1,5\text{m}^2$ , la potencia unitaria de los módulos varía de  $100$  a  $250 \text{ W}$ . Las características de tensión e intensidad interna de los módulos dependerán de la forma de conexión y el montaje de las obleas que lo componen.

Una vez se obtienen los parámetros de corriente continua deseados, la energía es convertida a corriente alterna por el inversor. Los inversores sinusoidales se encargan de transformar la corriente continua generada por las placas solares en corriente alterna en baja o incluso en media tensión para ser evacuada a la red. Tanto las líneas de corriente continua como las líneas de corriente alterna vienen protegidas por fusibles, magnetotérmicos y diferenciales.

Previa a su evacuación es necesario el disponer de interruptores generales para el conjunto de la instalación así como la medida de la energía. En este caso es posible el desarrollo de instalaciones de pequeña potencia. Existen instalaciones conectadas a la red de distribución con potencias de  $1 \text{ kW}$ . Aunque normalmente, son potencias mayores y existen proyectos en la actualidad de instalaciones conectadas a la red de transporte de hasta  $400 \text{ MW}$ . La fotovoltaica puede presentar problemas de flicker, por la variación de radiación solar. No es posible despacharla ni generarla en horas nocturnas.

Su calidad en relación con los armónicos dependerá del sistema de inversión instalado. Es por ello que se referencia el capítulo de sistemas de conversión de potencia, donde se detallan sus características de funcionamiento. No obstante, sus características en la conexión a red se resumen como:

- Sin capacidad para la cogeneración.
- Sin posibilidad de despacho.
- Sin capacidad para el funcionamiento en isla.
- Sin capacidad para el seguimiento de la demanda.
- No puede prestar servicios complementarios.
- Incapacidad para el inicio en *black start*.
- Generación de armónicos en los sistemas de conversión.
- Mal comportamiento por flicker.

Dependiendo del sistema electrónico de conversión de potencia, se puede mejorar la generación de armónicos. Es por ello que estos sistemas deben ser tratados ampliamente. Otra característica del sistema de potencia es la de realizar un seguimiento del punto de máxima potencia, denominado MPPT, que mantiene el campo solar trabajando bajo el nivel de máxima eficiencia, bajo diferentes condiciones de operación debidas a las diversas condiciones atmosféricas. Consecuentemente, en instalaciones con campos solares diferenciados, con desiguales sombreados, orientaciones, o inclinaciones, es necesaria la instalación de diferentes puntos de seguimiento del MPPT. Para dotar al convertidor de la capacidad de maximizar la producción del campo solar es necesaria la adición de una etapa DC-DC.

### 2.1.3.- TURBINAS DE GAS, MICROTURBINAS

La eficiencia y la fiabilidad de esta tecnología es el principal argumento para justificar su participación en la generación distribuida. Las turbinas responden con rapidez a las variaciones en la demanda ya que poseen una inercia relativamente baja. No presentan problemas por armónicos ni flicker. El principal inconveniente es que su eficiencia se ve afectada al variar el régimen de carga, ya que al 50% de su carga nominal, la eficiencia puede bajar al 75% de la eficiencia a plena carga. El tiempo de arranque suele oscilar en la mayoría de las ocasiones entre 10 minutos y 1 hora.

Las turbinas permiten:

- Cogeneración: recuperador de calor de los gases de escape.
- Despacho.
- Funcionamiento en isla.
- Seguimiento de la demanda.
- Servicios complementarios.
- *Black start*: arranque independiente de la red (con batería).
- Control de armónicos. Aunque en el caso de las microturbinas dependerá del sistema de electrónica empleado, y que mejora con el tiempo.
- Buen comportamiento de flicker para las turbinas, aunque en el caso de las microturbinas tendrán un mal comportamiento.

En los últimos años se habla de microturbinas, con pequeños sistemas de álabes que alcanzan las 120.000 rpm. Por tanto se hace necesaria la electrónica de

potencia para acondicionar la generación a las características de la red. Las emisiones de CO<sub>2</sub> son de unos 600 kg/MWh en turbinas y 700 kg/MWh en microturbinas. La eficiencia es de un 25 a 40% en turbinas y de un 20 a un 30% en microturbinas, dependiendo principalmente de si están o no recuperadas mediante un sistema que permite el aprovechamiento del calor de los gases de salida transfiriéndolo a los gases de entrada. En relación a las potencias, se trabaja con diseños de más de 1 MW en turbinas y una potencia de entre 20 y 500 kW en microturbinas. El factor de disponibilidad de este tipo de instalaciones suele ser bastante alto, alcanzando el 98%. También cabe destacar los tiempos de arranque, que se estiman entre 10 minutos y 1 hora para las turbinas y de 1 minuto para las microturbinas.

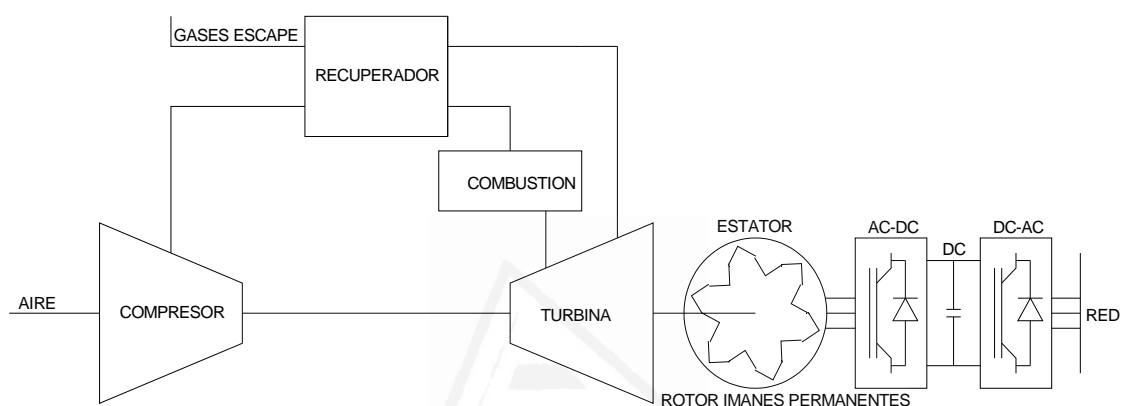


Figura 2.15: Esquema de microturbina.

En una microturbina, figura 2.15, el funcionamiento se basa en un ciclo de Brayton, de manera que el aire comprimido y precalentado en el recuperador de calor se introduce en la cámara de combustión, donde se inyecta el combustible, generalmente gas, los gases se expanden en la turbina que se encuentra unida al eje del alternador. Este tipo de turbinas giran a velocidades elevadas en el entorno entre las 30.000 y las 120.000 rpm, por lo que se interpone un convertidor de potencia en su conexión a la red de distribución, que convierte las altas frecuencias obtenidas en el generador de corriente alterna a las frecuencias y tensiones deseadas.

La electrónica de potencia depende del tipo de inversor:

- El tipo PWM, GTO o IGCT auto conmutado por IGBT no presenta inconvenientes. Permiten controlar el ángulo de la corriente y el factor de potencia, por lo que se puede definir la amplitud y fase de trabajo. Pueden funcionar con cualquier factor de potencia e inyectar reactiva. Para frecuencias de trabajo por encima de 1 kHz los armónicos son muy pequeños.
- El inconveniente se presenta cuando se emplean inversores basados en tiristores conmutados por la red.

También es posible encontrar turbinas de doble eje, figura 2.16, en las cuales se separa la turbina de gasificación de la turbina de potencia, esta última suele ir equipada con una caja multiplicadora que se encuentra unida a un generador convencional.

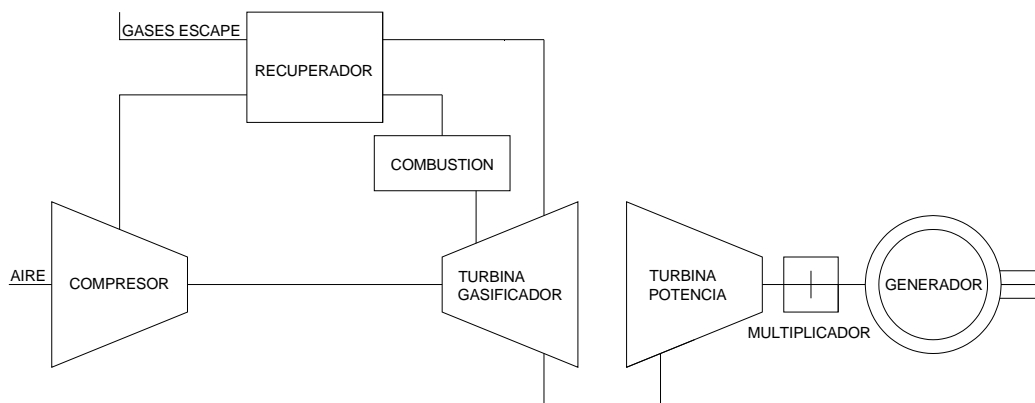


Figura 2.16: Esquema de microturbina de doble eje.

En este caso, se emplean generadores convencionales de inducción con velocidades moderadas por la caja multiplicadora. En las microturbinas de doble eje, el trabajo se reparte entre dos turbinas, por lo que disminuyen los requerimientos mecánicos aumentando la vida del equipo. También es posible el acoplamiento de la turbina de potencia a compresores en ciclos de refrigeración.

#### 2.1.4.- TURBINAS DE VAPOR

Las turbinas de vapor en la actualidad, trabajan con multitud de combustibles, como pueden ser carbón, gas natural, diesel, residuos sólidos y biomasa. Se justifican dentro de la generación distribuida renovable bien quemando combustibles fósiles o bien biomasa, así como calores de otros procesos en sistemas de cogeneración. En el caso de la biomasa cabe diferenciar entre subproductos o cultivos energéticos, como el cardo y eucalipto. Las características que poseen este tipo de centrales son:

- Cogeneración: no tan buena como las turbinas de gas.
- Posibilidad de despacho.
- Funcionamiento en isla.
- Posibilidad de seguimiento de la demanda.
- Servicios complementarios.
- *Black start*: arranque independiente de la red (con batería).
- Armónicos, con un muy buen comportamiento.
- *Fliker*, presentando un buen comportamiento.



Las emisiones de CO<sub>2</sub> son de unos 1.000 kg/MWh, sin embargo el combustible puede variar esta proporción. Además, en los saldos de los cultivos, se demuestra que la cantidad de CO<sub>2</sub> absorbido en el crecimiento es el que después libera. La eficiencia de una turbina de vapor se estima en la horquilla entre el 20 y el 30% para instalaciones a partir de 5 MW, si bien es posible encontrar microturbinas de potencias a partir de 1 kW. La disponibilidad de estas instalaciones supera frecuentemente el 90%. Ambos ciclos se pueden combinar, dando lugar a una microturbina complementada con una turbina de vapor, dado lugar a unos rendimientos entre el 40 y el 60% en plantas de más de 20 MW.

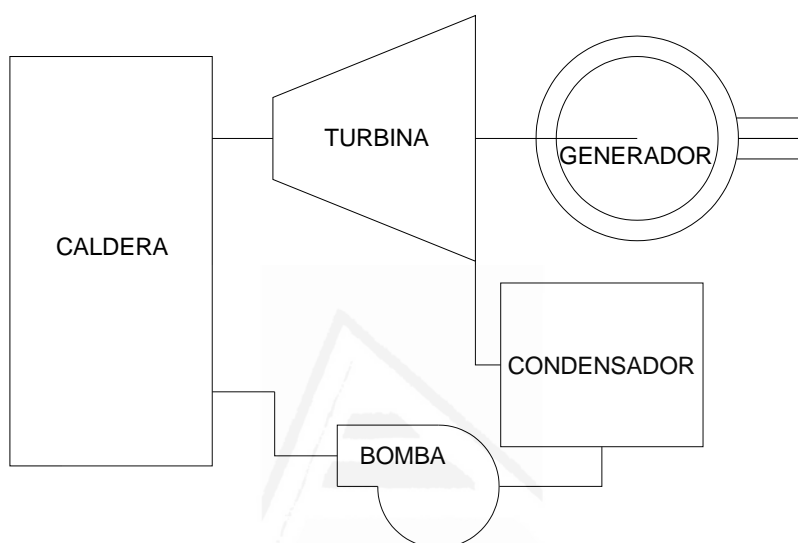


Figura 2.17: Esquema de turbina de vapor.

En el esquema de la instalación, figura 2.17, el fluido de trabajo, generalmente agua, es impulsado en estado líquido por la bomba al interior de la caldera, donde pasa por el calentador hasta llegar a la temperatura de vapor saturado para la presión de funcionamiento, y después por un sobrecalentador ubicado en la misma caldera, donde se produce vapor sobrecalentado. El vapor se expande en la turbina, cediendo su energía al eje de rotación del generador. Una vez el vapor sale de la turbina, pasa por el condensador, donde intercambia gran parte de calor con el fluido de refrigeración a través de intercambiadores, pasando a estado líquido. El fluido de refrigeración del condensador, cede su calor en torres de refrigeración o a caudales fluyentes como ríos. Desde el condensador, el fluido de trabajo vuelve nuevamente a la bomba reiniciando el proceso.

En cuanto a su funcionamiento, es frecuente el disponer de varios sistemas de control, equilibrado y optimización de la energía, entre otros:

- Es frecuente disponer de extracciones intermedias en la turbina, cuyo calor es empleado en precalentar el fluido de trabajo una vez ha pasado por el condensador.

- El empleo de los gases de salida para economizar los gases de entrada a la caldera.
- El uso de recalentadores para elevar la temperatura de gas parcialmente expandido.

En la generación distribuida, las potencias suelen ser mayores de 5 MW si bien existen también unidades de menor potencia. El tipo de generador que tienen suele equipar un generador síncrono con excitatriz, de esta manera se evita la compensación de potencia reactiva mediante condensadores, los cuales, además, presentan el inconveniente de su descarga.

### 2.1.5.- MINIHIDRÁULICA

Los aprovechamientos de energía minihidráulica son un caso particular, ya que requieren de unas condiciones específicas para su funcionamiento. Normalmente se aprovechan bien lechos fluyentes o pequeñas presas, lo que hace que la mayoría de posibles emplazamientos estén explotados en la actualidad y tan solo sea posible repotenciar, aumentando el tamaño de los embalses o sustituyendo por tecnologías con mayor rendimiento. Además su ubicación suele estar distante de los núcleos de consumo, sin posibilidad de incrementar la potencia instalada cerca de los puntos de generación. Su coste varía mucho con las condiciones de la orografía y los caudales previstos. En Europa, la potencia instalada está cerca del potencial máximo aprovechable para este tipo de energía, a diferencia de otros continentes, como África o Sur América, en los cuales aún existe un gran potencial por desarrollar.

En el caso de estar contruidos en lechos fluyentes se complica el papel de este tipo de tecnología para el desarrollo de servicios complementarios del sistema y la despachabilidad de la energía producida, al depender en todo momento del caudal instantáneo y no poder aprovechar los caudales excedentarios. Además, cuando la diferencia de cotas es reducida, el funcionamiento con turbinas de tipo Francis impide la regulación de la potencia generada, a diferencia de la turbina Pelton, empleada generalmente para alturas mayores. No obstante su arranque se realiza de manera muy rápida.

La potencia de las centrales minihidráulicas está en el entorno entre 100 kW y 5 MW, con rendimientos superiores al 80%. Suelen funcionar con generadores síncronos, por lo que no presenta problemas de reactiva ni de armónicos, si bien para potencias menores de 500 kW si se emplean alternadores asíncronos donde con un condensador de escasa capacidad se puede regular el factor de potencia. El estudio de regulación del factor de potencia mediante el uso de bancadas de baterías de condensadores, ha sido ampliamente estudiado en los últimos años [11]. Estos sistemas de compensación, tienen el inconveniente añadido del peligro que supone en el mantenimiento trabajar con condensadores cargados, debiendo proceder a su descarga a fin de operar con seguridad.

En la figura 2.18, se muestra el esquema de una central minihidráulica.

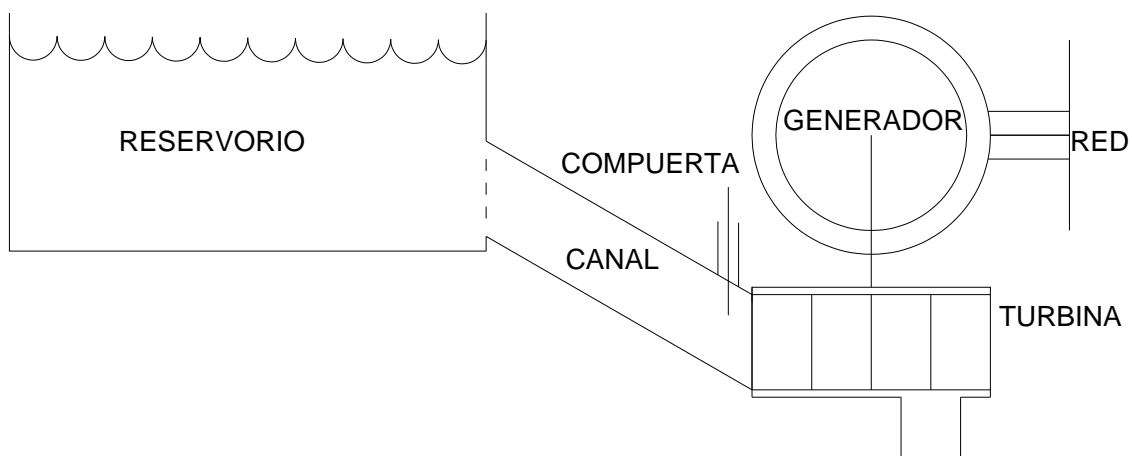


Figura 2.18: Esquema de central minihidráulica.

$$P = 10 \cdot Q \cdot H \cdot \eta$$

Ecuación 2.3: Potencia hidráulica disponible.

Donde la “ $P$ ” es la potencia en kW, “ $Q$ ” el caudal, “ $H$ ” la altura y “ $\eta$ ” el rendimiento de la instalación.

Las características de un sistema minihidráulico conectado a la red son:

- Sin posibilidad de cogeneración.
- Escasa capacidad para el despacho en la mayoría de los casos.
- Mala capacidad para el funcionamiento en isla.
- Sin posibilidad para realizar un seguimiento de la demanda por las características del aprovechamiento fluyente.
- Mala capacidad para prestar servicios complementarios.
- Mala capacidad para el *black start*.
- Puede considerarse un comportamiento neutro frente a armónicos y flicker.

## 2.1.6.- MOTORES ALTERNATIVOS

Nos referimos en este caso al motor de combustión interna, también conocido por sus siglas, MCI o IC, el cual es una máquina térmica que aprovecha una reacción química de combustión para transformar el calor en trabajo. En el caso de máquinas térmicas como la turbina de vapor, el trabajo se aprovecha a partir de un movimiento rotativo, mientras que en este caso el trabajo se obtiene a partir de un movimiento alternativo, como un émbolo de vapor. En el caso de los motores de combustión interna, la combustión tiene lugar dentro del mismo cilindro de trabajo, y en el caso de los motores alternativos se aprovecha un movimiento alternativo, frente a las turbinas

de gas. Aprovechando los ciclos de Otto y Diesel se diferencian entre motores de ignición por chispa y motores de ignición por compresión.

Los motores de este tipo suelen funcionar mayoritariamente bajo ciclos Diesel, y constituyen el 5% de la capacidad mundial instalada. Pueden emplear gas natural, propano, gasolina o gasóleos. Comúnmente empleados son los grupos electrógenos para alimentar cargas puntuales o bien como sistemas de alimentación de emergencia en caso de fallo del suministro principal, en cuyo caso se denominan sistemas de respaldo o back-up. Poseen bastantes ventajas ya que mantienen un buen rendimiento a media carga, cercano al 90% sobre su rendimiento a régimen nominal. El rendimiento a régimen nominal se estima entre un 25 y un 45%. Su principal desventaja es el ruido, el combustible empleado y las emisiones.

- Su comportamiento en cogeneración no es tan buena como las micro turbinas, pero si apto.
- Tiene debido a su capacidad de variación de carga un eficaz despacho.
- Funcionamiento en isla adecuado.
- Gran capacidad para el seguimiento de la demanda.
- Servicios complementarios posibles.
- *Black start*: arranque independiente de la red (con batería).
- Buen comportamiento de armónicos.
- Buen comportamiento de flicker.

Las emisiones de CO<sub>2</sub> rondan los 800 kg/MWh. La potencia de estas máquinas suele oscilar entre 50 y 5.000 kW. Y su velocidad de giro según la fórmula de sincronismo varía desde las 3.000 rpm en motores pequeños y las 750 rpm en los generadores grandes.

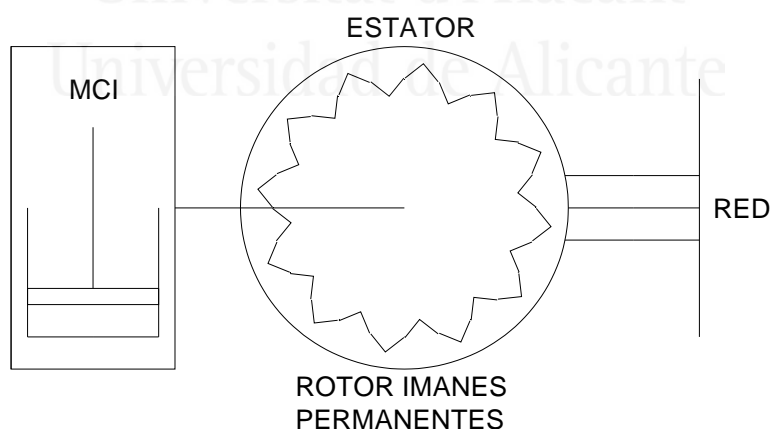


Figura 2.19: Esquema de MCI con generador de velocidad fija.

Sin embargo, también pueden ir equipados con sistemas de electrónica de potencia que le permiten adoptar velocidades variables. Para este caso, dependerá la configuración del sistema de electrónica de si se trata de un generador síncrono o un

generador asíncrono, el cual permanece conectado al motor, mientras que de manera análoga al caso de los aerogeneradores de velocidad variable, se pueden encontrar los sistemas de electrónica conectados entre la red y el generador para el caso del síncrono, y la conexión del sistema de excitación por una parte y de la red por otra parte conteniendo los sistemas de electrónica de potencia.

En el caso del generador con imanes permanentes, tal y como se muestra en la figura 2.20, la frecuencia de salida del motor de combustión interna está rectificada mediante el empleo del sistema de electrónica de potencia y posteriormente filtrada por un condensador. Posteriormente la señal es invertida a 50 Hz mediante un inversor trifásico.

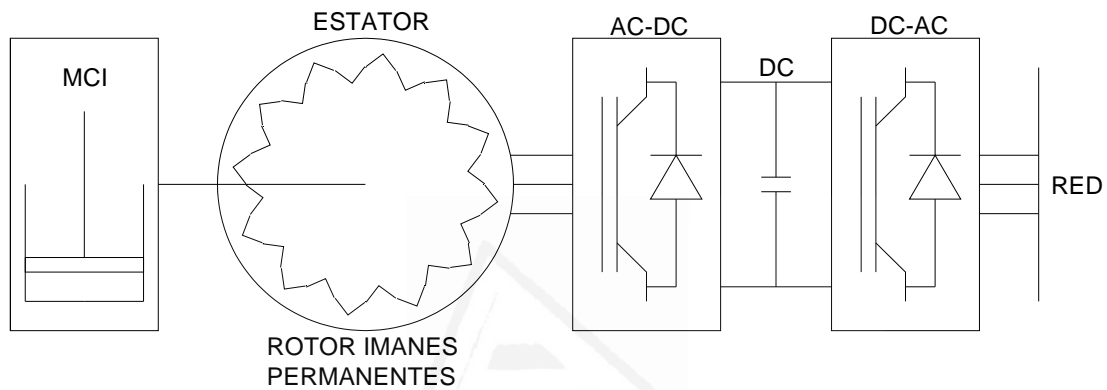


Figura 2.20: Esquema de MCI con generador PMSG.

En el caso de un DFIG tal y como se muestra en la siguiente figura, 2.21, se trata de un convertidor AC-DC-AC basado en modulación PWM. El estator está conectado directamente a la red mientras que el rotor se alimenta a una frecuencia variable a través del convertidor AC-DC-AC, *back to back*.

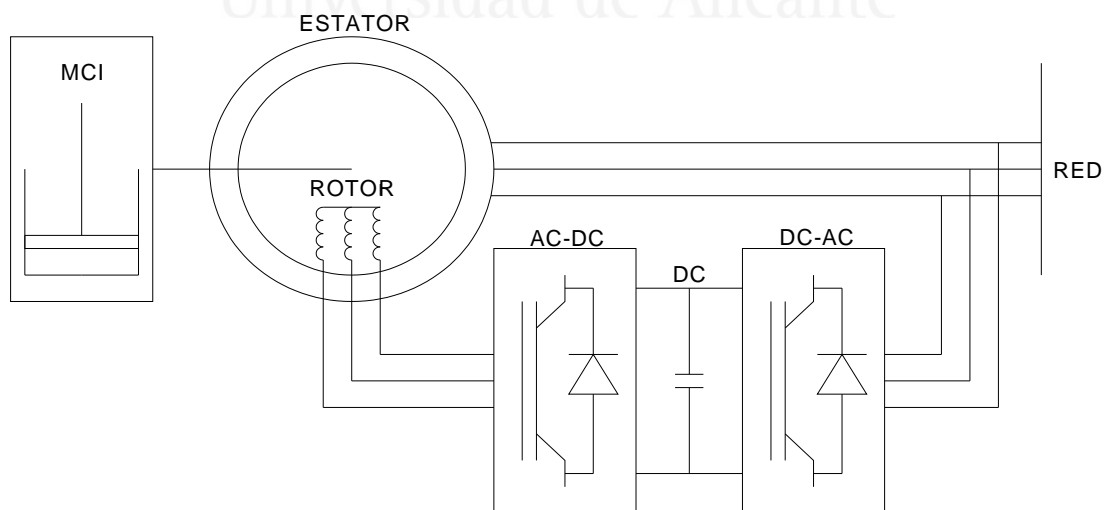


Figura 2.21: Esquema de MCI con generador DFIG.

El motor de combustión interna ofrece mejores prestaciones en cuanto a la eficiencia en el uso del combustible, sin embargo ante variaciones repentinas en la carga presenta dificultades debidas a la inercia y el margen de potencia, especialmente cuando se encuentra operando en sistemas aislados.

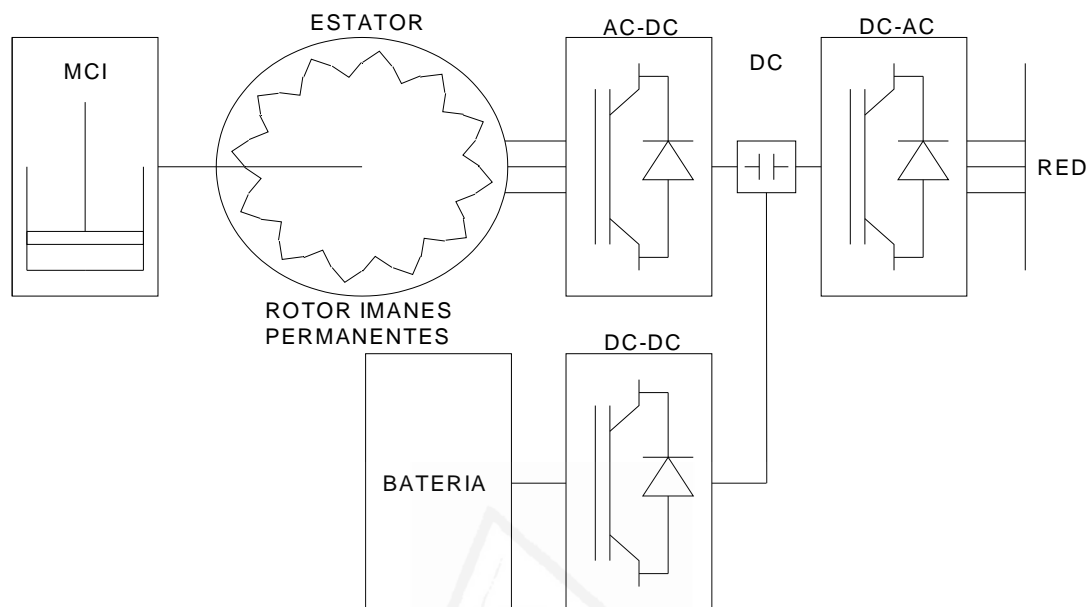


Figura 2.22: Esquema del MCI Híbrido.

Cabe añadir, un sistema con una unidad de acumulación como se muestra en la figura 2.22. El MCI híbrido detallado en el esquema, representa un avanzado concepto en el uso de la energía.

Está constituido por un motor alternativo y un generador síncrono de imanes permanentes. A la salida de dicho generador se incluye un sistema de adaptación de potencia. En este sistema, la salida AC del generador es rectificadora a DC y enviada a un sistema DC-DC. Se observa como el sistema de acumulación DC se conecta al bus de DC usando un puente completo DC-DC, a fin de adaptar las características de tensión e intensidad a la carga del sistema de acumulación, o bien adaptar la energía extraída del sistema de acumulación. Posteriormente se emplea un inversor para convertir la potencia DC en AC hasta la conexión a la red. Gracias a la adición del sistema de acumulación se posibilita una transición del funcionamiento conectado a red a un funcionamiento aislado en caso de fallo de la red.

### 2.1.7.- RESUMEN DE LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN

Las diferentes tecnologías de generación distribuida poseen características variables en cuanto a su bondad a la hora de conectarse al sistema eléctrico. Por una parte la variabilidad de los recursos empleados y por otra el sistema empleado para

generar la electricidad determinan las propiedades de cada uno de los sistemas de generación descritos.

	Cogeneración	Despacho	Isla	Seguimiento	Servicios	Black Start	Armónicos	Flicker
Eólica								
Termoeléctrica		x	x	x	x		x	x
Fotovoltaica								
Turbina Gas	x	x	x	x	x	x	x	x
Microturbina	x	x	x	x	x	x		x
T. Vapor	x	x	x	x	x	x	x	x
Minihidráulica								
Motores Alternativos	x	x	x	x	x	x	x	x

Tabla 2.1: Características de los sistemas de generación distribuida.

La tabla resumen 2.1 muestra las características que los diferentes sistemas distribuidos de generación de energía eléctrica presentan en relación a su conexión con el sistema eléctrico. Como se observa, algunos sistemas son fácilmente integrables en la red, tal caso es el de las microturbinas, turbinas de vapor o motores alternativos. Otros, como es el caso de la energía eólica, la energía fotovoltaica o incluso la minihidráulica, presentan mayores inconvenientes. Los sistemas renovables han sido sistemas con escasa participación en el *mix* de generación eléctrica, tanto por su nivel de penetración como por los servicios aportados por los mismos. Numerosas veces han sido considerados como cargas negativas en la red. Ahora, su alto nivel de penetración hace necesario que participen activamente en los servicios del sistema eléctrico.

Algunas características de los sistemas dependen de la disponibilidad del recurso. Otras características dependen de los generadores empleados, del tipo de alternadores y de los sistemas de conversión de potencia. Tal y como se ha descrito, en los sistemas actuales, existen una gran presencia de convertidores electrónicos y muchos de ellos con una etapa de corriente continua que permite adaptar la corriente. Incluso se observa la inclusión de sistemas de almacenamiento de energía.

Todo ello, motiva que junto a los sistemas de generación, deban de ser estudiados los sistemas de almacenamiento de energía, los sistemas de control que permitan integrar la generación renovable, y también hacer una revisión de los sistemas electrónicos de conversión de potencia.

## 2.2.- SISTEMAS DISTRIBUIDOS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

Los sistemas distribuidos de almacenamiento de energía están pasando a ser una alternativa factible para maximizar la integración de las energías renovables en los sistemas eléctricos. Una de las principales características que la generación renovable posee es la de no ser gestionable, lo que representa hoy en día una de las principales barreras a fin de maximizar su participación en el sistema eléctrico. Cuando se habla de sistemas de almacenamiento, hay que prever que sean capaces de almacenar la energía producida cuando la generación es superior a la demanda y con ella cubrir las necesidades en los momentos en los que la demanda es superior a la producción [52].

Algunas de las tecnologías de almacenamiento, ya se emplean en la red desde hace bastante tiempo, como es el caso de las estaciones de bombeo y turbinación, con el cercano ejemplo de Cortes – La Muela, en Cortes de Pallás, actualmente con una potencia de 630 MW en turbinación y 555 MW en bombeo, cifra que este año con las nuevas obras acabará siendo de 1.720 MW en turbinación y 1.280 MW en bombeo.

O las tecnologías de acumulación ya implementadas en determinadas centrales termoeléctricas alimentadas por energía solar de media y alta temperatura. Ejemplo de este último caso es la central termosolar de Gemasolar, ubicada en Fuentes de Andalucía, Sevilla. El sistema de acumulación de esta planta termosolar permite la acumulación con una autonomía de 15 horas sin aporte solar, habilitando a la planta para funcionar durante 24 horas al día durante un gran número de meses al año.

Otras, son tecnologías emergentes. Poseen diferentes ventajas e inconvenientes si se trata el almacenamiento de energía, la potencia pico y el tiempo de respuesta entre otras características. Por lo que para cada aplicación se particularizarán diferentes tecnologías más o menos viables. Una primera clasificación por potencia y tiempo de carga permite una primera valoración de estas tecnologías. En concreto se establecen unos valores de referencia en relación a la potencia nominal de las instalaciones y a la energía que son capaces de acumular. Otro dato importante es la potencia y la energía específicas, ya que numerosas veces, se pretende que dichos sistemas de acumulación tengan la movilidad necesaria para ser implementados en vehículos u otro tipo de medios de transporte [80].

También se indica el rendimiento obtenido en cada uno de los sistemas. Indicando su clasificación dependiendo de la escala de tiempos en la que está previsto su empleo, dato relacionado con las dos últimas columnas de la tabla 2.2, ya que definen el comportamiento como elementos de mejora de la calidad de la energía o bien la utilidad para gestionar la energía.



Sistemas de Acumulación	Propiedades							
	Tabla de valores							
	P [W]	E [Wh]	P/kg	E/kg	$\eta$	t	Q	Reg
Supercondensadores	10M	10k	10k	30	0,98	s	x	
Volantes inercia	1M	250k	100	25	0,95	s	x	
Superconductores	10M	10k	-	-	0,97	s	x	
Baterías	100M	1G	250	35	0,95	h	x	x
Pilas de Combustible	10M	-	50	250	0,6	h		x
Térmica	50M	300M	-	13	0,9	h		x
Aire comprimido	1G	300M	-	-	0,75	h		x
Bombeo	2G	100G	-	-	0,8	d		x
V2G	100k	70k	200	160	0,9	d	x	x

P: Potencia. E: Energía. P/kg: Peso específico. E/kg: Energía específica.  $\eta$ : rendimiento. t: tiempo de carga/descarga. Q: Calidad de la energía. Reg: Regulación de la energía.

Tabla 2.2: Tiempos de carga y potencia de los sistemas de acumulación.

El almacenamiento de la energía en el sistema eléctrico puede tener diferentes aplicaciones, como por ejemplo:

- Contribución a la calidad de la energía, siendo necesarios almacenamientos de energía a pequeña escala.
- Mantenimiento de una reserva rodante, para lo que se requeriría un almacenamiento a gran escala de energía.

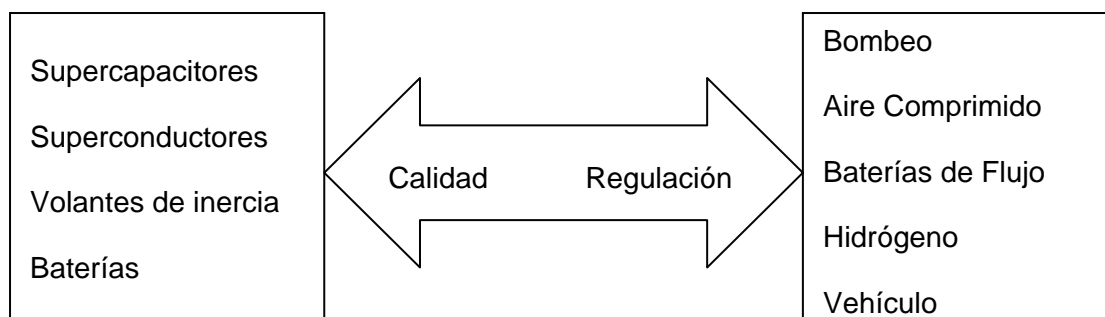


Figura 2.23: Usos de los sistemas de acumulación.

Por ello, a la hora de dimensionar un sistema de almacenamiento, y de escoger entre las diferentes tecnologías existentes, se deben de considerar las exigencias de potencia y la capacidad de almacenamiento a fin de satisfacer los diferentes requisitos de diseño establecidos.

### 2.2.1.- PILA DE COMBUSTIBLE

De entre las tecnologías en desarrollo con más futuro, se encuentra la pila de combustible, que se incluye dentro de los sistemas de acumulación, ya que aunque propiamente integra un sistema de generación, su alimentación se realiza a partir de un combustible como es el hidrógeno, y éste no es una materia prima en sí misma, o una energía primaria, sino que requiere previamente a su uso ser producido y almacenado [79].

Las pilas de combustible generan la electricidad a partir de hidrógeno y oxígeno, en una reacción constituida por dos electrodos separados por un electrolito.

En la figura 2.24 se observa el principio de funcionamiento. El hidrógeno cede un protón y viaja hacia el cátodo a través del electrolito, mientras que el electrón lo hace a través de un circuito, generando la corriente eléctrica, a la vez que agua y calor. El hecho de que todo el proceso tenga lugar a nivel molecular hace que sea la forma más eficiente, limpia y silenciosa de las tecnologías.

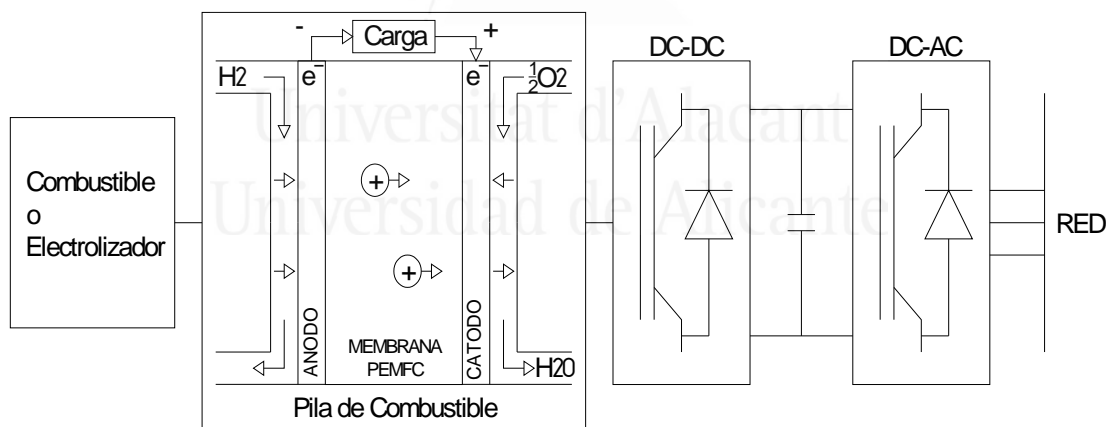


Figura 2.24: Esquema de la pila de combustible.

Una pila comercial se compone de decenas o cientos de pilas individuales. Actualmente el hidrógeno se puede obtener con cierta facilidad de combustibles fósiles, sin embargo, el futuro es que ese hidrógeno sea obtenido a partir de procesos renovables como el viento o el sol.

### 2.2.1.1.- Clasificación de las Pilas de Combustible

La clasificación básica de las pilas de combustible puede ser, para aplicaciones en generación distribuida:

- PEMFC, de membrana de intercambio de protones. Usan como electrolito un polímero sólido y su temperatura de operación ronda los 100°C. Principalmente empleadas en los vehículos, también se ensayan en aplicaciones de generación distribuida.
- PAFC, de ácido fosfórico. Las cuales están comercialmente bastante desarrolladas. Emplean el ácido fosfórico como electrolito y su temperatura interna es de unos 200°C. Esta temperatura permite su cogeneración con tratamientos de agua.
- MCFC, de carbonato de molten. Tienen como electrolito el carbonato fundido y su temperatura interna de operación es de unos 700°C. Aptas para cogeneración o ciclo combinado. La mayor temperatura de trabajo le permite alcanzar rendimientos más elevados, si bien requieren de mucho tiempo hasta alcanzar esa temperatura, lo que ralentiza su puesta en marcha.
- SOFC, de óxido sólido. Las cuales emplean como electrolito un material cerámico puro. Este tipo de pilas de combustible son las que operan a mayor temperatura, de unos 1.000°C. Producen una cantidad considerable de calor, por lo que las hace adecuadas para cogeneración o trabajar en un ciclo combinado [44]. Se prevé que este tipo de pilas de combustible tengan una gran participación en el mercado de aplicaciones estacionarias de potencia donde pueda ser aprovechada su capacidad de cogeneración.

### 2.2.1.2.- Detalles de las Pilas de Combustible

Las características de arranque de las pilas de combustible, obligan a que en aplicaciones de emergencia se encuentren funcionando en vacío o con escasa carga, y que las que trabajan a elevadas temperaturas no sean muy rápidas ante cambios bruscos de la demanda [39]. Además, considerar un tiempo extra si existe un reformador del hidrógeno a partir de otra fuente de combustible [47].

También en este caso es necesaria la electrónica de potencia, ya que las pilas generan corriente continua.

Desde el punto de vista del sistema, las ventajas son:

- Posibilidad de Cogeneración.
- Posibilidad de Despacho.
- Posibilidad de funcionamiento en isla.
- Seguimiento de la demanda.

Como aspectos más negativos destacan:

- Dificultad para los servicios complementarios.
- Funcionamiento *black start*.
- Armónicos.

En lo que se refiere a la densidad de energía, de una pila de combustible, se obtienen densidades de 200 Wh/l, y su eficiencia alcanza valores entre el 40 y el 60% sin cogeneración y valores de hasta el 80% con cogeneración.

### 2.2.2.- VOLANTE DE INERCIA

Los volantes de inercia se emplean para acumular energía eléctrica en forma de energía cinética, generada generalmente por una masa en rotación. Normalmente un volante de inercia permanece constantemente sometido a una determinada velocidad angular que recibe la aceleración de la energía excedente. El volante posee un motor-generador, que actúa como motor para producir dicha aceleración y como generador cuando debe devolver la energía almacenada [91].

Se hace necesario para el funcionamiento de los volantes de inercia un convertidor de potencia, al tratarse de una máquina eléctrica que funciona a velocidad variable [48, 78]. Su eficiencia se sitúa cercana al 90% llegando incluso a valores superiores al 95%.

Los volantes de inercia poseen las siguientes características:

- El volante de inercia suele estar compuesto de una aleación de carbono-grafito, capaz de soportar altas velocidades que otros materiales como el acero no resistirían.
- El motor-generador, que constituye el convertidor entre energía mecánica y energía eléctrica. Cuando existe energía disponible, actúa el motor, y cuando se requiere un extra de energía en el sistema participa como un generador, transformando la energía cinética acumulada en energía eléctrica. Pueden ser una misma máquina o ser máquinas diferentes, pero en todo caso deben soportar las velocidades de giro del volante de inercia.
- Un sistema de conversión de potencia. Mediante la electrónica de potencia, se regula el giro del volante manteniendo su velocidad de giro a la velocidad de rotación establecida. Cuando se produce alguna irregularidad en la energía que alimenta el volante, la electrónica de potencia permite la conversión eficiente de la energía mecánica existente en el volante a energía eléctrica para mantener la calidad de la energía.
- Cojinetes magnéticos. Con una reducida fricción mantienen en suspensión el volante de inercia.
- Un sistema de vacío. Eliminando pérdidas de rozamiento aerodinámico.
- Recipiente de contención. Para el caso de un fallo mecánico.

$$E = \frac{1}{2} \cdot I \cdot \omega^2$$

Ecuación 2.4: Energía del volante de inercia.

$$I = \frac{1}{2} \cdot m \cdot r^2$$

Ecuación 2.5: Momento de inercia de un cilindro.

Donde “I” es el momento de inercia del rotor, “ $\omega$ ” la velocidad angular, “r” el radio y “m” la masa (considerado un cilindro sólido).

En la figura 2.25 se muestra el esquema de funcionamiento del volante de inercia. La energía mecánica se convierte en corriente alterna en el generador síncrono de imanes permanentes. La energía es adecuada mediante un convertidor AC-DC-AC.

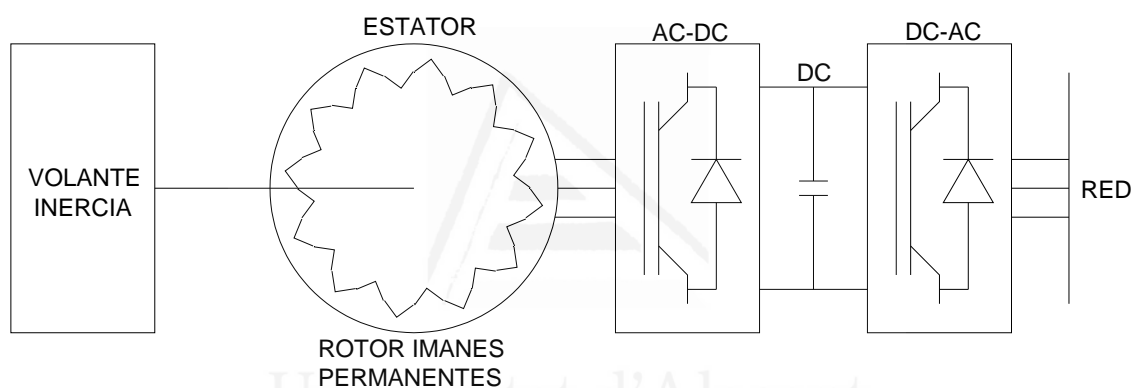


Figura 2.25: Esquema del volante de inercia.

Los volantes de inercia tienen la principal ventaja de poder mantener la estabilidad del sistema gracias al reducido tiempo de respuesta, contribuyendo así a la calidad de la onda.

### 2.2.3.- SISTEMAS DE BOMBEO Y TURBINADO

Un sistema de bombeo y turbinado está basado en la utilización de dos reservorios de agua ubicados a diferente altura, de manera que se puede acumular la energía bombeando al depósito más alto y disponer de la energía almacenada turbinando el agua de vuelta al depósito de menor altura.

La acumulación de energía puede tener carácter intradiario, diario o ser de mayor duración, dependiendo las características de la generación en la zona. De si constituye un complemento a una central nuclear o solar, o de si constituye un complemento de la energía eólica. De ambos casos se tienen ejemplos.

En la figura 2.26 se presenta el esquema de una central de bombeo y turbinado.

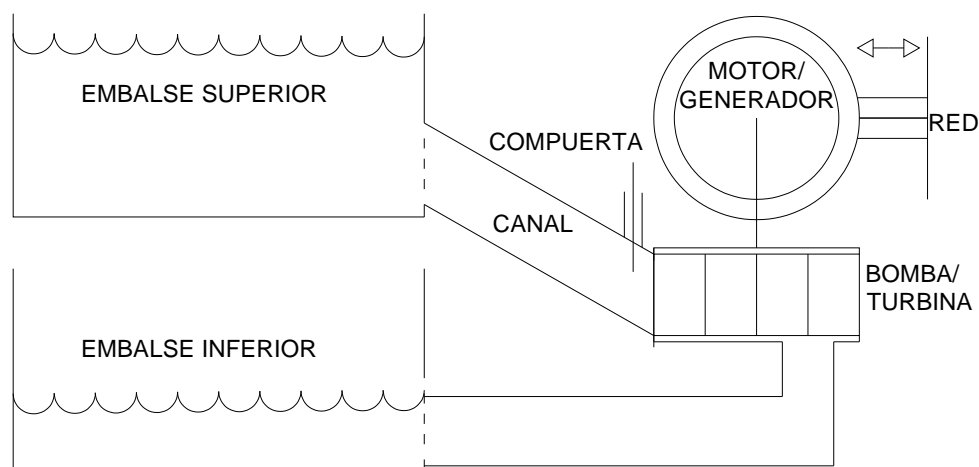


Figura 2.26: Esquema de sistema de bombeo y turbinado.

En la actualidad esta tecnología se muestra como una de las más económicas a la hora de acumular grandes cantidades de energía, sin embargo los costes de capital y una orografía adecuada son condiciones críticas a la hora de desarrollar este tipo de centrales. Su rendimiento alcanza el 80%, teniendo en cuenta las pérdidas por evaporación y las pérdidas por conversión. La gran cantidad de energía almacenada y las características de su explotación le permiten ser empleada como reserva rodante así como para nivelar la carga. Además, una instalación de este tipo posee una gran durabilidad, rebasando los 50 años en la previsión de vida de la instalación.

#### 2.2.4.- SISTEMAS DE AIRE COMPRIMIDO

Los sistemas de aire comprimido, CAES, almacenan la energía en forma de aire comprimido. Este almacenamiento puede ser a unas presiones típicas entre 20 y 60 bares en depósitos naturales o artificiales como minas abandonadas, cavidades o acuíferos.

Durante la noche, o en las horas de menor demanda de electricidad, se toma energía de la red eléctrica para accionar un compresor que inyecta aire a presión en el depósito subterráneo. Este proceso se produce normalmente cuando el precio de la electricidad es bajo. La compresión va acompañada de una serie de intercambiadores de calor.

La figura 2.27 representa el esquema de un sistema de aire comprimido donde se observa el funcionamiento descrito. Se representa un motor-generador. Además se combina con el funcionamiento de un ciclo de Brayton asociado a la turbina de gas.

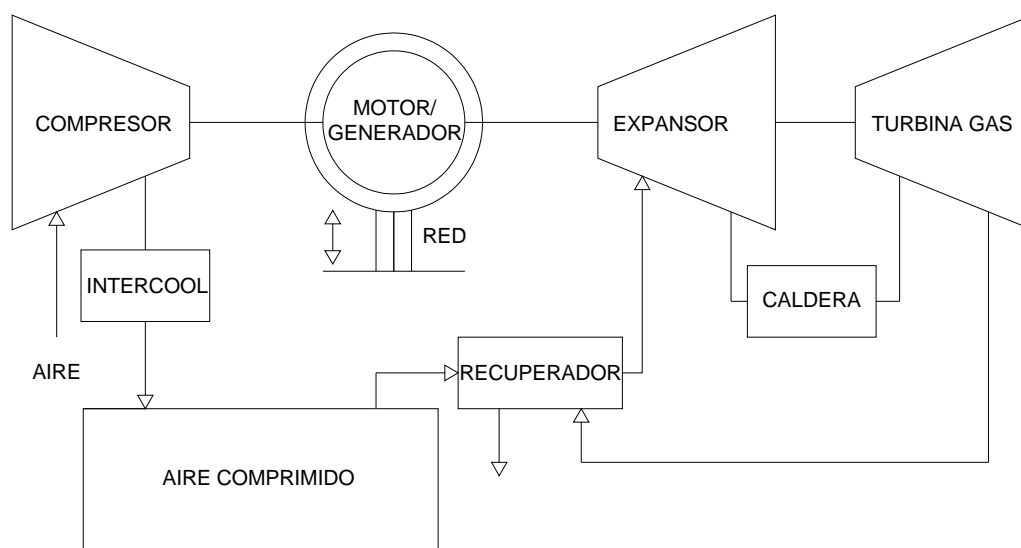


Figura 2.27: Esquema de un sistema de aire comprimido.

Durante las puntas de demanda este proceso se invierte, el aire comprimido se devuelve a la superficie donde el trabajo de expansión que realiza acciona un generador conectado a la red eléctrica. Además, se equipa a la entrada de la expansión un recuperador de calor previo, así como también es factible controlar la expansión final del mismo con gas natural o biogás.

#### 2.2.4.1.- Proceso de Compresión

Durante el proceso de compresión la energía de la red es empleada en una cadena de compresores que inyectan aire a un depósito. Acumulando el aire a altas presiones y a las temperaturas de la formación geológica. Se produce un gran calor en la compresión del gas, y debido a ello se emplean los intercambiadores de calor para reducir la temperatura del aire inyectado. Para cada etapa de compresión, la eficiencia es mayor si la temperatura del gas es inferior, por lo que lo mejor es enfriar el aire antes, durante y después de la compresión.

#### 2.2.4.2.- Proceso de Expansión

En el proceso de expansión y por tanto de generación de energía, un combustible, típicamente gas natural, se quema junto con el aire presurizado, típicamente en dos etapas. El combustible es empleado bajo condiciones de capacidad, eficiencia y consideraciones operacionales. También se emplea para evitar la formación de hielo en la turbina. Las centrales de aire comprimido alcanzan eficiencias mayores del 60%.

### 2.2.4.3.- Almacenamiento de Aire

En principio se consideran básicamente las opciones de acumulación en superficie o acumulación subterránea. Actualmente, con las consideraciones tanto técnicas como económicas, parece más viable el desarrollo de sistemas en el subsuelo para sistemas mayores de 100 kW, mientras que depósitos en superficie serían rentables para potencias menores de 10 kW.

- Depósitos en superficie presurizados, con capacidades de acumulación para entre dos y cuatro horas. Una buena presión para el turbinado estaría en el entorno de 70 atm. Si se emplean presiones por debajo de 400 psi, acumuladores típicos de propano pueden ser usados, reduciendo el coste de acumulación.
- Los depósitos subterráneos, que pueden estar compuestos por formaciones de rocas porosas, explotaciones de petróleo o gas agotadas, y cuevas de sal o roca. Empleando formaciones geológicas para almacenar el aire comprimido, grandes cantidades de energía pueden ser acumuladas con un coste relativamente competitivo.

### 2.2.5.- SISTEMAS DE BATERÍAS ELECTROQUÍMICAS

Entre los sistemas de acumulación a pequeña escala se encuentran las baterías electroquímicas. En ellas, la corriente es generada mediante una reacción redox espontánea, donde la sustancia oxidante se separa de la sustancia reductora a fin de hacer circular a los electrones cerrando el circuito por la carga deseada. El reductor se oxida cediendo los electrones necesarios en el electrodo denominado como ánodo, mientras que en el terminal conocido como cátodo se produce una ganancia de electrones, reduciéndose. Se pueden encontrar varios tipos de baterías electroquímicas.

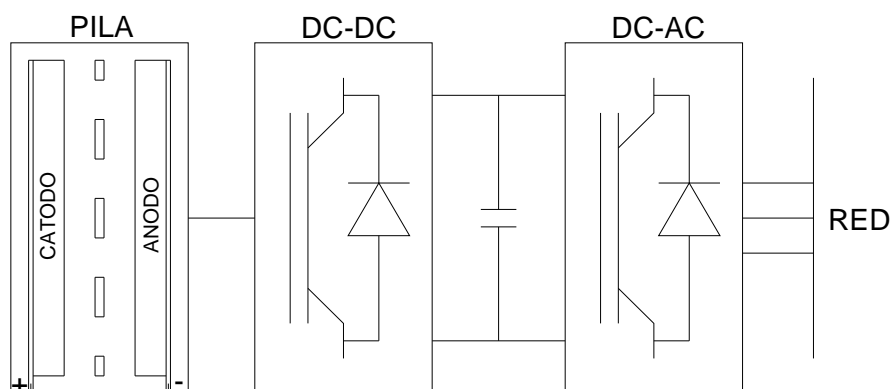


Figura 2.28: Esquema de una batería electroquímica.



En la figura 2.28 puede verse el esquema de una batería electroquímica convencional. La tensión aportada por la pila en corriente continua se adapta mediante un enlace de corriente continua para posteriormente ser convertida a corriente alterna. El sistema de electrónica permite obtener los parámetros deseados en la señal de salida.

### 2.2.5.1.- Baterías electroquímicas de plomo ácido

La composición de baterías de plomo ácido se realiza a partir de celdas en las que se tiene un electrodo positivo de dióxido de plomo y un electrodo negativo de plomo esponja, separadas por un material microporoso y sumergidos en un electrolito de ácido sulfúrico acuoso, todo ello encerrado en un contenedor de plástico.

Durante la descarga, las reacciones químicas aportan una corriente eléctrica, e inversamente, al conectar una fuente de tensión a la batería, se produce la carga. Son las más comunes en el mercado, y los principales inconvenientes que presentan son:

- Baja densidad, por su energía específica, resultando necesarios sistemas con pesos elevados.
- Ciclo de vida, ya que sus ciclos de vida resultan limitados a unos pocos miles.
- Descargas profundas, que provocan pérdidas irreversibles en el acumulador.
- Limitaciones con la temperatura, debido principalmente a las variaciones de tensión con la temperatura.
- Mantenimiento que requiere el compensado de los vasos así como su ecualizado. Si bien esta última tarea puede ser automatizada con mediciones realizadas en la densidad del electrolito y el estado de carga.
- Gaseo, lo que aconseja entornos abiertos o ventilados y sin posibilidad de provocar igniciones.

A pesar de los inconvenientes que presenta, en la actualidad suponen una opción de bajo coste frente al resto de tecnologías. Actualmente las baterías de ácido están en una densidad de 35 Wh/kg.

### 2.2.5.2.- Baterías de alta densidad

Se distinguen entre las baterías de alta densidad fundamentalmente:

- Baterías de Níquel-Cadmio, Ni-Cd.
- Baterías de Ión Litio, Li-Ión.
- Baterías de Sodio Azufre, Na-S.
- Baterías de Níquel con metal, Ni-Mh.

Los acumuladores de Ni-Cd, suponían el empleo de metales pesados incompatibles con los criterios medioambientales deseados en el desarrollo energético. Y en la actualidad, se están desarrollando las aplicaciones equipadas con

baterías de Li-Ión, que suponen un gran rendimiento, cercano al 100%, una opción compacta, y también ligera en comparación con las de metal, además, estas últimas, presentan una gran autodescarga. Las baterías de Níquel requieren de una descarga completa previa al ciclo de carga. Y las baterías de Sodio, tienen un tamaño reducido, sin embargo deben operar a 300°C para mantener en estado líquido los electrolitos.

Las baterías de Li-Ión no conviene descargarlas, poseen una gran densidad de energía, unos 160 Wh/kg, y su empleo se ha propagado desde los pequeños dispositivos electrónicos hasta la automoción. Bajo criterios medioambientales, también se muestra como una alternativa eficiente. Su desarrollo se basa en la investigación de nuevos electrodos y electrolitos a fin de reducir el coste y el peso de las baterías.

### 2.2.5.3.- Baterías de flujo de Vanadio

Este tipo de baterías están compuestas de dos depósitos de electrolito, desde donde se distribuyen a través de una célula electroquímica que incluye un cátodo, un ánodo y un separador de membrana. Su densidad depende del volumen de electrolito almacenado. Los tres tipos de diseño principales son:

- Bromuro de Polisulfuro.
- Redox de Vanadio.
- Bromo de Zinc.

Con carácter general, la eficiencia en los sistemas de acumuladores se sitúa en el 80% y se pueden disponer en serie o en paralelo para conseguir las intensidades y tensiones deseadas. Su principal desventaja es el coste de operación.

### 2.2.6.- SISTEMAS TÉRMICOS

Los sistemas de almacenamiento térmico se emplean en la actualidad como complemento de las centrales eléctricas termosolares para almacenar los excedentes de energía con una gran densidad y poder ser empleada en momentos para los cuales no existe radiación solar, o bien para suavizar o modular la producción de la planta en las horas de más demanda. El sistema permite optimizar el bloque de potencia de la planta.

Se distinguen tres tipologías en los almacenamientos:

- Calor sensible: basado en aumentar la temperatura, por ejemplo de sales fundidas, hormigón o materiales cerámicos.
- Calor latente: aprovechando la alta densidad energética del cambio de fase con una mínima variación de temperatura.
- Energía química: empleando generalmente hidrocarburos.

El resto de clasificaciones van a depender tanto de la tipología de sistema de almacenamiento como de si el fluido caloportador es también quien acumula, o se emplea otro fluido o elemento que conserve la energía. En función de estas variables se encuentran: tanque buffer, tanque termoclino, tanque dual, dos tanques y multitanque.

Los materiales empleados como acumuladores del calor son los aceites térmicos, las sales fundidas, metales líquidos, esferas de metal, el hormigón, materiales cerámicos, rocas, arena u otros materiales con una gran capacidad de acumulación de calor.

### 2.2.7.- SUPERCONDENSADORES, EDLC

Los condensadores eléctricos de doble capa, conocidos como supercondensadores, son condensadores con una capacidad de acumulación en torno a tres órdenes de magnitud superior a los condensadores normales.

Existen cuatro tipos principales de supercondensadores:

- Supercondensadores electrolíticos de entrecaras de carbono de doble capa.
- Supercondensadores no electrolíticos de entrecaras de carbono de doble capa.
- Supercondensadores acuosos de óxido de doble capa con pseudocapacitancia redox.
- Supercondensadores de polímeros conductores.

Los supercondensadores son ideales para la utilización en los sistemas eléctricos debido a su principal característica, la rápida carga y descarga sin pérdida de eficiencia durante miles de ciclos. Presentan una densidad para aplicaciones comerciales entre 1 y 30 Wh/kg y una potencia de 5 kW/kg, aunque ya existen experiencias con capacidades mayores. Los supercondensadores se pueden fabricar en cualquier tamaño ya que no necesitan dieléctrico y se pueden conseguir grandes capacidades para por ejemplo vehículos híbridos o pequeñas aplicaciones de dispositivos sin cable.

Estos sistemas de almacenamiento pueden recargarse en un periodo muy corto de tiempo, pudiendo así, hacer frente a frecuentes puntas de demanda. La rapidez de respuesta los hace aptos para el trabajo en sistemas con FACTS y STATCOMS [42]. Además, poseen una alta densidad de energía, una alta eficiencia, casi del 98% y una vida media elevada.

### 2.2.8.- SUPERCONDUCTORES, SMES, HTS

Los superconductores magnéticos de almacenamiento de energía crean un campo magnético con una corriente continua que fluye a través de un conductor. Las

pérdidas de energía prácticamente no existen por la ausencia de resistencia al flujo de electrones. La energía puede ser extraída e inyectada muy rápidamente, y permite altas potencias. La eficiencia es del 95 a 98%.

Se componen principalmente de:

- Un imán superconductor.
- Un sistema de refrigeración para mantener el imán a temperatura criogénica.
- Un interface entre la corriente continua en el imán y la red eléctrica.

Actualmente se fabrican sistemas con capacidad de almacenamiento desde 0,1 kWh hasta los 30 kWh. La aplicación de los superconductores es variada, desde la regulación de la potencia entregada por los sistemas de generación de origen renovable hasta la aplicación en líneas eléctricas en núcleos de población, centrándose su uso mayoritario en la mejora de la calidad de la onda. Lógicamente, los superconductores a alta temperatura poseen mayor potencial de aplicación debido a que son sistemas mucho menos costosos que los de baja temperatura. Sin embargo, se debe de seguir investigando en materiales que sean de aplicación en esta tecnología de almacenamiento [45, 58].

La energía almacenada y la potencia pueden ser expresadas como:

$$E = \frac{1}{2} \cdot L \cdot I^2$$

Ecuación 2.6: Energía almacenada en el superconductor.

$$P = \frac{dI}{dt} = L \cdot I \cdot \frac{dI}{dt} = V \cdot I$$

Ecuación 2.7: Potencia en el superconductor.

Donde “L” es la inductancia, “I” la corriente a través de él y “V” es la tensión.

## 2.2.9.- EL VEHÍCULO ELÉCTRICO

La necesidad de sustituir el vehículo de combustión interna como medio motriz de los turismos actuales señala al vehículo con motor eléctrico como sucesor más sostenible del mismo. La energía eléctrica que hay que suministrar a los vehículos debe ser acumulada en los propios vehículos a fin de ofrecer un rango de autonomía suficiente. Un nuevo concepto denominado V2G, vehículo a la red, puede además ayudar a paliar el problema de ajuste de la demanda, a la vez que optimizar la carga y reducir así el sobreprecio que en la actualidad tienen los vehículos eléctricos [81, 82].

La mayoría de las marcas conocidas de vehículos tienen en el mercado o en fase de prototipo algún vehículo eléctrico de conexión a red. Este tipo de vehículos es denominado bajo su acrónimo en inglés como PHEV. Además, también podría ser un

complemento aconsejable de los futuros vehículos que funcionen empleando la tecnología de pila de hidrógeno. Estadísticamente, el 50% del parque automovilístico se renueva por término medio cada 7 años, por lo que a pesar de que para el caso concreto de España su difusión se ha visto frenada por motivos concretos en los últimos años, existe la previsión de que su expansión sea rápida en la próxima década, llegando a copar un amplio sector de la industria. Estos hechos se pueden constatar confirmando que para el año 2011 se realizó, por parte del Ministerio de Industria, una dotación articulada por el Real Decreto 648/2011 de 72 millones de euros para ayudas a los vehículos eléctricos, de los cuales tan solo 4 fueron gastados. Sin embargo, el acuciante problema de abastecimiento energético ha provocado que el litro de gasolina alcance el precio de 1,36 euros por litro, cuando su coste en enero de 2009 se estimaba en 0,87 euros por litro. Por lo que el proceso de incremento del precio del crudo, dependiente de la presión política sobre la zona del Golfo Pérsico, en conjunción con el problema de contaminación en los centros urbanos, catalizará ineludiblemente la transición hacia el vehículo eléctrico.

El vehículo eléctrico constituye la sucesión natural del vehículo convencional propulsado con motor de combustión interna. Su principal característica es que su sistema de propulsión incluye un motor eléctrico alimentado por un sistema de acumulación eléctrica, que permite al vehículo desplazarse con cierta autonomía. En la actualidad, la mayoría de los fabricantes comerciales tienen en su oferta varios modelos de vehículos eléctricos o híbridos. Su desarrollo incluye las investigaciones acerca del desarrollo del sistema de carga de los mismos, las características del cargador, la definición de los puntos de recarga, y el propio sistema de acumulación incluido en el vehículo. Pero además, también se planifica el desarrollo de la red de distribución en función de lo que el vehículo eléctrico pueda demandar u ofertar. En la actualidad, el parque automovilístico de España se puede estimar en 20 millones de vehículos. Si se consideran los factores referidos en el artículo, acerca del análisis de la capacidad de ajuste de la curva de demanda diaria del sistema eléctrico español, con vehículos eléctricos conectados a la red de distribución, próximamente, el parque automovilístico poseerá una potencia eléctrica en sus motores 6 veces superior a la potencia máxima demandada en el sistema eléctrico español.

### 2.2.9.1.- Detalles del Vehículo Eléctrico

Se distinguen en la actualidad 3 tipos concretos de vehículos. En primer lugar cabe mencionar el vehículo eléctrico, funcionando a baterías. En segundo término los vehículos híbridos. Finalmente el futuro caso de los vehículos funcionando con pila de combustible. Actualmente ya existen en el mercado tanto vehículos eléctricos como híbridos, donde en relación al vehículo híbrido cabe diferenciar entre la posibilidad de tener conexión o no a la red. Cabe esperar que, a fin de optimizar el consumo de combustible fósil, y debido a la eficiencia del motor de combustión interna, este tipo de vehículos equie la conexión a la red.

- El vehículo eléctrico: Dispone de una gran capacidad de carga en las baterías y además dispone de un motor eléctrico. El rendimiento se estima en un 75%.
- El vehículo híbrido: Dispone de acumulación en baterías y en el tanque de combustible. Además dispone de un motor y generador eléctrico. Por tanto, es posible que pueda trabajar a través de las baterías con un rendimiento elevado, e incluso poner en marcha el generador eléctrico alimentado desde el motor de combustión a régimen óptimo para apoyo a la red. Puede funcionar en modo solo eléctrico, pero el motor de combustión interna irá siempre a alimentar las baterías y el sistema eléctrico motriz.
- El vehículo basado en pila de combustible: Dispone de un generador eléctrico, sin embargo, el sistema de almacenamiento empleado en forma de hidrógeno. El bajo rendimiento en el entorno del 25% que tienen los electrolizadores no permiten el funcionamiento para la carga desde la red eléctrica por el momento. Si pueden actuar prestando, mediante el generador, apoyo a la red eléctrica. No tiene por qué tener necesariamente la conexión a la red, sin embargo el sistema no presenta un sobrecoste que no lo pueda justificar.

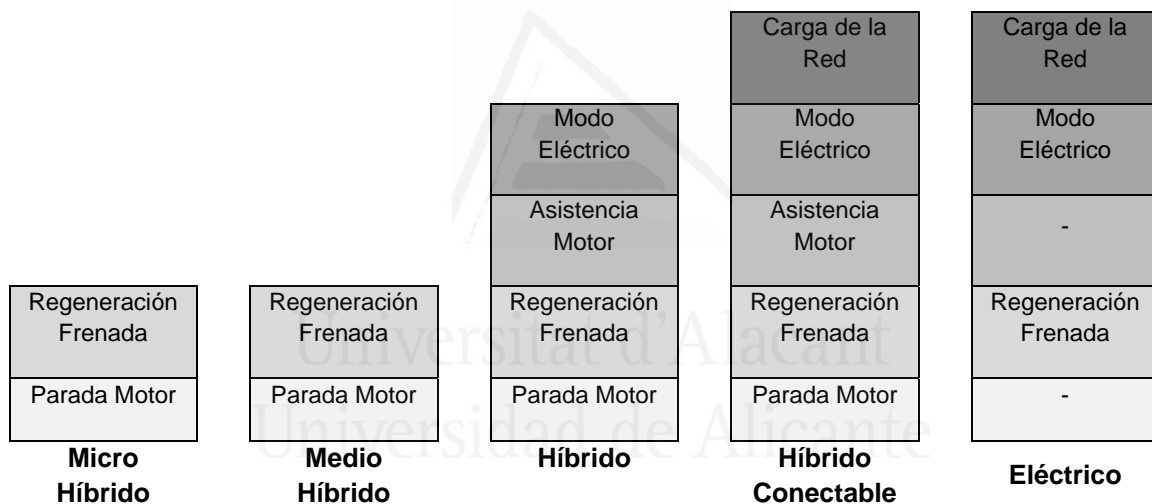


Figura 2.29: Tipos de vehículos eléctricos.

La figura 2.29 clasifica diferentes conceptos empleados en los vehículos eléctricos con sistemas de acumulación. Los esquemas de funcionamiento se presentan en las figuras 2.30 y 2.31.

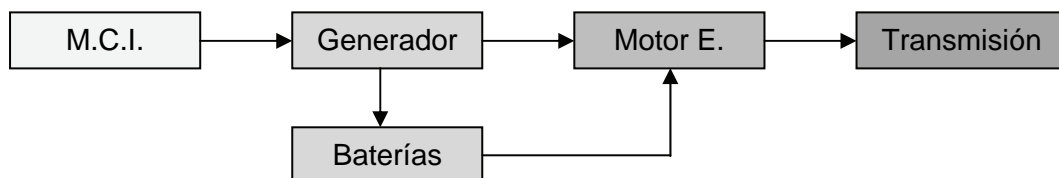


Figura 2.30: Diagrama de bloques del vehículo híbrido eléctrico.

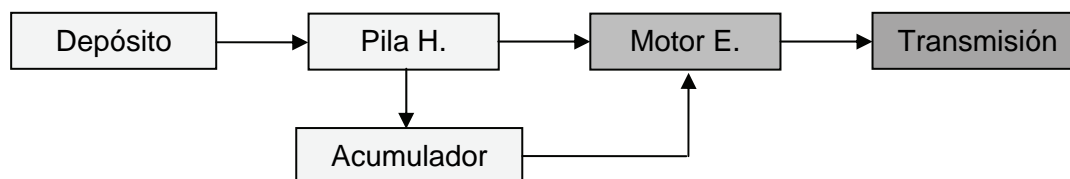


Figura 2.31: Diagrama de bloques del vehículo híbrido de pila de combustible.

### 2.2.9.2.- Conexión del Vehículo Eléctrico con la RED

La conexión del vehículo eléctrico es necesaria para recargar el sistema de acumulación. Esta opción abre nuevas fronteras debido a la capacidad que supone el sistema de acumulación y el propio consumo, si se compara con el consumo medio por vivienda. El número de vehículos por habitante está asociado al nivel de desarrollo de un país, al igual que la energía eléctrica consumida por habitante depende, entre otros, del nivel de desarrollo de un país. Al depender ambos de la población y el nivel de desarrollo se produce un índice de correlación entre el volumen de vehículos y el volumen del sistema eléctrico. Independientemente de los estándares en fase de homologación para la conexión de vehículos a la red eléctrica, discriminando fundamentalmente por la potencia de los mismos, parece que las potencias previstas son superiores a la electrificación media de las viviendas en España, y en este sentido cabe responder destacando la limitación de las instalaciones eléctricas asociadas a las viviendas de los propietarios del turismo V2G.

Estos puntos de recarga se situarán cerca de las zonas residenciales, en los puntos de trabajo, en zonas comerciales, en aparcamientos y principalmente en los estacionamientos habituales y particulares de las viviendas. La capacidad media de las baterías de los vehículos eléctricos es ampliamente aceptada como 30 kWh. Su autonomía media es de 150 km suponiendo un consumo normal de 20 kWh/100 km. La potencia del generador eléctrico de los vehículos será por norma superior a la potencia de conexión con la red.

A pesar de que en otros estudios se considera la potencia del generador, las limitaciones en la red de distribución y en la conexión doméstica de los vehículos aconsejan considerar la potencia que sea más limitante, como lo es en este caso la potencia de la conexión. La programación de cada vehículo debe incluir información como descarga máxima permitida, disponibilidad total o nula, así como la hora y distancia del siguiente trayecto. De esta forma de manera individual o colectiva se pueden enviar las consignas desde el operador o representantes al parque de vehículos estacionados.

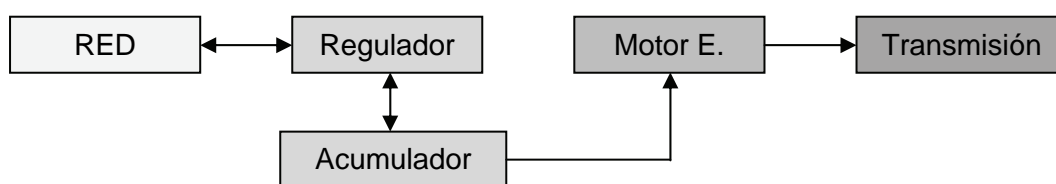


Figura 2.32: Diagrama de bloques del vehículo eléctrico conectable.

La figura 2.32 muestra el diagrama de un vehículo eléctrico conectable a la red eléctrica. No equipa un sistema híbrido, sino que su alimentación es únicamente eléctrica. En la figura 2.33 se muestra el esquema de funcionamiento.

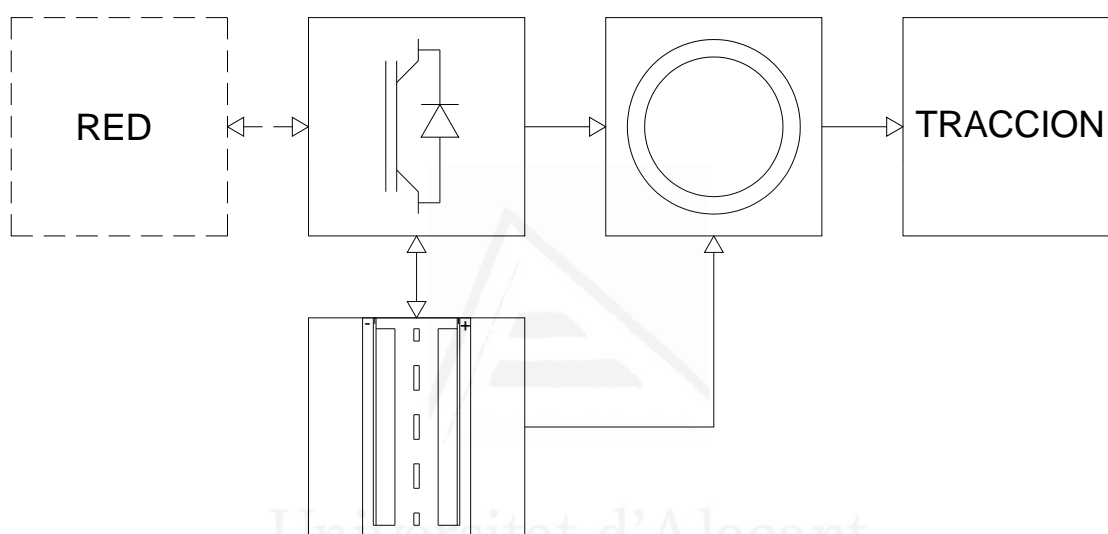


Figura 2.33: Esquema del vehículo eléctrico conectable.

En la figura 2.34 y 2.35 se presentan el diagrama de bloques y esquema de funcionamiento de un vehículo eléctrico con pila de combustible, que equipa un depósito de hidrógeno. Existen diversas implementaciones de este sistema dependiendo de la implementación interna y externa al vehículo de los diferentes elementos presentados.

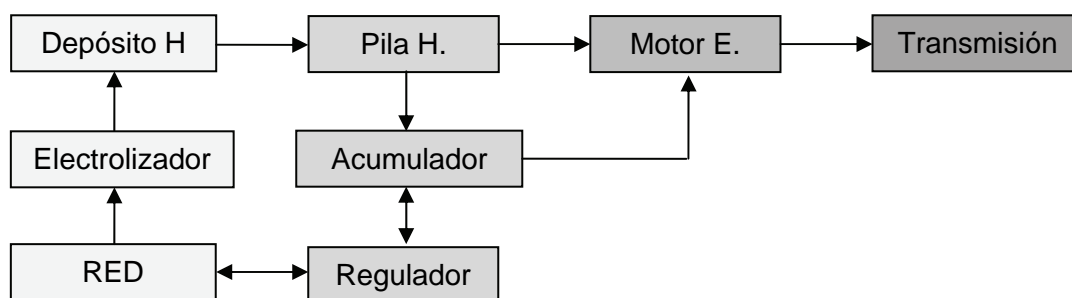


Figura 2.34: Diagrama de bloques del V2G de pila de combustible.



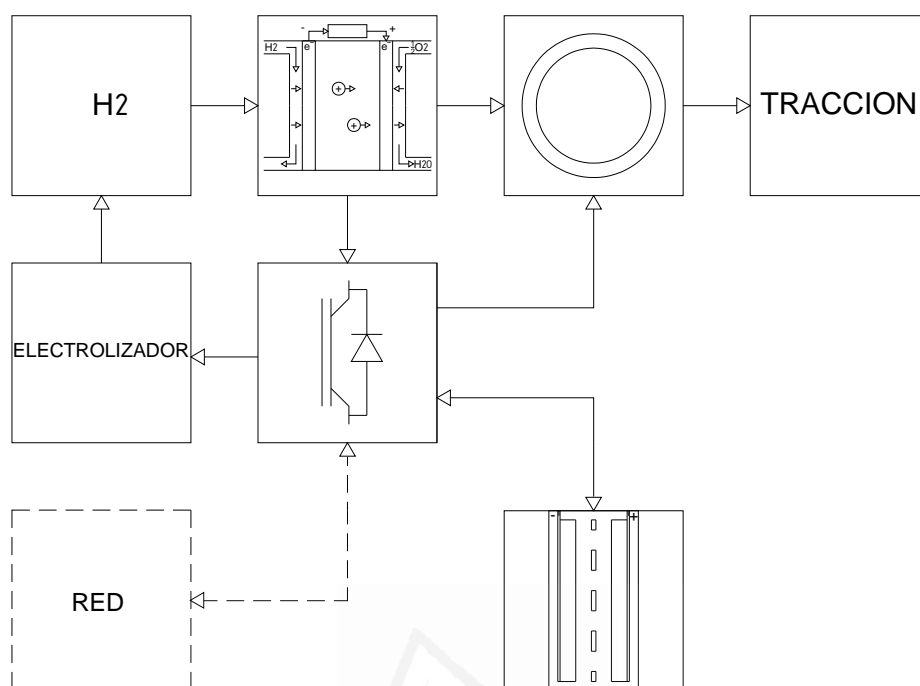


Figura 2.35: Esquema del vehículo híbrido de pila de combustible conectable.

En relación a la conexión de los vehículos, se exponen diferentes tecnologías para los mismos.

#### 2.2.9.2.1.- Tipos de conector

Como se ha comentado, al tiempo de este estudio, no existe una clara homogeneización de los tipos de conectores empleados. No obstante, se pueden distinguir varios de ellos a falta de concretar cuáles de ellos serán finalmente estandarizados. En ese sentido se pueden apuntar dos tipologías básicas.

##### 2.2.9.2.1.1.- Inductivos

La recarga inductiva se basa en la inducción de corrientes a través de campos electromagnéticos. Es una tecnología que todavía está en fase de desarrollo y que además es menos eficiente que los conectores conductivos. Tiene la ventaja de ser muy segura.

##### 2.2.9.2.1.2.- Conductivos

Basado en una conexión directa con suficiente protección. En la tabla 2.3 se muestran los tipos desarrollados.

	Tensión V	Intensidad A	Potencia kW
SAE J1772	230-1F	70	16,1
IEC 60309	230-1F	16	3,7
IEC 60309	230-1F	32	7,4
IEC 60309	400-3F	63	43,7
IEC 62196	690-3F	250	298,8
IEC 62196	600-CC	400	240,0
CHADEMO	500-CC	125	62,5

Tabla 2.3: Tipos de cargador conductivos.

#### 2.2.9.2.2.- Tipos de Recarga

En función de la potencia disponible en cada uno de los puntos de suministro y del tipo de instalación industrial o doméstica, se diferencia en este sentido las recargas. Se muestran los tipos de recarga en la tabla 2.4.

	Potencia kW	Tiempo recarga 30 kWh (80%)	Localización
Lenta	3	8 horas	Viviendas
Normal	7	4 horas	Urbanizaciones
Rápida	50	30 minutos	Centros
Muy Rápida	125	10 minutos	Electrolineras

Tabla 2.4: Tipos de recarga en función de su duración.

#### 2.2.9.3.- V2G, Control y Comunicaciones

La implementación del control del vehículo eléctrico requiere de una sólida infraestructura, que permita coordinar las consignas de los usuarios con los requisitos de la red eléctrica. Por otra parte también es necesario preparar los puntos de conexión para ser capaces de soportar una bidireccionalidad en el flujo de la energía.

La coordinación de las consignas debe permitir al usuario controlar la carga mínima almacenada en las baterías y, consiguientemente, la reserva de autonomía necesaria para realizar los siguientes trayectos. Este control, deberá ir integrado en el

propio vehículo, permitiendo al usuario configurar los parámetros como nivel de carga de batería a la hora estimada de uso.

También incluso puede establecerse la posibilidad en los vehículos híbridos que sea el propio motor el que arranque a fin de generar electricidad bajo situaciones concretas, o por ejemplo en instalaciones aisladas de la red. Se están desarrollando algoritmos que permiten el aprendizaje de los usos y costumbres de conducción y trasladarlos a sistemas de patrones.

## 2.2.10.- RESUMEN DE LOS SISTEMAS DE ACUMULACIÓN

Los sistemas de acumulación se sintetizan según la tabla 2.2, presentada al inicio del apartado 2.2. En la actualidad es posible la acumulación bajo diferentes sistemas. Estos sistemas se diferencian tal y como se ha descrito según su capacidad para mejorar la calidad de la energía o para realizar un seguimiento de la demanda. Es incluso posible establecer sistemas de acumulación para hacer regulaciones de energía estacionales.

En relación a la naturaleza de la propia acumulación de energía, se presentan diferentes casos, ya que se han descrito sistemas que acumulan en energía química como puede ser el caso de las baterías electroquímicas, en forma de energía potencial, como las centrales de bombeo, también en energía cinética, como el caso de los volantes de inercia o bien de energía térmica, en el caso de las termosolares. Por último existen sistemas que acumulan la propia energía eléctrica, como son los condensadores.

Es importante a la hora de seleccionar una tecnología de acumulación considerar ya no solo la cantidad de energía y potencia necesaria, sino también si la aplicación es móvil o estacionaria. Para ello es importante la energía específica definida para cada tecnología.

Otro factor importante es el rendimiento de cada sistema. Hoy en día, existen sistemas que podrían ser ampliamente empleados si no se considerase el rendimiento. Como por ejemplo los sistemas basados en un electrolizador y una pila de hidrógeno. Sin embargo, su rendimiento hace que en la actualidad todavía estén en fase de desarrollo y con escasa aplicación comercial.

Nuevamente, en los sistemas de acumulación de energía, se observa la presencia de multitud de sistemas electrónicos de potencia. Se emplean en esta ocasión tanto para realizar la carga de algunos sistemas de acumulación como para aprovechar la energía acumulada. Finalmente, y debido a la tendencia de electrificación del transporte, cabe señalar la importancia que los sistemas en los que se basa el vehículo eléctrico pueden tener en el futuro. Tanto por la potencia del parque de transporte como por la energía que acabará gestionando.

## 2.3.- TECNOLOGÍAS DE REGULACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

En los puntos anteriores se han definido tanto los sistemas de generación como los sistemas de almacenamiento de las redes distribuidas. Por las características que se han definido, se hace necesaria la implementación de varios sistemas de regulación del sistema eléctrico mediante algunas técnicas. Unas de ellas ampliamente empleadas en la actualidad y otras que llegarán a ser aconsejables o necesarias para optimizar la integración de los sistemas de generación renovables y mantener la calidad y la seguridad en el suministro de energía. Muchas de ellas encuentran su nicho en el momento en el que dichos sistemas de generación y acumulación distribuidos son instalados en el sistema eléctrico, a la vez que son desarrolladas gracias principalmente a los avances en los sistemas electrónicos de potencia. A continuación se realiza una descripción de las diferentes tecnologías y sus características principales.

### 2.3.1.- BATERÍAS DE CONDENSADORES

Las baterías de condensadores son dispositivos para la corrección del factor de potencia y el filtrado de armónicos. Normalmente se conectan de forma discreta según una configuración modular, en la que los distintos escalones se conectan a través de interruptores. Se conecta de forma paralela a un punto. En horas punta, normalmente se conectan las baterías para elevar las tensiones.

### 2.3.2.- TRANSFORMADORES

Las tecnologías de regulación en los transformadores han sido ampliamente empleadas en los actuales sistemas de regulación del sistema eléctrico, principalmente para realizar el control de tensión en las líneas de transporte y distribución.

#### 2.3.2.1.- Transformadores con Tomas, SVR

Los transformadores con tomas contienen un devanado que permite la conexión mediante más o menos arrollamientos, de manera que se produce un cambio en la relación de transformación. Un mecanismo mecánico o electrónico que permite esa conmutación entre las conexiones a los diferentes puntos, permitiendo variaciones discretas en un rango típico del  $\pm 10\%$ .

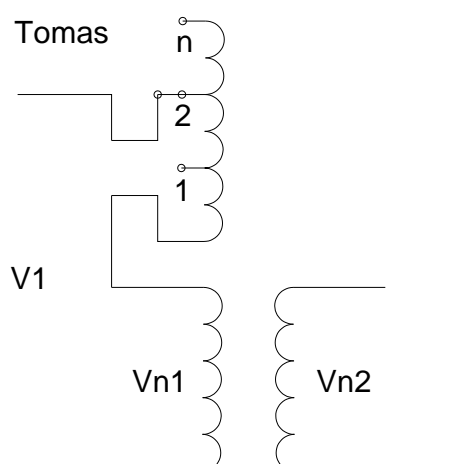


Figura 2.36: Esquema del transformador con tomas.

También es frecuente el uso de autotransformadores reguladores, los cuales no varían la tensión nominal, sino que solo se emplean para regular la tensión mediante el cambiador de tomas. También llamados “boosters” o “steep voltage regulators”, SVR.

#### 2.3.2.2.- Transformador de Desplazamiento de Fase, PST

El transformador de desplazamiento de fase, PST (*Phase Shifting Transformer*), es uno de los sistemas de regulación más empleados entre los diferentes dispositivos que pueden considerarse. Formarán parte de los FACTS en tanto en cuanto posean la tecnología de tiristores para su conmutación.

En el sistema eléctrico, una de las principales características que posee el flujo de energía entre dos puntos es el ángulo que existe entre sus tensiones, es decir la fase que forman. Cuando se habla del transformador equipado con desplazamiento de fase, se trata de un sistema que es capaz de variar el ángulo de las tensiones, lo que permite controlar el flujo de energía de la línea de transporte. Mediante el PST se puede actuar tanto sobre la magnitud como sobre el sentido de ese flujo de energía. Se obtiene mediante la instalación de un transformador en paralelo, un transformador en serie y un sistema basado en electrónica de potencia. El módulo de la tensión se controla mediante los tiristores que permiten diferentes relaciones accionando los tiristores con los que se consiguen diferentes *taps* continuos, discretos, de paso constante o en progresión geométrica.

Son conocidos los reguladores de ángulo de fase controlados por tiristores que pueden actuar rápidamente en el ángulo de fase y están basados en tiristores típicos o en GTO. Por el momento, no se ha empleado de forma masiva, ya que un desfaseador de conmutación mecánico podría cubrir necesidades similares. En la actualidad se considera su sustitución por el empleo de UPFC.

### 2.3.2.3.- Transformador de Desplazamiento de Fase Asistido, APST

El transformador APST, es un transformador con desplazamiento de fase asistido, el cual consta básicamente de un PST. Al sistema se le añade en paralelo con el transformador de desplazamiento de fase una inductancia. Esta inductancia permite incrementar significativamente la transferencia de potencia manteniendo sin embargo la capacidad de control ejercida por el transformador de desplazamiento de fase. En el caso del control mediante tiristores, se denomina TCPST.

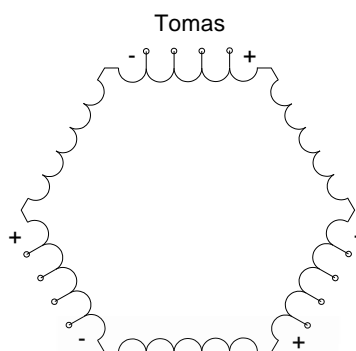


Figura 2.37: Transformador con desplazamiento de fase.

### 2.3.3.- FACTS

En las redes de transporte de energía, se han empleado típicamente sistemas de regulación de conmutación mecánica, y no fue hasta la década de los años 70 cuando se empezaron a emplear los FACTS conmutados por tiristores y más tarde los FACTS equipados con fuentes de tensión, VSC, años 90. La tecnología de VSC incluye tanto los conmutados por IGBT como por IGCT.

Los controladores FACTS combinan sistemas convencionales de compensación, electrónica de potencia y microelectrónica. Estos elementos, combinados con los modernos sistemas de telecomunicaciones permiten la operación óptima de un sistema eléctrico de potencia.

Estos sistemas flexibles de transporte en corriente alterna permiten de una manera rápida y suave la regulación de la transmisión de potencia entre dos puntos. Entre las medidas que estos dispositivos permiten aplicar a los sistemas de potencia, destacan:

- Control rápido y continuo del flujo de potencia controlando las tensiones en los nudos, modificando las impedancias de las líneas de transmisión o controlando el ángulo de fase al final de las líneas.
- Disminuyen las oscilaciones perniciosas para los equipos eléctricos y para la capacidad del sistema de transmisión.

- Evitan los efectos de las fallas, evitando así el daño a equipos y apagones en cascada.
- Permiten la disminución de pérdidas de potencia activa, menores costos de producción de la energía y el cumplimiento de requerimientos legales mediante el control de flujos de potencia en la red.

Están basados en la tecnología de tiristores del tipo GTO y de los transistores IGBT. Han sido empleados en la tecnología de transmisión de corriente continua de alta potencia, HVDC, para la transmisión de energía a largas distancias, lo que sirvió como base para el desarrollo de los FACTS. Los GTO permiten tensiones de más de 10 kV e intensidades superiores a los 5 kA, permitiendo la conmutación forzada. El IGBT se emplea en aplicaciones de media y baja tensión, y permiten conmutaciones a frecuencias entre los 3 y 10 kHz.

El término FACTS engloba la totalidad de los sistemas basados en electrónica de potencia, se encuentran clasificados dependiendo de su forma de conexión en serie, en paralelo o sistemas que se conectan de manera combinada. En la evolución de este tipo de sistemas hay que considerar tres etapas, desde los sistemas clásicos hasta los sistemas basados en convertidores de potencia, pasando por la tecnología de tiristores. En todo caso, la transferencia de potencia entre dos nudos de la red de transporte viene determinada por:

$$P = V_1 \cdot V_2 \cdot \frac{1}{X} \cdot \sin(\delta_1 - \delta_2)$$

Ecuación 2.8: Transferencia de potencia entre dos nudos.

Se destaca la tabla 2.5 con los principales sistemas empleados para la regulación de la transferencia de potencia:

Parámetros Controlados	Sistemas Clásicos	Tecnología de Tiristores	Sistemas de Electrónicos
$V$	Shunt L / Shunt C Compensación de Reactiva	Shunt SVC Compensador estático de Vares	Shunt STATCOM Compensador sincrónico estático
$V$	SVR Regulador de tensión por tomas	TCVR Controlador de tensión por tiristores	Regulador de tensión por convertidores
$X$	C Serie Capacitor de Impedancia de línea	TCSC Serie Capacitor controlado por tiristores	SSSC Serie Compensador estático sincrónico
$\delta$	PST Transformadores con desplazamiento	TCPAR Regulador de ángulo de fase	Regulador de ángulo basado en convertidores

Tabla 2.5: Evolución tecnológica de control de líneas de transporte.

### 2.3.3.1.- Sistemas en Serie

Los sistemas en serie buscan compensar la potencia reactiva mediante la modificación de la reactancia resultante, proporcionando estabilidad a las líneas de transmisión. Los dispositivos evolucionan desde la conmutación mecánica, pasando por la conmutación por tiristores, hasta la implementación con convertidores de fuente de tensión, VSC. Los objetivos que se persiguen son:

- Limitación de la variación de la magnitud de tensión y ángulo en las líneas.
- Limitación de las corrientes de cortocircuito en redes y subestaciones.
- Reducción de las fluctuaciones de tensión a los valores de consigna con la modificación del estado de la red.

#### 2.3.3.1.1. – Compensador en Serie

Los compensadores en serie son impedancias, normalmente condensadores que se emplean en serie con la red de transporte, compensando la caída de tensión inductiva de las líneas. La impedancia variable está en serie, y mientras, el voltaje está en cuadratura con la corriente de la línea. Este dispositivo consume o inyecta potencia reactiva. Su uso se remonta a varios años. Proporcionan una mejora de la estabilidad y un aumento de la capacidad de transporte de las líneas de alta tensión. En la figura 2.38 se muestra su esquema representativo.

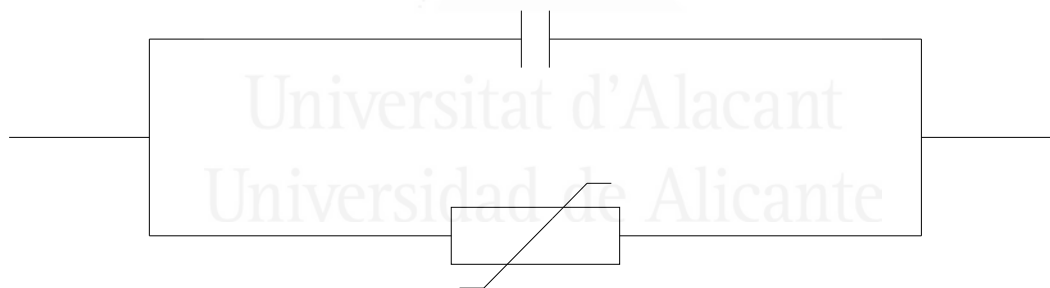


Figura 2.38: Compensador en serie.

También pueden ser inductancias, convertidores estáticos con frecuencias fundamentales, subsíncronas y armónicas.

En el caso de las bobinas como aplicación de la compensación en serie, actúan como limitador de la corriente de falta. Ambos componentes se equilibran mutuamente en condiciones normales de operación, en el caso de una falta, la compensación en serie es puenteada rápidamente con un sistema de protección o puente de tiristores. La bobina resultante, limitará la corriente final. Esta tecnología está actualmente estudiándose en instalaciones prototipo.



### 2.3.3.1.2.- Compensador en Serie Conmutado por Tiristores, TSSC

Se trata de una impedancia de reactancia capacitiva dispuesta en bancos de condensadores en serie con la línea, y un interruptor dispuesto en paralelo formado por tiristores para lograr una variación escalonada de la impedancia. Se muestra en la figura 2.39. Se trata de variaciones discretas al depender del número de interruptores cerrados.

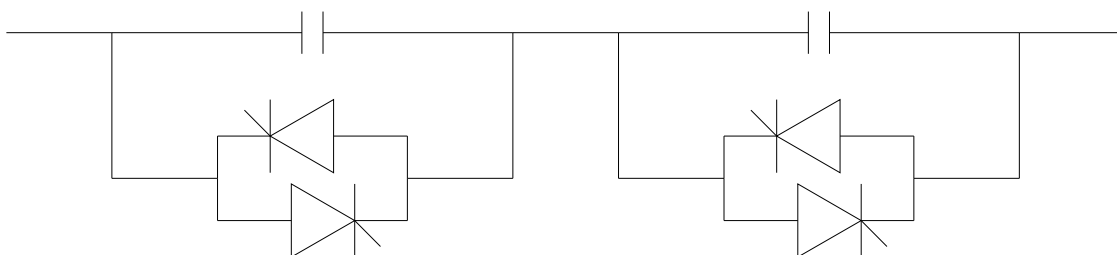


Figura 2.39: Esquema del TSSC.

### 2.3.3.1.3.- Condensador en Serie Controlado por Tiristores, TCSC

El condensador en serie controlado por tiristores, TCSC, o bien compensador serie, se corresponde con un capacitor de compensación convencional al que se le incorporan elementos de electrónica de potencia, que permiten variar su impedancia de forma continua. Se presenta en la figura 2.40. Se consigue variando el ángulo de encendido de los tiristores, modificando la impedancia efectiva de la reactancia en paralelo. Se obtiene un rango continuo de variación para el grado de compensación. Su implementación se realiza desde 1996.

Tiene 4 modos de trabajo: inductivo, capacitivo, bypass y bloqueo.

Para ajustar la impedancia del dispositivo, se mide la componente fundamental de la corriente de la línea, tanto para generar el pulso de disparo como para sincronizarla con el sistema de control.

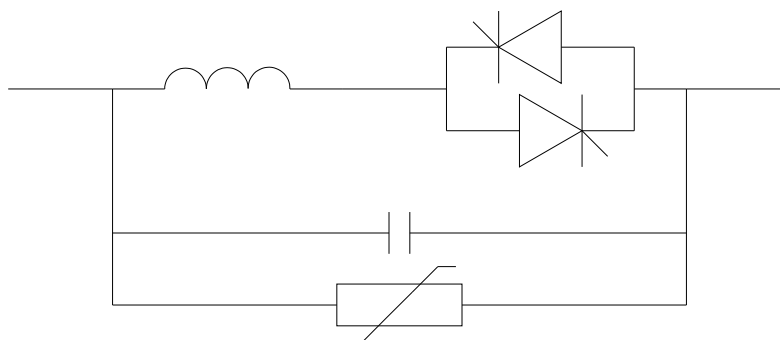


Figura 2.40: Esquema del TCSC.

Se trata de un dispositivo que resuelve problemas dinámicos en el comportamiento de las líneas de transmisión a la vez que puede resolver los problemas de resonancia subsíncrona, producida al interactuar grandes unidades térmicas de generación con los sistemas de transmisión compensados en serie.

Actúa modificando la reactancia de una determinada línea, proporcionando una variación continua de la reactancia capacitiva. Además, el dispositivo modifica también la impedancia aparente para frecuencias subsíncronas, previniendo la resonancia. Para ello se emplean algoritmos en las unidades de control del sistema de tiristores en paralelo con el banco principal de capacitores, permitiendo la variación de la capacitancia en la frecuencia principal manteniendo un inductor virtual a frecuencias subsíncronas.

#### 2.3.3.1.4.- Compensador en Serie VAR Estático SSSC

El compensador en serie VAR estático, SSSC, emplea una combinación de compensadores en serie con la línea del tipo TSSC y TCSC, manejados por un controlador programado bajo una consigna específica, como mantener un flujo determinado de potencia activa por una línea. Los transformadores de medida proporcionan a un control los datos de corriente y tensión. Figura 2.41.

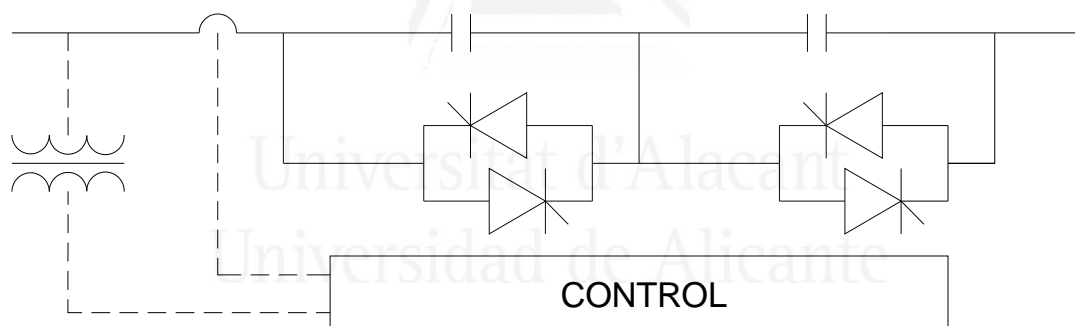


Figura 2.41: Esquema del SSSC.

#### 2.3.3.1.5.- Compensador en Serie Estático Síncrono SSSC

Mientras el TCSC puede ser considerado como una impedancia en serie, el compensador en serie síncrono estático se considera, sin embargo, como una fuente de tensión en serie. Los convertidores de fuente de tensión en serie pueden conectarse en serie con el subsistema de transporte. De esa manera, el convertidor de fuente de tensión adquiere la denominación SSSC, permitiendo la inyección de voltaje en cuadratura con la corriente de línea e independientemente de esta. Permite incrementar o disminuir la caída de tensión reactiva de la línea y controlar así la

potencia transferida. Un tiristor de protección es absolutamente necesario, por la baja capacidad de sobrecarga de los semiconductores, en especial, al trabajar con la tecnología de IGBT.

El VSC está formado por una fuente de corriente continua que suministra energía al convertidor de tensión y un transformador que sirve de enlace. El convertidor de fuente de tensión permite intercambiar potencia activa y potencia reactiva, para lo cual la fuente de corriente continua debe estar provista de la potencia suficiente. En ocasiones, tan solo es necesario realizar intercambios de potencia reactiva, y es entonces cuando la potencia de la fuente de tensión puede verse considerablemente reducida.

Las características funcionales que ofrece se asemejan al de una reactancia en serie, bien sea un condensador o una bobina, y presenta la ventaja de que la tensión que se inyecta no guarda correlación con la intensidad de la línea que regula. Se considera que el compensador SSSC guarda ciertas similitudes en su comportamiento con el condensador en serie controlado por tiristores, pero posee un campo de aplicación más amplio.

Puede basarse en convertidores de tensión o de corriente, sin embargo siempre mantiene su conexión en serie con la línea. No emplea dispositivos de conmutación para controlar el flujo de corriente del elemento de compensación, y su impedancia es prácticamente cero en la frecuencia fundamental. El sistema de control requiere muestreos de corriente y de tensión mediante los transformadores de medida. Su uso está bastante acotado ya que en la actualidad el TCSC cumple con los requisitos exigibles por un precio más ajustado. Su esquema se presenta en la figura 2.42.

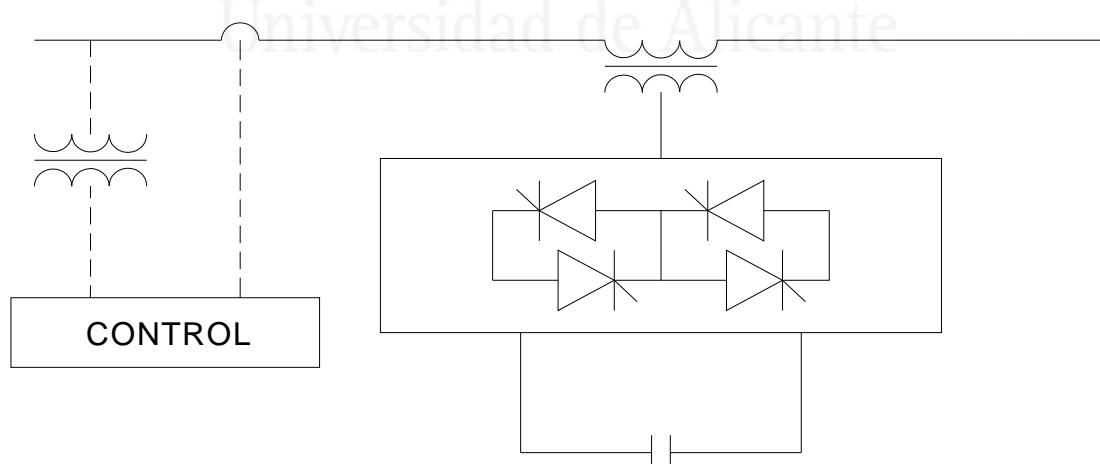


Figura 2.42: Esquema del SSSC.

### 2.3.3.1.6.- Recuperador Dinámico de Tensión, DVR

El SSSC permite incorporar un sistema de acumulación de energía que lo habilita para realizar de manera óptima el control dinámico del sistema, y proporcionar la compensación adicional de potencia activa con carácter temporal, lo que permite incrementar o disminuir la caída de tensión de la línea. De esta forma, un DVR se emplea para mantener los niveles de tensión constantes, por ejemplo en la alimentación de una fábrica, de esa forma, las oscilaciones de tensión y el flicker se eliminan. También es empleado para mitigar los huecos de tensión. En principio, la duración estaría limitada por la energía almacenada en el condensador, o el sistema de acumulación, sin embargo, es posible la existencia de un mecanismo de recarga que permita a este dispositivo trabajar de forma ininterrumpida. Su esquema de funcionamiento se muestra en la figura 2.43.

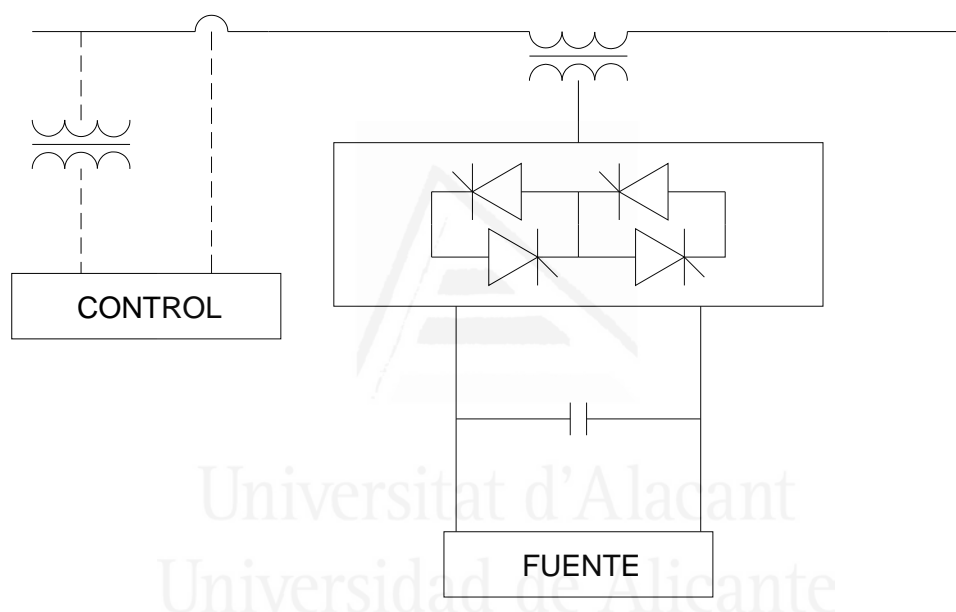


Figura 2.43: Esquema del DVR.

### 2.3.3.1.7.- Bobina en Serie controlada por Tiristores, TCSR

Se trata de una impedancia inductiva controlada por tiristores que se compone de la reactancia en serie con la línea y en paralelo una reactancia controlada por tiristores. Consigue una variación continua de la reactancia inductiva. Cuando se trata de variaciones discretas se denomina TSSR. Se puede observar en la figura 2.44 su esquema de funcionamiento.

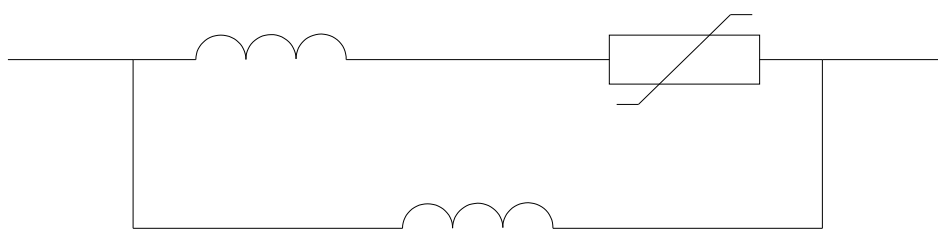


Figura 2.44: Esquema del TCSR.

### 2.3.3.2.- Sistemas en Paralelo

Los controladores en paralelo se emplean para inyectar corriente reactiva y controlar así la tensión en los nudos, es independiente de las líneas que estén conectadas a dicho nudo, a diferencia de los controladores en serie. Se busca incrementar la transmisión de potencia activa mediante la mejora del factor de potencia manteniendo los niveles de tensión dentro de los valores permitidos. Los dispositivos paralelo más empleados son el SVC y su versión con convertidor de fuente de tensión, VSC, el STATCOM. Estos dispositivos *shunt* trabajan como compensadores de potencia reactiva. Las aplicaciones principales son:

- Reducción de los flujos de potencia reactiva y de las pérdidas.
- Compensación de las variaciones producidas por la maquinaria industrial y trenes.
- Mejorar la estabilidad estática y transitoria.

#### 2.3.3.2.1.- Bobina controlada por Tiristores, TCR

Se trata de una reactancia en serie con un sistema bidireccional de tiristores, conectado en paralelo al sistema y cuya reactancia es variable de manera continua mediante el control del ángulo de disparo de los tiristores, obteniendo un control de la corriente de compensación, según figura 2.45. Se equipan con filtros para eliminar los armónicos, evitando de esta manera que la conmutación de los tiristores introduzcan armónicos en la red de transporte.

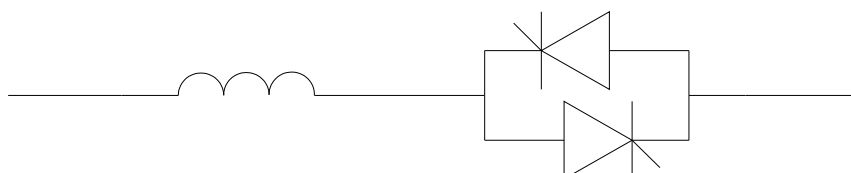


Figura 2.45: Esquema del TCR.

### 2.3.3.2.2.-Condensador conmutado por Tiristores, TSC

Compuesto por un condensador en serie con una inductancia, a su vez, estos están en serie con un sistema bidireccional de tiristores, ver figura 2.46. El capacitor suele ser de capacidad fija y la inductancia se emplea para limitar la sobrecorriente. Mediante el control del ciclo de trabajo del tiristor se ajusta la corriente de compensación inyectada en la línea.

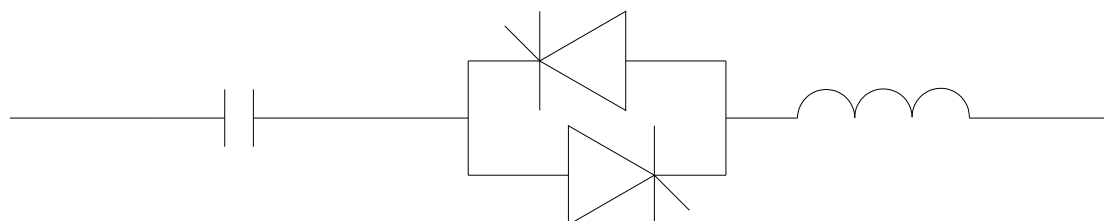


Figura 2.46: Esquema del TSC.

### 2.3.3.2.3.- Compensador Síncrono VAR Estático, SVC

Los compensadores síncronos estáticos de tensión son dispositivos que se conectan en paralelo en un punto del sistema eléctrico, y que, a través de semiconductores, pueden generar o consumir potencia reactiva. Es estático ya que no posee elementos móviles. Está formado por reactancias conmutadas en alta frecuencia, TSR, o condensadores conmutados en alta frecuencia.

Las cargas que generan o absorben potencia reactiva varían a lo largo del día, modificando el balance de potencia reactiva en la red, y con ello provocando variaciones en la amplitud de la tensión o bajadas. Un compensador síncrono estático puede proveer la potencia reactiva requerida para controlar de manera dinámica las oscilaciones de tensión bajo diversas condiciones mejorando la estabilidad y la transmisión de energía. EL SVC puede reducir las oscilaciones de potencia regulando la amplitud de la tensión. Además de la función de reducir la reactiva, se equipa un filtro encargado de reducir el contenido de armónicos.

Las instalaciones de SVC constan de un gran número de bloques, donde las válvulas de tiristores van dispuestas en series a fin de hacer el sistema controlable. Las bobinas y los condensadores se emplean con las válvulas de tiristores, y se conectan con la red mediante la interposición de un transformador. Las válvulas de tiristores están montadas en el interior, mientras que los bancos de reactancias y el transformador se pueden montar a la intemperie.

En su forma simple se puede comparar con un TCR en paralelo con un banco de capacitores. Puede ser también equipado a modo de TSC, de manera que permite

realizar la compensación de capacitiva o inductiva. Se muestra la figura 2.47 con los elementos descritos.

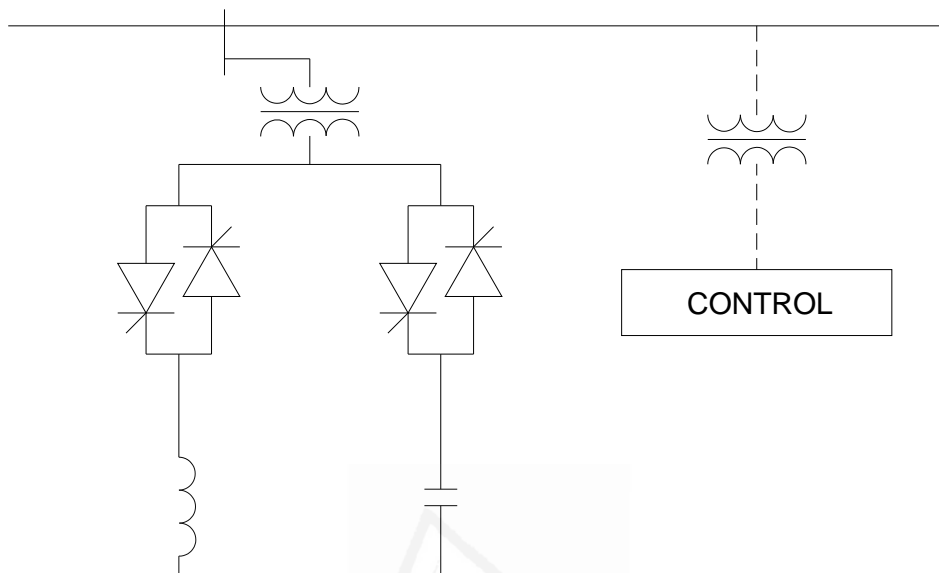


Figura 2.47: Esquema del SVC.

Para el caso de la reactancia controlada por mediante tiristores, el tiristor lleva un control que indica la orden de disparo, caracterizada por el ángulo de conducción, a partir del paso por cero de la tensión en el tiristor. La conmutación se lleva a cabo a través de interruptores electrónicos, empleando la tecnología del tiristor, del GTO o del IGBT. La utilización de este tipo de interruptores permite una regulación prácticamente continua de la tensión. Las aplicaciones típicas de los SVC serían en las redes de transporte:

- El control de sobretensiones temporales.
- Prevención del colapso de tensión.
- Mejora de la estabilidad transitoria.
- Atenuación de las oscilaciones electromecánicas de la red.

Y las aplicaciones para las redes de distribución:

- Balance de sistemas desequilibrados.
- Reducción del efecto de parpadeo, flicker, en las proximidades de hornos de arco u otras cargas variables.

### 2.3.3.2.4.- Compensador Estático Síncrono STATCOM

Los STATCOM aparecieron en operación en el panorama energético en el año 1999. Tiene unas características similares a los condensadores síncronos, pero como componente electrónico carece de inercia y es superior en comportamiento dinámico, en coste de instalación y en los costes de mantenimiento [60, 65].

El compensador estático síncrono es empleado en el sistema eléctrico de potencia a fin de mejorar su comportamiento, fundamentalmente, aporta a los sistemas las siguientes propiedades:

- Soporte de tensión en régimen permanente.
- Estabilización de la tensión en régimen dinámico.
- Amortiguamiento del sistema.
- Mitigación del flicker.
- Mejora de la calidad del suministro.

El STATCOM se constituye de una fuente de corriente continua o en su defecto por un condensador, un convertidor de fuente de tensión que emplea electrónica de potencia para la conmutación forzada, bien sea empleando la tecnología del GTO, del IGBT o del IGCT, y un transformador de acoplamiento.

El convertidor de fuente de tensión es capaz, a partir de una fuente de tensión de corriente continua, de crear un sistema trifásico de tensiones senoidales equilibrado, cuya amplitud y ángulo de desplazamiento de fase son controlables, permitiendo así, realizar las regulaciones deseadas. Es uno de los controladores más importantes y no emplea directamente dispositivos de conmutación, sino que está basado en el conversor estático de fuente de tensión VSC y el transformador en paralelo. Su configuración se presenta en la figura 2.48.

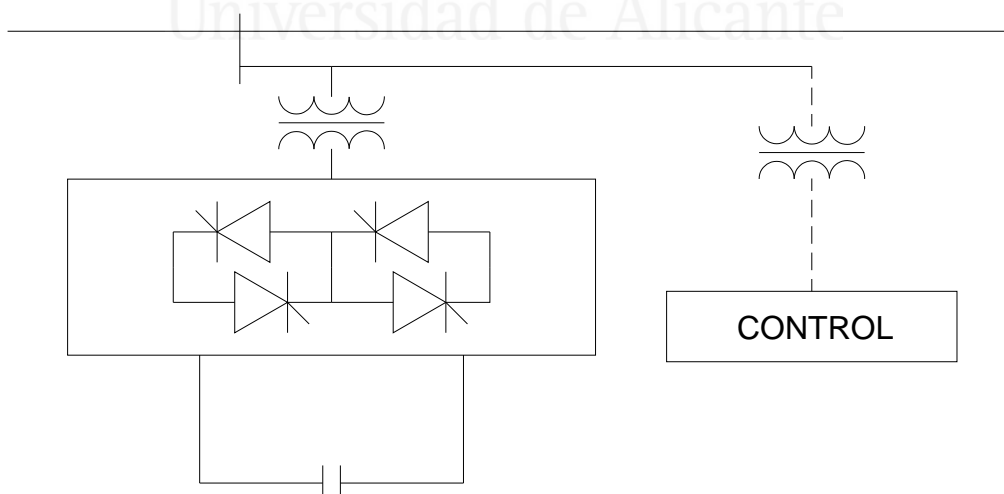


Figura 2.48: Esquema del STATCOM.



El STATCOM puede proporcionar compensación capacitiva o inductiva, según sea la necesidad, controlando la magnitud relativa entre la tensión de línea y la tensión de salida del inversor de una manera independiente al nivel de tensión en el punto de conexión. Se comporta como un compensador síncrono, permitiendo un control continuo de la potencia reactiva y ofreciendo una mayor velocidad de respuesta, una mayor estabilidad y mejor control sobre las perturbaciones dinámicas que un SVC.

La evolución del dispositivo STATCOM está ligada al desarrollo en el lado de corriente continua de sistemas que puedan combinarse acumulando energía a fin de mejorar el balance de la red de distribución. Lo que repercutirá en las redes de distribución en una mayor calidad y control de la energía y una mayor utilización de la infraestructura de la red eléctrica.

### 2.3.3.2.5.- Generador síncrono estático, SVG

Este dispositivo genera tensiones polifásicas y mediante su acoplamiento a la línea, puede intercambiar potencia activa y reactiva con la misma. Es una combinación de un STATCOM y una fuente de energía para poder suministrar o absorber energía. La fuente de energía puede ser un banco de baterías o un elemento de almacenamiento superconductor, entre otros. Se observa en la figura 2.49, el esquema de funcionamiento similar al presentado en la figura 2.48 pero equipando una fuente de energía capaz de alimentar el sistema electrónico de potencia.

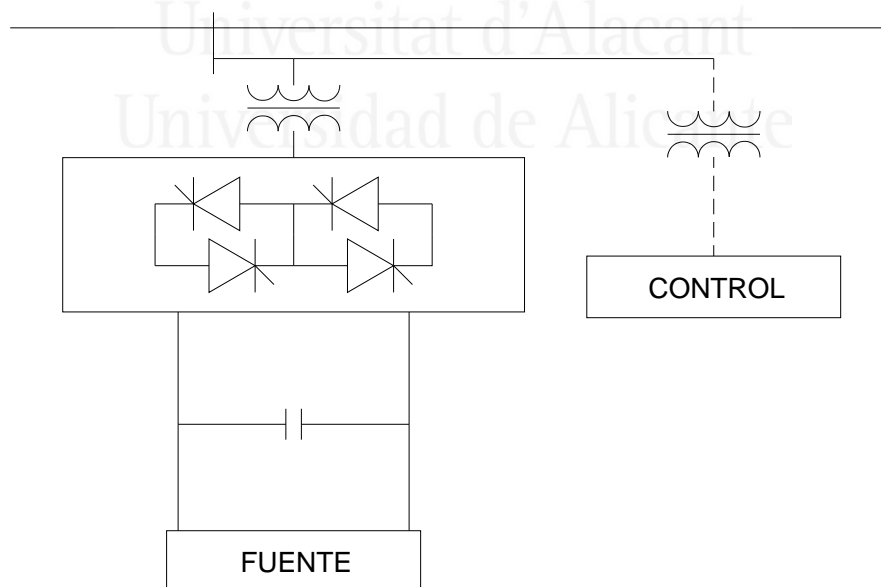


Figura 2.49: Esquema del SVG.

### 2.3.3.3.- Sistemas Combinados

El desarrollo de nuevos sistemas de compensación trata de combinar las ventajas de los dispositivos en serie y paralelo buscando las mejores prestaciones técnicas y económicas para su aplicación a un sistema de potencia. Los dos primeros, el IPFC y el GUPFC, permiten controlar los flujos de dos o más líneas y son considerados dispositivos en desarrollo para permitir su futura implantación en los sistemas de potencia. En la actualidad, cada vez son más importantes a fin de controlar el flujo de potencia. Esto es debido a la mayor volatilidad que presentan los flujos de potencia debido al desarrollo del mercado eléctrico. El control de flujos de potencia evacúa potencia de las partes del sistema eléctrico sobrecargado y la sitúa en aquellas zonas infrautilizadas en las que existe capacidad de transmisión.

#### 2.3.3.3.1.- Controlador Interlínea de Flujos de Potencia IPFC

El controlador interlínea de flujos de potencia consiste en dispositivos de control basados en compensadores en serie, cada uno de ellos conectado en líneas diferentes. Se trata de compensadores del tipo SSSC, los cuales comparten un enlace común de corriente continua, por lo que al igual que sucederá en los UPFC, la suma de la potencia activa intercambiada entre los convertidores debe ser igual a cero si se desprecian las pérdidas en los circuitos convertidores. Junto con la compensación reactiva en serie independientemente controlada para cada línea individual, permite manipular la potencia activa entre las líneas controladas. Estabilizando de esta manera la potencia activa y reactiva entre las líneas, logra reducir la carga de las líneas sobrecargadas mediante transferencia de potencia activa permitiendo gestionar las congestiones, compensar las caídas de tensión resistivas de las líneas y la correspondiente demanda de potencia reactiva, e incrementar así la efectividad del sistema de compensación global para perturbaciones dinámicas. Es especialmente práctico para la gestión en subestaciones en las cuales confluyan múltiples líneas. Su configuración se muestra en la figura 2.50.

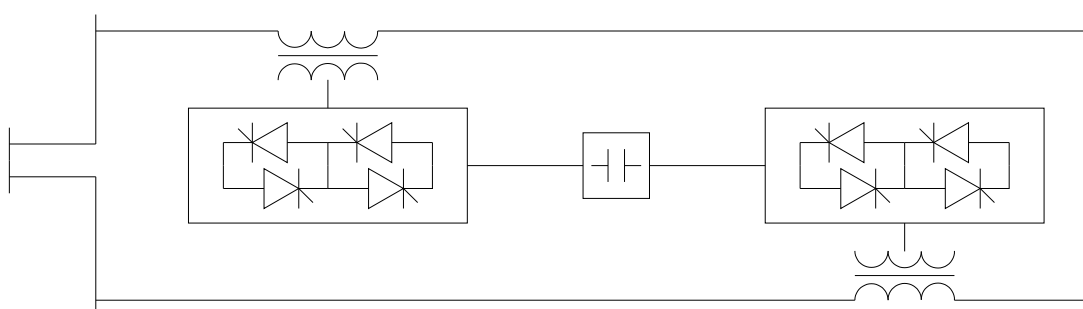


Figura 2.50: Esquema del IPFC.

### 2.3.3.3.2.- Controlador Unificado de Flujos Generalizado, GUPFC

En este caso es necesaria la combinación de tres o más convertidores serie y paralelo trabajando juntos, para incrementar las ventajas del control de tensión y el control del flujo de potencia que se puede obtener empleando dos convertidores UPFC. Uno de los convertidores del GUPFC se conecta en paralelo con un nudo y los otros dos están en serie, a través de transformadores, con dos líneas de transmisión, conectados todos en una subestación. Es capaz de controlar la magnitud de la tensión y los flujos de potencia activa y reactiva. Mientras más convertidores en serie se incluyan, más grados de libertad se introducirán en el control. La potencia activa puede intercambiarse entre los conversores serie y paralelo a través del enlace común en corriente continua. El GUPFC puede compararse como la combinación de un UPFC y un IPFC, obteniéndose de esta forma un controlador con todas las características y ventajas de estos dos dispositivos FACTS. Puede verse en la figura 2.51.

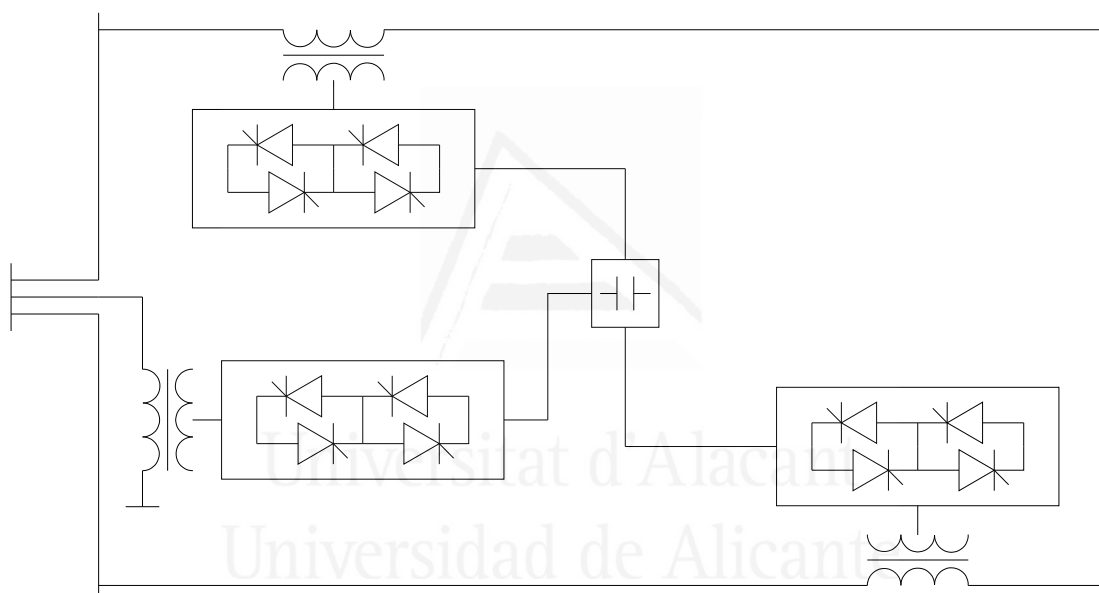


Figura 2.51: Esquema del GUPFC.

### 2.3.3.3.3.- Controlador Unificado del Flujo de Energía UPFC

Este controlador fue concebido para el control en tiempo real y la compensación dinámica de los sistemas de transmisión de corriente alterna, mediante la incorporación de la flexibilidad multifuncional requerida para el control de un sistema de potencia moderno. Es capaz de controlar simultánea o selectivamente todos los parámetros que afectan al flujo de potencia en una línea de transmisión y su tensión. Además es capaz de controlar de manera independiente la potencia activa y reactiva, a diferencia de los sistemas serie o paralelo, en los que el cambio en la potencia activa implica un cambio similar y en el mismo sentido en la potencia reactiva.

El convertidor unificado de flujo de energía está conformado por dos convertidores de conmutación que operan conectados a través de un enlace en corriente continua [49, 50, 51]. El UPFC actúa como un compensador estático y un compensador en serie que hacen de compensador paralelo y de dispositivo de desplazamiento de fase simultáneamente. El convertidor secundario se sitúa en uno de los extremos de la línea de transporte y se conecta en paralelo por medio de un transformador, y el convertidor primario se conecta en el otro extremo en serie a través de un segundo transformador. Esta configuración se representa en la figura 2.52.

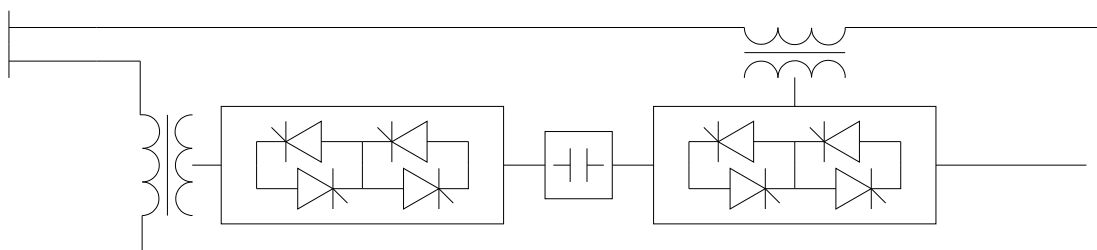


Figura 2.52: Esquema del UPFC.

En el UPFC, la función principal del equipo es desarrollada por el convertidor primario, el cual es el encargado de inyectar a la línea de transporte la tensión en corriente alterna a través del transformador en serie, de manera controlada por su magnitud y su ángulo de fase, pudiendo controlar también las potencias activa y reactiva. La función secundaria es asumida entonces por el convertidor secundario, suministrando al primario la potencia demandada a través del enlace de corriente continua que los mantiene unidos. Sin embargo, el UPFC también es capaz de controlar la tensión en el nudo del convertidor secundario.

Sistemas como el SVC y el TCSC, generan reactiva y son incapaces de intercambiar potencia activa. El TCPAR, puede intercambiar potencia activa, pero no pueden generar reactiva. A diferencia de éstos, los sistemas basados en fuentes de tensión como el STATCOM y el SSSC, están preparados para intercambiar potencia activa y reactiva con el sistema de transporte. Estos equipos generan o absorben la potencia reactiva requerida y pueden realizar compensación de reactiva sin necesidad de condensadores o reactancias en corriente alterna, asumiendo por ellos mismos el suministro o la absorción de potencia. Todas las funciones realizadas por los FACTS pueden ser asumidas por un controlador unificado de flujo de energía:

- Control de tensión.
- Control del flujo de energía.
- Mejora de la estabilidad.

El UPFC cumple con las funciones combinadas de un STATCOM y un SSSC unidos mediante el enlace de corriente continua, permitiendo de este modo el libre flujo de potencia reactiva entre ambos dispositivos.

#### 2.3.3.3.4.- Controlador de Flujo Dinámico, DFC

Entre la compensación en serie y el transformador de desplazamiento de fase, se hace un hueco el controlador de flujo dinámico, DFC. La combinación de un pequeño PST junto con capacitores e inductancias conmutadas por tiristores proporciona un control dinámico en el rango establecido. Se compone de:

- Un transformador de desplazamiento de fase con cambiador de tomas.
- Un compensador de capacitores o inductores conmutados por tiristores conectados en serie, tipo TSC o TSR.
- Un capacitor en paralelo conmutado mecánicamente, opcional dependiendo de los requisitos de potencia reactiva.

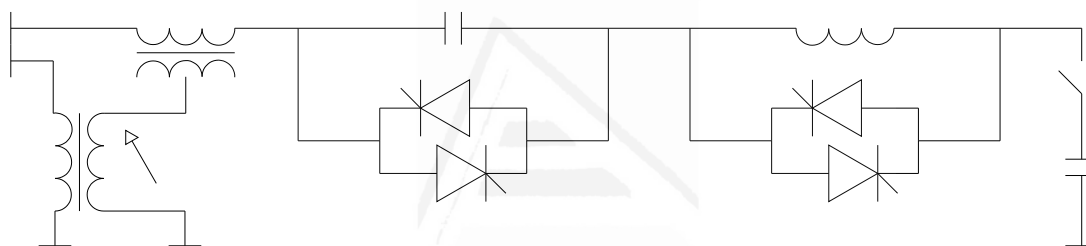


Figura 2.53: Esquema del DFC.

En la figura 2.53, se observa un sistema conformado por un TSC y un TSR dispuestos en serie, así como el interruptor mecánico en paralelo, que proveerá de tensión en caso de sobrecargas u otras contingencias. Normalmente, los condensadores y las bobinas se calculan en bases binarias hasta alcanzar las combinaciones de requeridas, permitiendo al sistema que se añada una reactancia adicional de la mitad de la más pequeña si se produce más flujo de potencia.

La conmutación de bobinas en serie sucede cuando la corriente es cero para prevenir los armónicos. Aunque el control de ángulo de fase en los sistemas de TCSC permite un control continuo. Su empleo atiende a:

- El TSC/TSR es conmutado cuando se requiere una respuesta rápida.
- El empleo del TSC/TSR ayuda al sistema en situaciones de stress y sobrecarga.
- El control de los cambiadores de tomas del PST debe minimizarse a cuando existan corrientes más altas de la carga normal.

- El consumo total de reactiva puede ser optimizado con la operación del interruptor mecánico, el cambiador de tomas y las conmutaciones de las bobinas y los condensadores.

El PST inyectará tensión en cuadratura con la tensión del nudo. La reactancia controlable inyectara tensión en cuadratura con la corriente que circule. Si se considera que el flujo de potencia tiene un factor de potencia cercano a uno, las dos partes de la tensión en serie serán casi colineales.

#### 2.3.4. - DISPOSITIVOS *BACK TO BACK*

Los sistemas de transporte basado en sistemas de alto voltaje de corriente continua, HVDC, ofrecen una gran capacidad de control. Es imposible su sobrecarga. Resiste cortes de corriente en cascada, que pueden producirse por cortes en líneas cuando se producen sobrecargas. Se diferencian entre los convencionales y aquellos que equipan un sistema VSC.

##### 2.3.4.1.- HVDC

Los sistemas HVDC convencionales equipados con tecnología de tiristores requieren de filtros para reducir la distorsión armónica. La potencia reactiva no es controlable. Son dispositivos empleados entre dos redes asíncronas que necesitan ser unidas o para la transmisión de energía a largas distancias. Esta tecnología se presenta en la figura 2.54.

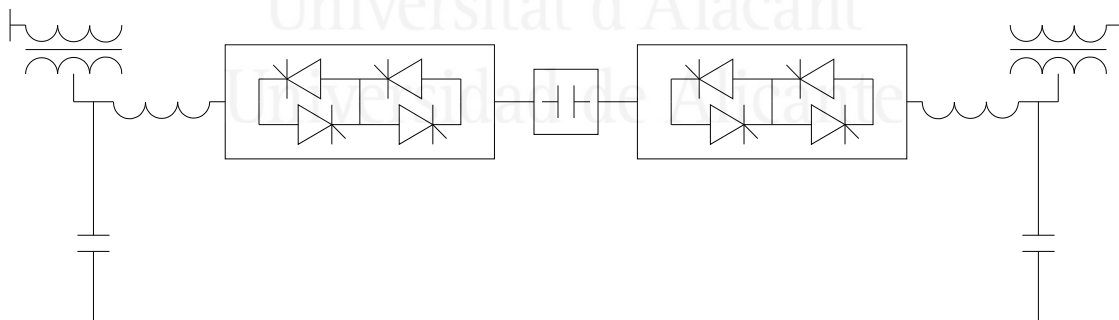


Figura 2.54: Esquema del HVDC.

##### 2.3.4.2.- HVDC-VSC

El equipo *back to back* HVDC con un generador del tipo VSC proporciona beneficios incluso en el caso de redes síncronas, y proporciona total control de la tensión a la red en ambos extremos, pudiendo ser operada como dos sistema del tipo STATCOM. En ambos extremos es capaz de trabajar completamente en los cuatro

cuadrantes, pudiendo optimizar la transmisión de energía además de aportar el balance de flujo de potencia. Véase figura 2.55.

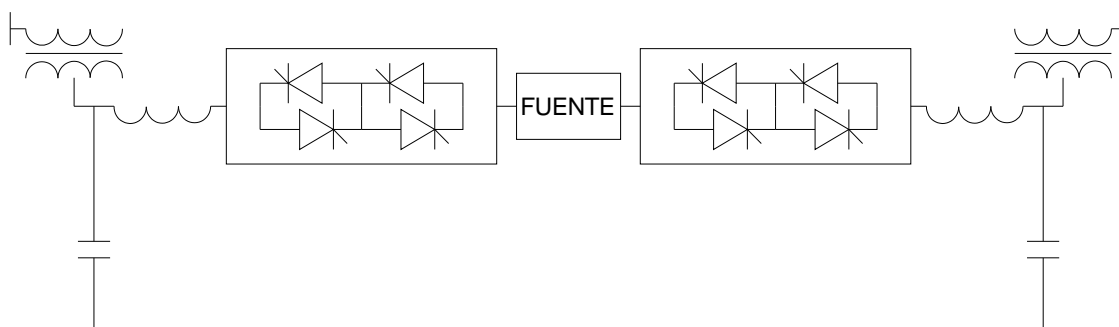


Figura 2.55: Esquema del HVDC con VSC.

### 2.3.5.- RESUMEN DE LOS SISTEMAS DE REGULACIÓN

En función de los parámetros que cada uno de los sistemas descritos con anterioridad pueden controlar, se realiza la siguiente tabla, en la que se caracterizan los diferentes dispositivos estudiados en función de la capacidad para controlar determinados parámetros como el control de tensión, el control de intensidad, la compensación de potencia reactiva, el control de potencia activa y potencia reactiva, el amortiguamiento, la estabilización del sistema y la limitación de la intensidad. Generalmente, los sistemas, tal y como se ha descrito al principio del capítulo se caracterizan por la forma en la que se conectan a la red que se pretende regular. Y en función de la conexión permiten regular diferentes parámetros. Finalmente, la incorporación de los sistemas electrónicos de potencia y los sistemas de acumulación, permiten optimizar el funcionamiento de los sistemas de control, de manera que pueden controlar no solo los flujos de potencia sino también la energía que se intercambia con la red, dotándolos de unas capacidades adicionales para el control de las redes de transporte y distribución de energía. Evidentemente, se requiere un estudio pormenorizado de las características de las redes para poder optimizar el comportamiento estático y dinámico. El control de las características locales de las redes es de vital importancia en un sistema, cuyo funcionamiento se extiende más allá del conjunto de redes interconectadas, y se prevé que puedan llegar a funcionar de manera aislada y autónoma, o bien provean de servicios a la red principal a la cual se conecten en caso contrario.

	Control V	Control I	Compensación X	Control P	Control Q	Amortiguamiento	Estabilización	Limitación I
SVR	x							
PST				x				
APST				x		x	x	
TCPST				x		x	x	
TSSC		x				x	x	x
TCSC		x				x	x	x
SSVC		x				x	x	x
SSSC		x				x	x	x
DVR	x	x				x	x	x
TCSR		x				x	x	x
TCR	x		x			x	x	
TSC	x		x			x	x	
SVC	x		x			x	x	
STATCOM	x		x			x	x	
SVG	x		x	x	x	x	x	
IPFC	x				x	x	x	
GUPFC	x		x	x	x	x	x	x
UPFC	x		x	x	x	x	x	x
DFC	x		x	x	x	x	x	x
HVDC	x		x	x		x	x	
HVDC VSC	x		x	x	x	x	x	

(SVR: Steep Voltage Regulator; PST: Phase Shifting Transformer; APST: Assisted Phase Shifting Transformer; TCPST: Thyristor Controlled Phase Shifting Transformer; TSSC: Thyristor Switched Series Compensator; TCSC: Thyristor Controlled Series Compensator; SSVC: Static Serial VAR Compensator; SSSC: Static Synchronous Series Compensator; DVR: Dynamic Voltage Restorer; TCSR: Thyristor Controlled Series Reactor; TCR: Thyristor Controlled Reactor; TSC: Thyristor Switched Capacitor; TSR: Thyristor Switched Reactor; SVC: Static VAR Compensator; STATCOM: Static Synchronous Compensator; SVG: Static VAR Generator; IPFC: Interline Power Flow Controller; GUPFC: General Unified Power Flow Controller; UPFC: Unified Power Flow Controller; DFC: Dynamic Flow Controller; HVDC: High Voltage Direct Current; HVDC VSC: High Voltage Direct Current Voltage Source Converter)

Tabla 2.6: Parámetros controlables por los sistemas de regulación.



## 2.4.- SISTEMAS ELECTRÓNICOS DE CONVERSIÓN DE POTENCIA

En las nuevas tecnologías de generación, se introducen de manera mayoritaria los sistemas electrónicos para la adaptación de la potencia producida en los generadores de corriente continua o en alternadores eléctricos. Tradicionalmente, las centrales de generación disponían de generadores síncronos o asíncronos conectados directamente a la red de transporte.

Los diferentes sistemas que componen una red distribuida requieren de diversas tipologías en los sistemas de conversión de potencia para acoplar la potencia de cada uno de estos sistemas, y ajustarla a la red de distribución a la que estén conectados. Varios sistemas no requieren solo de un conversor de corriente continua a corriente alterna, sino que además requieren de una etapa de corriente continua a corriente continua a fin de ajustar los valores de tensión antes de realizar la conversión a corriente alterna. Aún en el caso de los generadores de corriente alterna, el empleo de sistemas con una fase de corriente continua, sistemas denominados como “*back to back*”, presentan diversas ventajas ajustando la generación de potencia a los requerimientos de la red. En los sistemas de acumulación, la particularidad se presenta en la capacidad bidireccional de la energía, permitiendo que a partir de recursos sin posibilidad de despacho, como la energía solar y la energía eólica, se puedan tener sistemas con opción de despacho. Estos sistemas permiten que la energía sea almacenada durante su carga y sea descargada cuando la red lo requiera.

Los requisitos de control tanto en la parte de generación, como en el lado de conexión a la red, a fin de optimizar las condiciones de funcionamiento dependiendo tanto de las condiciones de la fuente energética como de la red en la que se evacúa la potencia, hacen que los sistemas de conversión de potencia electrónicos sean ampliamente empleados en las centrales de generación distribuida como:

- Turbinas Eólicas.
- Solar Fotovoltaica.
- Microturbinas.
- Motores alternativos.

Además, no solo las centrales de generación de energía disponen de convertidores de potencia electrónicos, también los sistemas de acumulación de energía están basados mayoritariamente en esta tecnología:

- Pila de Combustible.
- Volante de inercia.
- Baterías electroquímicas.
- Vehículos eléctricos.

En adición a esta situación, cuando se estudian los sistemas actuales de control de la red eléctrica, también se observa la existencia de sistemas electrónicos que pueden presentar convertidores eléctricos, bien de manera completa o empleando alguno de sus módulos o características [40]. Tal es el caso de los controladores de flujos de potencia, que emplean una etapa de corriente continua que enlaza los terminales del controlador, bien sean en serie o paralelo.

### 2.4.1.- MÓDULOS DEL SISTEMA DE CONVERSIÓN

El uso extensivo de los sistemas de electrónica de potencia hace cada vez más necesario definir los módulos que componen este tipo de sistemas, así como establecer ciertos estándares que ayuden a su integración en la generación distribuida de manera coordinada y escalada. Cada sistema de generación o acumulación posee unas características propias en las características de la energía generada, sin embargo, es posible definir una modularidad en estos sistemas [92, 93]. En el esquema se observa la configuración de una interface de electrónica de potencia.

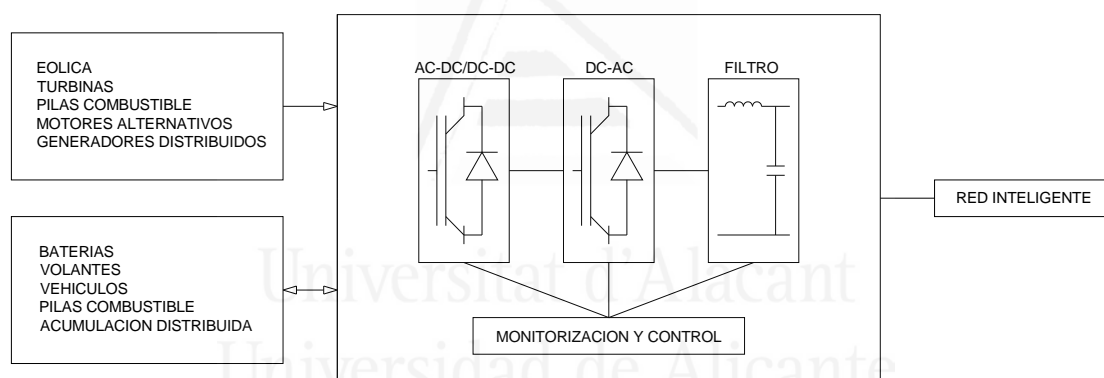


Figura 2.56: Esquema de los sistemas de conversión modulares.

#### 2.4.1.1.- Rectificador AC a DC

El circuito rectificador se emplea para generar una tensión de corriente continua controlada desde una fuente de energía no controlada. Será de aplicación para aquellos sistemas que generan una corriente alterna como los eólicos, microturbinas, motores de combustión interna o volantes de inercia. A partir de la entrada de corriente alterna se obtiene una corriente continua que pasará a un segundo módulo inversor a fin de obtener corriente alterna con las características deseadas.

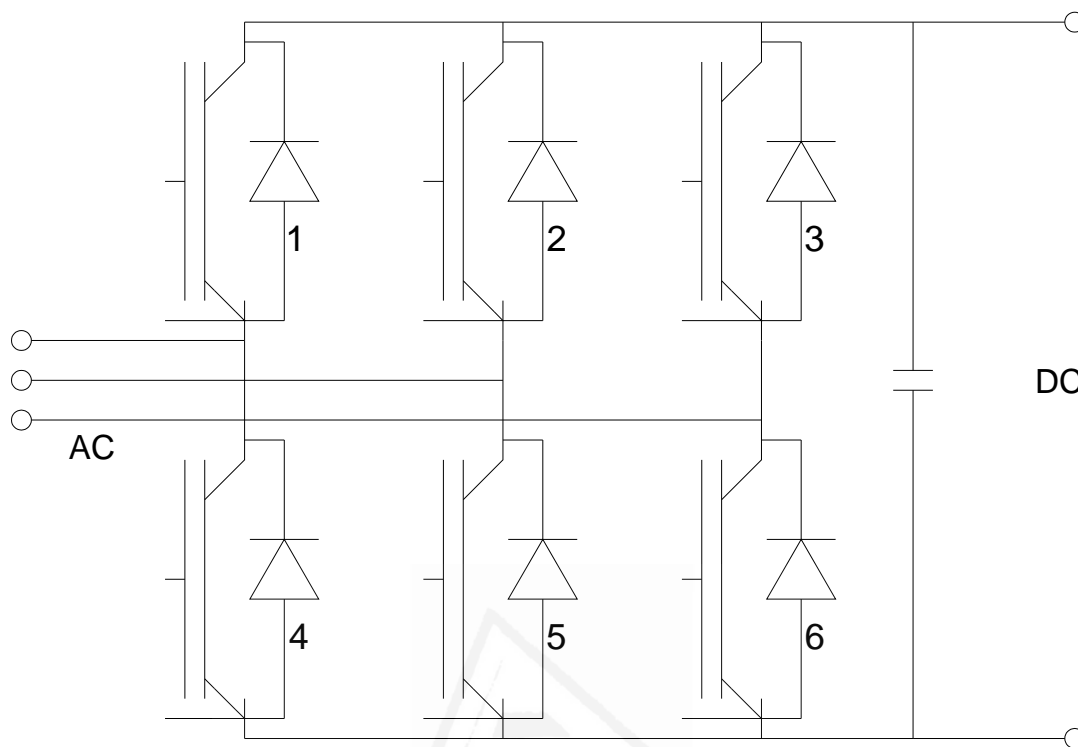


Figura 2.57: Esquema del rectificador AC-DC.

Su uso permite poder regular la velocidad del generador así como la tensión en la fase de corriente continua, por lo que flexibiliza el funcionamiento del sistema generador o al que se encuentra conectado.

#### 2.4.1.2.- Conversor DC a DC

Son empleados fundamentalmente para sistemas de energía renovables o cargadores de baterías. A partir de una entrada de corriente continua no controlada y no regulable para ser transferida a una aplicación específica de carga; como en sistemas de carga de baterías fotovoltaicas, donde se maximiza la potencia extraída del campo solar. Se puede diferenciar entre aquellas aplicaciones en las cuales existe un almacenamiento en baterías que presentan una estabilidad en los parámetros eléctricos de la energía generada y otros, como es el caso de los sistemas fotovoltaicos o las pilas de combustible, donde es necesario realizar ajustes en la tensión generada. Se encuentran entonces sistemas como los empleados en las baterías:

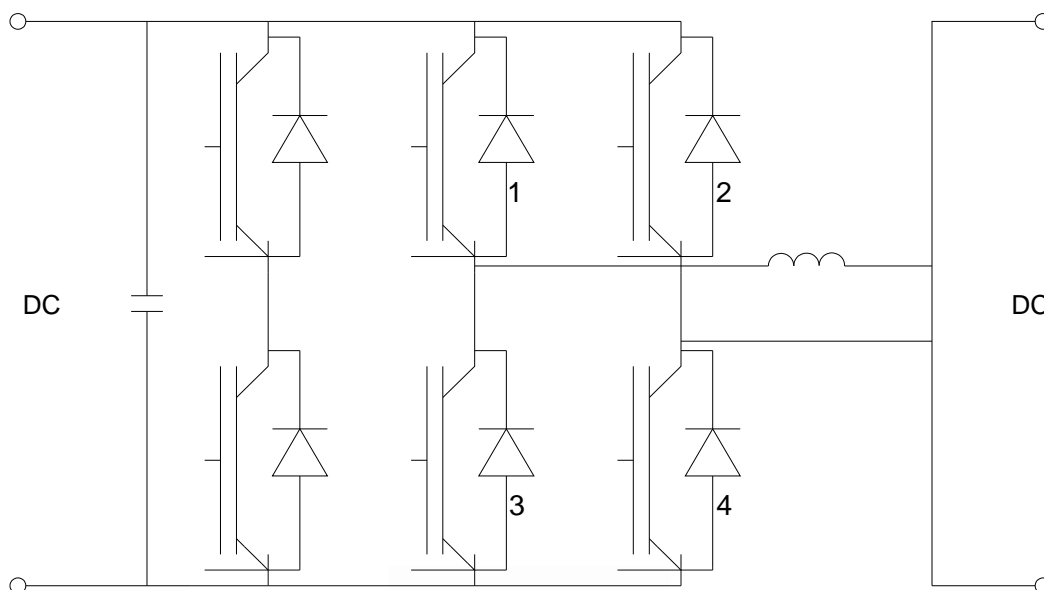


Figura 2.58: Esquema del convertor DC-DC.

También se presenta el caso como es el de las instalaciones fotovoltaicas o las pilas de combustible, donde es necesario adaptar la corriente continua generada mediante un convertor DC-DC con sistema de regulación:

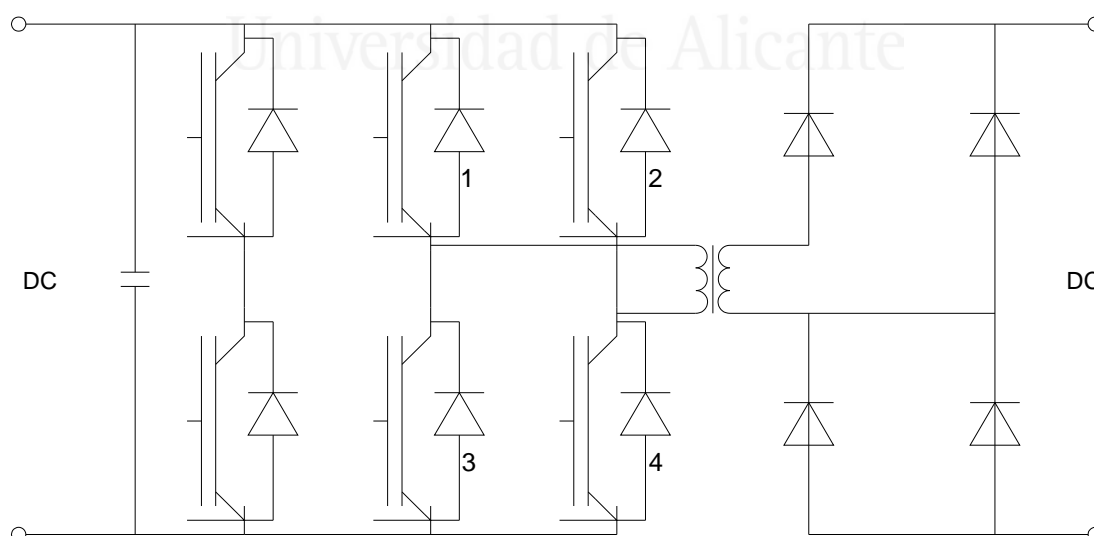


Figura 2.59: Esquema del convertor DC-DC con regulación.

Permiten realizar un seguimiento de los puntos de máxima potencia en el caso de la energía fotovoltaica, o controlar la tensión en los bornes de la batería en los procesos de carga. Siempre permiten un control de la tensión en el bloque de corriente continua.

### 2.4.1.3.- Inversor DC a AC

Previamente a la conexión con la red de los sistemas de generación y acumulación, los circuitos inversores generan una potencia alterna a partir de la fase de corriente continua. Esta parte se denomina como módulo inversor.

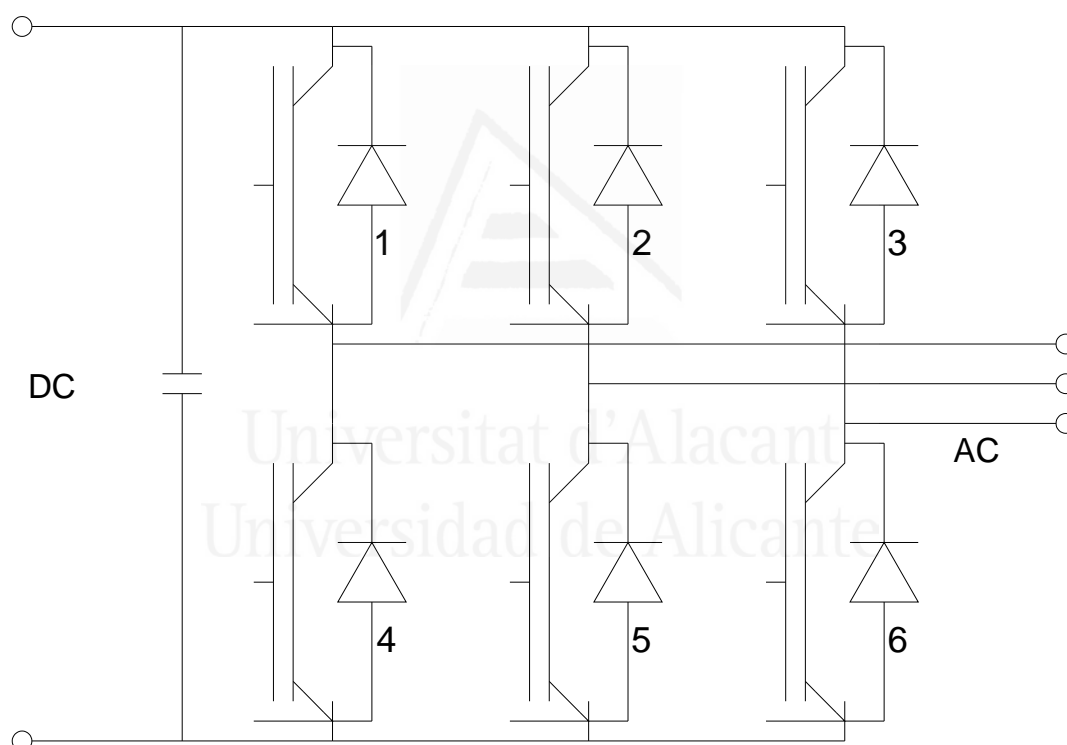


Figura 2.60: Esquema del inversor DC-AC.

Permiten controlar el flujo de potencia, la potencia activa y la potencia reactiva.

## 2.4.2.- CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS DE CONVERSIÓN DE POTENCIA

Los sistemas de conversión basados en electrónica de potencia deben ser capaces de proveer el control de corriente y control de tensión. También debe de estudiarse el flujo de potencia y la variación de la potencia reactiva con la tensión. Además, deben de estudiarse sus características en modo aislado, en el cual el inversor debe mantener la tensión y la frecuencia a fin de que las cargas no sean afectadas por la interrupción en el sistema eléctrico. En control de tensión en los sistemas de potencia, basados en transistores IGBT, se realiza por medio de la modulación del ancho de pulso del inversor. Normalmente, los sistemas de potencia suelen estar tarados con factor de potencia unidad, sin embargo, puede ser conveniente, según las condiciones del punto de conexión, que ese factor de potencia pueda ser modificado a fin de poder regular la tensión en el punto de conexión [76].

Mediante el empleo de capacitores en la parte de corriente continua, el convertidor es capaz de generar una tensión trifásica de salida controlable, variando la amplitud de salida y la potencia reactiva. A las mejoras presentadas por las características definidas anteriormente basadas en la mejora de la eficiencia y la calidad de la energía, el apoyo de potencia reactiva y la regulación de tensión, así como la reducción de la corriente de falta. Los sistemas electrónicos de conversión de potencia, pueden ofrecer las siguientes mejoras:

- La estandarización de los sistemas de conexión a la red.
- Escalabilidad y modularidad.
- Alta fiabilidad con tasas de fallos menores de 10 años.
- Bajo coste y alta manufacturabilidad.

Estos sistemas se encaminan hacia una alta modularidad de los componentes, permitiendo ser empleados en diferentes tecnologías sin necesidad de rediseñar su estructura operacional, con tecnologías *back to back*. Diversos estándares de comunicación, que actualmente no recoge el IEEE, deberán ser desarrollados a fin de establecer la comunicación entre todos sus componentes. En este sentido se pueden identificar 3 tipologías atendiendo a la fuente de generación.

### 2.4.2.1.- IPEM Generador DC

Se trata de generadores con características definidas en corriente continua. Constan de un circuito acoplador y un inversor. Es el caso de las baterías y los vehículos eléctricos.

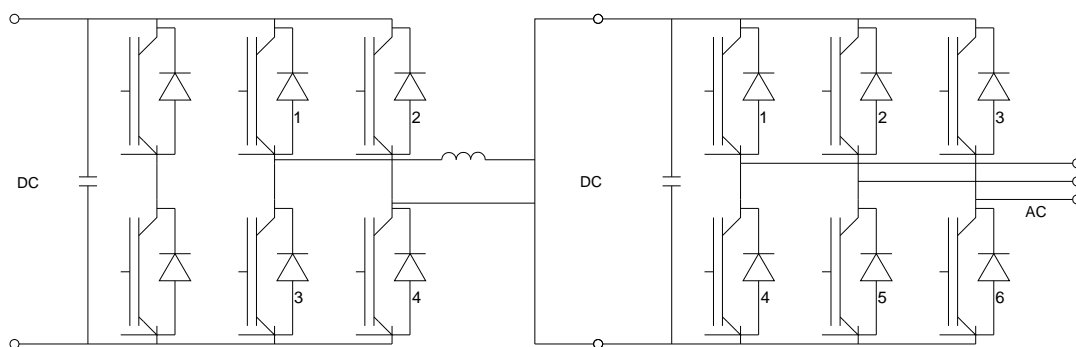


Figura 2.61: Esquema IPEM DC-DC-AC.

#### 2.4.2.2.- IPEM Generador DC con Regulación

El siguiente esquema trata de adaptar las características de la potencia de entrada para maximizar la energía. Es el caso de instalaciones fotovoltaicas o pilas de combustible. Constan de un circuito adaptador de corriente continua con optimización de los parámetros de entrada y de un circuito inversor.

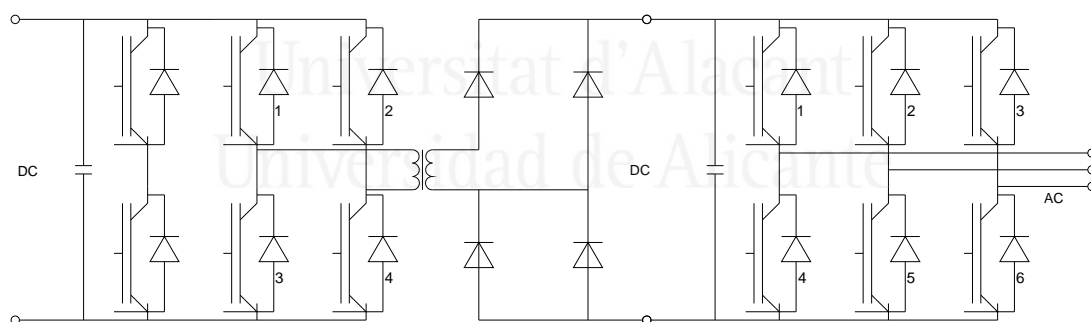


Figura 2.62: Esquema IPEM DC-DC-AC con regulación.

#### 2.4.2.3.- IPEM Generador AC

En el caso de los dispositivos de generación como las turbinas eólicas, microturbinas, motores alternativos y volantes de inercia. Se compone de un circuito rectificador, una etapa de corriente continua y un circuito inversor.

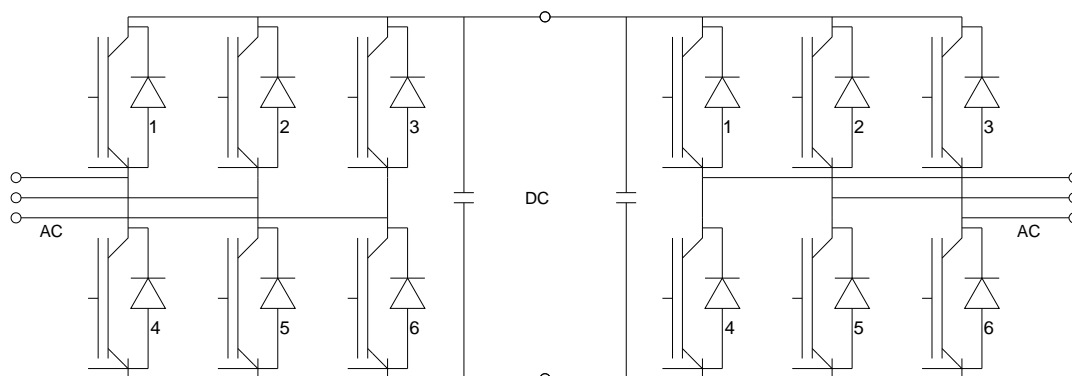


Figura 2.63: Esquema IPEM AC-DC-AC.

El sistema dispone de un interface de corriente continua que permite adaptar con totalidad la corriente alterna de salida a los parámetros deseados.

Estos convertidores tienen cada vez mayor representación en los actuales sistemas que componen el sistema eléctrico. Su estudio es fundamental, ya que se equipan en gran parte de los sistemas que actualmente se integran en la red. Y fundamentalmente en los sistemas de generación distribuida, en los sistemas de acumulación, y en los sistemas de control empleados. Ejemplos de los mismos se han visto ampliamente en este capítulo, y se añaden algunos a continuación.

Concretamente, tanto una instalación solar fotovoltaica como un generador eólico de velocidad variable equipado con un generador de inducción doblemente alimentado disponen de la tecnología de convertidores mediante sistemas de potencia para adecuar la generación de energía a las condiciones exigidas por el sistema eléctrico.

También es importante su papel en los dispositivos de transmisión en corriente continua, descritos en el anterior apartado, y que está previsto que sean objeto de un intenso estudio durante los próximos años. Estos dispositivos permiten interconectar diferentes sistemas eléctricos independientemente de sus parámetros eléctricos.

Inicialmente se emplearon como soluciones para interconectar sistemas separados por el medio marino, sin embargo hoy en día ya existe una interconexión entre la Península y Baleares que emplea la tecnología HVDC, fruto del proyecto Rómulo. Con una potencia instalada de 400 MW, la interconexión de estos dos sistemas permite aprovechar los precios del sistema eléctrico peninsular y mejorar la



seguridad del sistema eléctrico Balear. La longitud total del enlace es de 244 km, con una profundidad máxima de 1.485 metros.

También cabe citar el proyecto INELFE, para la interconexión subterránea a través de los Pirineos entre España y Francia. Debido principalmente a la complejidad paisajística que planteaba el trazado en una línea aérea de alta tensión. La construcción de las estaciones convertoras a ambos lados de la línea eleva inicialmente el coste de este tipo de proyectos, sin embargo, se ven compensados cuando la distancia de transmisión alcanza un valor mínimo debido a su menor coste en relación a una línea convencional de corriente alterna. La potencia de esta interconexión es de 2.000 MW, a una tensión superior a 300 kV. La longitud total del enlace es de 62 km, incluyendo un túnel de 8 km bajo los Pirineos.



Universitat d'Alacant  
Universidad de Alicante

## Capítulo 3

### MODELADO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

En los estudios realizados en los siguientes capítulos, se emplea un sistema de distribución de energía caracterizado por tratarse de un sistema de media tensión con generación distribuida. El sistema de distribución es ramificado y posee las características de una red desarrollada en entornos que están en crecimiento [57]. Las unidades de generación distribuida consisten en una instalación fotovoltaica y un parque eólico. Es fácil encontrar bibliografía sobre estos sistemas. La mayoría de la misma analiza casos aislados y se limita a analizar parcialmente este tipo de sistemas. Los modelos de turbinas eólicas de velocidad variable doblemente alimentadas se estudian en profundidad [31] y existen informes en relación al modelado de aerogeneradores específicamente desarrollados en DIgSILENT [32, 34] por parte del Risø. En cuanto a los modelos de generadores fotovoltaicos el NREL tiene publicados diversos documentos acerca del modelado y comportamiento de los generadores fotovoltaicos y su comportamiento [33].

Estos modelos permiten afrontar los estudios correspondientes a los siguientes capítulos. Esta tesis desarrolla en el capítulo 4 estudios estáticos, en el que se analiza la generación distribuida [30], las pérdidas, y la sobrecarga de las líneas [22]. En el capítulo 5, se realizan estudios de estabilidad transitoria frente a cortocircuitos [21] y la mejora de la respuesta transitoria. En el capítulo 6 se estudian nuevas consignas de control de los parques eólicos [24, 26, 29].

El objeto de esta tesis aborda la integración de las diferentes tecnologías que componen un sistema distribuido [23], combinando de manera simultánea los diferentes sistemas de generación distribuida y las características del sistema de distribución. En el capítulo 6 se propone un sistema de control de potencia activa [28] para regular la frecuencia [12]. La regulación de frecuencia mediante el ajuste de la potencia activa puede plantearse desde el punto de vista de los generadores, pero

también desde el punto de vista de la demanda [24]. Finalmente se establecen las consignas para la mejora de las características que permiten a un sistema de distribución funcionar de forma aislada [6, 27, 96].

Se han considerado aquellos sistemas que suponen una tecnología desarrollada y por tanto su integración resulta factible para el desarrollo de los nuevos sistemas de potencia. Estos sistemas se componen principalmente de:

- Generador fotovoltaico.
- Generador de inducción doblemente alimentado.
- Transformadores con cambiadores de tomas.
- Los sistemas de control de ajuste de potencia activa y potencia reactiva en funcionamiento estacionario.
- Las consignas de comportamiento en huecos de tensión.
- Sistemas de regulación de potencia activa-frecuencia.

Es común la clasificación de los fenómenos estudiados en función de la escala de tiempos empleada. Los fenómenos quedan clasificados atendiendo a dicha escala o banda de frecuencia. Desde aquellos que tienen su duración acotada en una escala de micro o mili segundos, como pueden ser los efectos fruto de las descargas atmosféricas o aquellos consecuencia de la conmutación de sistemas electrónicos de potencia o bien simples maniobras, y hasta aquellos que pueden extenderse por varios minutos, horas o días, como pueden derivarse de la administración de los recursos energéticos. La importancia de tener en consideración la escala de tiempos adecuada deriva en la modelación del sistema y sus componentes. Una visión general puede obtenerse de la observación de la figura 3.1, la cual establece los diferentes tipos de estudios en función de la escala de tiempos empleada.

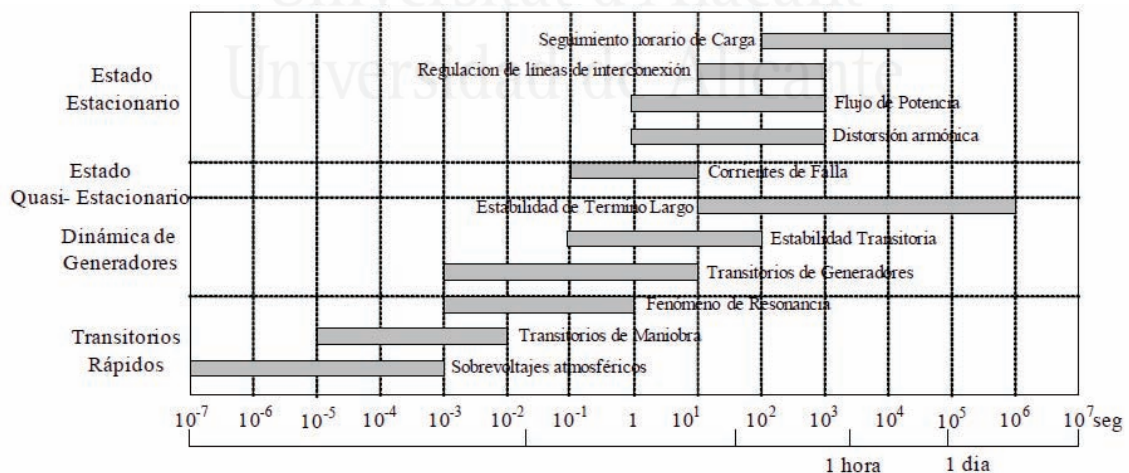


Figura 3.1: Escalas de tiempos para estudios dinámicos de sistemas de potencia [23].

Dependiendo de la escala de tiempo, se clasifican generalmente los fenómenos como aquellos pertenecientes a dinámica lenta o dinámica rápida, en función de los procesos físicos que producen los fenómenos de inestabilidad.

En general, un sistema de potencia puede ser representado atendiendo a la siguiente ecuación:

$$\dot{x} = f(x, u, t)$$

$$y = g(x, u)$$

Ecuación 3.1: Modelo de ecuaciones diferencial-algebraico.

Donde “ $f$ ” es el vector con las “ $n$ ” ecuaciones diferenciales de primer orden, “ $x$ ” un vector con las “ $n$ ” variables de estados, “ $u$ ” un vector con las “ $r$ ” variables de entrada, “ $g$ ” un vector con las “ $m$ ” ecuaciones algebraicas no lineales, “ $y$ ” un vector con las “ $m$ ” variables de salida y “ $t$ ” es el tiempo.

Para el modelo de ecuaciones diferencial-algebraico, si se considera un sistema de ecuaciones invariante en el tiempo, las derivadas de las variables de estado respecto al tiempo no serían funciones explícitas del tiempo y por tanto la variable “ $t$ ” podría ser excluida, pudiendo aplicar el cálculo simbólico o bien rutinas de integración numérica. No obstante, cuando se trata de un sistema eléctrico de potencia, consistente en un gran número de componentes, donde a una gran parte de los mismos se les puede atribuir un comportamiento dinámico descrito por ecuaciones diferenciales, el vector “ $f$ ” será un conjunto de ecuaciones diferenciales acopladas, sin solución analítica. A consecuencia, se hace necesario recurrir a la integración numérica a fin de analizar en la práctica el comportamiento dinámico de un sistema de potencia. Además, hay que considerar la mencionada diferencia en la escala de tiempo para la cual suceden los diferentes fenómenos de interés. Por lo que un estudio que considere el modelo completo de un sistema de potencia, a fin de considerar todas las escalas de tiempo y bandas de frecuencia, tendría los siguientes inconvenientes:

- Una excesiva cantidad de datos.
- En fenómenos de alta frecuencia, se consumirían grandes tiempos de cálculo motivados por un paso de integración excesivamente pequeño para otros fenómenos del sistema.

Por tanto, a fin de adecuar el modelo a la escala de tiempo en la cual se estudian los fenómenos, se adapta el modelo según algunos principios:

- Cuando el fenómeno objeto de estudio posea una frecuencia por encima del ancho de banda de interés, se debe despreciar, considerando que si el efecto se extingue sin llegar a afectar al fenómeno objeto de estudio.
- Si el fenómeno posee una frecuencia por debajo del ancho de banda objeto de la investigación, éste se desprecia por no observarse una variación significativa

en sus variables de estado durante el tiempo en el cual transcurre la simulación.

En esta tesis, se desarrollan análisis de régimen estacionario para el establecimiento de los niveles de generación y demanda del sistema a fin de plantear los casos de estudio y el desarrollo del control de potencia activa-frecuencia. Se realizan estudios de flujo de cargas. Y el análisis de transitorios de faltas simétricas y asimétricas. La característica más importante es la de desechar los transitorios de la red que están caracterizados por tiempos muy cortos y se extinguen sin alcanzar a modificar las variables objeto de estudio. En numerosos cálculos se utiliza la componente fundamental de la tensión y la intensidad, obviando los armónicos de alta frecuencia. Mediante este método de estudio, se obtienen las siguientes ventajas:

- Una menor cantidad de ecuaciones diferenciales, debido a que no están asociadas a la red, además de una reducción en el número de ecuaciones diferenciales para representar la dinámica.
- Las ecuaciones asociadas a la red, se resuelven mediante un algoritmo de flujo de potencia, reduciendo el tiempo de cálculo.

En el desarrollo de esta tesis se ha estudiado la similitud de los resultados obtenidos en la simulación dinámica de los sistemas de potencia en función de los modelos empleados. Los modelos asociados a los componentes activos son representados mediante los equivalentes de Thévenin y Norton, mientras que para la representación de otros componentes se emplean las relaciones de tensión e intensidad no lineales, como es el caso de las cargas para las cuales la potencia depende de la tensión.

La resolución numérica de las ecuaciones diferenciales-algebraicas que constituyen la dinámica de los sistemas de potencia posee un amplio abanico de perspectivas, caracterizadas en función de la manera de relacionar las ecuaciones diferenciales y las algebraicas, entre ellas se destacan, en función de la relación entre ecuaciones diferenciales y algebraicas:

- *Método simultáneo implícito:* en el cual las ecuaciones diferenciales del sistema de ecuaciones diferenciales-algebraicas son transformadas en ecuaciones algebraicas mediante el método implícito de Euler o bien el método de integración trapezoidal. Y posteriormente aplicando el método de Newton en cada instante de tiempo.

- *Método particionado explícito:* En este método, para cada instante de tiempo se efectúa la integración de las ecuaciones diferenciales de la dinámica de los equipos considerados y las respectivas a las soluciones de las ecuaciones algebraicas. En el que se contemplan diferentes técnicas de integración numérica explícita como Euler y Runge-Kutta.

### 3.1.- DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

El sistema de distribución inteligente propuesto para los estudios de integración es una modificación del sistema IEEE 30 BUS Distribution System, que se ha considerado como un caso base para el desarrollo del sistema final de distribución [77]. Las modificaciones realizadas al modelo base en sucesivas etapas, consistentes en la modificación de los elementos de conexión a la red externa, la adición de sistemas renovables de generación eléctrica, de sistemas de acumulación y de sistemas de regulación, han permitido implementar las características del sistema de distribución empleado en las simulaciones de los estudios de integración [67]. Dichas simulaciones se incluyen en los capítulos 4, 5 y 6 del presente documento. Las mencionadas etapas se clasifican en:

- Adaptación del modelo base para un nivel base de tensión de 20 kV.
- Modelado de cargas industriales, de servicios y residenciales y su correspondiente modelado dinámico.
- Modelado de las líneas de distribución.
- Determinación de los puntos de conexión de los sistemas de generación distribuidos.
- Inclusión de una instalación solar fotovoltaica, equipada con un generador electrónico. Con una potencia de 4 MW.
- Adición de un parque eólico, con un generador de inducción doblemente alimentado, con una potencia de 5 MW.
- Inclusión de una Central Eléctrica de Biomasa, con una potencia de 2 MW y equipada con un generador síncrono.
- Introducción de un compensador de potencia reactiva SVC, con dos escalones de regulación de 0,64 MVar cada uno y 1,28 MVar en total.

Las diferentes modificaciones al modelo base permiten plantear el sistema de distribución a emplear en los estudios de integración, figura 3.2. Si bien las sucesivas etapas de desarrollo se muestran en los sucesivos capítulos.

El sistema propuesto consiste de un sistema ramificado con las características de un sistema de distribución aéreo en media tensión. En la figura 3.2 se observa que el sistema de distribución parte de un nudo denominado "20kV Red", conectado mediante un transformador de relación variable a una red externa. De esta forma se ajusta dicho nudo a una tensión de 20 kV, independientemente de la tensión en la red exterior.

El sistema de distribución interno consta de las líneas eléctricas, los nudos definidos, y las cargas implementadas. Entre las cargas se diferencian, tal y como se especifica en el apartado 3.3 de modelado de las cargas, domésticas, de servicios e industriales.

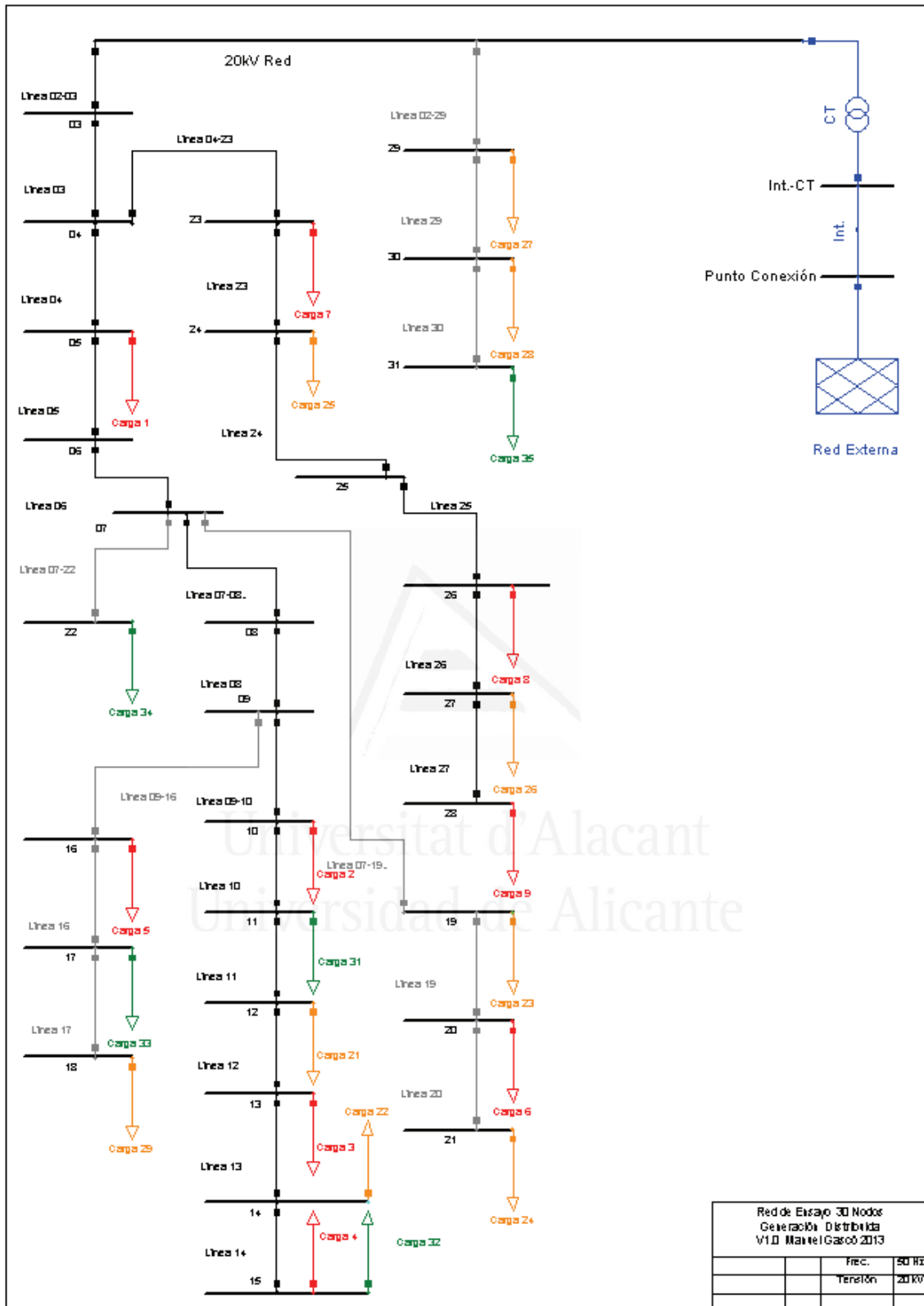


Figura 3.2: Morfología del Sistema de Distribución.

Se trata de un sistema de distribución con 30 nudos conectados a un punto de conexión con la parte externa de la red de distribución. Las características técnicas del sistema de distribución propuesto para los estudios de integración se reflejan en la tabla 3.1.

Componente	Características
Nudo Principal	20kV Red
Punto de Conexión con la Red Externa	Punto Conexión
Enlace	Centro de Transformación – Interruptor
Líneas	L=1 km. Modelo equivalente $\pi$ . R = 0,29 Ohm/km. X = 0,38 Ohm/km.
RED	Tensión 20 kV. Frecuencia 50 Hz. Fases 3.
RED Externa	Frecuencia 50 Hz. Fases 3. $P_{cc}= 350$ MVA.

Tabla 3.1: Características del Sistema de Distribución.

El sistema de distribución propuesto tiene las características de una red específica para zonas en ampliación. Se caracteriza por presentar una tipología de red ramificada con estructura arbórea y no dispone de configuraciones anilladas, sino que la propia expansión de la red se realiza conforme a las solicitudes de expansión de la carga eléctrica. Presentan peores características para la integración que las redes malladas o las redes de transporte de energía.

En la tabla 3.2 se muestran las características típicas de las diferentes redes eléctricas.

Nivel kV	Morfología	Operación	Flexibilidad	Monitorizado	R $\Omega$ /km	X $\Omega$ /km	R/X
400	M	M	↑	↑	0,027	0,277	0,097
220	M	M	↑	↑	0,046	0,315	0,146
132	M / R	M / R	=	↑	0,072	0,410	0,175
66	M / R	M / R	=	↑	0,119	0,386	0,310
20 LA	M / R	R	↓	=	0,426	0,400	1,065
20 LS	M / R	R	↓	=	0,270	0,118	2,290
0,4	M / R	R	↓↓	↓↓	0,400	0,090	4,440

M: Mallada; R: Radial; ↑: Alta; =: Media; ↓: Baja; ↓↓: Muy Baja; LA: Línea Aérea; LS: Línea Subterránea

Tabla 3.2: Características según Nivel de Tensión.



Generalmente en los sistemas eléctricos se presentan elementos que generan y consumen potencia reactiva. En relación a la configuración del sistema de distribución propuesto, existen diferentes elementos a considerar:

- Líneas Aéreas: las líneas aéreas pueden generar o consumir potencia reactiva. Absorben potencia reactiva cuando funcionan a plena carga y generan potencia reactiva cuando funcionan a bajas cargas al actuar como un condensador.
- Líneas Subterráneas: se considera que las líneas subterráneas generan potencia reactiva.
- Transformadores: la reactancia de magnetización sin carga y la reactancia en serie bajo carga consumen potencia reactiva.

Entre el sistema de distribución y la red externa se dispone un transformador con cambiador de tomas. El transformador mantiene la tensión a 20 kV en el lado de la red de distribución. El sistema de distribución propuesto inyecta 1 MVar a la red externa cuando funciona en vacío. La potencia reactiva es generada por el efecto prevaeciente de los condensadores del modelo  $\pi$  de la línea sobre la inductancia en serie. La generación de potencia reactiva en las líneas de 20 kV eleva la tensión en los nudos más alejados del punto de conexión, por ejemplo, el “Nudo 15” alcanza un nivel de tensión de 1,0045 pu. En la figura 3.3 se observa el nivel de tensión de los nudos de la rama principal y de las secundarias del sistema de distribución funcionando en vacío. Además, se indica la distancia en kilómetros desde el punto de conexión de la red externa a cada nudo. En ella se puede ver con claridad cuáles son los puntos de máxima y mínima tensión. La rama principal comprende desde el nudo principal “20 kV Red”, hasta el “Nudo 15”, ubicado en el extremo de dicho ramal principal y con un recorrido de 13 km. Así mismo, en la figura 3.3, se muestra el perfil de tensión de las diferentes ramas que acompañan a la principal, incluidas aquellas en las que se conecta la generación distribuida.

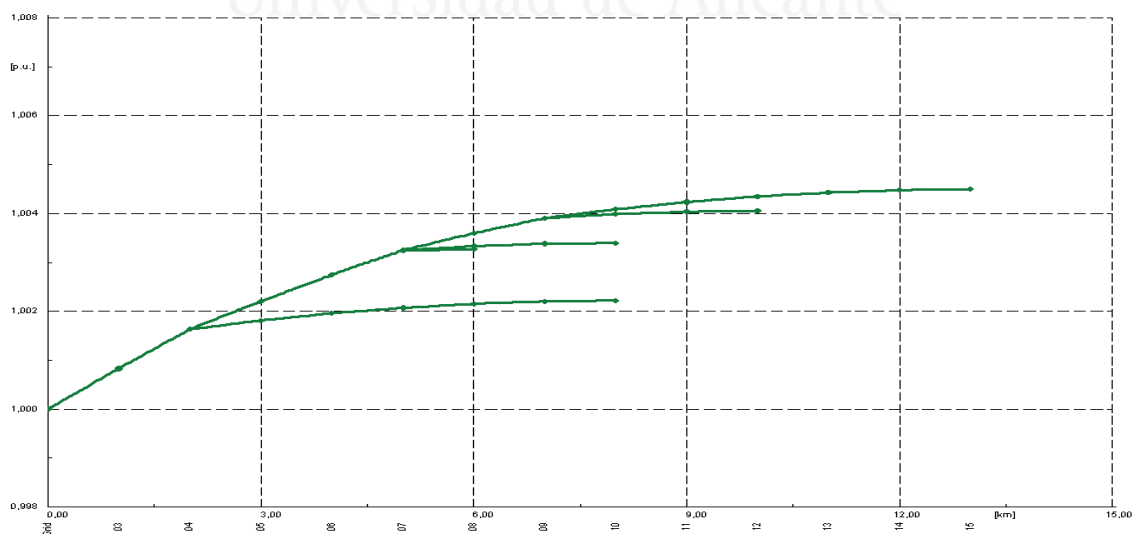


Figura 3.3: Perfil de Tensión. Red sin Carga.

### 3.2.- MODELADO DE LA LÍNEA

Para modelar las líneas aéreas del sistema de distribución propuesto se emplea el modelo de circuito equivalente  $\pi$ . Debido a las distancias, no se considera el empleo de los parámetros distribuidos. En el cálculo de las matrices de admitancia e impedancia se procede con el circuito presentado en la figura 3.4.

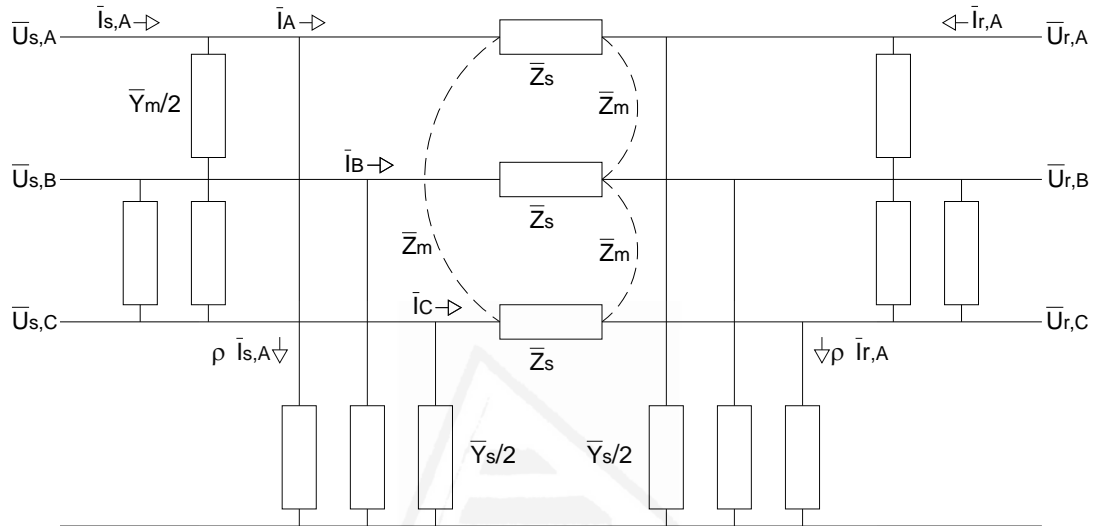


Figura 3.4: Circuito equivalente  $\pi$ .

Las ecuaciones de las tensiones e intensidades en ambos terminales de la línea se formulan en función de las matrices de impedancia y admitancia. Para el cálculo de las caídas de tensión en las líneas se emplea la matriz de impedancias con ayuda de la ecuación matricial 3.2:

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

Ecuación 3.2: Caída de tensión en la línea empleando la matriz de impedancia.

La intensidad en el extremo inicial puede expresarse en función de la matriz de admitancias:

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

Ecuación 3.3: Intensidad al inicio de la línea empleando la matriz de admitancias.

Al otro extremo la intensidad puede ser calculada de la misma forma:

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

Ecuación 3.4: Intensidad al final de la línea empleando la matriz de admitancias.

Las ecuaciones 3.2, 3.3 y 3.4 definen el modelo equivalente  $\pi$  de la línea con los parámetros definidos. Las matrices de impedancia y admitancia quedan definidas según la ecuación 3.5:

$$[\bar{Z}_{ABC}] = \begin{bmatrix} \bar{Z}_s & \bar{Z}_m & \bar{Z}_m \\ \bar{Z}_m & \bar{Z}_s & \bar{Z}_m \\ \bar{Z}_m & \bar{Z}_m & \bar{Z}_s \end{bmatrix} \quad [\bar{Y}_{ABC}] = \begin{bmatrix} \bar{Y}_s & \bar{Y}_m & \bar{Y}_m \\ \bar{Y}_m & \bar{Y}_s & \bar{Y}_m \\ \bar{Y}_m & \bar{Y}_m & \bar{Y}_s \end{bmatrix}$$

Ecuación 3.5: Matriz de impedancias y admitancias.

Las admitancias denominadas como “ $\bar{Y}_s$ ” e “ $\bar{Y}_m$ ”, inductancia propia e inductancia mutua, representan la suma de admitancias conectadas a la fase correspondiente y el valor negativo de la admitancia entre fases respectivamente. En el caso de particularizar el modelo de red en  $\pi$  con un sistema trifásico la conversión se realiza desarrollando transformación de la matriz  $[T_s]$  resulta:

$$[T_s] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \rightarrow [T_s]^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \quad [\bar{Z}_{012}] = [T_s]^{-1} \times [\bar{Z}_{abc}] \times [T_s]$$

$$[\bar{Z}_{012}] = \begin{bmatrix} \bar{Z}_s & 0 & 0 \\ 0 & \bar{Z}_s & 0 \\ 0 & 0 & \bar{Z}_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Z}_s - 2\bar{Z}_m & 0 & 0 \\ 0 & \bar{Z}_s - \bar{Z}_m & 0 \\ 0 & 0 & \bar{Z}_s - \bar{Z}_m \end{bmatrix}$$

$$[\bar{Y}_{012}] = \begin{bmatrix} \bar{Y}_0 & 0 & 0 \\ 0 & \bar{Y}_1 & 0 \\ 0 & 0 & \bar{Y}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_s + 2\bar{Y}_m & 0 & 0 \\ 0 & \bar{Y}_s - \bar{Y}_m & 0 \\ 0 & 0 & \bar{Y}_s - \bar{Y}_m \end{bmatrix}$$

Ecuación 3.6: Componentes naturales del modelo  $\pi$ .

### 3.3.- MODELADO DE LAS CARGAS

Para el modelado de las cargas se emplean los tipos definidos en PowerFactory, en los cuales se definen los parámetros de entrada de potencia activa y potencia reactiva. Determinados estudios requieren considerar la dependencia de la tensión de las cargas especificadas, a fin de determinar con exactitud los fenómenos que pudieran aparecer. Para esos casos se determina la aproximación a realizar, la cual depende de las condiciones iniciales de funcionamiento definidas en la carga. En las ecuaciones 3.7 se muestran las relaciones de las potencias activas y reactivas con las variaciones de tensión.

$$P = P_0 \left( aP \cdot \left( \frac{v}{v_0} \right)^{e_{aP}} + bP \cdot \left( \frac{v}{v_0} \right)^{e_{bP}} + (1 - aP - bP) \cdot \left( \frac{v}{v_0} \right)^{e_{cP}} \right)$$

$$Q = Q_0 \left( aQ \cdot \left( \frac{v}{v_0} \right)^{e_{aQ}} + bQ \cdot \left( \frac{v}{v_0} \right)^{e_{bQ}} + (1 - aQ - bQ) \cdot \left( \frac{v}{v_0} \right)^{e_{cQ}} \right)$$

Ecuación 3.7: Variaciones de carga con la tensión.

Se cumple que  $\{1 - aP - bP = cP\}$  y  $\{1 - aQ - bQ = cQ\}$ , donde “a”, “b” y “c” son los coeficientes de dependencia de la tensión. La selección de los exponentes en la expresión de la ecuación 3.7 permite simular el comportamiento de las cargas. De la misma manera, es posible realizar el escalado de las cargas. Para ello se emplea una función que determina el valor de la carga en un periodo específico de tiempo, de manera que la nueva carga queda ponderada por el factor de escala definido, tanto en el caso de cargas independientes de la tensión como en el caso de las cargas modificadas por la variación de tensión.

La integración en la red de distribución considera el caso de tres tipos de cargas que representan los consumos existentes en la red [38]. Por ello se diferencian en cargas industriales, de servicios y residenciales. De esta manera se definen los perfiles para cada tipo de carga, tabla 3.3 y 3.4.

Las cargas son ponderadas por un factor de escala, especificado anteriormente para cada tipo de carga. Los perfiles de las diferentes tipos de cargas se han extraído de los datos reales y se adaptan al funcionamiento del sistema de distribución analizado. La integración de las cargas en el sistema de distribución se refleja en la figura 3.2. En la tabla 3.3 se muestran los valores base adoptados para cada una de las cargas.

	Número de Carga y Potencias Base								
<b>Cargas TIPO 1 Residenciales</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>
<b>Potencia Base [MW]</b>	0,6	0,4	0,4	0,2	0,3	0,2	0,5	0,3	0,1
<b>Cargas TIPO 2 Servicios</b>	<b>21</b>	<b>22</b>	<b>23</b>	<b>24</b>	<b>25</b>	<b>26</b>	<b>27</b>	<b>28</b>	<b>29</b>
<b>Potencia Base [MW]</b>	0,2	0,1	0,3	0,4	0,4	0,6	0,5	0,1	0,4
<b>Cargas TIPO 3 Industriales</b>	<b>31</b>	<b>32</b>	<b>33</b>	<b>34</b>	<b>35</b>	Potencia Base 9,3			
<b>Potencia Base [MW]</b>	0,8	0,5	0,6	0,8	0,7				

Tabla 3.3: Potencia base de las cargas implementadas.

Las cargas tipo se definen según su escalado a lo largo de un periodo de 24 horas. Para la implementación de las variaciones de carga se desarrolla un modelo dinámico para ser empleado en la plataforma de simulación empleada. El modelo consta de los elementos necesarios para ser implementado en PowerFactory.

Hora	TIPO 1	TIPO 2	TIPO 3	Hora	TIPO 1	TIPO 2	TIPO 3
<b>00:00</b>	0,507	0,316	1,000	<b>12:00</b>	0,889	0,653	1,000
<b>01:00</b>	0,476	0,224	1,000	<b>13:00</b>	0,806	0,669	1,000
<b>02:00</b>	0,480	0,179	1,000	<b>14:00</b>	0,812	0,612	1,000
<b>03:00</b>	0,474	0,160	1,000	<b>15:00</b>	0,836	0,558	1,000
<b>04:00</b>	0,458	0,147	1,000	<b>16:00</b>	0,876	0,567	1,000
<b>05:00</b>	0,521	0,163	1,000	<b>17:00</b>	0,924	0,642	1,000
<b>06:00</b>	0,680	0,281	1,000	<b>18:00</b>	0,921	0,767	1,000
<b>07:00</b>	0,803	0,323	1,000	<b>19:00</b>	0,868	0,928	1,000
<b>08:00</b>	0,918	0,341	1,000	<b>20:00</b>	0,766	1,000	1,000
<b>09:00</b>	0,981	0,400	1,000	<b>21:00</b>	0,646	0,878	1,000
<b>10:00</b>	0,990	0,481	1,000	<b>22:00</b>	0,604	0,839	1,000
<b>11:00</b>	1,000	0,564	1,000	<b>23:00</b>	0,550	0,508	1,000

Tabla 3.4: Escalado de las cargas para cada hora.

El modelo de cargas consta de un bloque dinámico implementado en PowerFactory. El bloque implementado asigna a cada parámetro de potencia de las cargas los valores especificados en la tabla 3.4. En la figura 3.5 se muestra la variación de la carga residencial a lo largo del día en base a la tabla 3.4.

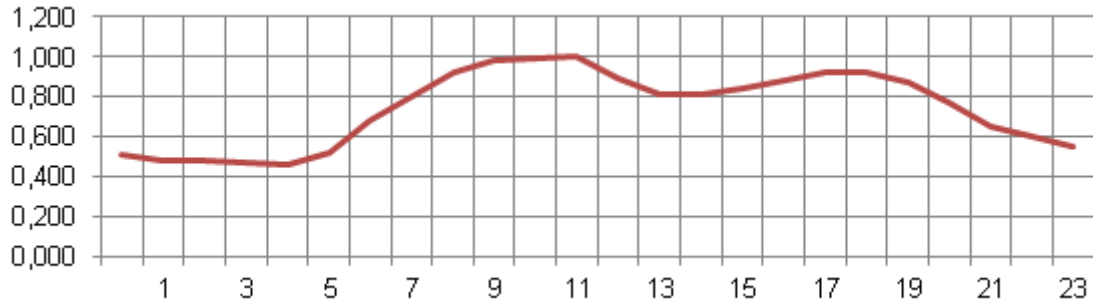


Figura 3.5: Perfil de demanda diaria residencial.

El perfil muestra los factores de escala empleados en las cargas clasificadas como residenciales en una red convencional. Se observan dos máximos con un valor de 1 pu y 0,924 pu para las 11:00 y las 17:00 horas del día. El mínimo se encuentra a las 04:00 horas con un valor de 0,458 pu. En la figura 3.6 se muestra la variación de la carga en servicios a lo largo del día en base a la tabla 3.4.

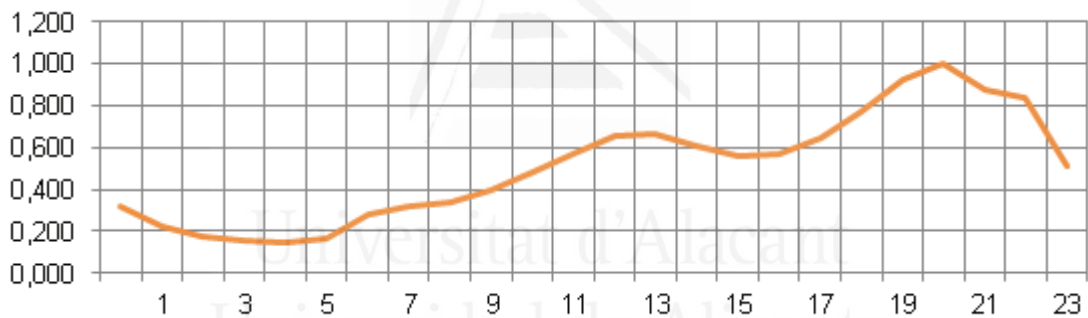


Figura 3.6: Perfil de demanda diaria en servicios.

La demanda de servicios presenta de la misma forma dos máximos, un máximo a las 13:00 horas de 0,669 pu y otro a las 20:00 horas de 1 pu. En la figura 3.7 se muestra la carga industrial constante.

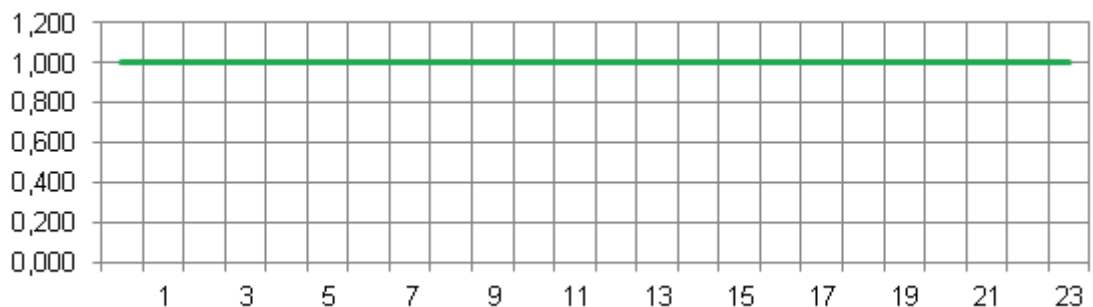


Figura 3.7: Perfil de demanda diaria industrial.

El perfil de la demanda industrial es prácticamente plano, por lo que a efectos de estudio se interesan otras variables como puede ser el escalón de carga o descarga. En sucesivos apartados, se estudiará ampliamente la respuesta al escalón de carga positivo y negativo, correspondiente con el lastre y deslastre de una determinada carga en el sistema de distribución y su respuesta en las magnitudes de tensión y frecuencia, y en los sistemas de control de las unidades de generación.

En las figuras 3.8, 3.9 y 3.10 se muestran los valores de potencia activa simulados de los perfiles en las cargas domésticas, de servicios e industriales, respectivamente. Las cargas tienen un factor de potencia de 0,95, 0,9 y 0,8 dependiendo si son cargas residenciales, de servicios o industriales correspondientemente. En las figuras se observan pequeñas diferencias entre los valores definidos para cada carga y la demanda real en condiciones de simulación. Estas diferencias son debidas a las variaciones de frecuencia y tensión. Cada tipo de carga alcanza su valor máximo y mínimo en instantes de tiempo diferentes. El resultado de su funcionamiento conjunto se muestra en la figura 3.11. Se observa que el valor máximo es de 8,79 MW a las 19:00 horas y el valor mínimo es de 5,23 MW a las 04:00 horas.

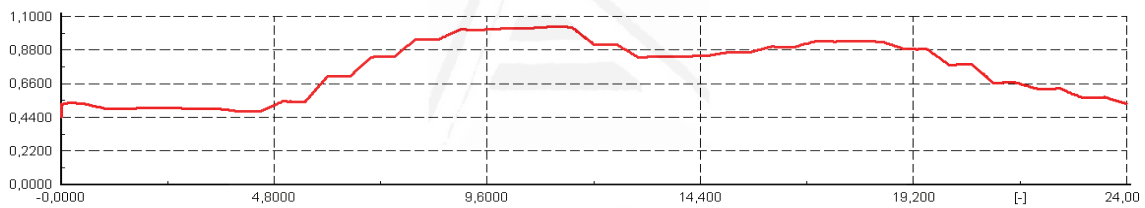


Figura 3.8: Perfil de demanda diaria industrial.

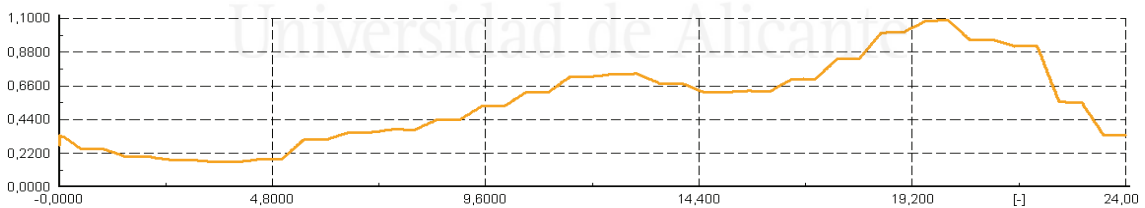


Figura 3.9: Perfil de demanda diaria industrial.

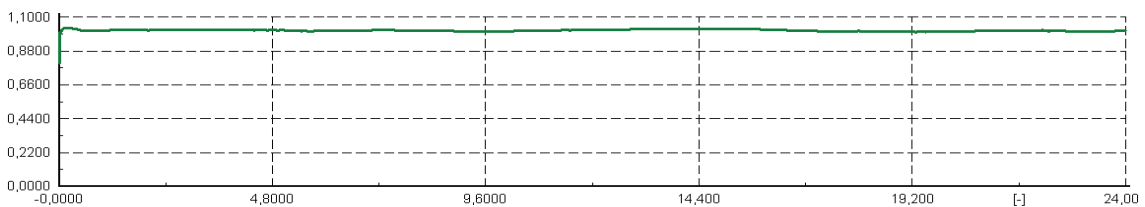


Figura 3.10: Perfil de demanda diaria industrial.

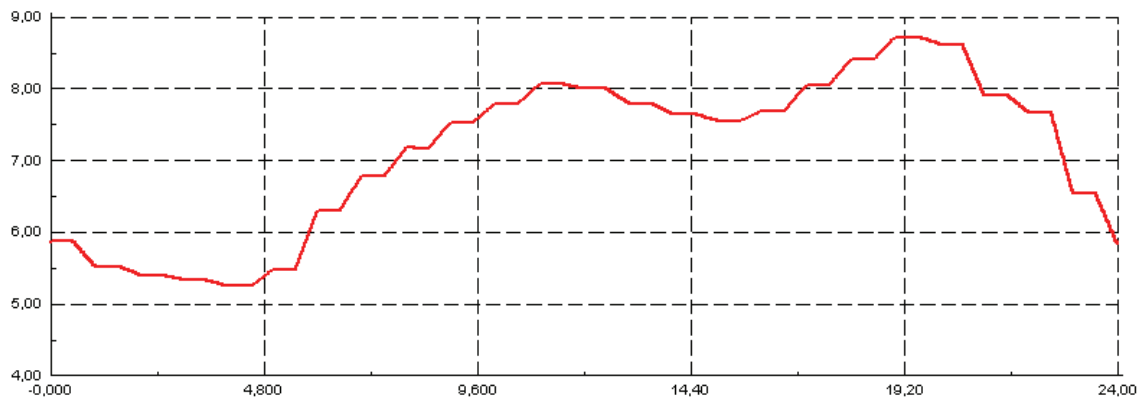


Figura 3.11: Perfil de demanda.

### 3.4.- MODELADO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

La unidad de generación distribuida fotovoltaica tiene una potencia nominal de 4 MW. El factor de potencia de la instalación fotovoltaica es ajustable según la curva característica definida para el modelo de generador estático, figura 3.14. Las características principales de la instalación fotovoltaica se resumen en la tabla 3.5.

Componente	Características
Potencia Nominal	4 MW
Tensión Nominal	400 V
Transformador	4 MVA 20/0,4 kV
Campo Solar	28.000 Módulos 160 Wp
$I_{MPPT/OC}$	4,6 / 5 A
$V_{MPPT/SC}$	35 / 44 V
n Serie	20
n Paralelo	1400

Tabla 3.5: Características de la Planta Fotovoltaica.

La instalación fotovoltaica se conecta en el “Nudo 14”, ubicado en el penúltimo nudo de la rama principal [68, 71]. La conexión de la instalación fotovoltaica al sistema de distribución se realiza a través de un centro de transformación 20/0,4 kV y de una línea de evacuación de la instalación fotovoltaica, que conecta el transformador al “Nudo 14” del sistema de distribución descrito. Las características de la línea de conexión se definen en la tabla 3.6.



Componente	Características
Nudo Origen	"MT_FV"
Nudo Destino	"Nudo 14"
Línea	L=1 km. Modelo equivalente $\pi$ . R = 0,29 Ohm/km. X = 0,38 Ohm/km.
Valores nominales	Tensión 20 kV. Frecuencia 50 Hz. Fases 3.

Tabla 3.6: Línea de evacuación de la Instalación Fotovoltaica.

La generación de potencia activa de la instalación fotovoltaica afectará el comportamiento del sistema de distribución estudiado. Estas instalaciones funcionan con un factor de potencia próximo a la unidad, aunque es posible ajustar el factor de potencia de los inversores y participar en los servicios complementarios. Este tipo de instalaciones guardan cierta correlación (0,5) con el comportamiento de la demanda.

El centro de transformación se conecta mediante una línea con las características descritas en el apartado 3.1 y su correspondiente tabla 3.1 al "Nudo 14". Permitiendo así evacuar la energía generada. Para los casos generales, y a falta de consignas específicas, se considera el generador trabajando con un factor de potencia de 0,99, aunque en este tipo de generadores, equipados con electrónica de potencia, el factor de potencia es ajustable según se describe en el apartado 3.4.1.

El perfil de generación fotovoltaica, ha sido extraído en base a los datos aportados por una muestra de instalaciones, en situaciones reales de funcionamiento. Se muestra en la figura 3.13, la generación fotovoltaica es máxima en las horas centrales del día, reduciéndose conforme se separa de dichas horas. Es ampliamente aceptada la correlación entre la generación fotovoltaica y la demanda. Sin embargo, no es una energía que pueda ajustar su producción a la curva de demanda.

En los siguientes capítulos, se propone un sistema de acumulación para la energía solar fotovoltaica generada por la instalación, precisamente para adaptar la generación distribuida presente en el sistema a la curva de demanda. Dicho sistema de acumulación, se ubicará en la parte de corriente continua del convertidor electrónico, tecnología ya descrita en el apartado de sistemas de acumulación, 2.2.

En la figura 3.12 se observa la ubicación de la instalación fotovoltaica en el sistema de distribución propuesto. La instalación fotovoltaica permanece conectada a través de un centro de transformación. Con el transformador, se ajusta la tensión de generación en baja tensión, según el REBT, de 400V trifásica, a la tensión en el punto de conexión, que es de 20 kV. Los elementos de la instalación fotovoltaica, el transformador y su línea de evacuación se diferencian en color cian.

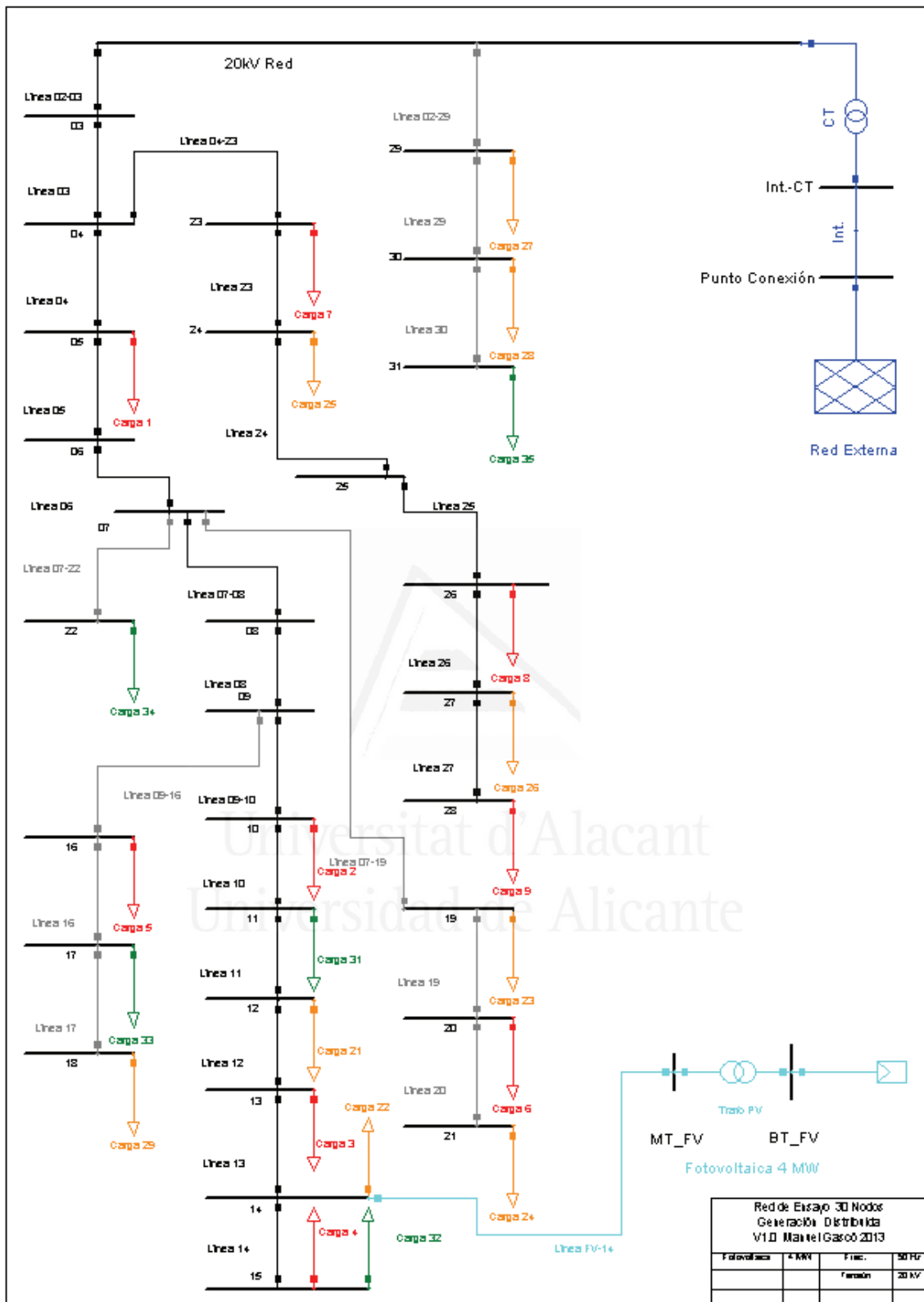


Figura 3.12: Introducción de la Instalación Fotovoltaica.

La inclinación de la instalación fotovoltaica se compone de paneles fijos con una inclinación de 30°. En la figura 3.13 se observa la producción de la instalación fotovoltaica en valores por unidad.

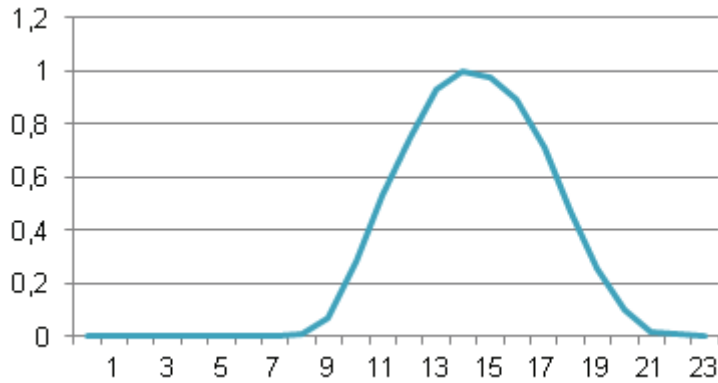


Figura 3.13: Perfil generación fotovoltaica. Instalación fija, inclinación 30°.

Como se observa, la generación máxima se obtiene en las horas centrales del día, entre las 14:00 y las 15:00 horas. La curva de producción presentada en la figura 3.13 se ha obtenido a partir de mediciones reales. Representa una media de la producción de varias instalaciones fotovoltaicas en España.

### 3.4.1.- MODELO MATEMÁTICO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

El generador fotovoltaico consiste del conjunto de paneles e inversor. Los sistemas fotovoltaicos presentan una curva característica asociada a la generación de potencia reactiva en función de la potencia activa. También se denominan como generadores estáticos, ya que carecen de elementos rotativos o en movimiento. El valor de tensión en el punto de conexión de la instalación fotovoltaica afecta a la curva característica. La figura 3.14 muestra la curva PQ de una instalación fotovoltaica para diferentes niveles de tensión en el punto de conexión de la instalación.

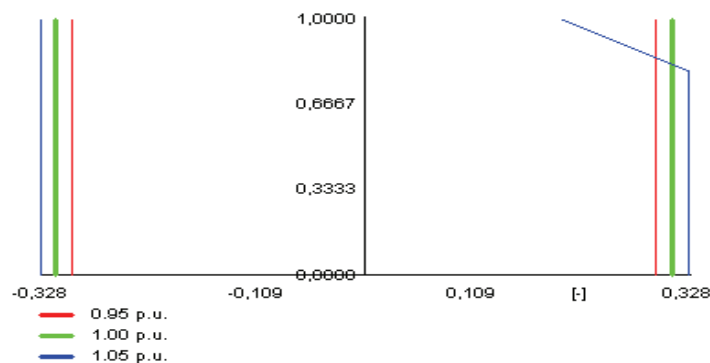


Figura 3.14: Curva PQ del Generador Fotovoltaico.

Los límites de potencia reactiva determinan un comportamiento que puede modificar la inyección o consumo de potencia reactiva desde -0,328 pu hasta 0,328 pu para la tensión nominal.

El cálculo de la impedancia para estudios de cortocircuito considera la siguiente ecuación:

$$Z_M = \frac{1}{I_{LR}/I_{rM}} \cdot \frac{U_{rM}}{\sqrt{3}I_{rM}} = \frac{1}{I_{LR}/I_{rM}} \cdot \frac{U_{rM}^2}{S_{rM}} \text{ con } I_{LR}/I_{rM} = 3 \text{ y } R_M/X_M = 0,1 \text{ con } X_M = 0,995Z$$

Ecuación 3.8: Impedancia del generador fotovoltaico.

En la que “ $U_{rM}$ ” es la tensión nominal, “ $I_{rM}$ ” es la intensidad nominal y “ $S_{rM}$ ” la potencia aparente. Bien referidos los valores como nominales para el transformador del convertidor del lado de la red o bien el índice del mencionado inversor cuando no existe dicho transformador.

$$X = \frac{Z_M}{\sqrt{1-(R_M/X_M)^2}} \text{ y } R = R_M/X_M \cdot X1$$

Ecuación 3.9: Ecuaciones del modelo equivalente del generador fotovoltaico.

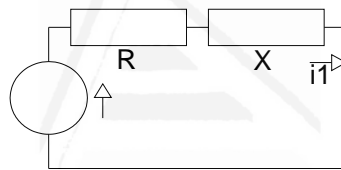


Figura 3.15: Modelo para el generador fotovoltaico.

Asimismo es posible definir de manera manual la máxima contribución a la intensidad de cortocircuito, en cuyo caso el modelo equivalente se puede representar según la figura 3.16.

$$X = \frac{c_{max}}{S_k'' \sqrt{1+(R/X'')^2}} \text{ y } R = R/X'' \cdot x1$$

Ecuación 3.10: Ecuaciones del modelo equivalente con límite superior.

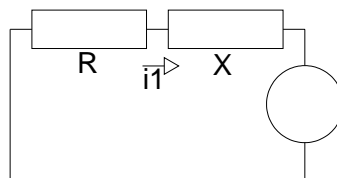


Figura 3.16: Modelo para el generador fotovoltaico con límite superior.

De esta manera se considera el modelo para las intensidades de falta simétricas. Para los estudios que incluyen la corriente de cortocircuito estacionaria, el valor es el empleado para la intensidad transitoria. En los estudios de faltas

asimétricas, se emplea el modelo de secuencia negativa o de secuencia cero. El modelo de faltas desequilibradas se presenta en la figura 3.17.

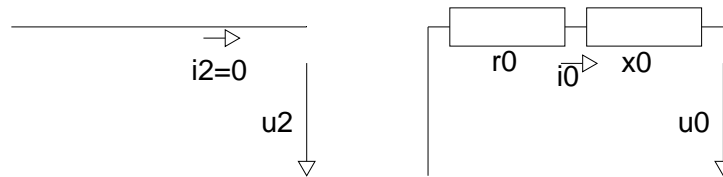


Figura 3.17: Modelo secuencia negativa y secuencia cero, izquierda y derecha.

El modelo de cortocircuito en PowerFactory permite al usuario definir la realización de estudios transitorios o subtransitorios. La representación de este modelo se presenta en la figura 3.18.

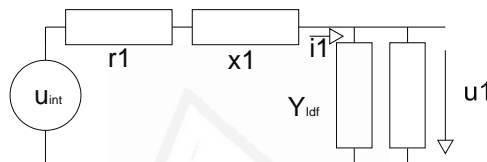


Figura 3.18: Modelo completo.

$$x1 = \frac{c}{s_k \cdot \sqrt{1 + (R/X'')^2}} \text{ para } s_k = s''_k \text{ o } s'_k \text{ respectivamente y } r1 = x1 \cdot R/X''$$

Ecuación 3.11: Ecuaciones del modelo equivalente completo.

En la ecuación 3.11 se observa que el factor “c” y la admitancia “ $Y_{idf}$ ” se calculan en el proceso de inicialización del flujo de cargas. El valor del factor c representa la tensión en valores por unidad del generador fotovoltaico para el flujo de cargas. En el caso de faltas asimétricas, el modelo empleado es el que figura en la ecuación de secuencia cero o secuencia negativa. Y para el caso del cortocircuito completo sin inicialización del flujo de cargas, el modelo equivalente se refleja en la figura 3.19.

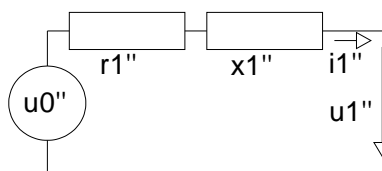


Figura 3.19: Modelo del subtransitorio de secuencia positiva.

$$x1'' = \frac{c''}{s''k \cdot \sqrt{1+(R/X'')^2}} \text{ para } u0'' = c'' \text{ y } r1'' = x1'' \cdot R/X''$$

Ecuación 3.12: Ecuaciones del cálculo de impedancia para el subtransitorio de secuencia positiva.

En el caso de un nivel transitorio de cortocircuito cero, el modelo es representado mediante la impedancia subtransitoria, mientras que los valores de impedancia transitoria y la tensión interna de la fuente se desechan. De esta forma se obtiene el diagrama de secuencia positiva para el transitorio. El modelo y el cálculo de la impedancia transitorias se presentan a continuación.

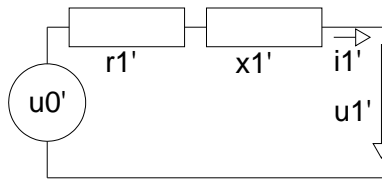


Figura 3.20: Modelo del transitorio de secuencia positiva.

$$x1' = \frac{c'}{s'k \cdot \sqrt{1+(R/X')^2}} \text{ con } r1' = x1' \cdot R/X'$$

Ecuación 3.13: Ecuaciones del cálculo de impedancia para el subtransitorio de secuencia positiva.

El modelo propuesto de planta fotovoltaica se basa en un modelo de fuente de tensión, sin embargo, es frecuente encontrar modelos basados en una fuente de intensidad. Por tanto se describen ambos modelos. Estos modelos presentan variaciones en función de las señales de entrada definidas. Estos modelos se comportarán como una fuente de intensidad constante en ausencia de las señales de entrada que definen la fuente de tensión. Estas variables de entrada son el límite inferior de tensión para la operación del sistema, la impedancia de cortocircuito y las pérdidas en el cobre.

En el modelo de fuente de intensidad se define la intensidad activa y reactiva de referencia y el ángulo de referencia. El modelo de fuente de intensidad se presenta en la figura 3.21 y se describe mediante la ecuación 3.14.

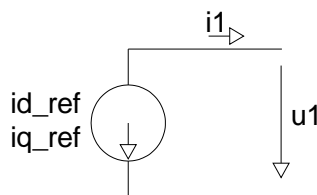


Figura 3.21: Modelo de fuente de intensidad para el generador estático.

$$i_1 = (i_{d_{ref}} \cdot \cos u - i_{q_{ref}} \cdot \sin u) + j(i_{d_{ref}} \cdot \sin u + i_{q_{ref}} \cdot \cos u)$$

Ecuación 3.14: Ecuaciones del modelo de fuente de intensidad.

Donde “ $\cos u$ ” y “ $\sin u$ ” se definen mediante las variables de entrada, o bien pueden ser calculadas de forma interna empleando la tensión de secuencia positiva. En este caso se emplea la ecuación 3.15.

$$\cos u = \frac{Re(u_1)}{|u_1|} \text{ y } \sin u = \frac{Im(u_1)}{|u_1|}$$

Ecuación 3.15: Ecuaciones del modelo de fuente de intensidad.

Cuando la tensión presenta un valor inferior al de mínima tensión, entonces  $i_1 = 0$ , hasta que el nivel de tensión supera en un 5% el valor mínimo asignado.

En el caso de emplear el modelo de fuente de tensión, se definen los valores de tensión de secuencia positiva, tanto en su parte real como su parte imaginaria en valores por unidad. Se definen los parámetros de funcionamiento de la impedancia de cortocircuito en serie y sus pérdidas en el cobre. El modelo equivalente se muestra en la figura 3.22 y la ecuación 3.16.

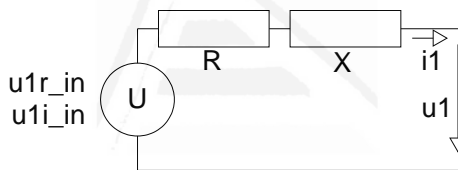


Figura 3.22: Modelo de fuente de tensión para el generador estático.

$$u_1 r_{in} + j \cdot u_1 i_{in} = u_1 + z + i_1 \text{ donde } z = R + jX$$

Ecuación 3.16: Ecuaciones del modelo de fuente de intensidad.

Donde los valores de “R” y “X” se calculan en función de los parámetros de entrada de la impedancia de cortocircuito y las pérdidas del cobre de la impedancia en serie. Al igual que en el caso de fuente de intensidad, cuando la tensión permanece por debajo del valor de mínima tensión de operación, la intensidad  $i_1 = 0$ . Situación que de manera análoga se mantiene hasta el momento en el que la tensión supera en un 5% el valor definido como tensión mínima de operación del sistema. En el modelo de secuencia cero o secuencia negativa, se emplea el modelo definido para el caso de secuencia negativa o secuencia cero definido con anterioridad.

En el caso de simulación de transitorios electromagnéticos, el modelo empleado para el caso del modelo de fuente de intensidad se define a continuación. Mientras que para el caso del modelo de fuente de tensión para simulaciones electromagnéticas, el modelo es similar al empleado en el caso de anterior. Por tanto se define el modelo y las ecuaciones representativas del modelo de fuente de

intensidad para el generador estático y las simulaciones electromagnéticas. Para él, se implementan una fuente de tensión de intensidad controlada.

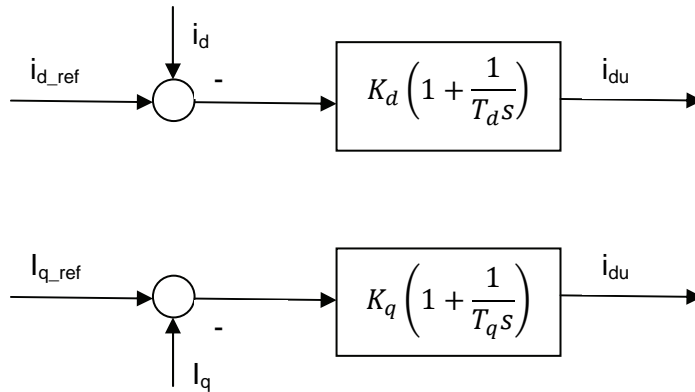


Figura 3.23: Controlador de intensidad.

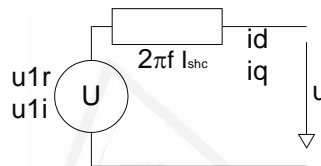


Figura 3.24: Modelo electromagnético de fuente de intensidad.

$$u1d = i_{du} - 2\pi f_{nom} \cdot I_{shc} \cdot i_q \quad \text{y} \quad u1q = i_{qu} - 2\pi f_{nom} \cdot I_{shc} \cdot i_d$$

$$u1r = \cos u \cdot u1d - \sin u \cdot u1q \quad \text{y} \quad u1i = \sin u \cdot u1d + \cos u \cdot u1q$$

Ecuación 3.17: Ecuaciones del modelo electromagnético.

Donde “ $I_{shc}$ ” es la inductancia de cortocircuito en valores por unidad, y se realiza el cálculo de los valores internos de tensión y la transformación al sistema de coordenadas y se aplica a la fuente de tensión.

Finalmente, los modelos dinámicos del convertidor para el estudio de estabilidad son presentados, tanto para el caso del modelo de fuente de tensión, figura 3.25, como en el caso de fuente de intensidad, figura 3.26.

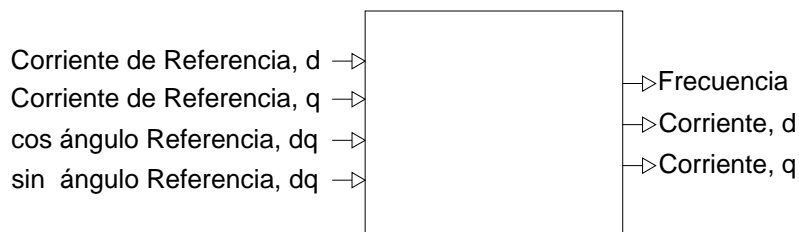


Figura 3.25: Modelo dinámico de fuente de intensidad.



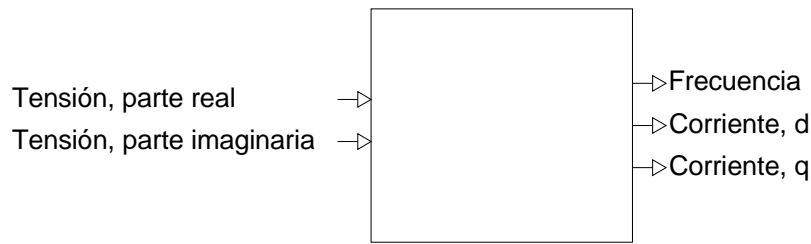


Figura 3.26: Modelo dinámico de fuente de tensión.

### 3.4.2.- DISEÑO Y CONTROL DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

La instalación fotovoltaica es modelada conforme al esquema de bloques representado en la figura 3.27. Los datos de radiación solar son empleados en una simulación dinámica a fin de caracterizar el comportamiento de la red a lo largo del día. En la red de distribución, se han empleado los datos de radiación media expresados en la gráfica de generación media diaria en valores por unidad. Mientras que para la temperatura se escoge la temperatura normal de operación de las células fotovoltaicas.

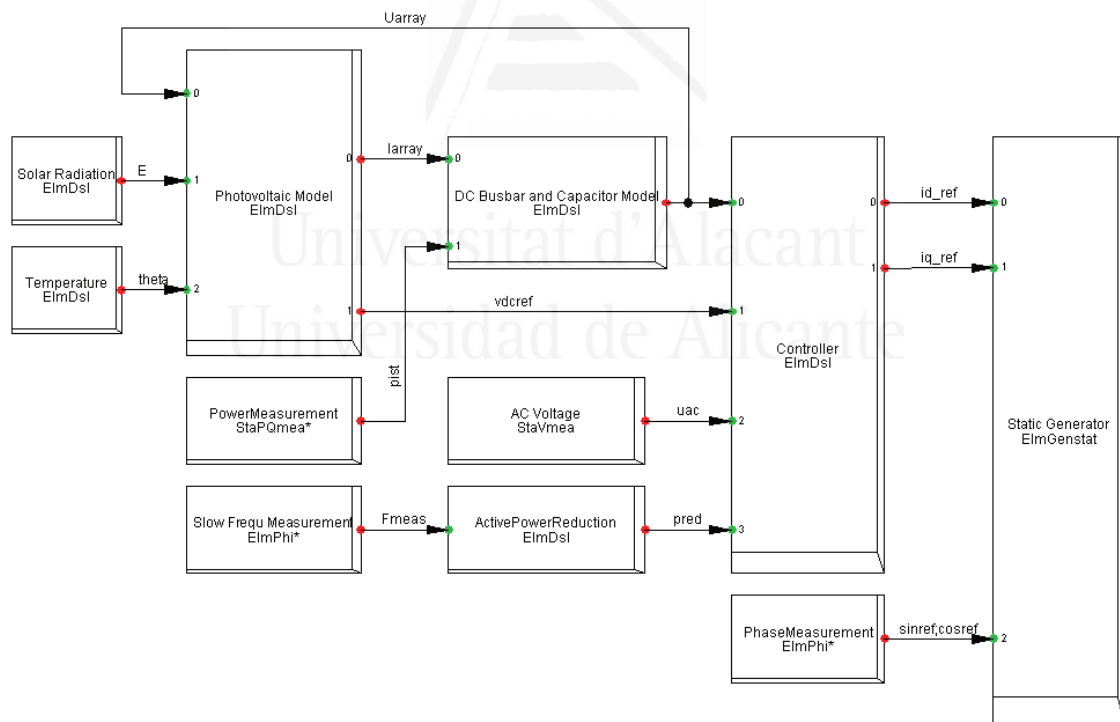


Figura 3.27: Diagrama de bloques de la Planta Fotovoltaica.

Los datos de radiación pueden variar a lo largo de las horas centrales del día, sin embargo, a fin de estudiar el sistema, para los estudios donde se incluye la planta solar, la potencia inyectada por la misma será la máxima disponible de 4 MW,

independientemente de la consigna que siga el sistema de control para la potencia reactiva. El control de la planta fotovoltaica se puede implementar de 3 maneras diferentes. Mediante la fijación del factor de potencia de funcionamiento, la tensión o una caída de tensión. El modo de control del factor de potencia permite establecer un nudo del tipo PQ, de esta forma se puede determinar la potencia activa y reactiva de operación del generador fotovoltaico, siempre y cuando pertenezcan a la región permitida según las curvas características definidas para el generador estático. Cuando el control de la instalación se realiza mediante el control de tensión, el funcionamiento se corresponde con un nudo del tipo PV y el control de tensión puede ser realizado en el punto de conexión de la instalación y consecuentemente la instalación regula el factor de potencia, de tal forma que puede variar la generación de potencia reactiva en función de la consigna de tensión establecida para la tensión en el punto de conexión. Esta opción permite regular el nivel de tensión manteniendo constante la producción de potencia activa, la cual se establece por el valor de despacho de la instalación. Por último, el sistema de control de la planta fotovoltaica permite el control con un salto de tensión prefijado. En este último caso, la instalación se comportará como un nudo DV, y la instalación puede ser controlada para un valor de tensión en el punto de conexión. Mediante esta opción, el control de tensión permite que varias instalaciones puedan permanecer controlando la tensión en un mismo nudo.

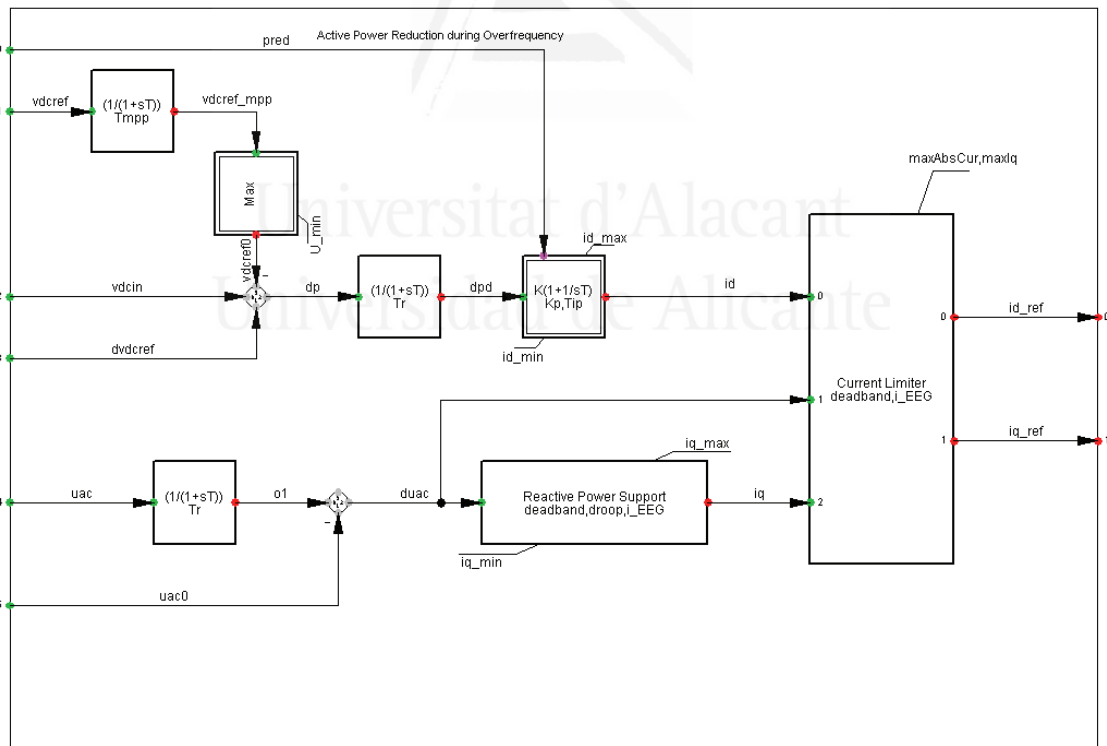


Figura 3.28: Sistema de control de la Planta Fotovoltaica.

### 3.5.- MODELO DE PARQUE EÓLICO

Se emplea un parque eólico, equipado con aerogeneradores de velocidad variable. Se estudia el caso del generador de inducción doblemente alimentado [54, 55, 59]. Esta tecnología representa el momento actual de las tecnologías de generación eólica y es empleada en los estudios de integración de manera mayoritaria. Se estudia el parque para una potencia máxima de 5 MW. Si bien en el desarrollo de las simulaciones dinámicas, y según el modelo dinámico de red propuesto, es posible ajustar de manera dinámica los valores de viento disponible en función de cualquier dato de entrada, desde la tabla empleada en el caso particular hasta un registrador de medidas en tiempo real. El generador de inducción doblemente alimentado consiste en un generador asíncrono, el cual dispone de un convertidor electrónico que permite a los aerogeneradores ajustar su velocidad de rotación en función de las condiciones de viento, de manera que sean capaces de aprovechar al máximo la energía cinética contenida en el viento.

El parque eólico se emplea funcionando de manera dinámica, adecuando su generación a los datos de viento introducidos. Dicha curva puede ser modificada a voluntad y da lugar a la generación eólica real. El factor de potencia puede ser ajustado dependiendo de la consigna con la que se quiera trabajar. Se describen las características principales de la planta.

Componente	Características
Potencia Nominal	5 MW
Tensión Nominal	690 V
Transformador	5,6 MVA 20/0,69 kV
Velocidad	Variable; Generador de Inducción Doblemente Alimentado
Inercia H	4,02
Crowbar	2,5 Intensidad rotor [pu]

Tabla 3.7: Características del Parque Eólico

El parque eólico se emplaza en el “Nudo 19”, en una rama secundaria conectada en el centro de la red de distribución. Se conecta mediante un transformador de 20/0,69 kV y la línea de conexión entre el nudo de media tensión del parque eólico y el “Nudo 19”. Puntualmente, se describirán los parámetros ajustados del modelo en los siguientes capítulos. Se realizan estudios con el nivel máximo de generación eólica para los casos a estudiar. Independientemente de las condiciones de viento real simulado en diversos estudios.

Las características de la línea de conexión se definen en la tabla 3.8.

Componente	Características
Nudo Origen	MT_PE
Nudo Destino	Nudo 19
Línea	L=1 km. Modelo equivalente $\pi$ . R = 0,29 Ohm/km. X = 0,38 Ohm/km.
Valores nominales	Tensión 20 kV. Frecuencia 50 Hz. Fases 3.

Tabla 3.8: Línea de evacuación de la Planta Fotovoltaica.

Con niveles de penetración insignificantes esta tecnología se ha considerado como cargas negativas en la red, sin embargo, a medida que la penetración aumenta, la normativa de conexión de parques eólicos ha convertido estos elementos en generadores que participan cada vez de forma más activa en el control de los parámetros de la red eléctrica. Actualmente, los parques son capaces de regular el factor de potencia de la instalación para generar o consumir potencia reactiva, pueden disminuir la generación, están obligados a anticipar su producción y permanecen conectados al centro de control de la red eléctrica. Además, se han desarrollado las tecnologías adecuadas para que los parques no se desconecten en caso de faltas en la red, de manera que ante perturbaciones de este tipo, no se pierda repentinamente la generación eólica.

En previsión de que la tecnología eólica siga su expansión en el futuro, se está desarrollando la posibilidad de que este tipo de tecnología pueda participar en el control de frecuencia de la red eléctrica de España, principalmente en determinadas circunstancias como lo es una alta penetración eólica en determinados instantes, y que de esa manera puedan apoyar la estabilidad del sistema con consignas de reducción de potencia activa a fin de participar de forma bidireccional en el control frecuencia-potencia.

Cabe señalar que la principal diferencia entre el generador de inducción doblemente alimentado y el convertidor total está en que éste último caso, toda la potencia generada circula a través de la electrónica de potencia. Esto hace posible que los generadores síncronos de velocidad variable puedan ajustar los parámetros de la generación con mayor facilidad, lo que justifica que generalmente sean empleados los generadores de inducción doblemente alimentados en los estudios de integración.

En la figura 3.29 se observa el sistema de distribución con la integración del parque eólico conectado en un punto distribuido del sistema. Los elementos del parque eólico, el transformador elevador de tensión, y la línea de conexión aparecen en la figura 3.29 en color verde claro.

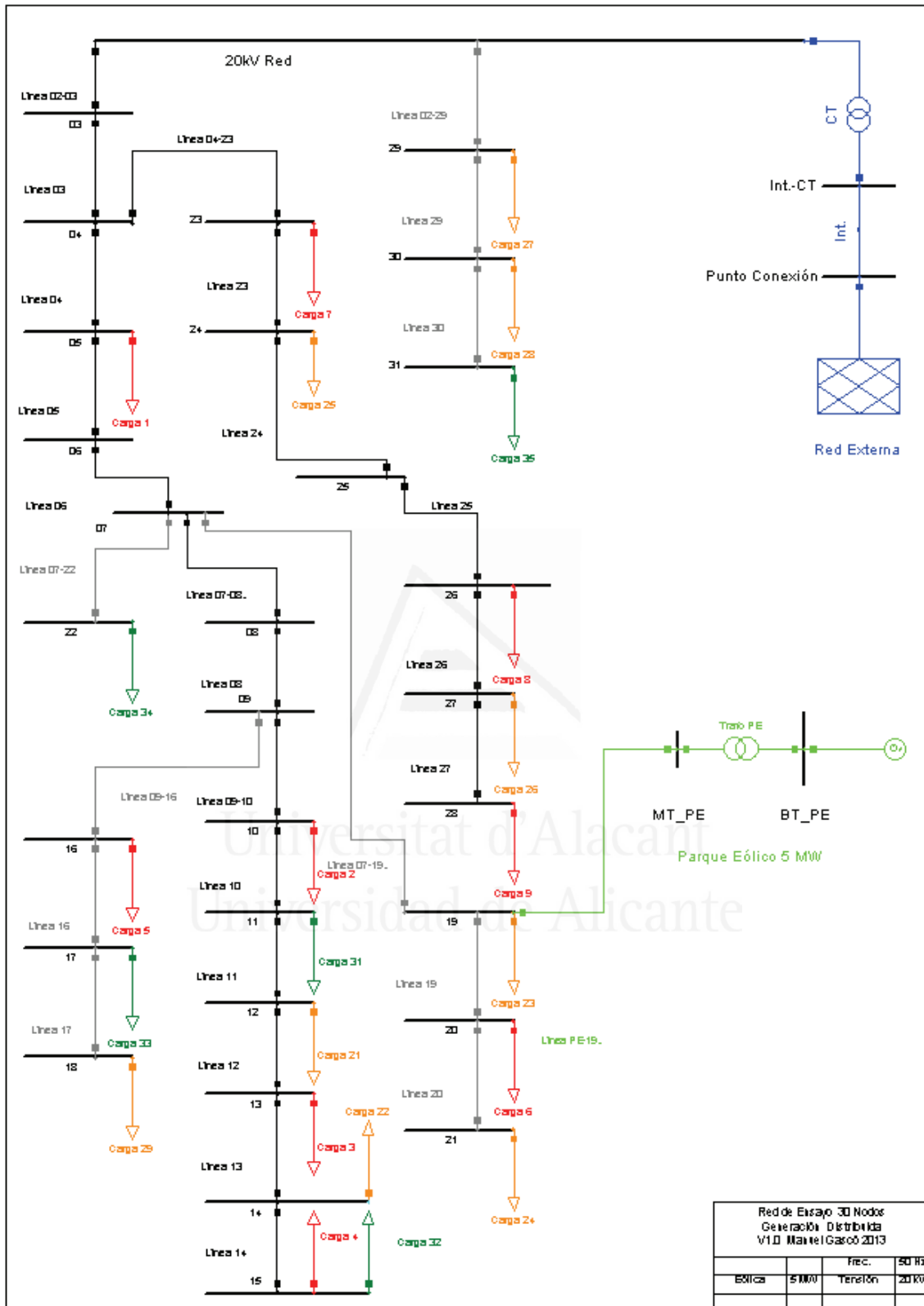


Figura 3.29: Introducción del Parque Eólico.

### 3.5.1.- EL GENERADOR ASÍNCRONO DOBLEMENTE ALIMENTADO

El generador asíncrono doblemente alimentado consiste en un rotor con control de tensión para el generador de inducción. Se emplea un convertidor del tipo PWM [46] conectado al colector de anillos que controla la tensión del rotor en magnitud y ángulo de fase, por lo que la potencia activa y reactiva del generador de inducción doblemente alimentado pueden ser controladas. Como muestra en la figura 3.30, se puede ver la curva característica de generación de potencia activa y reactiva, que representa la capacidad de estos aerogeneradores para generar y absorber potencia reactiva en valores por unidad en función de la potencia activa de salida de los generadores.

Se presentan las diferentes curvas de funcionamiento en función del nivel de tensión en el punto de conexión del parque, entre 0,9 y 1,1 en valores por unidad. La capacidad de regular potencia reactiva alcanza el 0,44 en valores por unidad a partir de un determinado nivel de tensión.

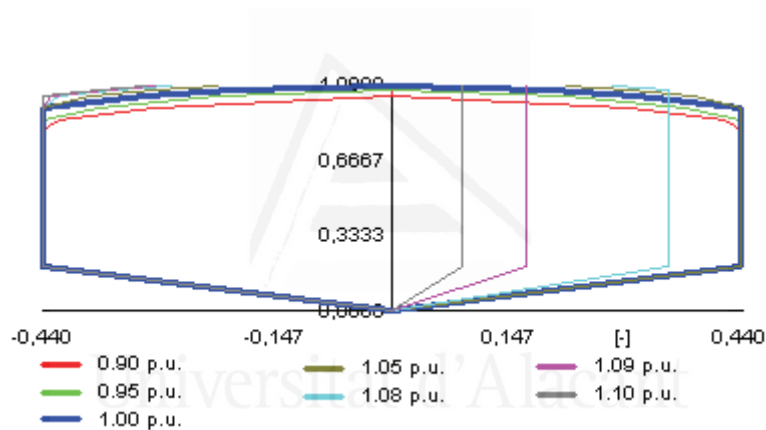


Figura 3.30: Curva característica del Generador de Inducción Doblemente Alimentado.

En DlgSILENT, es posible encontrar diferentes curvas para los generadores de inducción doblemente alimentados, constituyendo el que se presenta como el más aceptado en los estudios actuales. De ello se tiene constancia por la bibliografía ya mencionada.

Se presenta en la figura 3.31 el modelo equivalente de generador asíncrono. El modelo incluye una impedancia dependiente de la frecuencia o deslizamiento. Se incluye la resistencia del devanado “Rs”, la reactancia del estator “Xs”, y reactancia de magnetización “Xm”, y la impedancia del rotor, “Zrot”, cuya variación con la frecuencia permite modelar las máquinas de inducción de jaula de ardilla en una amplia gama de deslizamiento o velocidad. La aproximación de la impedancia del rotor se realiza mediante elementos resistivos e inductivos en paralelo.

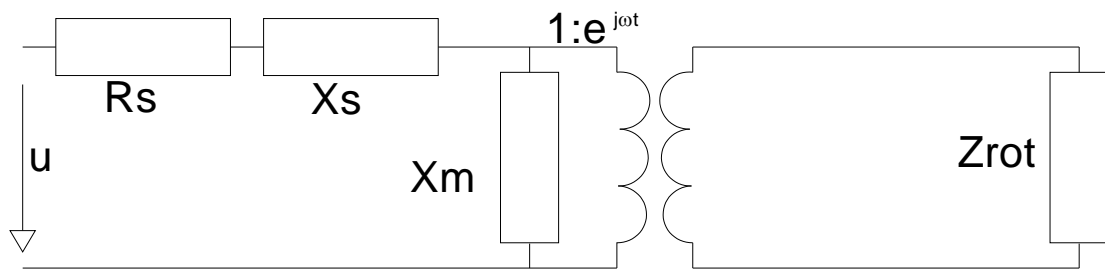


Figura 3.31: Modelo del Generador de Inducción.

La impedancia del rotor se modela dependiendo de la configuración del rotor. Pudiendo diferenciarse el generador de jaula simple, de jaula de ardilla y de doble jaula.

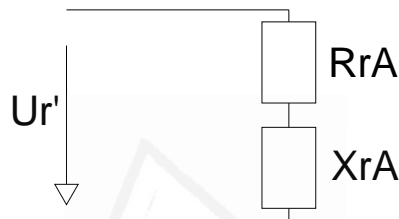


Figura 3.32: Impedancia del rotor simple.

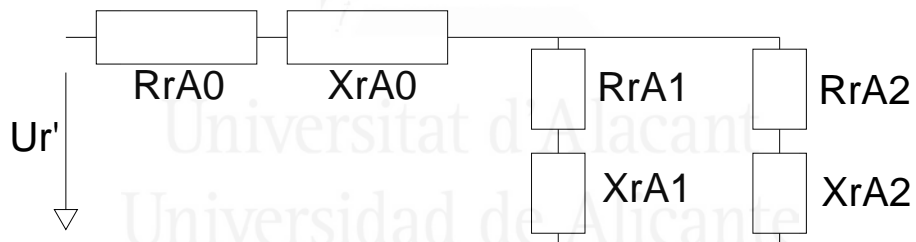


Figura 3.33: Impedancia del rotor con jaula de ardilla.

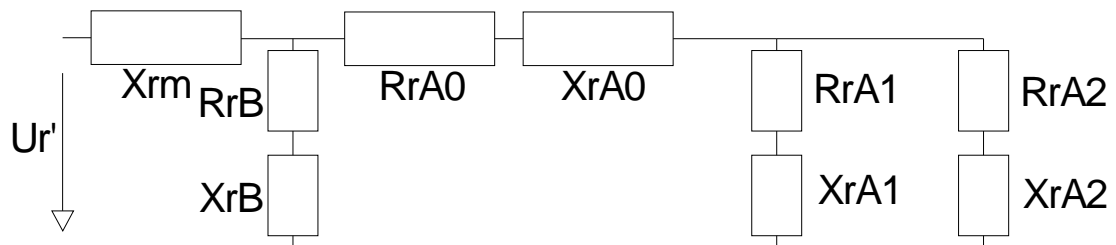


Figura 3.34: Impedancia del rotor de doble jaula.

La impedancia equivalente del rotor se calcula mediante la ecuación 3.18 para R y para X.

$$R_r(s) = \frac{R_{A1}R_{A2}(R_{A1} + R_{A2}) + s^2(R_{A1}X_{A2}^2 + R_{A2}X_{A1}^2)}{(R_{A1} + R_{A2})^2 + s^2(X_{A1} + X_{A2})^2}$$

$$X_r(s) = \frac{R_{A1}^2X_{A2} + R_{A2}^2X_{A1} + s^2(X_{A1} + X_{A2})X_{A1}X_{A2}}{(R_{A1} + R_{A2})^2 + s^2(X_{A1} + X_{A2})^2}$$

Ecuación 3.18: Cálculo de la impedancia equivalente del rotor.

Donde la impedancia de fuga del rotor es nula. Los valores para la velocidad de sincronismo vienen dados por las ecuaciones 3.19.

$$R_r(0) = \frac{R_{A1}R_{A2}}{(R_{A1}+R_{A2})} \text{ y } X_r(0) = \frac{R_{A1}^2X_{A2}+R_{A2}^2X_{A1}}{(R_{A1}+R_{A2})^2}$$

$$R_r(1) = \frac{R_{A1}R_{A2}(R_{A1} + R_{A2}) + (R_{A1}X_{A2}^2 + R_{A2}X_{A1}^2)}{(R_{A1} + R_{A2})^2 + (X_{A1} + X_{A2})^2}$$

$$X_r(1) = \frac{R_{A1}^2X_{A2} + R_{A2}^2X_{A1} + (X_{A1} + X_{A2})X_{A1}X_{A2}}{(R_{A1} + R_{A2})^2 + (X_{A1} + X_{A2})^2}$$

$$\text{con } R_{A2} = \frac{R_{A1}R_r(0)}{(R_{A1}-R_r(0))} \text{ y } X_{A2} = \frac{X_{A1}X_x}{X_{A1}-X_x}$$

$$X_x = \frac{X_r(1)^2 - (R_r(1) - R_r(0))^2}{X_r(0) - X_r(1)} \text{ iniciado en } R_{A1} = \frac{1}{5}R_{A2} \text{ y } X_{A1} = \frac{5}{2}X_{A2}$$

Ecuación 3.19: Valores y cálculo iterativo de la impedancia.

El cálculo del flujo de cargas se realiza definiendo la potencia activa y la potencia reactiva así como el deslizamiento, donde la potencia activa y reactiva se definen con frecuencia como las potencias del estator, no la potencia total de la máquina de inducción doblemente alimentada. Para el cálculo de la potencia de cortocircuito, también se expone el modelo utilizado en la figura 3.35.

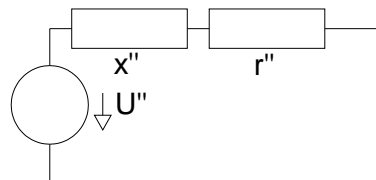


Figura 3.35: Modelo de cortocircuito del generador asíncrono doblemente alimentado.



Para las simulaciones transitorias, el convertidor es controlado mediante el modulador por ancho de pulsos referido al rotor, convirtiendo la salida del rotor a las salidas de la máquina de referencia. Las ecuaciones de la máquina de inducción doblemente alimentada se derivan de la máquina de inducción modificando las ecuaciones de tensión del rotor. Donde la tensión unitaria del rotor se relaciona con la tensión en corriente continua según las ecuaciones 3.20.

$$u_s = r_s i_s + \frac{d \Psi_s}{\omega_n dt} + j \frac{\omega_{ref}}{\omega_n} \Psi_s$$

$$u_R e^{j(\omega_R - \omega_{ref})t} = R_r i_R + \frac{d \Psi_R}{\omega_n dt} + j \frac{\omega_{ref} - \omega_R}{\omega_n} \Psi_R$$

$$u_{Rd} = \frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{2}} P m_d \frac{U_{DC}}{U_{Rnom}} \quad y \quad u_{Rq} = \frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{2}} P m_q \frac{U_{DC}}{U_{Rnom}}$$

Ecuación 3.20: Ecuaciones del generador de inducción doblemente alimentado.

En relación al resto de ecuaciones representativas del generador de inducción doblemente alimentado, incluyendo aquellas representativas del comportamiento mecánico presentadas también, son equivalentes al modelo de un generador de inducción con alimentación simple. En condiciones de funcionamiento, puede ser necesario proteger el lado del rotor del convertidor frente a altas corrientes en el rotor, evitando así la pérdida de sincronismo con la red. En este sentido, cuando la intensidad es excesiva, se puede evitar mediante la conexión de un bypass, siendo posible modificar la resistencia y la reactancia del bypass.

Las ecuaciones mecánicas del modelo son:

$$J \dot{\omega}_R = M_e - M_m$$

$$M_n = \frac{P_{mn}}{(1-S_n) \frac{\omega_n}{p_z}}$$

$$\frac{J(1-S_n) \frac{\omega_n}{p_z}}{P_{mn}} \omega_n \dot{n} = T_{ag} \dot{n} = m_e - m_m$$

Ecuación 3.21: Ecuaciones mecánicas del generador de inducción.

Donde  $J$  es la inercia,  $M_e$  y  $M_m$  el par eléctrico y mecánico respectivamente,  $\omega_R$  la velocidad angular del rotor,  $\omega_n$  la frecuencia nominal de la red,  $S_n$  el deslizamiento,  $P_{mn}$  la potencia mecánica,  $p_z$  el número de pared de polos y  $T_{ag}$  la constante de aceleración. Estas ecuaciones son válidas para cualquier generador asíncrono.

Observando el modelo equivalente del generador de inducción, se aplica el modelo al generador de inducción doblemente alimentado, de tal manera que el equivalente viene representado en la figura siguiente.

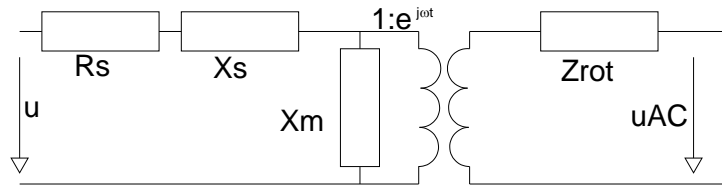


Figura 3.36: Modelo dinámico del DFIG.

Se observan los terminales a los que se conecta el convertidor tipo PWM en el lado del rotor. El cual convierte la corriente alterna del generador en corriente continua, donde se ubica un capacitor. La tecnología empleada en este tipo de convertidores es generalmente mediante GTO o IGBT.

Para el modelado dinámico de los sistemas, se prevé el bloque que se muestra en la figura 3.37.

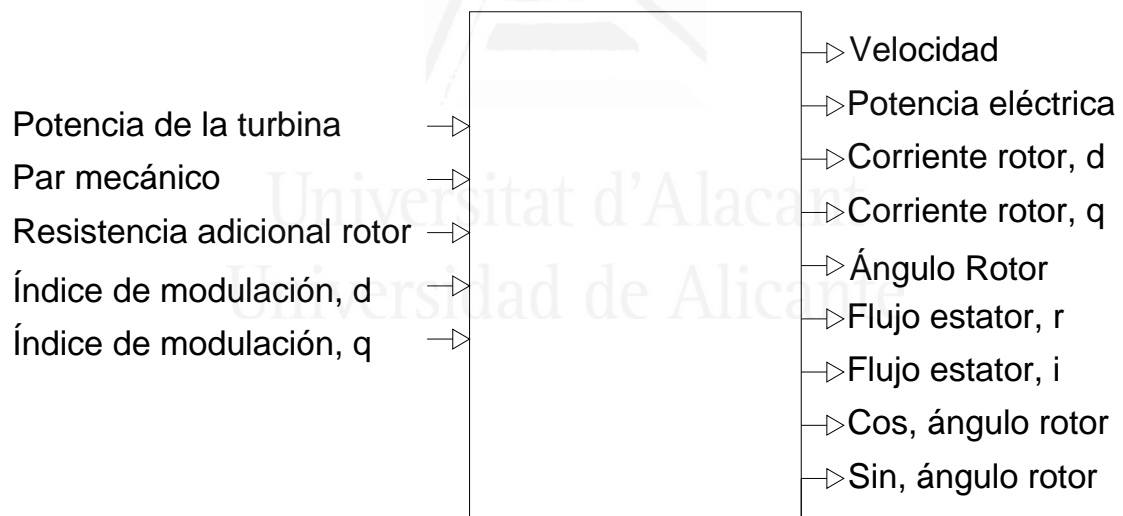


Figura 3.37: Modelo dinámico del DFIG.

### 3.5.2.- DISEÑO Y CONTROL DE LA PLANTA

Para el caso del parque eólico, el control de la instalación viene determinado de la misma forma que para la planta fotovoltaica con la posibilidad de realizar el control bajo 3 consignas principales, la regulación del factor de potencia, el salto de tensión y el control de la tensión en el punto de conexión, o bien cualquier otro donde sea posible realizar las oportunas mediciones.

A diferencia del recurso solar, el recurso eólico presenta una elevada variabilidad, por lo que es complicado presentar una grafica de generación diaria, puesto que la variabilidad sobre la misma será elevada. Sin embargo, si se trabaja con los datos de viento tomados en el sistema eléctrico español, es posible establecer algún dato de correlación entre la demanda media y la generación eólica. Del estudio de la curva de generación eólica media, se puede representar la figura 3.38. Los datos han sido extraídos de la generación eólica del parque peninsular.

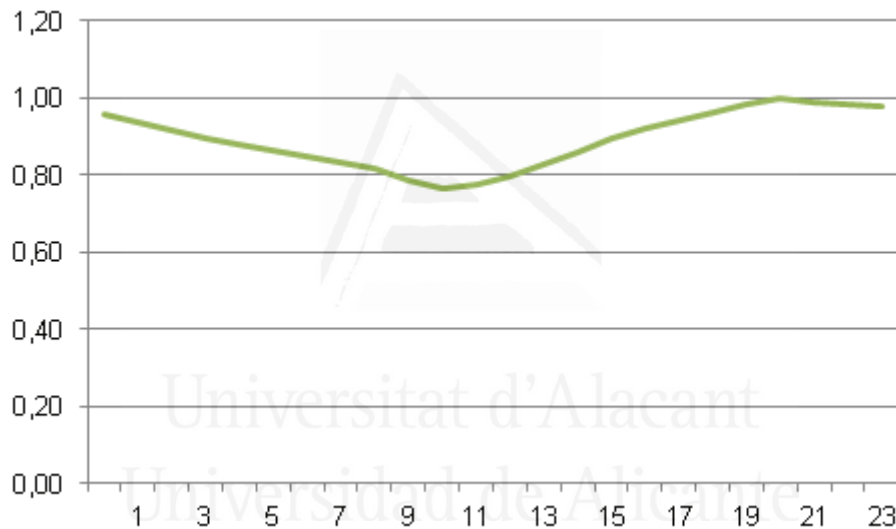


Figura 3.38: Generación eólica.

Y de su comparación con la demanda, resulta que la correlación existente se aproxima a 0,1. No obstante los datos obtenidos, para los estudios de integración de energía eólica, su alta variabilidad en periodos de tiempo de 24 horas, es necesario estudiar los casos tanto de generación eólica máxima como de generación eólica mínima.

En relación a los tipos de control, sirve lo comentado para el generador estático, existiendo la posibilidad en este caso de realizar el control tipo PQ, fijando la potencia activa y reactiva a evacuar, mediante el control de tensión correspondiendo con un nudo del tipo PV, en el que se controla el factor de potencia, y el control con variación de tensión prefijado, comportándose como un nudo tipo DV.

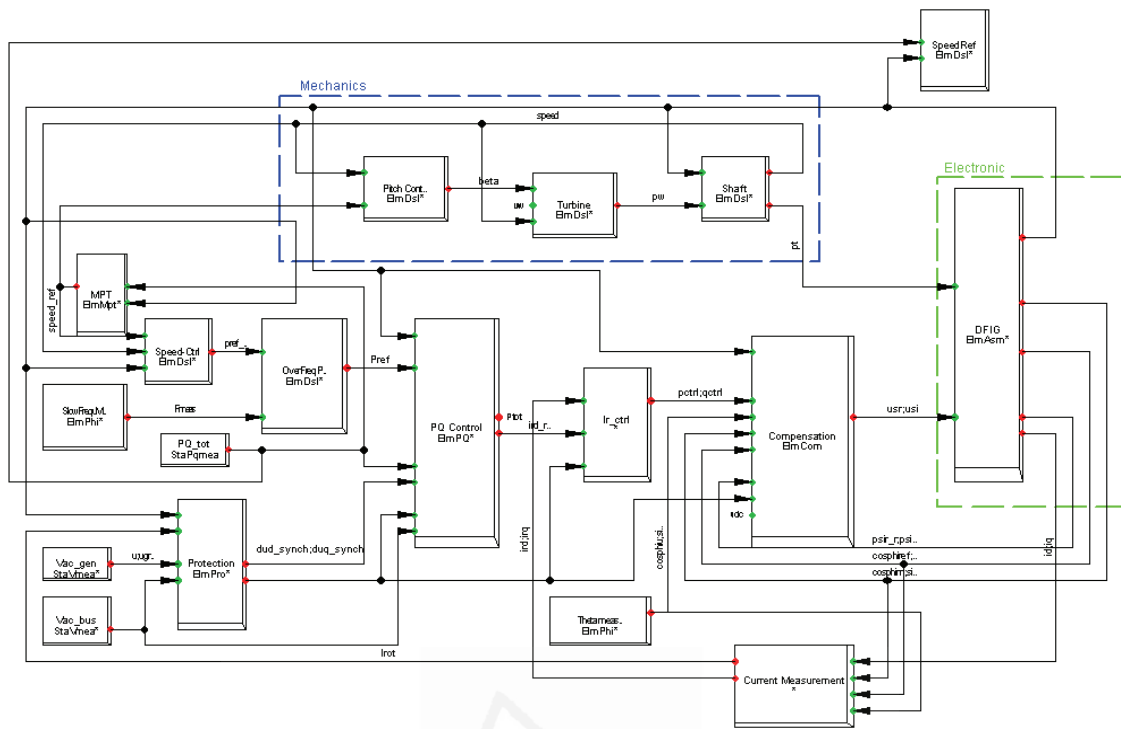


Figura 3.39: Planta eólica.

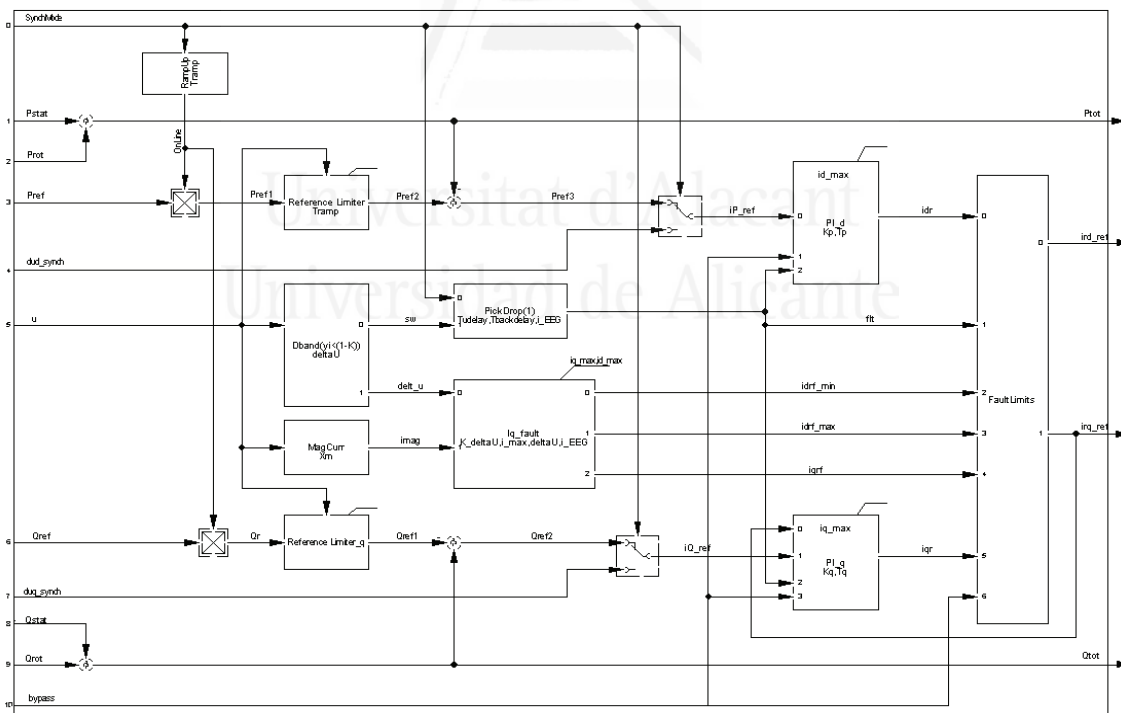


Figura 3.40: Control PQ eólica.

Como resultado de la incorporación de la generación distribuida fotovoltaica y eólica, se obtiene la siguiente red de distribución de la figura 3.41.

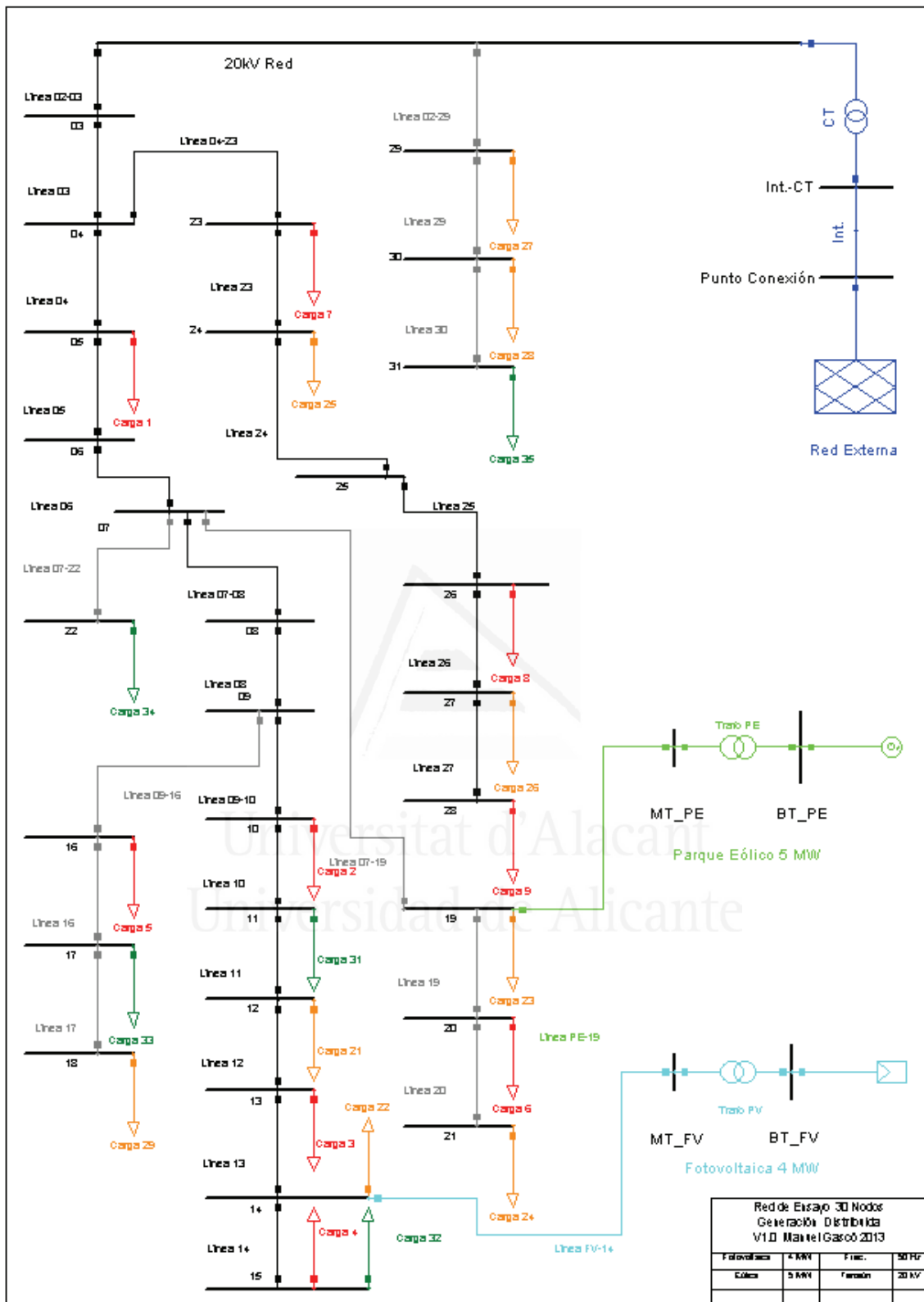


Figura 3.41: Red con Fotovoltaica y Parque Eólico.

### 3.6.- FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA

En este apartado se describe la casación entre oferta y demanda resultantes. Y se extraen los casos de estudio susceptibles de ser analizados.

#### 3.6.1.- DEMANDA

En la red de distribución, y como resultado de la simulación hora a hora del sistema, se producen los siguientes efectos. En cuanto a la demanda, la combinación de cargas estudiada, se muestra en la figura. Se observa en la figura 3.42 como la demanda tiene un máximo a las 19:00 horas, con un valor de 8,79 MW. El mínimo tiene lugar a las 04:00 horas, con un valor de 5,23 MW.

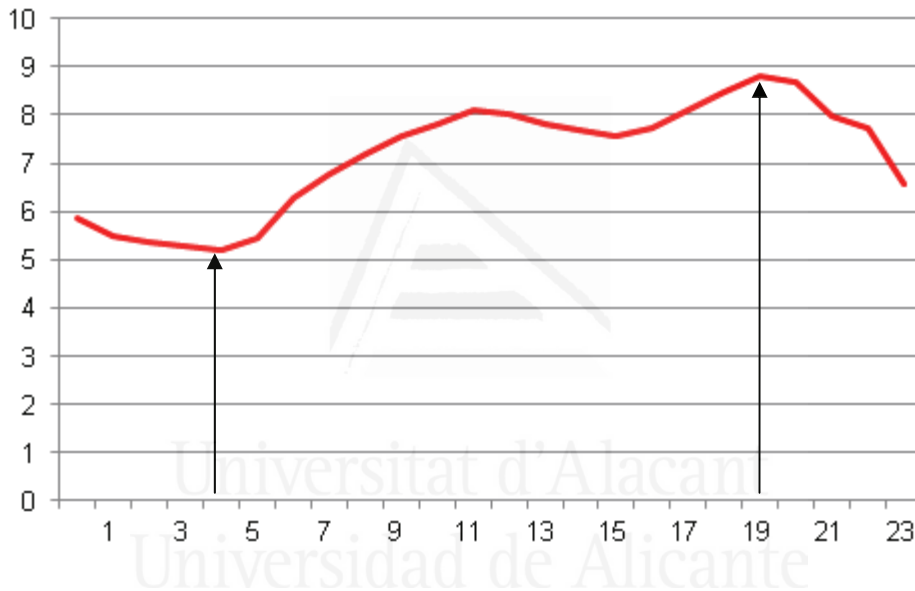


Figura 3.42: Perfil de Demanda.

Hora	Carga	Hora	Carga	Hora	Carga	Hora	Carga
00:00	5,87	06:00	6,28	12:00	8,03	18:00	8,46
01:00	5,50	07:00	6,78	13:00	7,83	19:00	<b>8,79</b>
02:00	5,38	08:00	7,18	14:00	7,67	20:00	8,70
03:00	5,30	09:00	7,54	15:00	7,58	21:00	7,97
04:00	<b>5,23</b>	10:00	7,81	16:00	7,73	22:00	7,37
05:00	5,45	11:00	8,09	17:00	8,10	23:00	6,57

Tabla 3.9: Valores de Demanda.

En la tabla 3.9 se muestran los valores numéricos de demanda durante las 24 horas ensayadas. Se estudiarán los casos a las 04:00 y a las 19:00. Se denominarán caso de “Carga Mínima” y caso de “Carga Máxima”.

### 3.6.2.- GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La producción de la instalación fotovoltaica se muestra en la figura 3.43.

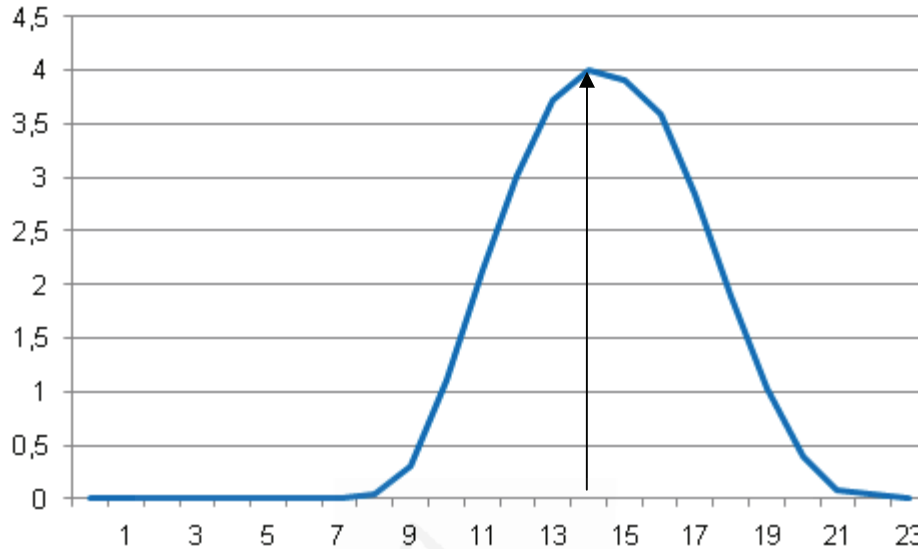


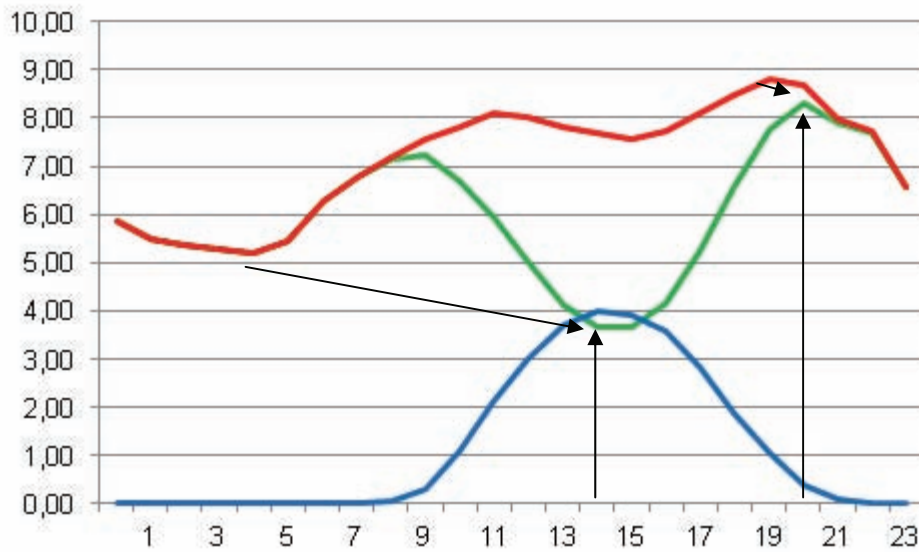
Figura 3.43: Perfil de Generación Fotovoltaica.

Hora	Producción	Hora	Producción	Hora	Producción	Hora	Producción
00:00	0,00	06:00	0,00	12:00	3,01	18:00	1,89
01:00	0,00	07:00	0,00	13:00	3,72	19:00	1,04
02:00	0,00	08:00	0,05	14:00	4,00	20:00	0,40
03:00	0,00	09:00	0,30	15:00	3,91	21:00	0,09
04:00	0,00	10:00	1,11	16:00	3,58	22:00	0,04
05:00	0,00	11:00	2,14	17:00	2,85	23:00	0,00

Tabla 3.10: Valores de Generación Fotovoltaica.

Y en la tabla 3.10 se muestran los valores numéricos de generación fotovoltaica. Combinando la demanda del sistema, con la generación de la instalación fotovoltaica, se obtiene la figura 3.44. En la figura 3.44 se observan la demanda del sistema, en color rojo, la generación fotovoltaica, en azul, y en verde la demanda del sistema menos la generación fotovoltaica. Como resultado se obtiene la demanda del sistema de la red externa.

Si se estudia la demanda de potencia de la red externa, en este caso se pueden identificar que el mínimo anterior a las 04:00 ahora pasa a tener un mínimo a las 14:00 horas. El nuevo máximo, pasa del anterior a las 19:00 a las 20:00 horas, en la figura se puede ver claramente como la instalación fotovoltaica reduce la potencia máxima demandada a la red externa. La demanda mínima también se reduce, y cambia su hora desde la zona nocturna a los instantes de mayor radiación solar.



En rojo: Curva de Carga. En azul: Generación Fotovoltaica. En verde: Demanda Exterior.

Figura 3.44: Perfil de Demanda con Instalación Fotovoltaica.

Hora	Demanda	Hora	Demanda	Hora	Demanda	Hora	Demanda
00:00	5,87	06:00	6,28	12:00	5,02	18:00	6,58
01:00	5,50	07:00	6,78	13:00	4,10	19:00	7,75
02:00	5,38	08:00	7,13	14:00	3,67	20:00	8,30
03:00	5,30	09:00	7,25	15:00	3,67	21:00	7,88
04:00	5,23	10:00	6,70	16:00	4,15	22:00	7,69
05:00	5,45	11:00	5,96	17:00	5,25	23:00	6,57

Tabla 3.11: Valores de Demanda Externa con Instalación Fotovoltaica.

En la tabla 3.11 se observan los valores mostrados en la curva, en verde, de la figura 3.44, los cuales representan la demanda del sistema de la red externa.

Se estudiará el caso de mínima demanda de potencia y máxima demanda de potencia. Se corresponderá con el caso “Fotovoltaica” y se harán los ensayos para las 14:00, momento de “Demanda Mínima” y para las 20:00, de “Demanda Máxima”. Adicionalmente, para el caso de carga mínima, se trata del caso base, sin generación fotovoltaica.

Resultado de aplicar los perfiles de la instalación fotovoltaica en conjunción con el parque eólico, figura 3.45, se obtiene la curva de generación del sistema distribuido, toda vez incluidas la instalación fotovoltaica y el parque eólico.

. En la figura 3.45 se observa que el parque funciona a potencia nominal, mientras que la instalación fotovoltaica se adapta al patrón de generación diaria. En ausencia de generación eólica, la curva de generación se modelaría con la



componente correspondiente a la instalación fotovoltaica, y la demanda cubierta por el parque eólico sería cubierta desde la red exterior.

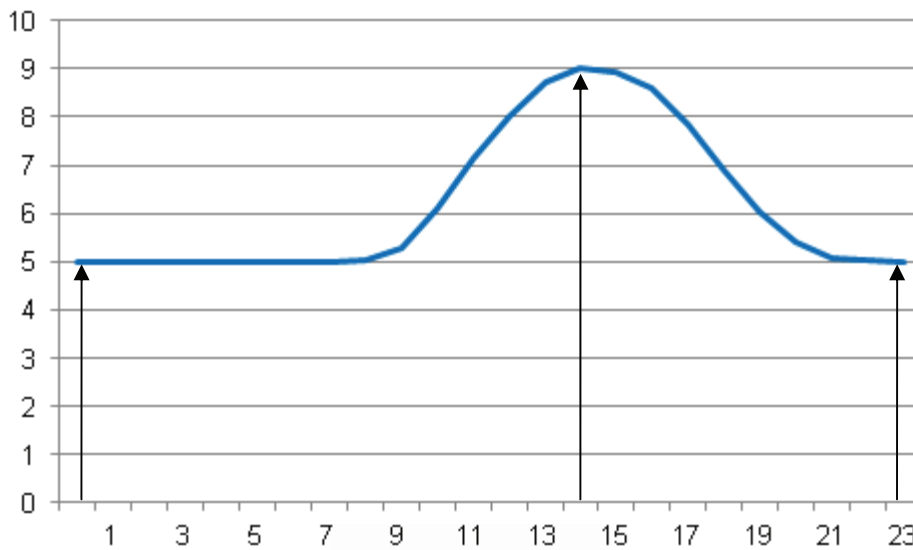


Figura 3.45: Perfil Generación Fotovoltaica y Parque Eólico.

En la figura 3.45, se observa la generación combinada de la instalación solar fotovoltaica y del parque eólico. En la tabla 3.12, se observa la generación distribuida para el caso.

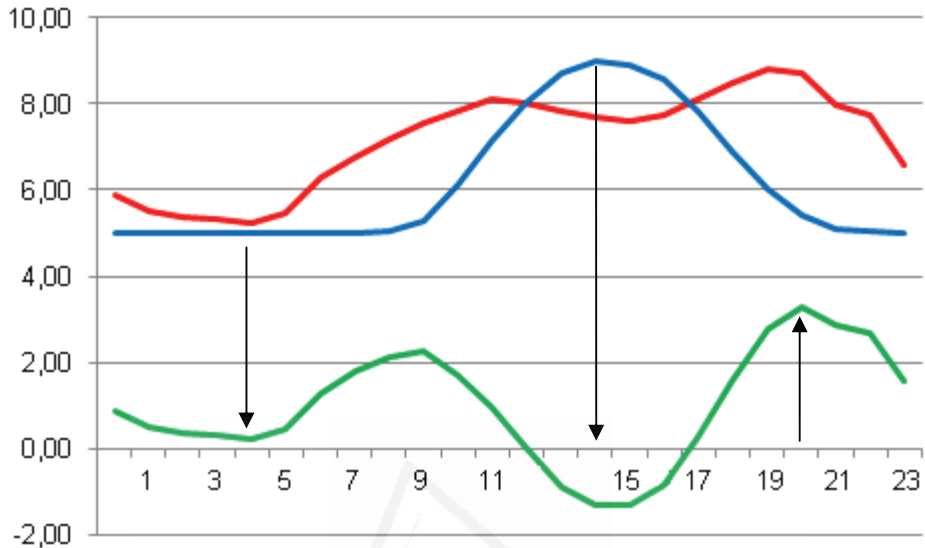
Hora	Producción	Hora	Producción	Hora	Producción	Hora	Producción
0:00	5	6:00	5	12:00	8,01	18:00	6,89
1:00	5	7:00	5	13:00	8,72	19:00	6,04
2:00	5	8:00	5,05	14:00	9	20:00	5,4
3:00	5	9:00	5,3	15:00	8,91	21:00	5,09
4:00	5	10:00	6,11	16:00	8,58	22:00	5,04
5:00	5	11:00	7,14	17:00	7,85	23:00	5

Tabla 3.12: Valores Generación Fotovoltaica y Parque Eólico.

Desde el punto de vista de la red externa, la demanda o generación de energía de una microrred resultará del balance entre generación y demanda de energía. En función de este balance, se presenta la demanda total de energía de la red exterior.

Cabe señalar que el perfil de generación eólica, puede ser incluido tal y como resulta de las mediciones realizadas. Sin embargo, debido a su alta variabilidad, se aconseja que tan solo sean tenidos en cuenta los casos extremos que puede presentar, es decir, la ausencia de viento y consecuentemente sin producción y el funcionamiento a potencia nominal, es decir, los 5 MW de potencia instalada que posee el parque.

En la figura 3.46 se muestra la curva de demanda, en rojo, la curva de generación distribuida, en azul, y finalmente, la demanda total del sistema de distribución de la red externa, en verde. La tabla 3.13 muestra los valores hora a hora.



En rojo: Curva de Carga. En azul: Generación combinada Fotovoltaica y Eólica. En verde: Demanda Exterior.

Figura 3.46: Red con Fotovoltaica y Parque Eólico.

Hora	Demanda	Hora	Demanda	Hora	Demanda	Hora	Demanda
0:00	0,87	6:00	1,28	12:00	0,02	18:00	1,58
1:00	0,5	7:00	1,78	13:00	-0,9	19:00	2,75
2:00	0,38	8:00	2,13	14:00	-1,33	20:00	3,3
3:00	0,3	9:00	2,25	15:00	-1,33	21:00	2,88
4:00	0,22	10:00	1,7	16:00	-0,85	22:00	2,69
5:00	0,45	11:00	0,96	17:00	0,25	23:00	1,57

Tabla 3.13: Demanda en cada hora.

De la observación de la anterior figura, se extraen los casos de estudio a analizar en los sucesivos capítulos.

### 3.6.3.- CASOS DE ESTUDIO

Los casos a estudiar se presentan en la tabla 3.14. Cuando no existe generación distribuida se presenta el caso de mínima carga y el caso de máxima carga. Se corresponden con los instantes descritos a las 04:00 horas y a las 19:00 horas. Cuando en el sistema de distribución se añade la generación de la instalación fotovoltaica, los casos de mínima y máxima demanda de carga del sistema también

son estudiados. En este caso, además, se estudian los casos de mínima y máxima demanda de potencia del sistema de distribución respecto de la red externa. Finalmente, al añadir la generación eólica en el sistema de distribución, se vuelven a estudiar los 4 casos de mínima carga, máxima carga, mínima demanda de la red exterior y máxima demanda de la red exterior.

Generación	Mínima Carga	Máxima Carga	Mínima Demanda	Máxima Demanda
Red Externa	04:00 (1)	19:00	-	-
FV	- (1)	19:00	14:00	20:00
FV + PE	04:00	19:00	14:00	20:00

FV: Fotovoltaica; PE: Parque Eólico; (1) Equivalente.

Tabla 3.14: Casos de Estudio.

Cabe señalar que el caso en el cual que se incluye generación de la instalación fotovoltaica y del parque eólico para mínima demanda del sistema de distribución respecto a la red externa, implica un exceso de generación. En el capítulo 4 se trata acerca del comportamiento del sistema de distribución con la adición de un sistema de acumulación complementario a la instalación fotovoltaica.

## Capítulo 4

### ESTUDIOS EN RÉGIMEN PERMANENTE

El régimen permanente se considera un estado estable en el que se mantiene el sincronismo entre todos los dispositivos y en el que se describe una situación de estabilidad y equilibrio. En el presente capítulo se considerarán en régimen permanente las siguientes características:

- Las tensiones en los nudos.
- La potencia activa y reactiva consumida o generada en las líneas.
- La potencia generada.
- El nivel de carga de los distintos elementos.
- Pérdidas en el sistema.

En el presente capítulo se analiza el comportamiento estático del sistema de distribución en las diferentes condiciones identificadas [53, 72]. El sistema distribuido será considerado en los siguientes supuestos en función de las unidades de generación desde las que se provea el suministro de energía o si la energía se provee desde la red exterior, de la carga y de la demanda total del sistema. Se observan en la tabla 4.1 los casos de estudio.

Generación	Mínima Carga	Máxima Carga	Mínima Demanda	Máxima Demanda
Red Externa	04:00 (1)	19:00 (2)	- (1)	- (2)
FV	- (1)	19:00	14:00	20:00
FV + PE	04:00	19:00	14:00	20:00

FV: Fotovoltaica; PE: Parque Eólico; (1,2) Equivalente.

Tabla 4.1: Casos de Estudio.

En la tabla 4.1 los casos indicados con 1 y 2 son equivalentes. Para el caso de la “Red Externa” con mínima y máxima carga, en ausencia de generación distribuida, la carga será equivalente a la demanda.

En el caso de la instalación fotovoltaica y mínima carga, dado que se produce a las 04:00 horas, es imposible que la instalación fotovoltaica se encuentre generando energía durante la noche, por lo que es equivalente al caso sin generación distribuida.

Quedan de esa manera definidas las variaciones de la red en lo que se refiere a la composición de la misma y las unidades de generación existente. En cada una de las variaciones de la red de distribución se estudian los diferentes casos en función de la carga de la red y de la demanda de potencia de la red exterior. Los estudios a desarrollar en el apartado de estudios en régimen permanente son los siguientes:

- Estudio de las potencias de cortocircuito en los diferentes casos posibles.
- Cálculo del Flujo de Cargas en cada caso.

En función de este estudio se muestran:

- Los perfiles de tensión.
- Las pérdidas en la red de distribución.
- Carga de las líneas.

Finalmente se realiza una comparativa de los diferentes casos teniendo en cuenta el cumplimiento de los requisitos de los límites de tensión y las pérdidas existentes en la red de distribución. Se pretende desarrollar un estudio fundamentalmente comparativo entre las características de perfiles de tensión, de carga media de la red y de pérdidas en el sistema que comporta la integración de la generación distribuida en las redes eléctricas.

Por ello, se ha desarrollado el modelo de red a partir de una estructura de red rural, con sección cilíndrica, permitiendo así la comparación entre valores. Como se observa a continuación, la red se conforma en base a incrementar la generación distribuida, hasta el caso de una red que puede llegar a ser autosuficiente por la potencia instalada en horas valle.

En horas punta es necesario el apoyo de la red exterior, la cual ejerce desde el punto de vista de la red interna como un sistema de acumulación al cual se le cede potencia cuando la producción es mayor que la demanda, y de la cual se extrae la energía en los momentos en los cuales la generación es inferior a la demanda. Si la instalación funciona en modo isla, el excedente supondría un vertido de energía, a menos que se equipe con un sistema de acumulación. El funcionamiento en isla se expone en el apartado 4.5, en el cual se incluye un sistema de generación, con un generador síncrono. Cubriendo así el abanico de posibles generadores que pueden coexistir en un sistema eléctrico.

## 4.1.- ESTUDIO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN, “RED EXTERIOR”

Se realizan los ensayos para la red distribuida alimentada desde la red externa. Se estudiarán las potencias de cortocircuito y posteriormente se realizan los flujos de carga para los estados de la red en vacío, con carga mínima y carga máxima.

La red externa se caracteriza por las siguientes características:

- Potencia de cortocircuito de 350 MVA.
- Intensidad de Cortocircuito 10,1 kA.
- Ratio  $X/R=0,5$ .

Estos parámetros se identifican con la red existente de 20 kV para el caso peninsular. Según indicaciones de las compañías distribuidoras. Representa un sistema débil. Son frecuentes los estudios de integración en puntos de conexión más robustos, pero existe una carencia de estudios referidos a los sistemas distribuidos, cuya reducida potencia de cortocircuito implica menor estabilidad.

Para el estudio de las potencias de cortocircuito se emplean los datos según normativa VDE0102, publicadas en 2001 [14] y en el cual se define un cortocircuito trifásico con un tiempo de ruptura de 0,1 s y un tiempo de despeje de la falta de 1 s. Estos datos serán válidos para los estudios de cortocircuito del capítulo 5.

Cabe considerar que para el ejemplo del caso peninsular, es frecuente referirse a los sistemas renovables como aquellos incorporados al régimen especial, o como sistemas convencionales aquellos que quedan fuera del régimen especial. Se desea realizar la aclaración, ya que existen numerosas excepciones, y difícilmente se puede justificar esta diferenciación. En el caso peninsular que se mencionaba, cabe recordar que la generación renovable en España siempre ha tenido un peso importante, ahora incrementado debido a la incorporación de fuentes como la eólica, la fotovoltaica y finalmente la termosolar. Por tanto, cuando se refiere la red convencional, cabe señalar que la misma consiste en un sistema nacional de generación con un *mix* de generación particular y diferenciado de cualquier otro.

En los próximos apartados se incluyen el cálculo de la potencia de cortocircuito y el flujo de cargas. En los subapartados del apartado 4.1 se incluye la red funcionando en vacío. Su estudio se considera importante para comprender como influyen los componentes pasivos del sistema de distribución en el sistema completo.

Los efectos de la generación distribuida en el análisis del régimen permanente y sus beneficios son ampliamente aceptados. Pero es difícil encontrar ejemplos cuantificables para sistemas reales en funcionamiento. En los siguientes apartados, se da un buen número de ejemplos de funcionamiento, con información detallada y representación gráfica de dicha información.

#### 4.1.1.- POTENCIA DE CORTOCIRCUITO, "RED EXTERIOR"

En la siguiente tabla se tienen los valores de la potencia de cortocircuito. Desde el punto de conexión, la potencia de cortocircuito desciende conforme se consideran los nudos más alejados.

NUDO	Intensidad [kA]	Potencia [MVA]	I pico [kA]	R [ $\Omega$ ]	X [ $\Omega$ ]
3	2,24	77,53	5,20	0,85	5,61
4	2,08	72,15	4,63	1,14	5,99
5	1,95	67,39	4,18	1,43	6,37
6	1,82	63,16	3,81	1,72	6,75
7	1,71	59,39	3,49	2,01	7,13
8	1,62	56,01	3,23	2,30	7,51
9	1,53	52,98	3,00	2,59	7,89
10	1,45	50,24	2,80	2,88	8,27
11	1,38	47,75	2,62	3,17	8,65
12	1,31	45,49	2,47	3,46	9,03
13	1,25	43,43	2,33	3,75	9,41
14	1,20	41,54	2,21	4,04	9,79
15	1,15	39,80	2,10	4,33	10,17
16	1,45	50,24	2,80	2,88	8,27
17	1,38	47,75	2,62	3,17	8,65
18	1,31	45,49	2,47	3,46	9,03
19	1,62	56,01	3,23	2,30	7,51
20	1,53	52,98	3,00	2,59	7,89
21	1,45	50,24	2,80	2,88	8,27
22	1,62	56,01	3,23	2,30	7,51
23	1,95	67,39	4,18	1,43	6,37
24	1,82	63,16	3,81	1,72	6,75
25	1,71	59,39	3,49	2,01	7,13
26	1,62	56,01	3,23	2,30	7,51
27	1,53	52,98	3,00	2,59	7,89
28	1,45	50,24	2,80	2,88	8,27
29	2,24	77,53	5,20	0,85	5,61
30	2,08	72,15	4,63	1,14	5,99
31	1,95	67,39	4,18	1,43	6,37

Tabla 4.2: Cortocircuito "Red Exterior".

La potencia de cortocircuito presenta una variación desde 77,53 MW en el nudo principal de la red distribuida, hasta una potencia mínima de cortocircuito de 39,8 MW en el "Nudo 15". La potencia de cortocircuito, limita normalmente la potencia renovable que se integra en el sistema eléctrico. Normalmente la potencia de cortocircuito debe ser 20 veces la potencia nominal de la generación distribuida. Además, la tabla 4.2 también presenta la intensidad, la resistencia y la reactancia.

#### 4.1.2.- FLUJO DE CARGAS, “RED EXTERIOR”

Se realizan para el estudio de la “Red Exterior” los estudios de flujo de cargas para la red en vacío, para la red funcionando en hora valle, que se corresponde con las 04:00 horas, y para el momento de máxima demanda, que se corresponde con las 19:00 horas.

##### 4.1.2.0- Flujo de Cargas, “Red Exterior, en Vacío”

Tramo	V pu	Carga [%]	Pd [kW]
Línea 02-03	1,000	8,05	0,56
Línea 02-29	1,000	0,92	0,01
Línea 03	1,001	7,74	0,52
Línea 04	1,002	5,58	0,27
Línea 04-23	1,002	1,85	0,03
Línea 05	1,002	5,27	0,24
Línea 06	1,003	4,96	0,21
Línea 07-08	1,003	3,41	0,05
Línea 07-19	1,003	0,93	0,01
Línea 07-22	1,003	0,31	0,00
Línea 08	1,004	3,10	0,08
Línea 09-10	1,004	1,86	0,03
Línea 09-16	1,004	0,93	0,01
Línea 10	1,004	1,55	0,02
Línea 11	1,004	1,24	0,01
Línea 12	1,004	0,93	0,01
Línea 13	1,004	0,62	0,00
Línea 14	1,005	0,31	-0,06
Línea 16	1,004	0,62	0,00
Línea 17	1,004	0,31	0,00
Línea 19	1,003	0,62	0,00
Línea 20	1,003	0,31	0,00
Línea 23	1,002	1,54	0,02
Línea 24	1,002	1,24	0,01
Línea 25	1,002	0,93	0,01
Línea 26	1,002	0,62	0,00
Línea 27	1,002	0,31	0,00
Línea 29	1,000	0,62	0,00
Línea 30	1,000	0,31	0,00
Resumen	Variación	Media	Suma
	0,005	1,16	2,00

Tabla 4.3: Flujo de Cargas “Red Exterior, en Vacío”.



Para el flujo de cargas, se observa que la tensión queda establecida en un valor de 20 kV, 1 pu, para la línea que parte del nudo principal de la red de distribución. Se observa que el “Nudo 15”, presenta la máxima tensión de la red. En cuanto a la potencia disipada en la red presenta un pequeño consumo de potencia activa.

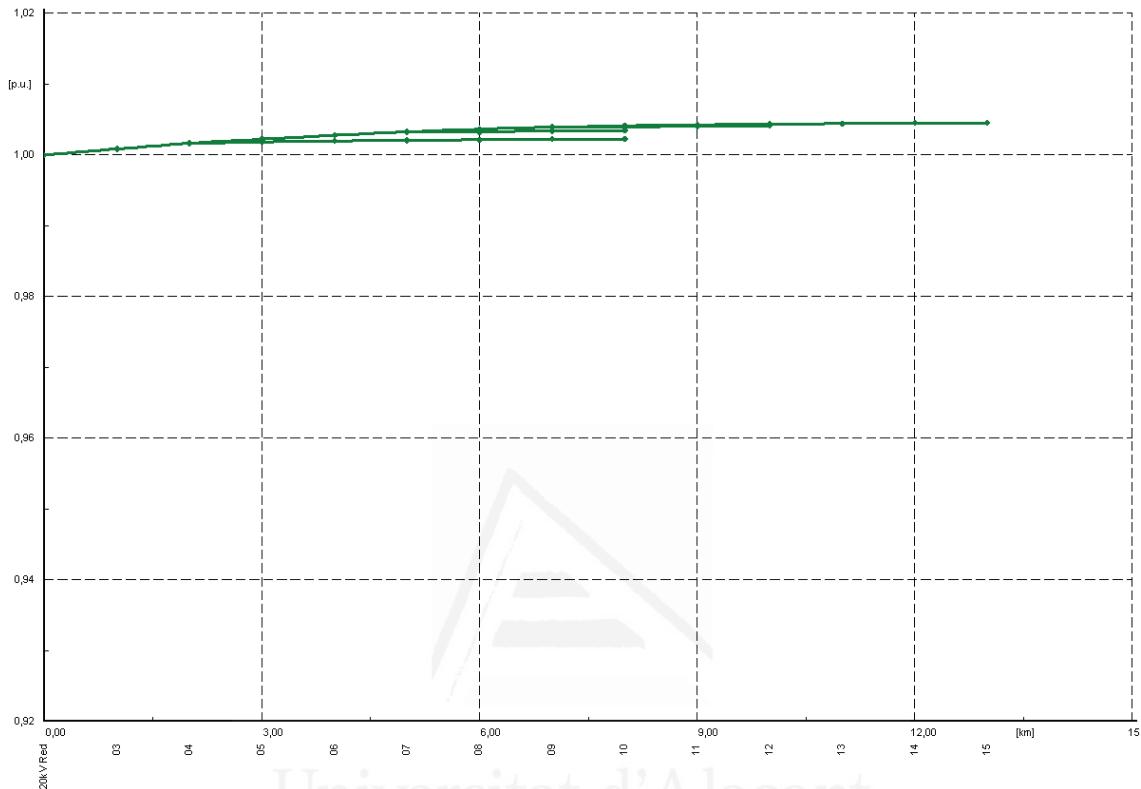


Figura 4.1: Perfil de Tensión “Red Exterior, en Vacío”.

En la figura del perfil de tensión, se observa el leve incremento de tensión que se produce en la red debido a la reactiva generada por la red, que alcanza el valor de 1 MVar. Es importante conocer el comportamiento de la red en vacío, para poder determinar las variaciones que sobre la misma provoca el funcionamiento normal de la misma, cuando se introducen las cargas que conformarán el sistema de distribución estudiado.

La variación de tensión es del 0,5%. También se observa un cierto nivel de carga. Aunque la carga media es del 1,16%, la “Línea 02-03” tiene una carga del 8,05% de su capacidad. En relación a las pérdidas del sistema, cuando está conectado a la red externa, sin las cargas añadidas, es de 2,00 kW.

En la figura se observa la variación en la tensión del sistema de distribución. En las siguientes simulaciones se compararán los diferentes perfiles de tensiones.

## 4.1.2.1- Flujo de Cargas “Red Exterior y Carga Mínima”

De la descripción del modelado de la red realizada en el capítulo anterior, se determinaron los puntos de funcionamiento en la hora valle. La potencia demandada en el punto determinado de mínima demanda, será considerada la carga mínima de la red para los estudios en régimen permanente.

Tramo	V pu	Carga [%]	Pd [kW]
Línea 02-03	1,000	44,15	17,53
Línea 02-29	1,000	8,33	0,61
Línea 03	0,995	44,27	17,63
Línea 04	0,990	39,81	14,25
Línea 04-23	0,990	5,07	0,23
Línea 05	0,985	37,34	12,53
Línea 06	0,981	37,48	12,63
Línea 07-08	0,976	27,20	6,64
Línea 07-19	0,976	1,81	0,03
Línea 07-22	0,976	9,20	0,75
Línea 08	0,973	27,34	6,71
Línea 09-10	0,969	19,11	3,27
Línea 09-16	0,969	8,51	0,64
Línea 10	0,967	17,51	2,74
Línea 11	0,965	8,46	0,64
Línea 12	0,964	8,29	0,61
Línea 13	0,963	6,68	0,39
Línea 14	0,962	6,69	0,39
Línea 16	0,968	7,38	0,48
Línea 17	0,967	0,61	0,00
Línea 19	0,976	1,41	0,02
Línea 20	0,976	0,60	0,00
Línea 23	0,989	3,02	0,08
Línea 24	0,989	2,47	0,05
Línea 25	0,989	2,48	0,05
Línea 26	0,989	1,23	0,01
Línea 27	0,989	0,45	0,00
Línea 29	0,999	7,82	0,54
Línea 30	0,998	7,87	0,55
Resumen	Variación	Media	Suma
	0,038	6,77	100,02

Tabla 4.4: Flujo de Cargas “Red Exterior y Carga Mínima”.

En este caso, que se corresponde con las 04:00 horas, se puede observar como la variación de tensión desde el nudo de referencia es de un 3,8%. Una variación admitida en las redes de distribución. En los sistemas eléctricos, se permiten variaciones hasta el 7%, según Real Decreto 1955/2000 [15].

La carga media de la red es del 6,77% de la capacidad de las mismas. Mientras que la carga de la línea más cargada, en este caso la “Línea 3”, tiene una carga del 44,27% de su máxima capacidad.

En relación a la potencia disipada en la red, la estimación es de 100,02 kW. Teniendo en cuenta que la demanda total de la red en la hora valle es de 5,23 MW, constituye un 1,9% de la carga total de la red. La red, así como las secciones empleadas, poseen un diámetro suficiente para evacuar en cualquier caso la potencia generada por la red. Por tanto, sus secciones, índices de carga, así como la potencia disipada deben ser considerados a efectos comparativos de las redes estudiadas, sin llegar a ser determinante el propio valor de la potencia disipada, que puede responder en la implementación real de la red de distribución a valores ajustados a las secciones necesarias que se derivan del estudio detallado que se desarrolla.

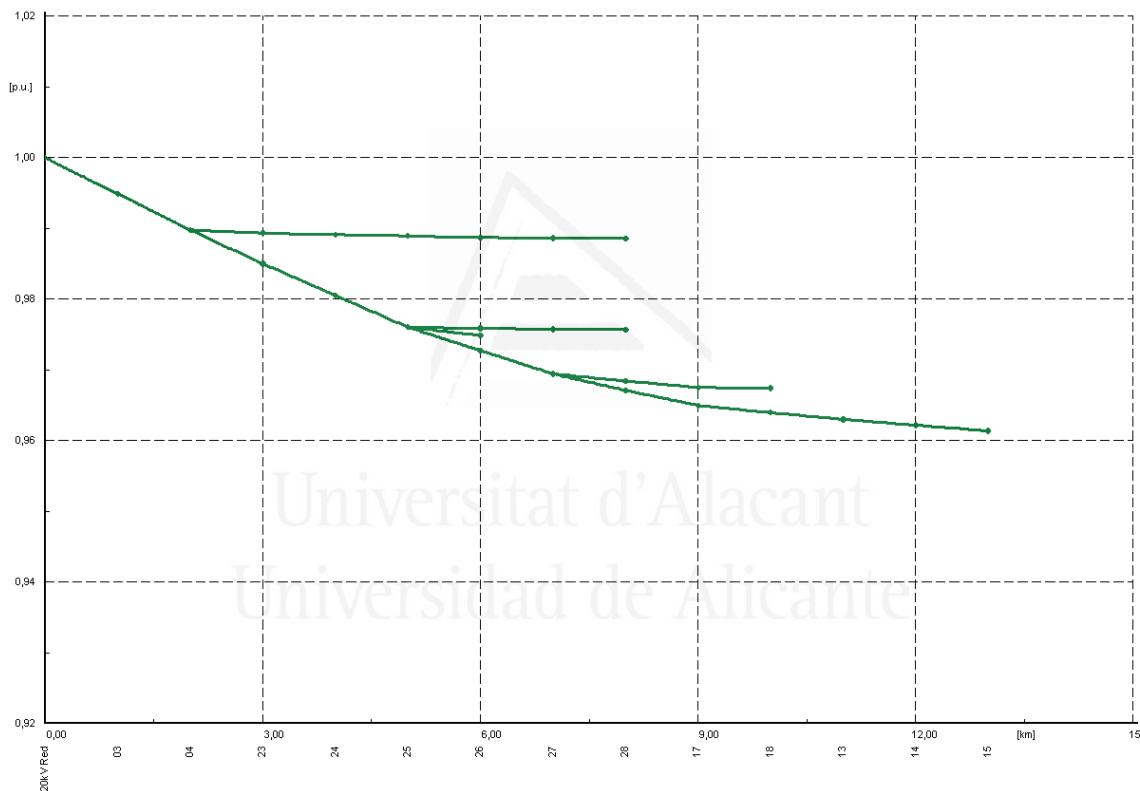


Figura 4.2: Perfil de Tensión “Red Exterior y Carga Mínima”.

Se observa en la figura 4.2 como el valor de tensión decae hasta alcanzar un valor cercano a 0,96 pu. Dentro de los límites permitidos por el reglamento de redes de distribución. Los valores de caída de tensión al principio de la rama principal, aguas arriba, son mayores que las caídas de tensión entre nudos al extremo del sistema de distribución.

## 4.1.2.2- Flujo de Cargas “Red Exterior y Carga Máxima”

Para el caso de la red en hora punta, la carga máxima es de 8,79 MW, según se expone en el capítulo de modelado de la red. En esas circunstancias se realiza el flujo de cargas para la red y se determinan los valores de tensión, carga y potencia disipada.

Tramo	V pu	Carga [%]	Pd [kW]
Línea 02-03	1,000	76,01	52,03
Línea 02-29	1,000	12,68	1,43
Línea 03	0,991	76,13	52,20
Línea 04	0,982	60,27	32,70
Línea 04-23	0,982	16,28	2,38
Línea 05	0,975	55,41	27,63
Línea 06	0,969	55,54	27,76
Línea 07-08	0,962	38,78	13,52
Línea 07-19	0,962	8,07	0,58
Línea 07-22	0,962	9,33	0,77
Línea 08	0,957	38,91	13,61
Línea 09-10	0,953	26,02	6,08
Línea 09-16	0,953	13,15	1,54
Línea 10	0,950	22,76	4,65
Línea 11	0,947	13,57	1,65
Línea 12	0,945	11,73	1,23
Línea 13	0,944	8,45	0,63
Línea 14	0,943	7,62	0,51
Línea 16	0,951	10,77	1,03
Línea 17	0,950	3,89	0,13
Línea 19	0,961	5,44	0,26
Línea 20	0,961	3,85	0,13
Línea 23	0,981	12,19	1,33
Línea 24	0,979	8,70	0,68
Línea 25	0,978	8,80	0,69
Línea 26	0,977	6,39	0,36
Línea 27	0,977	0,84	0,01
Línea 29	0,998	8,54	0,64
Línea 30	0,997	7,87	0,55
Resumen	Variación	Media	Suma
	0,057	13,49	246,70

Tabla 4.5: Flujo de Cargas “Red Exterior y Carga Máxima”.

Se trata del caso planteado en ausencia de generación distribuida, con el sistema de distribución alimentándose desde la red exterior. Se corresponde con el instante de máxima demanda, que son las 19:00 horas.

Para el caso, la red presenta una variación de tensión de 0,057 pu, es decir un 5,7%. Un valor que permanece dentro de los parámetros exigibles a las redes de distribución, pero notablemente mayor que el caso de la red con carga mínima. Cabe reseñar las consideraciones realizadas en el apartado anterior. En cuanto a la carga media de las líneas, se observa que en este caso alcanzan el valor de 13,49%, sin embargo, la “Línea 02-03” puntualmente sobrepasa un 76% de su capacidad. En cuanto a la potencia disipada en la red, representa un total de 246,70 kW. Lo que supone un 2,8%. Como puede observarse, una variación de carga de un 69%, incrementa la potencia disipada en un 250%.

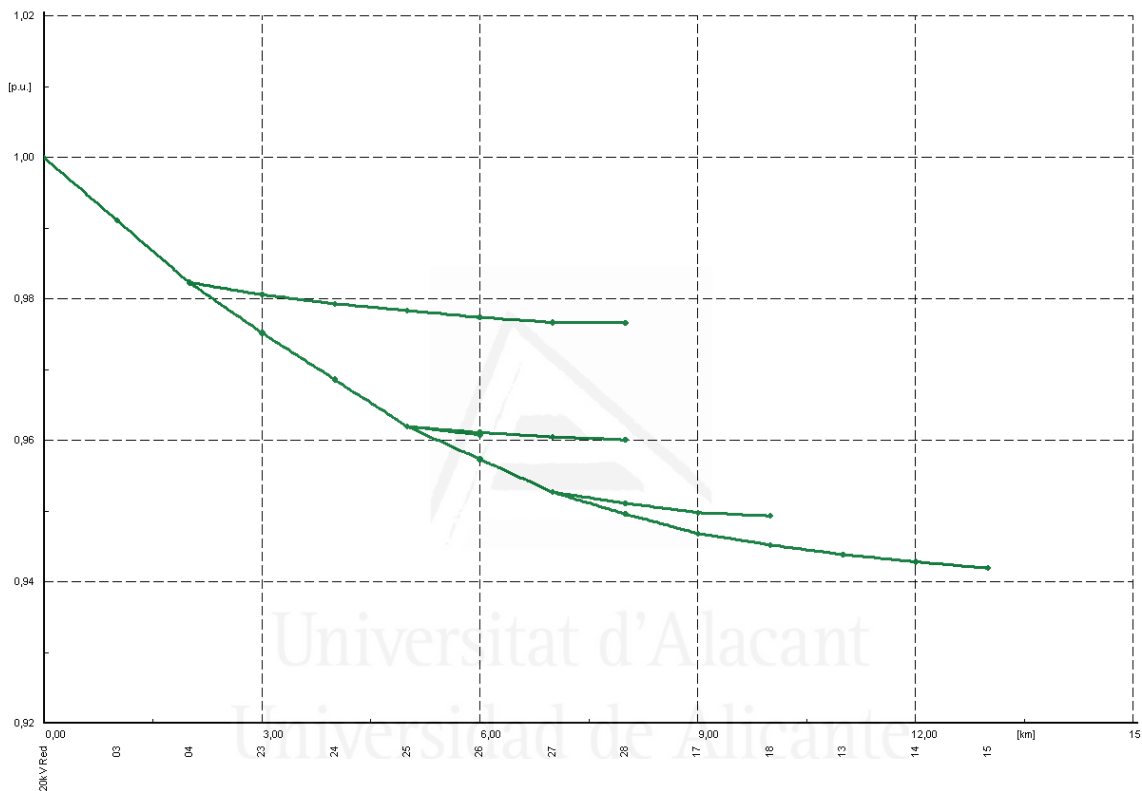


Figura 4.3: “Red Exterior y Carga Máxima”.

Si se observa el perfil de tensiones de la red, se puede apreciar el incremento de la pendiente en la caída de tensión. La tensión alcanza un valor cercano a 0,94 pu. Este valor, que permanece dentro de los límites permitidos, sin embargo, se acerca a la tensión mínima permitida que se correspondería para una caída de tensión máxima del 7% correspondiente al valor unitario de 0,93. Por tanto, cualquier extensión de red afectaría a la tensión, pudiendo llegar a quedar fuera de los límites permitidos. Tanto en el caso de ser ubicada en el extremo, como en cualquier otro punto del alimentador principal, incrementaría el valor de la caída de tensión en el punto de mínima tensión.

Se observa en la figura 4.3 como la pendiente es mayor que en el caso de la figura 4.4, debido a la mayor intensidad que circula en las líneas.

## 4.2.- ESTUDIO DE “RED EXTERIOR Y FV”

Se realizan los ensayos para la red distribuida alimentada desde la red externa y además desde la instalación fotovoltaica. Se han expuesto las potencias de cortocircuito del sistema de distribución, con la generación fotovoltaica conectada y se presentan a continuación. Posteriormente se realizan los flujos de carga para los estados de la red con carga máxima, demanda mínima y demanda máxima. Según los casos descritos con anterioridad y expuestos en la tabla 4.1.

La red externa se caracteriza por las siguientes características:

- Potencia de cortocircuito de 350 MVA.
- Intensidad de Cortocircuito 10,1 kA.
- Ratio  $X/R=0,5$ .

La planta fotovoltaica posee las siguientes características:

- Potencia nominal de 4 MW.
- Factor de potencia de 0,99 inductivo.

Normalmente las instalaciones fotovoltaicas funcionan con un factor de potencia cercano a 1. Sin embargo, tal y como se ha descrito en el apartado 3.4.1, el generador fotovoltaico emplea un convertidor electrónico capaz de trabajar en un amplio rango de potencia reactiva.

Las instalaciones con más de 30 kW, es frecuente exigir telemedida, y a partir de 100 kW, las instalaciones suelen contar con sistemas de telemando. Por tanto, estas instalaciones ya están en la actualidad conectadas a las redes de información. Asignar determinadas consignas a las instalaciones no modificaría esencialmente las características de las instalaciones. En sucesivos apartados se pueden modificar estas condiciones de funcionamiento.

En el cálculo de la potencia de cortocircuito se emplean la normativa VDE0102, con un cortocircuito trifásico, un tiempo de ruptura de 0,1 s y un tiempo de despeje de 1 s.

En los siguientes apartados se calculan los flujos de cargas para los casos de “Carga Máxima”, “Demanda Mínima” y “Demanda Máxima”. La generación fotovoltaica se establece según la producción para cada instante, según la tabla 3.10. En el instante de “Carga Máxima” se produce a las 19:00 y en la tabla 3.10 se establece un valor de generación fotovoltaica de 1,04 MW. Para el instante de “Demanda Mínima”, a las 14:00 horas, la generación fotovoltaica es máxima, por tanto funciona a la potencia nominal de 4 MW. Finalmente, el caso de “Demanda Máxima” sucede a las 20 horas, y en ese instante la potencia generada por la instalación fotovoltaica es de 0,4 MW. En cualquier caso, se mantiene el factor de potencia de la instalación.

## 4.2.1.- POTENCIA DE CORTOCIRCUITO, "RED EXTERIOR Y FV"

En la tabla 4.6 se muestran las potencias de cortocircuito.

NUDO	Intensidad [kA]	Potencia [MVA]	I pico [kA]	R [ $\Omega$ ]	X [ $\Omega$ ]
3	2,24	77,53	5,20	0,85	5,61
4	2,08	72,15	4,63	1,14	5,99
5	1,95	67,39	4,18	1,43	6,37
6	1,82	63,16	3,81	1,72	6,75
7	1,71	59,39	3,49	2,01	7,13
8	1,62	56,01	3,23	2,30	7,51
9	1,53	52,98	3,00	2,59	7,89
10	1,45	50,24	2,80	2,88	8,27
11	1,38	47,75	2,62	3,17	8,65
12	1,31	45,49	2,47	3,46	9,03
13	1,25	43,43	2,33	3,75	9,41
14	1,20	41,54	2,21	4,04	9,79
15	1,15	39,80	2,10	4,33	10,17
16	1,45	50,24	2,80	2,88	8,27
17	1,38	47,75	2,62	3,17	8,65
18	1,31	45,49	2,47	3,46	9,03
19	1,62	56,01	3,23	2,30	7,51
20	1,53	52,98	3,00	2,59	7,89
21	1,45	50,24	2,80	2,88	8,27
22	1,62	56,01	3,23	2,30	7,51
23	1,95	67,39	4,18	1,43	6,37
24	1,82	63,16	3,81	1,72	6,75
25	1,71	59,39	3,49	2,01	7,13
26	1,62	56,01	3,23	2,30	7,51
27	1,53	52,98	3,00	2,59	7,89
28	1,45	50,24	2,80	2,88	8,27
29	2,24	77,53	5,20	0,85	5,61
30	2,08	72,15	4,63	1,14	5,99
31	1,95	67,39	4,18	1,43	6,37

Tabla 4.6: Cortocircuito "Red Exterior y FV".

El generador fotovoltaico no aporta potencia extra de cortocircuito. La potencia activa del generador se interrumpe en unos pocos ciclos. La potencia de cortocircuito tiene los mismos valores que los estudiados en el caso de la red sin la instalación fotovoltaica.

#### 4.2.2.- FLUJO DE CARGAS, “RED EXTERIOR Y FV”

El funcionamiento del sistema de distribución con carga mínima, es equivalente al caso sin generación fotovoltaica, pues el instante de carga mínima es a las 04:00 horas. Se estudiará el caso de máxima carga. Además, se estudiarán los instantes de mínima y máxima demanda de potencia del sistema de distribución de la red exterior.

##### 4.2.2.1- Flujo de Cargas “Red Exterior y FV a Carga Máxima”

Tramo	V pu	Carga [%]	Pd [kW]
Línea 02-03	1,000	65,79	38,97
Línea 02-29	1,000	12,68	1,43
Línea 03	0,992	65,92	39,12
Línea 04	0,984	50,22	22,68
Línea 04-23	0,984	16,24	2,37
Línea 05	0,978	45,42	18,55
Línea 06	0,973	45,57	18,67
Línea 07-08	0,967	28,97	7,53
Línea 07-19	0,967	8,02	0,57
Línea 07-22	0,967	9,28	0,76
Línea 08	0,964	29,13	7,61
Línea 09-10	0,960	16,50	2,43
Línea 09-16	0,960	13,04	1,52
Línea 10	0,958	13,52	1,62
Línea 11	0,956	4,56	0,18
Línea 12	0,956	3,40	0,10
Línea 13	0,955	3,67	0,11
Línea 14	0,955	7,52	0,50
Línea 16	0,959	10,68	1,01
Línea 17	0,957	3,86	0,13
Línea 19	0,966	5,41	0,26
Línea 20	0,966	3,83	0,13
Línea 23	0,983	12,16	1,32
Línea 24	0,981	8,68	0,67
Línea 25	0,981	8,77	0,69
Línea 26	0,980	6,38	0,36
Línea 27	0,979	0,84	0,01
Línea 29	0,998	8,54	0,64
Línea 30	0,997	7,87	0,55
Resumen	Variación	Media	Suma
	0,045	11,10	170,51

Tabla 4.7: Flujo de Cargas “Red Externa y FV a Carga Máxima”



Se estudia el instante con carga máxima a las 19:00 horas. En la tabla 4.7 se muestra la caída de tensión en el punto de mínima tensión, que resulta en un 4,5%. La carga media es de 11,10%. Las pérdidas son de 170,51 kW.

En la figura 4.5 se muestra el perfil de tensiones del caso para la carga máxima [74]. Se observa la mejora en el perfil de tensiones respecto el caso anterior.

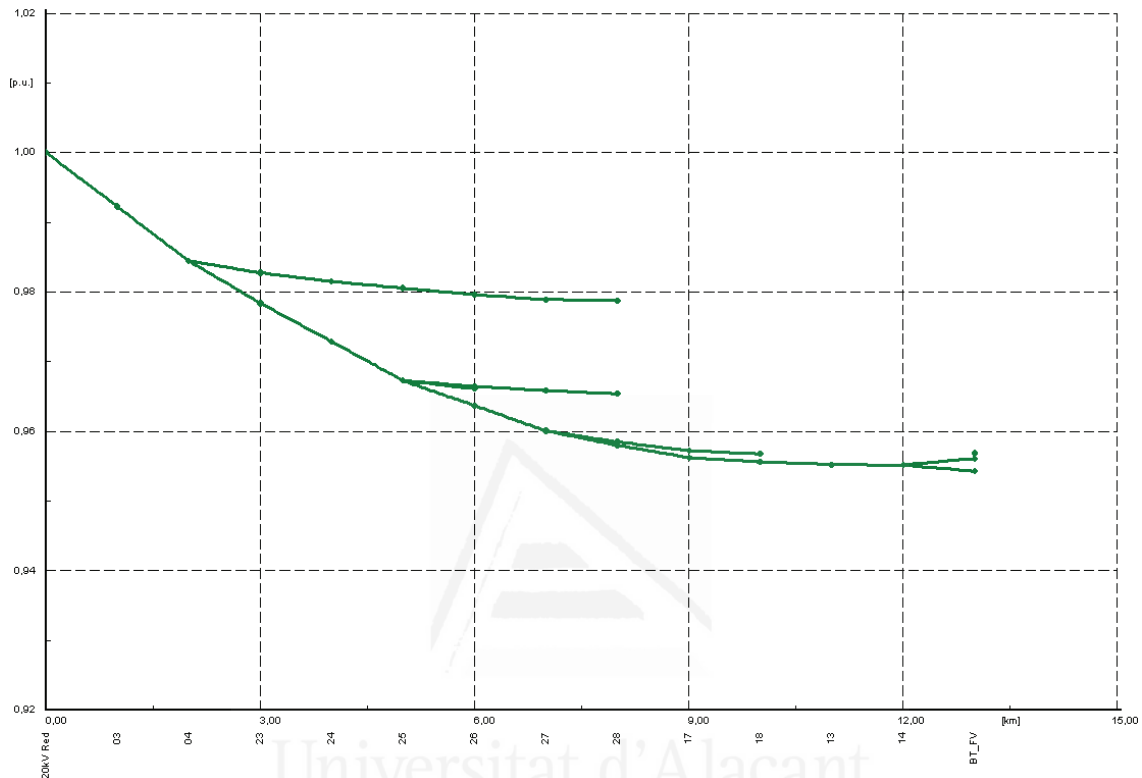


Figura 4.4: Perfil de Tensiones “Red Exterior y FV a Carga Máxima”.

En el caso de carga máxima, la caída de tensión se reduce de la misma forma que para el caso de carga mínima, debido a la intensidad generada en el nudo de conexión por la instalación fotovoltaica. En el instante de “Carga Máxima” la instalación genera 1,04 MW, mientras que la demanda de las cargas es de 8,79 MW. Esta situación se representa en el perfil de tensiones de la figura 4.4, la tensión en el nudo de conexión de la instalación fotovoltaica se eleva por encima de los nudos adyacentes.

## 4.2.2.2- Flujo de Cargas “Red Exterior y FV a Demanda Mínima”

Se estudia el instante de demanda mínima de la red exterior. Se produce a las 14:00 horas debido a que la producción de la instalación fotovoltaica alcanza su pico.

Tramo	V pu	Carga [%]	Pd [kW]
Línea 02-03	1,000	31,15	8,70
Línea 02-29	1,000	10,91	1,06
Línea 03	0,996	31,34	8,81
Línea 04	0,992	21,30	4,04
Línea 04-23	0,992	12,53	1,41
Línea 05	0,989	18,14	2,92
Línea 06	0,987	18,41	3,01
Línea 07-08	0,984	11,96	1,26
Línea 07-19	0,984	5,59	0,28
Línea 07-22	0,984	9,12	0,74
Línea 08	0,984	12,23	1,32
Línea 09-10	0,983	16,45	2,43
Línea 09-16	0,983	11,29	1,13
Línea 10	0,984	19,02	3,25
Línea 11	0,984	25,47	5,85
Línea 12	0,986	26,58	6,37
Línea 13	0,989	29,54	7,87
Línea 14	0,991	7,14	0,45
Línea 16	0,982	9,15	0,74
Línea 17	0,980	2,49	0,05
Línea 19	0,984	3,92	0,14
Línea 20	0,983	2,48	0,05
Línea 23	0,991	8,75	0,69
Línea 24	0,990	6,50	0,38
Línea 25	0,989	6,58	0,39
Línea 26	0,988	4,36	0,17
Línea 27	0,988	0,78	0,00
Línea 29	0,999	8,25	0,60
Línea 30	0,998	7,87	0,55
Resumen	Variación	Media	Suma
	0,020	9,85	64,64

Tabla 4.8: Flujo de Cargas “Red Externa y FV a Demanda Mínima”

En la tabla 4.8 se muestra la caída de tensión en el punto de mínima tensión, que resulta en un 2,0%. La carga media es de 9,85%, y la carga máxima la tiene la “Línea 03” con un 31,34%. Las pérdidas son de 64,64 kW.

En la figura 4.5 se muestra el perfil de tensiones del caso para la demanda mínima.

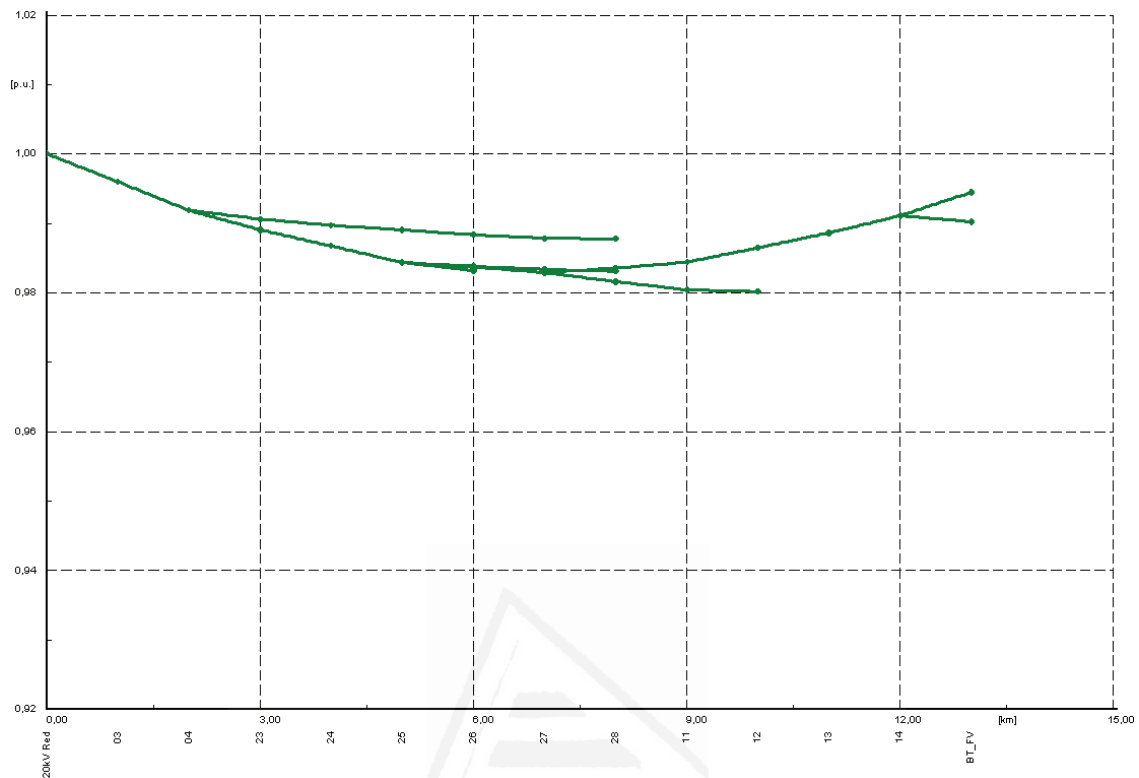


Figura 4.5: Perfil de Tensiones “Red Exterior y FV a Demanda Mínima”.

En el instante la generación fotovoltaica alcanza los 4 MW, es decir, la instalación funciona a potencia nominal. Si se considera la carga total del sistema a las 14:00 horas, de 7,67 MW, prácticamente la mitad de la potencia proviene del sistema fotovoltaico, mientras que la otra mitad es suministrada por la red externa.

Esta característica se puede apreciar en la figura 4.5 del perfil de tensiones en el sistema de distribución.

## 4.2.2.3- Flujo de Cargas “Red Exterior y FV a Demanda Máxima”

Se estudia el instante de demanda máxima de la red exterior. Se produce a las 20:00 horas. Esto supone que la demanda máxima del sistema de distribución a la red externa se desplaza desde las 19:00 horas a las 20:00 horas, debido a que a las 19:00 la aportación de la instalación fotovoltaica es mayor.

Tramo	V pu	Carga [%]	Pd [kW]
Línea 02-03	1,000	70,71	45,02
Línea 02-29	1,000	13,08	1,53
Línea 03	0,992	70,83	45,18
Línea 04	0,983	55,19	27,41
Línea 04-23	0,983	16,09	2,32
Línea 05	0,977	50,93	23,34
Línea 06	0,971	51,07	23,46
Línea 07-08	0,965	34,06	10,42
Línea 07-19	0,965	8,35	0,62
Línea 07-22	0,965	9,30	0,77
Línea 08	0,961	34,20	10,51
Línea 09-10	0,956	21,38	4,09
Línea 09-16	0,956	13,11	1,53
Línea 10	0,954	18,58	3,09
Línea 11	0,951	9,35	0,78
Línea 12	0,950	7,42	0,49
Línea 13	0,949	4,75	0,19
Línea 14	0,949	7,37	0,48
Línea 16	0,955	11,03	1,08
Línea 17	0,953	4,18	0,15
Línea 19	0,964	5,52	0,27
Línea 20	0,963	4,14	0,15
Línea 23	0,982	12,50	1,40
Línea 24	0,980	8,74	0,68
Línea 25	0,980	8,83	0,70
Línea 26	0,979	6,73	0,40
Línea 27	0,978	0,74	0,00
Línea 29	0,998	8,60	0,65
Línea 30	0,997	7,87	0,55
Resumen	Variación	Media	Suma
	0,051	12,47	207,27

Tabla 4.9: Flujo de Cargas “Red Externa y FV a Demanda Máxima”

En la tabla 4.9 se muestra la caída de tensión en el punto de mínima tensión, que resulta en un 5,1%. La carga media es de 12,47%. Las pérdidas son de 207,27 kW.

En la figura 4.6 se muestra el perfil de tensiones del caso para la demanda máxima.

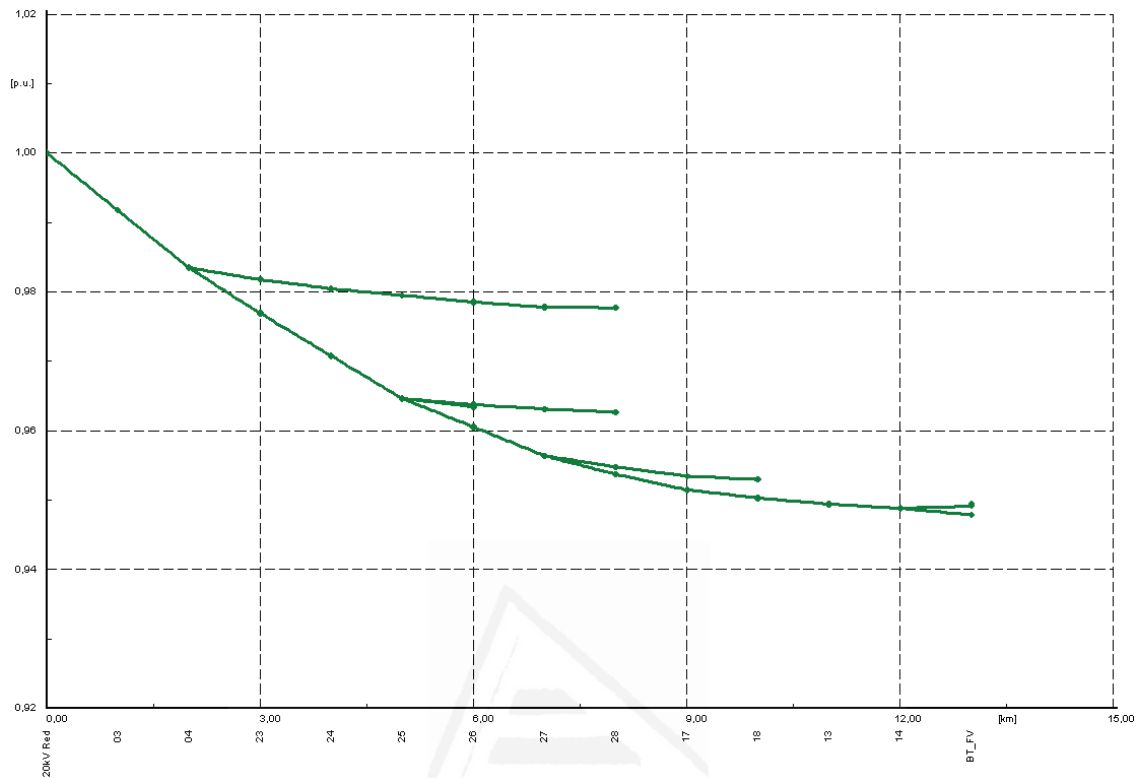


Figura 4.6: Perfil de Tensiones “Red Exterior y FV a Demanda Máxima”.

A las 20:00 horas, cuando se produce el instante de “Demanda Máxima”, la generación fotovoltaica es de 0,4 MW. La demanda total de las cargas del sistema de distribución es de 8,70 MW. Debido a la escasa generación de la instalación fotovoltaica, la situación es similar a la producida a las 19:00 horas, cuando la producción fotovoltaica es de 1,04 MW y la demanda total de las cargas es de 8,79 MW.

### 4.3.- ESTUDIO DE “RED EXTERIOR, FV Y PE”

Se realizan los ensayos para la red distribuida con la instalación fotovoltaica a la que se le añade el parque eólico [64]. La red externa se caracteriza por las siguientes características:

- Potencia de cortocircuito de 350 MVA.
- Intensidad de Cortocircuito 10,1 kA
- Ratio  $X/R=0,5$

La planta fotovoltaica posee las siguientes características:

- Potencia nominal de 4 MW.
- Factor de potencia de 0,99 inductivo.

El parque eólico se encuentra funcionando en las siguientes condiciones:

- Potencia de 5 MW
- Factor de potencia de 0,95 inductivo

Se realizarán los ensayos para los casos de mínima y máxima carga, a las 04:00 y a las 19:00; y los ensayos para los instantes de mínima y máxima demanda de energía de la red exterior, a las 14:00 y a las 20:00 horas. Se observa que la demanda de energía de la red para las 14:00 horas es negativa. Por tanto, el sistema de distribución genera una cantidad de potencia mayor que la consumida. Por tanto tiene un excedente de generación de energía.

La generación fotovoltaica se estima según la curva característica, por tanto, para los casos de estudio, se emplea la tabla 3.10. En el instante de “Carga Mínima” no existe generación fotovoltaica, por producirse a las 04:00 horas. En “Carga Máxima”, a las 19:00 la generación fotovoltaica es de 1,04 MW. Para la “Demanda Mínima”, a las 14:00 horas, funciona a la potencia nominal, 4 MW. Y en “Demanda Máxima”, a las 20 horas, 0,4 MW. El factor de potencia se mantiene constante.

En parque eólico se estima funcionando a potencia nominal.

Las potencias cortocircuito se establecen según VDE0102, con un cortocircuito trifásico, un tiempo de ruptura de 0,1 s y un tiempo de despeje de la falta de 1 s.

En los siguientes apartados se muestra la potencia de cortocircuito del sistema, y los ensayos para los 4 casos, que son: “Carga Mínima”, “Carga Máxima”, “Demanda Mínima” y “Demanda Máxima”.

### 4.3.1.- POTENCIA DE CORTOCIRCUITO, “RED EXTERIOR, FV Y PE”

En la tabla 4.10 se muestran las potencias de cortocircuito cuando se incluye el generador fotovoltaico, el cual no añade potencia de cortocircuito, y el generador de inducción doblemente alimentado del parque eólico.

NUDO	Intensidad [kA]	Potencia [MVA]	I pico [kA]	R [ $\Omega$ ]	X [ $\Omega$ ]
3	2,98	103,16	6,62	0,85	4,18
4	2,85	98,66	6,11	1,02	4,34
5	2,74	94,76	5,71	1,17	4,49
6	2,64	91,41	5,39	1,30	4,63
7	2,56	88,53	5,14	1,42	4,76
8	2,34	81,19	4,58	1,71	5,14
9	2,16	74,91	4,14	2,00	5,52
10	2,01	69,50	3,77	2,29	5,90
11	1,87	64,79	3,46	2,58	6,28
12	1,75	60,65	3,20	2,87	6,66
13	1,65	57,00	2,97	3,16	7,04
14	1,55	53,76	2,77	3,45	7,42
15	1,47	50,85	2,60	3,74	7,80
16	2,01	69,50	3,77	2,29	5,90
17	1,87	64,79	3,46	2,58	6,28
18	1,75	60,65	3,20	2,87	6,66
19	2,48	86,07	4,94	1,51	4,88
20	2,28	79,09	4,43	1,80	5,26
21	2,11	73,10	4,01	2,09	5,64
22	2,34	81,19	4,58	1,71	5,14
23	2,59	89,79	5,34	1,31	4,72
24	2,38	82,29	4,75	1,60	5,10
25	2,19	75,88	4,27	1,89	5,48
26	2,03	70,35	3,88	2,18	5,86
27	1,89	65,55	3,55	2,47	6,24
28	1,77	61,33	3,27	2,76	6,62
29	2,83	98,01	6,23	0,96	4,39
30	2,58	89,31	5,44	1,25	4,77
31	2,36	81,92	4,82	1,54	5,15

Tabla 4.10: Cortocircuito “Red Exterior, FV y PE”.

El parque eólico incrementa la potencia de cortocircuito en los nudos del sistema de distribución. Para observar la variación en la potencia e intensidades de cortocircuito, se presenta la tabla 4.11, que muestra los valores incrementales de la tabla 4.10, “Red Exterior, FV y PE” frente a los obtenidos en la tabla 4.2 y 4.6, “Red Exterior” y “Red Exterior y FV”. Donde éstas dos últimas presentan los mismos resultados.

NUDO	Intensidad [kA]	Potencia [MVA]	I pico [kA]	R [ $\Omega$ ]	X [ $\Omega$ ]
3	+0,74	+25,63	+1,42	0,00	-1,43
4	+0,77	+26,51	+1,48	-0,12	-1,65
5	+0,79	+27,37	+1,53	-0,26	-1,88
6	+0,82	+28,25	+1,58	-0,42	-2,12
7	+0,85	+29,14	+1,65	-0,59	-2,37
8	+0,72	+25,18	+1,35	-0,59	-2,37
9	+0,63	+21,93	+1,14	-0,59	-2,37
10	+0,56	+19,26	+0,97	-0,59	-2,37
11	+0,49	+17,04	+0,84	-0,59	-2,37
12	+0,44	+15,16	+0,73	-0,59	-2,37
13	+0,40	+13,57	+0,64	-0,59	-2,37
14	+0,35	+12,22	+0,56	-0,59	-2,37
15	+0,32	+11,05	+0,50	-0,59	-2,37
16	+0,56	+19,26	+0,97	-0,59	-2,37
17	+0,49	+17,04	+0,84	-0,59	-2,37
18	+0,44	+15,16	+0,73	-0,59	-2,37
19	+0,86	+30,06	+1,71	-0,79	-2,63
20	+0,75	+26,11	+1,43	-0,79	-2,63
21	+0,66	+22,86	+1,21	-0,79	-2,63
22	+0,72	+25,18	+1,35	-0,59	-2,37
23	+0,64	+22,4	+1,16	-0,12	-1,65
24	+0,56	+19,13	+0,94	-0,12	-1,65
25	+0,48	+16,49	+0,78	-0,12	-1,65
26	+0,41	+14,34	+0,65	-0,12	-1,65
27	+0,36	+12,57	+0,55	-0,12	-1,65
28	+0,32	+11,09	+0,47	-0,12	-1,65
29	+0,59	+20,48	+1,03	+0,11	-1,22
30	+0,50	+17,16	+0,81	+0,11	-1,22
31	+0,41	+14,53	+0,64	+0,11	-1,22

Tabla 4.11: Valores Incrementales. Cortocircuito “Red Exterior / Red Exterior y FV” Vs “Red Exterior, FV y PE”.

La tabla 4.11 muestra los valores incrementales al añadir el parque eólico. En el “Nudo 19”, donde se conecta el parque eólico, la potencia de cortocircuito tiene un valor de 30,06 MW más. Una potencia 6 veces la del parque eólico.

La corriente de cortocircuito, se incrementa proporcionalmente en 0,86 kA, que se corresponden con el incremento de potencia de cortocircuito de 30,06 MVA en el sistema de 20 kV.



### 4.3.2.- FLUJO DE CARGAS, “RED EXTERIOR, FV Y PE”

#### 4.3.2.1- Flujo de Cargas “Red Exterior, FV y PE a Carga Mínima”

En primer lugar se estudia el caso de carga mínima en la red a las 04:00 horas. No existe para esa hora generación fotovoltaica, pero si eólica a plena potencia.

Tramo	V pu	Carga [%]	Pd [kW]
Línea 02-03	1,000	6,15	0,33
Línea 02-29	1,000	8,33	0,61
Línea 03	1,000	6,36	0,35
Línea 04	1,000	10,70	1,02
Línea 04-23	1,000	5,02	0,23
Línea 05	1,000	12,77	1,46
Línea 06	1,001	12,88	1,48
Línea 07-08	1,001	26,43	6,27
Línea 07-19	1,001	44,41	17,76
Línea 07-22	1,001	8,96	0,71
Línea 08	0,998	26,57	6,34
Línea 09-10	0,995	18,58	3,09
Línea 09-16	0,995	8,28	0,61
Línea 10	0,993	17,03	2,59
Línea 11	0,990	8,22	0,60
Línea 12	0,989	8,06	0,58
Línea 13	0,989	6,50	0,37
Línea 14	0,988	6,52	0,37
Línea 16	0,994	7,18	0,45
Línea 17	0,993	0,59	0,00
Línea 19	1,006	1,36	0,02
Línea 20	1,006	0,58	0,00
Línea 23	0,999	2,99	0,08
Línea 24	0,999	2,45	0,05
Línea 25	0,999	2,45	0,05
Línea 26	0,999	1,22	0,01
Línea 27	0,999	0,45	0,00
Línea 29	0,999	7,82	0,54
Línea 30	0,998	7,87	0,55
Resumen	Variación	Media	Suma
	0,018	5,75	46,54

Tabla 4.12: Flujo de Cargas “Red Exterior, FV y PE a Carga Mínima”.

En el caso, la caída máxima de tensión es de 1,8%. La carga media de las líneas es de 5,75%. En este caso, la línea que más carga presenta, es aquella en la que se conecta el parque eólico, ya que la mayor parte de la energía que consume el

sistema es suministrada a través de la misma. La demanda del sistema es de 5,23 MW y el parque eólico posee una potencia nominal de 5 MW. Las pérdidas en el sistema de distribución son 46,54 kW. A continuación se presenta el perfil de tensiones del sistema, con el parque eólico funcionando a plena potencia.

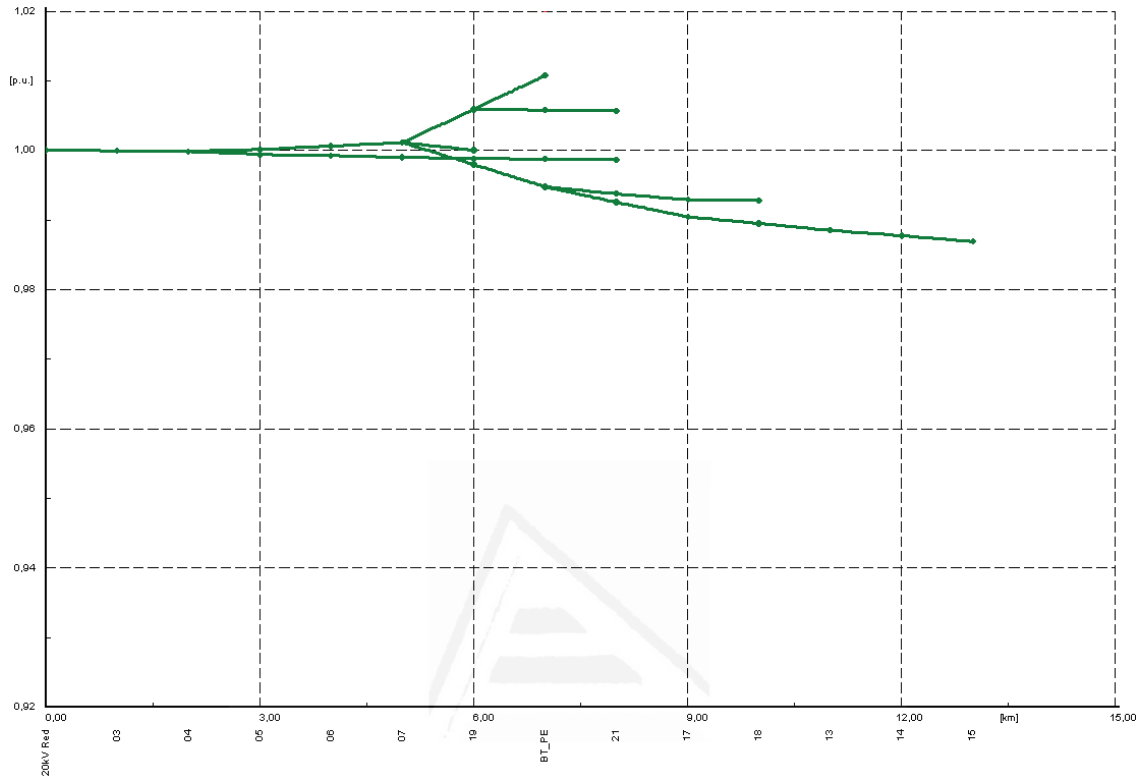


Figura 4.7: Perfil de Tensión “Red Exterior, FV y PE a Carga Mínima”.

En el perfil de tensión de la figura 4.7 se observa como en el nudo donde el parque eólico está conectado, la tensión sube a fin de evacuar la potencia generada. La generación de potencia en este nudo, hace que el gradiente de la caída de tensión en la rama principal sea menor que en los casos anteriores.

El nudo “20kV Red” sigue fijándose a una tensión de 1 pu, correspondiente a la tensión nominal de 20 kV.

## 4.3.2.2- Flujo de Cargas “Red Exterior, FV y PE a Carga Máxima”

A fin de proceder a su comparación, se calcula también el caso de carga máxima a las 19:00 horas. La generación eólica será máxima y la fotovoltaica tiene un valor de 1,05 MW.

Tramo	V pu	Carga [%]	Pd [kW]
Línea 02-03	1,000	19,68	3,46
Línea 02-29	1,000	12,68	1,43
Línea 03	0,997	19,90	3,53
Línea 04	0,995	10,47	0,96
Línea 04-23	0,995	16,06	2,31
Línea 05	0,994	11,02	1,07
Línea 06	0,993	11,27	1,12
Línea 07-08	0,993	28,12	7,09
Línea 07-19	0,993	38,72	13,50
Línea 07-22	0,993	9,04	0,72
Línea 08	0,989	28,28	7,17
Línea 09-10	0,986	16,00	2,28
Línea 09-16	0,986	12,69	1,44
Línea 10	0,984	13,10	1,52
Línea 11	0,982	4,38	0,16
Línea 12	0,982	3,26	0,09
Línea 13	0,981	3,55	0,11
Línea 14	0,981	7,32	0,47
Línea 16	0,984	10,39	0,96
Línea 17	0,983	3,76	0,12
Línea 19	0,997	5,23	0,24
Línea 20	0,996	3,71	0,12
Línea 23	0,993	12,02	1,29
Línea 24	0,992	8,58	0,66
Línea 25	0,991	8,68	0,67
Línea 26	0,990	6,31	0,35
Línea 27	0,989	0,83	0,01
Línea 29	0,998	8,54	0,64
Línea 30	0,997	7,87	0,55
Resumen	Variación	Media	Suma
	0,019	9,12	54,06

Tabla 4.13: Flujo de Cargas “Red Exterior, FV y PE a Carga Máxima”.

La caída de tensión es del 1,9%. La carga media de las líneas es del 9,12%. Las pérdidas en la red de distribución son de 54,06 kW.

En la figura 4.8 se muestra el perfil de tensión del caso con carga máxima.

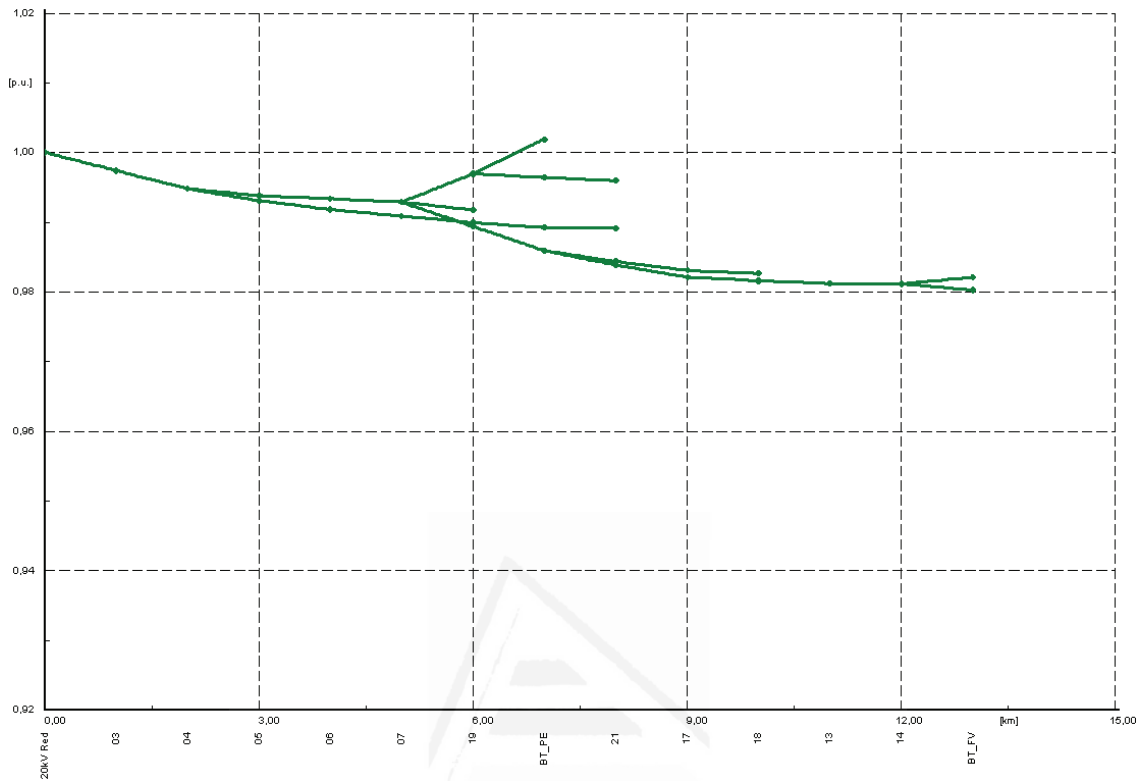


Figura 4.8: "Red Exterior, FV y PE a Carga Máxima".

En la figura 4.8 se observa la caída de tensión en la red. En el punto de conexión del parque eólico se observa como la tensión sube por encima de la tensión de los nudos cercanos.

## 4.3.2.3- Flujo de Cargas “Red Exterior, FV y PE a Demanda Mínima”

En el caso de generación distribuida, la mínima demanda de la red exterior tiene lugar a las 14:00 horas. En ese momento la generación fotovoltaica y eólica es máxima, y mayor a la propia carga de la red.

Tramo	V pu	Carga [%]	Pd [kW]
Línea 02-03	1,000	21,67	4,22
Línea 02-29	1,000	10,91	1,06
Línea 03	1,001	21,78	4,26
Línea 04	1,002	32,86	9,73
Línea 04-23	1,002	12,40	1,38
Línea 05	1,004	37,03	12,36
Línea 06	1,006	37,06	12,38
Línea 07-08	1,009	11,47	1,16
Línea 07-19	1,009	40,35	14,66
Línea 07-22	1,009	8,90	0,70
Línea 08	1,008	11,75	1,22
Línea 09-10	1,008	16,01	2,30
Línea 09-16	1,008	10,99	1,08
Línea 10	1,008	18,53	3,08
Línea 11	1,009	24,86	5,58
Línea 12	1,011	25,95	6,07
Línea 13	1,013	28,84	7,50
Línea 14	1,016	6,97	0,43
Línea 16	1,006	8,91	0,70
Línea 17	1,005	2,43	0,05
Línea 19	1,013	3,80	0,13
Línea 20	1,013	2,41	0,05
Línea 23	1,000	8,66	0,67
Línea 24	1,000	6,43	0,37
Línea 25	0,999	6,51	0,38
Línea 26	0,998	4,31	0,16
Línea 27	0,998	0,77	0,00
Línea 29	0,999	8,25	0,60
Línea 30	0,998	7,87	0,55
Resumen	<b>Variación</b>	<b>Media</b>	<b>Suma</b>
	0,018	10,79	92,80

Tabla 4.14: Flujo de Cargas “Red Exterior, FV y PE a Demanda Mínima”.

La caída de tensión es del 1,8%. La carga media de las líneas es del 10,79%. Las pérdidas en la red de distribución son de 92,80 kW.

En la figura 4.9 se muestra el perfil de tensión con carga máxima.

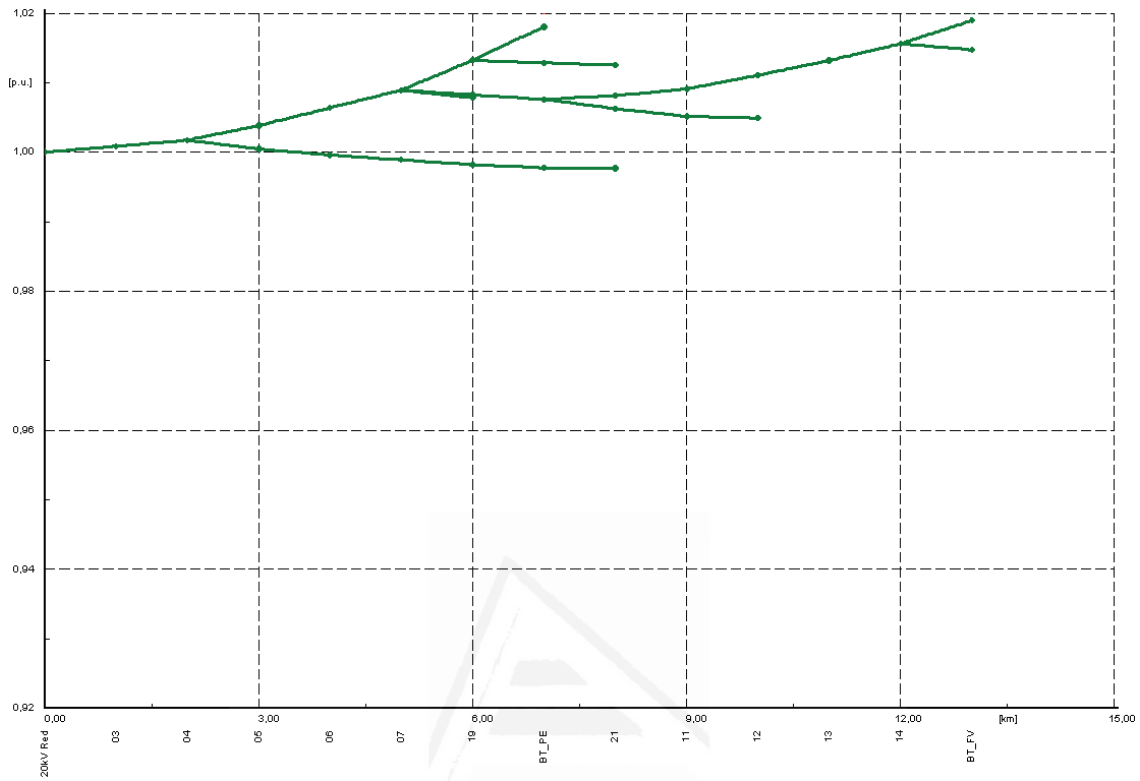


Figura 4.9: “Red Exterior, FV y PE a Demanda Mínima”.

En la figura 4.9 se observa la caída de tensión en la red. En el punto de conexión del parque eólico se observa como la tensión sube por encima de la tensión de los nudos cercanos. Al igual que sucede en el punto de conexión de la instalación fotovoltaica. Ambas instalaciones trabajan a potencia nominal para las 14:00 horas.

En esta situación sería incluso conveniente establecer la tensión en el “Nudo 20kV Red” de forma que el valor medio en el sistema de distribución quedase establecido cerca de la unidad.

## 4.3.2.4- Flujo de Cargas “Red Exterior, FV y PE a Demanda Máxima”

En el caso de generación distribuida, la máxima demanda de la red exterior tiene lugar a las 20:00 horas.

Tramo	V pu	Carga [%]	Pd [kW]
Línea 02-03	1,000	23,73	5,04
Línea 02-29	1,000	13,08	1,53
Línea 03	0,997	23,92	5,12
Línea 04	0,994	11,62	1,19
Línea 04-23	0,994	15,91	2,27
Línea 05	0,992	10,06	0,89
Línea 06	0,991	10,37	0,94
Línea 07-08	0,990	33,07	9,82
Línea 07-19	0,990	38,52	13,35
Línea 07-22	0,990	9,06	0,73
Línea 08	0,986	33,21	9,91
Línea 09-10	0,982	20,76	3,86
Línea 09-16	0,982	12,75	1,45
Línea 10	0,980	18,04	2,91
Línea 11	0,978	9,07	0,73
Línea 12	0,977	7,19	0,46
Línea 13	0,976	4,59	0,18
Línea 14	0,975	7,17	0,45
Línea 16	0,981	10,73	1,02
Línea 17	0,980	4,07	0,14
Línea 19	0,994	5,34	0,25
Línea 20	0,994	4,01	0,14
Línea 23	0,992	12,36	1,37
Línea 24	0,991	8,64	0,67
Línea 25	0,990	8,74	0,68
Línea 26	0,989	6,65	0,39
Línea 27	0,988	0,74	0,00
Línea 29	0,998	8,60	0,65
Línea 30	0,997	7,87	0,55
Resumen	Variación	Media	Suma
	0,025	10,17	66,70

Tabla 4.15: Flujo de Cargas “Red Exterior, FV y PE a Demanda Máxima”.

La caída de tensión es del 2,5%. La carga media de las líneas es del 10,17%. Las pérdidas en la red de distribución son de 66,70 kW. En la figura 4.10 se muestra el perfil de tensión con carga máxima. En la misma figura también se observa la caída de tensión en la red. En el punto de conexión del parque eólico se observa como la tensión sube por encima de la tensión de los nudos cercanos.

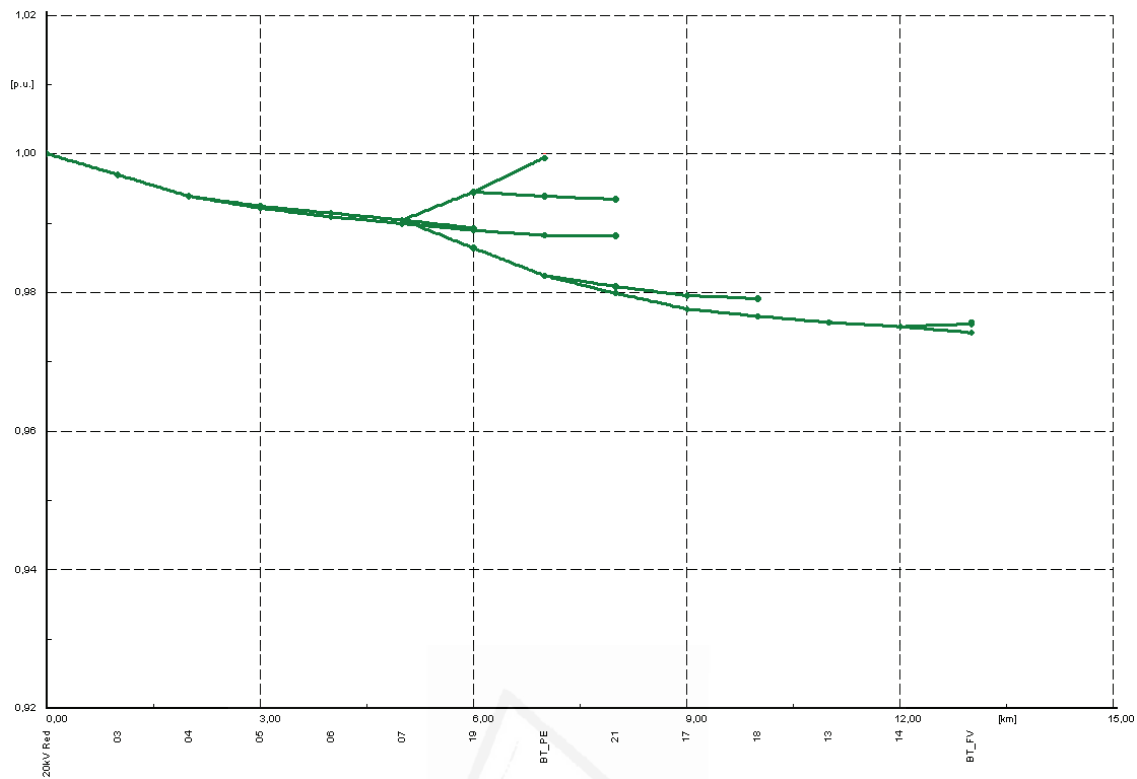


Figura 4.10: "Red Exterior, FV y PE a Demanda Máxima".

#### 4.4.- COMPARATIVA

Del estudio de los flujos de cargas realizados, se presentan los datos obtenidos de variación de tensión en el sistema de distribución, de la carga media de las líneas de reparto y de la potencia disipada en las líneas de distribución.

Comparativa	Variación de Tensión, Carga Media de la Red y Pérdidas								
Parámetros	Variación V, %; Carga Media, C %; Pérdidas, Pd KW								
Caso	Red Externa			Red Externa y FV			Red, FV y PE		
	V %	C %	Pd kW	V %	C %	Pd kW	V %	C %	Pd kW
<b>Mínima Carga 04:00 horas</b>	3,8	6,77	100,02	-	-	-	1,8	5,75	46,54
<b>Máxima Carga 19:00 horas</b>	5,7	13,49	246,70	4,5	11,10	170,51	1,9	9,12	54,06
<b>Mínima Demanda 14:00 horas</b>	-	-	-	2,0	9,85	64,64	1,8	10,79	92,80
<b>Máxima Demanda 20:00 horas</b>	-	-	-	5,1	12,47	207,27	2,5	10,17	66,70

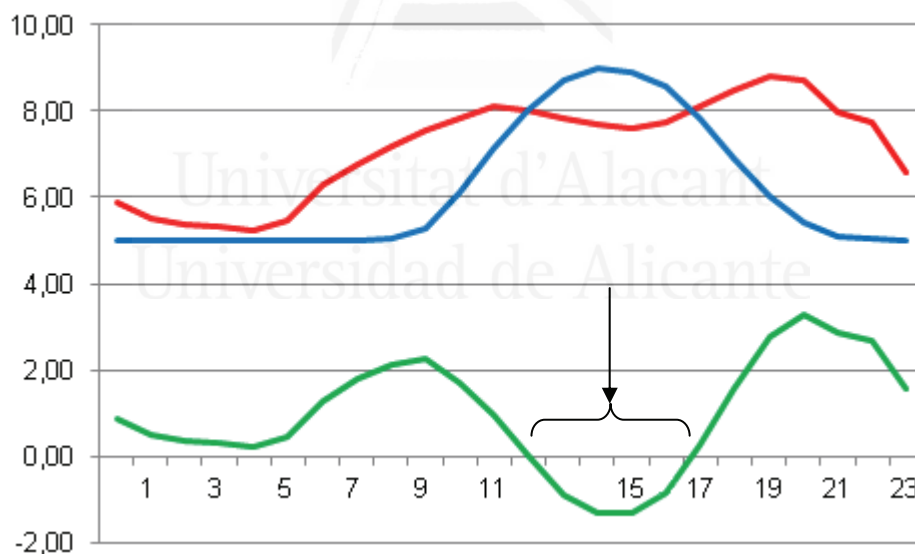
Tabla 4.16: Estudio Comparativo del Régimen Permanente.



Los datos se presentan en la tabla 4.16 y se observa como con la incorporación de la generación distribuida en el sistema, siempre se reducen las pérdidas. Para el caso de mínima carga, desde una variación de tensión del 3,8% y unas pérdidas de 100,02 kW la red de distribución pasa a tener una variación de tensión del 1,8% y unas pérdidas de 46,54 kW. Estos valores son prácticamente la mitad de los obtenidos en el caso del sistema de distribución alimentado desde la red externa. En el caso de carga máxima, la variación de tensión se reduce desde el 5,7%, próxima a los valores límite, hasta el 1,9%. En relación a las pérdidas, se reducen desde 246,70 kW hasta 54,06 kW.

#### 4.5.- FUNCIONAMIENTO EN ISLA

Para el funcionamiento en isla de la red de distribución, el sistema puede ser estudiado en función del requerimiento de potencia desde la red externa. Solo para el caso del sistema de distribución con generación distribuida fotovoltaica y eólica presenta un exceso de potencia que puede hacer funcionar a la red de manera autónoma durante algunas horas del mediodía [66]. Estas horas de funcionamiento se reflejan en la figura 4.11.



En rojo: Curva de Carga. En azul: Generación Combinada Fotovoltaica y Eólica. En verde: Demanda Exterior.

Figura 4.11: Red con Fotovoltaica y Parque Eólico.

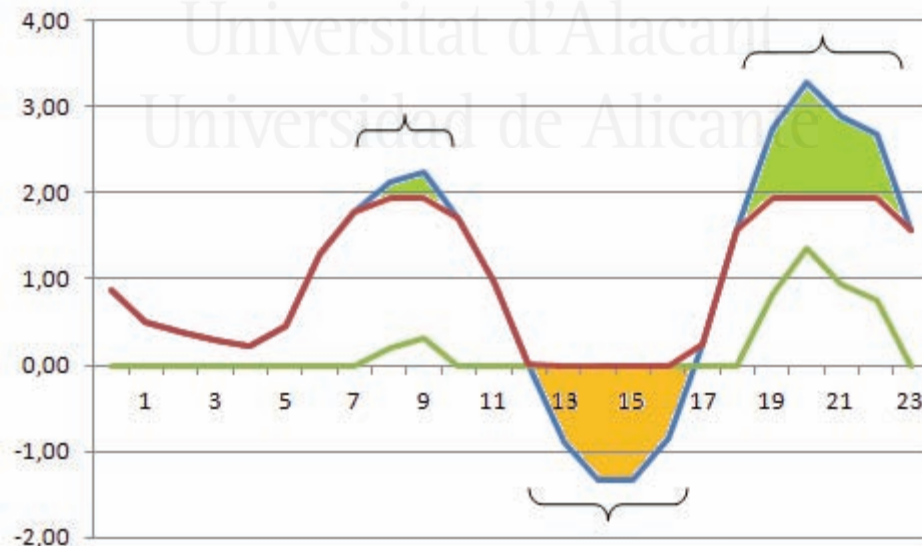
Se observa como la potencia entre las 12:00 y las 17:00 supera la potencia demandada por la red de distribución. Durante estas horas es posible el funcionamiento aislado de la red exterior.

Hora	Demanda	Hora	Demanda	Hora	Demanda	Hora	Demanda
0:00	0,87	6:00	1,28	12:00	0,02	18:00	1,58
1:00	0,5	7:00	1,78	13:00	-0,90	19:00	2,75
2:00	0,38	8:00	2,13	14:00	-1,33	20:00	3,30
3:00	0,30	9:00	2,25	15:00	-1,33	21:00	2,88
4:00	0,22	10:00	1,70	16:00	-0,85	22:00	2,69
5:00	0,45	11:00	0,96	17:00	0,25	23:00	1,57

Tabla 4.17: Demanda en cada hora.

De la tabla 4.17, se observa como la red tendrá una demanda máxima de potencia de 3,3 MW. En ausencia de un sistema de acumulación, la red podría funcionar vertiendo el excedente de energía producida bien a la red externa o bien mediante un vertido de energía excedente, mediante el ajuste de la potencia de funcionamiento de la instalación fotovoltaica o del parque eólico. Por tanto, para el funcionamiento de la red de manera aislada, sería necesario un generador despachable con una potencia igual o mayor a 3,3 MW. Este sistema de generación convencional, generaría la potencia suficiente en el resto del día.

Sin embargo, para evitar el vertido de la red de distribución, y las pérdidas que conlleva, es posible establecer un sistema de acumulación que permita almacenar la energía acumulada. Un sistema de este tipo es capaz de acumular el excedente de energía entre las 12:00 y las 17:00 horas, de 4,40 MWh, de manera que puede ser empleada para reducir la potencia máxima demandada por el sistema de distribución, y por tanto reducir la potencia necesaria del sistema de generación despachable. El resultado de dicho ajuste se muestra en la figura 4.12.



En rojo: Demanda Exterior Resultante. En azul: Demanda Exterior Previa. En verde: Apoyo del Sistema de Acumulación. Sombreado Verde: Aportación del Acumulador. Sombreado Naranja: Energía Acumulada.

Figura 4.12: Acumulación y Regulación de la demanda máxima.

Se observa como en los instantes en los cuales la generación es mayor que la demanda, curva azul, la energía es empleada en la recarga del sistema de baterías. De manera que la energía es volcada al sistema de distribución cuando la demanda de potencia de la red es mayor de 1,93 MW. Se observa la aportación de energía, en verde, al sistema, así como la curva resultante de demanda de potencia, en color rojo, en el que se aprecia como la potencia máxima demandada por la red queda limitada. En este caso, sería necesario un generador convencional con una potencia de 1,93 MW. La potencia del sistema de acumulación, será máxima a las 21:00, el cual debe aportar 1,36 MW. Por tanto, para el funcionamiento en isla, se evalúa la incorporación de un generador convencional de 2 MW y un sistema de acumulación de 1,5 MW y 4,5 MWh. La adición del sistema convencional síncrono y despachable de generación modifica las condiciones de cortocircuito, tal y como se muestra en la tabla 4.18.

NUDO	Intensidad [kA]	Potencia [MVA]	I pico [kA]	R [ $\Omega$ ]	X [ $\Omega$ ]
3	3,23	111,84	7,20	0,78	3,86
4	3,06	106,12	6,57	0,95	4,04
5	2,92	101,22	6,08	1,11	4,20
6	2,80	97,03	5,69	1,25	4,36
7	2,70	93,45	5,39	1,37	4,50
8	2,46	85,29	4,78	1,66	4,88
9	2,26	78,37	4,30	1,95	5,26
10	2,09	72,45	3,90	2,24	5,64
11	1,94	67,34	3,57	2,53	6,02
12	1,81	62,87	3,29	2,82	6,40
13	1,70	58,95	3,05	3,11	6,78
14	1,60	55,48	2,84	3,40	7,16
15	1,51	52,39	2,66	3,69	7,54
16	2,09	72,45	3,90	2,24	5,64
17	1,94	67,34	3,57	2,53	6,02
18	1,81	62,87	3,29	2,82	6,40
19	2,61	90,40	5,16	1,48	4,64
20	2,39	82,71	4,59	1,77	5,02
21	2,20	76,17	4,14	2,06	5,40
22	2,46	85,29	4,78	1,66	4,88
23	2,77	95,93	5,69	1,24	4,42
24	2,52	87,40	5,01	1,53	4,80
25	2,31	80,19	4,48	1,82	5,18
26	2,14	74,03	4,05	2,11	5,56
27	1,98	68,72	3,70	2,40	5,94
28	1,85	64,09	3,40	2,69	6,32
29	3,07	106,28	6,77	0,87	4,05
30	2,78	96,13	5,85	1,16	4,43
31	2,53	87,62	5,14	1,45	4,81

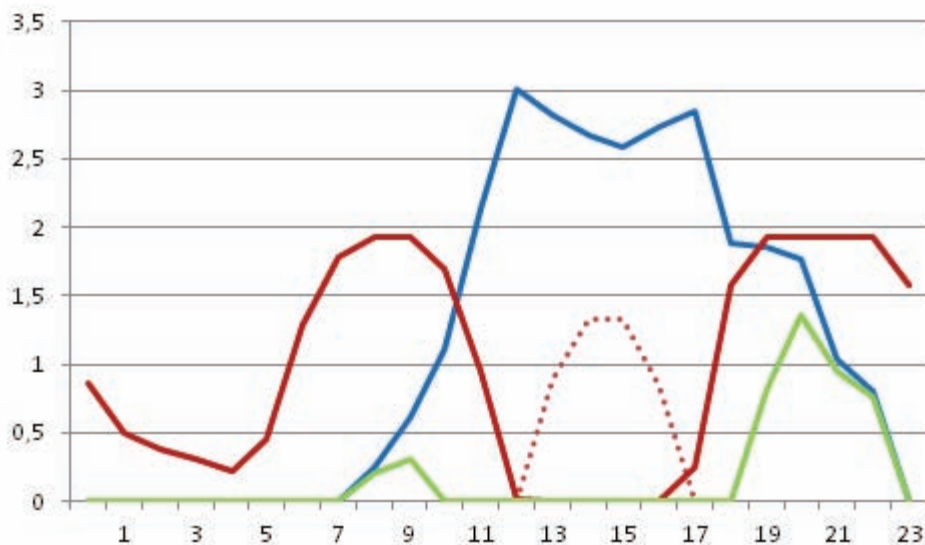
Tabla 4.18: Cortocircuito "Red Exterior, FV, PE y Generador Convencional".

En la tabla 4.18 se muestran los resultados del análisis de cortocircuito para el caso del sistema de distribución cuando se añade el generador convencional de 2 MW. En la tabla 4.19, se muestran los valores diferenciales de la Tabla 4.18 respecto a la Tabla 4.10 cuando se incorpora un generador síncrono.

NUDO	Intensidad [kA]	Potencia [MVA]	I pico [kA]	R [ $\Omega$ ]	X [ $\Omega$ ]
3	+0,25	+8,68	+0,58	-0,07	-0,32
4	+0,21	+7,46	+0,46	-0,07	-0,30
5	+0,18	+6,46	+0,37	-0,06	-0,29
6	+0,16	+5,62	+0,30	-0,05	-0,27
7	+0,14	+4,92	+0,25	-0,05	-0,26
8	+0,12	+4,10	+0,20	-0,05	-0,26
9	+0,10	+3,46	+0,16	-0,05	-0,26
10	+0,08	+2,95	+0,13	-0,05	-0,26
11	+0,07	+2,55	+0,11	-0,05	-0,26
12	+0,06	+2,22	+0,09	-0,05	-0,26
13	+0,05	+1,95	+0,08	-0,05	-0,26
14	+0,05	+1,72	+0,07	-0,05	-0,26
15	+0,04	+1,54	+0,06	-0,05	-0,26
16	+0,08	+2,95	+0,13	-0,05	-0,26
17	+0,07	+2,55	+0,11	-0,05	-0,26
18	+0,06	+2,22	+0,09	-0,05	-0,26
19	+0,13	+4,33	+0,22	-0,03	-0,24
20	+0,11	+3,62	+0,16	-0,03	-0,24
21	+0,09	+3,07	+0,13	-0,03	-0,24
22	+0,12	+4,10	+0,20	-0,05	-0,26
23	+0,18	+6,14	+0,35	-0,07	-0,30
24	+0,14	+5,11	+0,26	-0,07	-0,30
25	+0,12	+4,31	+0,21	-0,07	-0,30
26	+0,11	+3,68	+0,17	-0,07	-0,30
27	+0,09	+3,17	+0,15	-0,07	-0,30
28	+0,08	+2,76	+0,13	-0,07	-0,30
29	+0,24	+8,27	+0,54	-0,09	-0,34
30	+0,20	+6,82	+0,41	-0,09	-0,34
31	+0,17	+5,70	+0,32	-0,09	-0,34

Tabla 4.19: Valores Incrementales Cortocircuito “Red Exterior, FV y PE” Vs “Red Exterior, FV, PE y Generador Convencional”.

El sistema de generación fotovoltaico se propone para acumular en corriente continua la energía excedente en los momentos en los cuales el sistema de distribución es excedentario en energía. De manera que la energía generada en exceso se acumula en un sistema de baterías. De esta forma se obtiene la gráfica 4.13.



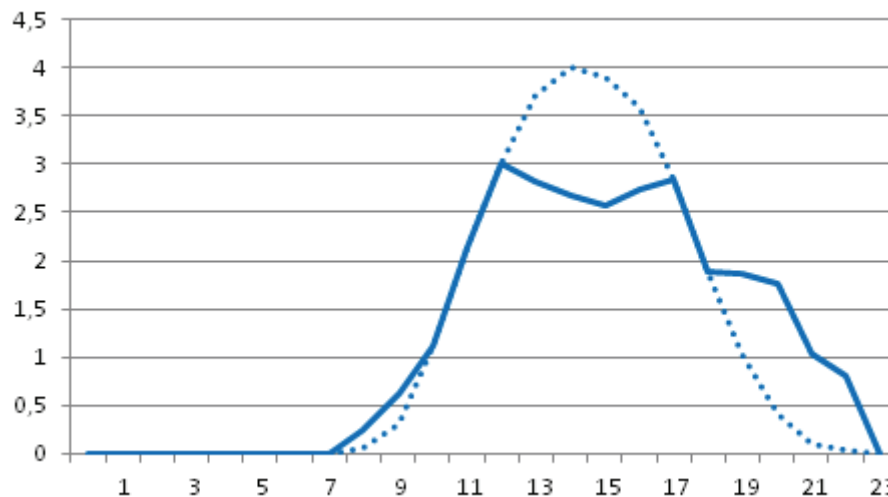
En rojo: Demanda Exterior Resultante. Rojo punteado: Energía Acumulada. En azul: Generación del Inversor Fotovoltaico. En verde: Apoyo del Sistema de Acumulación, (Transferido al Inversor).

Figura 4.13. Acumulación de la energía solar generada.

En la figura 4.13 se observa la variación en la instalación fotovoltaica. A las 12:00 horas la instalación comienza la acumulación de energía que será vertida entre las 07:00 horas y las 10:00 horas de la mañana y entre las 18:00 y las 22:00 horas. Se concluye la generación del inversor fotovoltaico, que se muestra en la figura 4.13, y que difiere de la curva inicial de generación de la instalación fotovoltaica.

La comparación entre la generación fotovoltaica inicial y la generación fotovoltaica con acumuladores, y por tanto regulable, se observa en la figura 4.14. Con línea de puntos se observa la generación no despachada con la curva de producción fotovoltaica característica para las instalaciones fotovoltaicas. En línea sólida se observa la generación del inversor fotovoltaico cuando se le dota al sistema de un sistema de acumulación capaz de despachar la energía generada, a fin de reducir la potencia necesaria de un sistema de generación convencional despachable, que permita cubrir la demanda de potencia y energía diaria del sistema de distribución, en condiciones normales de radiación solar y cuando existe energía eólica en el sistema.

El sistema de generación convencional será tratado tanto en el capítulo de estabilidad transitoria como en el capítulo de regulación de frecuencia. Debido a que la acumulación se realiza en horas en las cuales la energía generada por la instalación fotovoltaica era evacuada a la red externa, en las nuevas condiciones, la energía se almacena en un sistema de acumulación ubicado en la propia instalación fotovoltaica. De esa forma no es necesario un convertidor adicional AC-DC ni tampoco la equipación de un nuevo sistema de electrónica de potencia que permita invertir la energía almacenada en el sistema de acumulación.



Punteado Azul: Curva de Generación Fotovoltaica Original. Azul continuo: Energía despachada por el inversor fotovoltaico.

Figura 4.14. Comparación del Inversor Fotovoltaico con Despacho.

En relación al sistema de generación convencional despachable, se ubica en el “Nudo 20kV Red”. Dicho nudo es desde el que se alimenta el sistema de distribución. Por tanto, en lo referente al flujo de cargas, puede equipararse con el funcionamiento cuando el sistema de distribución permanece alimentado desde la red externa.

Si se comparan las nuevas condiciones de funcionamiento, con las determinadas para el caso de la red sin el sistema de acumulación ni el generador convencional, los resultados de la tabla 4.16 se reflejan actualizados en la tabla 4.20.

Comparativa Parámetros	Variación de Tensión, Carga Media de la Red y Pérdidas								
	Variación V, %; Carga Media, C %; Pérdidas, Pd KW								
Caso	Red Externa			Red Externa y FV			Red, FV y PE		
	V %	C %	Pd kW	V %	C %	Pd kW	V %	C %	Pd kW
Mínima Carga 04:00 horas	3,8	6,77	100,02	-	-	-	1,8	5,75	46,54
Máxima Carga 19:00 horas	5,7	13,49	246,70	4,5	11,10	170,51	<b>1,2</b>	<b>9,41</b>	<b>43,46</b>
Mínima Demanda 14:00 horas	-	-	-	2,0	9,85	64,64	<b>1,2</b>	<b>9,06</b>	<b>52,79</b>
Máxima Demanda 20:00 horas	-	-	-	5,1	12,47	207,27	<b>1,2</b>	<b>9,36</b>	<b>45,99</b>

En negrita los valores correspondientes al funcionamiento con acumulación.

Tabla 4.20: Estudio Comparativo del Régimen Permanente.

Tal y como se observa en la tabla 4.20, la variación de la tensión en el caso del sistema equipado con el equipo de acumulación, y un generador o bien la red externa suministrando energía desde el nudo “Nudo 20kV Red” se reduce a un 1,2% en todos

los casos. La carga media de las líneas se reduce. Las pérdidas en la red también se reducen, principalmente en el caso correspondiente a las 14:00 horas, en el cual las pérdidas se reducen desde 92,80 kW hasta 52,79 kW.

#### 4.5.1.- POTENCIA DE CORTOCIRCUITO, “RED EN ISLA”

Finalmente, se presentan los resultados del análisis de cortocircuito cuando la red opera en modo aislado.

NUDO	Intensidad [kA]	Potencia [MVA]	I pico [kA]	R [ $\Omega$ ]	X [ $\Omega$ ]
3	1,03	35,63	2,15	3,39	11,87
4	1,05	36,29	2,19	3,29	11,67
5	1,07	37,00	2,23	3,19	11,46
6	1,09	37,74	2,28	3,09	11,24
7	1,11	38,53	2,33	2,97	11,03
8	1,07	37,09	2,21	3,26	11,41
9	1,03	35,74	2,10	3,55	11,79
10	1,00	34,49	2,00	3,84	12,17
11	0,96	33,31	1,91	4,13	12,55
12	0,93	32,21	1,83	4,42	12,93
13	0,90	31,17	1,75	4,71	13,31
14	0,87	30,19	1,68	5,00	13,69
15	0,85	29,28	1,62	5,29	14,07
16	1,00	34,49	2,00	3,84	12,17
17	0,96	33,31	1,91	4,13	12,55
18	0,93	32,21	1,83	4,42	12,93
19	1,14	39,37	2,38	2,85	10,81
20	1,09	37,87	2,26	3,14	11,19
21	1,05	36,47	2,14	3,43	11,57
22	1,07	37,09	2,21	3,26	11,41
23	1,01	35,01	2,08	3,58	12,05
24	0,98	33,80	1,98	3,87	12,43
25	0,94	32,67	1,89	4,16	12,81
26	0,91	31,61	1,81	4,45	13,19
27	0,88	30,61	1,74	4,74	13,57
28	0,86	29,67	1,67	5,03	13,95
29	0,98	33,81	2,01	3,76	12,46
30	0,94	32,68	1,92	4,05	12,84
31	0,91	31,62	1,84	4,34	13,22

Tabla 4.21: Cortocircuito “Red en Isla”.

En la tabla 4.21 se observa como la desconexión de la red exterior del sistema de distribución modifica las condiciones del cortocircuito en la red. Los valores se

reducen debido a la ausencia de la potencia aportada exterior. Quedando la potencia aportada por el generador eólico y el generador síncrono.

#### 4.6.- EVALUACIÓN DEL RÉGIMEN PERMANENTE

En el capítulo 4, se han presentado los efectos de la generación distribuida sobre la potencia de cortocircuito de los sistemas de distribución. En sucesivas etapas se ha dotado al sistema de una instalación fotovoltaica, equipada con un inversor basado en un convertidor electrónico, también conocido como generador estático y de un parque eólico con la tecnología del generador de inducción doblemente alimentado. El convertidor electrónico de la instalación fotovoltaica no aporta potencia de cortocircuito a la red, debido a que durante el cortocircuito, la salida de potencia se interrumpe de forma casi inmediata, lo cual nos lleva a despreciar su valor. Mientras que el parque eólico si eleva la potencia de cortocircuito. Los convertidores electrónicos sistemas tienen gran importancia como ya se ha indicado, en este caso, se presentan equipados en el convertidor electrónico de la instalación fotovoltaica y en el generador de inducción doblemente alimentado.

Se han comparado las variaciones que la adición de generación distribuida introduce en los valores de tensión en la red, de carga en las líneas y de potencia disipada en el sistema. La inyección de intensidad desde diferentes puntos reduce los requisitos de la intensidad a través del sistema de distribución, como consecuencia, las variaciones de tensión entre los nudos del sistema se reducen, igualando la tensión en todo el sistema. Al multiplicar los puntos de alimentación del sistema, la carga media de las líneas se reduce, requiriendo secciones menores de conductor. Finalmente, las pérdidas también se minimizan al reducir los flujos de potencia y por tanto de intensidad, desde el extremo de conexión con la red externa hasta las cargas distribuidas. También se ha estudiado la variación en las potencias de cortocircuito con la integración de las diferentes fuentes de generación distribuida.

Como objetivo del capítulo, se han establecido los requisitos para que el sistema de distribución pueda operar como una microrred, operando en isla. Para ello se ha añadido un generador síncrono despachable, con un generador de vapor correspondiente con una central térmica de biomasa. Y un sistema de acumulación ubicado en la parte de corriente continua de la instalación fotovoltaica. Además, también se han comparado los resultados del estudio de cortocircuito con el sistema aislado de la red exterior.

Mediante este sistema, se han simulado las condiciones de funcionamiento, disminuyendo las variaciones de tensión en la red y minimizando las pérdidas. Se han presentado los resultados obtenidos en las sucesivas etapas de integración de la generación distribuida y cuando el sistema distribuido pasa a comportarse como una microrred. En todo caso se han observado los efectos positivos sobre los estudios en régimen permanente.



Se resumen éstos en:

- Mejora de la estabilidad de tensión.
- Menores requisitos en la sección de los conductores.
- Reducción de la potencia disipada en el sistema.
- Posibilidad de funcionamiento en isla.
- Posibilidad de realizar despachos de energía.
- Viabilidad técnica de los sistemas de acumulación.
- Posibilidad de implementar los sistemas inteligentes distribuidos.

Todos estos factores, hacen que el estudio de integración en régimen permanente aconseje potenciar este tipo de sistemas debido a los efectos positivos que sobre el sistema puede tener.



Universitat d'Alacant  
Universidad de Alicante

## Capítulo 5

### ANÁLISIS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA

En el presente capítulo se considera el análisis de estabilidad transitoria de las fuentes de generación distribuida propuestas. Para ello se incluyen los casos del sistema de distribución base y los casos de la generación distribuida mediante la instalación fotovoltaica, el parque eólico y finalmente mediante la combinación de ambos sistemas de generación. Se estudia la respuesta ante un cortocircuito trifásico y un cortocircuito bifásico. Los resultados obtenidos se evalúan según los criterios técnicos preceptivos para este tipo de instalaciones. Los casos presentados son:

- Caso “Red Exterior”, en ausencia de generación distribuida.
- “Red Exterior y Generación FV”, con generación fotovoltaica. Potencia 4 MW y factor de potencia unitario.
- “Red exterior y Generación PE”, con generación eólica de 5 MW y factor de potencia unitario.
- “Red Exterior, Generación FV y PE”, con la generación fotovoltaica y la eólica.

Se escoge la red para la hora en la cual la producción fotovoltaica es máxima. Se produce a las 14:00 horas. Se establece el funcionamiento a potencia nominal de las unidades de generación. La respuesta a cargas parciales suele tener menor impacto en las condiciones de conexión. Se realizarán ensayos en funcionamiento a potencia nominal a fin de analizar los efectos dinámicos ante perturbaciones simétricas y asimétricas. La consigna del factor de potencia se fija como neutra debido a la coherencia con el procedimiento de verificación ante huecos de tensión [13].

El estudio dinámico del sistema resulta imprescindible a fin de comprobar la estabilidad del sistema. Es decir, mantener las condiciones del estudio estacionario, en el que se mantiene el sincronismo y el equilibrio de la red eléctrica, incluso ante determinadas perturbaciones, entre las que se consideran con especial atención las

pérdidas repentinas de grupos de generación, desconexiones de línea, cortocircuitos, y huecos de tensión.

Para su estudio se contempla la variación temporal de las magnitudes eléctricas indicadoras del estado de la red y las magnitudes mecánicas relacionadas con los procesos dinámicos.

Especial atención merece el estudio de los huecos de tensión en el caso de implementar numerosa energía eólica, a fin de que tras una perturbación, los parques eólicos sean capaces de mantenerse conectados a la red, opuestamente a las anteriores consignas existentes que obligaban a los parques a desconectarse ante huecos de tensión.

Con anterioridad a la normativa de huecos de tensión, los parques estaban equipados con un relé de protección que disparaban ante huecos de tensión, sobretensión, sub frecuencia y sobre frecuencia. Con la generalización de la energía eólica, resulta imprescindible para la operación del conjunto del sistema, que estos parques no se desconecten ante la pérdida de un grupo importante de generación, ya que provocaría un efecto cascada. Es por ello que la nueva normativa obliga a los parques a mantenerse conectados a la red durante el tiempo que tarda la perturbación, mientras el sistema despeja la falta.

En ese sentido son numerosas las normativas en relación a la definición del hueco de tensión que los parques eólicos deben soportar manteniéndose conectados a la red [41].

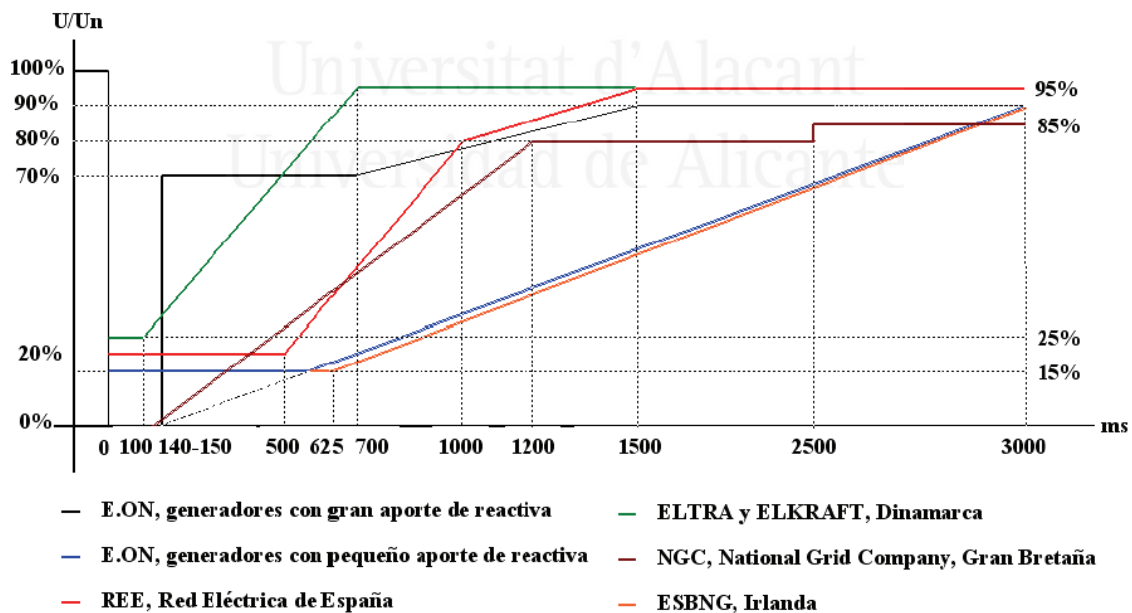


Figura 5.1: Huecos de tensión característicos.

En el caso de España, el hueco se caracteriza por tener un escalón hasta 0,2 pu, mantenido durante 500 ms, y los siguientes 500 ms donde el hueco va desde 0,2 hasta 0,8 pu. A partir del segundo 15, la tensión debe de volver al nivel de 0,95 pu como mínimo. El sistema alemán, o también Gran Bretaña, se establecen huecos francos de tensión, debido a la penetración eólica y al funcionamiento en isla respectivamente. El procedimiento operativo describe el comportamiento que los parques eólicos deben de tener ante una perturbación trifásica [85]. Las figuras muestran la tensión residual en las faltas trifásicas y para las bifásicas y monofásicas.

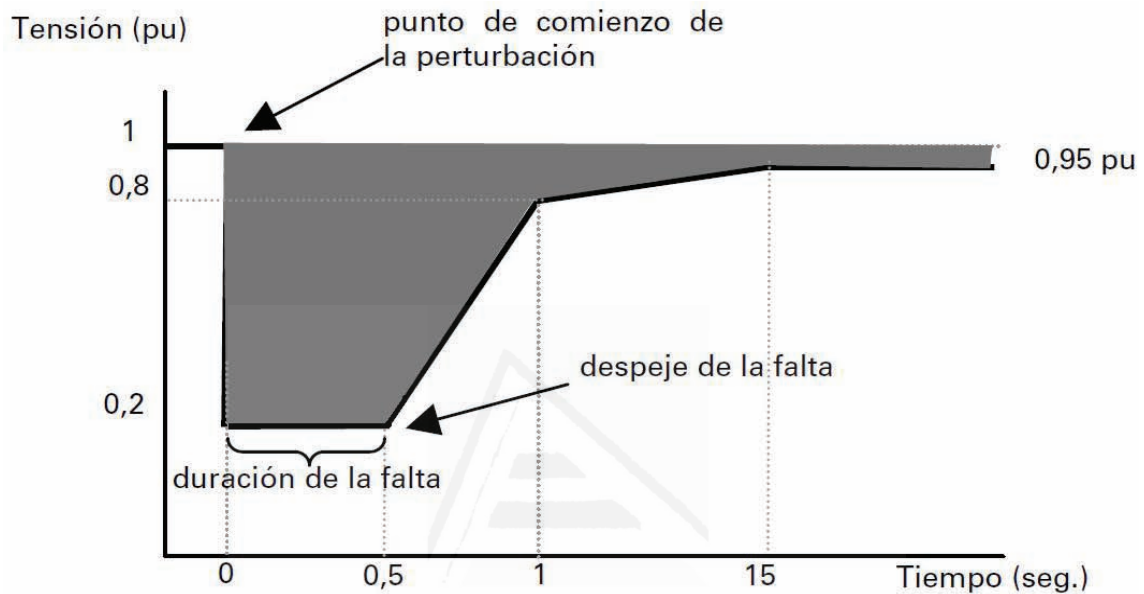


Figura 5.2: Cortocircito Trifásico. REE.

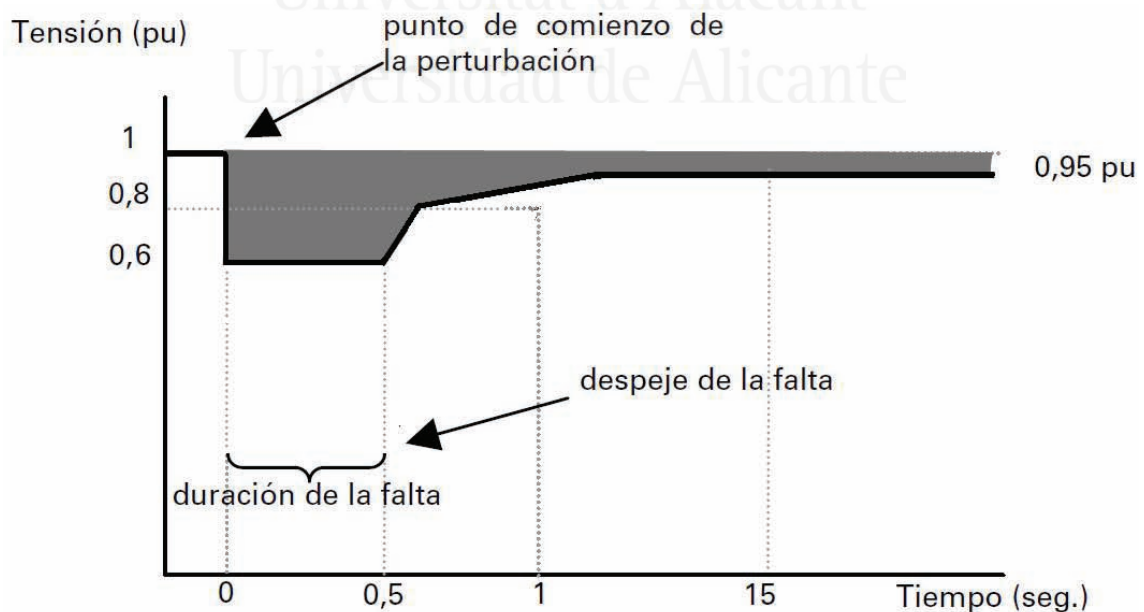


Figura 5.3: Cortocircito Bifásico y Monofásico. REE.

Una característica especial de los aerogeneradores es la de generar potencia reactiva durante el hueco de tensión. Se considera la curva característica de aportación de intensidad reactiva establecida por el operador alemán E.ON Netz GmbH, empleada ampliamente como referencia. Bajo la pretensión de evitar la concurrencia de condiciones que provocarían un colapso de tensión, se propone la generación de intensidad reactiva a partir de un determinado valor límite inferior de tensión, como se observa en la figura, y cuando el hueco supera el 50% de la tensión nominal, se debe generar la máxima intensidad reactiva posible.

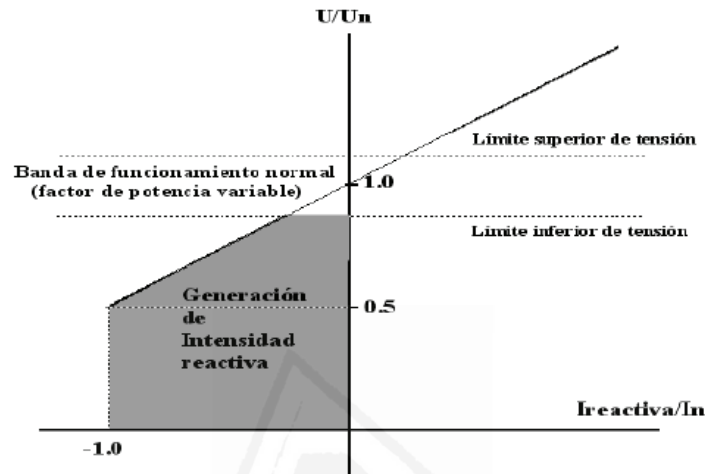


Figura 5.4: Generación de potencia reactiva en huecos de tensión, E.ON.

En la siguiente figura se observa la curva de intensidad reactiva admisible en el procedimiento de REE.

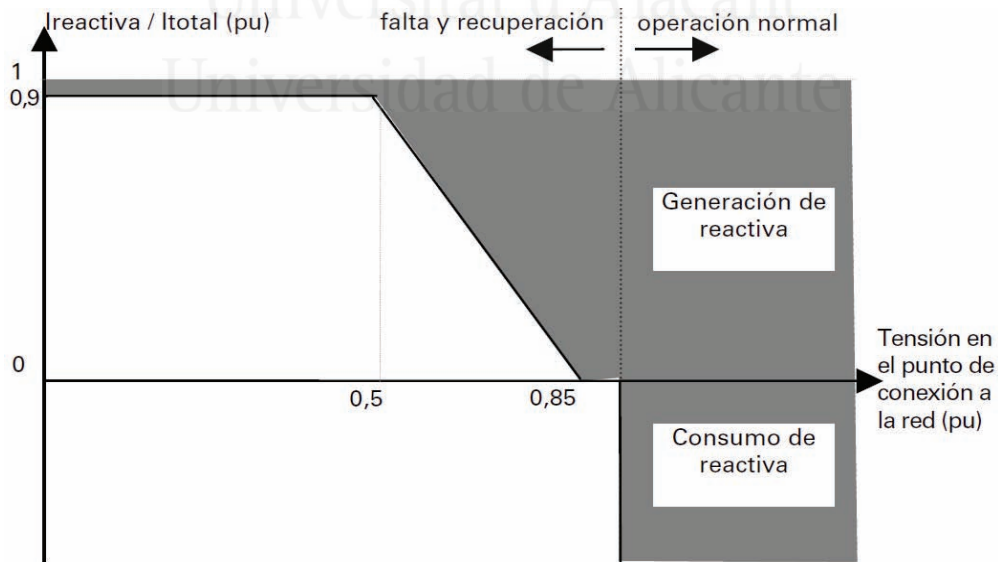


Figura 5.5: Generación de potencia reactiva en huecos de tensión, REE.

En el presente capítulo, se abordan los estudios del comportamiento de la generación distribuida en la red propuesta, en relación a los huecos de tensión descritos por el operador del sistema, y sus características en relación a la potencia activa y reactiva intercambiada con la red externa.

El procedimiento operativo, determina que es permisible el consumo de pequeñas cantidades de potencia e intensidad reactiva, siempre y cuando queden limitadas a los valores establecidos durante la duración del cortocircuito, y en los 150 ms siguientes establecidos como tiempo de recuperación. Para ello se definen tres zonas, A, B y C, durante los primeros 150 ms desde el inicio de la falta, los 350 ms siguientes a la zona A y la zona C definida desde el instante de despeje de la falta como tiempo de recuperación. Para las zonas anteriormente descritas, se indican en la figura los valores admitidos durante cada uno de los periodos en función de si se trata de una falta equilibrada o desequilibrada.

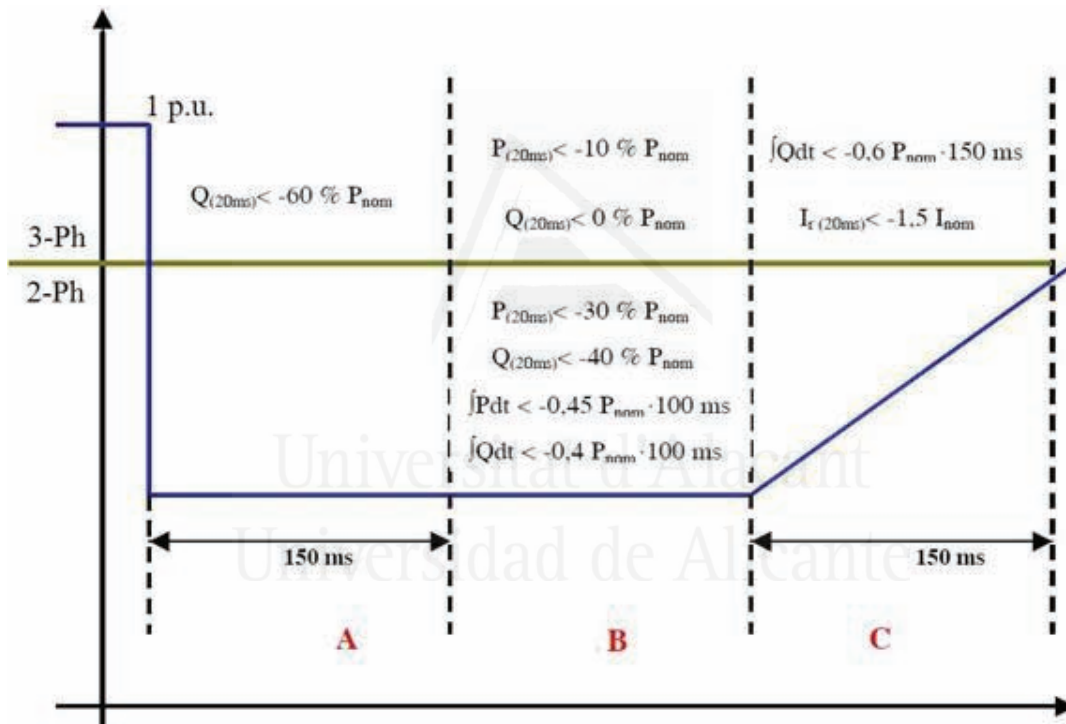


Figura 5.6: Requisitos frente a huecos de tensión, zonas A, B y C.

Por tanto, la normativa en relación al consumo de potencia activa y potencia reactiva en los huecos de tensión, permite en el transcurso del hueco de tensión:

- Un consumo neto de potencia reactiva en cada ciclo que no sea superior al 60% de su potencia nominal registrada durante un periodo de 150 ms desde que se produce la falta.
- Un consumo neto de energía reactiva en cada ciclo que no sea superior al 60% de su potencia nominal registrada durante los 150 primeros ms desde que se despeja la falta.

- Un consumo neto de intensidad reactiva en cada ciclo que no sea superior a 1,5 veces la correspondiente a su potencia nominal registrada en los 150 primeros ms inmediatamente posteriores al despeje de la falta.
- Un consumo neto de potencia activa no limitado durante los 150 ms inmediatamente posteriores al inicio de la falta. Durante el resto de la falta se permite un consumo neto de potencia activa en cada ciclo que no sea superior al 10% de su potencia nominal registrada.

Para el caso de huecos bifásicos o monofásicos, se admite según el procedimiento de conexión:

- Un consumo neto de potencia reactiva no limitado durante los 150 ms posteriores al inicio de la falta y los 150 ms inmediatamente posteriores al despeje de la falta. Durante el resto de la falta se admite un consumo neto de potencia reactiva que no sea superior al 40% de su potencia nominal registrada durante cada ciclo y un consumo neto de energía reactiva equivalente al 40% de su potencia nominal registrada durante un periodo de 100 ms.
- Un consumo neto de potencia activa, no limitado, durante los 150 ms inmediatamente posteriores al inicio de la falta y los 150 ms posteriores al despeje de la falta. Durante el resto de la falta se admite un consumo neto de potencia activa que no sea superior al 30% de la potencia nominal registrada durante cada ciclo y un consumo neto de energía activa equivalente al 45% de la potencia nominal registrada durante un periodo de 100 ms.

Se realizarán los estudios para verificar el cumplimiento de la red de distribución propuesta en el punto de conexión, cuando se produce un cortocircuito en la red externa. Los estudios se sujetan por tanto en el procedimiento operativo 12.3 de REE [9] y sus prescripciones técnicas para la realización de los ensayos [13]. De esta manera se pretende asegurar la uniformidad de los ensayos y simulaciones de la generación distribuida ante huecos de tensión [35]. Las condiciones principales de verificación son:

- Verificar que las instalaciones no se desconectan a consecuencia de los huecos de tensión provocados por cortocircuitos correctamente despejados.
- Verificar que el consumo de potencia y energía (activa y reactiva) en el punto de conexión a red, para faltas equilibradas y desequilibradas es inferior a los valores determinados.

La normativa permite el empleo de modelos agregados para modelar varias unidades de generación similares mediante una unidad [36]. Además, es posible que entre parques con tecnologías similares, pueda establecerse una asimilación a un determinado parque eólico tipo, que cuente con la correspondiente homologación. Aquellas tecnologías que no puedan adaptarse al cumplimiento de la normativa deben disponer de un relé de disparo que asegure su desconexión en menos de 100 ms. En los ensayos la frecuencia de muestreo empleada debe ser de 5 kHz.

## 5.1.- ANÁLISIS DEL CORTOCIRCUITO “RED EXTERIOR”

La red se estudia sin la conexión de generación distribuida. Se aplica un cortocircuito en el punto de conexión del sistema de distribución con la red exterior según está definido en la normativa. Se estudia el cortocircuito trifásico y el cortocircuito bifásico. Los ensayos se realizan con el sistema de distribución funcionando a las 14:00 horas, momento de máxima producción fotovoltaica. De otros estudios mencionados con anterioridad, se considera el caso más severo, el funcionamiento a potencia nominal en relación a las condiciones que pueden afectar el funcionamiento de la red y el intercambio de potencia activa y reactiva, y la continuidad del suministro para la instalación fotovoltaica y el parque eólico.

### 5.1.1.- CORTOCIRCUITO “RED EXTERIOR, TRIFÁSICO”

Se estudia el caso base con un cortocircuito trifásico.

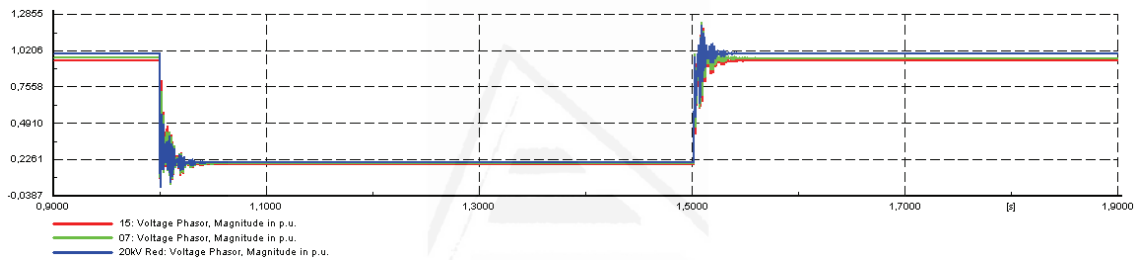


Figura 5.7: Cortocircuito “Red Exterior, Trifásico”.

En la figura se pueden ver representadas las tensiones en los tres nudos escogidos para la observación de la tensión en valores por unidad. Se observa una pequeña diferencia de tensión entre el nudo de alimentación de la red y el nudo intermedio número 7, “Nudo 7”, y el “Nudo 15”, ubicado en el extremo de la rama principal. Dichos valores han sido estudiados en el capítulo de estudios en régimen permanente. Los valores de la tensión durante el cortocircuito son:

Tensiones, pu	Zona			
	t < 0	A	B	C
20kV Red / PC	1,00	0,20	0,20	1,00
Nudo 7	0,97	0,20	0,20	0,97
Nudo 15	0,95	0,19	0,19	0,95

Tabla 5.1: Valores de Tensión “Red Exterior, Trifásico”.

En la tabla 5.1 se observa como la tensión en el extremo del sistema de distribución alcanza el 0,19 pu, “Nudo 15”. En el punto de conexión, así como en el “Nudo 7”, la tensión durante el hueco de tensión es de 0,20 pu, tal como se indica en el procedimiento. El nudo PC se corresponde con el punto de conexión de la instalación con la red exterior. El valor de 0,2 pu será siempre fijado en el punto de



conexión según el procedimiento de verificación de instalaciones fotovoltaicas y eólicas. A lo largo del capítulo, el cortocircuito trifásico es genera con las mismas características, a fin de comparar el comportamiento conforme se integran las fuentes renovables. Con la salvedad del caso del cortocircuito franco, al final del capítulo.

### 5.1.2.- CORTOCIRCUITO “RED EXTERIOR, BIFÁSICO”

En el caso de faltas asimétricas, se muestra la figura 5.8.

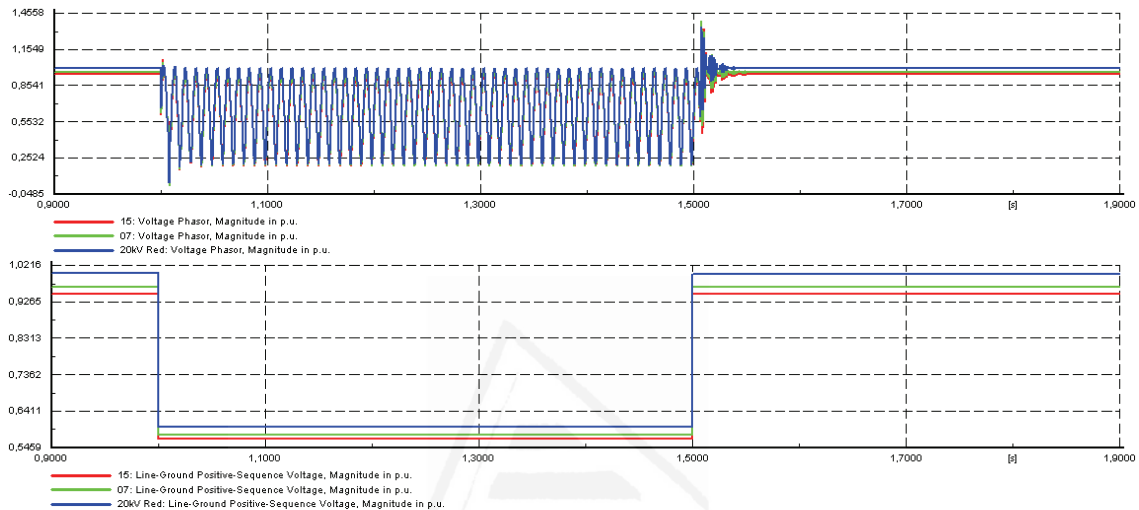


Figura 5.8: Cortocircuito “Red Exterior, Bifásico”.

En este caso se observa como la tensión durante la zona de cortocircuito es de 0,6 pu. En el extremo del sistema de distribución, la tensión baja hasta 0,57 pu.

Tensiones, pu	Zona			
	t < 0	A	B	C
<b>20kV Red / PC</b>	1,00	<b>0,60</b>	<b>0,60</b>	1,00
<b>Nudo 7</b>	0,97	0,58	0,58	0,97
<b>Nudo 15</b>	0,95	0,57	0,57	0,95

Tabla 5.2: Cortocircuito “Red Exterior, Bifásico”. Tensiones.

El valor de tensión en el punto de conexión, se fija en este caso a 0,60 pu. Este valor quedará así definido para los sucesivos ensayos en el sistema de distribución. Si se observará la variación del nudo 20kV Red en presencia de generación distribuida. Dicha variación será consecuencia de los efectos de la generación distribuida. El nivel de cortocircuito bifásico se mantiene constante para todos los ensayos de cortocircuito asimétrico.

## 5.2.- ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO “RED EXTERIOR Y FV”

La red se estudia con la planta solar fotovoltaica conectada. Se realizan ensayos para el caso de funcionamiento al 100% de la potencia. Se realizan los casos del cortocircuito trifásico y bifásico. La planta fotovoltaica se equipa con un control mediante el cual se da cumplimiento a la normativa de referencia de la E.ON, en relación a la inyección de intensidad reactiva durante el hueco de tensión. La unidad de generación es capaz de inyectar intensidad de secuencia positiva durante la perturbación de acuerdo con el control de tensión característico. La inyección de intensidad reactiva está limitada al valor de 1 pu. También se observará como la consigna de intensidad activa provoca que el inversor reduzca intensidad activa, transcurrido un breve instante de tiempo.

No obstante lo dicho, los inversores fotovoltaicos tienen la capacidad para inyectar intensidad reactiva por encima del valor establecido de 1 pu, debido a la intensidad de reserva en el sistema inversor [37]. La intensidad pico en el transitorio es reducida y su duración es de unos pocos ms.

Debido a la rápida respuesta del sistema de control de los inversores, el comportamiento de las plantas fotovoltaicas, incluso en el caso de las faltas más severas, puede ser controlado. Actualmente, la prioridad del control durante las faltas es el control de intensidad reactiva. En las observaciones realizadas se evalúa cuales son las corrientes reactivas inyectadas en cada momento, así como el comportamiento de la intensidad activa, por consigna establecida como cero en cortocircuitos francos. Además, se presentan los datos en relación a la potencia activa y potencia reactiva total intercambiada entre el punto de conexión y la red externa, debido al funcionamiento de la instalación fotovoltaica.

Se realiza la toma de datos con los resultados de estas potencias y corrientes de manera que permite evaluar el comportamiento frente a cortocircuitos. Y se estudian de igual manera las tensiones resultantes en la red de distribución, con especial énfasis a las variaciones de tensión resultantes de la presencia en la red de generación distribuida, capaz de inyectar corriente reactiva durante la duración del hueco de tensión. Los resultados se muestran con carácter general en su correspondiente tabla, así como los aspectos concretos del cumplimiento del procedimiento operativo, para el caso del procedimiento operativo de REE, en la tabla de evaluación a partir de los datos obtenidos en el análisis de las simulaciones resultantes.

### 5.2.1.- CORTOCIRCUITO “RED EXTERIOR Y FV, TRIFÁSICO”

Se muestra el perfil de tensión en los nudos estudiados en la figura 5.9.

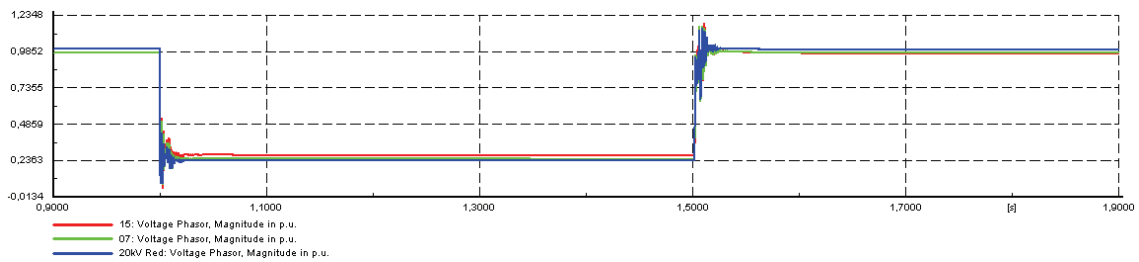


Figura 5.9: Cortocircuito “Red Exterior y FV, Trifásico”.

En la tabla 5.3, se pueden ver los valores de la tensión en los nudos estudiados para los diferentes instantes del hueco de tensión.

Tensiones, pu	Zona			
	t < 0	A	B	C
20kV Red	1,00	0,24	0,24	1,00
Nudo 7	0,98	0,25	0,25	0,98
Nudo 15	0,98	0,27	0,27	0,98

Tabla 5.3: Valores de Tensión “Red Exterior y FV, Trifásico”.

El comportamiento de la instalación fotovoltaica en cuanto a su potencia activa y reactiva y en cuanto a su intensidad activa y reactiva se muestra en la figura 5.10.

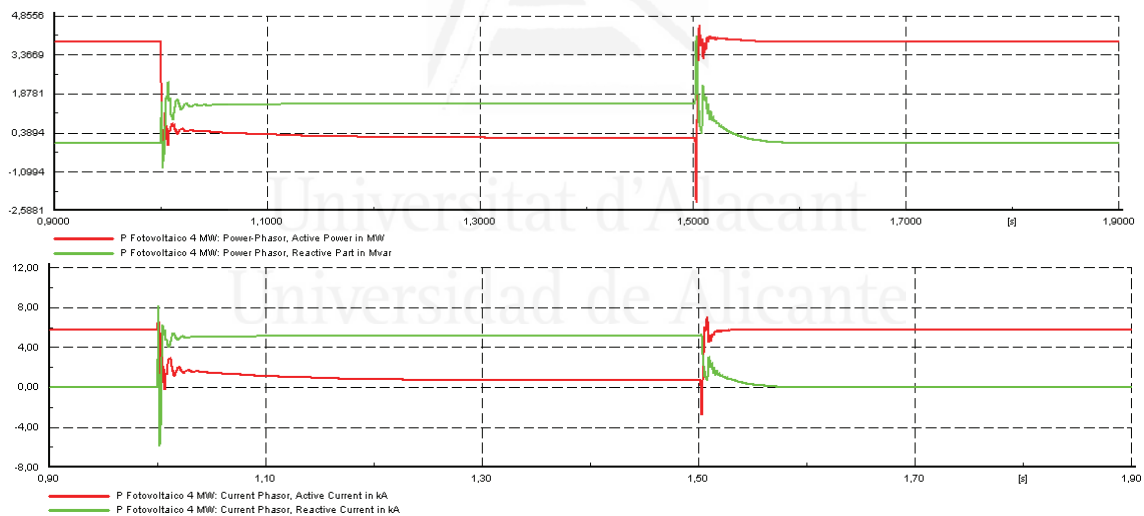


Figura 5.10: Potencias e Intensidades, “Red Exterior y FV, Trifásico”.

En la figura 5.10 se observa las potencias e intensidades activas y reactivas generadas o consumidas por la instalación fotovoltaica.

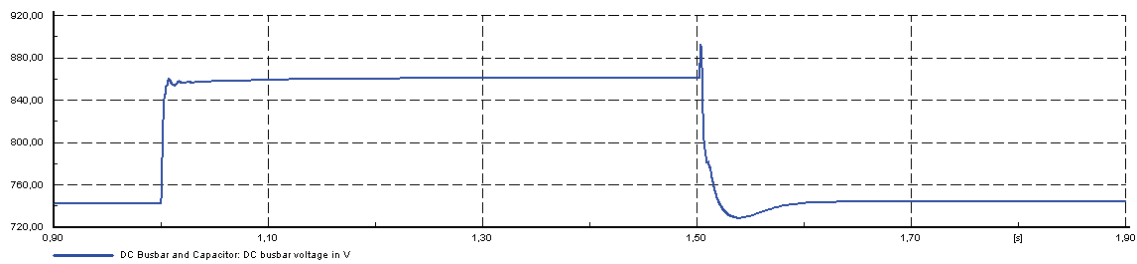


Figura 5.11: Tensión DC. “Red Exterior y FV, Trifásico”.

El valor de la tensión en la etapa de corriente continua cambia su valor desde el punto de máxima potencia, de 742 V, hasta 861 V durante el transcurso del cortocircuito. De esta manera el inversor fotovoltaico ajusta su generación a la consigna demandada por la red exterior. Para el análisis de los datos de potencias, intensidades y energías activas y reactivas, se procede a su evaluación en las tres zonas del cortocircuito, determinando su valor para cada una de las zonas. Además, se emplea la tabla de evaluación de cortocircuitos según el procedimiento de operación, para verificar si cumple las condiciones para su conexión a red.

Fotovoltaica	Zona			
	t < 0	A	B	C
<b>P activa, MW</b>	3,86	0,39	0,20	3,74
<b>P reactiva, MVar</b>	0,00	1,42	1,49	0,31
<b>I activa, kA</b>	5,77	1,38	0,70	5,54
<b>I reactiva, kA</b>	0,00	4,91	5,18	0,49

Tabla 5.4: Evaluación Activa y Reactiva. “Generación FV, Trifásico”.

Se estudian detenidamente las zonas A, B y C, tanto la potencia activa y reactiva como la intensidad activa y reactiva.

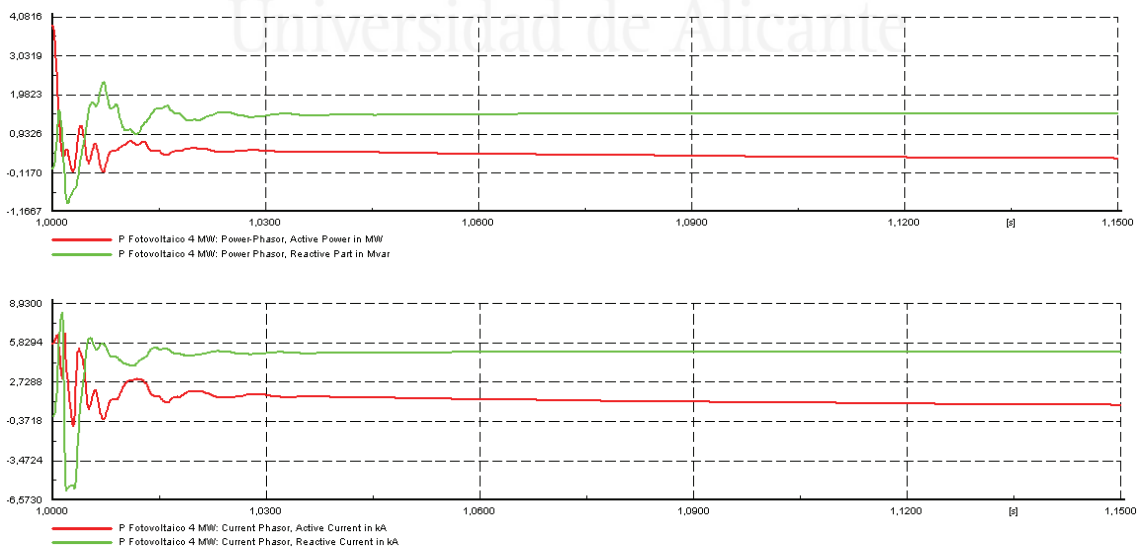


Figura 5.12: Detalle Zona A. “Red Exterior y FV, Trifásico”.

En la zona A se observa que durante unos instantes, la potencia activa resulta negativa, sin embargo, la duración de dichos periodos no alcanzan 0,5 ms y el valor es cercano a -0,05 MW. Durante el resto de la zona A, la potencia activa tiene un valor positivo, es decir, no existe consumo de potencia activa por parte de la instalación. En cuanto a la potencia reactiva, al inicio del cortocircuito y durante 2 ms, la potencia reactiva adquiere un valor de -0,57 kA. Durante el resto de la zona A del cortocircuito trifásico, la instalación fotovoltaica genera potencia reactiva. La potencia activa cambia de su valor cercano al nominal de 3,86 MW hasta 0,39 MW. La potencia reactiva cambia su valor desde cero hasta el valor medio de 1,42 MVar en la zona A.

La intensidad activa alcanza un valor negativo durante dos instantes de 0,5 ms al inicio del hueco de tensión, con un valor medio de -0,42 y -0,15 kA respectivamente. Sin embargo, durante el resto de la zona A, la intensidad activa es positiva. Su valor medio es de 1,38 kA. La intensidad reactiva, en verde, se observa que alcanza un valor negativo durante un periodo de 2 ms. Su valor medio en este tiempo es de -4,65 kAr. La intensidad reactiva alcanza rápidamente su valor de consigna de 4,91 kAr, que mantiene en el resto de la zona A.

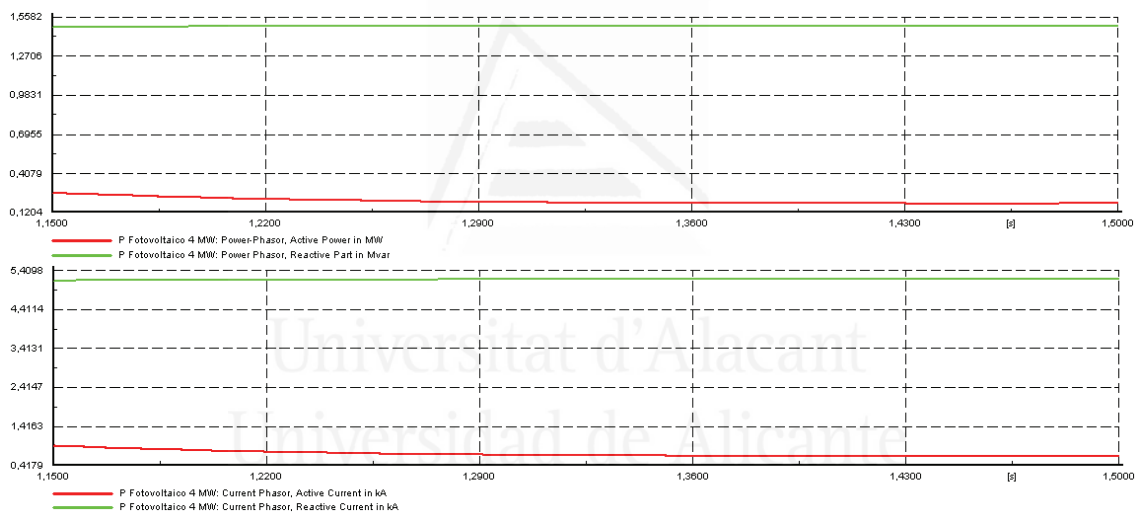


Figura 5.13: Detalle Zona B. “Red Exterior y FV, Trifásico”.

En la zona B, no existe ningún efecto que varíe las magnitudes estudiadas. Los valores de potencia y tensión se fijan a los valores de consigna. Para la potencia, estos valores son 0,2 MW y 1,49 MVar. Para la intensidad, los valores son 0,70 kA y 5,18 kAr.

El detalle de la zona C se observa en la figura 5.14.

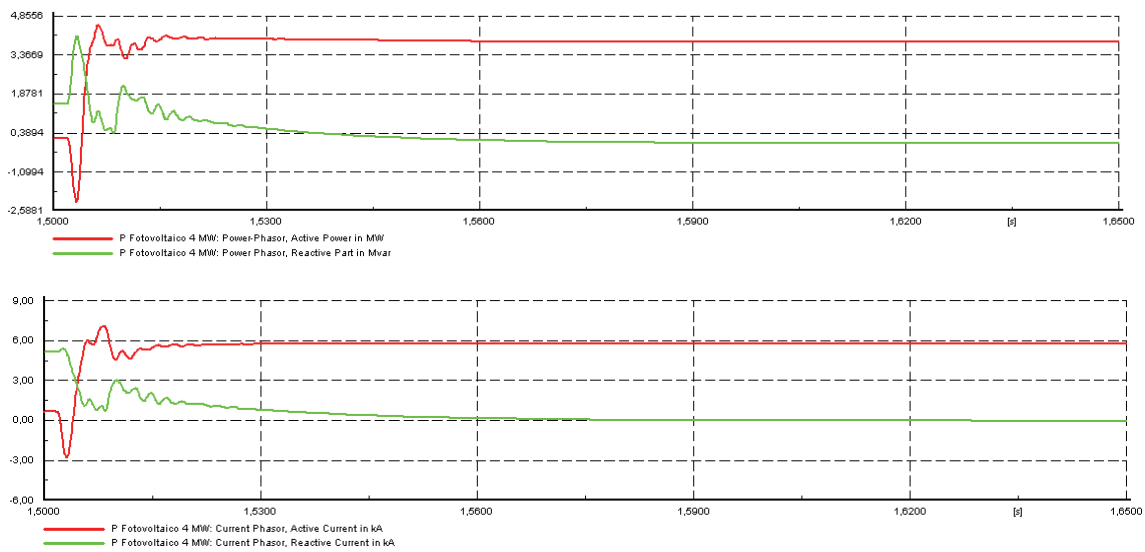


Figura 5.14: Detalle Zona C. “Red Exterior y FV, Trifásico”.

Cuando la falta es despejada, se observa que tras un transitorio, los valores vuelven a las condiciones de funcionamiento en 50 ms. No obstante, se observa que se producen consumos de potencia e intensidad. En relación a la potencia activa, en rojo, tiene valor negativo durante un periodo de unos 2 ms, con un valor medio de -1,32 MW y un valor pico de -2,50 MW. Sin embargo, en los siguientes 2 ms alcanza su valor nominal de funcionamiento. En cuanto a la potencia reactiva, no existe consumo en la zona C. La intensidad reactiva, durante el periodo de 2 ms, alcanza un valor pico de -2,75 kA. No hay consumo de intensidad activa en la zona C.

Normativa P.O.12.3	Activa y Reactiva		
	Trifásico, 3-Ph		
	A	B	C
	150 ms	350 ms	150 ms
Potencia Activa	Sin límite	< -10% Pn (20 ms) Cumple	Sin límite
Potencia Reactiva	< -60% Pn (20 ms) Cumple	< 0% Pn (20 ms) Cumple	Sin límite
Energía Activa	Sin límite	Sin límite	Sin límite
Energía Reactiva	Sin límite	Sin límite	< 60% Pn(150 ms) ó < -90 ms pu Cumple
			Intensidad Reactiva

Tabla 5.5: Evaluación P.O. “Red Exterior y FV, Trifásico”.

En relación con el procedimiento de evaluación del P.O., se observa el cumplimiento de los requisitos exigidos para instalaciones fotovoltaicas bajo un hueco

de tensión trifásico. Se indica el cumplimiento de los parámetros cuando no se produce el consumo de potencia o energía. En los casos en los cuales dicho consumo se produzca, se estudiarán los valores generados.

### 5.2.2.- CORTOCIRCUITO “RED EXTERIOR Y FV, BIFÁSICO”

En el estudio del cortocircuito bifásico, se representa la tensión, tanto en sus valores de simulación EMT como en sus valores RMS.

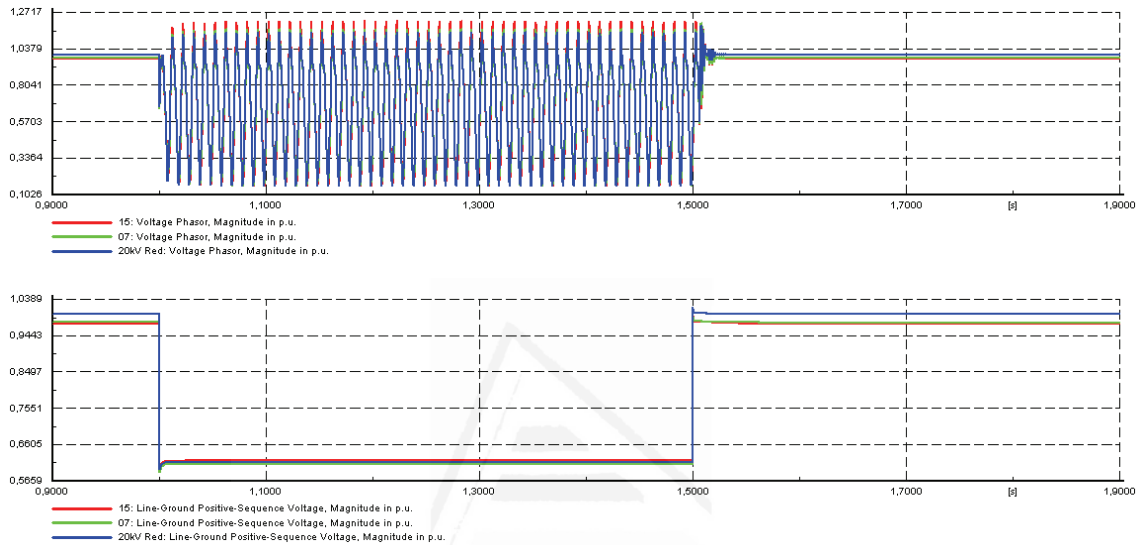


Figura 5.15: Cortocircuito “Red Exterior y FV, Bifásico”.

En la figura 5.15, se observa como la tensión desciende hasta un valor cercano a 0,6, pero inmediatamente, se produce un pequeño incremento de la tensión. Principalmente en el nudo 15. El cortocircuito bifásico, se simula mediante un hueco de tensión con una tensión residual de 0,6 tal y como se muestra en el apartado inicial del capítulo 4.

Tensiones, pu	Zona			
	t < 0	A	B	C
<b>20 kV Red</b>	1,00	0,62	0,62	1,00
<b>Nudo 7</b>	0,98	0,61	0,61	0,98
<b>Nudo 15</b>	0,98	0,62	0,62	0,98

Tabla 5.6: Tensiones, “Red Exterior y FV, Bifásico”.

En la tabla 5.6 se observa la tensión alcanzada en cada uno de los nudos interiores de la red, cuando en el punto de conexión se alcanza 0,6 pu. En la zona C, los valores de tensión se restablecen. En la figura 5.16 se pueden observar las respuestas de potencias e intensidades activas y reactivas. Se muestran tanto las figuras para los ensayos con valores EMT y valores RMS.

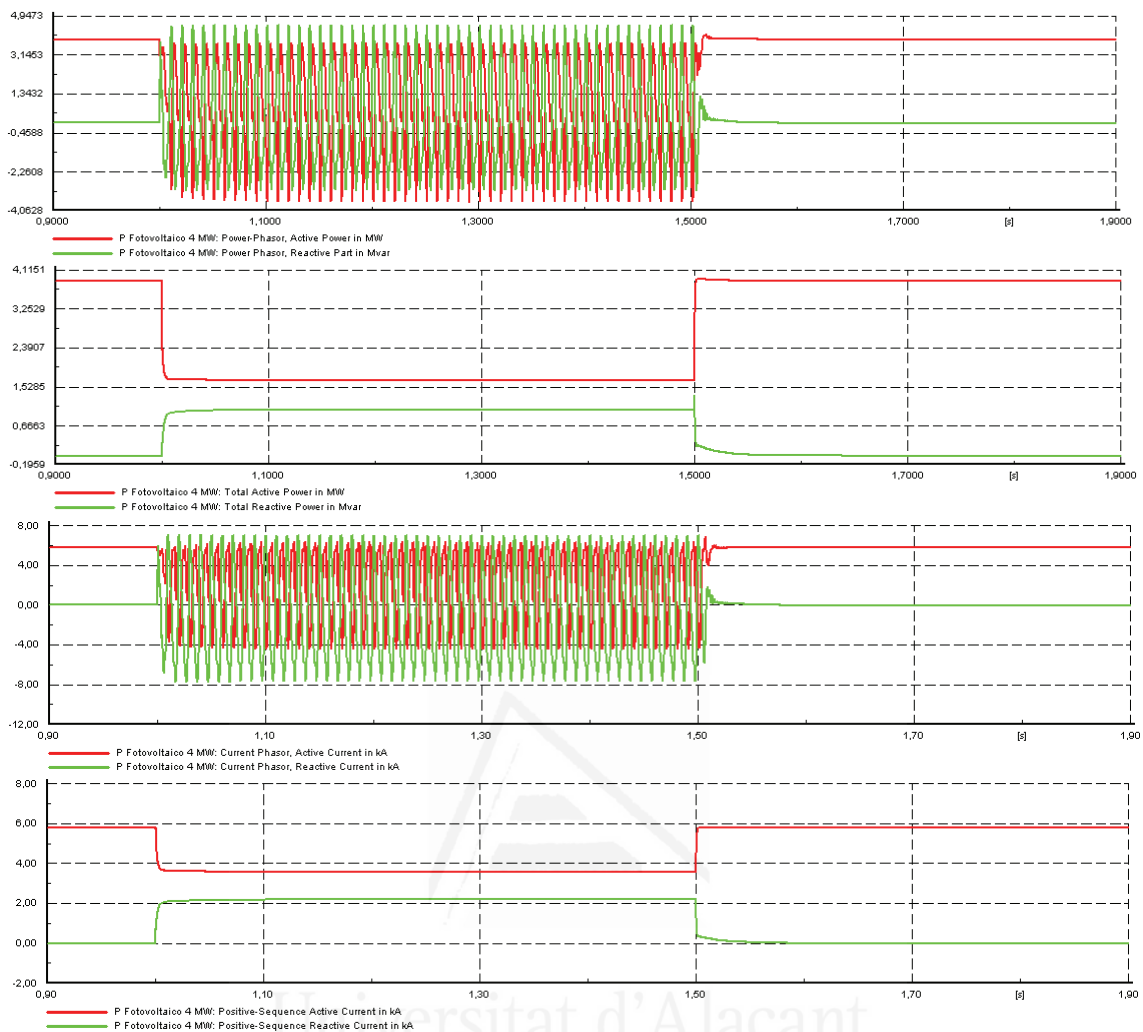


Figura 5.16: Potencias e Intensidades. “Red Exterior y FV, Bifásico”.

En la figura se observa como en huecos asimétricos, hay que considerar las oscilaciones en las potencias e intensidades resultantes, debido al desequilibrio de fases. El hueco provoca un ajuste en la potencia activa y reactiva de salida de la instalación fotovoltaica. De esta manera, la consigna de potencia activa alcanza el valor de 1,68 MW y la potencia reactiva 1,03 MVar. Las intensidades activas y reactivas alcanzan los 3,58 y 2,19 kA y kAr respectivamente.

Fotovoltaica	Zona			
	t < 0	A	B	C
P activa, MW	3,86	1,69	1,68	3,87
P reactiva, MVar	0,00	1,00	1,03	0,04
I activa, kA	5,77	3,63	3,58	5,77
I reactiva, kA	0,00	2,14	2,19	0,06

Tabla 5.7: Evaluación Activa y Reactiva. “Red Exterior y FV, Bifásico”.



El ajuste de potencia se realiza mediante la modificación del punto de trabajo de máxima potencia del campo solar de la instalación. De manera que subiendo la tensión de trabajo es posible reducir la salida de potencia.

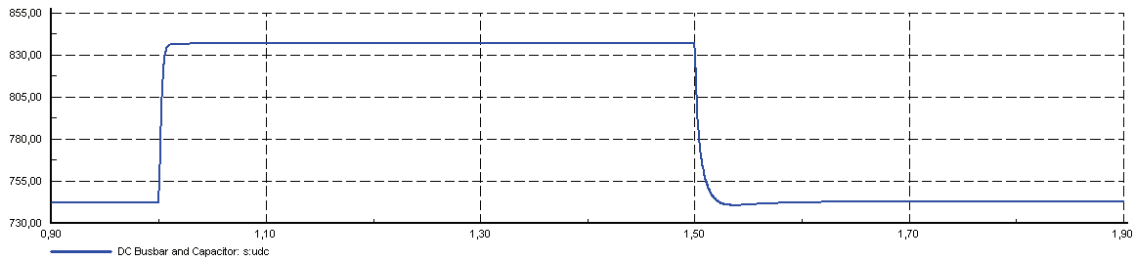


Figura 5.17: Tensión DC. “Red Exterior y FV, Bifásico”.

En la figura 5.17 se observa como en la duración del hueco, la tensión de corriente continua pasa de la tensión de máxima potencia de 742 V hasta 837 V. De esta manera, y actuando sobre el ángulo de disparo de la electrónica de potencia el inversor puede ajustarse a los valores de potencia y factor de potencia de consigna.

En la tabla 5.8 se observa el cumplimiento del procedimiento operativo para huecos asimétricos. Se limitan los valores de intercambio de potencia activa, potencia reactiva, energía activa y energía reactiva en la zona B.

Normativa P.O.12.3	Activa y Reactiva		
	Bifásico, 2-Ph		
	A	B	C
	150 ms	350 ms	150 ms
Potencia Activa	Sin límite	< -30% Pn (20 ms) Cumple	Sin límite
Potencia Reactiva	Sin límite	< -40% Pn (20 ms) Cumple	Sin límite
Energía Activa	Sin límite	< 45% Pn (100 ms) ó < -45 ms pu Cumple	Sin límite
Energía Reactiva	Sin límite	< 40% Pn (100 ms) ó < -40 ms pu Cumple	Sin límite

Tabla 5.8: Evaluación P.O. “Red Exterior y FV, Bifásico”.

La instalación cumple los requisitos frente a huecos bifásicos. En comparación con el hueco trifásico, el hueco bifásico es menos restrictivo que el hueco de un cortocircuito trifásico.

### 5.3.- ANÁLISIS DEL CORTOCIRCUITO “RED EXTERIOR Y PE”

La red se estudia con el parque eólico. Se realizan ensayos para el caso de funcionamiento al 100% de la potencia nominal y factor de potencia unitario y se realizan los casos en trifásico y bifásico. Al igual que en el caso anterior, se realizan los cálculos a las 14:00 horas, bajo la premisa de que el parque eólico genera a potencia nominal. Es conocido que las turbinas eólicas con un generador de inducción doblemente alimentado son muy sensibles a las perturbaciones en la red, y especialmente a los huecos de tensión [16, 73, 83, 84, 95]. Este hecho adquirió su mayor gravedad el 4 de Noviembre de 2006, cuando 4.892 MW de potencia eólica se desconectaron al oeste de Europa [19].

#### 5.3.1.- CORTOCIRCUITO “RED EXTERIOR Y PE, TRIFÁSICO”

En el caso del cortocircuito trifásico, se puede ver la tensión durante el hueco [63, 70]. De la observación de la figura 5.18 se observa que la tensión, transcurrido un instante desde el inicio del cortocircuito, se eleva por encima del valor del hueco de tensión generado.

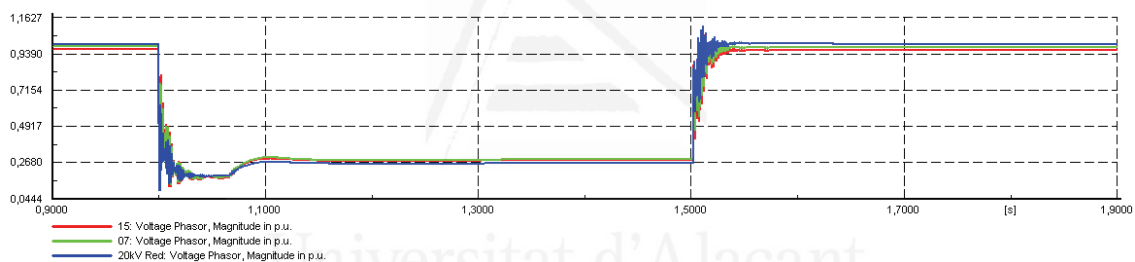


Figura 5.18: Cortocircuito “Red Exterior y PE, Trifásico”.

Los valores de la tensión se muestran en la tabla 5.9. Se observa, como a partir del punto de conexión de la instalación con la red exterior, la tensión se eleva debido al comportamiento de la generación distribuida. El valor sube desde 0,20 pu en el punto de conexión hasta 0,26 pu en el nudo “20kV Red” y hasta 0,28 en el “Nudo 7” y “Nudo 15”.

Tensiones, pu	Zona			
	t < 0	A	B	C
<b>20kV Red</b>	1,00	0,26	0,26	1,00
<b>Nudo 7</b>	0,98	0,28	0,28	0,98
<b>Nudo 15</b>	0,97	0,28	0,28	0,97

Tabla 5.9: Tensiones. “Red Exterior y PE, Trifásico”.

El parque eólico, durante la duración de la falta trifásica, establece las consignas de inyección de potencia reactiva e intensidad reactiva a la red, según se presentaron en las figuras 5.4 y 5.5 [43]. De esa manera, el aerogenerador, no solo

permanece conectado a la red de distribución, sino que además favorece comportamiento del sistema de distribución. En la figura 5.19, se observan las potencias y las intensidades activas y reactivas.

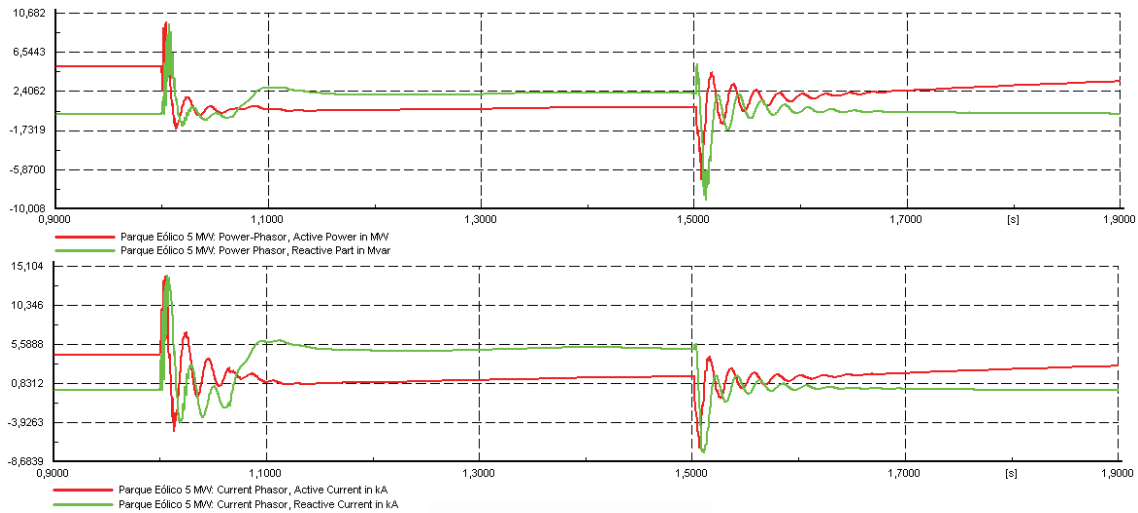


Figura 5.19: Potencias e Intensidades. “Red Exterior y PE, Trifásico”.

En la figura 5.19 se observa como desde el instante de la falta, tanto la potencia activa como la potencia reactiva caen sin control durante los primeros instantes. Posteriormente, los valores de potencia activa se estabilizan en el valor de 0,69 MW. La potencia reactiva, desde la consigna de 0, aumenta su valor durante el hueco de tensión hasta 1,64 MVar. Para el caso de la intensidad activa y reactiva, se observa como análogamente la intensidad activa, desde su valor nominal de 4,23 kA se reduce a 1,71 kA. La intensidad reactiva, cuyo valor es 0 al inicio del cortocircuito, alcanza el valor de 4,08 kA.

Eólica	Zona			
	t < 0	A	B	C
P activa, MW	5	1,06	0,69	1,78
P reactiva, MVar	0,00	1,59	1,64	-1,03
I activa, kA	4,23	2,65	1,71	1,57
I reactiva, kA	0,00	3,91	4,08	-0,95

Tabla 5.10: Evaluación Activa y Reactiva. “Red Exterior y PE, Trifásico”.

Es importante destacar, que en el funcionamiento de los aerogeneradores de inducción doblemente alimentados, el uso de convertidores electrónicos requiere de un dispositivo adicional de protección contra sobrecorrientes denominado crowbar. Con la aparición del hueco de tensión, la intensidad en el rotor se incrementa de forma instantánea y queda registrada en el sistema de control del convertidor del lado del rotor e instantáneamente los devanados del rotor son cortocircuitados mediante la inserción de resistencias externas, convirtiendo el generador doblemente alimentado en un generador de inducción, funcionando a modo de jaula de ardilla. Esta protección es necesaria debido a las constantes de tiempo térmicas de los semiconductores en

los convertidores electrónicos, lo que podría provocar, en caso contrario, daño en el convertidor, debido a las intensidades de cortocircuito. Su estudio se incluye en la figura 5.23.

Es interesante observar con detenimiento las zonas A, B y C del cortocircuito. La zona A se observa en la figura 5.20.

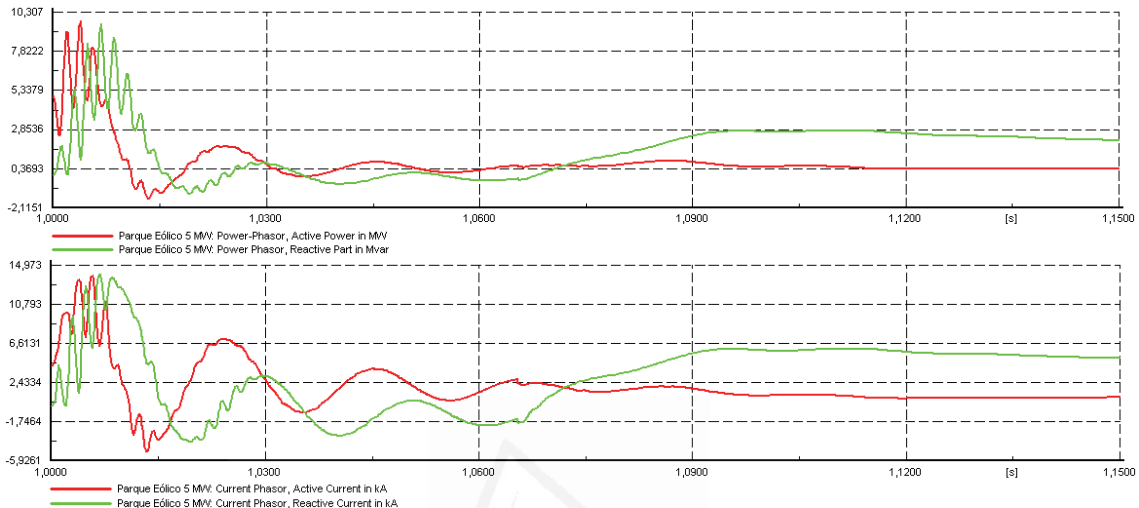


Figura 5.20: Detalle Zona A. “Red Exterior y PE, Trifásico”.

Al inicio del cortocircuito trifásico, zona A, se observan los valores de potencias e intensidades activas y reactivas. La potencia activa presenta oscilaciones de gran magnitud en los primeros instantes, para después estabilizarse. Durante la zona A, el valor medio de la potencia activa es de 1,06 MW. Durante los primeros 65 ms, la potencia activa presenta oscilaciones. Tras los primeros 65 ms del cortocircuito, se muestra que la potencia activa modifica linealmente su valor hasta alcanzar el valor de consigna.

En la zona A, la potencia reactiva tiene un valor medio de 1,59 MVar. En el caso de las intensidades activa y reactiva, el fenómeno es análogo al descrito para el caso de la potencia. La intensidad activa en la zona A tiene un valor de 2,65 kA, mientras que la intensidad reactiva tiene un valor de 3,91 kAr.

En el cálculo de la corriente, se consideran los modelos de secuencia positiva, tal y como recomienda la IEC 61400-21 y algunos de los procedimientos de operación mencionados [13,18].

Los valores para la zona B se muestran en la figura 5.21 [88]. En esta zona se muestra el transcurso del cortocircuito, durante el cual no existen fenómenos que puedan provocar variaciones bruscas en los valores estudiados de potencia e intensidad.

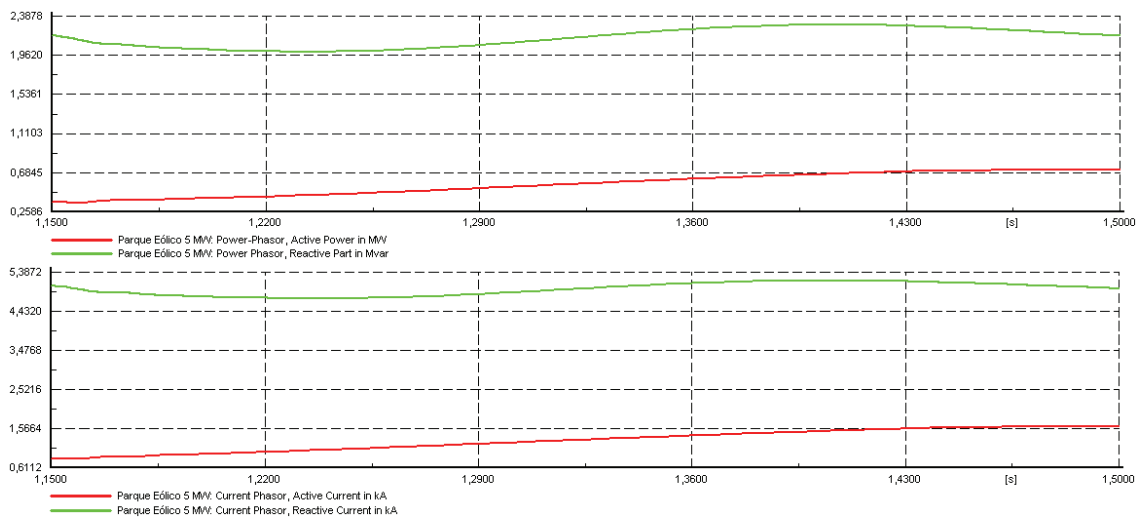


Figura 5.21: Detalle Zona B. “Red Exterior y PE, Trifásico”.

Se observa como los valores de potencia e intensidad permanecen de manera estable durante este periodo de tiempo. No existen fenómenos especiales a considerar entre los 150 ms desde el inicio de la falta y el final de la misma. Sin embargo, si se aprecian de nuevo fenómenos a estudiar en la figura 5.22, que se corresponde con el periodo de tiempo desde el despeje de la falta, hasta los 150 ms siguientes [87].

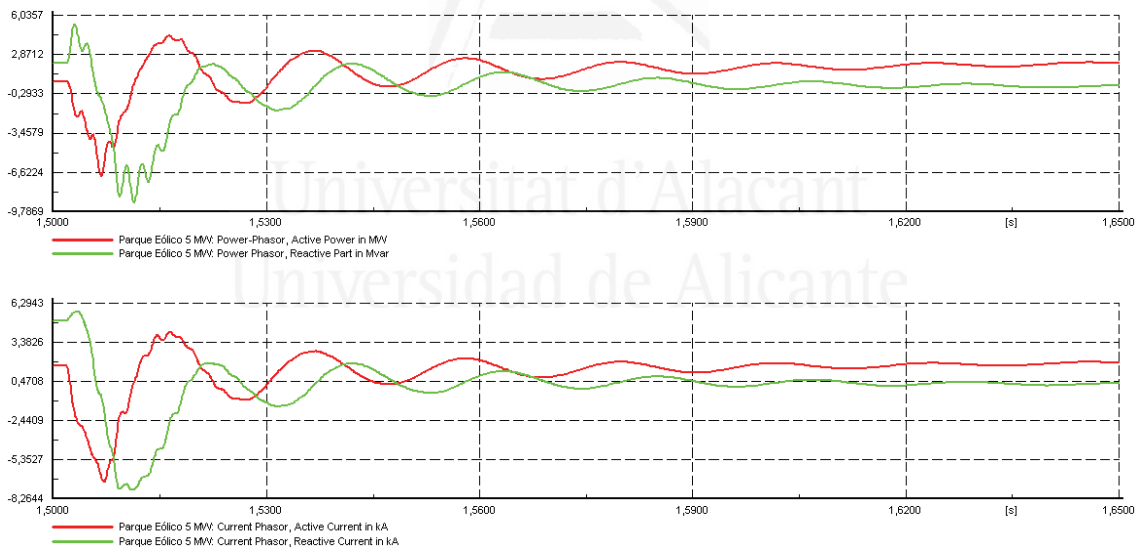


Figura 5.22: Detalle Zona C. “Red Exterior y PE, Trifásico”.

Debido a la escala de tiempo empleada en el detalle de la zona C, puede verse con claridad el transitorio durante los ciclos posteriores al despeje de la falta. Se observa como en el instante inicial tras el despeje de la falta, el aerogenerador consume potencia activa, potencia reactiva, intensidad activa e intensidad reactiva. Se muestra en la tabla de evaluación, tabla 5.11.

Para la descripción del comportamiento del generador de inducción doblemente alimentado al inicio del hueco de tensión, resulta interesante la observación de la figura 5.23, relativa al funcionamiento del crowbar y su relación con la intensidad del rotor. Se observa como el crowbar dispara transcurridos 4,5 ms, y se desconecta transcurridos 65 ms desde el inicio de la falta. En el caso estudiado, con el despeje de la falta, el crowbar se mantiene desconectado [86, 89].

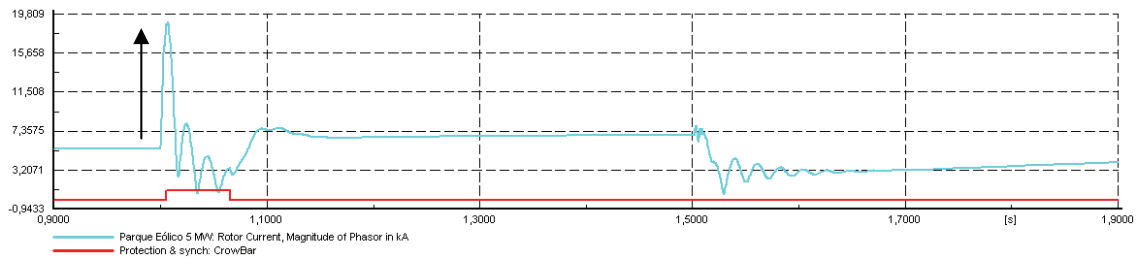


Figura 5.23: Crowbar. “Red Exterior y PE, Trifásico”.

Durante el periodo de conexión del crowbar, el generador de inducción doblemente alimentado no responde al control deseado, debido a que el generador se convierte en un generador asíncrono de jaula de ardilla con un incremento en la resistencia del rotor. Transcurridos 65 milisegundos, el crowbar es desconectado. A partir de ese momento se observa como el generador pasa nuevamente a funcionar como un generador de inducción doblemente alimentado y sus valores se encaminan a las consignas de control.

En cuanto a la evaluación de los criterios de conexión, según el procedimiento operativo, el resultado se presenta en la tabla 5.11.

Normativa P.O.12.3	Activa y Reactiva		
	Trifásico, 3-Ph		
	A	B	C
	150 ms	350 ms	150 ms
Potencia Activa	Sin límite	< -10% Pn (20 ms) Cumple	Sin límite
Potencia Reactiva	< -60% Pn (20 ms) Cumple	< 0% Pn (20 ms) Cumple	Sin límite
Energía Activa	Sin límite	Sin límite	Sin límite
Energía Reactiva	Sin límite	Sin límite	< -60%Pn(150 ms) ó < -90 ms pu
			-34% Cumple
Intensidad Reactiva	Sin límite	Sin límite	< -150% In (20ms)
			-47% Cumple

Tabla 5.11: Evaluación P.O. “Red Exterior y PE, Trifásico”.

En la zona A, la potencia reactiva medida en 20 ms, se mantiene con un valor positivo. Por lo que cumple con los requisitos del procedimiento operativo. En la zona B, la potencia activa y reactiva, se mantiene positiva para el intervalo de 20 ms considerado. En relación a la zona C, en la que se observa la energía reactiva y la intensidad reactiva, se observa como la intensidad reactiva alcanza un valor de consumo para 20 ms, sin superar el límite máximo fijado. El consumo de intensidad reactiva máxima es de 2,97 kA, siendo la intensidad nominal de 4,23 kA. Por lo que en este caso también cumple con los requisitos del procedimiento.

### 5.3.2.- CORTOCIRCUITO “RED EXTERIOR Y PE, BIFÁSICO”

Para el caso del cortocircuito bifásico cuando la red funciona sin generación fotovoltaica y con el parque eólico a potencia nominal, el hueco de tensión en el punto de conexión del sistema de distribución y en el punto de conexión del parque eólico, quedan definidos tal y como se ha descrito anteriormente [61, 62]. En la figura 5.24 se observa el comportamiento de la tensión en los diferentes nudos estudiados.

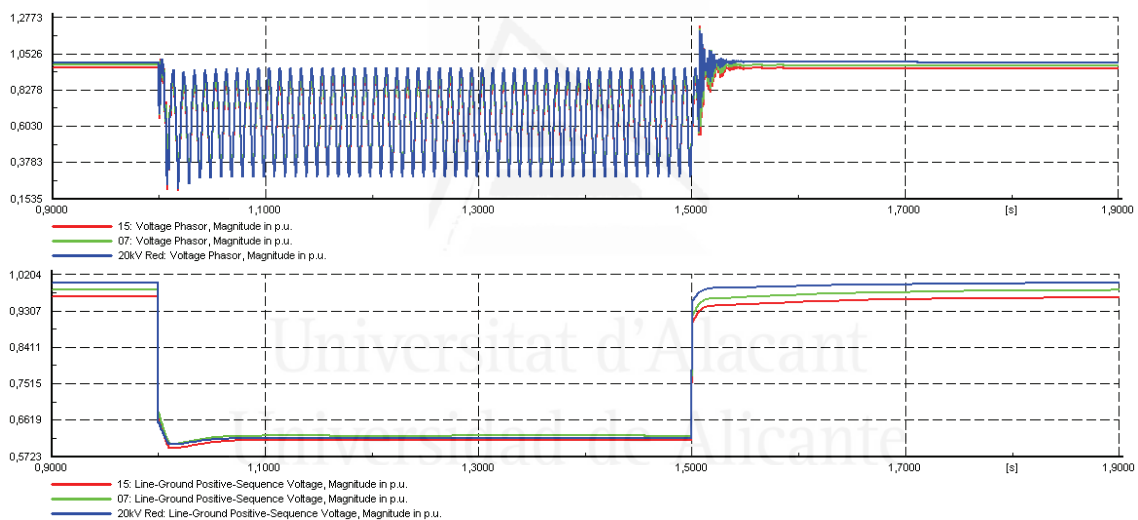


Figura 5.24: Cortocircuito. “Red Exterior y PE, Bifásico”.

Los valores resultantes se muestran en la tabla 5.12, donde se muestran los valores para cada una de las zonas del cortocircuito descritas.

Tensiones, pu	Zona			
	t < 0	A	B	C
<b>20kV Red</b>	1,00	0,62	0,62	1,00
<b>Nudo 7</b>	0,98	0,62	0,62	0,98
<b>Nudo 15</b>	0,97	0,61	0,61	0,97

Tabla 5.12: Tensiones. “Red Exterior y PE, Bifásico”.

En la figura 5.25 se muestran los valores de las potencias e intensidades para el hueco asimétrico bifásico. Tal y como se desprende de la observación de la figura,

así como de la tabla de evaluación, este caso es menos severo para el cumplimiento de los requisitos que el cortocircuito trifásico. La tensión se eleva por encima de 0,60 pu descritos en el hueco de tensión sin generación distribuida.

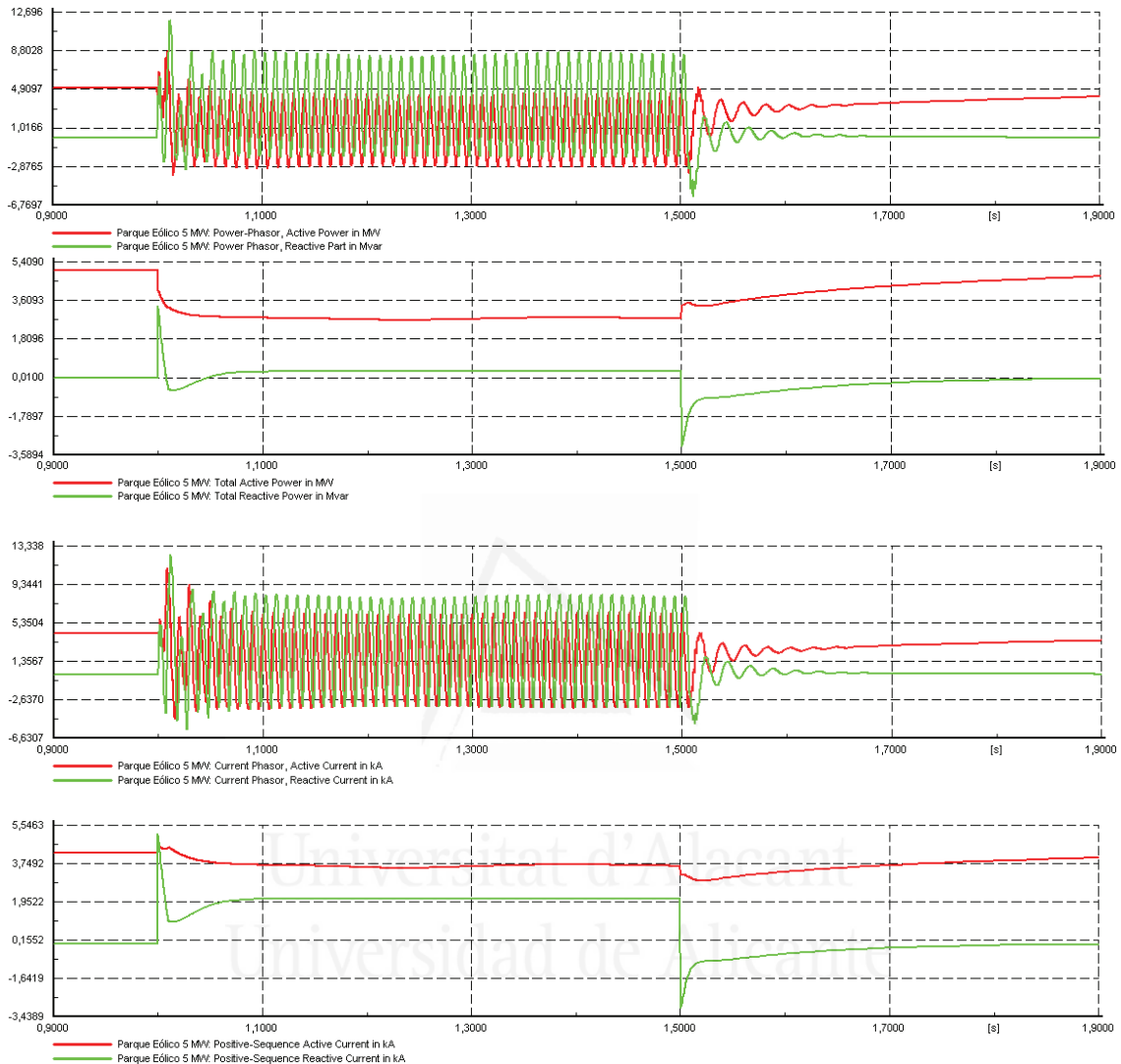


Figura 5.25: Potencias e Intensidades. “Red Exterior y PE, Bifásico”.

En la tabla 5.13 se observan los valores medios para cada una de las zonas.

Eólica	Zona			
	t < 0	A	B	C
<b>P activa, MW</b>	5	2,90	2,75	3,71
<b>P reactiva, MVar</b>	0,00	0,16	0,30	-0,81
<b>I activa, kA</b>	4,23	3,84	3,62	3,23
<b>I reactiva, kA</b>	0,00	1,91	2,08	-0,71

Tabla 5.13: Evaluación Activa y Reactiva. “Red Exterior y PE, Bifásico”.

El funcionamiento del crowbar en este caso, se muestra en la figura 5.26.



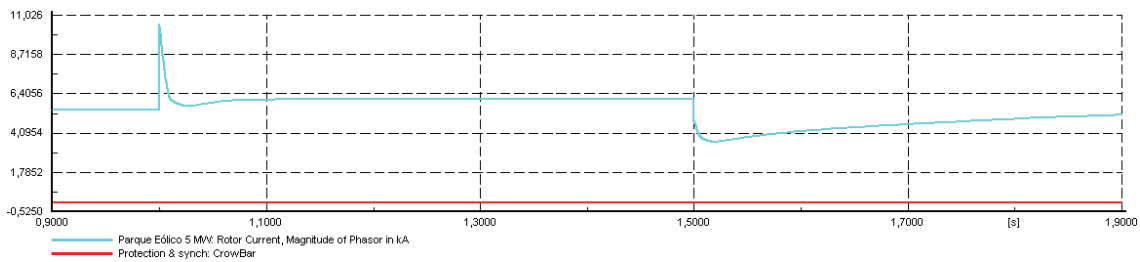


Figura 5.26: Crowbar. “Red Exterior y PE, Bifásico”.

El crowbar no se dispara en este caso, ya que la intensidad en el rotor no supera el valor límite para el modelo del generador de inducción doblemente alimentado de 2,5 veces la intensidad nominal.

En cuanto a los requisitos del procedimiento operativo, el aerogenerador no consume potencia ni energía reactiva según los parámetros marcados por la normativa.

Normativa P.O.12.3	Activa y Reactiva		
	Bifásico, 2-Ph		
	A	B	C
	150 ms	350 ms	150 ms
Potencia Activa	Sin límite	< -30% Pn (20 ms) Cumple	Sin límite
Potencia Reactiva	Sin límite	< -40% Pn (20 ms) Cumple	Sin límite
Energía Activa	Sin límite	< 45% Pn (100 ms) ó < -45 ms pu Cumple	Sin límite
Energía Reactiva	Sin límite	< 40% Pn (100 ms) ó < -40 ms pu Cumple	Sin límite

Tabla 5.14: Evaluación P.O. “Red Exterior y PE, Bifásico”.

El aerogenerador de inducción doblemente alimentado en el sistema de distribución cumple con los requisitos del procedimiento operativo. No se producen consumos de potencia ni energía en la zona B del cortocircuito. El crowbar no llega a conectarse y el aerogenerador permanece bajo control obteniendo las consignas establecidas. La tabla 5.14 se limita a indicar el cumplimiento de los requisitos, ya que no se alcanzan valores de consumo que deban ser comparados con los valores límite establecidos.

## 5.4.- ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO “RED EXTERIOR, FV Y PE”

Se estudia la estabilidad transitoria cuando la planta fotovoltaica y el parque eólico trabajan a potencia nominal. El factor de potencia en el caso analizado es de 1. Se analizan los casos del hueco de tensión trifásico y bifásico.

Es de esperar obtener los valores combinados de los efectos de la instalación fotovoltaica y del parque eólico.

### 5.4.1.- CORTOCIRCUITO “RED EXTERIOR, FV Y PE, TRIFÁSICO”

Cuando la instalación fotovoltaica y el parque eólico trabajan a potencia nominal, el resultado de las tensiones internas en el sistema de distribución se muestra en la figura 5.27, en la que se observa el efecto de la intensidad reactiva inyectada por la instalación fotovoltaica y por el parque eólico.

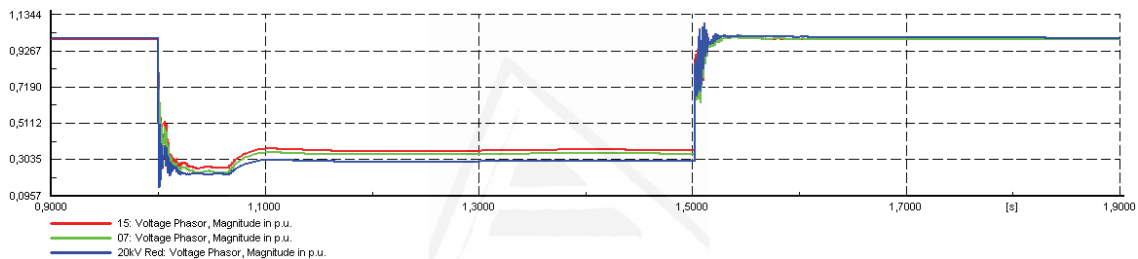


Figura 5.27: Cortocircuito. “Red Exterior, FV y PE, Trifásico”.

Los valores de tensión se indican en la tabla 5.15. La tensión en los nudos estudiados sube en este caso desde 0,2 pu hasta 0,29 pu en el nudo “20kV Red”, hasta 0,33 en el “Nudo 7” y hasta 0,35 en el “Nudo 15”. Por lo que existe gran diferencia respecto al caso base, en el cual este valor permanecía en 0,20 y 0,19 pu.

Tensiones, pu	Zona			
	t < 0	A	B	C
<b>20kV Red</b>	1,00	0,29	0,29	1,00
<b>Nudo 7</b>	1,00	0,33	0,33	0,99
<b>Nudo 15</b>	0,99	0,35	0,35	0,99

Tabla 5.15: Tensiones. “Red Exterior, PV y PE, Trifásico”.

En la figura 5.28 se muestran los valores de potencias activas y reactivas para el caso estudiado. Se observa el comportamiento de la instalación fotovoltaica, de manera análoga al caso estudiado con anterioridad, y el comportamiento del parque eólico. Posteriormente, se evalúa la respuesta de la generación distribuida en relación a las potencias e intensidades intercambiadas con la red en las 3 zonas de estudio y se realiza la evaluación del cortocircuito según el procedimiento operativo.

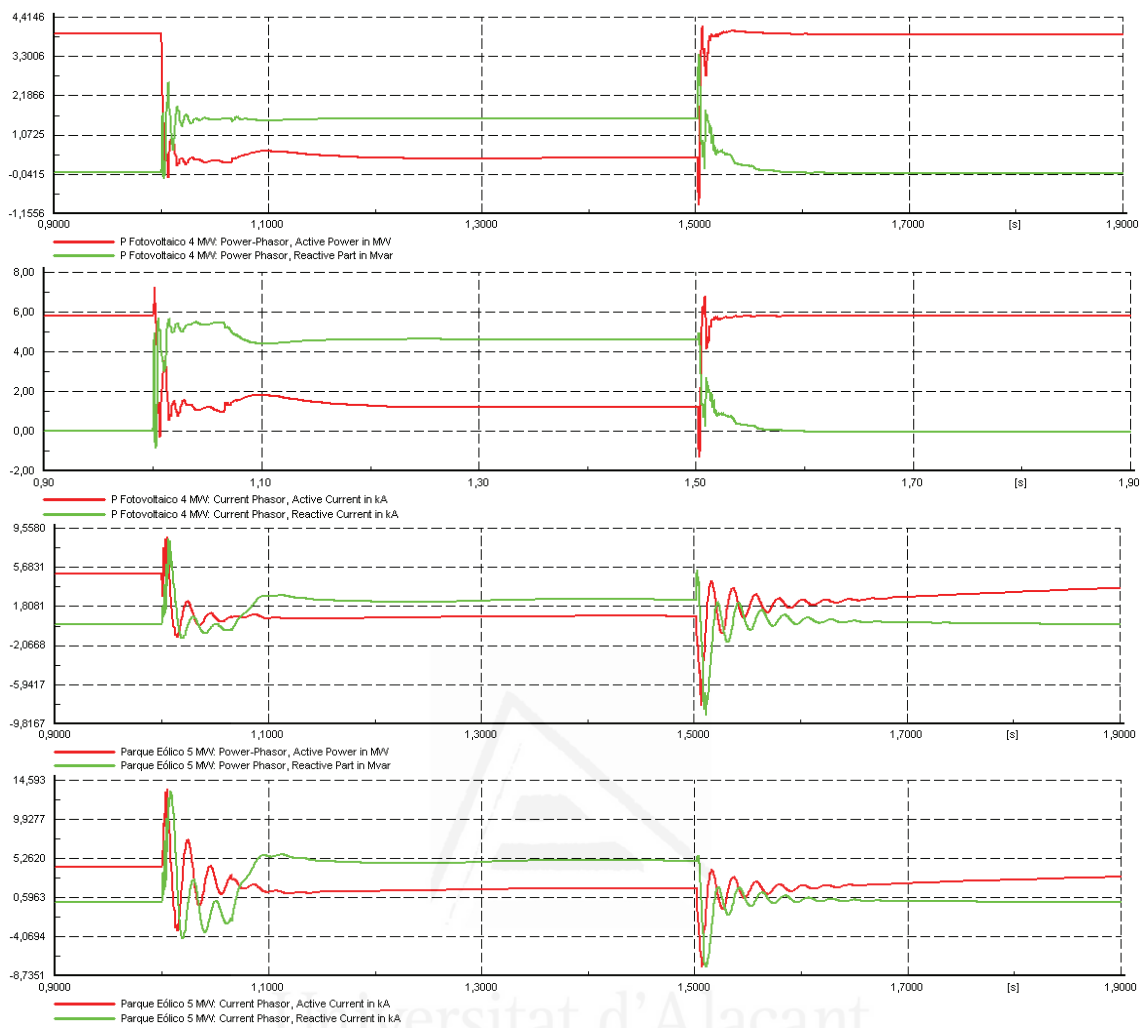


Figura 5.28: Potencias e Intensidades. “Red Exterior, FV y PE, Trifásico”.

En la figura 5.28 se observa claramente como la instalación fotovoltaica cumple con los criterios establecidos para la conexión a red. En el caso del parque eólico, su estudio requiere una comprobación más detallada conforme los requisitos establecidos en la tabla de evaluación del procedimiento operativo.

Para la evaluación de las potencias e intensidades intercambiadas con la red por la instalación fotovoltaica y el parque eólico en las zonas A, B y C, se emplea la tabla 5.16. En ella se detallan los valores medidos para cada uno de los periodos. Se observa como el intercambio de potencia e intensidad de la instalación fotovoltaica con el sistema de distribución, y por tanto con la red, posee un saldo generador, con signo positivo. Tampoco en periodos de tiempo más cortos, se observa que puedan existir consumos puntuales que puedan llegar a superar los límites impuestos por el procedimiento operativo.

En el caso del parque eólico, si existen consumos netos de potencia e intensidad en la zona C. En relación a los criterios de evaluación según el

procedimiento operativo, se estudian con detalle los valores para cada uno de los parámetros que el parque debe cumplir. En la zona C, la instalación fotovoltaica recupera sus valores de funcionamiento. Sin embargo, el parque eólico, alcanza un 40% de su potencia nominal en este periodo.

Fotovoltaica	Zona			
	t < 0	A	B	C
P activa, MW	3,93	0,51	0,37	3,84
P reactiva, MVar	0,00	1,49	1,55	0,29
I activa, kA	5,77	1,08	1,13	5,69
I reactiva, kA	0,00	4,71	4,70	0,42
Eólica	Zona			
	t < 0	A	B	C
P activa, MW	5	1,24	0,77	2,00
P reactiva, MVar	0,00	1,75	1,85	-1,00
I activa, kA	4,18	2,74	1,68	1,72
I reactiva, kA	0,00	3,79	4,02	-0,89

Tabla 5.16: Evaluación Activa y Reactiva. “Red Exterior, FV y PE, Trifásico”.

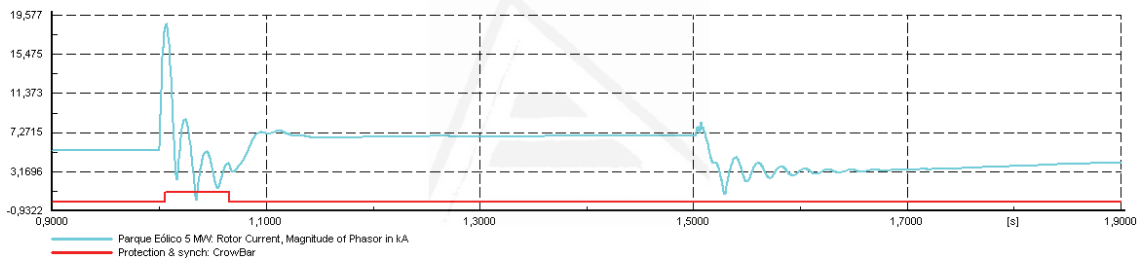


Figura 5.29: Crowbar. “Red Exterior, FV y PE, Trifásico”.

El crowbar se conecta a los 4,5 ms de iniciada la falta trifásica. Y a los 65 ms de iniciada la falta se desconecta el crowbar. Se observa como durante el despeje de la falta no se conecta nuevamente el crowbar, ya que la intensidad en el rotor no supera el umbral de activación.

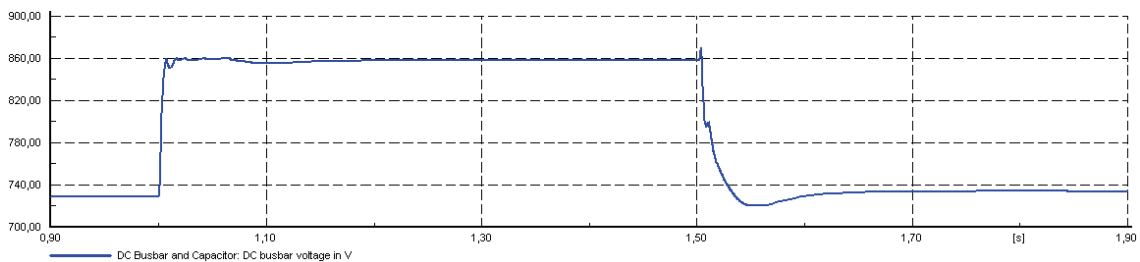


Figura 5.30: Tensión DC. “Red Exterior, FV y PE, Trifásico”.

En la figura 5.30, se observa como la instalación fotovoltaica desplaza su funcionamiento del punto de máxima potencia, elevando la tensión de trabajo y reduciendo la potencia activa de salida.

Normativa P.O.12.3	Activa y Reactiva		
	Trifásico, 3-Ph		
	A	B	C
	150 ms	350 ms	150 ms
Potencia Activa	Sin límite	< -10% Pn (20 ms) Cumple	Sin límite
Potencia Reactiva	< -60% Pn (20 ms) Cumple	< 0% Pn (20 ms) Cumple	Sin límite
Energía Activa	Sin límite	Sin límite	Sin límite
Energía Reactiva	Sin límite	Sin límite	< 60% Pn(150 ms) ó < -90 ms pu -33% Cumple
Intensidad Reactiva	Sin límite	Sin límite	< -150% In(20 ms) -44% Cumple

Tabla 5.17: Evaluación P.O. “Red Exterior, FV y PE, Trifásico”.

La combinación de la instalación fotovoltaica y el parque eólica, en relación al cumplimiento de los requisitos del procedimiento operativo, cumple las condiciones. La tabla de evaluación se muestra referida al parque eólico, ya que la instalación fotovoltaica no presenta valores de consumo. Si se comparan los resultados obtenidos en la tabla 5.11, relativa al caso “Red Exterior y Parque Eólico” con los resultados mostrados en la tabla 5.17, se observa como en este último caso el cumplimiento del procedimiento operativo se verifica de manera más holgada.

### 5.4.2.- CORTOCIRCUITO “RED EXTERIOR, FV Y PE, BIFÁSICO”

Se realiza el ensayo de cortocircuito bifásico.

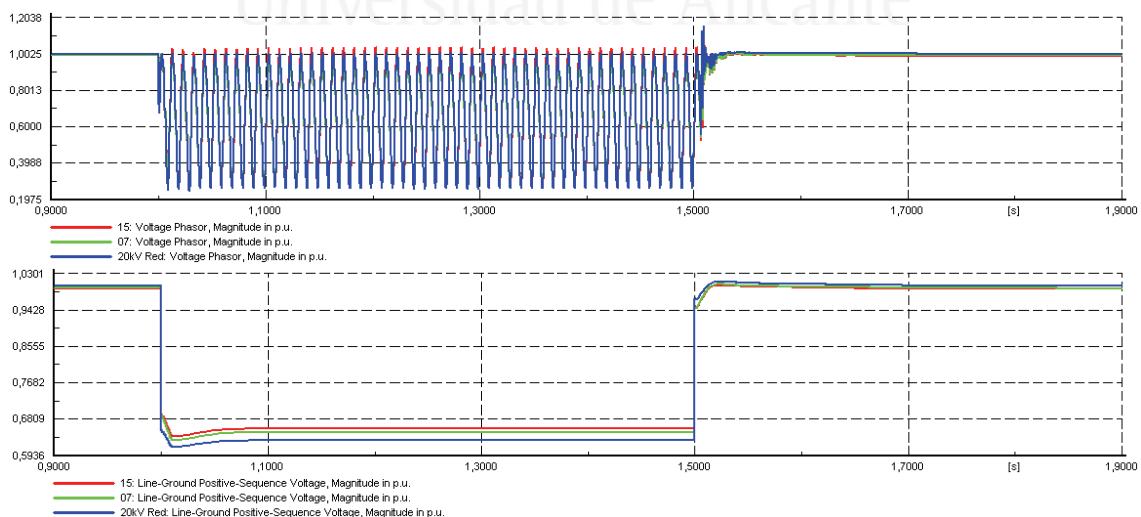


Figura 5.31: “Cortocircuito. “Red Exterior, FV y PE, Bifásico”.

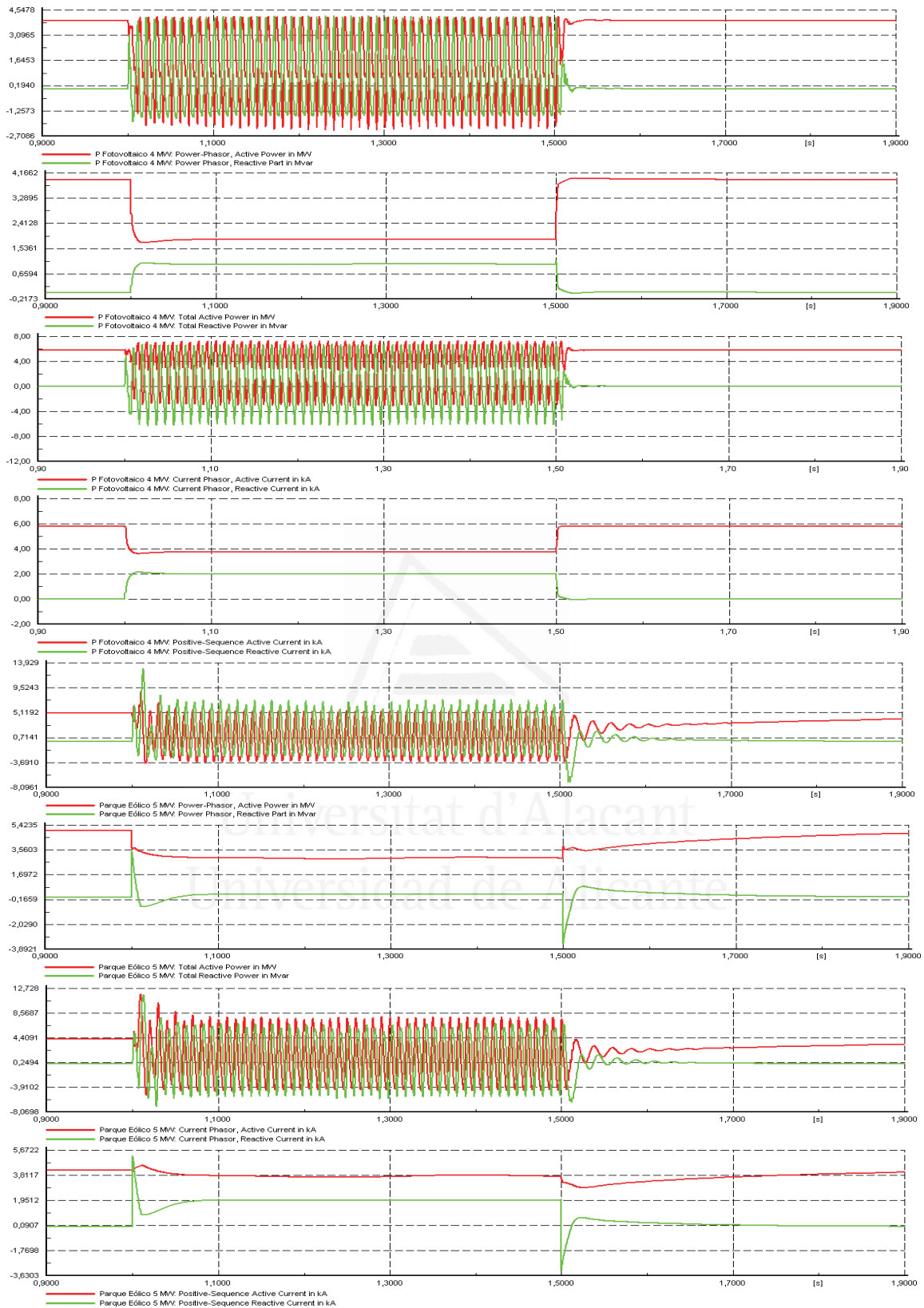


Figura 5.32: Cortocircuito "Red Exterior, FV y PE, Bifásico".

En las figuras 5.31 y 5.32 se observa respectivamente el perfil de tensión durante el hueco de tensión y las potencias e intensidades, activas y reactivas, de la instalación fotovoltaica y del parque eólico en la falta asimétrica.

Los valores de tensión se presentan en la tabla 5.18, donde se observa que la tensión se incrementa en la parte interna del sistema de distribución. En el “Nudo 15” la tensión alcanza el valor de 0,66 pu. Posteriormente a la falta, los valores de tensión recuperan rápidamente su valor inicial, tal y como indica el valor medio medido en la zona C.

Tensiones, pu Red4. 2F.	Zona			
	t < 0	A	B	C
20kV Red	1,00	0,63	0,63	1,00
Nudo 7	1,00	0,65	0,65	1,00
Nudo 15	0,99	0,66	0,66	0,99

Tabla 5.18: Tensiones. “Red Exterior, FV y PE, Bifásico”.

La figura 5.33, relativa al funcionamiento del crowbar, muestra como en este caso no se supera la intensidad máxima admisible en la parte del rotor, de manera que no llega a conectarse.

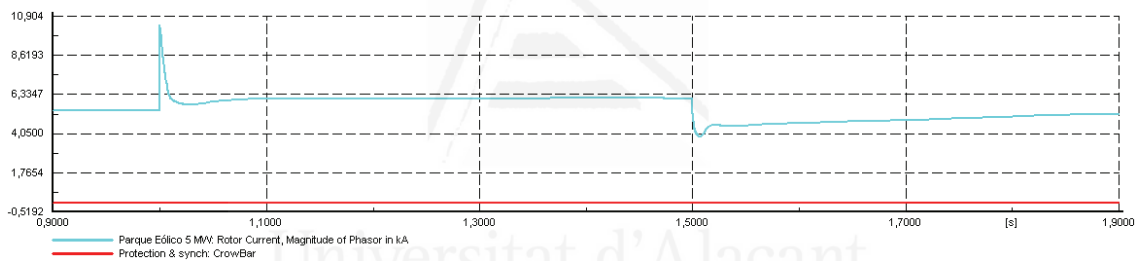


Figura 5.33: Crowbar. “Red Exterior, FV y PE, Bifásico”.

En la figura 5.34 se muestra la tensión en la parte de corriente continua de la instalación fotovoltaica. Durante el hueco de tensión, el inversor modifica su punto de seguimiento de máxima potencia, elevando la tensión.

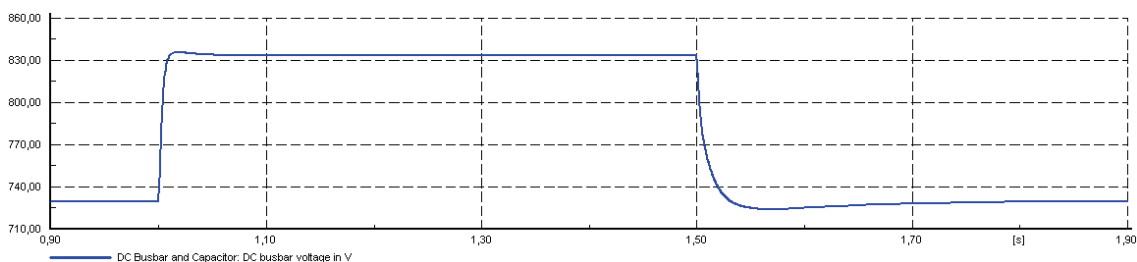


Figura 5.34: Tensión DC. “Red Exterior, FV y PE, Bifásico”.

La potencia activa y reactiva, así como las intensidades, activa y reactiva generadas por la instalación fotovoltaica y el parque eólico se muestran en la tabla 5.19. Se observa como en ninguna de las zonas A, B o C, de evaluación, se produce

un consumo neto de potencia o intensidad, ni activas ni reactivas. Se observa como la instalación fotovoltaica durante la zona C recupera los valores de funcionamiento antes del cortocircuito. El parque eólico tarda más tiempo en recuperar los valores iniciales, alcanzando en este periodo un 77% de su potencia nominal. Si bien este efecto no es tan acusado como en el caso del cortocircuito trifásico, presentado en la tabla 5.16.

Fotovoltaica	Zona			
	t < 0	A	B	C
P activa, MW	3,93	1,85	1,85	3,94
P reactiva, MVar	0,00	0,97	0,99	0,02
I activa	5,77	3,79	3,77	5,77
I reactiva	0,00	1,99	2,01	0,03
Eólica	Zona			
	t < 0	A	B	C
P activa, MW	5	3,07	2,94	3,87
P reactiva, MVar	0,00	0,10	0,23	0,27
I activa, kA	4,18	3,92	3,73	3,22
I reactiva, kA	0,00	1,80	1,96	0,22

Tabla 5.19: Evaluación Activa y Reactiva. "Red Exterior, FV y PE, Bifásico".

Finalmente se presenta la tabla 5.20 de evaluación según el procedimiento operativo 12.3.

Normativa P.O.12.3	Activa y Reactiva		
	Bifásico, 2-Ph		
	A	B	C
	150 ms	350 ms	150 ms
Potencia Activa	Sin límite	< -30% Pn (20 ms) Cumplen	Sin límite
Potencia Reactiva	Sin límite	< -40% Pn (20 ms) Cumplen	Sin límite
Energía Activa	Sin límite	< 45% Pn (100 ms) ó < -45 ms pu Cumplen	Sin límite
Energía Reactiva	Sin límite	< 40% Pn (100 ms) ó < -40 ms pu Cumplen	Sin límite

Tabla 5.20: Evaluación P.O. "Red Exterior, FV y PE, Bifásico".

En este caso, no se producen para los intervalos de tiempo descritos en el procedimiento operativo, y de verificación, consumos netos. Por lo que se indica el cumplimiento de los requisitos.



### 5.4.3.- CORTOCIRCUITO FRANCO “RED EXTERIOR, FV Y PE”

En relación al estudio de la estabilidad transitoria, toda vez expuestos los criterios de diferentes normativas en relación a los niveles del hueco de tensión que deben soportar las instalaciones de generación distribuida, se realiza el ensayo de cortocircuito franco trifásico. Este es el peor caso que se puede presentar. En algunas normativas ya se exige el cumplimiento de las instalaciones frente a cortocircuitos francos, véase la figura 5.1 de huecos de tensión característicos al inicio del presente capítulo.

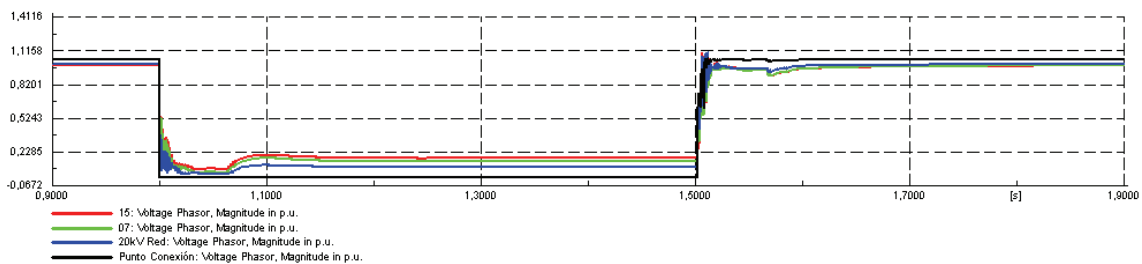


Figura 5.35: Cortocircuito Franco “Red Exterior, FV y PE”.

En la figura 5.35 se observa como la tensión en el punto de aplicación del cortocircuito se reduce al valor de 0, que es el punto de conexión del sistema de distribución con la red externa, en color negro en la figura 5.35. Se observa como la tensión en los nudos internos de la red elevan su valor por encima de la tensión en el punto de aplicación del cortocircuito. Esto sucede transcurridos unos instantes desde el inicio del cortocircuito. En la tabla 5.21 y la figura 5.35 se observa como el comportamiento de la generación distribuida incrementa el nivel de tensión en la parte interna del sistema de distribución.

Tensiones, pu	Zona			
	t < 0	A	B	C
Punto Conexión	1,04	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	1,00
20kV Red	1,00	0,08	0,09	0,94
Nudo 7	1,00	0,13	0,14	0,92
Nudo 15	0,99	0,16	0,17	0,92

Tabla 5.21: Tensiones. “Red Exterior, PV y PE”. Cortocircuito Franco.

Se observa como la tensión en el nudo “20kV Red”, antes de la perturbación, se mantiene con un valor de 1 pu, mientras la tensión en la parte externa del sistema de distribución es de 1,04 pu. En la zona A y B, durante el cortocircuito, la tensión permanece en valores cada vez mayores conforme son medidos en puntos más internos del sistema, alcanzando 0,09, 0,14 y 0,17 pu en los puntos “20kV Red”, “Nudo 7” y “Nudo 15” respectivamente.

Las potencias activas y reactivas, así como las intensidades se reflejan en la figura 5.36.

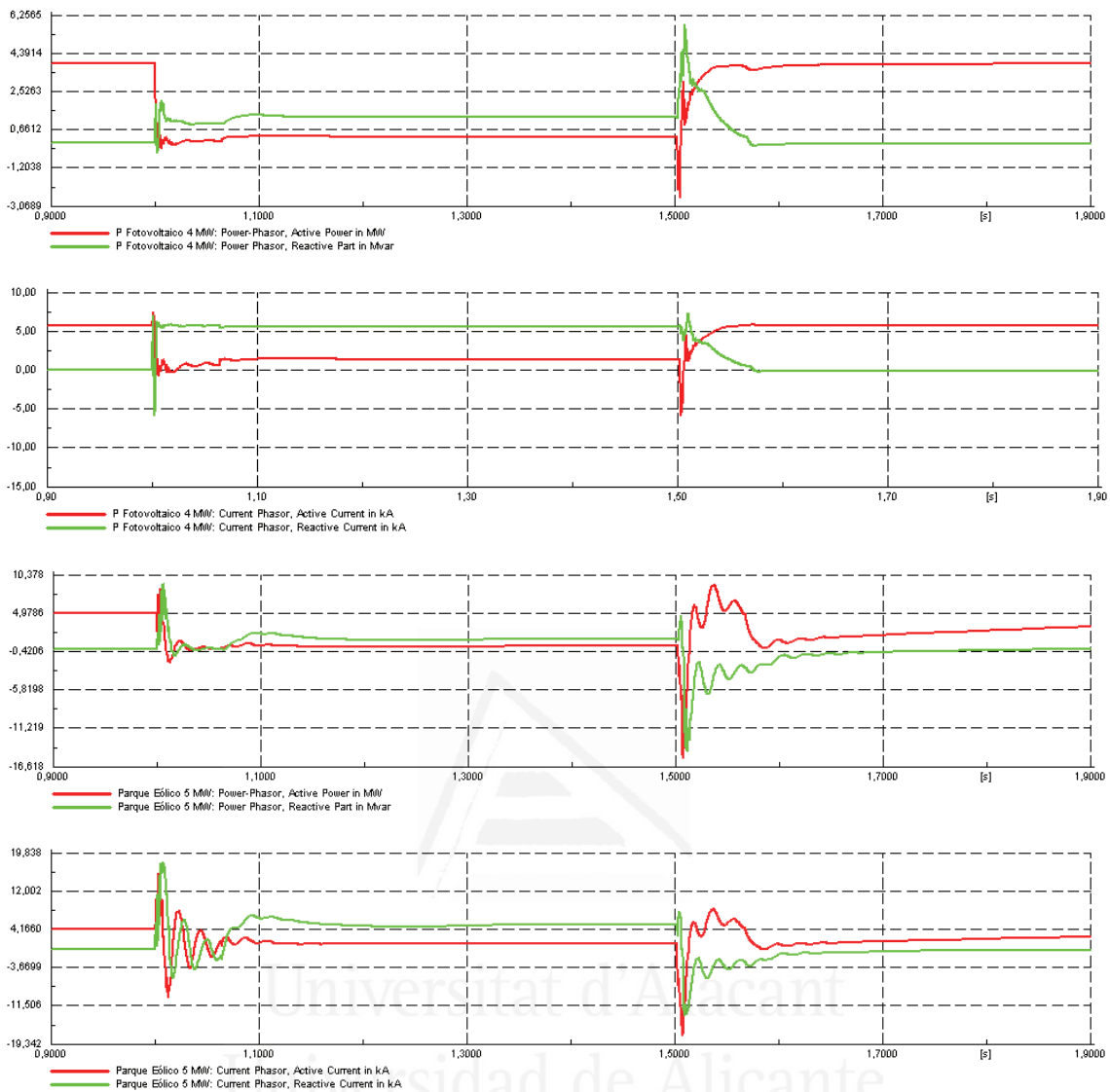


Figura 5.36: Potencias e Intensidades. Cortocircuito Franco. "Red Exterior, FV y PE".

En este caso, al tratarse de un cortocircuito más severo, cabe señalar el comportamiento del crowbar, en la figura 5.37.

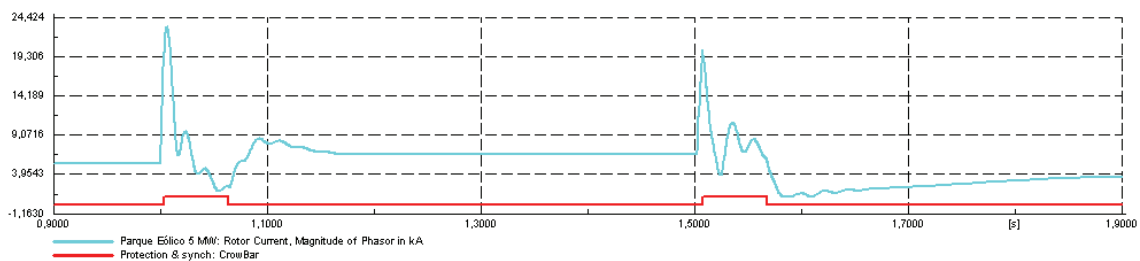


Figura 5.37: Crowbar. Cortocircuito Franco. "Red Exterior, FV y PE".

El crowbar se conecta 4 ms después del cortocircuito y se mantiene conectado durante 60 ms. Cuando se despeja la falta, el crowbar vuelve a conectarse 8 ms después y se mantiene conectado durante 60 ms nuevamente.

La tensión en la etapa de corriente continua del convertidos DC-AC de la instalación fotovoltaica modifica su punto de funcionamiento desde los 729 V hasta los 859 V, figura 5.38.

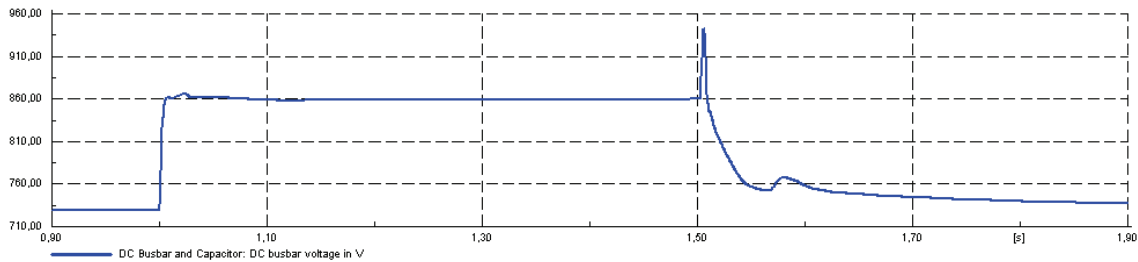


Figura 5.38: Tensión DC. Cortocircuito Franco. “Red Exterior, FV y PE”.

La tabla de evaluación de potencias activas y reactivas se muestra en la tabla 5.22. Se aplica para el parque eólico. Ya que la instalación fotovoltaica no participa en el consumo de potencia e intensidad.

Fotovoltaica	Zona			
	t < 0	A	B	C
<b>P activa, MW</b>	3,93	0,20	0,25	3,65
<b>P reactiva, MVar</b>	0,00	1,17	1,25	0,77
<b>I activa, kA</b>	5,77	0,92	1,14	5,33
<b>I reactiva, kA</b>	0,00	5,64	5,66	1,08
Eólica	Zona			
	t < 0	A	B	C
<b>P activa, MW</b>	5	0,29	0,27	0,48
<b>P reactiva, MVar</b>	0,00	0,96	0,97	-1,28
<b>I activa, kA</b>	4,18	1,30	1,17	0,27
<b>I reactiva, kA</b>	0,00	3,41	4,17	-1,26

Tabla 5.22: Activa y Reactiva. “Red Exterior, FV y PE”. Cortocircuito Franco.

En relación al cumplimiento del P.O. 12.3, se presenta finalmente la tabla de evaluación. Se muestran los valores límite de consumo de potencia e intensidad para las zonas A, B y C. Nuevamente, se expresa el cumplimiento para aquellos requisitos que no alcanzan a consumir potencia o intensidad y se detallan los valores para aquellos requisitos que poseen signo positivo desde el punto de vista del generador, y por tanto consumen potencia o intensidad.

En este caso concreto, se producen dichos consumos en la zona C, y consecuentemente se detallan sus valores. Comparando los valores detallados con los valores límite según el procedimiento de verificación, se concluye que los sistemas de

generación distribuida cumplen con los requisitos establecidos incluso en el caso de un cortocircuito franco trifásico, con una duración de 500 ms.

Normativa P.O.12.3	Activa y Reactiva		
	Trifásico, 3-Ph		
	A	B	C
	150 ms	350 ms	150 ms
Potencia Activa	Sin límite	< -10% Pn (20 ms) Cumple	Sin límite
Potencia Reactiva	< -60% Pn (20 ms) Cumple	< 0% Pn (20 ms) Cumple	Sin límite
Energía Activa	Sin límite	Sin límite	Sin límite
Energía Reactiva	Sin límite	Sin límite	< 60% Pn(150 ms) ó < -90 ms pu -43% Cumple
Intensidad Reactiva	Sin límite	Sin límite	< -150% In(20 ms) -80% Cumple

Tabla 5.23: Evaluación P.O. "Red Exterior, FV y PE". Cortocircuito Franco.

## 5.5.- EVALUACIÓN DE LA ESTABILIDAD TRANSITORIA

En este capítulo se ha analizado el comportamiento de las fuentes de generación distribuida equipadas tanto con el generador fotovoltaico como con el generador eólico de inducción doblemente alimentado.

El generador fotovoltaico consiste en un inversor DC-DC-AC, que tiene las características de un generador estático equipado con electrónica de potencia. Esta tecnología, tal y como se ha descrito en capítulos anteriores es ampliamente utilizada para numerosas fuentes de generación de energía eléctrica. Su comportamiento ante huecos de tensión es capaz de cumplir ampliamente con los requisitos establecidos y no presenta riesgos de consumir potencia o intensidad, bien sea activa o reactiva, en el transcurso del hueco de tensión ni tampoco en zona de recuperación.

El generador eólico de inducción doblemente alimentado, tal y como se ha descrito en el capítulo 3, si presenta consumos puntuales de potencia e intensidad, y por tanto su estudio se hace necesario a fin de verificar el cumplimiento del procedimiento operativo 12.3. Se ha observado el funcionamiento del crowbar, durante el cual el generador de inducción permanece alejado de las consignas definidas por el operador del sistema para las fuentes de generación distribuida. Por lo que se aconseja que su duración sea la mínima posible, lo cual dependerá de la severidad del cortocircuito y de la corriente máxima admisible en el rotor.

Con carácter general, tanto las fuentes de generación distribuida equipadas con el generador fotovoltaico como con el generador eólico de inducción doblemente

alimentado, cumplen con los requisitos del procedimiento operativo y son capaces de generar corriente reactiva durante el hueco de tensión. Elevando la tensión en el sistema de distribución y favoreciendo el comportamiento de los elementos conectados al sistema, entre ellos los propios sistemas de generación distribuida. Este hecho es observable al analizar la respuesta transitoria cuando la instalación fotovoltaica y el parque eólico trabajan de forma conjunta en el sistema de distribución.

Es importante el punto de conexión donde permanecen conectados los sistemas distribuidos, de cara a poder determinar los efectos mutuos que se producen debido a su funcionamiento. Estos efectos no pueden estudiarse de manera agregada, cuando se trabaja con un sistema de distribución con las características de una red inteligente de distribución como se analiza, donde coexisten diferentes tecnologías de generación distribuida. Por tanto es necesario el estudio individual de los sistemas eléctricos inteligentes en el nivel de distribución.



Universitat d'Alacant  
Universidad de Alicante

## Capítulo 6

### CONTROL DE FRECUENCIA

El presente capítulo está destinado a estudiar la respuesta de la red objeto de ensayo ante variaciones repentinas en la frecuencia. Las variaciones de frecuencia suelen estar causadas por alteraciones en el equilibrio entre la generación y la demanda de los sistemas eléctricos [25]. Un desequilibrio puede producirse bien por una generación insuficiente para cubrir la demanda, o bien por una generación excesiva para la demanda existente. Las causas que provocan estas situaciones varían entre un crecimiento de la carga o la desconexión de una unidad de generación para el primer caso o bien por la desconexión de una carga o incremento de la generación en el segundo caso. La caída de una línea es una de las causas más frecuentes de estos fenómenos.

La frecuencia es la primera variable de control para la seguridad del sistema eléctrico y sirve como indicador para el balance entre generación y demanda de energía. En el sistema eléctrico español la frecuencia normalizada es de 50 Hz. Existen unos márgenes fijados en  $\pm 0,15$  Hz y aceptándose  $\pm 0,25$  Hz para tiempos inferiores a 5 minutos. Al respecto hay que remitirse a la normativa fijada por la UCTE y la ENTSOE. Cualquier variación de la generación o la demanda en la red eléctrica, puede variar la frecuencia independientemente de la tecnología. Su estudio es posible a través de la simulación de los sistemas a fin de asegurar el cumplimiento de los requisitos establecidos.

El continuo equilibrio entre la generación y la demanda de energía eléctrica provoca, que ante variaciones de la potencia demandada se requiera, consecuentemente, establecer continuamente variaciones en la generación de energía para poder mantener el estado normal de operación de la red, y conseguir el equilibrio entre generación y demanda, permitiendo el mantenimiento de un determinado perfil

de tensiones en los diferentes puntos de la red eléctrica. La cantidad de potencia necesaria para mantener de manera continua ese equilibrio conforma la reserva de regulación. Dicha reserva se constituye de una cantidad de potencia activa y de potencia reactiva, de manera que sea suficiente para permitir hacer frente a las variaciones que puedan producirse en la demanda o en las fuentes de generación. Los valores de potencia para la reserva del sistema están establecidos con unos mínimos que deben garantizarse. La reserva de potencia activa, se puede clasificar en primaria, secundaria y terciaria atendiendo al tiempo de respuesta, el parámetro controlado y el valor de la potencia definida.

La **regulación primaria**, según las recomendaciones UCTE, establece unos tiempos de respuesta que varían entre 15 y 30 segundos, dependiendo de si el desvío es inferior a 100 mHz o de hasta 200 mHz. De modo que para desvíos en la frecuencia de los sistemas inferiores a 100 mHz, el tiempo de respuesta debe ser inferior a 15 segundos y para desvíos de frecuencia de hasta 200 mHz, el tiempo de respuesta varía linealmente desde los 15 hasta los 30 segundos. Se debe de mantener la regulación primaria por un tiempo de 15 minutos, hasta la actuación de la regulación secundaria. La regulación primaria de los grupos generadores deberá permitir un estatismo en sus reguladores, de manera que puedan variar su carga en un 1,5% de su potencia nominal. El requerimiento de reserva de regulación primaria para todo un año lo asigna la UCTE, en general cada uno de los sistemas interconectados debe de prestar la siguiente reserva de potencia:

$$RP = \frac{E}{E_T} \cdot RP_T$$

Ecuación 6.1: Regulación primaria.

Donde  $E$  es la energía total producida el año anterior,  $E_T$  la energía total producida el año anterior en el sistema síncrono interconectado europeo, y  $RP_T$  la reserva mínima de regulación primaria establecida para el conjunto del sistema europeo interconectado. La reserva de regulación secundaria será determinada por el operador del sistema para cada periodo de programación horaria, en función de la evolución temporal previsible de la demanda, del fallo probable de generadores acoplados y de la variabilidad de la producción eólica.

En relación a la reserva de potencia reactiva, cada uno de los sistemas debe tener la suficiente potencia reactiva para poder hacer frente a contingencias como el fallo simple en un grupo de generación o línea, el fallo en doble circuito y el fallo de un grupo generador más línea eléctrica. En los sistemas eléctricos de corriente alterna, la relación entre tensión y potencia reactiva en los nudos de la red se define con una relación tanto mayor cuanto mayor sea el carácter inductivo de las líneas, y una relación mayor cuanto menor sea la carga de las líneas. Generalmente, la energía reactiva fluye desde los puntos de mayor tensión hacia los puntos de menor tensión de la red. El sistema debe posibilitar la inyección de potencia reactiva para elevar la

tensión en nudos determinados, y el consumo de potencia reactiva para bajar la tensión.

En los capítulos anteriores, el sistema de distribución ensayado ha sido analizado en orden a demostrar los beneficios de la generación distribuida, tanto en régimen estacionario como en régimen transitorio. El presente capítulo está destinado a estudiar la respuesta del sistema de distribución ante cambios de frecuencia causados por variaciones repentinas en la carga de la red como pueden ser lastres y deslastres provocados por la caída de una carga o una línea, o bien mediante la repentina conexión de una carga [56].

En este caso, debe existir un control de frecuencia que actúa sobre la red externa para ajustar la producción con la demanda instantánea. Sin embargo, la regulación secundaria para eventos transitorios, requiere de ajustes en los generadores convencionales que a su vez comportan una reserva de potencia a subir o a bajar, y que repercuten directamente en los costes de generación. En la actualidad, el control de frecuencia de los generadores distribuidos no está implantado en el sistema eléctrico, por lo que se intenta dar solución a los costes económicos que una creciente implantación de fuentes renovables implica en el parque convencional de generación.

La variación de frecuencia en un sistema eléctrico puede ser considerada, desde el punto de vista clásico en relación al balance energético, entre la energía mecánica entregada por las turbinas de los grupos generadores síncronos y la energía eléctrica consumida por las cargas. De esta manera, cualquier desequilibrio entre la potencia mecánica y la potencia eléctrica deviene en una variación de frecuencia, ya que la diferencia de potencia mecánica y eléctrica se transforma en los grupos generadores en una variación de la frecuencia. De esta manera, ante un aumento de la carga, el grupo generador se ve obligado a entregar una cantidad extra de energía que solo puede ser asumida mediante la energía cinética acumulada en el sistema, cuya entrega provoca la reducción de la velocidad de giro. De la misma forma, una disminución de la carga, provocaría un excedente de potencia mecánica, y por tanto un incremento de la energía cinética de las turbinas, elevando la frecuencia de la red.

En este capítulo, se estudiará también el caso de una repentina variación de carga en el sistema distribuido objeto de análisis cuando se encuentra funcionando de manera autónoma, aislado de la red exterior. En tal caso, se estudian los efectos que la variación de carga tiene sobre la frecuencia del sistema de distribución, y las medidas destinadas a realizar el control de frecuencia a la espera de recibir consignas definidas por el operador del sistema, o bien el ajuste de las unidades de generación convencional de las que pueda depender la red externa, en caso de ser posible su conexión. Se analizará el caso de incrementos de frecuencia por deslastre y las eventuales reducciones en la frecuencia de la red provocadas por la conexión de una carga, equivalente también al caso de la pérdida de potencia eólica disponible a causa de una reducción repentina de la energía eólica disponible.



## 6.1.- CASO DE DESLASTRE EN LA RED

Para estudiar el deslastre del sistema de distribución, se ha seleccionado el funcionamiento de la red a las 14:00 horas. El sistema de distribución se autoabastece, permaneciendo conectado a la red externa. En el deslastre del sistema se desconecta la “Carga 35” y la carga total del sistema de distribución se reduce en 0,70 MW. El efecto del deslastre en la red es claramente observable en la gráfica de potencia activa suministrada por la red externa y los valores de frecuencia. La red externa posee un control de frecuencia de 1 MW/Hz. El caso de la pérdida de una carga será estudiado comparativamente en los siguientes casos:

- “Red Exterior” sin generación distribuida.
- “Red Exterior, FV y PE” con generación distribuida.
- “Red Exterior, FV y PE con Control de Frecuencia”, con generación distribuida y control de frecuencia-potencia.

### 6.1.1.- FRECUENCIA, “RED EXTERIOR”

Cuando el sistema de distribución se alimenta desde la red externa, se caracteriza por carecer de generación distribuida. En el gráfico 6.1 se muestran las potencias activas y reactivas, y la frecuencia del sistema. La frecuencia se mide en el nudo denominado “20kV Red”. En el segundo 10, se desconecta la “Carga 35” del sistema distribuido, se observa claramente en la potencia demandada por la red, que se reduce en 0,70 MW. La situación que se mantiene durante los siguientes instantes.

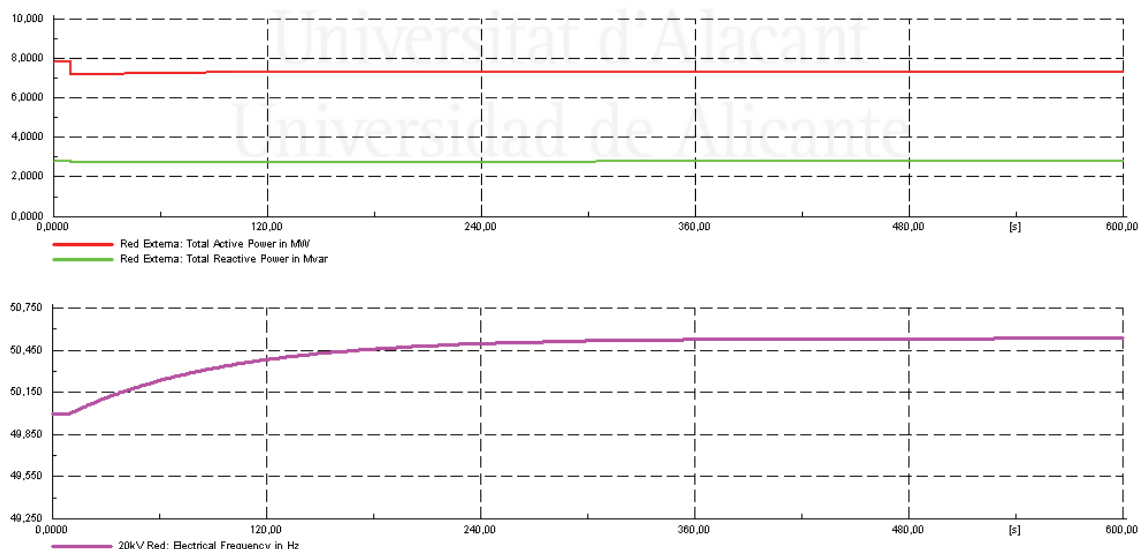


Figura 6.1: “Red Exterior”. Deslastre y Sobrefrecuencia.

En el instante del deslastre, la frecuencia se incrementa hasta estabilizarse. El sistema de regulación de frecuencia, que equipa la red exterior, hace que en el

sistema de distribución la frecuencia se establece en un valor de 50,54 Hz. Este dato se aporta en la tabla 6.1.

Frecuencia, [Hz]	Inicial	Máxima
20kV Red	50	50,54

Tabla 6.1: "Red Exterior". Valores de Frecuencia. Caso Deslastre.

En el instante inicial, la frecuencia es de 50 Hz. En el instante inicial la pérdida de una carga hace subir la frecuencia desde su desconexión hasta que el sistema se estabiliza. En el instante inicial la frecuencia se incrementa con un ratio de de 0,335 Hz/min.

### 6.1.2.- FRECUENCIA, "RED EXTERIOR, FV Y PE"

Al igual que en el caso previo, la "Carga 35" se desconecta a los 10 s. Los efectos sobre la potencia total demandada y la frecuencia en la red son similares al caso anterior. Para el estudio, la carga para las 14:00 horas es alimentada desde los generadores ubicados en el propio sistema de generación.

Se observa al inicio de la figura 6.2, que la potencia activa y reactiva aportada por la red externa es nula, sin embargo, el sistema de distribución permanece conectado a la red exterior. En el momento de desconexión de la carga, el sistema de distribución se convierte en exportador de energía a través del punto de conexión con la red externa.

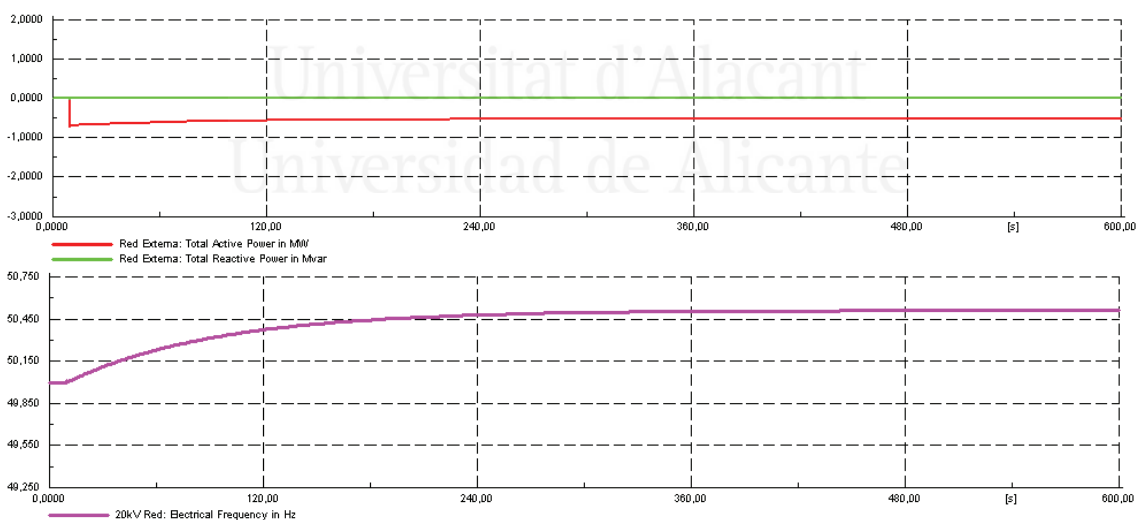


Figura 6.2: "Red Exterior, FV y PE". Sobrefrecuencia.

Frecuencia, [Hz]	Inicial	Máxima
20kV Red	50	50,51

Tabla 6.2: "Generación FV y PE". Valores de Frecuencia. Caso Deslastre.

En el instante inicial, la frecuencia es de 50 Hz. En el deslastre la frecuencia aumenta en el instante inicial con un ratio de 0,325 Hz/min. Posteriormente se estabiliza en 50,51 Hz transcurridos 10 minutos.

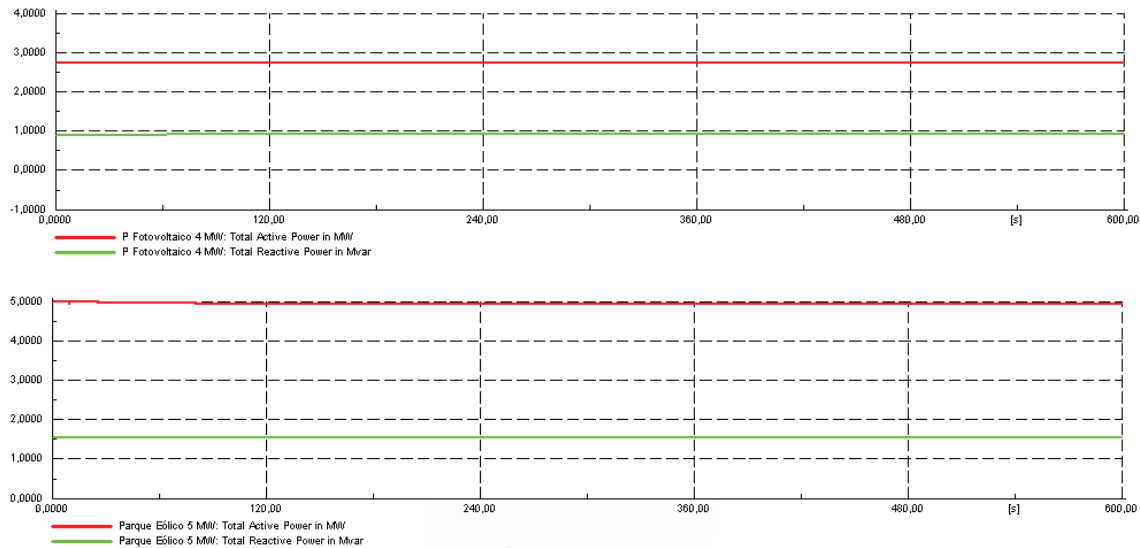


Figura 6.3: “Red Exterior, FV y PE”. Caso Deslastre.

La potencia activa y reactiva generada por la instalación fotovoltaica y el parque eólico permanecen constantes durante el transcurso de la sobrefrecuencia. La instalación fotovoltaica genera 2,75 MW y el parque eólico 5 MW. Se observa como a consecuencia de la sobrefrecuencia el parque eólico genera una potencia activa de 4,95 MW cuando la frecuencia de la red se estabiliza.

De la comparación de los casos expuestos en los apartados 6.1.1 y 6.1.2 se observa como cuando la energía distribuida no aporta energía para abastecer la carga, sigue siendo necesario contar con el sistema de control de frecuencia de la red externa, a fin de regular las variaciones producidas en el equilibrio entre demanda y generación. Este hecho, provoca que el sistema de generación distribuida dependa en la actualidad del parque convencional de generación, que, aún cuando no está generando energía, debe permanecer con la reserva rodante necesaria para mantener el sistema en equilibrio, manteniendo los parámetros de control del sistema bajo los valores establecidos por el operador del sistema.

La operación en estas condiciones es numerosas veces costosa e impide que la generación distribuida pueda alcanzar altas cotas de penetración en la participación del *mix* de generación. Este efecto es especialmente importante en situaciones de alta potencia eólica disponible en el sistema eléctrico peninsular. Por ello, si se desea seguir incrementando la potencia distribuida existente en el sistema eléctrico español, es necesario que las plantas eólicas y fotovoltaicas implementen nuevos sistemas de control que permitan incrementar la potencia instalada sin mermar la producción debido a restricciones técnicas por estabilidad del sistema.

### 6.1.3.- FRECUENCIA, “RED EXTERIOR, FV Y PE CON CONTROL DE FRECUENCIA”

En este apartado se define un sistema de control de frecuencia-potencia para la instalación fotovoltaica y para el parque eólico. Posteriormente, se estudiará su funcionamiento en el sistema de generación distribuida. Finalmente, los resultados serán cotejados con los obtenidos en los apartados 6.1.1 y 6.1.2 a fin de analizar las ventajas que es capaz de aportar.

#### 6.1.3.1.- Control de frecuencia de la Instalación Fotovoltaica

El control de frecuencia para una instalación fotovoltaica se implementa con el bloque de la figura 6.4 [69]. El bloque establece la consigna de potencia en función de la frecuencia medida y la consigna de frecuencia, que debe ser de 50 Hz.



Figura 6.4: Sistema de control de frecuencia-potencia. Fotovoltaica.

Los parámetros de funcionamiento y sus valores se indican en la tabla 6.5.

Bloque de Reducción de Potencia Activa	Valores del Parámetro
Frecuencia de Inicio de la Reducción [Hz], activación	50,2
Frecuencia Final de la Reducción [Hz], desconexión	50,15
Gradiente de la Reducción [%/Hz]	300
Constante de Tiempo del Filtro	0,01

Tabla 6.3: Parámetros del control de frecuencia-potencia. Fotovoltaica.

De esta manera, el sistema de control reducirá la potencia activa de la instalación cuando el valor de frecuencia supere 50,2 Hz. Variará su potencia en razón de un 300% sobre la potencia nominal, por cada Hz que la frecuencia difiera del valor de activación. El control de frecuencia detendrá su actuación, cuando la frecuencia recupere el valor de 50,15 Hz.

#### 6.1.3.2.- Control de frecuencia del Parque Eólico

En el caso del parque eólico, el sistema actúa de la misma manera, con la salvedad de que lo hace en forma de reducción sobre una potencia de referencia previamente definida. Los bloques de control se han definido empleando la herramienta de programación DPL integrada en DlgSILENT. En la figura 6.5 se observa el diagrama de bloques del sistema de control asignado a las turbinas eólicas,

las cuales, debido al generador dinámico que equipan, poseen un limitador del gradiente para las variaciones de potencia asignadas.

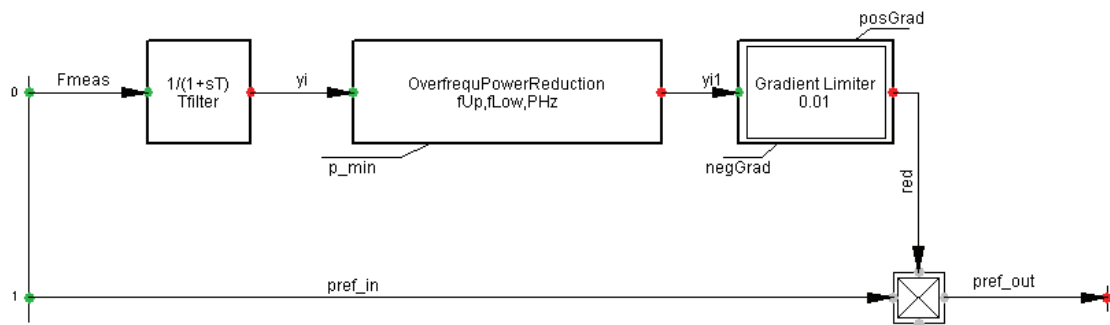


Figura 6.5: Sistema de control de frecuencia-potencia. Parque Eólico.

Los parámetros empleados y sus correspondientes valores para el sistema de control del parque eólico se muestran en la tabla 6.4.

Bloque de Reducción de Potencia Activa	Valores del Parámetro
Frecuencia de Inicio de la Reducción [Hz]	50,2
Frecuencia Final de la Reducción [Hz]	50,15
Gradiente de la Reducción [%/Hz]	300
Constante de Tiempo del Filtro	0,01
Potencia Activa Mínima	0
Gradiente Negativo de Variación de Potencia Activa	-0,5 [pu/s]
Gradiente Positivo de Variación de Potencia Activa	0,05 [pu/s]

Tabla 6.4: Parámetros del control de frecuencia-potencia. Parque Eólico.

Por tanto, el sistema se controla de forma similar a la instalación fotovoltaica. Cuando la frecuencia del sistema de distribución supera 50,2 Hz, la potencia activa del parque eólico se reduce en un 300% por cada Hz que la frecuencia medida supera la frecuencia de activación. Cuando la frecuencia baja de 50,15 Hz el sistema desconecta la reducción de frecuencia. En este caso, se establece una limitación en la variación de la potencia activa por unidad de tiempo, evitando de esta manera oscilaciones bruscas para el generador de inducción y para el sistema.

### 6.1.3.2.- Resultados del Control de Frecuencia

Con los mismos eventos que en el caso descrito en los apartados 6.1.1 y 6.1.2, se observa que la demanda de potencia activa se reduce a causa de la desconexión de la “Carga 35” a los 10 s. A partir de ese momento, la frecuencia del sistema se incrementa de igual manera que en los casos anteriores hasta alcanzar la frecuencia de inicio de reducción de potencia, tarada en 50,2 Hz. Este suceso acontece a los 52 s desde el inicio de la simulación. Entonces la potencia generada se reduce a

consecuencia de la activación del sistema de reducción de frecuencia. Hasta que la frecuencia se estabiliza dentro de los límites impuestos.

El caso estudiado en el apartado 6.1.3 de “Red Exterior, FV y PE con Control de Frecuencia” resulta en el dato de frecuencia aportado en la tabla 6.5. En la misma, se observa como la frecuencia, que anteriormente alcanzaba valores de 50,54 y 50,51 Hz, queda contenida en este caso hasta los 50,22 Hz, permaneciendo dentro de los límites establecidos por el operador de la red.

Frecuencia, [Hz]	Inicial	Máxima
20kV Red	50	50,22

Tabla 6.5: “Control de Frecuencia”. Valores de Frecuencia. Deslastre.

El funcionamiento del sistema de control de frecuencia se observa en la figura 6.6, donde se muestra la potencia intercambiada por el sistema de distribución con la red externa. Se observa que a los 10 s, el deslastre del sistema provoca un exceso de generación que implica el incremento de la frecuencia, haciendo que la potencia activa disponible por la desconexión de la carga sea evacuada a la red exterior. Esta situación se mantendría hasta la respuesta del sistema de control de la red externa, sin embargo, el sistema de regulación de frecuencia implementado, actúa a los 52 s, reduciendo el exceso de potencia generada y limitando la frecuencia medida en el sistema de distribución hasta el mencionado valor de 50,22 Hz.

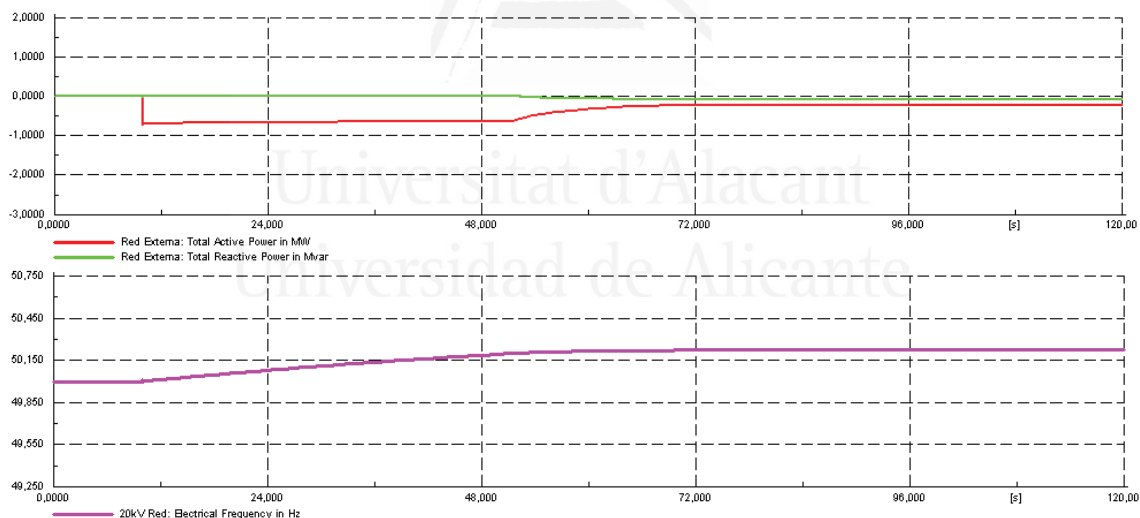


Figura 6.6: Caso “Control de Frecuencia”.

Los resultados observados en la figura 6.6, se corresponden con el efecto combinado del funcionamiento de los sistemas de control de frecuencia-potencia en la instalación fotovoltaica y en el parque eólico.

En la figura 6.7 se observa el ajuste en la potencia activa generada por la instalación fotovoltaica. En el instante inicial, la generación fotovoltaica es de 2,75 MW y entonces, con la activación del sistema de control de reducción de potencia activa,

la potencia generada es capaz de descender hasta 2,57 MW. La instalación fotovoltaica modifica su valor de potencia nominal con el desplazamiento del punto de trabajo de máxima potencia, mediante el incremento en la tensión de corriente continua. De esta manera, el campo solar queda fuera del punto de seguimiento de máxima potencia, ajustando la producción a la consigna establecida en el sistema de control. La frecuencia se observa que se eleva hasta 50,22 Hz.

Cuando supera 50,20 Hz se activa el sistema de reducción de potencia activa. Los valores de potencia activa y tensión durante la regulación se muestran en la tabla 6.6.

Fotovoltaica	Inicial	Regulación
Potencia Activa, [MW]	2,75	2,57
Tensión DC, [V]	700	729

Tabla 6.6: "Control de Frecuencia". Potencia activa y Tensión DC. Fotovoltaica.

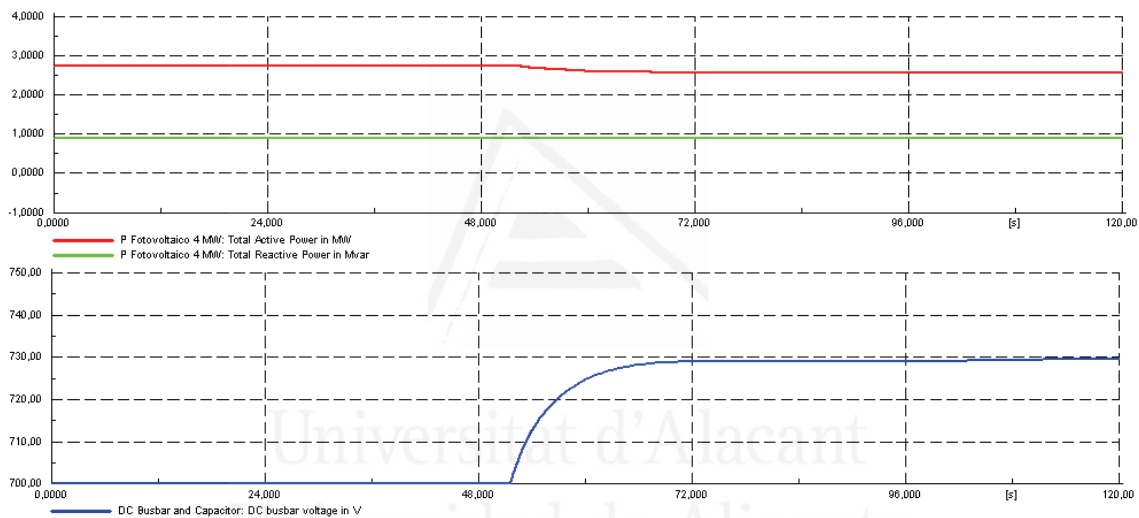


Figura 6.7: "Control de Frecuencia". Planta Fotovoltaica. Deslaste.

En el caso del parque eólico, la reducción de potencia tiene lugar de la misma forma. Ello se muestra la tabla 6.7 con los valores de potencia.

Eólica	Inicial	Regulación
Potencia Activa, [MW]	5	4,75
Pitch, [°]	0	1,7

Tabla 6.7: "Control de Frecuencia". Potencia activa y Pitch. Eólica.

En la figura 6.8, la primera gráfica muestra el descenso en la potencia activa generada por el parque eólico, en el segundo 52, cuando la frecuencia supera los 50,2 Hz, hasta alcanzar 4,75 MW. En ese instante, al reducir la potencia activa generada, el generador incrementa su velocidad a consecuencia de un nuevo punto de trabajo, ya que la fuerza contraelectromotriz en ese instante es menor que el par mecánico

aplicado en el eje del generador. Esta situación debe ser estabilizada reduciendo el par mecánico aplicado en el eje.

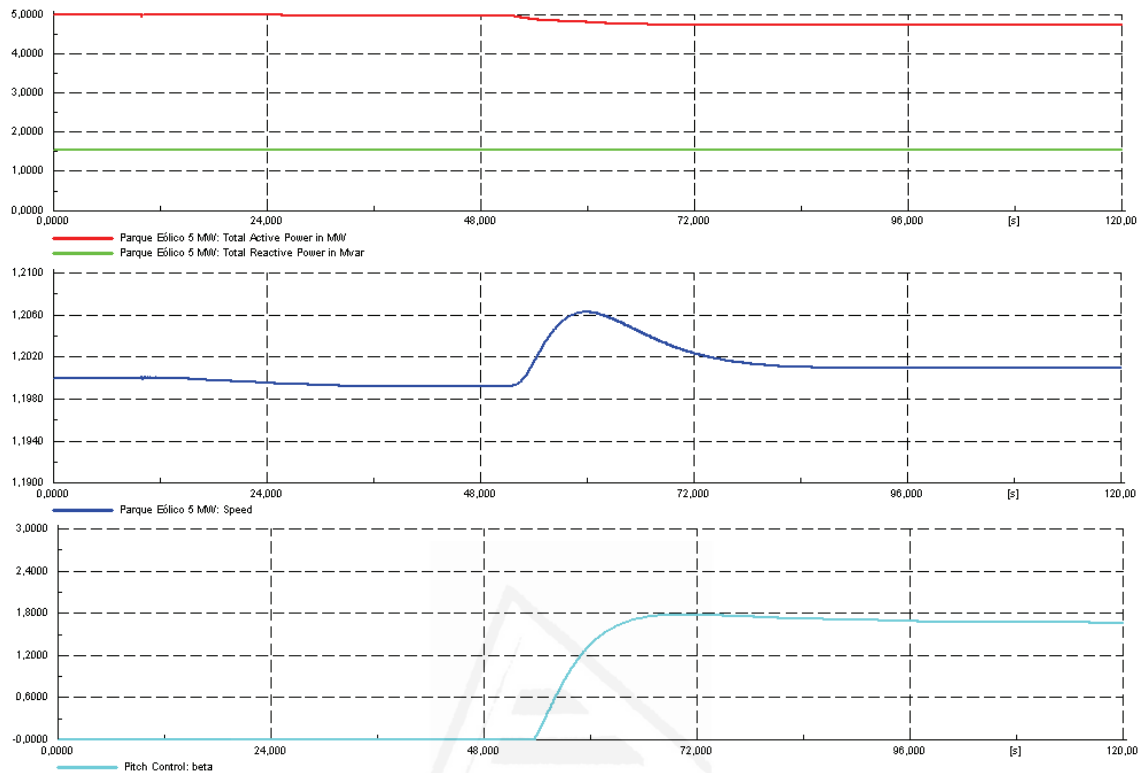


Figura 6.8: “Control de Frecuencia”. Parque Eólico. Deslaste.

En la última gráfica de la figura 6.8 se observa como la velocidad del generador se incrementa cuando el sistema de control reduce la potencia activa según se ha descrito. En los siguientes segundos, el control del pitch ajusta el paso de la pala para disminuir la velocidad de rotación, reduciendo la potencia eólica capturada por las palas del aerogenerador.

Si se comparan los casos, se obtiene:

Caso	Nudo	Frecuencia, [Hz]
Red Externa	20 kV Red	50,54
Red Externa, FV y PE	20 kV Red	50,51
Red Externa, FV y PE. Control de Frecuencia	20 kV Red	50,22

Tabla 6.8: Valores de Frecuencia. Deslaste.

La tabla 6.8 muestra el efecto que sobre la frecuencia tiene proveer a la generación distribuida de un control de frecuencia-potencia. Este sistema permitirá incrementar la potencia distribuida implementando el control de frecuencia cuando se producen desastres en el sistema o bien cuando se incrementa la potencia distribuida procedente de fuentes no despachables de generación.



## 6.2.- CASO DE INCREMENTO DE CARGA

En el apartado 6.1, se ha comprobado la efectividad de un sistema de control para el caso del deslastre de una carga, también apto para el incremento de la generación no despachable. En este apartado, se estudia el efecto que sobre la red puede tener el incremento de la potencia necesaria para satisfacer la demanda.

Este suceso puede venir provocado por la conexión de una nueva carga, la reposición de una línea cuyo balance sea negativo, o bien por el descenso repentino de la potencia disponible en una fuente de generación. En relación a la potencia disponible de generación, puede motivarse por la pérdida de un grupo de generación, o por el descenso del recurso primario de una fuente renovable como el sol o el viento. En tal caso, es necesario disponer de una reserva de potencia a subir en el parque de generación estudiado. Para el caso, la instalación fotovoltaica o el parque eólico. Por tanto, en el estado previo, la generación distribuida debe trabajar bajo una consigna que permita, tras acontecer el suceso estudiado, un nuevo punto de trabajo de la generación distribuida, a fin de paliar el incremento de la carga del sistema de distribución. En este caso, se establece un punto de trabajo por debajo del óptimo de la propia instalación, permaneciendo la “Carga 35” bajo su valor nominal de 0,70 MW. Posteriormente, la “Carga 35” incrementa su valor en un 100% de su valor nominal. Y se estudia el comportamiento del sistema.

### 6.2.1.- SUMINISTRO DESDE LA “RED EXTERIOR”

En el caso del suministro desde la “Red Exterior”, el sistema de distribución carece de generación distribuida, por lo que tanto la instalación fotovoltaica como el parque eólico permanecen desconectados.

La red exterior está equipada con un sistema de regulación de frecuencia que ajusta el valor de 1 MW/Hz, tal y como se establecía en el apartado 6.1. Posteriormente, la “Carga 35, que bajo la premisa establecida permanecía bajo su valor nominal, incrementa su valor en un 100%, mientras permanece conectada al sistema de distribución. La carga que tenía un valor de 0,70 MW adquiere un valor de 1,40 MW. Este evento provoca que la generación sea inferior a la demanda de potencia. Consecuentemente, la frecuencia en el sistema de distribución se reduce hasta alcanzar un nuevo punto de equilibrio.

Al realizar la simulación, los resultados se muestran en la figura 6.9. En el primer gráfico se muestran las potencias activas y reactivas, y en el segundo la frecuencia del sistema de distribución. En el segundo 110 de la simulación, la “Carga 35” incrementa su valor en un 100% de su potencia activa, por lo que se produce un escalón de carga de 0,7 MW. En el instante inicial se observa como el sistema de distribución importa esa potencia desde la red exterior. Mientras tanto, la frecuencia

del sistema se reduce, actuando el control de la red externa, hasta alcanzar un nuevo punto de equilibrio.

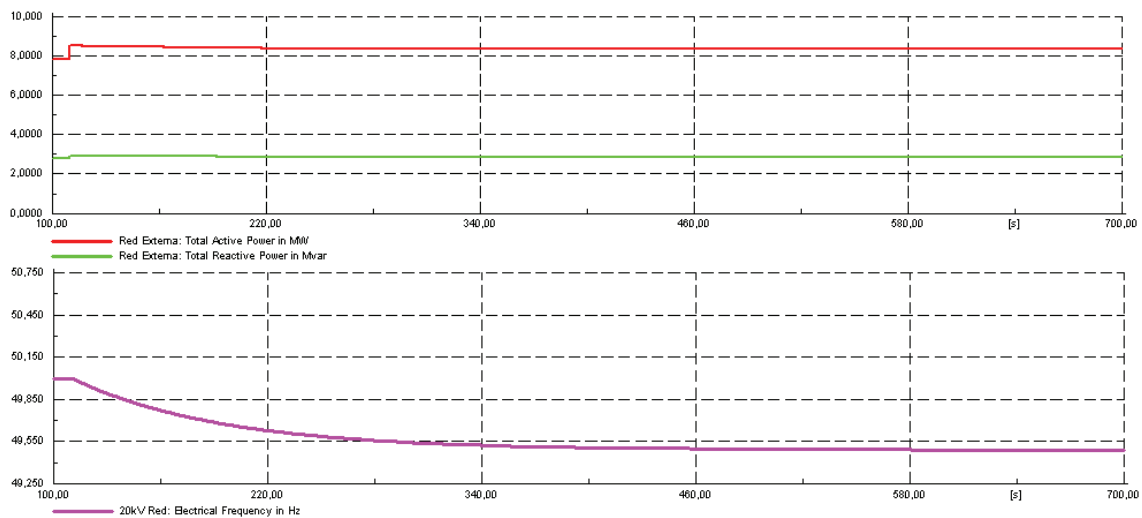


Figura 6.9: “Red Exterior”. Escalón de Carga.

En la figura 6.9 se puede observar como la demanda de potencia activa aumenta su valor para el instante de 110 s al incrementar la “Carga 35” su valor con la carga extra de 0,7 MW.

Frecuencia, [Hz]	Inicial	Mínima
20kV Red	50	49,50

Tabla 6.9: “Red Exterior”. Valores de Frecuencia. Escalón de Carga.

En el instante inicial, la frecuencia es de 50 Hz. El incremento de carga hace bajar la frecuencia hasta alcanzar el nuevo punto de equilibrio, gracias al sistema de regulación de frecuencia-potencia equipado en la red exterior. Durante este periodo la frecuencia disminuye hasta alcanzar 49,50 Hz. El ratio inicial es de 0,325 Hz/min, que se amortigua debido al control secundario en la red exterior de 1 MW/Hz.

## 6.2.2 CASO “GENERACIÓN FV Y PE”

En el siguiente paso, se conecta la generación distribuida definida para el sistema de distribución. En este caso, la red de estudio permanece conectada a la red exterior, añadiendo la generación de la instalación fotovoltaica y el parque eólico. Este será en caso de “Generación FV y PE”, donde existe generación distribuida. Sin embargo, en la actualidad, la generación distribuida, y en concreto los parques eólicos y las instalaciones fotovoltaicas, no tienen implementados los sistemas de control que les permitirían realizar un control de la potencia activa. La “Carga 35” incrementa su valor en un 100% a los 110 s. Los efectos sobre la frecuencia en el sistema son similares al caso anterior, y se muestran en la figura 6.10.

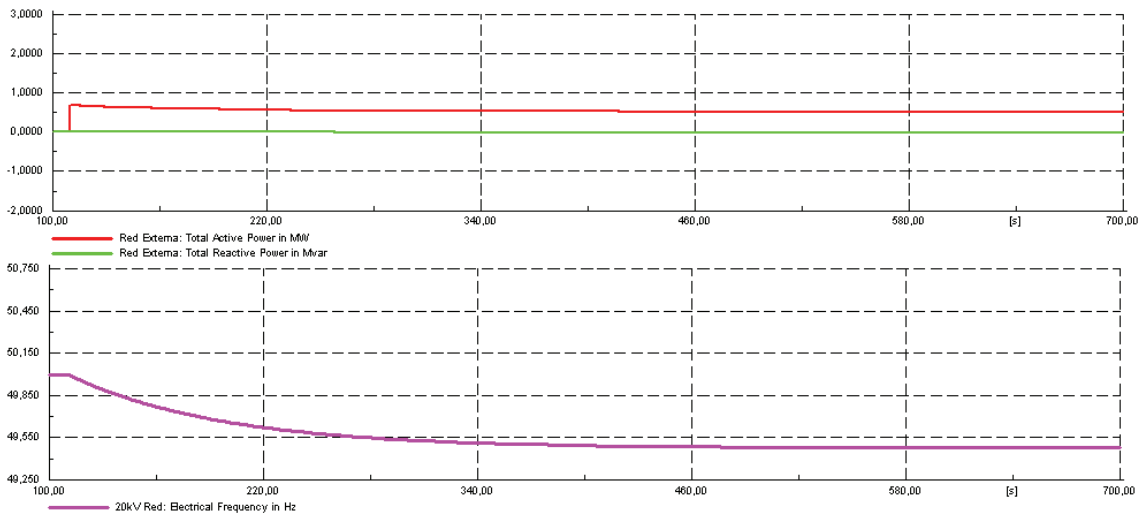


Figura 6.10: “Generación FV y PE”. Escalón de Carga.

En el instante de tiempo de 110 s, el incremento de la carga en el sistema de distribución provoca la necesidad de importar la energía desde la red exterior, la cual incorpora un control con una sensibilidad de 1 MW/Hz, lo que provoca un descenso en la frecuencia del sistema hasta alcanzar un nuevo punto de equilibrio. Mostrado en la tabla 6.10.

Frecuencia, [Hz]	Inicial	Mínima
20kV Red	50	49,49

Tabla 6.10: “Generación FV y PE”. Valores de Frecuencia. Escalón de Carga.

En el instante inicial, la frecuencia es de 50 Hz. La frecuencia disminuye hasta alcanzar 49,49 Hz. Con un ratio inicial de -0,33 Hz/min hasta que, bajo la actuación del control de frecuencia de la red externa, el sistema alcanza el nuevo punto de equilibrio.

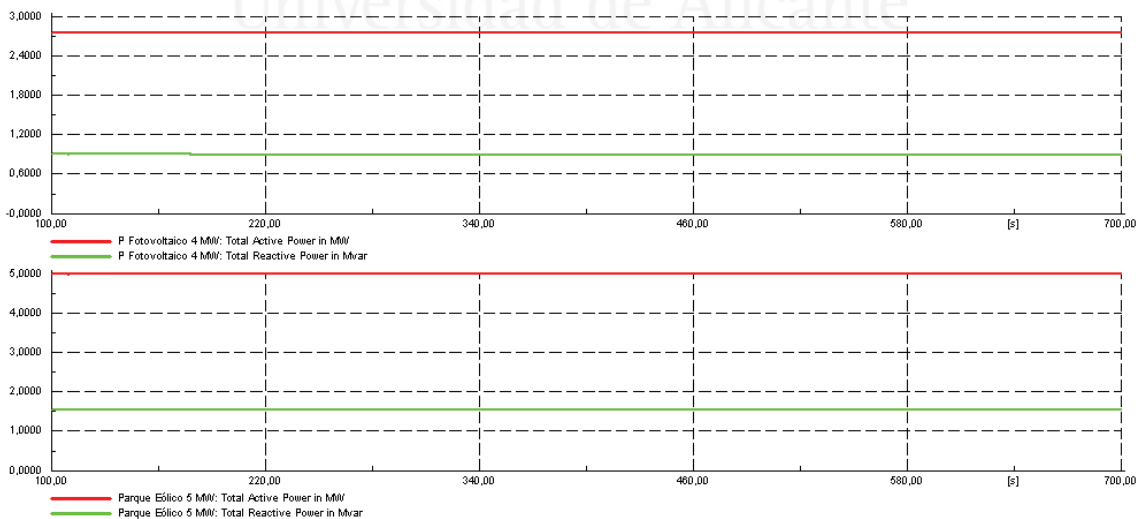


Figura 6.11: “Generación FV y PE”. Escalón de Carga.

En la figura 6.11, se observan las potencias activas y reactivas generadas por la instalación fotovoltaica y el parque eólico, que permanecen constantes durante el transcurso de la perturbación. En el caso de la instalación fotovoltaica, se generan 2,75 MW de forma constante, mientras en el caso del parque eólico, se generan 5 MW. Ni el parque eólico ni la instalación fotovoltaica modifican su generación.

### 6.2.3 “CONTROL DE FRECUENCIA” CON RESERVA PARA EL CONTROL DE FRECUENCIA-POTENCIA

En el apartado 6.1 se describió un sistema de control capaz de reducir la potencia evacuada por las instalaciones de generación distribuida. Dicho sistema puede ser igualmente empleado, para reducir la potencia cuando el operador del sistema considere necesario a fin de poseer la capacidad de volver a elevar la potencia evacuada por el sistema distribuido de generación, con posterioridad a un evento como el descrito en el apartado 6.2. Consecuentemente, es posible, tanto en la instalación fotovoltaica como en el parque eólico establecer una consigna para generar una reserva de potencia activa. La reserva de potencia debe establecerse de manera que se ajuste a las perturbaciones previsibles en el sistema. En principio, una reserva de potencia supondría un vertido de energía disponible que no es aprovechado por las fuentes de generación distribuida.

Para el caso de la instalación fotovoltaica, se establece un valor de reserva suficiente para absorber la perturbación previsible en el sistema. Para ello se modifica el punto de funcionamiento en la etapa de corriente continua del inversor. Obteniéndose una reducción de potencia tal y como se muestra en la figura. La instalación fotovoltaica reduce su potencia desde 2,75 MW hasta 2,41 MW. Para ello desplaza la tensión de funcionamiento de corriente continua hasta 745 V, tal como se observa en la figura 6.12.

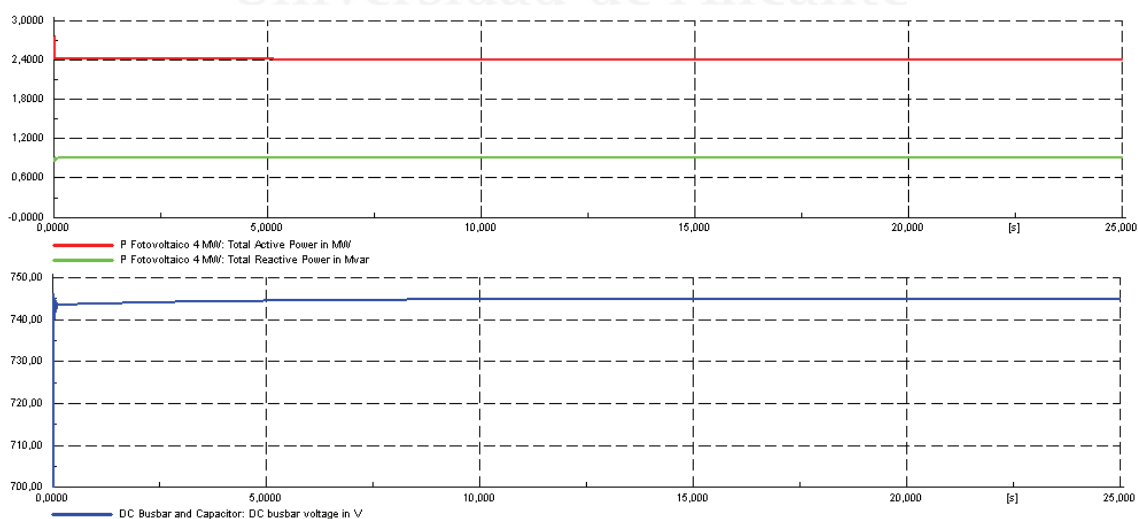


Figura 6.12: Reserva de Potencia. Instalación Fotovoltaica.

De la misma manera, se establece una reserva de potencia en el parque eólico, esta vez desplazando el punto de máximo rendimiento del paso de pala, pitch. Provocando que el aerogenerador trabaje aerodinámicamente por debajo de su óptimo.

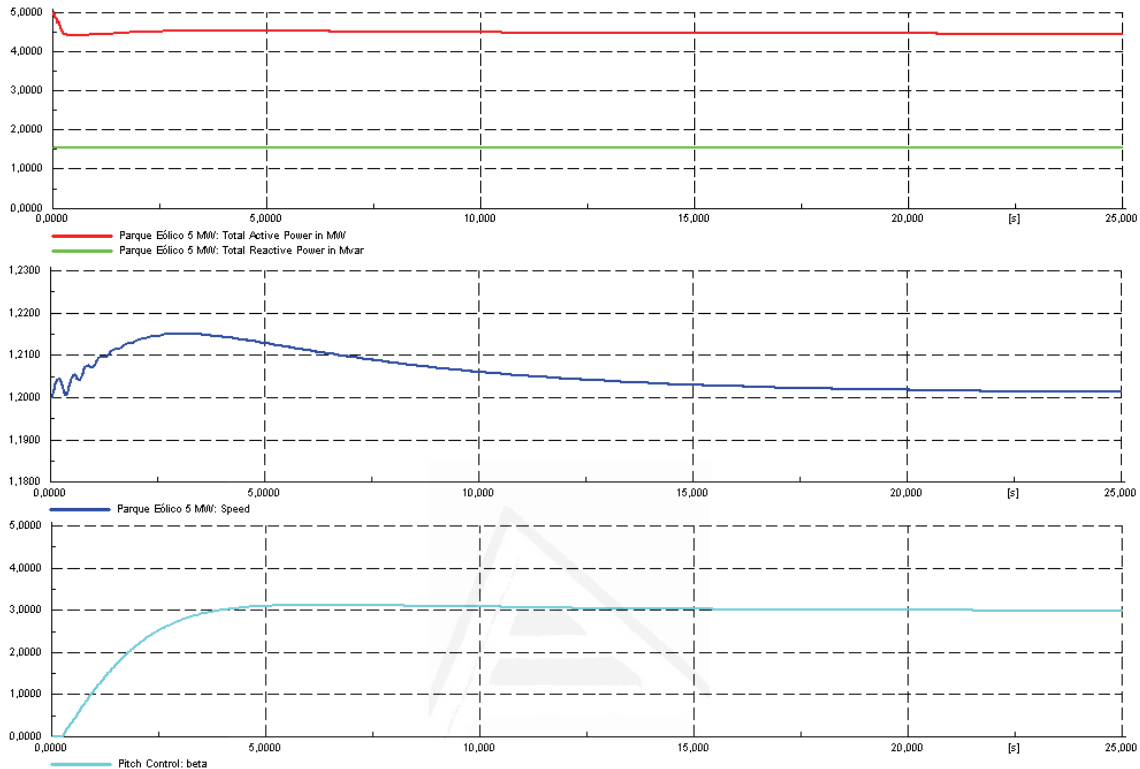


Figura 6.13: Reserva de Potencia. Parque Eólico.

En el caso del parque eólico se observa en la figura 6.13 la reducción de potencia desde 5 MW hasta 4,47 MW. Estableciendo un margen suficiente para absorber el escalón de incremento de la “Carga 35”. Para ello modifica el ángulo de paso de la pala desde 0° hasta 3°. Puede observarse una ligera aceleración de la velocidad de rotación tras reducir la potencia activa de salida y la modificación del paso de la pala hasta alcanzar nuevamente la velocidad establecida de 1,2 pu. Al reducir la potencia activa de salida, la fuerza contraelectromotriz también descende, incrementado la energía mecánica disponible en los primeros instantes, que ha sido transformada en energía cinética de rotación. Los parámetros de funcionamiento para la reducción de potencia de la instalación fotovoltaica se exponen en la tabla 6.11.

Bloque de Reducción de Potencia Activa	Valores del Parámetro
Frecuencia de Inicio de la Reducción [Hz], activación	49,90
Frecuencia Final de la Reducción [Hz], desconexión	50,00
Gradiente de la Reducción [%/Hz]	120
Constante de Tiempo del Filtro	0,01

Tabla 6.11: Parámetros del control de frecuencia-potencia. Fotovoltaica.

Cuando la potencia disponible de la generación fotovoltaica es mayor que la potencia demandada, la frecuencia del sistema incrementaría su valor por encima de 50 Hz. En este caso, la potencia activa generada por la instalación se reduce de forma proporcional al exceso de potencia. En el caso de que la frecuencia del sistema adquiera un valor por debajo de 50,00 Hz, no tendría sentido mantener la generación renovable por debajo de sus valores posibles de generación.

En relación al gradiente de reducción de potencia, se efectúa el mismo empleando, para su medida, un rango establecido sobre un valor de referencia de 50 Hz, a fin de poder ajustar los parámetros de funcionamiento del sistema de control en un rango estable de trabajo. Se pondera la potencia activa de salida empleando el diferencial entre 49,90 Hz y la frecuencia medida, siempre y cuando la frecuencia medida exceda de los 50 Hz.

Los parámetros empleados para el sistema de control del parque eólico son los que se expresan en la tabla 6.12.

Bloque de Reducción de Potencia Activa	Valores del Parámetro
Frecuencia de Inicio de la Reducción [Hz]	49,90
Frecuencia Final de la Reducción [Hz]	50,00
Gradiente de la Reducción [%/Hz]	120
Constante de Tiempo del Filtro	0,01
Potencia Activa Mínima	0
Gradiente Negativo de Variación de Potencia Activa	-0,5 [pu/s]
Gradiente Positivo de Variación de Potencia Activa	0,05 [pu/s]

Tabla 6.12: Parámetros del control de frecuencia-potencia. Parque Eólico.

Los resultados de la simulación, cuando la generación distribuida se equipa con el control de frecuencia, se presentan en la figura 6.14.

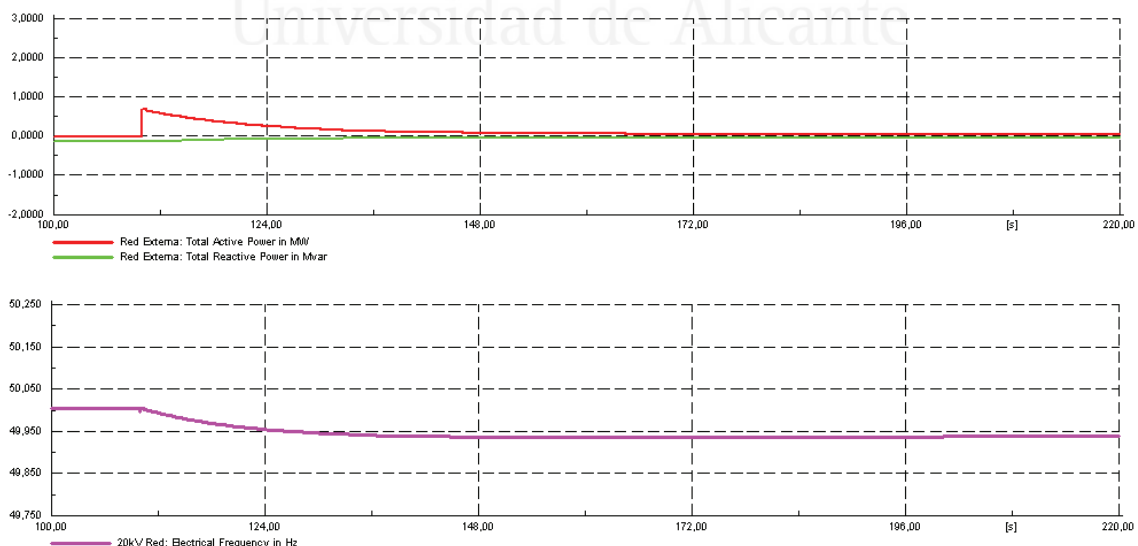


Figura 6.14: “Control de Frecuencia”. Frecuencia. Escalón de Carga.

En este caso, figura 6.14, se observa como en el instante 110 s, la carga del sistema de distribución se eleva bruscamente. Y en los siguientes instantes, esta demanda de la red externa se atenúa paulatinamente, debido a que la demanda de potencia de la red externa es rápidamente absorbida por el incremento de generación renovable. El incremento de la potencia generada por la instalación fotovoltaica y el parque eólico reduce la caída de frecuencia hasta el valor de 49,94 en dos minutos, tiempo monitorizado en la simulación.

Frecuencia, [Hz]	Inicial	Mínima
20kV Red	50	49,94

Tabla 6.13: "Control de Frecuencia". Valores de Frecuencia. Escalón de Carga.

Al contemplar detenidamente el comportamiento de la instalación fotovoltaica en este evento, se observa como en el instante de tiempo de 110 s, cuando la frecuencia desciende de 50 Hz, la tensión en la fase de corriente continua del convertidor fotovoltaico ajusta nuevamente la tensión, reduciendo su valor desde los 745 V hasta 731 V. De esta manera, mejora la extracción de potencia del campo solar, aprovechando la curva característica de potencia-tensión en los módulos fotovoltaicos.

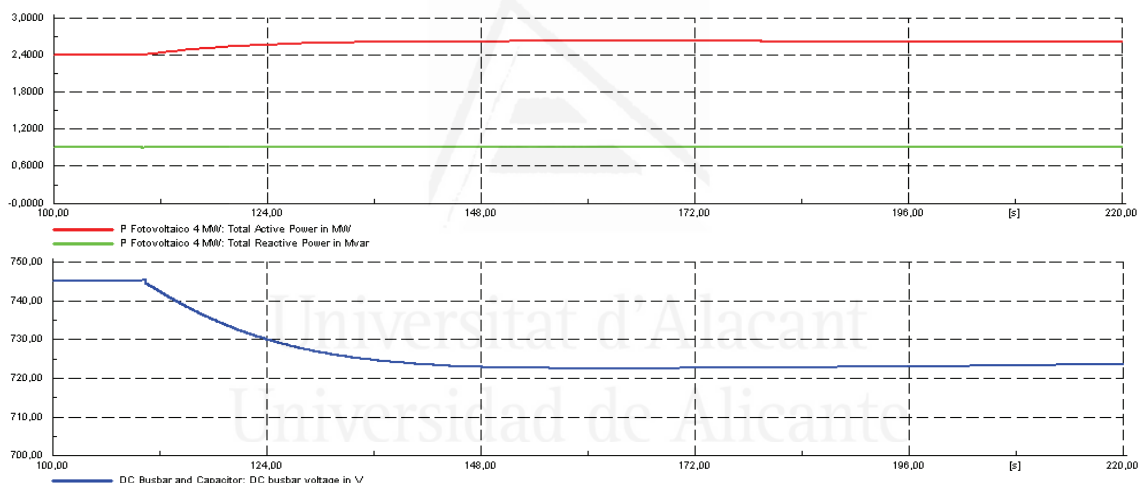


Figura 6.15: "Control de Frecuencia". Planta Fotovoltaica. Escalón de Carga.

La instalación fotovoltaica pasa a generar nuevamente 2,62 MW en los primeros 2 minutos. Mientras que la tensión en la etapa de corriente continua adquiere el valor de 731 V. Se observa como en la medida que el control de frecuencia de la red externa se extingue, la instalación continua lentamente incrementando su potencia generada. Este proceso se mantiene durante algunos minutos hasta equilibrarse.

Es importante, por tanto, determinar el nivel de reserva necesario en la instalación fotovoltaica de manera que sea capaz de absorber las variaciones producidas en los requerimientos de potencia activa. Un nivel de reserva excesivo, obligaría a las instalaciones a trabajar por debajo de sus posibilidades y por tanto realizar vertidos de energía que posteriormente no puede ser aprovechada, a menos

que se disponga de un sistema de acumulación tal y como se ha previsto en el capítulo 4.

El caso del parque eólico se muestra en la figura 6.16. En ella se muestran las potencias activas y reactivas generadas por el parque eólico, la velocidad del rotor y el ángulo de la pala.

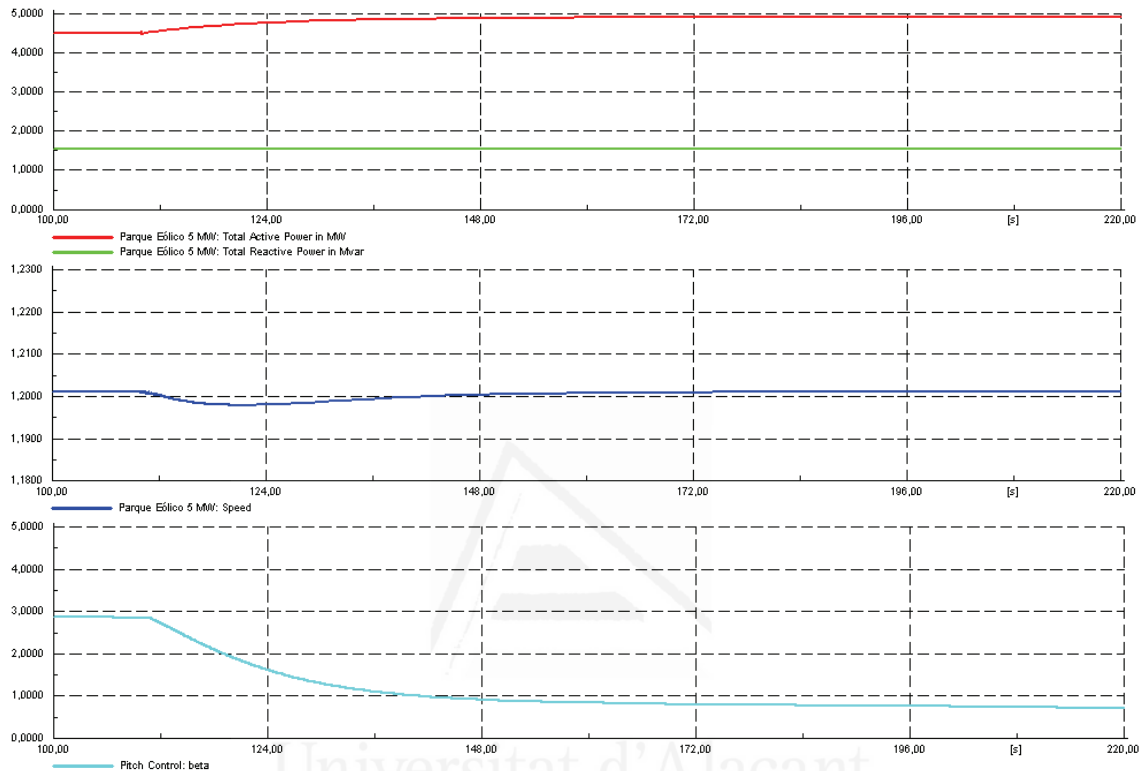


Figura 6.16: “Control de Frecuencia”. Parque Eólico. Escalón de Carga.

Se observa en la figura, que en el instante 110 s, el parque eólico incrementa la potencia generada. En el transcurso de 2 minutos, el parque eólico pasa a generar 4,92 MW. Al inicio de este proceso, se observa como la velocidad del rotor se frena en los primeros instantes, debido a un desequilibrio entre la energía mecánica introducida por las palas en el rotor y la potencia eléctrica extraída. Para equilibrar este proceso, el paso de pala reduce su valor desde  $2,9^\circ$  hasta  $0,7^\circ$ . De esta forma se incrementa el par mecánico y el rotor recupera su velocidad. En los siguientes minutos, conforme se ajusta la regulación secundaria de la red externa, el parque incrementará su generación hasta volver a la situación de equilibrio en 50 Hz.

Si se comparan los resultados obtenidos, se obtiene la tabla resumen 6.14. En la tabla se observa como la frecuencia, que para el caso del sistema de distribución sin control de frecuencia reducía su frecuencia hasta 49,49 Hz, mejora su comportamiento hasta reducir la caída de frecuencia a tan solo 49,94 Hz. Suponiendo una mejora notable del comportamiento frente a la perturbación introducida.



De esta manera, el control de frecuencia-potencia se muestra efectivo a la hora de realizar tareas de regulación primaria de frecuencia, sin depender de otras fuentes externas. Además, este sistema puede ser implementado de manera que no solo pueda ayudar a la integración de fuentes renovables en un sistema de distribución conectado a una red externa, sino que, como se verá en el apartado 6.3, su uso puede permitir el funcionamiento de sistemas de distribución a modo de microrredes.

En la tabla 6.14 se presentan los casos estudiados, y la frecuencia alcanzada en cada uno de ellos.

<b>Caso</b>	<b>Nudo</b>	<b>Frecuencia, [Hz]</b>
<b>Red Externa</b>	20 kV Red	49,50
<b>Red Externa, FV y PE</b>	20 kV Red	49,49
<b>Red Externa, FV y PE. Control de Frecuencia</b>	20 kV Red	49,94

Tabla 6.14: Valores de Frecuencia. Escalón de Carga.

En el caso de escalón de carga, la frecuencia inferior del sistema se contiene desde 49,50 Hz hasta 49,94 Hz. De esta forma se demuestra la aptitud de la generación fotovoltaica y eólica para dar cumplimiento a los requisitos de regulación primaria del sistema eléctrico en instantes en los cuales la alta penetración de energía no despachable hace inviable el control del sistema. En la actualidad, con la potencia eólica instalada, es frecuente establecer consignas mediante las cuales se reduce forzosamente la potencia eólica generada en el sistema peninsular, debiendo aún así mantener los grupos térmicos como reserva rodante para dar respuesta a las variaciones repentinas del recurso eólico.

Estas variaciones, tal y como ya se ha tratado en capítulos anteriores, pueden venir motivadas no solo por el descenso del viento, sino también por rachas que puedan superar la velocidad de operación de los aerogeneradores. Hoy en día, gracias a las predicciones de viento, es posible establecer con un valor de confianza suficiente la banda de regulación necesaria para mantener conectados los parques eólicos. Un sistema con estas características, permitiría al operador del sistema mantener conectados los parques eólicos e instalaciones fotovoltaicas incluso en los instantes de menor consumo y mayor penetración de generación distribuida, estableciendo consignas de reducción de potencia a fin de absorber las variaciones previsibles.

Estas reducciones, resultan en la mayoría de los casos en vertidos de energía, por lo que deben de minimizarse, evitando de esta manera la inversión en costosos sistemas de acumulación, y permitiendo un rápido control de la potencia generada por la generación distribuida. Incluso en el caso de acumulación de energía, analizado en el desarrollo de esta tesis, la energía generada por la instalación fotovoltaica puede verse comprometida si el generador fotovoltaico ya trabaja a potencia nominal. Por lo que debe establecerse igualmente una consigna de reducción de potencia ya no sobre el recurso solar, sino también sobre la potencia de salida disponible en el convertidor, a fin de que la instalación fotovoltaica no pierda su capacidad de regulación a subir potencia.

### 6.3.- FUNCIONAMIENTO EN ISLA

Es este supuesto se analiza el comportamiento de la red trabajando en isla. En las redes eléctricas inteligentes, la capacidad de un sistema de distribución para trabajar en isla se considera de manera que el sistema pueda operar con normalidad, aún cuando no se disponga de una red externa que preste los servicios complementarios de ajuste del sistema [75]. Actualmente, es uno de los mayores desafíos que se presentan en los sistemas de distribución. En el sistema ensayado, esta característica se hace posible gracias a un sistema de regulación de frecuencia que permite mantener el sistema de distribución en condiciones de equilibrio. En este apartado se estudiará la respuesta ante el deslastre y el escalón de carga. Para el funcionamiento de la red en isla, tal y como se detalla en el capítulo 4 se dispone de un generador síncrono despachable. El modelo de generador síncrono empleado se detalla en la tabla 6.15 que se muestra a continuación:

Componente	Tipo
Frame	IEEE-Frame no droop
Máquina	Máquina Síncrona
Potencia, [MW]	2
Sistema de Control	pcuIEEEG1
Modelo Excitatriz	vcoIEEET1
Tensión [kV]	10
Conexión	Trafo 10/20 kV
Tipología	Turbina Vapor

Tabla 6.15: Generador Síncrono.

Esta unidad síncrona de generación modela el comportamiento de un generador de vapor, y puede equiparse a una central de biomasa. El generador también podría ser equiparado a una central térmica convencional funcionando con combustibles convencionales como el carbón. La tensión de generación del alternador equipado en el eje de la turbina es de 10 kV, por lo que se instala un transformador cuya relación de transformación permite el vertido de la energía generada al sistema de distribución de 20 kV. El sistema de control de la unidad de generación de vapor despachable, puede ser incluido en la red de distribución cuando la generación distribuida aporta 4 MW para el caso del parque eólico, y 2,75 MW en el caso de la instalación fotovoltaica. El resto de la potencia necesaria para el funcionamiento del sistema de distribución es aportado por el generador síncrono. El generador síncrono se encuentra conectado al nudo "20kV Red".

Además, para el funcionamiento del sistema de distribución, se ubica un sistema de compensación de potencia reactiva basado en un condensador con 2 escalones de potencia. Con una potencia total de 1,28 MVAR. El objeto del sistema de compensación es permitir que los generadores distribuidos puedan ajustar su potencia manteniendo un factor de potencia cercano a 1. Esto permitiría que el factor de potencia pueda ser empleado para otros fines como regular la tensión de la red

mediante la inyección o el consumo de potencia reactiva. Estos sistemas han sido expuestos en el capítulo 2 de este documento, por lo que se considera ampliamente motivada su inclusión en este estudio.

El esquema del sistema de distribución se puede observar en la figura 6.17. En la misma se muestran los diferentes componentes que se han modelado en el desarrollo de esta tesis, y se incluyen como nuevos componentes el generador síncrono de vapor y el sistema de compensación de potencia reactiva.

Se incluyen las cargas analizadas con anterioridad, la cuales se diferencian por poseer tres perfiles diferenciados de demanda, por una parte las de carácter doméstico, diferenciadas en color rojo y numeradas del 1 al 9. En segundo lugar e identificadas en color naranja, las cargas con el perfil de servicios, numeradas desde el número 21 al 29. Y finalmente las cargas asociadas a los procesos de las grandes industrias, cuyo perfil a efectos de este estudio es prácticamente plano, y que aparecen numeradas del número 31 al número 35. Se definieron sus factores de potencia como 0,95, 0,9 y 0,8 para las cargas residenciales, de servicios e industriales respectivamente.

Como unidades de generación, se mantienen la instalación fotovoltaica con una potencia nominal de 4 MW y el parque eólico con una potencia nominal de 5 MW. La instalación fotovoltaica se presenta conectada al “Nudo 14” del sistema de distribución, y se identifica en color azul claro. El parque eólico en color verde claro, se presenta conectado a “Nudo 19” del sistema de distribución. La instalación fotovoltaica se considera equipada con un sistema de acumulación electroquímica de energía, estudiado en el capítulo 4.

Los nuevos elementos, el generador síncrono y el sistema de compensación de potencia reactiva, se encuentran conectados al nudo “20 kV Red”. El generador síncrono se identifica en color negro, y la potencia nominal del mismo es de 2 MW. La batería de condensadores se identifica en color magenta, y posee una potencia de 1,28 MVar.

La conexión del nudo “20 kV Red” con la red exterior, e incluso con el transformador empleado para ajustar la tensión, se encuentra deshabilitada. Por tanto, no existe unión entre el nudo “20 kV Red” y la zona aguas arriba, identificada en color azul. Por tanto, el sistema de distribución estudiado adquiere ahora la configuración de una microrred, por lo que se abastece de forma autónoma e independientemente de la red exterior. Incluso cuando en capítulos anteriores se han definido los efectos beneficiosos que sobre la red externa puede tener el sistema de distribución cuando se mantiene conectado, trabajar de forma aislada supone un nuevo reto para los sistemas de distribución, ya que deben de contar con consignas específicas de funcionamiento que mantengan los parámetros de control del sistema sin contar con la inercia que ofrece un punto de conexión con el sistema eléctrico. En este apartado se describe el funcionamiento frente a las perturbaciones que pueden modificar la frecuencia de la microrred y su optimización.

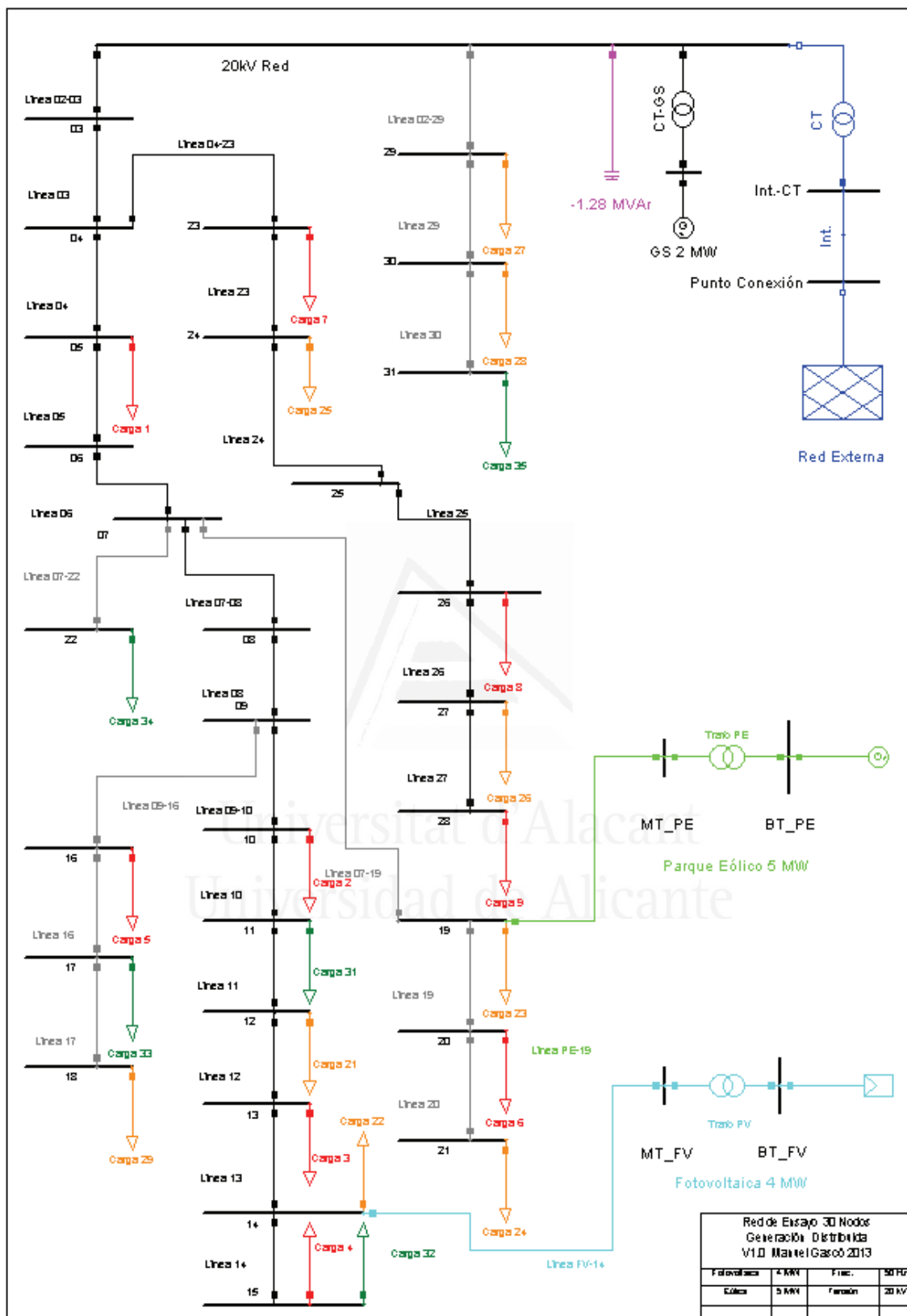


Figura 6.17: Sistema de Distribución en Isla, Microrred.

### 6.3.1- DESLASTRE DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN EN ISLA

Para la simulación del deslastre con el sistema de distribución funcionando en modo isla, se establece el funcionamiento a las 14:00 horas, con los niveles de carga especificados en los apartados anteriores, y donde existe una reducción de carga por parte de la instalación fotovoltaica, a fin de acumular el excedente de energía como se indica en el apartado 6.2. Además, el generador síncrono permanece conectado a fin de estudiar la respuesta ante posibles variaciones de carga, como las que se contemplan en el apartado actual. Esta configuración permite el estudio de la respuesta ante variaciones de carga de los sistemas que componen la microrred. Para la alimentación del sistema en isla se cuenta con las siguientes unidades de generación y sus respectivos aportes de potencia activa y potencia reactiva:

Unidad de Generación	Potencia Activa, [MW]	Potencia Reactiva, [MVar]
Instalación Fotovoltaica	2,75	0,94
Parque Eólico	4,00	1,55
Generador Síncrono	0,90	0,00
Banco Reactiva	-	1,28
Red Externa	-	-

Tabla 6.16: Alimentación de la Red en Isla.

El deslastre se realiza mediante la desconexión de la “Carga 35”. De esta forma se produce una pérdida instantánea de 0,70 MW, con un factor de potencia de 0,8. El efecto sobre la frecuencia en el sistema de distribución puede observarse en la figura 6.18.

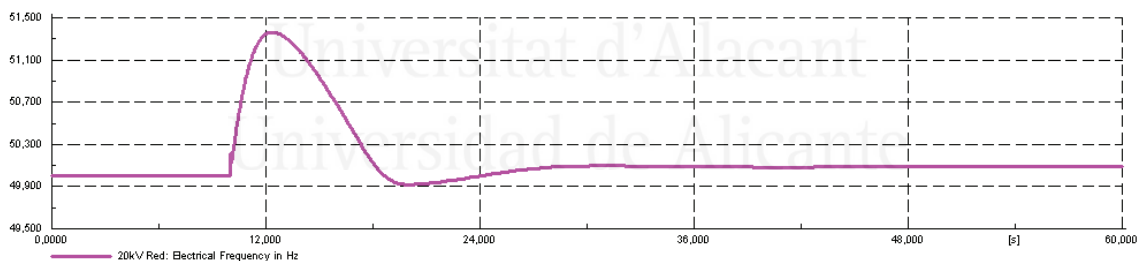


Figura 6.18: Red en Isla. Deslastre. Respuesta del Generador Síncrono.

Cuando se desconecta la “Carga 35” la frecuencia del sistema incrementa su valor hasta alcanzar el valor de 51,40 Hz. A los 0,2 segundos, la frecuencia supera el valor de referencia de 0,25 Hz. Alcanza un pico máximo de 51,40 Hz a los 2,4 segundos, y bajo la actuación del control de frecuencia del generador síncrono, la frecuencia se estabiliza, transcurridos 8,5 segundos la variación de frecuencia es menor de 0,25 Hz.

Caso	Nudo	Frecuencia, [Hz]
Control del Generador Síncrono	20 kV Red	51,40

Tabla 6.17: Valores de Frecuencia. Red en Isla. Deslastre.

La tabla 6.17 muestra el valor de variación máxima de la frecuencia cuando ésta es controlada por el generador síncrono. El sistema permanece durante 8,3 segundos por encima de la frecuencia máxima de referencia. Además, el ROCOF se corresponde en los primeros instantes con 1,25 Hz/s. Esta situación sería susceptible de disparar los sistemas de protección. Por tanto se propone el sistema de control de frecuencia implementado para el caso del sistema de distribución funcionando como una microrred.

En primer lugar se equipa la microrred con el sistema de control de frecuencia de los parques eólicos. En este caso, los parámetros de control del sistema de reducción de potencia son los descritos en la tabla 6.18:

Bloque de Reducción de Potencia Activa	Valores del Parámetro
Frecuencia de Inicio de la Reducción [Hz]	50,2
Frecuencia Final de la Reducción [Hz]	50,15
Gradiente de la Reducción [%/Hz]	300
Constante de Tiempo del Filtro	0,01
Potencia Activa Mínima	0
Gradiente Negativo de Variación de Potencia Activa	-0,06 [pu/s]
Gradiente Positivo de Variación de Potencia Activa	0,01 [pu/s]

Tabla 6.18: Parámetros del control de frecuencia-potencia. Parque Eólico.

De esta forma se realiza la simulación para el siguiente caso y se comprueban los resultados. Verificando la frecuencia en el sistema de distribución, así como la potencia activa inyectada por el parque eólico durante la perturbación, figura 6.19.

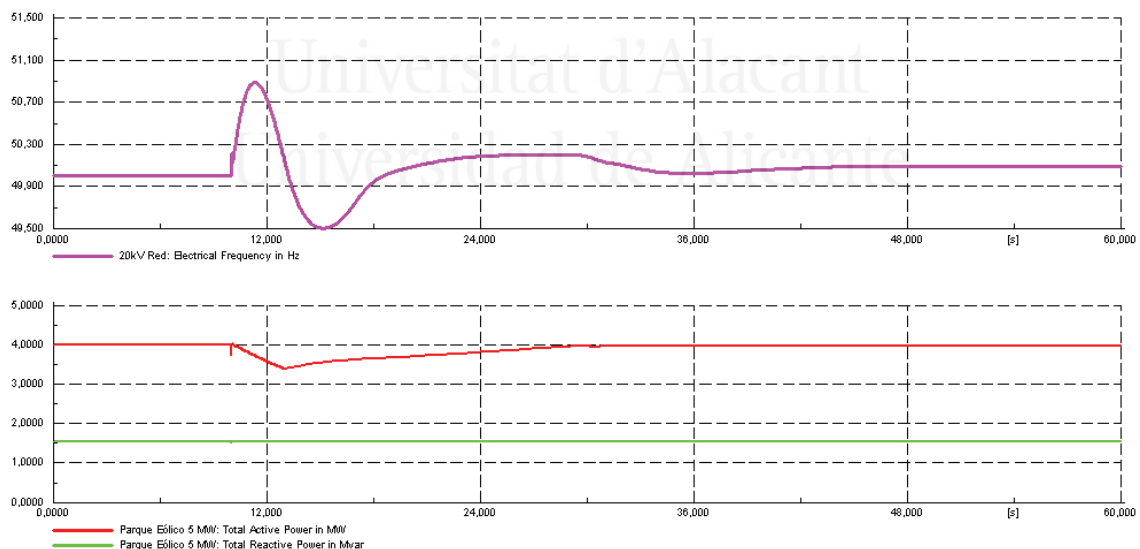


Figura 6.19: Red en Isla. Deslaste. Respuesta del Generador Síncrono y PE.

En este caso, la frecuencia máxima del sistema es de 50,89 Hz. Tras 0,2 segundos, la frecuencia supera los 50,25 Hz, volviendo al rango permitido en el instante de 2,85 segundos tras el evento. Posteriormente, entre el segundo 3,72 y el

6,97 la frecuencia permanece por debajo de 49,75 Hz, alcanzando un mínimo de 49,50 Hz 5,11 segundos después de la perturbación.

El la figura 6.19 se observa la potencia activa inyectada por el parque eólico en relación con la frecuencia medida en la microrred. Durante los 3 primeros segundos, el parque eólico reduce su potencia activa desde 4 MW hasta 3,40 MW, recuperando en los 26 segundos siguientes su potencia inicial de 4 MW.

En la tabla resumen se indica el valor de la frecuencia máxima alcanzada en el sistema de distribución.

Caso	Nudo	Frecuencia, [Hz]
<b>Control del Generador Síncrono</b>	20 kV Red	51,40 - 49,90
<b>Control Generador Síncrono y PE</b>	20 kV Red	50,89 - 49,50

Tabla 6.19: Valores de Frecuencia. Red en Isla. Deslastre.

El control de frecuencia implementado, consigue reducir la frecuencia máxima alcanzada por el sistema de 51,40 Hz hasta 50,89 Hz. Sin embargo, a fin de poder operar en condiciones óptimas, es deseable mejorar el comportamiento del sistema. De manera que pueda cumplir con los requisitos establecidos para la red externa, y de esa manera asegurar que el sistema distribuido no va a requerir del apoyo de la red externa. Limitando su interacción a los efectos positivos que el sistema distribuido pudiera tener en la red externa y, además, asegurando el cumplimiento de los requisitos de la red externa por parte de la microrred.

Para ello, se puede optimizar el sistema de frecuencia-potencia para ajustarse a los valores deseables, de esta manera se propone una configuración alternativa para el caso del parque eólico, tabla 6.20.

Bloque de Reducción de Potencia Activa	Valores del Parámetro
<b>Frecuencia de Inicio de la Reducción [Hz]</b>	50,15
<b>Frecuencia Final de la Reducción [Hz]</b>	50,5
<b>Gradiente de la Reducción [%/Hz]</b>	600
<b>Constante de Tiempo del Filtro</b>	0,01
<b>Potencia Activa Mínima</b>	0
<b>Gradiente Negativo de Variación de Potencia Activa</b>	-0,12 [pu/s]
<b>Gradiente Positivo de Variación de Potencia Activa</b>	0,12 [pu/s]

Tabla 6.20: Parámetros del control de frecuencia-potencia. Parque Eólico.

Si se escogen unos valores más acentuados para el sistema de regulación, el resultado se puede observar en la figura 6.20. Es posible mejorar el comportamiento del sistema con un sistema de control adecuado, sin embargo, la interacción entre los diferentes controladores aconseja realizar un estudio de compatibilidad. En este caso, se observa que la frecuencia máxima del sistema es de 50,65 Hz, mientras que la mínima es de 49,88. Permaneciendo fuera del rango de referencia entre los intervalos de tiempo de 0,20 a 0,80 s y 13,52 a 14,26 s tras el evento. Con unos máximos de 50,65 y 50,34 Hz respectivamente.

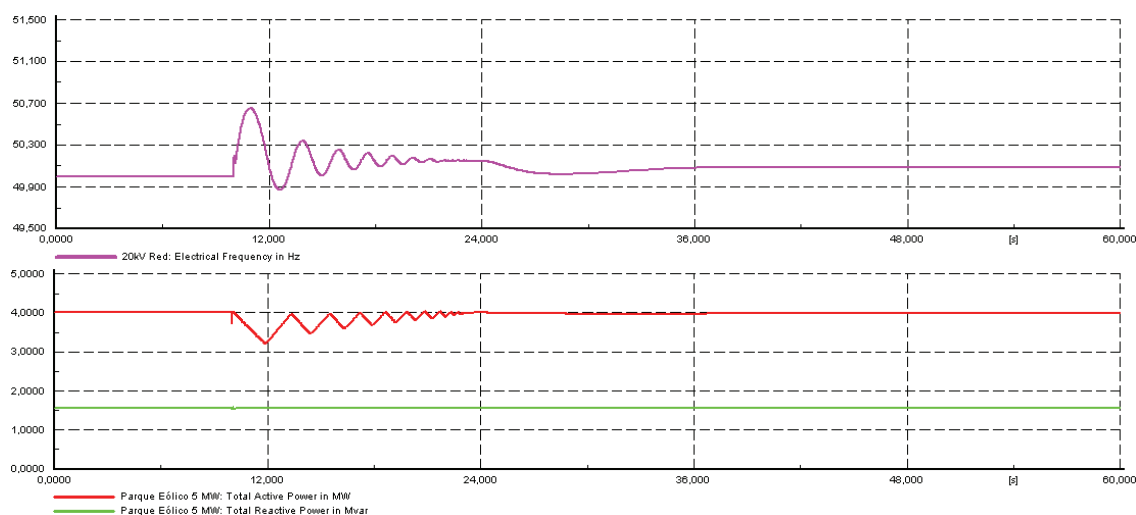


Figura 6.20: Red en Isla. Deslaste. Respuesta del Generador Síncrono y PE.

Síntesis de los resultados obtenidos, tabla 6.21.

Caso	Nudo	Frecuencia, [Hz]
Control del Generador Síncrono	20 kV Red	51,40 - 49,90
Control Generador Síncrono y PE	20 kV Red	50,89 - 49,50
Control Generador Síncrono y PE*	20 kV Red	50,65 - 49,90

Tabla 6.21: Valores de Frecuencia. Red en Isla. Deslaste.

De otra forma, también es posible realizar el control de frecuencia-potencia en la instalación fotovoltaica. De esta manera, se obtienen los mejores resultados. El funcionamiento del control de frecuencia de la instalación fotovoltaica se define en la tabla 6.22.

Bloque de Reducción de Potencia Activa	Valores del Parámetro
Frecuencia de Inicio de la Reducción [Hz], activación	50,2
Frecuencia Final de la Reducción [Hz], desconexión	50,15
Gradiente de la Reducción [%/Hz]	300
Constante de Tiempo del Filtro	0,01

Tabla 6.22: Parámetros del control de frecuencia-potencia. Fotovoltaica.

Los resultados obtenidos en la simulación al trabajar con el sistema equipando control de frecuencia-potencia en el parque eólico y en la instalación fotovoltaica son los mostrados en la figura 6.21.

En ella se emplea la primera configuración del control frecuencia-potencia del parque eólico combinado con el control de la instalación fotovoltaica. De esta manera se consigue que la frecuencia se encuentre en todo momento dentro del rango de referencia para los sistemas eléctricos. Se diferencia la respuesta del parque eólico de la respuesta de la instalación fotovoltaica por la capacidad del inversor para ajustar rápidamente la potencia de salida, independientemente de otras variables.



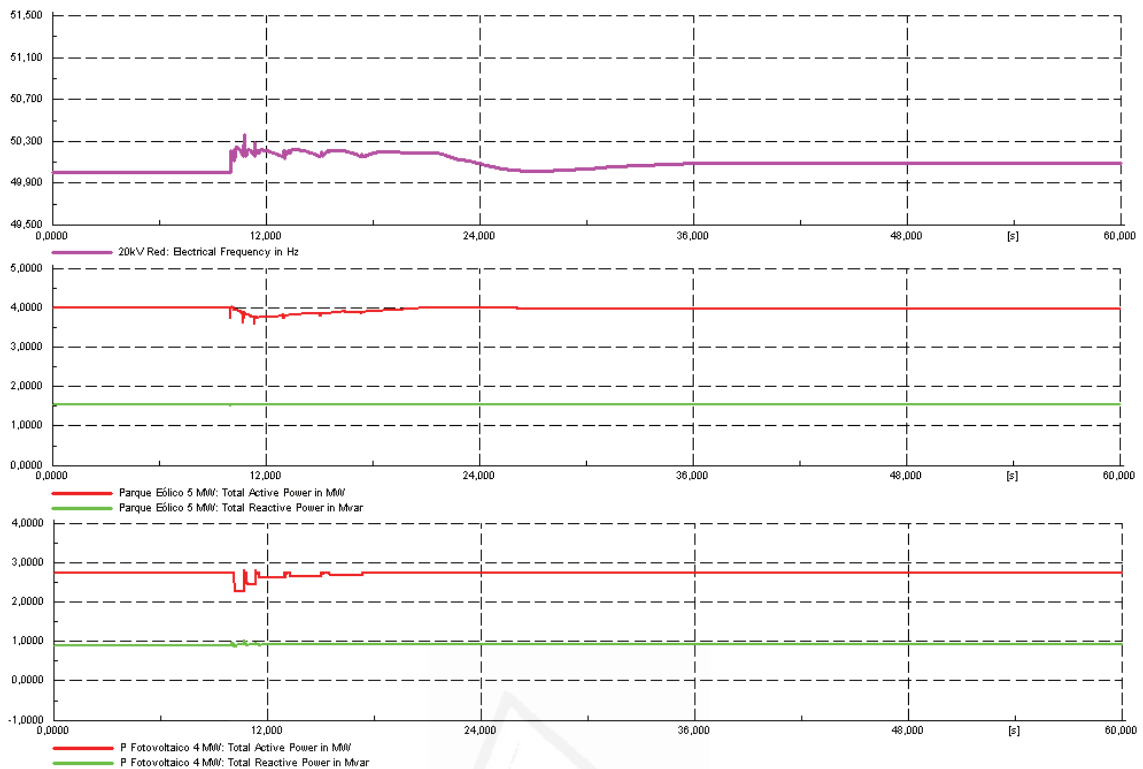


Figura 6.21: Red en Isla. Deslaste. Respuesta del Generador Síncrono, PE y FV.

En la figura 6.22 se observa que la instalación fotovoltaica reduce la potencia aportada mediante escalones sucesivos, debido a la dinámica del sistema de control de la instalación equipada con el generador síncrono. Este sistema funciona con una respuesta del tipo ON/OFF, sin un gradiente de variación de la potencia activa de salida asignado. Este sistema, introduce en la red una serie de oscilaciones de alta frecuencia, que pueden ser corregidas mediante la limitación del gradiente de variación de potencia activa del inversor fotovoltaico.

Se muestra como el regulan la potencia activa el parque eólico y la instalación fotovoltaica.

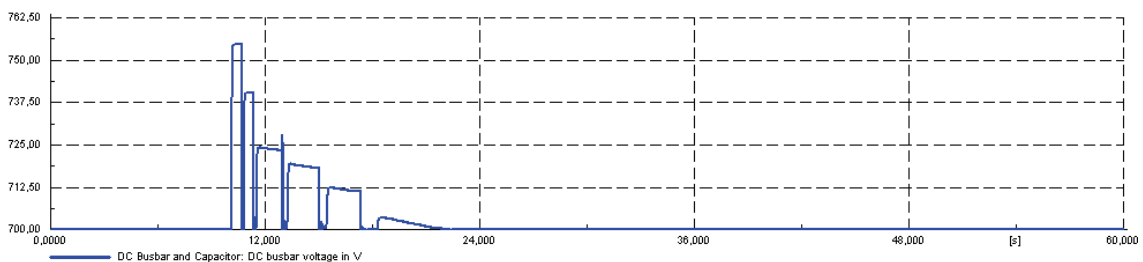


Figura 6.22: Red en Isla. Deslaste. Tensión DC Instalación Fotovoltaica.

En la figura 6.21 se observa el control de potencia de la instalación fotovoltaica. Se observa que se realiza en sucesivas reducciones de potencia mediante el

incremento de la tensión en la etapa de corriente continua. A continuación se presentan las características de reducción de potencia del parque eólico.

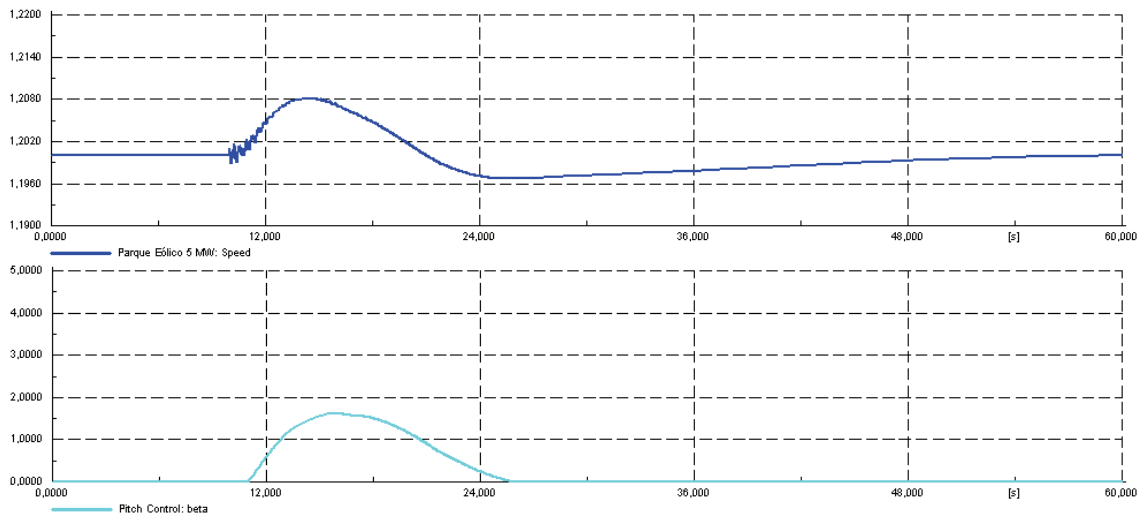


Figura 6.23: Red en Isla. Deslaste. Velocidad y Pitch del Parque Eólico.

En la figura 6.22 se muestra el ángulo de paso de pala se incrementa hasta el valor de  $1,60^\circ$  y posteriormente vuelve a  $0^\circ$ , su valor original. En un efecto que se ha estudiado anteriormente, la velocidad de rotación del aerogenerador incrementa su valor cuando reduce su potencia activa, por lo que el paso de pala se modifica a fin de reducir la energía capturada por el rotor. Una vez que el sistema de control del generador síncrono ha absorbido la variación de potencia, la instalación vuelve a trabajar con el paso de pala óptimo.

Si se comparan los resultados obtenidos se obtienen las frecuencias presentadas en la tabla 6.23.

Caso	Nudo	Frecuencia, [Hz]
Control del Generador Síncrono	20 kV Red	51,40 - 49,90
Control Generador Síncrono y PE	20 kV Red	50,89 - 49,50
Control Generador Síncrono y PE*	20 kV Red	50,65 - 49,90
Control Generador Síncrono, PE y FV	20 kV Red	50,23 - 50,00

Tabla 6.23: Valores de Frecuencia. Red en Isla. Deslaste.

En la tabla 6.23 se observa la reducción desde la frecuencia máxima alcanzada por el sistema de distribución funcionando en modo isla sin el control de la generación renovable, que tiene un valor de 51,40 Hz. Tal y como se indica, la frecuencia máxima de 51,40 Hz se reduce cuando se implementa el control en la instalación fotovoltaica y el parque eólico, resultando la nueva frecuencia máxima en 50,23 Hz.

De esta manera, el sistema de distribución asegura el cumplimiento de las condiciones establecidas para el sistema eléctrico cuando funciona bajo las premisas que conforman una microrred.

### 6.3.2- ESCALÓN DE CARGA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN EN ISLA

En el apartado 6.3.2 se parte del supuesto empleado en los apartados 6.3 y 6.3.1. En este caso el sistema de distribución trabaja en modo aislado. Se considera por tanto que es una microrred. A diferencia del apartado 6.3.1 en el que se analizaba la respuesta al deslastre, en el apartado 6.3.2 se analiza la respuesta a un escalón de carga. Al inicio del apartado 6.3 se ha definido el sistema de control del generador síncrono incorporado al sistema de distribución. Al igual que en el apartado 6.2, el escalón de carga se obtiene mediante un incremento en el valor nominal de la “Carga 35”, cuyo valor por defecto es de 0,70 MW y que en el instante de simulación de tiempo 110 s adquiere el valor de 1,40 MW, conformando un escalón de 0,70 MW.

A diferencia del caso 6.2, que analizaba los efectos del escalón de carga cuando el sistema de distribución permanecía conectado a la red externa, que apoyaba en esos instantes al sistema de distribución, limitando la variación de frecuencia a 49,50 Hz, véase la tabla 6.14; en este caso el sistema opera en isla, por lo que cualquier perturbación deberá ser absorbida por los propios sistemas de control de la microrred.

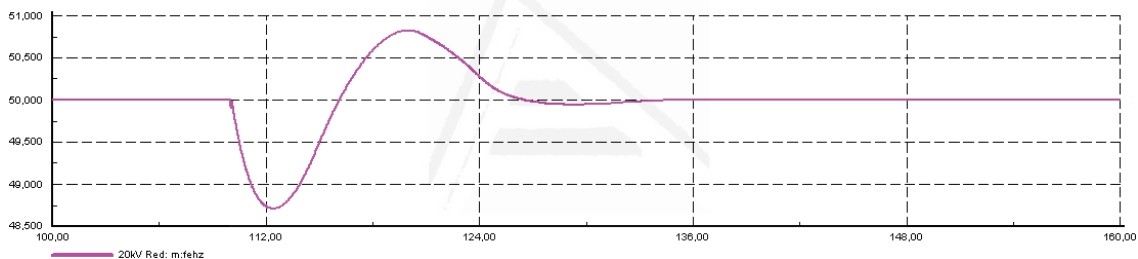


Figura 6.24: Red en Isla. Escalón de Carga. Generador Síncrono.

En la figura 6.24, se observa la respuesta de la frecuencia al escalón de carga. En los primeros 0,28 segundos, la frecuencia baja de 49,75 Hz, alcanzando un mínimo a los 2,35 segundos de la perturbación de 48,71 Hz. Posteriormente, la frecuencia se recupera, alcanzando un máximo de 50,82 Hz a los 10 segundos de la perturbación.

Caso	Nudo	Frecuencia, [Hz]
Control del Generador Síncrono	20 kV Red	48,71 – 50,82

Tabla 6.24: Valores de Frecuencia. Red en Isla. Escalón de Carga.

El generador síncrono posee las características definidas con anterioridad. Se observa que ante un escalón de carga, la frecuencia se reduce en un primer instante hasta estabilizarse en un valor cercano al valor inicial. En el evento consistente en un escalón de carga, generado por el aumento del valor de la “Carga 35”, se observa que la frecuencia varía por encima de los valores de referencia establecidos al inicio del capítulo. Por tanto, nuevamente, se hace aconsejable establecer en la generación distribuida un sistema de control frecuencia-potencia. A continuación se establece la

reserva de potencia para el generador eólico. Los parámetros de configuración se muestran en la tabla 6.25.

Bloque de Reducción de Potencia Activa	Valores del Parámetro
Frecuencia de Inicio de la Reducción [Hz]	49,90
Frecuencia Final de la Reducción [Hz]	50
Gradiente de la Reducción [%/Hz]	120
Constante de Tiempo del Filtro	0,01
Potencia Activa Mínima	0
Gradiente Negativo de Variación de Potencia Activa	-0,5 [pu/s]
Gradiente Positivo de Variación de Potencia Activa	0,5 [pu/s]

Tabla 6.25: Parámetros del control de frecuencia-potencia. Parque Eólico.

Con el parque eólico equipado con el control frecuencia-potencia, se obtienen nuevamente los resultados de la simulación ante un escalón de carga. Se presentan en la figura 6.25.

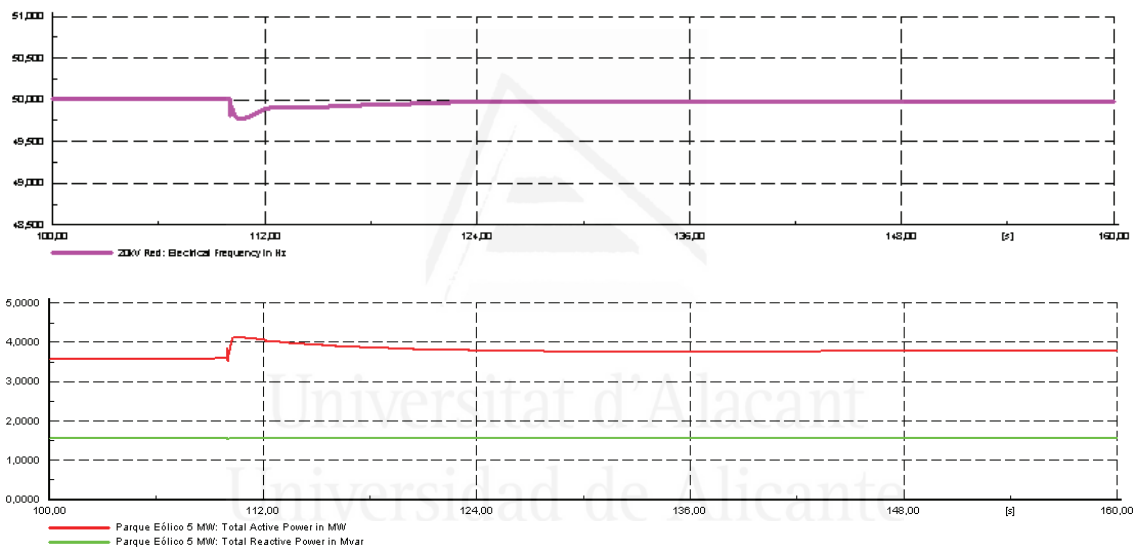


Figura 6.25: Red en Isla. Escalón de Carga. Generador Síncrono y Parque Eólico.

En la figura 6.25 se observa como la potencia reservada por el parque eólico permite una respuesta mucho más rápida y con una menor caída de frecuencia de la red. El parque eólico permanece trabajando con una potencia activa de 3,58 MW, y en el escalón de carga, el parque alcanza a evacuar 4,12 MW de potencia. De esta manera la frecuencia se reduce, conforme el dato expuesto en la tabla 6.26, con una frecuencia mínima de 49,77 Hz.

Caso	Nudo	Frecuencia, [Hz]
Control del Generador Síncrono	20 kV Red	48,71 – 50,82
Control Generador Síncrono y PE	20 kV Red	49,77

Tabla 6.26: Valores de Frecuencia. Red en Isla. Escalón de Carga.

De esta forma, la microrred, cumple los valores de referencia expuestos al inicio del capítulo.

El detalle de funcionamiento del parque eólico en estas condiciones muestra en la figura 6.26.

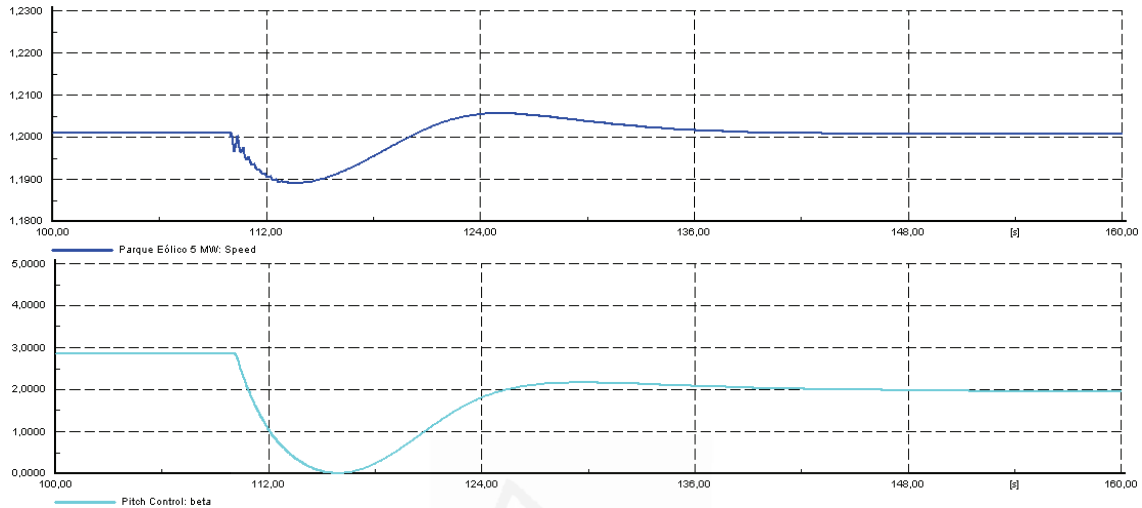


Figura 6.26: Red en Isla. Escalón de Carga. Velocidad y Pitch del Parque Eólico.

En la figura 6.26 se observa como el ángulo de pala permanece en  $2,86^\circ$  hasta que el control de frecuencia hace evacuar la máxima cantidad de energía al parque eólico. Entonces el ángulo de la pala alcanza del valor de  $0^\circ$ , maximizando la energía evacuada por el aerogenerador. En relación a la velocidad de rotación, cuando el aerogenerador comienza a entregar la energía, la potencia eléctrica extraída supera el par mecánico del rotor, hasta que el ajuste en el pitch permite captar mayor energía eólica.

Para mejorar la respuesta de la microrred, se combina el control de frecuencia del parque eólico con la instalación fotovoltaica. Se procede a ensayar el sistema cuando tanto el parque eólico como la instalación fotovoltaica equipan el control de frecuencia.

Los parámetros de funcionamiento de la instalación fotovoltaica se muestran en la tabla 6.27:

Bloque de Reducción de Potencia Activa	Valores del Parámetro
Frecuencia de Inicio de la Reducción [Hz], activación	49,90
Frecuencia Final de la Reducción [Hz], desconexión	50,00
Gradiente de la Reducción [%/Hz]	120
Constante de Tiempo del Filtro	0,01

Tabla 6.27: Parámetros del control de frecuencia-potencia. Fotovoltaica.

En este caso, la frecuencia se puede observar en la figura 6.27.

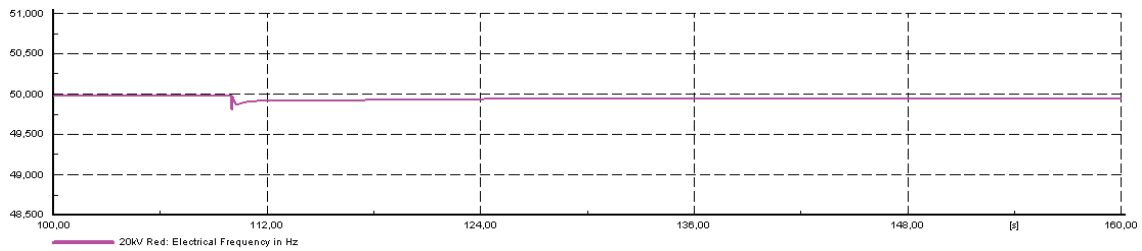


Figura 6.27: Red en Isla. Escalón de Carga. Generador Síncrono, PE y FV.

La frecuencia apenas desciende, con un valor mínimo en 49,87 Hz. La comparación de la frecuencia de la microrred en los tres casos estudiados se observa en la tabla 6.28.

Caso	Nudo	Frecuencia, [Hz]
<b>Control del Generador Síncrono</b>	20 kV Red	48,71 – 50,82
<b>Control Generador Síncrono y PE</b>	20 kV Red	49,77
<b>Control Generador Síncrono, PE y FV</b>	20 kV Red	49,87

Tabla 6.28: Valores de Frecuencia. Red en Isla. Escalón de Carga.

Se observa con claridad la mejora en el comportamiento del sistema. En este caso se presenta el comportamiento tanto del parque eólico en la figura 6.28 como de la instalación fotovoltaica, figura 6.29.

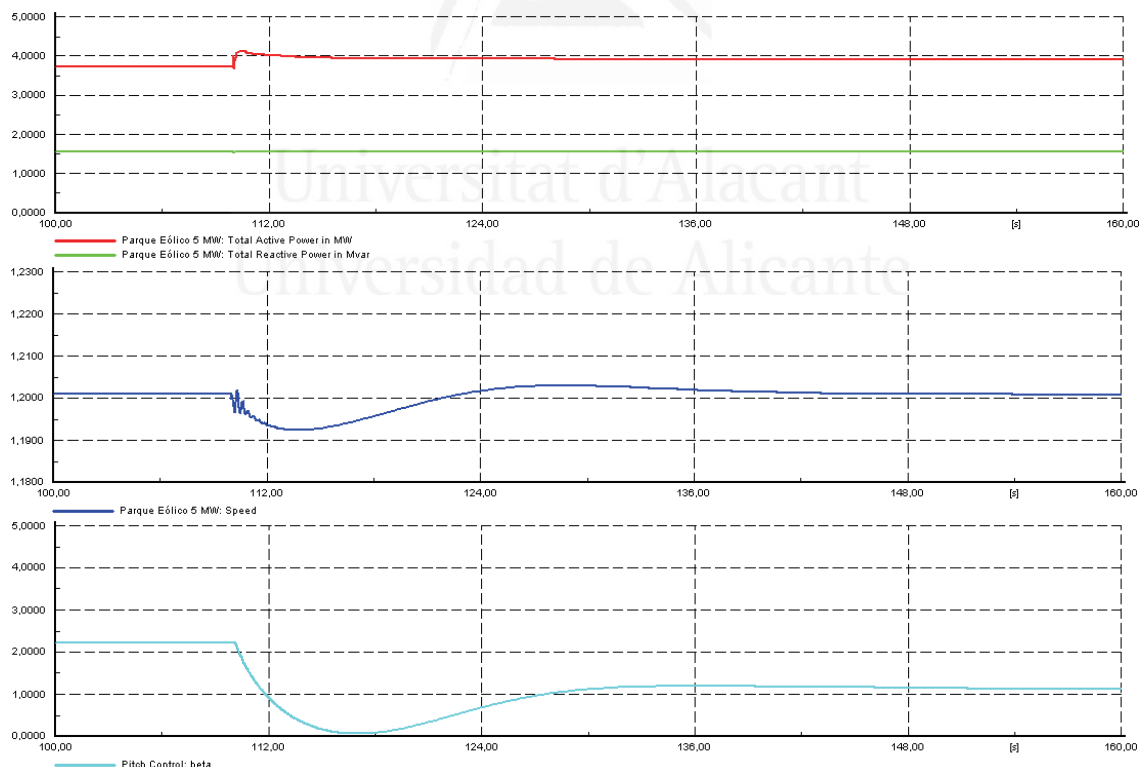


Figura 6.28: Red en Isla. Escalón de Carga. Parque Eólico.

El parque eólico permanece, en el instante anterior a la perturbación entregando una potencia de 3,73 MW. Mientras que al inicio de la misma, alcanza un valor de 4,11 MW, y después se estabiliza en 3,91 MW. En ángulo de pala pasa de tener un valor de  $2,23^\circ$  hasta  $0^\circ$ , para después estabilizarse en  $1,12^\circ$ . Consiguiendo mantener una reserva de potencia a subir.

Cabe diferenciar que el gradiente en el ajuste de potencia activa con la frecuencia diferente para el parque eólico y la instalación fotovoltaica provoca que ambas instalaciones respondan de forma diferente. Es posible incorporar una limitación en el gradiente de la instalación fotovoltaica. Sin embargo, para el parque eólico, es necesario el tiempo de respuesta del control del paso de la pala.

En el caso de la instalación fotovoltaica, la potencia previa es de 2,55 MW. Al inicio de la perturbación, alcanza un valor máximo de 2,75. Posteriormente, se estabiliza en 2,55 MW nuevamente.

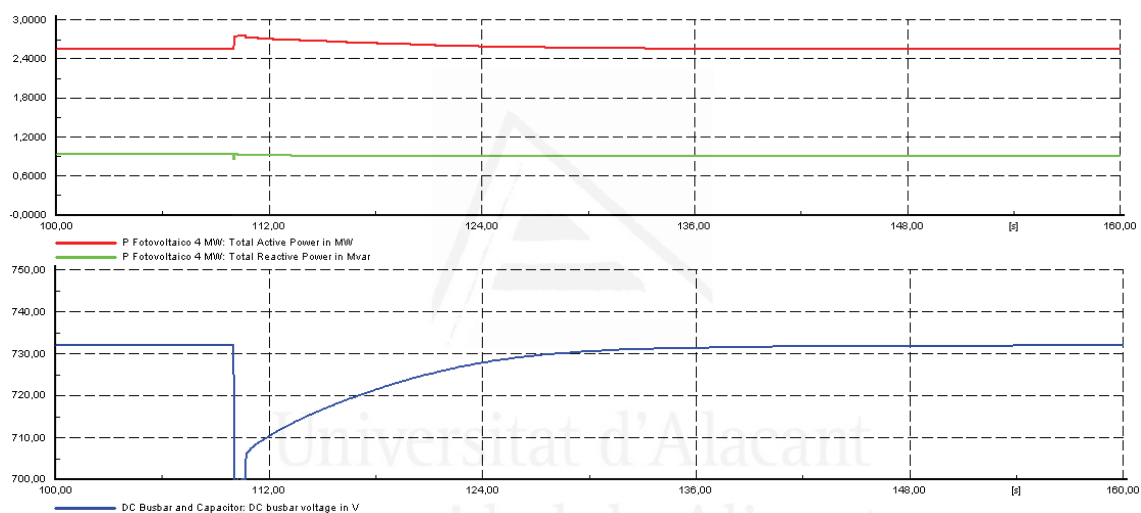


Figura 6.29: Red en Isla. Escalón de Carga. Instalación Fotovoltaica.

Combinando el control de frecuencia del parque eólico y de la instalación fotovoltaica se obtienen los mejores resultados para el control de frecuencia con reserva de potencia cuando la microrred se ensaya ante escalones de carga positivos.

## 6.4.- EVALUACIÓN DEL CONTROL DE FRECUENCIA

En el capítulo 6, se añade a la generación distribuida un sistema de control de frecuencia-potencia. Su justificación se basa en la limitación técnica existente en la actualidad para integrar toda la generación eólica en el sistema eléctrico peninsular cuando la demanda es baja y el recurso eólico tiene una alta disponibilidad. Entonces el nivel de penetración alcanza cotas elevadas, cercanas al 50% de la potencia instantánea generada, que hacen aconsejable la desconexión de potencia eólica y la conexión de grupos térmicos. Tradicionalmente, la generación distribuida era considerada como carga negativa en el sistema eléctrico. Sin embargo, en la última década, se han implementado sistemas de control en la medida en que el índice de penetración de generación distribuida se incrementaba.

En este capítulo, se ha observado el efecto que en el propio sistema de distribución y en la red exterior tiene la generación distribuida. Y se ha desarrollado un sistema de control de frecuencia apto para garantizar el funcionamiento del propio sistema de distribución. Además, el sistema de distribución no solo es autónomo de la red exterior, tal y como se ha ensayado en los sistemas empleando la configuración de microrred, sino que presta sus servicios para apoyar la red externa. Incluso cuando el sistema trabaja a modo de una microrred, se muestra la capacidad para mantener los parámetros de funcionamiento, y en concreto la frecuencia, en el rango de referencia.

En la tabla 6.29 se observa la evolución en la respuesta de frecuencia a lo largo del capítulo para el caso del evento de deslastre.

<b>Caso</b>	<b>Operación</b>	<b>Frecuencia, [Hz]</b>
<b>Red Externa</b>	Conectada	50,54
<b>Red Externa, FV y PE</b>	Conectada	50,51
<b>Red Externa, FV y PE. Control de Frecuencia</b>	Conectada	50,22
<b>Control del Generador Síncrono</b>	En Isla	51,40 - 49,90
<b>Control Generador Síncrono y PE</b>	En Isla	50,89 - 49,50
<b>Control Generador Síncrono y PE*</b>	En Isla	50,65 - 49,90
<b>Control Generador Síncrono, PE y FV</b>	En Isla	50,23

Tabla 6.29: Resumen de Frecuencia. Deslastre.

Tal y como muestra la tabla, la variación de frecuencia cuando el sistema de distribución está conectado a la red exterior, mejora notablemente mediante el sistema de control implementado.

Cuando el sistema de distribución trabaja como una microrred, aún se nota con mayor claridad los efectos beneficiosos del control de frecuencia implementado tanto en la instalación fotovoltaica como en el parque eólico.

La tabla 6.30, muestra la evolución de la frecuencia en el caso de un evento como el escalón de carga. En este caso, se observa análogamente tanto la evolución para el sistema trabajando como una red de distribución conectada aguas arriba al



sistema eléctrico, como cuando el sistema se desconecta de la red externa y trabaja como una microrred.

<b>Caso</b>	<b>Operación</b>	<b>Frecuencia, [Hz]</b>
<b>Red Externa</b>	Conectada	49,50
<b>Red Externa, FV y PE</b>	Conectada	49,49
<b>Red Externa, FV y PE. Control de Frecuencia</b>	Conectada	49,94
<b>Control del Generador Síncrono</b>	En Isla	48,71 – 50,82
<b>Control Generador Síncrono y PE</b>	En Isla	49,77
<b>Control Generador Síncrono, PE y FV</b>	En Isla	49,87

Tabla 6.30: Resumen de Frecuencia. Escalón de Carga.

Nuevamente, se observa la evolución de la frecuencia, tanto en el caso del sistema de distribución conectado al sistema eléctrico como en el caso del sistema de distribución trabajando como una microrred, desde los valores iniciales hasta los valores finales. En ambos casos, desde frecuencias que distarían de los límites aconsejables, se converge a frecuencias que permanecerían en los rangos aconsejables para cualquier sistema eléctrico.

De los resultados obtenidos, se concluyen nuevas estrategias aptas para los sistemas de generación distribuida. En este sentido, sería aconsejable que el procedimiento de operación incluyera determinadas consignas para permitir la participación en el parque de generación de una gran cantidad de potencia eólica y fotovoltaica en periodos de alta disponibilidad.

## Capítulo 7

# CONCLUSIONES Y FUTURAS LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN

En este capítulo, se presentan las conclusiones de los principales resultados obtenidos en el desarrollo de esta tesis y las sugerencias para futuras líneas de investigación relacionadas con la integración de generación distribuida en redes eléctricas inteligentes.

### 7.1.- CONCLUSIONES

La generación distribuida es cada día más importante, y está sustituyendo a la generación mediante el sistema de grandes centrales eléctricas centralizadas. El nuevo paradigma de red distribuida requiere desarrollar las redes de distribución eléctrica inteligentes. El carácter no despachable de gran parte de la generación eléctrica distribuida, conformada en gran medida por energías renovables, requiere de nuevos sistemas complementarios en el sistema eléctrico, como los sistemas de acumulación y control, al objeto de permitir a los usuarios disponer de la energía en condiciones análogas a las de las redes con generación centralizada y despachable, y también de nuevos métodos de gestión de la energía, denominados sistemas inteligentes. La integración de los nuevos sistemas y métodos de gestión posibilita el desarrollo de la generación distribuida en redes inteligentes, incluyendo la posibilidad de comportarse como microrredes, capaces de trabajar de forma aislada. Así pues, la generación distribuida, queda vinculada a las redes eléctricas inteligentes.

El capítulo 2 de este trabajo presenta una perspectiva general de los sistemas distribuidos de generación eléctrica, de los sistemas distribuidos de almacenamiento de energía y de las tecnologías de regulación del sistema eléctrico. Se exponen las diferentes tecnologías susceptibles de ser integradas en los sistemas de distribución de energía en la actualidad y en un futuro cercano. Este capítulo supone un compendio que no se ha encontrado en la bibliografía existente, pero que es necesario para, a partir de él, establecer consecuentemente las bases de un estudio de generación distribuida. El ámbito de aplicación de los diferentes sistemas de generación distribuida que comprende una red inteligente queda definido en el desarrollo del capítulo.

En el capítulo 3 se presenta un modelo de red de distribución. Numerosas veces, se emplea para simplificar los estudios de integración un equivalente de red. En el desarrollo de esta tesis se considera una red de distribución completa, ya que así lo requiere el objetivo de la tesis que se presenta. A diferencia de otros estudios, permite obtener unos resultados más ajustados del comportamiento de los sistemas distribuidos y analizar no solo el punto de conexión de la instalación sino el comportamiento de todo el sistema de distribución. Este estudio detallado permite ampliar los resultados obtenidos al nivel de detalle ofrecido en los siguientes capítulos.

En el análisis del régimen permanente, se sugiere cómo obtener una importante reducción de las pérdidas de potencia en el sistema y de la carga de las ramas. Mostrando una importante reducción de pérdidas cuando se incorpora generación distribuida, observando para altos niveles de generación distribuida un incremento en la potencia disipada en los puntos de inyección. La minimización de las pérdidas en el sistema se relaciona con un alisamiento en los perfiles de tensión del sistema.

En el desarrollo de la tesis, se expone que la potencia de cortocircuito de los sistemas de generación distribuida depende de las tecnologías empleadas en los sistemas de conversión de potencia. Mientras las instalaciones fotovoltaicas aportan una potencia de cortocircuito limitada a unos pocos ciclos, el generador de inducción doblemente alimentado incrementa notablemente la potencia de cortocircuito. También el generador síncrono incorporado al objeto de realizar los ensayos de una microrred eleva la potencia de cortocircuito en el sistema de distribución.

Se considera importante la evaluación de la estabilidad transitoria de los sistemas de generación distribuida en redes inteligentes, capítulo 5, que aporta los datos necesarios para analizar el cumplimiento de los requisitos establecidos en los procedimientos de operación del sistema eléctrico. En el capítulo de estabilidad transitoria se ha verificado no solo el cumplimiento de los procedimientos establecidos sino también los efectos beneficiosos de los sistemas de control de potencia reactiva implementados en las tecnologías actuales de generación distribuida. Tanto en el caso de las instalaciones fotovoltaicas equipadas con un convertidor electrónico de potencia como en el caso de los sistemas eólicos de producción de energía eléctrica equipados

con el generador de inducción doblemente alimentado. Del análisis del capítulo de estabilidad transitoria se concluye no solo el cumplimiento de los requisitos sino también, los efectos beneficiosos que los sistemas de generación distribuida aportan al propio sistema en donde están conectados y a la red externa donde se conecte el sistema de distribución. Ambos extremos de importancia para el alcance de la tesis que se presenta. La microrred presentada puede permanecer conectada y aportar a la red externa sus efectos beneficiosos, o bien desconectarse, permitiéndole salvaguardarse de las perturbaciones de la red externa y manteniendo sus condiciones de funcionamiento. La experimentación de estas propiedades supone un avance notable en la bibliografía existente, al tratar las condiciones de conexión desde el punto de vista de una microrred interconectada en el sistema de distribución.

En el capítulo de control de frecuencia, capítulo 6, se diseña un control de frecuencia-potencia que permite maximizar la penetración de generación distribuida en la operación de un sistema eléctrico mejorando la estabilidad. La mejora del comportamiento en las instalaciones fotovoltaicas y en los parques eólicos que se expone ha permitido realizar las simulaciones de funcionamiento de una microrred cumpliendo los requisitos establecidos para el sistema eléctrico europeo.

Mientras que la integración de los sistemas distribuidos de generación de energía eléctrica es posible cuando permanecen conectados a un sistema externo capaz de proveer los servicios complementarios, cuando un sistema de distribución, dotado con sus propios sistemas de generación, trabaja como una microrred, la responsabilidad de mantener la tensión y la frecuencia de funcionamiento recae sobre la generación distribuida. El sistema de control presentado permite mantener la frecuencia de funcionamiento de la microrred ante variaciones de carga en el sistema aislado.

La posibilidad de trabajar como una microrred, incrementa la fiabilidad del sistema eléctrico. Ante una falta en el sistema externo, la microrred puede continuar trabajando de forma aislada, recuperando la interconexión cuando las condiciones en la red externa lo permitan.

## 7.2.- APORTACIONES MÁS RELEVANTES

En este apartado se muestran las aportaciones más relevantes alcanzadas en el desarrollo de esta investigación, que se suman a las conclusiones y aportaciones ya expresadas en cada uno de los capítulos que componen este documento.

En los primeros capítulos de esta tesis se ha mostrado:

- La definición de los sistemas de conversión de energía en la generación distribuida, concluyendo la importancia de los sistemas electrónicos de conversión de potencia.

- El compendio realizado acerca del estado del arte de los sistemas de generación, acumulación y control que se pueden integrar en las redes inteligentes de generación distribuida. Caracterizando su comportamiento cuando son integradas en una red de distribución.
- La distinción de tecnologías en función de la interfaz empleada para su conexión al sistema eléctrico.
- Se ha presentado un modelo de red de distribución, totalmente equipada y con capacidad para funcionar como una microrred.

Las aportaciones más relevantes de los estudios en régimen permanente son:

- Una importante reducción de las pérdidas en el sistema de distribución cuando la generación se realiza de forma dispersa.
- La sección de los conductores se reduce con la generación distribuida.
- El modelo de sistemas eólicos equipados con generadores de inducción doblemente alimentados empleado eleva la potencia de cortocircuito en el sistema de distribución.
- El perfil de tensión en las ramas de los sistemas de distribución equipados con generación distribuida es modificado por la variación de las tensiones en la red.
- Los sistemas de acumulación distribuida son técnicamente viables, mejorando la autonomía, el despacho y la fiabilidad de las microrredes.

El estudio de estabilidad transitoria aporta las siguientes conclusiones:

- Las instalaciones fotovoltaicas cumplen con los requisitos establecidos en el procedimiento de operación.
- Los parques eólicos con la tecnología de generador de inducción doblemente alimentado cumplen con los requisitos establecidos en los procedimientos de conexión.
- Tanto las instalaciones fotovoltaicas como los parques eólicos con generador de inducción doblemente alimentado mejoran el comportamiento de la red en la cual están conectados, elevando la tensión mediante la inyección de potencia reactiva.
- La microrred, tratada en su conjunto, cumple con los requisitos establecidos para los sistemas de generación distribuida.
- El sistema propuesto mejora la fiabilidad del sistema eléctrico en su conjunto.

El capítulo de control de frecuencia-potencia ha presentado el desarrollo de:

- Un sistema capaz de controlar la frecuencia de un sistema de distribución tanto ante un deslastre como un escalón de carga.
- El cumplimiento de los requisitos de una red eléctrica trabajando como microrred y el control de frecuencia-potencia desarrollado.
- Una mejora tanto para la propia microrred trabajando en modo aislado como cuando permanece conectada al sistema de distribución.

Por todo ello, se considera que esta tesis, abre la puerta al desarrollo de microrredes inteligentes en los sistemas de distribución de energía eléctrica, que se considera de gran importancia y de necesaria implantación a futuro.

### 7.3.- FUTURAS LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN

Considerando las conclusiones de esta tesis, y las aportaciones más relevantes, las futuras líneas de investigación derivadas de esta tesis doctoral, deben centrarse en:

- La actualización continua de los sistemas de generación, acumulación y control de la generación distribuida en redes eléctricas inteligentes.
- El análisis completo en régimen estacionario y transitorio de las fuentes de generación, sistemas de acumulación y sistemas de control que no han sido considerados en esta tesis. Su análisis debe desarrollarse conforme vaya aconsejando el nivel de madurez alcanzado por las diversas tecnologías.
- El desarrollo de una normativa complementaria para definir las capacidades adicionales que las fuentes de generación distribuida estudiadas poseen frente a cortocircuitos más severos a los especificados en los procedimientos de operación.
- La inclusión de consignas a los operadores de generación eólica y fotovoltaica en el sentido de proveer un control de frecuencia mediante la reducción de la potencia activa.
- La adición de consignas a los operadores de generación eólica y fotovoltaica en el sentido de suministrar una reserva de potencia a subir en situaciones de alta penetración de generación de origen no despachable.
- Las condiciones de desconexión y reenganche entre la red exterior y la microrred.
- El desarrollo de sistemas fiables que permitan la interconexión de sistemas con diferentes características.

Estos ítems se considerarán para los futuros trabajos de investigación que se deriven de la investigación seguida en el desarrollo de esta tesis doctoral.



Universitat d'Alacant  
Universidad de Alicante

---

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] J. Wilkes, J. Moccia, M. Dragan. "2011 European statistics". The European Wind Energy Association. Wind in power. February 2012.
- [2] "El sistema eléctrico español". Red Eléctrica de España. 2011.
- [3] T. Gómez, P. Frías, R. Cossent. "Las redes eléctricas inteligentes". Instituto de Investigación Tecnológica. Fundación Gas Natural Fenosa. 2011.
- [4] "2010 Smart Grid System Report". Report to Congress, February 2012. U.S. Department of Energy. 2012.
- [5] "Recomendación de la Comisión de 9 de Marzo de 2012 relativa a los preparativos para el despliegue de los sistemas de contador inteligente". Diario Oficial de la Unión Europea. 2012.
- [6] Yu Chen. "Control Architecture for Intentional Island Operation in Distribution Network with High Penetration of Distributed Generation". Tesis Doctoral. Technical University of Denmark, DTU. 2010.
- [7] A. Santana, C. Hernández. "Estudio para la mejora, ampliación y creación de infraestructuras e instalaciones energéticas en la Región de Souss Massa Drâa. Instituto Tecnológico de Canarias. Programa Interregional de Asistencia Técnica y Promoción de las Energías Renovables. 2011.
- [8] M. Gascó, et al. "Wind Energy Management for Smart Grids with Storage Systems". 11<sup>th</sup> Wind Integration Workshop, International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants. 2012.
- [9] "Resolución del 4 de octubre de 2006, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación 12.3 Requisitos de respuesta frente a huecos de tensión de las instalaciones eólicas". Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. 2006.
- [10] "Radiación solar sobre superficies inclinadas". Centro de Estudios de la Energía. Ministerio de Industria y Energía. 1981.
- [11] M. Gascó, S. Arnaltes, J. Rodríguez-Amenedo, et al. "Implementation Of The Wind Park PQ Curve In The Dimensioning Of The Reactive Compensation System". Nordic Wind Power Conference. Chalmers University of Technology. 2004.
- [12] G. Claudio. "Coordinated Frequency Control of Wind Turbines in Power Systems with High Wind Power Penetration". Tesis Doctoral. Technical University of Denmark, DTU. 2011.



- 
- [13] “Procedimientos de verificación, validación y certificación de los requisitos del PO 12.3 sobre la respuesta de las instalaciones eólicas y fotovoltaicas ante huecos de tensión”. Asociación Empresarial Eólica. 2012.
- [14] Th. Nippert, T. Behrens, K. H. Kny. “Short Circuit Current Calculation According to DIN VDE 0102 (ISSUE 2002) in Planning and Operation of an Urban Distribution System”. 18<sup>th</sup> International Conference on Electricity Distribution, CIRED. 2005.
- [15] “Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica”. Ministerio de Economía. 2000.
- [16] J. López, E. Gubía, E. Olea, J. Ruiz, L. Marroyo. “Ride Through of Wind Turbines With Doubly Fed Induction Generator Under Symmetrical Voltage Dips”. IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 56, N<sup>o</sup>. 10. 2009.
- [17] P. Sørensen, B. Bak-Jensen, L. H. Hansen, et al. “Conceptual survey of generators and power electronics for wind turbines”, Risø National Laboratory, Demark. 2001.
- [18] “Measurement and Assessment of Power Quality Characteristics of Grid Connected Wind Turbines”. Wind Turbine Generator Systems, IEC, 61400-21. 2008.
- [19] “System Disturbance on 4 November 2006, Final Report”. Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity. 2007.
- [20] J.L. Rodríguez-Amenedo, J.C. Burgos, S. Arnaltes. “Sistemas Eólicos de Producción de Energía Eléctrica”. Editorial Rueda. 2003.
- [21] A. Ríos. “Continuidad de Suministro de Parques Eólicos ante Huecos de Tensión”. Tesis Doctoral. Universidad Carlos III de Madrid. 2007.
- [22] V. Hugo. “Generación Distribuida: Aspectos técnicos y su tratamiento regulatorio”. Tesis Doctoral. Instituto de Investigación Tecnológica. 2005.
- [23] F. González-Longatt. “Impacto de la Generación Distribuida en el Comportamiento de los Sistemas de Potencia”. Tesis Doctoral. Universidad Central de Venezuela. 2008.
- [24] P. Nyeng. “System Integration of Distributed Energy Resources, ICT, Ancillary Services, and Markets”. Tesis Doctoral. Technical University of Denmark, DTU. 2010.
- [25] P. Ledesma. “Regulación de frecuencia y potencia”. Universidad Carlos III de Madrid. 2008.
- [26] A. Suwannarat. “Integration and Control of Wind Farms in the Danish Electricity System”. Tesis Doctoral. Institute of Energy Technology, Aalborg, Denmark. 2007.
- [27] P. Mahat. “Control and Operation of Islanded Distribution System”. Tesis Doctoral. Institute of Energy Technology, Aalborg, Denmark. 2010.
- [28] N. Aparicio. “Nuevas estrategias para la contribución de los parques eólicos al control de frecuencia de los sistemas eléctricos”. Tesis Doctoral. Departamento de Ingeniería Eléctrica, UPV. 2011.

- 
- [29] F. August. "Voltage Control and Voltage Stability of Power Distribution Systems in the Presence of Distributed Generation". Tesis Doctoral. Chalmers University of Technology, Sweden. 2008.
- [30] T. Lund. "Analysis of distribution systems with a high penetration of distributed generation". Tesis Doctoral. Technical University of Denmark, DTU. 2007.
- [31] A. Perdana. "Dynamic Models of Wind Turbines". Tesis Doctoral. Chalmers University of Technology, Sweden. 2008.
- [32] P. Sørensen, et al. "Dynamic wind turbine models in power system simulation tool DIgSILENT". Risø, DTU. 2007.
- [33] E. Muljadi, R. Bravo, et al. "Dynamic Model Validation of PV Inverters Under Short-Circuit Conditions". Conference Paper, NREL, National Renewable Energy Laboratory, U.S. Department of Energy. 2013.
- [34] P. Sørensen, et al. "Dynamic wind turbine models in power simulation tool DIgSILENT". Risø. 2003.
- [35] "Informe sobre la Situación Actual y la Problemática para la Adecuación de los Parques Existentes a los Requisitos Previstos por el PO 12.3". Comité Técnico de Verificación, Asociación Empresarial Eólica. 2009.
- [36] "Reglamento Particular para la Certificación de la Respuesta de las Instalaciones de Energía Eólica ante los Huecos de Tensión". AENOR. 2010.
- [37] J. Morren. "Grid support by power electronic converters of Distributed Generation units". Tesis Doctoral. Technische Universiteit Delft. 2006.
- [38] V. Knazkins. "Stability of Power Systems with Large Amounts of Distributed Generation". Tesis Doctoral. Royal Institute of Technology, KTH, Sweden. 2004.
- [39] Jin Woo. "Modelling and Control of Fuel Cell Based Distributed Generation Systems". Tesis Doctoral. Ohio State University. 2005.
- [40] S. Aurtenechea. "Predictive Control of the 2L-VSI and 3L-NPC VSI Based on Direct Power Control for MV Grid-Connected Power Applications". Tesis Doctoral. Mondragon Unibertsitatea. 2007.
- [41] P. Sørensen, et al. "Mapping of grid faults and grid codes". Risø, DTU. 2007.
- [42] O. Onar, M. Uzunoglu, M. Alam. "Dynamic modeling, design and simulation of a wind/fuel cell/ultra-capacitor-based hybrid power generation system". *Journal of Power Sources*, Elsevier, 161, 707-722. 2006.
- [43] V. Sumitha, R. Gnanadass. "Enhancement of Reactive Power Capability of DFIG using Grid Side Converter". *Asian Power Electronics Journal*, 4, 3. 2010.
- [44] F. Jurado, J.R. Saenz, L. Fernández. "Neural Network Control of Grid-Connected Fuel Cell Plants for Enhancement of Power Quality". *IEEE Bologna Power Tech Conference*. 2003.
- [45] H. Luise, Kai Strunz. "Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES) for Energy Cache Control in Modular Distributed Hydrogen-Electric Energy Systems". *IEEE Transactions on Applied Superconductivity*, 17, 2. 2007.
- [46] J. Caseiro, A. Mendes. "Performance analysis of three-phase PWM rectifiers for high power quality applications". *International Conference on Renewable Energies and Power Quality*. 2009.

- 
- [47] J. Ugartemendia, et al. "Wind generation stabilization of fixed speed wind turbine farms with hydrogen buffer". University of the Basque Country.
- [48] N. Hamsic, J. Zimmermann, et al. "Stabilising the Grid Voltage and Frequency in Isolated Power Systems Using a Flywheel Energy Storage System". The Great Wall World Renewable Energy Forum, China. 2006.
- [49] N. Mailah, S. Bashi. "Single Phase Unified Power Flow Controller (UPFC): Simulation and Construction". European Journal of Scientific Research, 30, 4, 677-684, EuroJournals Publishing. 2009.
- [50] R. Orizondo, R. Alves. "Desarrollo de nuevas estrategias de control del UPFC en redes de media y alta tensión". Universidad Simón Bolívar. Venezuela. 2013.
- [51] S. Elyas, R. Nema, G. Agnihotri. "Power Flow Control with UPFC in Power Transmission System". World Academy of Science, Engineering and Technology, 47. 2008.
- [52] A. Mohd, D. Morton. "Challenges in Integrating Distributed Energy Storage Systems into Future Smart Grid". IEEE International Symposium on Industrial Electronics. 2008.
- [53] Y. Wenyu, et al. "Power Flow Calculation in Distribution Networks Containing Distributed Generation". IEEE China International Conference on Electricity Distribution, CICED. 2008.
- [54] P. Sørensen, et al. "Simulation of Interaction between Wind Farm and Power System". Risø Research Report. 2001.
- [55] S. Uski-Joutsenvuo, Sisu Niskanen. "Wind turbine models – Status report of model development and verification measurements". Technical Research Centre of Finland, VTT. 2012.
- [56] C. Jauch. "Stability and Control of Wind Farms in Power Systems". Tesis Doctoral. Aalborg University, Risø National Laboratory. 2006.
- [57] G. Bhutto, et al. "Modeling of the CIGRE Low Voltage Test Distribution Network and the Development of Appropriate Controllers". International Journal of Smart Grid and Clean Energy, 2, 2. 2013.
- [58] J. X. Jin. "HTS energy storage techniques for use in distributed generation systems". Physica C, Elsevier, 460-462. 2007.
- [59] P. Sørensen, et al. "Dynamic modelling of wind farm grid interaction". Wind Engineering, 26, 4, 191-208. 2002.
- [60] F. Díaz, M. Martínez-Rojas, et al. "Strategies for Reactive Power Control in Wind Farms with STATCOM". IREC, CITCEA-UPC, Cataluña. 2010.
- [61] Y. Zhou, J. Pierik, et al. "Control of DFIG under Unsymmetrical Voltage Dip". IEEE International Symposium on Industrial Electronics, ISIE. 2008.
- [62] Yi Zhou, P. Bauer, A. Ferreira, J. Pierik. "Operation of Grid-Connected DFIG Under Unbalanced Grid Voltage Condition". IEEE Transactions on Energy Conversion, 24, 1. 2009.
- [63] P. Flannery, G. Venkataramanan. "Evaluation of Voltage Sag Ride-Through of a Doubly Fed Induction Generator Wind Turbine with Series Grid Side Converter". IEEE Power Electronics Specialists Conference, PESC. 2007.

- 
- [64] B. Dong, S. Asgarpoor, Wei Qiao. "Voltage Analysis of Distribution Systems with DFIG Wind Turbines". IEEE Power Electronics and Machines in Wind Applications, PEMWA. 2009.
- [65] A. Samini, M. Golkar. "A Novel Method for Optimal Placement of STATCOM in Distribution Networks Using Sensitivity Analysis by DIgSILENT Software". IEEE Power and Energy Engineering Conference, APPEEC. 2011.
- [66] I. Vokony, B. Hartmann, A. Dan. "Developing a Dynamic Smart Grid Model". International Conference on Renewable Energies and Power Quality, ICREPQ. 2012.
- [67] G. Mustafa, B. Bak-Jensen, P. Mahat. "Modeling of the CIGRE Low Voltage Test Distribution Network and the Development of Appropriate Controllers". International Journal of Smart Grid and Clean Energy. 2012.
- [68] N. Singh, D. Sambhi, K. Smith. "Modelling and System Level Study of Network Powered by Photovoltaic Solar Generation". IEEE International Energy Conference. 2010.
- [69] I. Theologitis, E. Troester, Thomas Ackermann. "Aspects of a generic photovoltaic model examined under the German Grid Code for Medium Voltage". International Workshop on Integration of Solar Power into Power Systems. 2011.
- [70] V. Akhmatov, H. Nielsen. "A Small Test Model of the Transmission Grid with a Large Offshore Wind Farm for Education and Research at Technical University of Denmark". IEEE Power Systems Conference and Exposition, PSCE. 2006.
- [71] M. Braun, T. Degner. "Development, Verification and Application of a Battery Inverter Model for the Networks Analysis Tool POWERFACTORY". International Journal of Distributed Resources, 1, 4, 321-333. 2005.
- [72] A. Bertani, et al. "Combined Use of Simulation and Test Site Electrical Networks for Assessing and Evaluating Distributed Generation Possibilities and Performances". International Conference on Electricity Distribution, CIRED. 2005.
- [73] G. Michalke, A. D. Hansen, et al. "Dynamic behaviour of DFIG wind turbine subjected to power system faults". University of Technology Darmstadt, Risø National Laboratory.
- [74] M. López, R. Gallego, R. Hincapié. "Mejoramiento del Perfil de Tensión en Sistemas de Distribución usando Generación Distribuida". Scientia et Technica, 44. 2010.
- [75] A. Jayawardena, et al. "Dynamic Characteristics of a Hybrid Microgrid with Inverter and Non-Inverter Interfaced Renewable Energy Sources: A Case Study". IEEE International Conference on Power System Technology. 2012.
- [76] B. Kroposki, et al. "Benefits of Power Electronic Interfaces for Distributed Energy Systems". IEEE Transactions on Energy Conversion, 25, 3. 2010.
- [77] M. Masoum, S. Deilami, S. Islam. "Mitigation of Harmonics in Smart Grids With High Penetration of Plug-In Electric Vehicles". IEEE Power and Energy Society General Meeting. 2010.

- 
- [78] N. Hamsic, J. Zimmermann, et al. "Increasing Renewable Energy Penetration in Isolated Grids Using a Flywheel Energy Storage System". International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives. 2007.
- [79] K. Harrison, G. Martin. "Renewable Hydrogen: Integration, Validation, and Demonstration". Annual Hydrogen Conference, NREL. 2008
- [80] K. Sahay, B. Dwivedi. "Energy Storage Technology for Performance Enhancement of Power Systems". Electrical Power Quality & Utilization Magazine, 4, 1. 2009.
- [81] Willet Kempton, Jasna Tomić. "Vehicle-to-grid power implementation: From stabilizing the grid to supporting large-scale renewable energy". University of Delaware. Journal of Power Sources, Elsevier. 2005.
- [82] W. Kempton, J. Tomić. "Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue". Journal of Power Sources, Elsevier. 2005.
- [83] Yi Zhou, et al. "Operation of Grid-Connected DFIG Under Unbalanced Grid Voltage Condition". IEEE Transactions on Energy Conversion, 24, 1. 2009.
- [84] A. Luna, Santiago Arnaltes, et al. "Simplified Modeling of a DFIG for Transient Studies in Wind Power Applications". IEEE Transactions on Industrial Electronics, 58, 1. 2011.
- [85] A. Morales, et al. "Advanced grid requirements for the integration of wind farms into the Spanish transmission system". IET Renewable Power Generation. 2007.
- [86] C. Wessels, F. Fuchs. "Fault Ride Through of DFIG Wind Turbines during symmetrical voltage dip with Crowbar or Stator Current Feedback Solution". IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, ECCE. 2010.
- [87] M. Bollen. "Voltage Recovery After Unbalanced and Balanced Voltage Dips in Three-Phase Systems". IEEE Transactions on Power Delivery, 18, 4. 2003.
- [88] J. Morren, S. Haan. "Ridethrough of Wind Turbines with Doubly-Fed Induction Generator During a Voltage Dip". IEEE Transactions on Energy Conversion, 20, 2. 2005.
- [89] B. Gong, D. Xu, B. Wu. "Cost Effective Method for DFIG Fault Ride-through During Symmetrical Voltage Dip". Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society, IECON. 2010.
- [90] M. Rawson, J. Sugar. "Distributed Generation and Cogeneration Policy Roadmap for California". Staff Report, California Energy Commission. 2007.
- [91] M. Reading. "Flywheel Energy Storage System". Consultant Report, California Energy Commission. 2004.
- [92] W. Kramer, et al. "Advanced Power Electronic Interfaces for Distributed Energy Systems: Systems and Topologies". Technical Report, National Renewable Energy Laboratory, NREL. 2008.
- [93] W. Kramer, et al. "Advanced Power Electronic Interfaces for Distributed Energy Systems: Modeling, Development, and Experimental Evaluation of Advanced Control Functions for Single-Phase Utility-Connected Inverter". Technical Report, National Renewable Energy Laboratory, NREL. 2008.

- [94] “Strategic Research Agenda, SRA, for Europe’s Electricity Networks of the Future”. European Technology Platform Smartgrids, ETP. 2012.
- [95] P. Ledesma. “Análisis Dinámico de Sistemas Eléctricos con Generación Eólica”. Tesis Doctoral. Universidad Carlos III de Madrid. 2001.
- [96] D. Salomonsson. “Modeling, Control and Protection of Low-Voltage DC Microgrids”. Tesis Doctoral. Royal Institute of Technology, KTH, Sweden. 2008.



Universitat d'Alacant  
Universidad de Alicante



Universitat d'Alacant  
Universidad de Alicante

## PUBLICACIONES

### Publicaciones Pre-Doctorales Relacionadas:

#### *Revistas*

- “Regulación de la Capacidad y Límites de un Parque Eólico con Aerogeneradores de Velocidad Variable”. Revista Energía, Editorial Alción. ISSN 0210-2056. 2005. S. Arnaltes, J.L. Rodríguez, A. Ríos, M. Gascó.

#### *Congresos*

- “Comparison of European Technical Requirements for connection of PV Solar Systems to the Network”. 20<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Barcelona. 2005. A. Ríos, M. Gascó.
- “Design of Decentralized Building-Integrated PV System with Hydrogen Storage and Analysis of the Impact on the European University of Madrid Low Voltage Electrical Network”. 19<sup>th</sup> European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, París. 2004. A. Ríos, M. Gascó.
- “Implementation of the Wind Park PQ Curve in the Dimensioning of the Reactive Compensation System”. Nordic Wind Power Conference, NWPC, Göteborg. 2004. A. Ríos, M. Gascó.

### Publicaciones en el desarrollo de la Tesis:

#### *Revistas*

- “Transient Stability of Variable Speed Wind Farms”. Wind Engineering. ISSN 0309-524X. Vol 37, 2, 199-212. 2013. A. Ríos, M. Gascó.
- “Actualidad de las Redes Inteligentes de Distribución Eléctrica”. Revista de Derecho Administrativo, RDA, Perú. 2013. A. Ríos, M. Gascó.

#### *Congresos*

- “Control, Regulation and Storage Systems to Optimize the Integration of Solar Power”. 2<sup>nd</sup> International Workshop on Integration of Solar Power into Power Systems, ISBN 978-3-9813870-6-3, Lisbon. 2012. M. Gascó, A. Ríos.



- “Solar Power Management in Smart Grids with Storage Systems”. 2<sup>nd</sup> International Workshop on Integration of Solar Power into Power Systems, ISBN 978-3-9813870-6-3, Lisbon. 2012. M. Gascó, A. Ríos.
- “Control, Regulation and Storage Systems to Optimize the Integration of Wind Power”. 11<sup>th</sup> International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants, ISBN 978-3-9813870-5-6, Lisbon. 2012. M. Gascó, A. Ríos.
- “Control, Regulation and Storage Systems to Optimize the Integration of Wind Power”. 11<sup>th</sup> International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants, ISBN 978-3-9813870-5-6, Lisbon. 2012. M. Gascó, A. Ríos.



Universitat d'Alacant  
Universidad de Alicante