



Universidad de Valladolid



**ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES**

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID

ESCUELA DE INGENIERIAS INDUSTRIALES

Grado en Ingeniería en Electrónica Industrial y Automática

**Smart Grid para integración de generación
renovable y almacenamiento en un entorno
industrial**

Autor:

Leal Fernández, Raquel

Tutor:

**Martínez Rodrigo, Fernando
Departamento de Tecnología
Electrónica**

Valladolid, junio de 2018.

Resumen

Las redes eléctricas tradicionales cumplen con los objetivos de generación y distribución, pero aún tienen aspectos que mejorar desde el punto de vista del usuario final y de la gestión de la energía.

Las Smart Grids o Redes Inteligentes presentan soluciones para la integración de la generación renovable, el almacenamiento energético y la conexión de vehículos eléctricos. Surgen como sistemas capaces de actuar en función de previsiones de demanda, precios de la electricidad y producción; además de mejorar la comunicación y fiabilidad de la red.

En el presente Trabajo Fin de Grado, se realizará una investigación sobre las Smart Grids en cuanto a sus elementos y su alcance. Se elaborará un estudio de los convertidores electrónicos de potencia utilizados para el control de los elementos, con la finalidad de diseñar demostradores prácticos de Smart Grid en la herramienta Simulink.

Abstract

Traditional electricity grids fulfill generation and distribution needs, but there is still room for improvement from an end user and energy management point of view.

The so-called Smart Grids presents solutions for renewable energy integration, energy storage and the connection of electric vehicles. They are capable of take into account the forecast demand, the price of the electricity and energy generation, and act accordingly. In addition, they improve the communication and reliability of the grid.

The aim of this dissertation is to do a research about Smart Grids in terms of its components and scope. For that purpose, power converters used to control those components will be analyzed, so Simulink models can be made and simulated in both modes of operation, isolated or connected to the grid.

Palabras clave

Micro Redes; Redes Inteligentes; Convertidores Electrónicos de Potencia; Generación Renovable; Simulink.

Key words

Micro Grids; Smart Grids; Power Electronic Converters; Renewable Generation; Simulink.

Agradecimientos

A mis padres, por todo su esfuerzo y su amor incondicional.

A mi tutor Fernando, por su paciencia y su apoyo.

Índice general

Índice general	VII
Índice de figuras	XV
Índice de tablas	XXVII
Capítulo 1: Introducción y objetivos	1
1.1. Introducción.....	1
1.1.1. Problemática actual y origen de las Smart Grids	2
1.2. Objetivos	5
1.2.1. Objetivos del proyecto.....	5
1.2.2. Finalidad académica	6
Capítulo 2: Presentación de Micro Redes y Smart Grids	7
2.1. Introducción.....	7
2.2. Elementos de la red.....	8
2.2.1. Generación Distribuida (GD).....	8
2.2.2. Almacenamiento de energía.....	9
2.2.3. Cargas	11
2.3. Previsión.....	11
2.3.1. Demanda	11
2.3.2. Precio de la electricidad.....	12
2.3.3. Producción eólica y solar.....	12
2.4. Transmisión de datos y supervisión.....	12
2.4.1. Infraestructura de Medición Inteligente (SMI).....	12
2.4.2. Medidor Inteligente.....	12
2.4.3. Red de Área Extensa (WAN).....	13
2.4.4. Red de Área Local (HAN/LAN).....	13
2.4.5. Redes de Área de Vecindario (NANs).....	13
2.4.6. Sistema de Gestión de Datos del Medidor (MDMS).....	14

2.4.7. Control del flujo de la energía y gestión de la energía.....	14
2.5. Protección frente a fallos, control, y conexión a red o en isla	15
2.5.1. Protección ante fallos	15
2.5.2. Control.....	15
2.5.3. Conexión a red o en isla	15
2.6. Programas de simulación.....	16
2.6.1. HOMER	16
2.6.2. TRNSYS	17
2.6.3. DigSILENT.....	17
Capítulo 3: Estado del arte de elementos comerciales	19
3.1. Introducción	19
3.2. Aerogeneradores	20
3.2.1. Energía eólica: importancia en datos.....	20
3.2.2. Principio de funcionamiento y características	21
3.2.2.1. Aerodinámica.....	21
3.2.2.2. Tipos de turbinas	23
3.2.2.3. Partes de un aerogenerador	24
3.2.2.4. Control del aerogenerador y tipos de conexión.....	26
3.2.3. Análisis de mercado.....	29
3.2.3.1. Evolución de la industria eólica.....	29
3.2.3.2. Principales empresas a nivel mundial y en España	30
3.2.4. Recientes avances e innovación en energía eólica.....	31
3.3. Generadores fotovoltaicos	35
3.3.1. Energía solar: importancia en datos.....	35
3.3.2. Principio de funcionamiento y características	35
3.3.2.1. Efecto fotovoltaico.....	35
3.3.2.2. Células fotovoltaicas.....	36
3.3.2.3. Paneles fotovoltaicos	39
3.3.3. Análisis de mercado.....	40
3.3.3.1. Evolución de la industria fotovoltaica.....	40

3.3.3.2. Principales empresas a nivel mundial y en España	41
3.3.4. Recientes avances e innovación en energía solar.....	42
3.4. Vehículo eléctrico.....	48
3.4.1. Origen del vehículo eléctrico y modelos actuales.....	48
3.4.2. Tipos de vehículos eléctricos.....	50
3.4.2.1. Vehículo eléctrico a baterías (BEV).....	50
3.4.2.2. Vehículo híbrido enchufable (PHEV)	51
3.4.2.3. Vehículo eléctrico de autonomía extendida (EREV)	51
3.4.3. Principio de funcionamiento: el motor y las baterías.....	52
3.4.4. Recarga del coche eléctrico.....	53
3.4.4.1. Tipos de recarga y tiempos	54
3.4.4.2. Modos de recarga o nivel de comunicación	54
3.4.5. Análisis de mercado: datos comparativos	58
3.5. Grupo electrógeno	61
3.5.1. Descripción general.....	61
3.5.2. Opciones comerciales	62
3.6. Almacenamiento	64
3.6.1. Descripción general.....	64
3.6.2. Opciones comerciales	64
3.7. STATCOM.....	67
3.7.1. Descripción general.....	67
3.7.2. Opciones comerciales	68
Capítulo 4: Estudio teórico del control de convertidores electrónicos.....	71
4.1. Introducción.....	71
4.2. Modulación por ancho de pulso: PWM	72
4.2.1. PWM en convertidores CC-CC	72
4.2.2. PWM senoidal (SPWM).....	74
4.3. Modulación vectorial: SVM.....	76
4.4. Transformaciones de Clarke y Park.....	82
4.5. Inversor para conexión a red	87

4.5.1. Control de corriente.....	87
4.5.2. Control de tensión.....	91
4.6. Inversor para modo aislado de red.....	94
4.6.1. Análisis de la red aislada	94
4.6.2. Método Droop Control: conexión en paralelo de inversores.....	96
Capítulo 5: Estudio teórico de los generadores de potencia.....	101
5.1. Introducción y clasificación.....	101
5.2. Generador síncrono o alternador.....	105
5.3. Generador asíncrono o de inducción	106
Capítulo 6: Simulaciones para el control del inversor	109
6.1. Introducción	109
6.2. Bloques para modulación por ancho de pulso y vectorial.....	110
6.2.1. PWM Generador (2-Level).....	110
6.2.2. SVPWM Generator (2-Level).....	112
6.3. Transformaciones de Clarke y Park.....	114
6.3.1. Esquema “Transformaciones Clarke Park”	114
6.4. Inversor para conexión a red	115
6.4.1. Control de corriente.....	115
6.4.1.1. Esquema “Control Corriente FuentesDC”	115
6.4.1.2. Esquema “Control Corriente PanelesSolares”	119
6.4.2. Control de tensión.....	128
6.4.2.1. Esquema “Control Tension PWM”	128
6.4.2.2. Esquema “Control Tension SVM”	131
6.5. Inversor aislado de red	140
6.5.1.1. Esquema “Droop Control”	140
6.5.1.2. Esquema “Droop Control Inversores Paralelo”	143
Capítulo 7: Ejemplos de Simulink sobre energías renovables	147
7.1. Revisión de ejemplos de Renewable Energy	147
7.1.1. Introducción	147
7.1.2. Listado completo de ejemplos.....	148

7.1.3. Ejemplos con Micro Red.....	149
7.1.3.1. Simplified Model of a Small Scaled Micro-Grid.....	149
7.1.3.2. 24-hour Simulation of a Vehicle-to-Grid (V2G) System	153
7.1.4. Ejemplos con Paneles Fotovoltaicos.....	155
7.1.4.1. Single-Phase, 240 Vrms, 3500 W Transformerless Grid-Connected PV Array.....	155
7.1.4.2. 400-kW Grid-Connected PV Farm (Average Model).....	160
7.1.5. Ejemplos con Aerogeneradores	162
7.1.5.1. Wind Farm (IG)	162
7.1.5.2. Wind-Turbine Asynchronous Generator in Isolated Network.....	167
7.1.5.3. Wind Farm - Synchronous Generator and Full Scale Converter (Type 4) Average Model.....	172
Capítulo 8: Modelos de Simulink de los elementos de la Micro Red.....	177
8.1. Introducción.....	177
8.2. Modelos de las cargas	178
8.2.1. Carga residencial.....	178
8.2.2. Vehículo eléctrico.....	183
8.2.2.1. Recarga doméstica lenta de VE.....	184
8.2.2.2. Punto público de recarga semi-rápida de VE	186
8.2.3. Carga industrial: motores de CA	188
8.3. Modelo de aerogenerador	196
8.3.1. Resultados	198
8.3.1.1. Resultados para velocidad de viento de 9.5 m/s.....	198
8.3.1.2. Resultados para velocidad de viento de 7 m/s.....	200
8.3.1.3. Resultados para velocidad de viento de 11 m/s.....	201
8.4. Modelo de paneles solares.....	202
8.4.1. Control MPPT: seguimiento del punto de máxima potencia	206
8.4.2. Resultados.....	209
8.4.2.1. Resultados generales para 1000 W/m ² y 25 °C.....	209
8.4.2.2. Resultados del MPPT: variación de la irradiancia.....	212
8.4.2.3. Resultados del MPPT: variación de la temperatura	213

8.4.2.4. Resultados del MPPT: seguimiento unidireccional	215
8.5. Modelo de batería electroquímica	217
Capítulo 9: Diseño del conjunto de la Smart Grid.....	223
9.1. Introducción	223
9.2. Diseño de Smart Grid conectada a red fuerte	224
9.3. Diseño de Smart Grid aislada de red	227
9.3.1. El grupo electrógeno estabiliza la red.....	228
9.3.1.1. Diseño sin más elementos	228
9.3.1.2. Diseño para aplicación industrial.....	234
9.3.1.3. Diseño para aplicación residencial	236
9.3.2. La batería electroquímica estabiliza la red.....	238
9.3.2.1. Diseño sin más elementos	238
9.3.2.2. Diseño para aplicación residencial	245
9.3.3. El panel solar estabiliza la red.....	247
9.3.3.1. Diseño sin más elementos	247
9.3.3.2. Diseño para aplicación residencial	250
Capítulo 10: Resultados de simulación de la Smart Grid.....	253
10.1. Introducción	253
10.2. Smart Grid conectada a red fuerte.....	254
10.2.1. Prueba 1: la producción es menor al consumo y la Smart Grid consume energía de la red	254
10.2.2. Prueba 2: la producción es mayor al consumo y la Smart Grid vende energía a la red.....	258
10.2.3. Prueba 3: la producción menor al consumo, y la diferencia es suministrada por la batería (hipótesis de precio de compra elevado).....	261
10.2.4. Prueba 4: la producción es mayor al consumo, y la diferencia es acumulada por la batería (hipótesis de precio de venta reducido)	263
10.3. Smart Grid aislada de red.....	265
10.3.1. El grupo electrógeno estabiliza la red.....	265
10.3.1.1. Aplicación industrial: prueba 1. Hay producción renovable, y el grupo electrógeno solo tiene que aportar la diferencia hasta el consumo total	265

10.3.1.2. Aplicación industrial: prueba 2. No hay producción renovable, y el grupo electrógeno tiene que asumir todo el consumo de carga.....	268
10.3.1.3. Aplicación residencial: prueba 1. Hay producción renovable, y el grupo electrógeno solo tiene que aportar la diferencia hasta el consumo total	270
10.3.1.4. Aplicación residencial: prueba 2. No hay producción renovable, y el grupo electrógeno tiene que asumir todo el consumo de carga.....	273
10.3.2. La batería electroquímica estabiliza la red	275
10.3.2.1. Aplicación residencial: prueba 1. Hay producción renovable, y la batería electroquímica solo tiene que aportar la diferencia hasta el consumo total.....	275
10.3.2.2. Aplicación residencial: prueba 2. No hay producción renovable, y la batería electroquímica tiene que asumir todo el consumo de carga	278
10.3.3. El panel solar estabiliza la red	280
10.3.3.1. Aplicación residencial: Prueba 1. Funcionamiento nominal de la red	280
10.3.3.2. Aplicación residencial: Prueba 2. Mantenimiento de la red para caída de la irradiancia.....	281
10.3.3.3. Aplicación residencial: Prueba 3. Mantenimiento de la red para aumento de la temperatura	282
10.4. Conclusiones de simulación	284
Capítulo 11: Conclusiones y líneas futuras.....	285
11.1. Conclusiones.....	285
11.2. Líneas futuras.....	286
Referencias	291

Índice de figuras

Figura 1.1. Esquema tradicional de la red eléctrica. Fuente: REE.....	2
Figura 1.2. Esquema de evolución de la red eléctrica hacia la Smart Grid	4
Figura 2.1. Esquema conceptual Micro Red.....	7
Figura 2.2. Logotipo programa de simulación HOMER.....	16
Figura 2.3. Logotipo programa de simulación TRNSYS.....	17
Figura 2.4. Logotipo programa de simulación DigSILENT.....	17
Figura 3.1. Potencia eólica instalada en España, acumulada e incremento anual .	20
Figura 3.2. Tubo de corriente turbina eólica.....	21
Figura 3.3. Gráfica que relaciona la potencia del viento con la velocidad.....	22
Figura 3.4. Ejemplos de turbinas eólicas de gran potencia: a) Turbina terrestre b) Turbina marina.....	23
Figura 3.5. Turbinas de pequeña potencia: a) Modelo Bee 800 b) Modelo Bornay 6000	24
Figura 3.6. Partes principales de un aerogenerador.....	25
Figura 3.7. Detalle de la góndola de un aerogenerador	25
Figura 3.8. Tipos de configuración de la turbina eólica para la conexión a red ...	27
Figura 3.9. Datos de capacidad eólica instalada global. Fuente: Informe GWEC.	29
Figura 3.10. Logotipos de las principales empresas fotovoltaicas a nivel mundial	30
Figura 3.11. Logotipos de Siemens Gamesa Renewable Energy, pionera en España	30
Figura 3.12. Dispositivo eólico WindCube desarrollado por la empresa Green Energy Technologies.....	31
Figura 3.13. Pequeñas turbinas de plástico desarrolladas en la Universidad de Hong Kong.....	32
Figura 3.14. Pasarela Wind Tunnel Footbridge diseñada por el arquitecto Michael Jantzen.....	32

Figura 3.15. Parque eólico marino flotante.....	33
Figura 3.16. Desalinizadora eólica.....	34
Figura 3.17. Representación del efecto fotovoltaico: recepción de fotones y emisión de electrones.....	36
Figura 3.18. Esquema del campo eléctrico mediante la unión pn entre dos capas de semiconductores dopados.....	37
Figura 3.19. Célula fotovoltaica	37
Figura 3.20. Célula fotovoltaica monocristalina, policristalina y amorfa	39
Figura 3.21. Panel fotovoltaico.....	39
Figura 3.22. Evolución del precio del vatio fotovoltaico según la Ley de Swanson	41
Figura 3.23. Logotipos de las principales empresas fotovoltaicas a nivel mundial	41
Figura 3.24. Logotipos de empresas fotovoltaicas en España.....	42
Figura 3.25. Paneles fotovoltaicos como cubierta acristalada del Aula Pablo VI, en Roma.....	43
Figura 3.26. Paneles fotovoltaicos en fachada en el edificio LUCIA de la Uva.....	43
Figura 3.27. Distintos modelos de tejas del proyecto Solar Roof de la empresa Tesla	44
Figura 3.28. Panel solar transparente	44
Figura 3.29. Célula solar impresa.....	45
Figura 3.30. Placa solar esférica Beta.ray de Rawlemon.....	45
Figura 3.31. Prototipo de panel solar basado en Kirigami	46
Figura 3.32. Célula solar más eficiente hasta la fecha creada por Kunta Yoshikawa	47
Figura 3.33. Vehículo eléctrico “La Jamais Contente”	48
Figura 3.34. GM EV-1, primer modelo de vehículo eléctrico moderno de gran acogida	49
Figura 3.35. Modelo Prius de Toyota, 1997, primer vehículo híbrido	49
Figura 3.36. Modelos de coche híbrido y eléctrico actuales: Tesla Model S y Hyundai IONIQ.....	50
Figura 3.37. Principales elementos en el coche eléctrico.....	52

Figura 3.38. Vehículo eléctrico: modo de recarga 1	55
Figura 3.39. Vehículo eléctrico: modo de recarga 2	55
Figura 3.40. Vehículo eléctrico: modo de recarga 3	56
Figura 3.41. Vehículo eléctrico: modo de recarga 4	57
Figura 3.42. Conectores más usados: 1) CHAdeMO 2) SAEJ1772 3) SCAME 4) CCS Combo 5) Tipo 2	57
Figura 3.43. Comparativa de emisiones de CO ₂ del vehículo eléctrico frente al vehículo convencional.....	58
Figura 3.44. Análisis de la eficiencia entre vehículo convencional, vehículos híbridos, vehículos eléctricos, y vehículos híbridos enchufables.....	59
Figura 3.45. Comparativa de costes por kilómetro entre el vehículo convencional y el vehículo eléctrico.....	60
Figura 3.46. Grupo electrógeno de la empresa Fersa Generadores.....	61
Figura 3.47. Logotipos de empresas vendedoras de grupos electrógenos.....	63
Figura 3.48. Relación de curvas de baterías en función de su voltaje, capacidad, y condiciones de carga y descarga	65
Figura 3.49. Logotipos de empresas vendedoras y fabricantes de baterías de almacenamiento.....	66
Figura 3.50. Esquema de conexión STATCOM de Gamesa Electric	67
Figura 3.51. Logotipos de empresas vendedoras de STATCOM.....	69
Figura 4.1. Conversión continua-continua	72
Figura 4.2. Modulador PWM: (a) diagrama de bloques, (b) señales del comparador	73
Figura 4.3. Modulación de ancho de pulso (PWM).....	75
Figura 4.4. Inversor trifásico utilizado para alimentar el motor.....	76
Figura 4.5. Vectores espaciales de la tensión del estator para las diferentes combinaciones de los interruptores del inversor.....	78
Figura 4.6. Vector espacial como combinación de dos vectores adyacentes	78
Figura 4.7. Modulación de anchura de pulsos	79
Figura 4.8. Tensiones del inversor generadas mediante el método de modulación vectorial de pulsos	81

Figura 4.9. Sistema trifásico. Transformación de Clarke	82
Figura 4.10. Sistema trifásico. Transformación de Park.....	83
Figura 4.11. Esquema control vectorial corriente de un inversor conectado a red85	
Figura 4.12. Gráficas transformación Clarke y Park: componentes abc, alfa y beta, d y q, y ángulo de la transformación	86
Figura 4.13. Reguladores PI para el control de corriente.....	87
Figura 4.14. Sistemas de referencia estático α - β y rotativo d-q.....	88
Figura 4.15. Esquema control por fuente de corriente con circuito de entrada con condensador.....	89
Figura 4.16. Controladores por histéresis para el control de corriente.....	90
Figura 4.17. Funcionamiento controlador por histéresis: banda de histéresis	90
Figura 4.18. Lazo de control para el control en fuente de tensión.....	92
Figura 4.19. Desacoplo de las ecuaciones del regulador de corriente.....	93
Figura 4.20. Esquema de un inversor conectado a una Micro Red para Droop Control	98
Figura 4.21. Diagrama de las características de Droop Control.....	99
Figura 5.1. Estátor y rotor de una máquina rotativa	102
Figura 5.2. Configuraciones básicas de estátor-rotor.....	102
Figura 5.3. Cuadro de clasificación general de las máquinas eléctricas	104
Figura 5.4. Cuadro de clasificación general de las máquinas eléctricas	104
Figura 5.5. Tipos de máquinas síncronas.....	105
Figura 5.6. Tipos de máquinas asíncronas o de inducción.....	106
Figura 6.1. Técnicas de muestreo de la señal de referencia Uref	111
Figura 6.2. Circuito equivalente de los interruptores del convertidor	112
Figura 6.3. Espacio de vectores de base	112
Figura 6.4. Esquema de Simulink: Transformaciones Clarke Park.....	114
Figura 6.5. Esquema de Simulink: Control Corriente FuentesDC.....	116
Figura 6.6. Corriente de fase en componentes alfa y beta obtenidas a partir de las componentes abc, y ángulo de la transformación.....	117

Figura 6.7. Seguimiento de las señales de potencia activa P y reactiva Q a sus referencias P^* y Q^* , y referencia de las corrientes i_d^* e i_q^* generadas por los PI.	118
Figura 6.8. Banda de histéresis de la corriente de fase en componentes abc (I_{abc})	119
Figura 6.9. Matriz fotovoltaica de cadena de 14 módulos Trina Solar TSM-250 en serie.....	120
Figura 6.10. Ventana de parámetros para el modelo Soltech 215	121
Figura 6.11. Gráficas V-I para el panel solar según irradiancia y temperatura	121
Figura 6.12. Gráfica P-V del panel solar para irradiancia de 1 kW/m^2	122
Figura 6.13. Esquema de Simulink: Control Corrientes PanelSolar	123
Figura 6.14. Justificación valores negativos de PI para lazo de control V_{DC}	125
Figura 6.15. Funcionamiento del PI sobre V_{DC} para $kp = -0.5$ y $ki = -500$	125
Figura 6.16. Corriente de red para $kp = -0.05$ y $ki = -50$	126
Figura 6.17. Corriente de red con un salto en la irradiancia.....	126
Figura 6.18. Funcionamiento del PI para $kp = 5$ y $ki = 5000$. Rizado de la tensión V_{DC}	127
Figura 6.19. Esquema de Simulink: Control Tension PWM	129
Figura 6.20. Tensiones y corrientes de fase a partir del control por tensión.....	130
Figura 6.21. Control_Tension_PWM: Pulsos PWM ampliados	131
Figura 6.22. Inclusión del bloque SVPWM Generator (2-Level) en el submodelo Conexión DC e inversor.....	132
Figura 6.23. Esquema de Simulink: Control Tension SVM	133
Figura 6.24. Conexión en estrella, tensiones de línea y tensiones de fase.....	134
Figura 6.25. Modelación de las ecuaciones desarrolladas para generar las componentes alfa y beta a partir de las componentes abc de la tensión.....	136
Figura 6.26. Primer pulso de modulación para SVM y PWM utilizando las tensiones de fase alfa y beta	137
Figura 6.27. Control_Tension_SVM: Primer pulso de modulación sin tensiones fase-fase.....	137
Figura 6.28. Tensión V_{abc} de salida con SVM de dos niveles.....	138

Figura 6.29. Tensión V_{abc} de salida con SVM de cinco niveles.....	139
Figura 6.30. Tensiones y corrientes de salida, y comprobación de la modulación a cinco niveles.....	139
Figura 6.31. Esquema de Simulink: Droop Control.....	140
Figura 6.32. Droop Control: esquema conceptual.....	141
Figura 6.33. Tensión y corriente generadas a partir del Droop Control.....	142
Figura 6.34. Frecuencia de la red generada a partir del Droop Control.....	143
Figura 6.35. Esquema de Simulink: Droop Control Inversores Paralelo.....	144
Figura 6.36. Rectas para ecuaciones de V y f a partir de P y Q	144
Figura 6.37. Resultados de tensión y corriente alterna generadas mediante inversores en paralelo	145
Figura 6.38. Resultado de la frecuencia de la red mediante inversores en paralelo	146
Figura 6.39. Resultados de potencia activa y reactiva para cada inversor.....	146
Figura 7.1. Ejemplos en la Ayuda	147
Figura 7.2. Esquema de Simulink: Simplified Model of a Small Scaled Micro-Grid	149
Figura 7.3. Simplified Model of a Small Scaled Micro-Grid: resultados de simulación	152
Figura 7.4. Esquema de Simulink: 24-hour Simulation of a Vehicle-to-Grid (V2G) System.	153
Figura 7.5. Esquema de Simulink: Single-Phase, 240 Vrms, 3500 W Transformerless Grid-Connected PV Array.....	156
Figura 7.6. Gráficas de corriente y potencia de la matriz fotovoltaica.....	158
Figura 7.7. Controlador MPPT: seguimiento del punto de máxima potencia.....	158
Figura 7.8. 24-hour Simulation of a Vehicle-to-Grid (V2G) System: resultados de simulación.....	159
Figura 7.9. 24-hour Simulation of a Vehicle-to-Grid (V2G) System: corriente de fuga	160
Figura 7.10. Esquema de Simulink: 400-kW Grid-Connected PV Farm (Average Model).....	161
Figura 7.11. Esquema de Simulink: Wind Farm (IG)	163

Figura 7.12. Wind Farm (IG): Características de potencia de la turbina.....	164
Figura 7.13. Wind Farm (IG): Resultados de simulación	166
Figura 7.14. Wind Farm (IG): Protecciones de la turbina eólica para la turbina 2.	166
Figura 7.15. Wind Farm (IG): Bus B25 para desconexión del STATCOM.....	167
Figura 7.16. Esquema de Simulink: Wind-Turbine Asynchronous Generator in Isolated Network.....	168
Figura 7.17. Wind-Turbine Asynchronous Generator in Isolated Network: tensiones y corrientes de red.....	170
Figura 7.18. Wind-Turbine Asynchronous Generator in Isolated Network: potencias activa y reactiva de los elementos del esquema.	171
Figura 7.19. Wind-Turbine Asynchronous Generator in Isolated Network: frecuencia y velocidad asíncrona de la máquina.....	171
Figura 7.20. Wind Farm – Synchronous Generator and Full Scale Converter (Type 4) Average Model: curvas de datos para la turbina eólica.	173
Figura 7.21. Esquema de Simulink: Wind Farm – Synchronous Generator and Full Scale Converter (Type 4) Average Model.....	174
Figura 7.22. Wind Farm – Synchronous Generator and Full Scale Converter (Type 4) Average Model: resultados de simulación.....	175
Figura 8.1. Modelo zona residencial	178
Figura 8.2. Tabla de datos de demanda del sector residencial	179
Figura 8.3. Zona residencial: submodelo	180
Figura 8.4. Zona residencial: resultados de tensión y corriente de red.....	182
Figura 8.5. Zona residencial: resultados de potencias de consumo	182
Figura 8.6. Punto de recarga público de vehículo eléctrico	183
Figura 8.7. Modelo recarga doméstica lenta de vehículo eléctrico.....	184
Figura 8.8. Recarga doméstica lenta de VE: resultados de red.....	185
Figura 8.9. Recarga doméstica lenta de VE: resultados de consumo	185
Figura 8.10. Modelo recarga pública semi-rápida de vehículo eléctrico	186
Figura 8.11. Recarga pública semi-rápida de VE: resultados de red.....	187
Figura 8.12. Recarga pública semi-rápida de VE: resultados de consumo.....	187

Figura 8.13. Modelo carga industrial	188
Figura 8.14. Configuración de red modelo carga industrial: error por inductancias en serie	189
Figura 8.15. Clasificación industria según la potencia de consumo.....	189
Figura 8.16. Carga industrial: submodelo.....	191
Figura 8.17. Carga industrial: configuración bloque Asynchronous Machine	192
Figura 8.18. Carga industrial: curva par-velocidad de una máquina asíncrona...	192
Figura 8.19. Carga industrial: simulación del modelo 20 de 110 kW como justificación	193
Figura 8.20. Carga industrial: estado transitorio corriente de red.....	194
Figura 8.21. Carga industrial: estado transitorio potencia activa y reactiva.....	194
Figura 8.22. Carga industrial: resultados de tensión y corriente de red	195
Figura 8.23. Carga industrial: resultados de potencias de consumo	195
Figura 8.24. Modelo aerogenerador.....	196
Figura 8.25. Aerogenerador: submodelo	197
Figura 8.26. Aerogenerador: resultados de tensión y corriente de red.....	199
Figura 8.27. Aerogenerador: resultados de potencias de generación para 9 m/s.	200
Figura 8.28. Aerogenerador: resultados de potencias de generación para 7 m/s.	200
Figura 8.29. Aerogenerador: resultados de potencias de generación para 11 m/s	201
Figura 8.30. Modelo paneles solares	202
Figura 8.31. Paneles solares: curvas de corriente y potencia.....	204
Figura 8.32. Paneles solares: submodelo.....	205
Figura 8.33. Inversor CC/CA paneles solares: submodelo.....	205
Figura 8.34. Control de seguimiento del punto de máxima potencia MPPT	206
Figura 8.35. Control MPPT: variación del punto de máxima potencia para distintas irradiancias.....	207
Figura 8.36. Control MPPT: variación del punto de máxima potencia para distintas temperaturas	207
Figura 8.37. Control MPPT: algoritmo ‘Perturba y Observa’ básico.....	208

Figura 8.38. Control MPPT: parámetros.....	209
Figura 8.39. Paneles solares: resultados de tensión y corriente de red	210
Figura 8.40. Paneles solares: resultados de potencias de generación sin control MPPT	210
Figura 8.41. Paneles solares: resultados de potencias de generación con control MPPT	211
Figura 8.42. Paneles solares: valor estabilizado de referencia de VDC con MPPT	211
Figura 8.43. Paneles solares: punto de máxima potencia para 500 W/m^2	212
Figura 8.44. Paneles solares: resultados de potencia activa para 500 W/m^2 sin control MPPT	212
Figura 8.45. Paneles solares: valor estabilizado de referencia de VDC con MPPT para 500 W/m^2	213
Figura 8.46. Paneles solares: resultados de potencia activa para 500 W/m^2 con control MPPT.....	213
Figura 8.47. Paneles solares: punto de máxima potencia para $10 \text{ }^\circ\text{C}$	214
Figura 8.48. Paneles solares: resultados de potencia para $10 \text{ }^\circ\text{C}$ sin control MPPT	214
Figura 8.49. Paneles solares: valor estabilizado de referencia de VDC con MPPT para $10 \text{ }^\circ\text{C}$	214
Figura 8.50. Paneles solares: resultados de potencia para $10 \text{ }^\circ\text{C}$ con control MPPT	215
Figura 8.51. Paneles solares: punto de máxima potencia para $45 \text{ }^\circ\text{C}$	215
Figura 8.52. Paneles solares: resultados de potencia para $45 \text{ }^\circ\text{C}$ con control MPPT descendente	216
Figura 8.53. Paneles solares: resultados de potencia para $45 \text{ }^\circ\text{C}$ con control MPPT descendente	216
Figura 8.54. Modelo baterías electroquímicas	217
Figura 8.55. Baterías electroquímicas: submodelo	219
Figura 8.56. Inversor CC/CA baterías electroquímicas: submodelo.....	219
Figura 8.57. Baterías electroquímicas: curva de descarga típica.....	220
Figura 8.58. Baterías electroquímicas: curva de carga típica	220

Figura 8.59. Baterías electroquímicas: resultados de tensión y corriente de red..	221
Figura 8.60. Baterías electroquímicas: resultados de potencias de almacenamiento. Aporte de energía.....	221
Figura 8.61. Baterías electroquímicas: resultados de potencias de almacenamiento. Almacenamiento de energía.....	222
Figura 9.1. Smart Grid red fuerte: esquema del conjunto	225
Figura 9.2. Smart Grid red fuerte: centro de transformación.....	226
Figura 9.3. Smart Grid aislada: grupo electrógeno	228
Figura 9.4. Grupo electrógeno: submodelo	229
Figura 9.5. Grupo electrógeno: concepto de potencia aparente	230
Figura 9.6. Grupo electrógeno: resultados de simulación en tensiones y corrientes y potencias activa y reactiva.....	232
Figura 9.7. Red aislada a partir de grupo electrógeno para aplicación industrial	235
Figura 9.8. Red aislada a partir de grupo electrógeno para aplicación residencial	237
Figura 9.9. Smart Grid aislada: batería electroquímica.....	238
Figura 9.10. Batería electroquímica: nuevas rectas para ecuaciones de V y f.....	240
Figura 9.11. Batería electroquímica: resultados iniciales de red para cada inversor	242
Figura 9.12. Ejemplo de análisis FTT para la tensión de red, valor inicial.....	242
Figura 9.13. Batería electroquímica: resultados de tensión y corriente para cada inversor.....	243
Figura 9.14. Batería electroquímica: resultados de frecuencia para cada inversor	244
Figura 9.15. Batería electroquímica: resultados de potencia para cada inversor .	244
Figura 9.16. Red aislada a partir de batería electroquímica para aplicación residencial	246
Figura 9.17. Smart Grid aislada: panel solar.....	247
Figura 9.18. Panel solar: submodelo paneles en paralelo.....	248
Figura 9.19. Panel solar: resultandos de tensión de red para cada inversor.....	249
Figura 9.20. Panel solar: resultandos de frecuencia de red para cada inversor ...	249

Figura 9.21. Panel solar: resultados de potencia activa y reactiva para cada inversor	250
Figura 9.22. Red aislada a partir de paneles solares para aplicación residencial.	251
Figura 10.1. Potencias activa y reactiva entregadas por la generación solar	255
Figura 10.2. Potencias activa y reactiva entregadas por la generación eólica.....	255
Figura 10.3. Potencias activa y reactiva consumidas por las cargas	256
Figura 10.4. Potencias activa y reactiva entregadas por la red	257
Figura 10.5. Potencias activa y reactiva entregadas por la generación solar	258
Figura 10.6. Potencias activa y reactiva entregadas por la generación eólica.....	259
Figura 10.7. Potencias activa y reactiva vendidas a la red	260
Figura 10.8. Potencias activa y reactiva aportadas por la batería de almacenamiento	261
Figura 10.9. Consumo nulo de activa y reactiva de la red	262
Figura 10.10. Potencias activa almacenada en las baterías electroquímicas (sin almacenamiento de reactiva)	263
Figura 10.11. Venta nula de potencia activa a la red y consumo de reactiva	264
Figura 10.12. Potencias activa y reactiva entregadas por la generación solar	266
Figura 10.13. Potencias activa y reactiva entregadas por la generación eólica.....	266
Figura 10.14. Potencias activa y reactiva consumidas por la carga industrial.....	267
Figura 10.14. Potencias activa y reactiva aportadas por la red del grupo electrógeno	267
Figura 10.15. Potencias activa y reactiva aportadas por la red del grupo electrógeno	269
Figura 10.17. Potencias activa y reactiva entregadas por la generación solar	270
Figura 10.18. Potencias activa y reactiva entregadas por la generación eólica.....	271
Figura 10.19. Potencias activa y reactiva consumidas por las cargas de tipo residencial	272
Figura 10.20. Potencias activa y reactiva generadas por el grupo electrógeno	272
Figura 10.21. Potencias activa y reactiva generadas por el grupo electrógeno	274
Figura 10.22. Potencias activa y reactiva entregadas por la generación solar	275

Figura 10.23. Potencias activa y reactiva entregadas por la generación eólica	276
Figura 10.24. Potencias activa y reactiva consumidas por las cargas de tipo residencial	277
Figura 10.25. Potencias activa y reactiva generadas por la batería electroquímica	277
Figura 10.26. Potencias activa y reactiva generadas por la batería electroquímica	279
Figura 10.27. Tensión y corriente de red para Smart Grid aislada a partir de paneles solares con valores nominales de 1000 W/m^2 y $25 \text{ }^\circ\text{C}$	281
Figura 10.28. Tensión y corriente de red para Smart Grid aislada a partir de paneles solares con valores de 700 W/m^2 y $25 \text{ }^\circ\text{C}$	282
Figura 10.29. Tensión y corriente de red para Smart Grid aislada a partir de paneles solares con valores de 1000 W/m^2 y $45 \text{ }^\circ\text{C}$	283
Figura 11.1. Gráficas de demanda. Fuente: Red Eléctrica de España (REE).....	287
Figura 11.2. Previsión de precios de la electricidad. Fuente: Red Eléctrica de España (REE)	288
Figura 11.3. Previsión producción solar Valladolid. Fuente: AEMET	288
Figura 11.4. Histórico de datos perfil de velocidades de viento Valladolid. Fuente: IDAE	289

Índice de tablas

Tabla 4.1. Vectores espaciales de la tensión del estator para todas las combinaciones del estado de los interruptores del inversor.....	77
Tabla 4.2. Valores de las componentes del vector <i>US</i>	80
Tabla 4.3. Resumen ecuaciones de Clarke y Park.....	84
Tabla 4.4. Comparativa Micro Red conectada y en modo isla	95
Tabla 6.1. Tabla de valores de los vectores adyacentes	113
Tabla 9.1. Tabla de configuración de media, alta, y muy alta tensión.....	226
Tabla 10.1. Balance de potencia para Smart Grid conectada a red fuerte prueba 1	257
Tabla 10.2. Balance de potencia para Smart Grid conectada a red fuerte prueba 2	260
Tabla 10.3. Balance de potencia para Smart Grid conectada a red fuerte prueba 3	262
Tabla 10.4. Balance de potencia para Smart Grid conectada a red fuerte prueba 4	264
Tabla 10.5. Balance de potencia para Smart Grid aislada a partir de grupo electrógeno aplicación industrial: prueba 1	268
Tabla 10.6. Balance de potencia para Smart Grid aislada a partir de grupo electrógeno aplicación industrial: prueba 2.....	269
Tabla 10.7. Balance de potencia para Smart Grid aislada a partir de grupo electrógeno aplicación residencial: prueba 1.....	273
Tabla 10.8. Balance de potencia para Smart Grid aislada a partir de grupo electrógeno aplicación residencial: prueba 2.....	274
Tabla 10.9. Balance de potencia para Smart Grid aislada a partir de batería electroquímica aplicación residencial: prueba 1.....	278
Tabla 10.10. Balance de potencia para Smart Grid aislada a partir de batería electroquímica aplicación residencial: prueba 2.....	279

Capítulo 1:

Introducción y objetivos

1.1. Introducción

El presente Trabajo Fin de Grado se ha realizado en el Departamento de Tecnología Electrónica de la Escuela de Ingenierías Industriales de la Universidad de Valladolid.

Se realiza como proyecto de investigación del GIR (Grupo de Investigación Reconocido) de la Universidad de Valladolid llamado DEEPER research group (Renewable Energies, Power Electronics and Electronic Design). El proyecto está relacionado con Redes Inteligentes y Micro Redes, en las siguientes líneas de investigación del DEEPER:

- Línea de investigación 1: Convertidores electrónicos de potencia.
- Línea de investigación 2: Aplicación de la electrónica de potencia a las energías renovables.

Se pretende realizar una investigación sobre las Micro Redes y las Redes Inteligentes, para adquirir conocimientos sobre los elementos que las conforman y sobre su utilización y control desde el punto de vista de la electrónica de potencia, y utilizando la herramienta Simulink para desarrollar demostradores prácticos de algunos ejemplos de funcionamiento.

La metodología empleada a lo largo del proyecto será un modelo de investigación por el cual se define el tema y problema a abordar, se reúnen fuentes de investigación a partir de artículos como los proporcionados por la editorial Elsevier, se analiza esta información realizando un estudio teórico, y finalmente se aplican estos conocimientos para el desarrollo de los objetivos planteados.

A continuación, se realiza una breve introducción sobre la problemática de las redes eléctricas actuales y la importancia del desarrollo de Micro Redes y Redes Inteligentes. Más adelante, en el Capítulo 2: Presentación de Micro Redes y Smart Grids, se realiza una introducción más detallada de la entidad de la Red Inteligente, presentando sus elementos y su utilización.

1.1.1. Problemática actual y origen de las Smart Grids

De forma generalista, se entiende por red eléctrica el conjunto de líneas, transformadores e infraestructuras que llevan la energía eléctrica desde los centros de producción hasta todos los consumidores. Estas redes son las encargadas de transportar y distribuir la electricidad generada en las centrales hasta los puntos de consumo final. Se ilustra un esquema tradicional de red eléctrica en la Figura 1.1 [1].

Sin embargo, las redes actuales están diseñadas y en funcionamiento desde la mitad del siglo pasado. La infraestructura de la red eléctrica cumple los objetivos de generación y distribución, pero tiene que mejorar desde el punto de vista del usuario final y de la gestión de la energía.

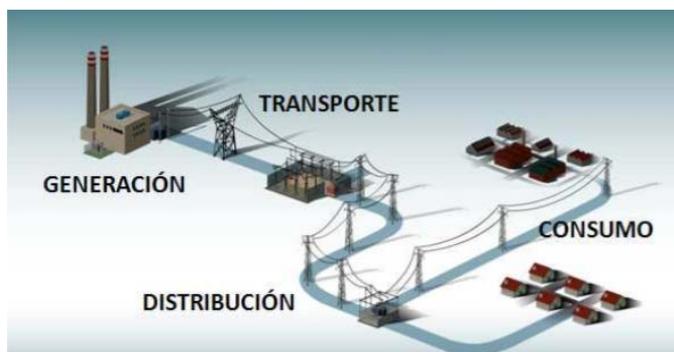


Figura 1.1. Esquema tradicional de la red eléctrica. Fuente: REE

Actualmente, existe una serie de problemáticas, que se expone a continuación, junto con sus posibles soluciones.

Uno de los principales problemas es el crecimiento de la demanda, unido a un fuerte incremento de las energías renovables. Esto crea una necesidad de potencia cada vez más firme debido a la alta demanda, y más flexible debido a la integración de energías renovables que son variables. Por lo tanto, surge como solución la

necesidad de sistemas que proporcionen un suministro de electricidad más seguro, económico y sostenible.

Otro de los problemas es el precio cada vez más caro del combustible utilizado por las plantas de generación de energías tradicionales, además del coste de la construcción de las propias centrales. La eficaz inmersión de las energías limpias permitiría reducir estos costes.

Por otra parte, está el problema que se produce durante los picos de demanda, que obliga a activar plantas especiales para poder suministrar esas necesidades de energía, suponiendo sobrecostes. Como solución, sería útil disponer de contadores inteligentes en todos los puntos de consumo, principalmente usos domésticos.

Estos contadores de consumo podrían suponer también una solución a la integración renovable, además de destinada a los usuarios (microgeneración) también para la inyección en la red (con su correspondiente pago) de la energía generada durante los picos de consumo. Estas iniciativas deberían ser soportadas por todas las compañías y acompañadas de reformas en normativas y legalización, incentivando las nuevas políticas orientadas a la eficiencia.

Otro de los problemas asociados al coste de la energía es, además del coste propio de las materias primas, la amenaza que supone la dependencia de los suministradores, pues puede suponer aumentos de precio o restricciones en los suministros. La facilidad de la integración de las energías renovables (cuya generación es habitualmente local) y un consumo sostenible y controlado puede hacer que se reduzcan estas dependencias y costes.

Los aspectos medioambientales también están presentes, sobre todo por la utilización de combustibles fósiles, que contribuyen a las emisiones de humos y gases que provocan el efecto invernadero.

La fiabilidad de la energía y su distribución es otro matiz a tener en cuenta. A pesar de que hoy en día la fiabilidad es muy alta, aún existe una gran pérdida económica y social debida a la falta de electricidad, provocándose fallos debido a la congestión y sobrecargas. La implementación de sistemas automáticos inteligentes puede hacer que las compañías eléctricas tengan conocimiento en tiempo real de toda la red permitiendo una rápida reacción, la detección previa de problemas potenciales y

la minimización del impacto de un fallo. Además, si se dispone de una conexión directa con todos los clientes finales se puede comprobar el estado de sus líneas, consumos y suministros, pudiendo actuar antes de que se produzca el aviso del fallo.

Todas estas soluciones van orientadas a un cambio en el modelo energético que es más que necesario y justificado hoy en día. El cambio va hacia nuevos sistemas distribuidos en los cuales cualquier agente que esté conectado a la red tiene la posibilidad de aportar energía, posibilitando la creación de microgeneradores que minimizan la fuerte dependencia de la generación energética actual y contribuyen al problema ambiental actual.

Es aquí cuando encontramos el origen de las Redes Inteligentes o Smart Grids, como conjunto de soluciones a todas estas problemáticas planteadas. Gracias a este tipo de red es posible disminuir las pérdidas por el transporte energético, facilitar la conexión a la red de todo tipo de energías renovables, soportar las capacidades de almacenamiento energético, y soportar la conexión masiva de vehículos eléctricos o híbridos que utilizan la energía tanto para carga como para volcar energía a la red. En la Figura 1.2 se ilustra un esquema que representa una Smart Grid, como muestra de evolución de la red eléctrica.

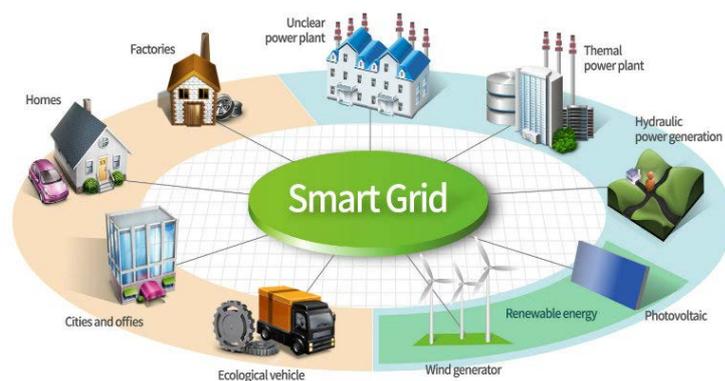


Figura 1.2. Esquema de evolución de la red eléctrica hacia la Smart Grid

1.2. Objetivos

La realización de este proyecto se plantea en base a una serie de retos y objetivos, tanto relacionados con el propio proyecto como objetivos de carácter personal y de formación académica.

1.2.1. Objetivos del proyecto

El objetivo principal de este Trabajo Fin de Grado será el de realizar una investigación teórica sobre la Smart Grid, y un demostrador práctico de algunos de sus elementos y posibles configuraciones con la herramienta Simulink de Matlab.

Para poder controlar los elementos de una Smart Grid de forma individual y en conjunto, se estudiará además el control de convertidores electrónicos mediante las herramientas de la electrónica de potencia.

Para lograr el objetivo final del proyecto, se han planteado una serie de etapas y objetivos intermedios:

- Investigación inicial sobre Micro Redes y Smart Grids.
- Análisis del Estado del Arte de los elementos.
- Estudio teórico del control de convertidores electrónicos para los elementos que forman la Smart Grid.
- Simulación práctica del control de convertidores electrónicos mediante la herramienta Simulink.
- Análisis de las posibilidades que ofrece Matlab para modelar y simular los elementos a utilizar, y distintos conjuntos de Micro Redes.
- Diseño propio de los elementos de la Smart Grid en la herramienta Simulink en base al contenido de Matlab, y simulación y control de cada uno de ellos de forma independiente.
- Diseño del conjunto de una Smart Grid que integre todos los elementos y su control.
- Elaboración de esquemas de Simulink para distintos modos de configuración de control: conectada o en isla.

1.2.2. Finalidad académica

La motivación personal del proyecto es la conexión entre la Smart Grid como sistema de distribución de energía de forma más eficiente y ecológica, con las herramientas de la electrónica de potencia para su control y desarrollo. Además, se incluye el interés personal en adquirir formación en tareas de investigación vinculadas a la Universidad.

De forma más detallada, la finalidad académica de este proyecto abarca:

- Profundizar los conocimientos sobre energías alternativas y renovables, a nivel de ingeniería, aprendiendo su utilización, almacenamiento y aprovechamiento; pues se considera parte fundamental del proceso evolutivo de la tecnología de eficiencia y de consideración con el medio ambiente.
- Completar y ampliar la formación del grado de Electrónica Industrial y Automática, en relación principal con la Electrónica de Potencia.
- Adquirir habilidades para trabajar con la herramienta Simulink de Matlab, que resultará de gran utilidad puesto que Matlab es líder mundial en desarrollo de software para cálculo técnico, y es utilizado a gran escala en el ámbito laboral del ingeniería.
- Participar y colaborar en tareas de investigación vinculadas con los estudios cursados, en un Departamento universitario, con el fin de adquirir técnicas y aprender sobre las etapas, métodos y procedimientos de un proyecto de investigación. Además de la familiarización con material de investigación, como artículos técnicos en inglés.

Capítulo 2:

Presentación de Micro Redes y Smart Grids

2.1. Introducción

Las Micro Redes, cuyo esquema conceptual se muestra en la Figura 2.1, se pueden definir como sistemas pequeños de suministro eléctrico, que distribuyen electricidad a nivel local. Son menores que la red eléctrica convencional, y pueden operar de manera independiente [2].

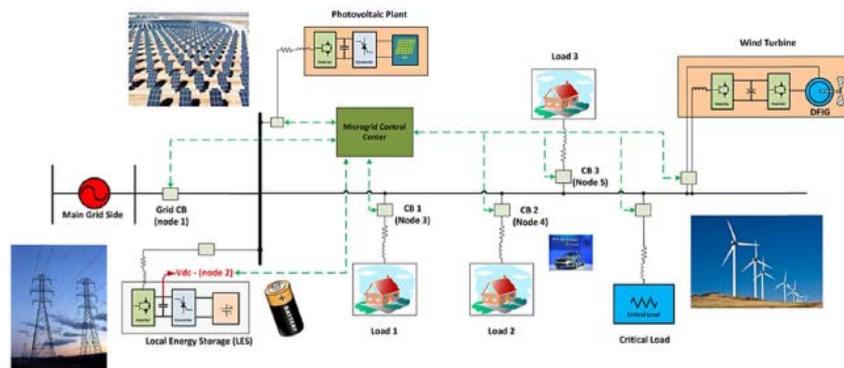


Figura 2.1. Esquema conceptual Micro Red

Mientras que una red primaria proporciona energía a través de una única conexión, una Micro Red es una red de distribución eléctrica que cuenta con generación, almacenamiento y carga.

Pueden incluir microfuentes tales como microturbinas, celdas de combustible, paneles fotovoltaicos, o turbinas eólicas. Utiliza también como sistemas de almacenamiento condensadores de energía y baterías. Como se ha mencionado,

pueden operar conectadas a la red pública, o de manera independiente, conocido este modo aislado de red como modo isla.

De esta forma, las Micro Redes se convierten en una opción de suministro de gran valor, al integrar energías renovables como generadores. Su objetivo es garantizar una fuente de energía local, rentable, y sostenible.

Cuando además del conjunto funcional de distribución de la Micro Red, la red es capaz gestionar automáticamente los flujos de energía y autoajustarse a los cambios de suministros y la demanda de energía, se la conoce como red inteligente o Smart Grid, presentada en el apartado 1.1.1. Problemática actual y origen de las Smart Grids. La Micro Red se transforma en un sistema eficiente y adaptable.

Una Smart Grid tiene características clave, como la posibilidad de trabajar de forma independiente y autónoma ante posibles fallos o perturbaciones externas, aumentando así la calidad del suministro. Los clientes pueden obtener una mayor eficiencia de forma menos costosa, y mediante la utilización de energía más limpia. Se reducen las emisiones y las pérdidas de potencia de la red de distribución. El objetivo de una Smart Grid, por lo tanto, va un paso por delante del suministro eléctrico, y pretende crear un conjunto eficiente y de calidad, seguro, económico, y sostenible.

Además de sus muchas ventajas, las Micro Redes y redes inteligentes aun plantean desafíos técnicos asociados con el control y sistema de protección, y relacionados con la integración de las fuentes renovables, así como las restricciones de operación.

2.2. Elementos de la red

2.2.1. Generación Distribuida (GD)

La generación distribuida de energía es un concepto que se basa en la producción de energía eléctrica por medio de pequeñas fuentes de energías próximas al lugar de consumo. Este concepto es el fundamento de la idea de una Micro Red. Existen dos tipos de tecnologías de generación:

- Fuentes renovables: fotovoltaica, eólica, minihidráulica (central hidráulica a pequeña escala), oceánica, etc.
- Fuentes no renovables: motores alternativos, turbinas de gas, etc.

La generación distribuida permite reducir las pérdidas en energía eléctrica, mejorar la fiabilidad y calidad del sistema eléctrico, y la inclusión de las energías renovables.

La mayoría requiere un interfaz de electrónica de potencia para convertir la energía a potencia de CA compatible con la red. Los convertidores pueden ser de una sola etapa o de doble etapa, contando con los filtros de salida necesarios para mejorar el rendimiento de los armónicos a frecuencias de conmutación bajas.

2.2.2. Almacenamiento de energía

Los dispositivos de almacenamiento pueden mejorar el desequilibrio de energía, su calidad, la estabilidad entre cargas y la salida de recursos generados distribuidos. Se clasifican en sistemas electroquímicos, almacenamiento de energía cinética y almacenamiento de energía potencial.

Baterías

- Baterías de ácido-plomo: almacenamiento durante largos periodos de tiempo, aunque con rendimiento relativamente pobre y vida de ciclo limitada (1200-1800 ciclos).
- Baterías de níquel cadmio (NiCd): mayor vida útil, mayores densidades de energía y bajo mantenimiento. El principal obstáculo es su alto costo inicial de capital.
- Baterías de níquel-metal hidruro (NiMH): tienen aún más densidad de energía y adicionalmente la vida útil es equivalente a la de la batería de ácido-plomo.
- Baterías de ion de litio (Li-Ion): mayor densidad de energía, pero más limitadas en costo y ciclo de vida.

Volante de inercia

Tienen largo ciclo de vida y alta densidad de energía. Sin embargo, se tiene una alta pérdida por fricción. Pueden ser usados para mitigar las fluctuaciones

energéticas generadas por los sistemas eólicos y fotovoltaicos. Los almacenamientos de volante junto con el generador diésel se utilizan para proporcionar el servicio de UPS (sistema de alimentación ininterrumpida) a las cargas críticas.

Superconductores - Ultracondensadores

La principal diferencia con los condensadores es el uso de membrana porosa que proporciona transferencia de iones entre dos electrodos, así la energía eléctrica se puede almacenar directamente y el tiempo de respuesta es muy pequeño. Se aumentan los valores de capacitancia y densidad de energía. Comparados con las baterías de ácido-plomo, tienen mayor densidad de potencia, vida útil más larga, y mayor eficiencia energética. Son una buena opción para mitigar fluctuaciones naturales inherentes a las fuentes renovables intermitentes. La principal desventaja de esta tecnología es su alto coste.

Almacenamiento de Energía Magnética por Superconducción

Conocida como SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage). Se caracterizan por ciclo de vida muy largo, desde 10 a miles de ciclos, mucha efectividad de hasta 95%, tiempo de respuesta muy rápido y un alto coste de implementación. Algunas de sus posibles aplicaciones son la mejora del factor de potencia, frecuencia de regulación, estabilidad transitoria, y mejora de la calidad de la energía.

SMES integrado con energía eólica se utiliza para controlar la frecuencia y el voltaje de la micro red en modo isla. Cuando trabajamos conectados a la red, el sistema SMES se utiliza para proporcionar flujo de potencia constante para superar las fluctuaciones en la potencia derivada de la energía eólica.

Baterías de flujo

Una de las baterías de flujo disponibles comercialmente es la batería redox de vanadio (VRB) que tiene muchas ventajas sobre muchos BESS (almacenamiento de energía con baterías inteligentes) tradicionales. Algunas ventajas son un ciclo de vida prolongado, bajo mantenimiento, energía independiente, capacidad de energía, carga rápida, respuesta de descarga, y alta eficiencia. Sin embargo, los

costos iniciales de operación y mantenimiento son todavía relativamente altos en comparación con BESS.

2.2.3. Cargas

Las micro redes pueden suministrar energía eléctrica a diferentes tipos de carga, como residencial, comercial e industrial. Estas cargas pueden ser categorizadas en dos secciones:

- *Cargas críticas*: en general, los usuarios comerciales e industriales se definen como cargas críticas, que requieren algo grado de calidad energética y confiabilidad.
- *Cargas no críticas*: la mayoría de las cargas residenciales son consideradas cargas no críticas, que requieren menor calidad del servicio.

La clasificación de las cargas proporciona ventajas para obtener la operación deseada, estabilidad y control.

2.3. Previsión

2.3.1. Demanda

El objetivo de la previsión de demanda es el de anticiparse a los requisitos energéticos futuros del sistema por un periodo específico de tiempo, con el objetivo de realizar estrategias de compromiso en la unidad. Las predicciones pueden ser para las próximas 24/48 horas, y para 20-50 años de propósitos de planificación. Métodos previsión de demanda clasificados en:

- Métodos basados en la estadística: autorregresivo (AR), media móvil (MA), media móvil regresiva automática (ARMA), media móvil integrada regresiva automática (ARIMA).
- Inteligencia artificial (AI): red neuronal artificial (ANN), propagación gris (GBP), mejora de la propagación de la tasa de aprendizaje variable (IVL-BP), máquinas de vectores de soporte (SVMs), máquina de vector de mínimos cuadrados de

soporte (SVMs), máquina de vector de mínimos cuadrados de soporte (LS-SVM), optimización de enjambre de partículas (PSO) y lógica difusa (FL).

2.3.2. Precio de la electricidad

La previsión de los precios de la electricidad puede ser importante en los mercados de electricidad a tiempo real. La diferencia extrema entre el costo acordado y el costo de la energía que se venderá puede generar enormes pérdidas financieras o incluso quiebra.

2.3.3. Producción eólica y solar

La potencia de salida de fuentes de energía renovables como la energía eólica y la solar, depende de distintas variables como el clima, la localización, etc. Precisar las previsiones de potencia de salida eólica y fotovoltaica puede aliviar impactos negativos. Los métodos usados son parcialmente similares a los de la previsión de demanda.

2.4. Transmisión de datos y supervisión

2.4.1. Infraestructura de Medición Inteligente (SMI)

También es llamada infraestructura de medición avanzada (AMI). Proporciona comunicación bidireccional para redes inteligentes, entre el medidor y la utilidad o cliente. Integra contadores inteligentes, sistemas de comunicación, hardware y software que habilitan la medida, reunificación de datos, almacenamiento, y el análisis de uso de la energía.

2.4.2. Medidor Inteligente

Medidores de nueva generación avanzada, que mide el consumo de energía en tiempo real y almacena esta medida a intervalos de tiempo predefinidos. También

tiene la capacidad de transferir comunicaciones bidireccionales de datos entre el medidor del sistema de gestión (MDMS) y el medidor inteligente.

2.4.3. Red de Área Extensa (WAN)

Proporciona comunicación entre la red inteligente y la red pública, que recopila datos de múltiples NAN (near-me area network) y lo envía al centro de control. Eso conecta las redes de área más pequeñas altamente distribuidas que sirven sistemas de energía en diferentes lugares. Consiste en dos tipos de redes: backhaul y red central. Puede cubrir más de miles de kilómetros cuadrados de área por lo que los datos de las tasas de transferencia pueden ser de hasta 10-100 Mbps.

2.4.4. Red de Área Local (HAN/LAN)

Permiten implementar a dispositivos inteligentes en el hogar y electrodomésticos como los vehículos eléctricos enchufables (PEV), termostatos programables, pantallas en el hogar (IHD) e instalaciones de generación de energía. Necesitan áreas de hasta 200 m² y soportar de 10 a 100 Kbps.

Un componente importante de HAN es IHD que permite medir cuánta energía se consume y mostrar precio de la energía en tiempo real para los clientes, personalizando su perfil para minimizar la factura de electricidad.

2.4.5. Redes de Área de Vecindario (NANs)

Las NAN se utilizan para la recopilación de datos desde el medidor inteligente hasta el intercambio de datos de energía e información de control entre otros componentes. Esta red se puede diseñar en base a comunicaciones cableadas e inalámbricas como WiMAX, 3G y 4G. Con estas tecnologías, cubre largas distancias hasta 1-10 millas cuadradas y la velocidad de datos es alrededor de 10-1000 Kbps.

2.4.6. Sistema de Gestión de Datos del Medidor (MDMS)

Una gestión de datos del medidor sistema es un sistema o una aplicación que importa, verifica y procesa los datos AMI antes de hacerlo disponible para facturar un análisis.

2.4.7. Control del flujo de la energía y gestión de la energía

Existen dos enfoques de control: centralizado y descentralizado.

- Control centralizado: está basado en líneas de comunicación de bajo ancho de banda, es decir, cuando los elementos están cercanos. La razón es que cuando los elementos no están cercanos se utiliza comunicación con elevado ancho de banda y aumenta el coste. Contiene reguladores de potencia en cada unidad para garantizar un seguimiento preciso de los puntos de trabajo asignado por la unidad central de gestión de la energía.

- Control descentralizado: existe el modo droop control, en el que mediante la inyección de potencia activa o reactiva se puede intervenir sobre la frecuencia y la amplitud de la tensión. Si se emplea droop control, los micro-recursos tienen la capacidad plug-and-play.

Usando las curvas de inclinación de voltaje y frecuencia, todos los recursos son capaces de compartir potencia entre ellos sin necesidad de enlaces de comunicación; aunque el método no garantiza una amplitud y frecuencia constantes. Añadir o eliminar un elemento no perturba a los demás. No necesita sistemas de comunicación entre elementos.

El control jerárquico es un método de control intermedio entre el centralizado y descentralizado.

2.5. Protección frente a fallos, control, y conexión a red o en isla

2.5.1. Protección ante fallos

Cada vez que se produce un fallo, el sistema de protección debe aislar rápidamente la micro red de la red principal para protegerla. Cuando las unidades de generación distribuidas están conectas a la red, cambia el nivel de la corriente de fallo. También la operación de relevo se ve afectada. El flujo de potencia inverso es el principal desafío para el funcionamiento de la micro red. La inyección de potencia monofásica en la red de distribución afecta a la corriente de equilibrio trifásica. Debido al aumento de la corriente de desequilibrio, la corriente parásita fluye a la tierra y debe ser limitada.

2.5.2. Control

Existen algunas soluciones posibles para problemas de protección como la protección de unidades de generación distribuida interconectadas por inversor, el esquema de protección diferencial, la combinación equilibrada de diferentes tipos de unidades de generación distribuidas y el sistema de protección de micro red adaptativo. La protección adaptable es la mejor solución ya que hay un reajuste automático del relé en ambos modos informados. MGCC es el componente principal del sistema de protección adaptable. Se usa para actualizar la configuración del relevador.

2.5.3. Conexión a red o en isla

- Conectada: el objetivo es el balance de energía (positivo o negativo).
- Modo isla: el objetivo principal es el control del voltaje y la frecuencia. Se necesita un equilibrio entra la potencia activa y reactiva generada y consumida. Toda la GD (generación distribuida) se encarga de mantener tensión y frecuencia. El equilibrio requiere la participación de todas los GD, evitando la circulación de corriente entre ellos. Un pequeño desajuste en la amplitud, el

ángulo de fase o la frecuencia de salida de cada GD puede conducir a una corriente de circulación relativamente grande.

2.6. Programas de simulación

En esta sección, se han seleccionado tres programas de simulación distintos que se pueden utilizar para realizar Micro Redes: HOMER, TRNSYS y DigSILENT.

Para cada uno de ellos, se muestra su logotipo, se indica su disponibilidad y se realiza una breve descripción del software.

2.6.1. HOMER



Figura 2.2. Logotipo programa de simulación HOMER

Disponibilidad: Prueba gratuita de 21 días.

Descripción: Software de optimización de potencia enfocado a la toma de decisiones en micro redes y espacios con recursos de energía distribuida.

La compañía pertenece al sector de la economía e ingeniería de optimización. Además, proporciona material de formación, consultoría, y servicios de análisis. Desarrolla también herramientas sociales como blogs, foros, seminarios webs y eventos en vivo; enfocadas a la industria, gobiernos, investigadores y entusiastas en la industria energética.

2.6.2. TRNSYS



Figura 2.3. Logotipo programa de simulación TRNSYS

Disponibilidad: Versión demo disponible que se renueva anualmente cada septiembre. Programa completo en versión de educación, pero de pago, aunque más económica que la versión comercial.

Descripción: Software muy flexible y basado en gráficas para simular el comportamiento de sistemas transitorios. Mientras que la gran mayoría de simuladores se centran en evaluar el rendimiento de sistemas de energía térmica y eléctrica, este puede ser utilizado para modelar otros sistemas dinámicos como el flujo del tráfico o procesos biológicos. Consta de dos partes: motor (núcleo) que lee y procesa el archivo de entrada además de otras utilidades; y librería de componentes.

2.6.3. DigSILENT



Figura 2.4. Logotipo programa de simulación DigSILENT

Disponibilidad: Versión demo para empresas y uso académico, pero sin versión gratuita.

Descripción: Paquete de software para el análisis de sistemas de energía integrados. Servicios especializados en el campo de sistemas eléctricos de transmisión, distribución, generación, plantas industriales y energías renovables. Empresa orientada a consultoría.

Capítulo 3:

Estado del arte de elementos comerciales

3.1. Introducción

En este Capítulo, se realizará el Estado del Arte de los siguientes elementos comerciales: el aerogenerador, la generación fotovoltaica, el vehículo eléctrico, el grupo electrógeno, el almacenamiento, y el STATCOM.

Estado del Arte es un término que proviene del campo de la investigación técnica, científica e industrial, y significa en pocas palabras la situación de una determinada tecnología en cuanto a lo más innovador o reciente. Mientras que para el marco teórico el investigador puede elegir las teorías a trabajar, en el estado del arte por fuerza se deben considerar todos los aspectos técnicos importantes que se relacionan con la materia de estudio. Su utilidad se considera la de adquirir un nivel de instrucción que impulsa a crear conocimiento y no solo a estudiarlo.

Como la finalidad es la de realizar una contextualización de los elementos comerciales y una investigación sencilla para aplicarla a la Smart Grid, no se realizará un Estado del Arte aun nivel tan profundo.

Para el aerogenerador y la generación fotovoltaica, se explorará la importancia de estas energías, el principio de funcionamiento de ambas, un breve análisis de mercado, y una pequeña revisión de los recientes avances tecnológicos. Para el caso del vehículo eléctrico, se tratará su origen, tipos de vehículos, principio de funcionamiento básico, tipos de recarga, y un breve análisis de mercado comparativo con el vehículo de motor de combustión. Por último, se realizará una descripción general y una revisión de las opciones comerciales para el grupo electrógeno, el almacenamiento, y el STATCOM.

3.2. Aerogeneradores

3.2.1. Energía eólica: importancia en datos

La energía eólica es uno de los recursos energéticos más antiguos explotados por el ser humano y es hoy en día la energía más madura y eficiente de todas las energías renovables. Suministra actualmente más del 3 % del consumo mundial de electricidad y se espera que para 2020 se supere el 5 %. A más largo plazo, la Agencia Internacional de la Energía prevé que la energía del viento pueda cubrir el 9 % de la demanda eléctrica mundial y más del 20 % en Europa.

Actualmente, la potencia eólica instalada en el mundo supera los 400.000 MW. España ha sido uno de los países líderes en el aprovechamiento del viento para producir electricidad, con 23.092 MW instalados a finales del 2017, según los datos de la Asociación Empresarial Eólica. La eólica constituye la segunda tecnología del sistema eléctrico, con una producción de 47.896 GWh y una cobertura de la demanda eléctrica del 18.2 %.

Además, en cuanto a economía y sociedad, el sector eólico en España da trabajo a 22.468 personas, se exporta energía eólica por valor de 2.574 millones de euros al año, y se invierte en I+D en alrededor de 85.5 millones de euros anuales; resultado de que la energía eólica aporte directamente 2.731 millones de euros al PIB lo que representa el 0.25 % [3].

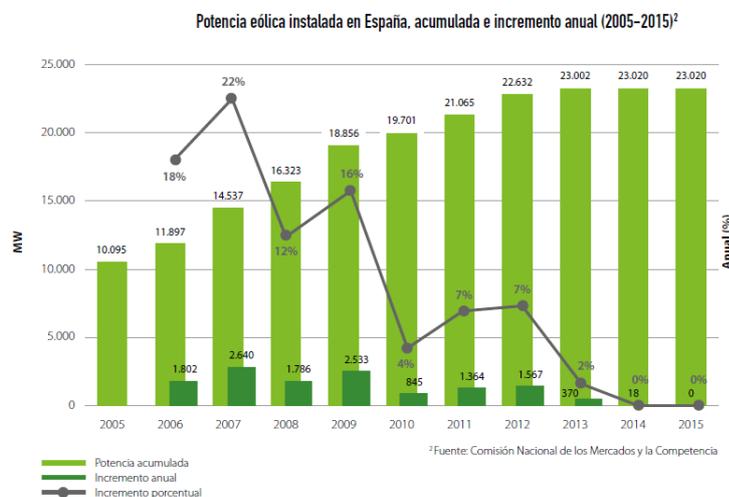


Figura 3.1. Potencia eólica instalada en España, acumulada e incremento anual

3.2.2. Principio de funcionamiento y características

3.2.2.1. Aerodinámica

La energía del viento

El aerogenerador transforma la energía que recibe del viento en un par mecánico, obteniendo así la potencia de entrada necesaria para generar la electricidad. La cantidad de energía transferida al rotor por el viento depende de la densidad del aire, el área de barrido del rotor y la velocidad del viento [4].

El tubo de corriente

El rotor de la turbina eólica debe frenar el viento cuando captura su energía cinética. El viento se moverá más lentamente en la parte izquierda que en la parte derecha. Como la cantidad de aire que entra por la derecha debe ser igual a la que sale por la izquierda, el aire ocupará un diámetro mayor de salida. El tubo de corriente correspondiente a un aerogenerador se muestra en la Figura 3.2.

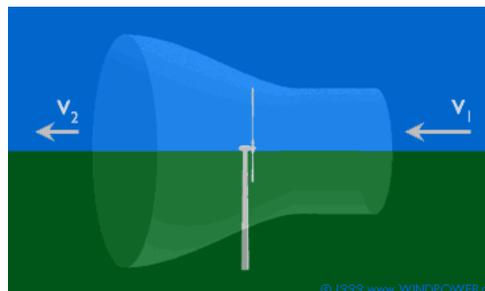


Figura 3.2. Tubo de corriente turbina eólica

Potencia generada

A partir de estos efectos aerodinámicos, se concluye que la potencia del viento es función de la velocidad del viento elevada al cuadrado. Esto se deduce a partir de la fórmula de la potencia para el viento al pasar a través de un área circular. En la Figura 3.3, se muestra un gráfico que representa que con un viento de 8 m/s la

potencia es de 314 W, mientras que cuando la velocidad del viento se multiplica por 2 (16 m/s), la potencia se multiplica por 8 (2^3), llegando a alcanzar los 2.509 W.

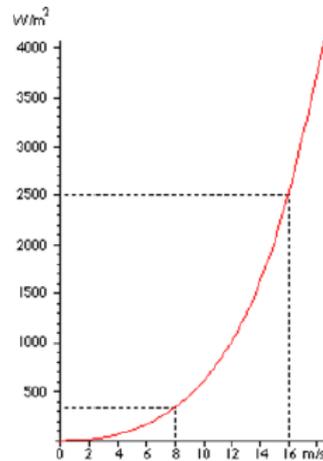


Figura 3.3. Gráfica que relaciona la potencia del viento con la velocidad

Otros efectos aerodinámicos

Hay que tener en cuenta que hay otro tipo de fenómenos que afectarán a la generación eólica a partir de la aerodinámica, como son la rugosidad y cizallamiento del viento, el efecto túnel, el efecto colina, las variaciones de viento, o la Ley de Betz.

La Ley de Betz modela que cuanto mayor sea la energía cinética que un aerogenerador extraiga del viento, mayor será la ralentización que sufrirá el viento que deja el aerogenerador. Es decir, si intentamos extraer toda la energía del viento, el aire saldría con una velocidad nula y no podría abandonar la turbina. En este caso, no se extraería ninguna energía. Cuando la velocidad de salida del viento es de $1/3$ de la velocidad de entrada, la potencia que se extrae del viento es máxima y su valor es el 59.26% de la potencia de entrada (Ley de Betz).

Por último, cabe mencionar que también afectan los fenómenos de sustentación (el aire pasa más rápidamente por la parte superior de las alas de un avión que por la parte inferior, debido a la forma de ala, lo que provoca una fuerza de sustentación que compensa el peso del avión); o los efectos de la aerodinámica del rotor (la velocidad en la punta de la pala es mayor que a una distancia intermedia del eje).

3.2.2.2. Tipos de turbinas

A continuación, se enunciarán y se realizará una breve descripción de los tipos de turbinas, en función de su potencia y de sus aplicaciones.

Turbinas de gran potencia

Sus principales aplicaciones son las terrestres y las marinas. Las turbinas terrestres son las típicamente conocidas, y son del orden de MW. En la Figura 3.4 se muestra un ejemplo de turbina terrestre junto con una marina.



a) Turbina eólica
Gamesa 4.5 MW



b) Turbina eólica
Gamesa 5 MW

Figura 3.4. Ejemplos de turbinas eólicas de gran potencia: a) Turbina terrestre b) Turbina marina

En principio, las turbinas marinas son un poco mayores que las terrestres, además de más caras de instalar y de mantener. Sin embargo, la producción eólica es mucho mayor, porque hay mayores velocidades de viento en el mar. En España, no está muy explotado y hay muy pocas debido a que el fondo marino es muy profundo.

Turbinas de pequeña potencia

Por definición, son aquellas con potencia menor a 100 kW, aunque el valor típico de una turbina de pequeña potencia es de unos 6 kW. En cuanto a la potencia generada, aumentará con la velocidad del viento hasta el valor nominal, en el que se mantiene estable. La energía producida depende además de la velocidad media del emplazamiento. En la Figura 3.5 se muestran dos modelos de turbina de pequeña potencia.

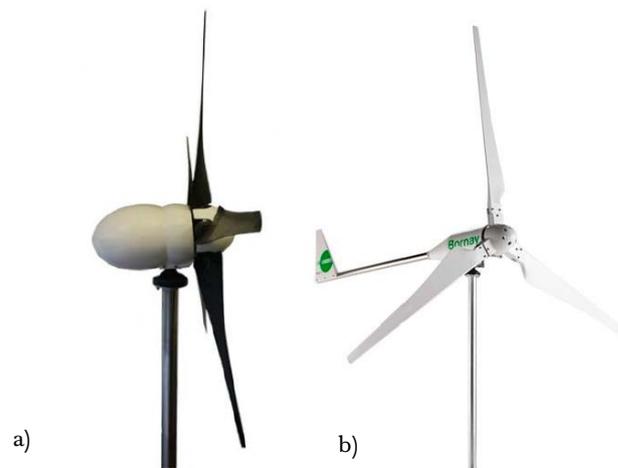


Figura 3.5. Turbinas de pequeña potencia: a) Modelo Bee 800 b) Modelo Bornay 6000

3.2.2.3. Partes de un aerogenerador

A continuación, en la Figura 3.6 se mostrará el conjunto de las partes fundamentales de un aerogenerador. Además, en la Figura 3.7 puede observarse con más detalle el interior de la góndola del aerogenerador, parte fundamental para el funcionamiento.

Se pasa a describir brevemente cada elemento.

La góndola, como se ha mencionado, contiene los principales componentes del aerogenerador. En la parte final de la góndola (izquierda en la ilustración), se encuentra el rotor del aerogenerador, formado por las palas y el buje.

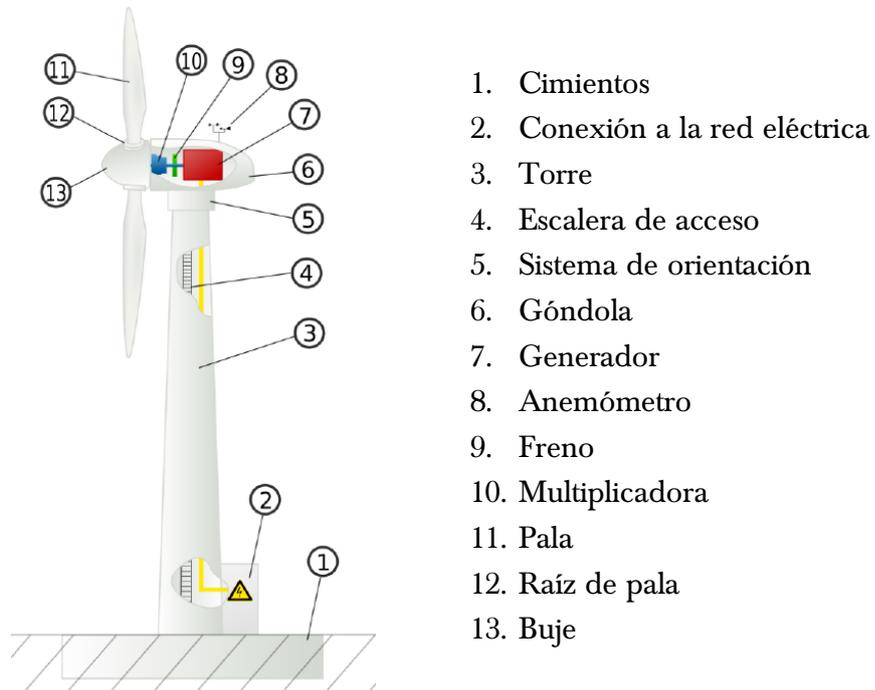


Figura 3.6. Partes principales de un aerogenerador

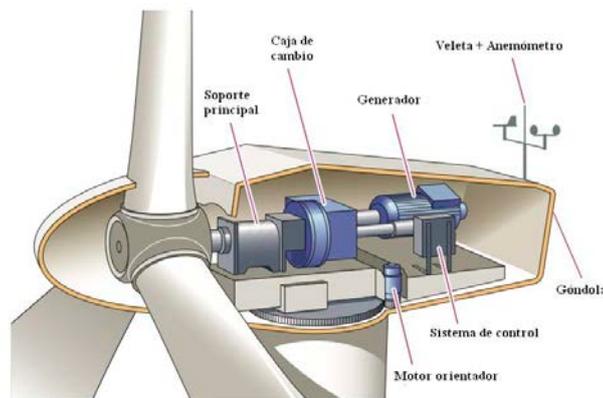


Figura 3.7. Detalle de la góndola de un aerogenerador

Las palas capturarán la potencia del viento y la envían al rotor. El buje del rotor está acoplado al eje de baja velocidad del aerogenerador, que se conecta a su vez con el buje de la multiplicadora. En un aerogenerador de 600 kW, el rotor gira lentamente, sobre 20 o 30 revoluciones por minuto.

Cuando la potencia generada por el viento llega a la multiplicadora, hará que esta velocidad de giro se incremente. Por lo tanto, se multiplica la velocidad del eje de baja velocidad por 50, transmitiéndolo al eje de alta velocidad, que girará 50 veces más rápido.

El eje de alta velocidad gira aproximadamente a 1500 revoluciones por minuto, que será la velocidad del generador eléctrico. El generador tendrá un disco de freno de emergencia, que se emplea en caso de fallo del freno aerodinámico o durante el mantenimiento.

El generador será el elemento final que produzca la energía eólica, y puede ser síncrono o asíncrono. Además, como apoyo a esta generación, se diseña un mecanismo de orientación que enfrenta el rotor a la dirección del viento. Esta orientación es controlada de forma continua mediante un controlador electrónico.

Todo este sistema de góndola y rotor se sujeta mediante una torre, siendo más eficiente la turbina cuanto más alta, debido a que aumenta la velocidad del viento a más altura. Por último, en esta torre se instalan un anemómetro y una veleta como sistemas de medición y para controlar el sistema de orientación.

3.2.2.4. Control del aerogenerador y tipos de conexión

Tipos de generadores

Como se ha mencionado, el generador que forma la turbina puede ser síncrono o asíncrono. Los principios eléctricos de estos generadores se explicarán más adelante, en el Capítulo 5: Estudio teórico de los generadores de potencia.

El más empleado para turbinas eólicas es el generador asíncrono. Hay dos tipos: de jaula de ardilla y de rotor bobinado. La principal desventaja es que el rotor necesita potencia reactiva para magnetizar el hierro, ya que no dispone de imanes permanentes ni de excitación a la red. Esta potencia reactiva se suministra mediante unos condensadores o desde un convertidor electrónico.

Los generadores síncronos son mucho más caros y más complejos mecánicamente. Hay dos tipos: de rotor bobinado y de imanes permanentes. La ventaja es que no necesitan consumir potencia reactiva para magnetizar el hierro. El campo

magnético se puede crear mediante imanes permanentes o mediante un devanado de excitación situado en el rotor. Como las velocidades de giro del campo magnético y del rotor son exactamente iguales, no se puede conectar directamente a la red, ya que produciría esfuerzos mecánicos muy importantes. Se conectan mediante un convertidor electrónico, por lo que pueden operar a velocidad variable.

Tipos de conexión a red

El aerogenerador puede conectarse directamente a la red, o bien mediante convertidor electrónico. Las configuraciones típicas se muestran a continuación en la Figura 3.8.

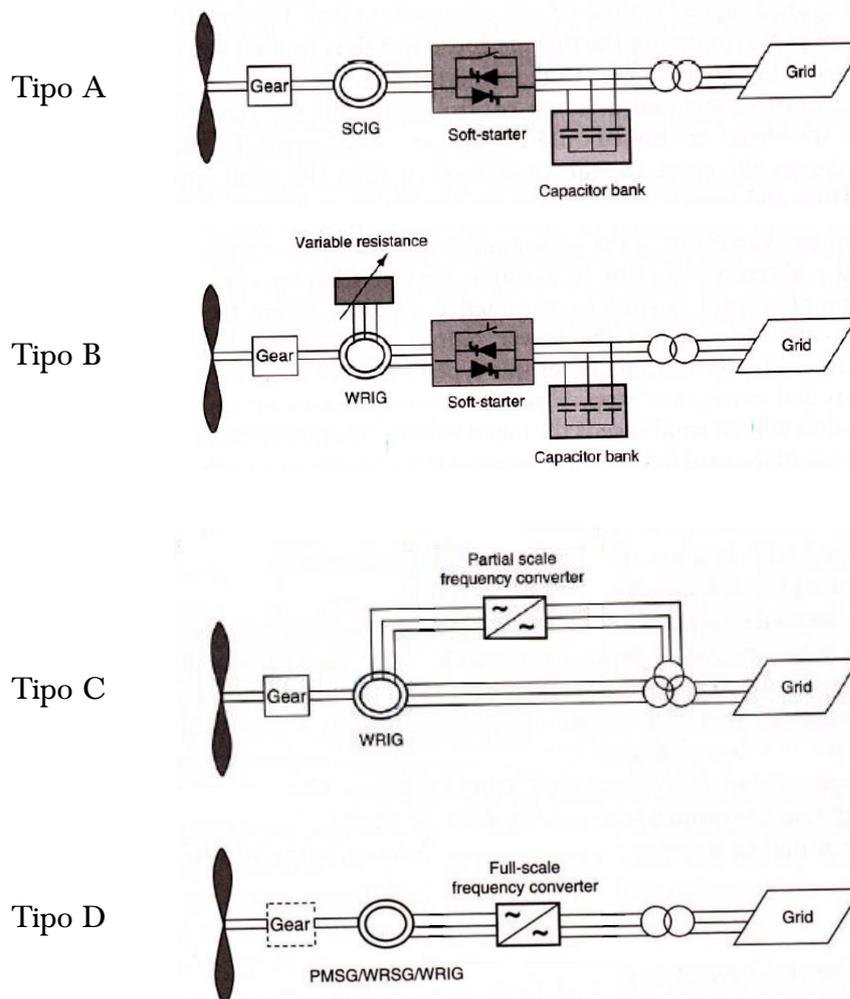


Figura 3.8. Tipos de configuración de la turbina eólica para la conexión a red

La conexión tipo A, consiste en un generador de inducción de jaula de ardilla para la conexión directa a la red. Se necesita consumir reactiva, empleando un banco de condensadores. Además, el impacto sobre la red es más suave si se emplea un arrancador suave de tristor. Este sistema es muy rígido, por lo que las variaciones de velocidad del viento se traducen en variaciones mecánicas y de potencia generada. Si la red eléctrica es débil puede producir variaciones de tensión en el punto de conexión.

La conexión tipo B, consiste en un generador de inducción con resistencias variables en el rotor. Mediante estas resistencias, se varía la resistencia del devanado del rotor, lo que hace que se varíe la velocidad de deslizamiento y en consecuencia la potencia generada. Se reducen las tensiones mecánicas y las variaciones de potencia de salida.

La conexión tipo C, emplea un generador de inducción de rotor bobinado doblemente alimentado. El rotor se conecta mediante un doble convertidor back-to-back. Tiene varias ventajas: el generador no necesita tomar potencia reactiva de la red, sino que puede magnetizarse mediante el convertidor del lado del generador. El convertidor del lado de red puede suministrar la potencia reactiva que necesite el estator para que el generador trabaje con factor de potencia unitario, y puede ayudar al control de tensión. La principal desventaja es la necesidad de utilizar anillos rozantes y escobillas.

Por último, en la conexión tipo D se utiliza el convertidor para pasar la potencia total. El generador trabaja a velocidad variable y se conecta a la red mediante un doble convertidor por el que pasa toda la potencia. El convertidor gestiona la potencia reactiva necesaria y la conexión suave a la red. Se puede emplear cualquiera de los generadores, pero actualmente se emplea casi exclusivamente en los síncronos.

3.2.3. Análisis de mercado

3.2.3.1. Evolución de la industria eólica

Actualmente, la energía eólica es una de las fuentes de energía renovable más utilizadas y que mayor desarrollo tecnológico ha logrado durante las últimas décadas.

Los modelos antecesores de los actuales surgen en el siglo XX y los primeros fueron fabricados por Jacobs para la generación de electricidad en zonas rurales, con equipos de 3 kW durante la década del 30 en EEUU. En 1940 aparecen los primeros molinos de viento grandes y más rápidos con una capacidad de generación de 1 MW. Esta tecnología ha estado eclipsada en su desarrollo, igual que el resto de renovables, por la producción de petróleo. Sin embargo, durante la década del 70 se desencadena la crisis del petróleo y estas tecnologías vuelven a resurgir [5].

La evolución de la energía eólica cayó en 2013, pero la recuperación en 2014 sorprendió con una apuesta más fuerte según el informe emitido por el GWEC (Global Wind Energy Council) alcanzando los 51.477 MW de capacidad eólica instalada. Esto supone un aumento del 30 % con respecto a 2013. En la Figura 3.9 se muestran los datos correspondientes a este desarrollo [6].

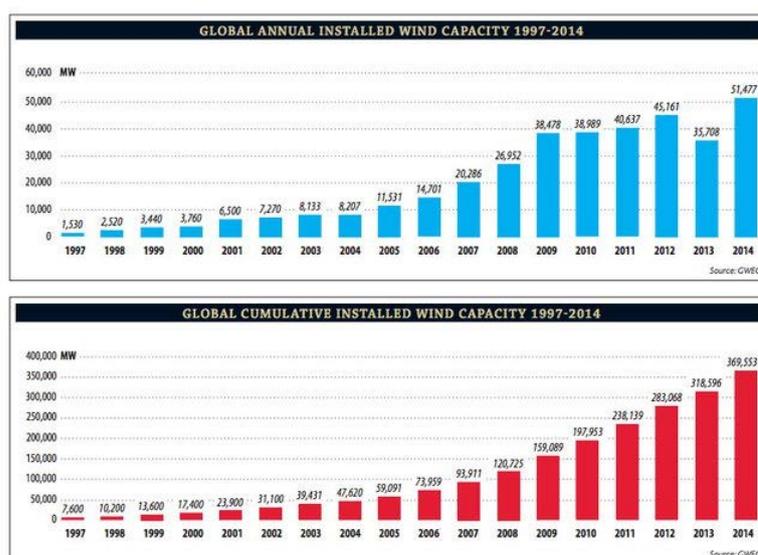


Figura 3.9. Datos de capacidad eólica instalada global. Fuente: Informe GWEC

3.2.3.2. Principales empresas a nivel mundial y en España

La principal potencia en energía eólica a nivel mundial es China, ya que posee 5 de las 10 principales empresas. El ranking los encabeza la compañía Goldwind, que superó a Vestas en 2015 y se convirtió en el mayor fabricante mundial. En segundo lugar, está la empresa China Three Gorges [7].

Los siguientes países con mayor producción eólica son, en este orden: Estos Unidos, Alemania, India y España. Algunas impresas importantes están en Dinamarca con Vestas, Alemania con Enercon, y Estados Unidos con GE General Electric. Además, también se puede tener en cuenta la empresa Alstom Wind de la multinacional francesa de infraestructura de energía Alstom, originada como una empresa española. En la Figura 3.10 se muestran los principales logotipos.



Figura 3.10. Logotipos de las principales empresas fotovoltaicas a nivel mundial

Como se ha citado, España supone el quinto país mundial en producción eólica. La eólica cubre el 18 % de la energía consumida con 23.092 MW instalados. Esta producción eólica evita la emisión de 28 millones de toneladas de CO₂ cada año [8].

La empresa pionera en España es la multinacional Siemens Gamesa Renewable Energy. En la Figura 3.11 se muestra el logotipo de esta empresa.



Figura 3.11. Logotipos de Siemens Gamesa Renewable Energy, pionera en España

3.2.4. Recientes avances e innovación en energía eólica

Turbinas de viento para edificios

Normalmente, cuando se trata la energía eólica se suele pensar en grandes dimensiones, pero también puede estar aplicada a pequeñas superficies. La empresa Green Energy Technologies ideó en 2008 túneles de viento que se pueden colocar encima de los edificios y tienen la capacidad de proveerles de energía 100% limpia. Estos dispositivos se conocen como WindCube. Uno de estos modelos se muestra en la Figura 3.12. Es adecuado para uso urbano, donde la intensidad del viento no es suficiente para impulsar un generador eólico regular. Puede producir hasta 60 kW de electricidad [9] [10].



Figura 3.12. Dispositivo eólico WindCube desarrollado por la empresa Green Energy Technologies

Turbinas de viento para hogares

Continuando con el desarrollo a pequeña escala, en 2015 un grupo de ingenieros de la Universidad de Hong Kong desarrollaron pequeñas turbinas de plástico de 25 cm para usar en el hogar, que pueden generar electricidad con vientos tan lentos como de 2 m/s. Esta aplicación funcionaría en las ciudades y zonas que se caracterizan por no tener fuertes vientos. Lucien Gambarotta es el principal inventor de esta tecnología, que se muestra en la Figura 3.13 [11].

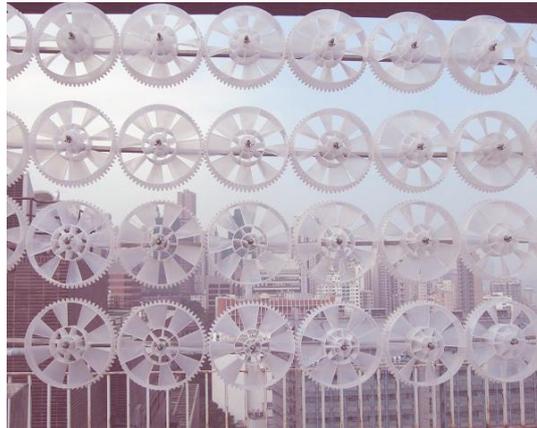


Figura 3.13. Pequeñas turbinas de plástico desarrolladas en la Universidad de Hong Kong

Puente peatonal con turbinas eólicas

Es el denominado Wind Tunnel Footbridge, proyectado por el arquitecto Michael Jantzen. Se trata de una pasarela de acero y aluminio, que es capaz de aprovechar la energía del viento. A medida que el viento sopla, las cinco ruedas de la turbina eólica giran a diferentes velocidades. Tres de las cinco ruedas giran en una dirección mientras las otras dos giran en dirección opuesta.

A medida que las ruedas impulsadas por el viento giran en diferentes direcciones, pueden producir sonidos diferentes. Fue diseñada para ser construida en varios tipos de lugares públicos como atracción arquitectónica, además de la función de almacenamiento de energía. Este diseño se muestra en la Figura 3.14 [12].



Figura 3.14. Pasarela Wind Tunnel Footbridge diseñada por el arquitecto Michael Jantzen

Energía eólica marina flotante

Este proyecto consiste en una serie de aerogeneradores instalados en el mar sobre plataformas flotantes. Así se podrían aprovechar los fuertes vientos que se dan en alta mar, que suelen ser mayores que los de interior. Además, se reduce el impacto paisajístico que suponen los parques eólicos. Se muestra un parque eólico marino flotante en la Figura 3.15.

España es un país líder en desarrollo tecnológico e innovación *offshore*¹ por parte de su industria y de los centros de investigación. Sin embargo, no tiene una gran explotación de eólica marino instalada en sus costas.

Se prevé un avance tecnológico importante en España de este sector, y que en 2025 la eólica marina sea una realidad en las costas españolas, con aerogeneradores de 8 MW como los que se están utilizando en la actualidad [13].



Figura 3.15. Parque eólico marino flotante

¹ El concepto *offshore*, literalmente de su traducción inglesa significa ‘en el mar, alejado de la costa’. Se aplica comúnmente para referirse a las aplicaciones de eólica marina.

Desalinizador eólico

Un desalinizador eólico es un sistema que potabiliza el agua mediante la técnica de ósmosis inversa, que no necesita específicamente electricidad para trabajar, sino que lo hace aprovechando la acción del aire. Este tipo de sistemas canalizan a través de un molino la energía eólica, de forma que siempre que sople viento, se potabiliza agua.

La energía eólica se aprovecha para hacer presión sobre el agua de mar, que entra en contacto con una lámina semipermeable que sólo permite que pase al depósito agua pura, sin sal. Aunque existen plantas desalinizadores que aprovechan la energía solar, este tipo de sistemas son más eficientes, pudiendo trabajar 24 horas al día en zonas de viento constantes, y en las que hay problemas de obtener energía solar.

Esta técnica podría ser muy útil en caso de sequía o en países donde hay escasez de agua potable. Un ejemplo de desalinizadora eólica, a modo esquemático, se muestra en la Figura 3.16 [14].

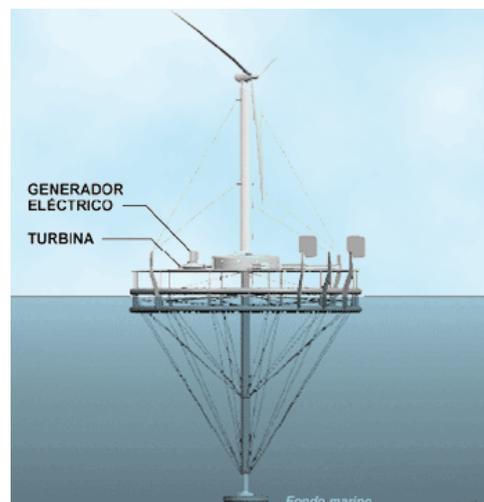


Figura 3.16. Desalinizadora eólica

3.3. Generadores fotovoltaicos

3.3.1. Energía solar: importancia en datos

El Sol es fuente de energía de energía fundamental para la vida. Cada año, el Sol arroja sobre la tierra 4.000 veces más energía en forma de luz y calor de la que se va a consumir. De hecho, se calcula que la superficie terrestre recibe 120.000 TW de irradiación solar, lo que supone unas 20.000 veces más potencia de la que necesita el planeta completo [15] [16].

En España, por su privilegiada situación y climatología, se ve realmente favorecida, ya que sobre cada metro cuadrado de suelo inciden al año unos 1.500 kWh de energía. Esta energía puede aprovecharse directamente, o bien ser convertida en otras formas útiles de energía como la electricidad [15].

3.3.2. Principio de funcionamiento y características

3.3.2.1. Efecto fotovoltaico

El efecto fotovoltaico es el efecto fotoeléctrico caracterizado por la producción de una corriente eléctrica entre dos piezas de material diferente que están en contacto y expuestas a la luz o, en general, a una radiación electromagnética [17].

Se inicia en el momento en el que la partícula de luz radiante, el fotón, impacta con un electrón de la última órbita de un átomo de silicio (material semiconductor). Este último electrón de valencia recibe la energía con la que viaja el fotón. Si la energía que adquiere el electrón supera la fuerza de atracción del núcleo (energía de valencia), este sale de su órbita y queda libre del átomo para viajar por el material. Se necesita una fuerza de impacto de como mínimo 1.2 eV de un fotón para conseguir este efecto.

Se representa el efecto fotovoltaico en la Figura 3.17.

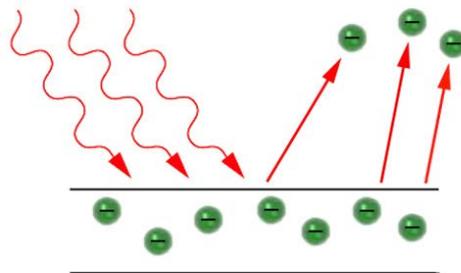


Figura 3.17. Representación del efecto fotoeléctrico: recepción de fotones y emisión de electrones

Cuando el fotón arranca un electrón, se crea un hueco en el átomo excitado. Normalmente el electrón encuentra rápidamente otro hueco para volverá llenarlo. La energía proporcionada por el fotón se disipa en forma de calor.

Estos movimientos de los electrones generan una diferencia de potencial, por lo que se obtendrán corrientes eléctricas. En este momento, se considera que el silicio se ha hecho conductor puesto que los electrones pueden moverse libremente entre la banda de valencia y la banda de conducción.

Para que estas corrientes puedan salir del material y realizar un trabajo útil se necesita que exista la presencia de un campo eléctrico de polaridad constante.

3.3.2.2. Células fotovoltaicas

Una célula fotovoltaica es un dispositivo electrónico que permite transformar la energía de la luz en electricidad mediante el efecto fotoeléctrico. También se conoce como fotocélula [17].

La célula solar fotovoltaica más habitual es una lámina de silicio cristalino de un espesor aproximado de 0,3 mm. El proceso de elaboración es de un nivel sofisticado y delicado para poder conseguir homogeneidad en el material.

El campo eléctrico que se necesita para mantener el movimiento de los electrones, y por lo tanto la corriente eléctrica, se genera en las células fotovoltaicas. El campo eléctrico se produce a partir de la diferente polarización de dos zonas de la célula fotovoltaica.

Generalmente, la parte superior tiene un carácter negativo y el resto negativo para crear la unión p-n. Se consigue así que en una de sus zonas tenga defecto de electrones (zona p o positiva) y la otra exceso de electrones (zona n o negativa). Debido a esta diferencia de carga eléctrica en el material, se produce el campo eléctrico encargado de empujar los electrones, lo que implica el abastecimiento de la corriente eléctrica continua. Este fenómeno se muestra en la Figura 3.18.

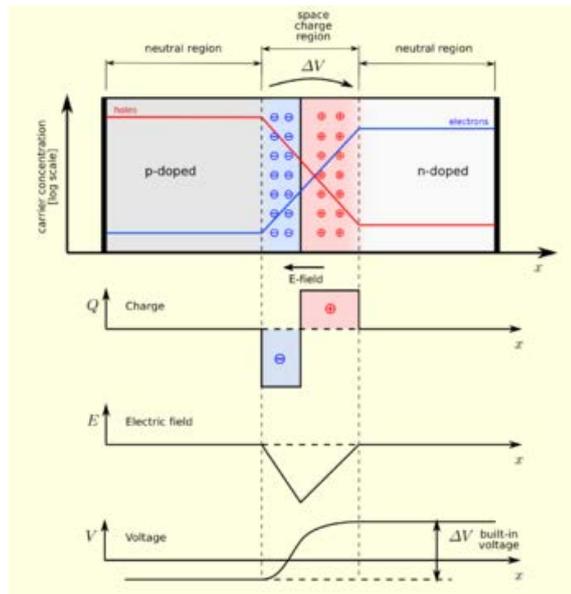


Figura 3.18. Esquema del campo eléctrico mediante la unión pn entre dos capas de semiconductores dopados

En conclusión, el principio de funcionamiento de una célula será el efecto fotovoltaico que consiste en el movimiento de electrones cuando la luz incide, generando una corriente eléctrica que es posible gracias al campo eléctrico que se genera en la célula fotovoltaica, debido a que ésta se compone de dos láminas de un material semiconductor, pero de cargas opuestas cada una [18].

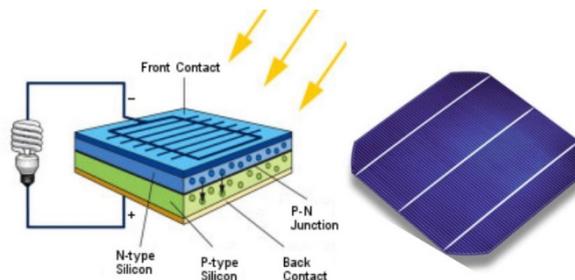


Figura 3.19. Célula fotovoltaica

En cuanto a la fabricación de células, se pueden distinguir distintas células solares en función del material utilizado y las distintas tecnología de fabricación.

Por el tipo de material, la célula se puede clasificar en [19]:

- *De material simple:* el material más utilizado es el silicio (Si), aunque también se utilizan el germanio (Ge) y el selenio (Se).
- *De compuestos binarios:* los compuestos binarios principales que se han ido investigando han sido el telururo de cadmio (CdTe), el arseniuro de galio (GaAs), el fosfuro de indio (InP), o el sulfuro de cadmio (CdS).
- *De compuestos ternarios:* cabe destacar compuestos como el arseniuro de galio-aluminio (AlGaAs), y los compuestos de estructura calcopirita basados en el cobre, como el CuInSe_2 .

Para la elección del material, se tienen en cuenta factores como el coeficiente de absorción, que determina la eficiencia de la célula; la ordenación de la estructura cristalina del material, y la producción de los paneles desde el punto de vista de coste del proceso [18].

Cuando el material seleccionado es el silicio, se diferencian tres tipos de célula en función de la estructura cristalina del silicio: monocristalino, policristalino y amorfo.

El rendimiento típico de las células para cualquiera de las tres opciones es relativamente parecido y está entre el 6 % y el 17 %. Las células más recientes, sin embargo, fabricadas a partir de los 90, rondan el 23 % de rendimiento.

Los paneles formados por células de silicio monocristalino son los de mayor rendimiento (13 % - 17 %) pero su producción es más compleja, ya que requiere más tiempo y consumo de energía en su fabricación lo que lo hace más caro. Por el contrario, los paneles de silicio amorfo o de capa fina son simples de fabricar y más baratos que los otros dos, aunque el rendimiento es mucho menor (6 % - 8 %). En la Figura 3.20 se muestran los diferentes tipos de células.

En cuanto a la vida útil, la potencia nominal de las células solares normalmente se degrada sobre un 0.5 % cada año. Las garantías rondan normalmente los 20 o 25 años, aunque con buen mantenimiento, pueden durar realmente hasta 40 años después de la instalación, aunque su rendimiento se deteriore.

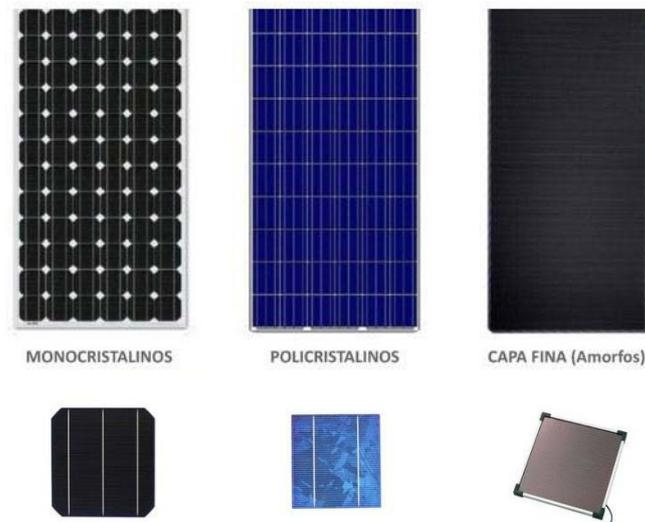


Figura 3.20. Célula fotovoltaica monocristalina, policristalina y amorfa

3.3.2.3. Paneles fotovoltaicos

Las células fotovoltaicas se agrupan para formar las placas solares, para producir electricidad en forma de corriente continua. Cada panel suele tener entre 20 y 40 células solares. Es habitual que los módulos estén formados de 36 células para alcanzar los voltios necesarios para la carga de baterías (12 V) [17].



Figura 3.21. Panel fotovoltaico

Además, en determinados casos, con el fin de aumentar los rendimientos del sistema de captación, se puede dotar de movimiento la estructura soporte con tecnologías de seguimiento solar. Funcionan mediante un motor que orienta los paneles según la localización, la fecha y la hora del día. Existen seguidores de un

solo eje que se mueven de este a oeste durante el día, y seguidores de dos ejes que además siguen el ángulo de elevación del sol. El seguimiento solar puede aumentar el rendimiento hasta en un 30 % para un solo eje y un 40 % para seguimiento de dos ejes.

3.3.3. Análisis de mercado

3.3.3.1. Evolución de la industria fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica ha experimentado un crecimiento excepcional en los últimos 10-15 años. Uno de los principales factores para este desarrollo es que la tecnología de fabricación de las células solares hereda todos los procesos en la fabricación de circuitos integrados [20].

Uno de los datos que más refleja este crecimiento es el aumento de la eficiencia de las células solares. Ha aumentado del 18 % a módulos de hasta un 25 % en la actualidad. En paralelo con el incremento de eficiencia, el precio del vatio fotovoltaico también ha experimentado una reducción continuada, siguiendo una ley empírica conocida en el sector como la Ley de Swanson² (Figura 3.22). Esta reducción de precios en la fotovoltaica se traslada directamente a los de la electricidad producida.

Actualmente, y teniendo en cuenta los altos niveles de irradiación de España, el precio del kWh fotovoltaico estará comprendido en el margen de 8-14 cent€/ valor muy similar al producido con fuentes no renovables (el coste del kWh generado con gas o carbón es de 6-12 cent€/). Estos precios por debajo de 1€/W es común en

² La ley de Swanson toma su nombre de Richard Swanson, fundador de SunPower, fabricante estadounidense de módulos fotovoltaicos. Se la conoce también como “curva de aprendizaje de la energía fotovoltaica”. La tendencia muestra que el precio del vatio fotovoltaico se reduce un 20% cada vez que se duplica la potencia instalada en el mundo.

muchos países, incluidos varios de Europa, lo que hace que sea una fuente de electricidad rentable y sostenible en un número creciente de países.

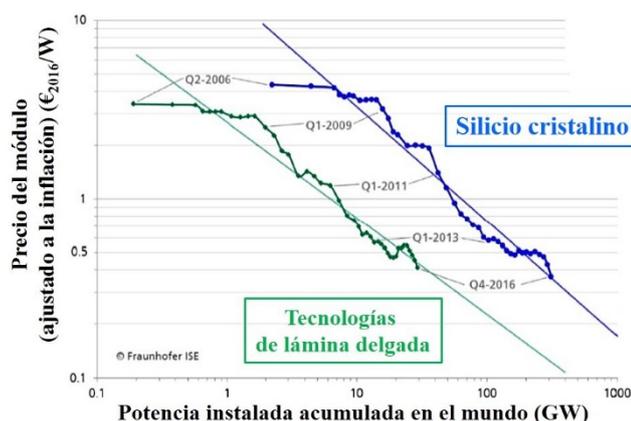


Figura 3.22. Evolución del precio del vatio fotovoltaico según la Ley de Swanson

3.3.3.2. Principales empresas a nivel mundial y en España

La mayor parte de la industria, al igual que para el resto de la industria electrónica, está localizada en Asia y Norteamérica. China es la principal proveedora de Europa, debido a sus bajos precios. Casi la totalidad de los fabricantes basan su industria en tecnología del silicio monocristalino y policristalino.

El mayor fabricante de módulos solares del mundo actualmente es la compañía china Jinko Solar, que arrebató el liderazgo a la empresa Trina Solar en 2016, y que se mantiene en segundo lugar. Algunas de las siguientes empresas más importantes son Canadian Solar, JA Solar, y First Solar.



Figura 3.23. Logotipos de las principales empresas fotovoltaicas a nivel mundial

En España, es escaso el mercado de fabricación de módulos fotovoltaicos, debido a la industria china. La más antigua, con más de 30 años dedicada en exclusiva al sector fotovoltaico, es Atersa (ahora filial del grupo Elecnor). Otras empresas representativas del mercado son Eurener, Eastech Solar, Tamesol, o Zytech Solar [21].

En Ávila se encuentra la empresa Onyx Solar, que desarrolla vidrio fotovoltaico para su integración en edificios. Por último, la empresa DHV Technology es la única empresa española y cuarta de Europa especializada en la fabricación de paneles solares para satélites.



Figura 3.24. Logotipos de empresas fotovoltaicas en España

3.3.4. Recientes avances e innovación en energía solar

Paneles solares integrados en edificios

Comúnmente se asocia el uso del panel solar en la edificación directamente a la implantación en cubiertas planas o inclinadas. Sin embargo, también se utilizan como cubiertas acristaladas (Figura 3.25). Deben estar preparados para soportar las condiciones climatológicas y mantener el aislamiento térmico del edificio, lo que supone un paso más allá frente a las clásicas estaciones solares.

Otra forma de integración es en la fachada de edificios, tanto colocando módulos sobre fachada ya construida como aplicándolos como material de construcción. Un

ejemplo de ello es el edificio LUCIA³ (Lanzadera Universitaria de Centros de Investigación Aplicada) de la Universidad de Valladolid, mostrada en la Figura 3.26.



Figura 3.25. Paneles fotovoltaicos como cubierta acristalada del Aula Pablo VI, en Roma

Otra forma de integración es en la fachada de edificios, tanto colocando módulos sobre fachada ya construida como aplicándolos como material de construcción. Un ejemplo de ello es el edificio LUCIA⁴ (Lanzadera Universitaria de Centros de Investigación Aplicada) de la Universidad de Valladolid, mostrada en la Figura 3.26.



Figura 3.26. Paneles fotovoltaicos en fachada en el edificio LUCIA de la Uva

³ El edificio LUCIA, inaugurado en 2014, es concebido por el arquitecto Francisco Valbuena en colaboración con la empresa mencionada Onyx Solar, para convertirse en un edificio de consumo energético nulo. Ha recibido el premio Green Building Solutions 2015, entre otros.

Otra interesante apuesta sostenible son las tejas solares, siendo las más conocidas en el mercado el tejado solar Solar Roof (Figura 3.27) que la empresa Tesla propuso en 2015 y que ha empezado a fabricar y comercializar este mismo año.



Figura 3.27. Distintos modelos de tejas del proyecto Solar Roof de la empresa Tesla

Por último, la Universidad Estatal de Michigan (Figura 3.28) lanzó el pasado año un módulo de panel solar transparente, con células que poseen una efectividad del 5 %.

Estos paneles están compuestos de moléculas orgánicas que no absorben ni emiten luz en el espectro visible para el ojo humano y les permite ser transparentes, pero que son capaces de absorber los espectros de la luz ultravioleta e infrarroja. Esta idea puede suponer un gran avance para ser utilizadas también en fachadas, en ventanas, o incluso en las pantallas de dispositivos electrónicos.



Figura 3.28. Panel solar transparente

Células solares impresas

Fueron creadas por el MIT (Massachusetts Institute of Technology) en 2011. Presentan muchas ventajas, pues pueden ser impresas en papel común o en plástico delgado, lo que las hace ligeras y flexibles, además de tener alta resistencia.

Supondría una solución sencilla para el desarrollo y la expansión de esta tecnología. El inconveniente que presenta es el coste, además de tener solo aplicaciones de baja potencia, y estar lejos del rendimiento y la eficiencia de los dispositivos de silicio utilizados actualmente.

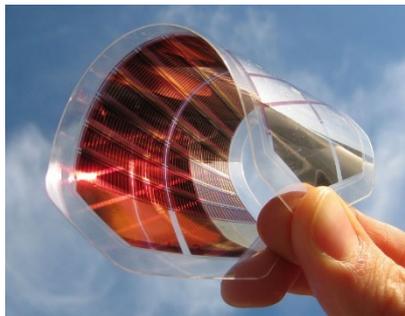


Figura 3.29. Célula solar impresa

Esferas solares

En 2014, surge por el arquitecto alemán André Broessel un modelo de placa solar esférica (Figura 3.30), capaz de aprovechar un 70 % más la luz solar durante el día que las placas solares convencionales. Además, también funciona por la noche ya que es incluso capaz de obtener energía gracias a la luz que refleja la luna proveniente de sol. El proyecto lleva por nombre Beta.ray y es desarrollado por la empresa Rawlemon. Su funcionamiento se basa en una lente gigante que hace converger la luz en un foco más intenso, del mismo modo que funcionaría una lupa.



Figura 3.30. Placa solar esférica Beta.ray de Rawlemon

Paneles solares Kirigami

Desde 2015, la Universidad de Michigan realiza investigaciones en paneles solares tomando como inspiración las formas y los movimientos del arte milenario del kirigami, una técnica para hacer figuras cortando papel, para conseguir paneles más eficientes.

Esta idea surge a partir de la necesidad de las células solares de estar debidamente posicionadas respecto a la luz solar, produciendo hasta un 40 % más de energía cuando se orientan correctamente. Sin embargo, los mecanismos de seguimiento solar suelen ser muy pesados, voluminosos y costosos. En la Figura 3.31 se puede ver un prototipo de esta idea.



Figura 3.31. Prototipo de panel solar basado en Kirigami

La célula solar más eficiente el mundo

El doctor e investigador japonés Kunta Yoshikawa desarrolló el pasado año 2017 la primera célula que supera el 26 % de eficiencia para convertir la luz solar en electricidad (Figura 3.32).

Para lograr este resultado, se ha desarrollado una estructurada de dos capas, una de silicio cristalino con una capa superior con silicio amorfo, aumentando simultáneamente la captación de luz solar y su conversión en energía eléctrica. La

implementación de esta tecnología puede llevar a una eficiencia energética del 29 % en los próximos años.

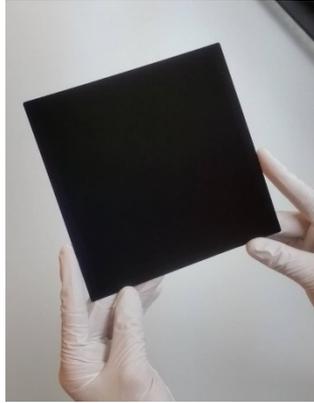


Figura 3.32. Célula solar más eficiente hasta la fecha creada por Kunta Yoshikawa

3.4. Vehículo eléctrico

3.4.1. Origen del vehículo eléctrico y modelos actuales

Como hecho curioso, el inicio de la historia del vehículo eléctrico es anterior a la de su homólogo de combustión interna. Los primeros modelos son del siglo XIX y ya empezaban a desarrollar los primeros motores eléctricos a base de un estátor, un rotor, y un conmutador.

Thomas Davenport construyó el que se dice el primer vehículo eléctrico de la historia en 1834, tratándose de un prototipo en miniatura que no podía soportar el peso de propia batería y se movía haciendo círculos, pero que supuso un primer paso en la historia del vehículo eléctrico.

A partir de distintos diseños de inventores franceses, se observó un florecimiento en prototipado de vehículos eléctricos. El modelo que supuso un desarrollo importante en cuanto a velocidad, rompiendo la barrera de los 100 km/h fue “La Jamais Contente”.



Figura 3.33. Vehículo eléctrico “La Jamais Contente”

En los años veinte, el coche eléctrico quedó restringido a las ciudades y prácticamente desaparecieron, hasta que en 1990 a raíz de la ley “Zero Emission Mandate”, General Motor lanzó el prototipo Impact en el Salón del Automóvil de Los Ángeles, precursor del gran modelo EV-1. Finalmente, no resultó viable, pero supuso una lanzadera para el vehículo eléctrico actual.

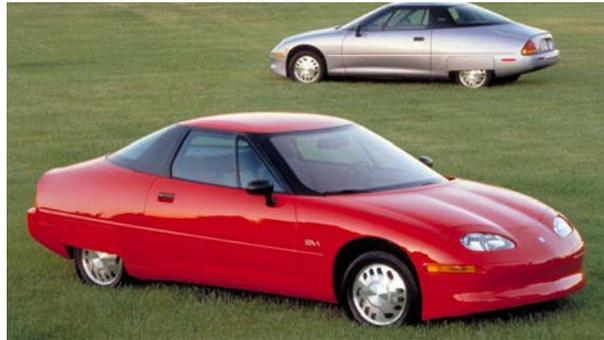


Figura 3.34. GM EV-1, primer modelo de vehículo eléctrico moderno de gran acogida

A partir de este modelo, otras compañías también presentaron sus proyectos, como Toyota con el RAV4 EV, Honda y la berlina eléctrica EV Plus, el Ford Think, o la gran pick up Ford Ranger EV.

Sin embargo, el vehículo eléctrico siguió sin triunfar hasta el año 2000, con la aparición del vehículo híbrido de la mano de la concienciación debido al consumo de los combustibles fósiles y la contaminación atmosférica en entornos urbanos. El primero de estos exitosos vehículos híbridos fue el Prius de Toyota, por su increíble bajo consumo y en una línea más elegante.



Figura 3.35. Modelo Prius de Toyota, 1997, primer vehículo híbrido

La firma californiana Tesla Motors ha demostrado que el vehículo eléctrico es viable e incluso rentable, siendo el Tesla Roadster o el Model S los primeros en romper las barreras de los coches eléctricos y siendo la marca más firme de todo el mercado. Les han seguido otras muchas marcas con sus modelos, como el Think City, los Citroën C-Zero, el Mitsubishi iMiev, el Peugeot iOn, el Chevrolet Spark EV, o los Renault Twizy (fabricados en España).

Las grandes marcas también se han sumado a la creación de vehículos eléctricos y sobre todo híbridos, como la gama i de BMW, el Cadillac ELR, el Volkswagen e-Up o el Audi A3 e-tron. Los fabricantes Toyota y Lexus dominan el segmento de los híbridos, pero también existen firmas como Mercedes-Benz o BMW, junto con Citroën y Peugeot, que ofrecen híbridos de avanzada tecnología. Incluso las firmas de coches deportivos como Ferrari, Porsche o McLaren empiezan a ofrecer soluciones.

En definitiva, el vehículo eléctrico cada vez está más impulsado debido a la necesidad de vehículos más respetables con el medio ambiente, y por su desarrollo en coches de alta gama con diseños atractivos y eficientes.



Figura 3.36. Modelos de coche híbrido y eléctrico actuales: Tesla Model S y Hyundai IONIQ

3.4.2. Tipos de vehículos eléctricos

3.4.2.1. Vehículo eléctrico a baterías (BEV)

Es la configuración básica de los vehículos eléctricos. Son propulsados únicamente por uno o varios motores eléctricos, y obtienen la energía almacenada en sus baterías recargables mediante la conexión a la red eléctrica. En contra de estos modelos, se tiene el problema de la autonomía, el tiempo de recarga, y el mayor coste de adquisición, dado que el precio de las baterías es elevado.

Los modelos más comunes son el Nissan LEAF, el Renault ZOE, el Tesla Model S, el BMW i3, ¡el VW e-Golf y e-Up!, el Kia Soul EV, o el Mitsubishi I-MiEV.

3.4.2.2. Vehículo híbrido enchufable (PHEV)

Estos son modelos híbridos como los anterior HEV, pero pueden ser conectados a la red eléctrica para recargar su batería. Recorren distancias de entre 5 km y 80 km utilizando únicamente la tracción eléctrica, disponiendo del motor de combustión para cargar la batería cuando sea necesario (modelos híbridos en serie) o para entrar en funcionamiento cuando el conductor lo decida (modelos híbridos en paralelo).

Entre estos modelos los más conocidos son el Audi A3 Sportback e-tron, el BMW i8, el Mercedes S500 Hybrid, el Mitsubishi Outlander PHEV, el Porsche Panamera Hybrid, el Toyota Prius Plug-in, o el VW Golf GTE.

3.4.2.3. Vehículo eléctrico de autonomía extendida (EREV)

También conocidos como PHEV-RE, cuentan con las mismas características que los vehículos eléctricos a batería, pero además cuentan con un motor que hace de generador, cargando linealmente la batería mediante un generador eléctrico cuando esta se descarga, por lo que entra en funcionamiento sin que el propio conductor lo determine. Este motor de combustión es sumamente pequeño, cargando la batería a un ritmo menor del tiempo que se descargan, de ahí que siendo un vehículo híbrido se le catalogue de eléctrico (por su tracción eléctrica) con autonomía extendida.

Cuando entra en funcionamiento el extensor de autonomía, son capaces de hacer más de 450 km con un depósito.

Ejemplos de este tipo son el Fisker Karma, el BMW i3 versión Rex o los Chevrolet Volt/Opel Ampera.

3.4.3. Principio de funcionamiento: el motor y las baterías

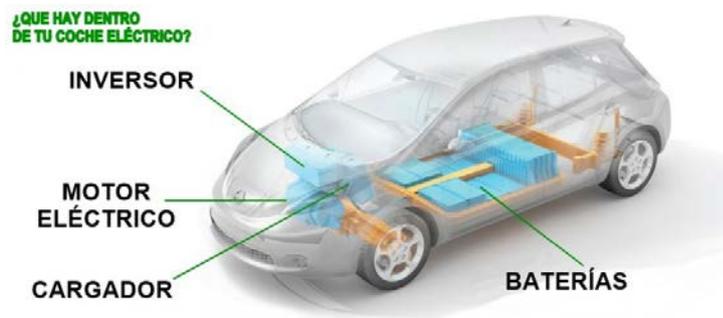


Figura 3.37. Principales elementos en el coche eléctrico

Para todos los tipos de vehículos vistos en el apartado anterior, los componentes utilizados son la batería, el motor eléctrico, el inversor, y el cargador.

Del motor depende la eficiencia, la autonomía, y las prestaciones. Los principales motores utilizados son:

- Motor asíncrono o de inducción (AC): ofrece ventajas como la alta eficiencia, el coste bajo, la fiabilidad, el par constante, y el bajo ruido y vibraciones. Por el contrario, ofrece baja densidad de potencia, bajo par en el arranque y riesgo de sobrecarga. Es uno de los más utilizados, y el utilizado en todos los modelos Tesla.
- Motor síncrono de imanes permanentes (AC): ofrecen control de velocidad sencillo, alto rendimiento; y bajo ruido, vibración, tamaño y peso. Por contra, tienen un alto coste. Junto con el motor asíncrono, son los más utilizados.
- Motor síncrono de reluctancia conmutada o variable (AC): no necesitan imanes permanentes ni escobillas, y tienen a favor su elevado par, robustez y bajo coste. Por contra tienen baja potencia y complejidad en su diseño.
- Motor sin escobillas de imanes permanentes (DC): conocidos como los “brushless”, pueden tener mayor velocidad de giro y menor par, o al

contrario. Son usados mayormente en vehículos híbridos, pero ofrecen algunas ventajas para vehículos puramente eléctricos como su bajo ruido y rozamiento, robustez, y ausencia de mantenimiento. Son motores poco experimentados por tener un precio elevado y poca potencia.

El principio de funcionamiento de los motores se detalla más en profundidad en el Capítulo 5: Estudio teórico de los generadores de potencia.

El otro gran componente principal de los coches eléctricos es la batería. Su importancia es tal que la autonomía y el precio del coche dependen del tipo y tamaño de la batería.

Los principales parámetros a tener en cuenta en una batería destinada al vehículo eléctrico son:

- Densidad energética (Wh/kg).
- Potencia (W/kg).
- Eficiencia (%).
- Coste.
- Ciclo de vida (ciclos completos de carga y descarga antes de sustituir).

Los tipos de baterías más utilizadas son: baterías de plomo-ácido, de níquel-cadmio, de níquel-hierro, de níquel-hidruro metálico, de ion-litio, ZEBRA (también llamadas de sal fundida), de aluminio-aire, y de zinc-aire. Muchas de estas baterías están descritas en el Capítulo 2: Presentación de Micro Redes y Smart Grids, en el apartado 2.2.2. Almacenamiento de energía.

3.4.4. Recarga del coche eléctrico

Como en cualquier modo de transporte, el vehículo eléctrico necesita una infraestructura que le permita tener acceso a la fuente de energía que alimenta su motor, la electricidad. Uno de los principales retos del vehículo eléctrico es crear una infraestructura de recarga fiable, accesible y cómoda para sus usuarios.

3.4.4.1. Tipos de recarga y tiempos

El tipo de recarga depende de la potencia disponible.

Recarga vinculada o de carga lenta

La soportan todos los vehículos del mercado, siendo la más habitual por su sencillez. Se trata de conectar el vehículo a cualquier enchufe doméstico (tipo Schuko), donde se producirá una carga de corriente alterna monofásica a 230 V, 16 A y con 3.6 kW de potencia máxima. El tiempo de carga varía mucho dependiendo de la capacidad de la batería incorporada, estando entre las 5 y las 8 horas.

Recarga de oportunidad o de carga semi-rápida

Está poco extendida. Es alimentada a través de una corriente monofásica de 230 V, 32 A y 8-14 kW, permitiendo un tiempo de recarga de entre 1 hora y 3 horas; o con una corriente alterna trifásica de 400 V, hasta 63 A y de 22 a 43 kW, que recarga la batería en 30 minutos. Este tipo de recarga está enfocada a zonas de vía pública, semipúblicas, y privadas como aparcamientos de centros comerciales.

Recarga rápida

Especialmente destinada a estaciones de servicios que ofertan recarga eléctrica. Requiere de una instalación eléctrica compleja, puesto que necesita una corriente conjunta de hasta 600 V y 400 A, y puede llegar a los 240 kW de potencia, que permiten cargar el 80% de una batería en un intervalo de 5 a 30 minutos.

3.4.4.2. Modos de recarga o nivel de comunicación

Los modos de carga tienen que ver con el nivel de comunicación entre el vehículo eléctrico y la infraestructura de carga (la red eléctrica) y el control que se puede tener del proceso de carga, para programarla, ver el estado, pararla, reanudarla, o incluso volcar electricidad en la red.

Modo 1 (CA)



Figura 3.38. Vehículo eléctrico: modo de recarga 1

Sin comunicación con la red. La recarga se lleva a cabo en una toma de corriente monofásica de uso no exclusivo a través de un enchufe convencional tipo Schuko. La toma es normalizada pero no exclusiva para los vehículos eléctricos. En el lado del vehículos nos encontramos con un conector específico, que dependerá del modelo del fabricante.

Está considerado como un modo de recarga ideal para pequeños vehículos eléctricos como bicicletas, ciclomotores, o cuadriciclos en garajes privados. Sin embargo, no es aconsejable para coches eléctricos debido al sobrecalentamiento de la instalación en usos tan continuados (hasta 8 horas) y debido a la falta de protección.

Modo 2 (CA)



Figura 3.39. Vehículo eléctrico: modo de recarga 2

Grado bajo de comunicación con la red. Al igual que en el modo 1, la toma de corriente es estándar de uso no exclusivo, pero en este caso el cable lleva incluido el sistema de protección. La conexión se realiza mediante un cable especial que cuenta con un piloto de control entre el vehículo y la clavija, además de un sistema de protección diferencial. Esto permite verificar si está correctamente conectado a la red, elegir la velocidad de carga, y activar y desactivar la recarga. En el lado de la pared el conector es de tipo Schuko, mientras que en el lado del coche puede ser de diversos tipos, siendo los más usados el Mennekes y el SAE J1772. Estos conectores, deben tener al menos un pin para la señal de comunicación.

En la actualidad es el modo más habitual en la recarga vinculada, ya que la mayoría de los fabricantes incluyen de serie el cable con la unidad de carga al comprar el vehículo.

Modo 3 (CA)



Figura 3.40. Vehículo eléctrico: modo de recarga 3

Grado elevado de comunicación con la red. Este modo utiliza una toma de corriente especial de uso exclusivo para la recarga del vehículo eléctrico. Se trata de un terminal de carga, también llamado SAVE (Sistema de Alimentación del Vehículo Eléctrico) o “Wall Box”, que dispone de un sistema de alimentación específico para vehículos eléctricos, donde las funciones de control y protección están del lado de la instalación de forma permanente. Este terminal monitoriza la carga y corta el suministro eléctrico al enchufe cuando no detecta un conector. Ambos extremos del cable cuentan con conectores específicos.

Este es el modo idóneo para los entornos industriales y aparcamientos comerciales. Además, debido a la tecnología que emplea, permite la recarga inteligente y favorece el sumergimiento de la Smart Grid.

Modo 4 (CC)

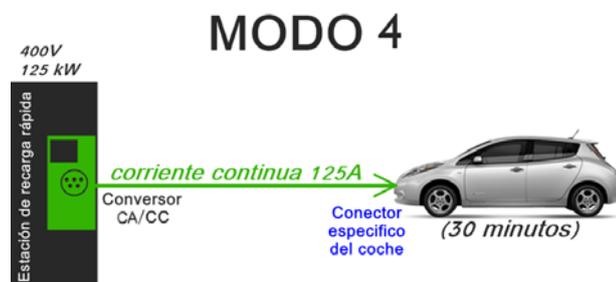


Figura 3.41. Vehículo eléctrico: modo de recarga 4

Grado elevado de comunicación con la red. El vehículo se conecta a la red de baja tensión a través de una estación de recarga, también llamada *electrolinera*, que mediante un cargador externo realiza la conversión de corriente alterna a continua. Debido a que la conversión se realiza fuera del vehículo, se ahorran problemas como el calentamiento o la pérdida de energía. Las funciones de control y protección, así como el cable de recarga, están instalados en la parte de la infraestructura de forma permanente. Al igual que en el modo 3, el cable tiene en sus extremos conectores específicos, estando en la mayoría de los casos el conector de lado de la infraestructura integrado en la estación.

Por recargar mediante corriente continua los conectores del lado del coche que podemos utilizar son principalmente el CHAdeMO, el CCS Combo o el SAE J1772 con pins extra preparados para la CC. El modo 4 es exclusivamente indicado para la recarga rápida. Por sus características, este tipo de instalaciones son de gran tamaño y excesivamente caras.



Figura 3.42. Conectores más usados: 1) CHAdeMO 2) SAE J1772
3) SCAME 4) CCS Combo 5) Tipo 2

3.4.5. Análisis de mercado: datos comparativos

El vehículo eléctrico es, obviamente, más respetuoso con el medio ambiente que los vehículos de combustión. Sin embargo, su integración en el mercado no se debe solo a este aspecto, ya que está empezando a aventajar a los coches típicos de combustión también en eficiencia y economía.

Emisiones

En cuanto a datos de emisiones, el consumo medio de los vehículos eléctricos se encuentra en torno a los 14 kWh por cada 100 km, siendo la emisión media de 0.234 kg de CO₂ por cada kWh. Esto quiere decir que las emisiones finales expulsadas por un vehículo eléctrico serían de aproximadamente 3.3 kg de CO₂. Si un vehículo de combustión Diesel de unos 100 CV consumo unos 5 L por cada 100 km, y emite 2.67 kg de CO₂ por cada litro, finalmente tiene unas emisiones de 13.3 kg de CO₂. Esto supone un dato de emisión de hasta 4 veces mayor que para el vehículo eléctrico.

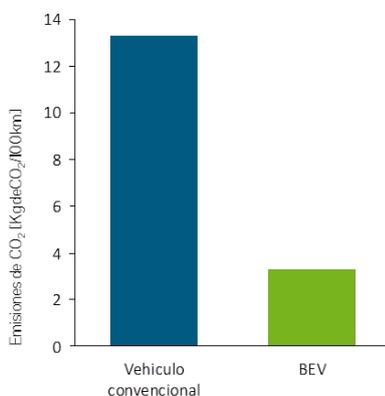


Figura 3.43. Comparativa de emisiones de CO₂ del vehículo eléctrico frente al vehículo convencional

Eficiencia

En la determinación de la eficiencia de un vehículo eléctrico, influye de manera importante el origen de las fuentes de las que se obtenga la electricidad dentro del parque generador, ya que una central térmica puede tener una eficiencia entre el 35 % y el 60 % y otra con fuentes renovables ser del 100 % (ya que implica la no utilización de energías primarias finitas y con coste).

Según los datos mostrados a continuación, el vehículo convencional de gasolina tiene una eficiencia global del 25 %, el resto se desaprovecha por rozamientos dentro del motor o en la tracción de los propios factores termodinámicos limitadores del rendimiento en los motores de explosión.

Por el contrario, para el vehículo híbrido, la introducción del motor eléctrico además del convencional contribuye a aumentar la eficiencia energética hasta el 30%. En el caso de vehículos eléctricos, las estimaciones muestran una eficiencia que puede alcanzar hasta el 77 % si la electricidad que carga las baterías es de origen renovable.

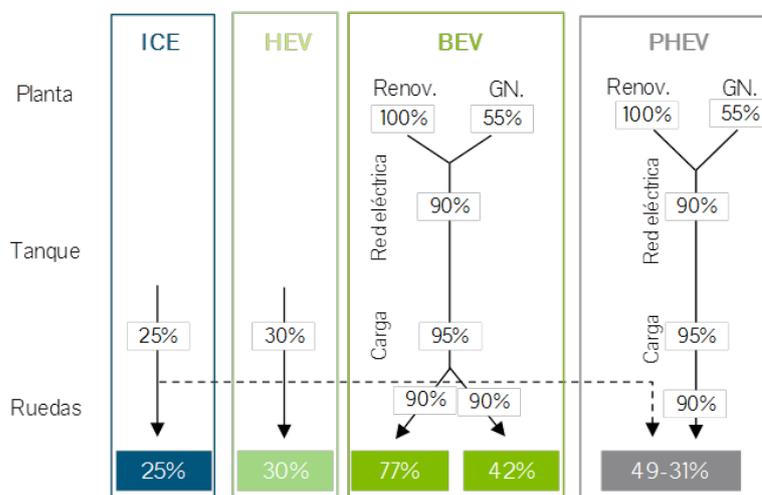


Figura 3.44. Análisis de la eficiencia entre vehículo convencional, vehículos híbridos, vehículos eléctricos, y vehículos híbridos enchufables.

Economía

En principio, las estimaciones del MIT situarían un coste para un vehículo eléctrico puro en 2035 en 25.800 dólares, alrededor de 15.000 dólares más caros que un vehículo base con tecnología convencional. Esta estimación considera un coste futuro de la batería de 320 dólares/kWh para vehículos híbridos y de 250 dólares/kWh para los eléctricos. De esta forma, una reducción de coste de las baterías por debajo de esta estimación contribuiría de forma importante a reforzar la competitividad del vehículo eléctrico.

El consumo de energía del vehículo convencional (6 L/100km, lo que implica un coste de unos 9 €/100km) es muy superior al de los vehículos eléctricos, que

consumen 15 kWh/100km a 0.17 €/kWh, lo que supone alrededor de 2.55 €/100km, lo que podría verse reducido en caso de aplicar una tarifa con discriminación horaria. Considerando unos costes de mantenimiento en el entorno de los incluidos en el informe de McKinsey⁵, se puede observar a continuación que el coste total por kilómetro es muy superior en los vehículos convencionales.

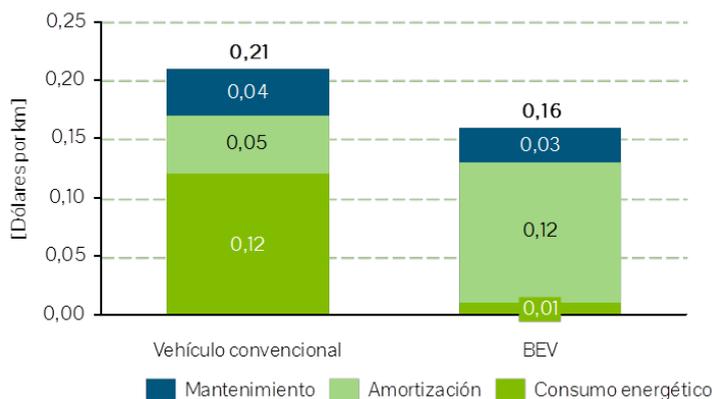


Figura 3.45. Comparativa de costes por kilómetro entre el vehículo convencional y el vehículo eléctrico

De este análisis se obtiene la conclusión de que el vehículo eléctrico será más económico en el futuro, a pesar de tener un coste inicial superior. Sin embargo, las limitaciones que tienen hoy en día el vehículo eléctrico siguen teniendo factores sociológicos, de fiscalidad y ayudas públicas, de impacto sobre las redes eléctricas y sobre el coste de la energía, y sobre viabilidad de mercado.

⁵ McKinsey & Company es una consultora estratégica global que se focaliza en resolver problemas concernientes a la administración estratégica.

3.5. Grupo electrógeno

3.5.1. Descripción general

Un grupo electrógeno es una máquina que mueve un generador eléctrico a través de un motor de combustión interna. El funcionamiento del generador eléctrico, tanto síncrono como asíncrono, se trata en el Capítulo 5: Estudio teórico de los generadores de potencia. En la Figura 3.46 se muestra un ejemplo de grupo electrógeno, de la empresa Fersa Generadores.



Figura 3.46. Grupo electrógeno de la empresa Fersa Generadores

Son comúnmente utilizados cuando hay déficit en la generación de energía eléctrica de algún lugar, o cuando son frecuentes los cortes en el suministro eléctrico. Así mismo, la legislación de los diferentes países puede obligar a instalar un grupo electrógeno en lugares en lo que haya grandes densidades de personas, como hospitales, centro de datos, centros comerciales, edificios administrativos, etc.

La diferencia entre un grupo electrógeno y un generador eléctrico es que los grupos electrógenos están formados por un motor independiente que hace girar el generador de electricidad, por lo que poseen mayor capacidad. Sin embargo, los generadores eléctricos operan sin un motor independiente, siendo ellos mismos los que originan la electricidad.

De esta forma, los grupos electrógenos suelen tener una potencia superior a los 10 KVa, al contrario que los generadores eléctricos. Además, su aspecto físico también es diferente, ya que los generadores eléctricos son más compactos y portátiles y los grupos electrógenos son más pesados y de grandes dimensiones.

Las partes fundamentales de un grupo electrógeno son las siguientes:

- Motor.
- Regulador de velocidad.
- Motor de arranque.
- Sistema de refrigeración.
- Filtro de aire.
- Aislador de vibración.
- Panel de control.

3.5.2. Opciones comerciales

Comercialmente, los grupos electrógenos se podrán clasificar según una gran variedad de especificaciones. Para escoger un modelo de grupo electrógeno concreto, se tienen que conocer específicamente la instalación y aplicación en las que se va a utilizar.

Las especificaciones que permiten clasificar distintos grupos electrógenos son:

- Gamas: portátiles, de gama industrial, de emergencias, temporal, o pesada.
- Tipo de motor: se señala el tipo de combustible y el tipo de operación interna del motor, además de la potencia máxima. Algunas marcas de motores utilizadas en grupos electrógenos son Kohler, Honda, FPT, MTU, Deutz, Volvo, o Mitsubishi.
- Tamaño de carga: suele rondar entre los 8 kW y los 30 kW para sistemas domésticos; y entre 8 kW a 2.000 kW para sistemas industriales. Se suelen dividir en bajas potencias, medias potencias y grandes potencias en esos rangos.

- Número de fases: los sistemas suelen ser monofásicos o trifásicos.
- Tiempo de duración: tiempo de operación garantizado a carga completa. Otras especificaciones de acuerdo con estándares de calidad pueden indicar tiempos de duración acorde a cargas normales o una fracción de la carga máxima.
- Tipo de sistema de enfriamiento.
- Peso: es importante a conocer según el lugar de instalación, puesto que son elementos grandes y pesados. Rondan las 2 toneladas de peso o más.

Empresas

En la Figura 3.47, se muestran algunas marcas que comercializan grupos electrógenos.



Figura 3.47. Logotipos de empresas vendedoras de grupos electrógenos

3.6. Almacenamiento

3.6.1. Descripción general

En el apartado 2.2.2. Almacenamiento de energía del anterior capítulo, Capítulo 2: Presentación de Micro Redes y Smart Grids, se realizaba una descripción de las principales opciones de almacenamiento.

Se incluía: las baterías, el volante de inercia, los superconductores y Ultracondensadores, el almacenamiento de energía magnética por superconducción y las baterías de flujo.

3.6.2. Opciones comerciales

Comercialmente, se va a explorar acerca de las baterías, pues es el elemento de almacenamiento que se va a aplicar en el desarrollo de la Micro Red.

Parámetros

Para dimensionar baterías de instalaciones fotovoltaicas y eólicas, sería importante tener en cuenta los siguientes parámetros:

- Consumo: del equipo o equipos que se quieren conectar, y el uso diario que se hará de él.
- Autonomía: garantiza la cantidad de días que el sistema puede funcionar utilizando solo la energía almacenada dentro de las baterías. Un valor habitual de autonomía para las baterías es de 2 a 3 días, aunque dependerá de la instalación.
- Tensión de trabajo del sistema: entendiendo sistema como el grupo formado por los paneles, el regulador, las baterías y el inversor. Suelen trabajar a 12, 24 o 48 V dependiendo de la aplicación.

- Capacidad de carga: se mide en Amperios-hora, y se refiere al tiempo que una corriente puede ser extraída de la batería antes de que se agote. Los modelos más utilizados abarcan desde los 300 Ah a los 1500 Ah.
- Energía almacenada: en vatios-hora (Wh): será la capacidad de energía que puede ofrecer.
- Capacidad de descarga: en amperios (A). Es tan importante definir la capacidad de carga como la corriente de descarga que la batería es capaz de dar sin degradarse o quemarse. Por lo general, el fabricante facilitará distintas capacidades de descarga.

En la *Figura 3.48* se puede observar cómo interactúan estos parámetros en conjunto.

- Otros: como el coste, el tamaño o el peso.

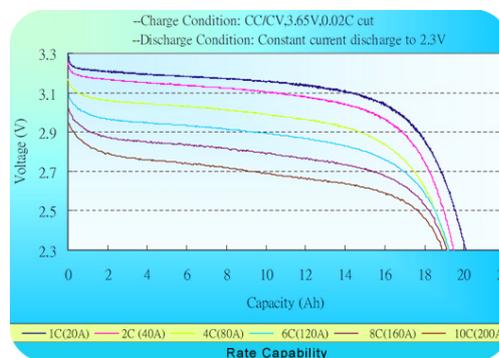


Figura 3.48. Relación de curvas de baterías en función de su voltaje, capacidad, y condiciones de carga y descarga

Tipos de baterías

Los principales tipos de baterías serán las de plomo, las baterías AGM, las baterías de gel, las estacionarias y las baterías de litio.

Las baterías de plomo abierto o de plomo ácido son aquellas que están compuestas por seis compartimentos individualmente separados y conectados entre sí, dentro

de una caja o envase de polipropileno a modo de material aislante. También son conocidas como baterías monoblock.

Las baterías AGM o baterías VRLA son muy útiles para las instalaciones solares que conllevan una elevada intensidad de descarga de las baterías. Se definen como baterías recargables, selladas y de plomo ácido, que no requiere de mantenimiento ni ventilación, por lo que son una buena opción en sector industrial y doméstico.

Las baterías de gel es uno de los tipos de batería más utilizados ya que ofrece altas prestaciones y ventajas con respecto a otras baterías. Se componen de un electrolito gelificado, que permite que no ocurran derrames si volcase la batería, por lo que se pueden colocar en cualquier posición y orientación lo que es práctico para instalaciones donde haya limitación de espacio para colocar las baterías solares. Además, aumenta su vida útil con respecto a otras baterías.

El siguiente tipo de batería son los modelos estacionarios, entre los cuales forman parte las baterías OPZS, OPZV y TOPZS. El modelo OPZS es el más utilizado en grandes instalaciones e instalaciones medias. El TOPZS es un tipo de batería similar, pero fabricadas en un envase translúcido más económico que además reduce su coste.

Por último, las baterías de litio ofrecen características técnicas excelentes en comparación con otro tipo de baterías, pues cuentan con una excelente vida útil y una capacidad de carga muy eficiente.

Empresas

Algunas de las marcas de comercialización se muestran en la *Figura 3.49*.



Figura 3.49. Logotipos de empresas vendedoras y fabricantes de baterías de almacenamiento

3.7. STATCOM

3.7.1. Descripción general

El STATCOM o compensador estático síncrono, es un dispositivo regulador utilizado en sistemas de transmisión de electricidad de corriente alterna. Pertenecer a la familia de controladores FACTS.

El término FACTS (sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna) engloba la totalidad de sistemas basados en la electrónica de alta potencia para la transmisión de energía de CA. Los sistemas principales son: [22].

- Compensador estático (SVC).
- Condensador en serie, fijo y controlado por tiristores (TCSC).
- Transformador de desplazamiento de fase (PST) y PST aislado (APST).
- Compensador estático síncrono (STATCOM).
- Compensador en serie estático síncrono (SSSC).
- Controlador unificado de flujo de energía (UPFC).
- Transmisión de alto voltaje de corriente directa (HVDC).

Las cargas eléctricas generan y absorben potencia reactiva. Dado que la carga transmitida a menudo varía considerablemente de una hora a la siguiente, el balance de potencia reactiva de una red también varía. Esto puede ocasionar variaciones inaceptables de voltaje [23].

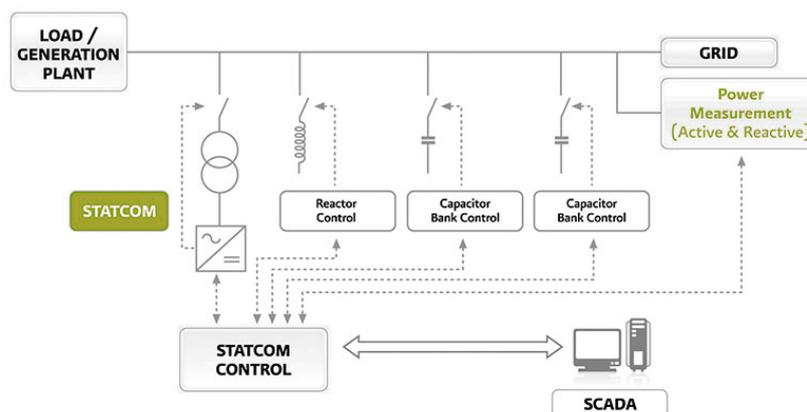


Figura 3.50. Esquema de conexión STATCOM de Gamesa Electric

Al igual que un SVC, pero de forma más rápida, el STATCOM proporciona continuamente potencia reactiva variable en respuesta a las variaciones de voltaje, lo que respalda la estabilidad de la red. El STATCOM funciona según los principios del convertidor de fuente de voltaje (VSC), combinando PWM. El método PWM será desarrollado más adelante en el Capítulo 4: Estudio teórico del control de convertidores electrónicos, en el apartado 4.2. Modulación por ancho de pulso: PWM.

La instalación de un STATCOM en uno o más puntos adecuados en una red aumentará la capacidad de transferencia de energía al mejorar la estabilidad del voltaje y mantener un perfil de voltaje suave bajo diferentes condiciones de red. Su capacidad para realizar un filtrado activo también es muy útil para mejorar la calidad de la energía.

En resumen, la funcionalidad de un STATCOM es la siguiente:

- Mejorar la estabilidad de la transmisión de potencia.
- Mantener el nivel de tensión en el extremo receptor.
- Compensar la potencia reactiva, incrementar el factor de potencia, y reducir la pérdida de línea.
- Disminuir las fluctuaciones y parpadeos de tensión.
- Impedir el desequilibrio trifásico.
- Eliminar los armónicos.

3.7.2. Opciones comerciales

Comercialmente, se analizarán las especificaciones técnicas del STATCOM que son relevantes según la aplicación para la que va a utilizarse. Las características que se incluyen en sus especificaciones técnicas son las siguientes:

- Características eléctricas: como la potencia nominal, la capacidad de sobrecarga, la tensión AC, el rango de tensión AC, la frecuencia de uso, el rango de variación de frecuencia, la distorsión armónica en corriente (THDI), los bloques de potencia, la refrigeración, la exactitud en la potencia reactiva, o el desequilibrio de tensión.

- Características de control: modos de operación (consigna de reactiva, control de factor de potencia, control de tensión AC, o filtro activo), resistencia a huecos de la tensión, comunicaciones, o unidad de control central.
- Características ambientales: rango de temperatura de operación, humedad o altitud.
- Características mecánicas: como las dimensiones, el peso, o el grado de protección.
- Protecciones: cortocircuito y sobrecarga, protección contra sobretensiones, bloques de potencia, temperatura, o registro de alarmas.
- Normativa.

Algunas de las marcas que comercializan STATCOM se representan a continuación.



Figura 3.51. Logotipos de empresas vendedoras de STATCOM

Capítulo 4:

Estudio teórico del control de convertidores electrónicos

4.1. Introducción

Una vez conocidos y recopilado información sobre los elementos que se pueden incorporar en una Smart Grid, es necesario conocer cómo controlarlos.

En este Capítulo, se va a realizar un estudio teórico del control de convertidores electrónicos, con la finalidad de aprender métodos de control para poder aplicarlos a los elementos descritos.

En primer lugar, se va a realizar un estudio generalizado sobre el control de convertidores, tratando la modulación por ancho de pulso PWM, la modulación vectorial SVM y las transformaciones de Clarke y Park. Posteriormente, se investigará sobre el control del inversor aplicado a la red. Primero se tratará el inversor para conexión a red, estudiando el control por corriente y el control por tensión. Finalmente, se analizará el inversor para el modo aislado de red, recopilando en primer paso información sobre la red aislada y estudiando en segundo paso el método Droop Control mediante la conexión de inversores en paralelo para controlar los elementos en el modo de red aislada.

4.2. Modulación por ancho de pulso: PWM

4.2.1. PWM en convertidores CC-CC

En los convertidores CC-CC se puede mantener constante el valor medio de la tensión de salida, aunque varíen el valor de la tensión de entrada y el valor de la carga. Los convertidores continua-continua utilizan uno o varios interruptores para transformar la tensión de un nivel a otro, así para que tengamos un convertidor que mantenga la tensión de salida constante, es necesario un circuito externo que genere una señal que permita controlar los polos de potencia. Para una tensión de entrada dada, la salida se controla modificando el tiempo que los interruptores permanecen abiertos o cerrados (t_{on} y t_{off}) [24].

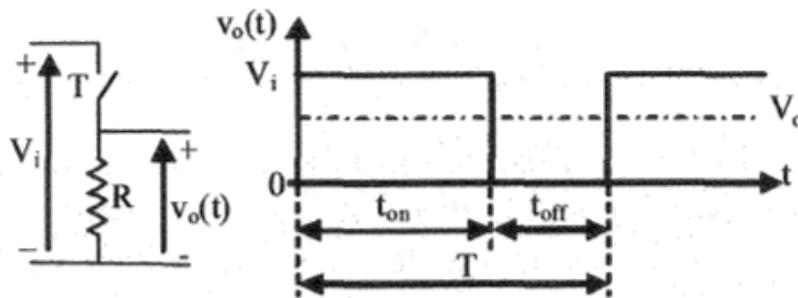


Figura 4.1. Conversión continua-continua

El valor medio V_o de la tensión de salida depende de t_{on} y t_{off} , como se muestra en la Figura 4.1. Uno de los métodos de control de la tensión de salida emplea una frecuencia de conmutación constante (cuyo periodo es $T = t_{on} + t_{off}$) y ajusta el tiempo en que el interruptor está cerrado. Este método se denomina modulación de ancho de pulso PWM y en él se varía el ciclo de servicio ($D = t_{on}/T$), para regular la tensión de salida.

Otro método de control, menos empleado, consiste en hacer variables tanto la frecuencia de conmutación como t_{on} .

En PWM con frecuencia de conmutación constante, la señal de control, que controla el estado del interruptor (abierto o cerrado), se genera comparando la

señal de control $V_{control}$ con una forma de onda repetitiva. Se ilustra en la Figura 4.2:

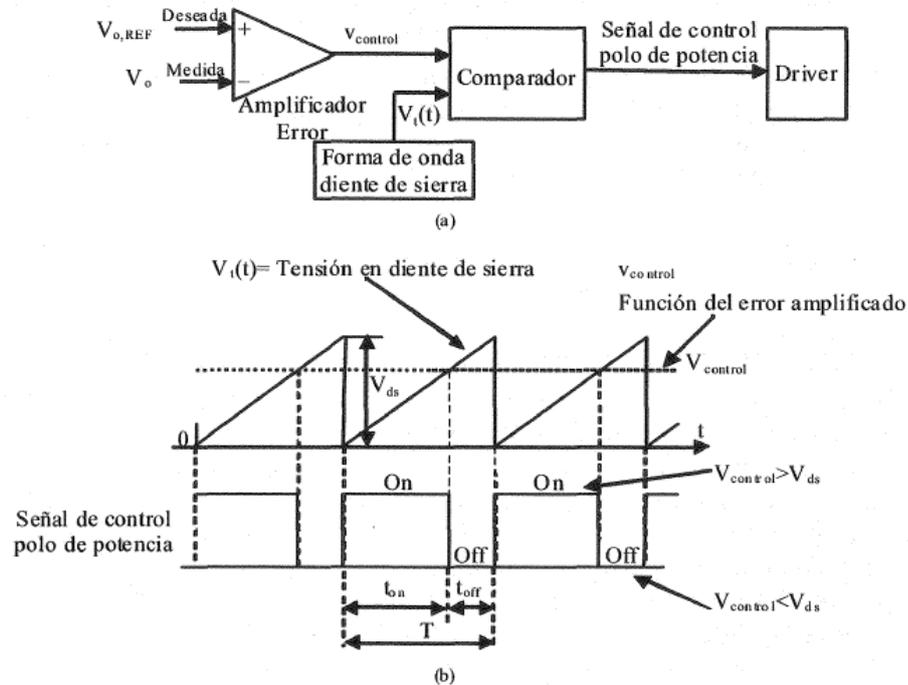


Figura 4.2. Modulador PWM: (a) diagrama de bloques, (b) señales del comparador

La señal de control generalmente se obtiene amplificando la señal de error, diferencia entre la tensión de salida deseada y su valor actual. La frecuencia de la señal repetitiva, con forma de diente de sierra, establece la frecuencia de conmutación. Esta frecuencia suele estar en el rango de varios kHz, a varios cientos de kHz.

Cuando la señal de error amplificada, que varía muy lentamente respecto a la frecuencia de conmutación, es mayor que el diente de sierra, la señal de control del interruptor pasa a estado alto, haciendo que el interruptor se cierre. En caso contrario, el interruptor está abierto. En función de la señal de control $V_{control}$ y del valor de pico del diente de sierra V_{ds} , el ciclo de servicio se puede expresar como:

$$D = \frac{t_{on}}{T} = \frac{V_{control}}{V_{ds}} \quad (1)$$

Existen dos tipos de control PWM:

- *Control por tensión:* funciona tomando muestras de la tensión de salida del convertidor y ajustando el ciclo de trabajo directamente.
- *Control por corriente:* toma muestras tanto de la corriente como de la tensión de salida para modificar esa misma tensión, resultando un poco más difícil de implementar. No obstante, son los más populares debido a su mayor disponibilidad y estabilidad en modo de operación continuo.

4.2.2. PWM senoidal (SPWM)

En el caso de los inversores, la modulación de ancho de pulso (Figura 4.3) además de controlar la magnitud de la tensión de salida también pretende controlar su frecuencia y su espectro armónico [25].

Para obtener una tensión senoidal de salida de frecuencia fundamental f_1 , se compara una señal de control senoidal de frecuencia f_1 con una onda triangular de frecuencia f_s . La frecuencia f_s de la señal triangular determina la frecuencia de conmutación de los polos de potencia y recibe el nombre de frecuencia portadora, mientras que f_1 es la frecuencia moduladora.

La modulación por ancho de pulso es una de las técnicas más utilizadas en sus múltiples variantes: pulso único por semiperiodo (PWM) y pulso múltiple por semiciclo (modulación senoidal SPWM). [26]

- *Índice de modulación de amplitud m_a :* cociente entre los valores máximos de la tensión de control y de la onda triangular.

$$m_a = \frac{V_s}{V_{tri}} \quad (2)$$

- *Índice de modulación de frecuencia m_f :* cociente entre la frecuencia portadora f_s y la frecuencia moduladora f_1 .

$$m_f = \frac{f_s}{f_1} \quad (3)$$

La comparación de las dos señales establece el estado del polo de potencia:

$$V_{control} > V_{tri} \rightarrow T_{A+} \text{ cerrado} \rightarrow V_{A0} = \frac{V_D}{2} \quad (4)$$

$$V_{control} < V_{tri} \rightarrow T_{A-} \text{ cerrado} \rightarrow V_{A0} = \frac{-V_D}{2} \quad (5)$$

Estas técnicas tienen como principal ventaja la sencillez en su implementación, pero como contrapartida, no se adaptan bien a la respuesta dinámica en cargas no lineales y poseen elevadas pérdidas por conmutación que se producen cuando se requiere una distorsión armónica total (THD) de bajo valor, debido a que el número de conmutaciones debe ser elevado.

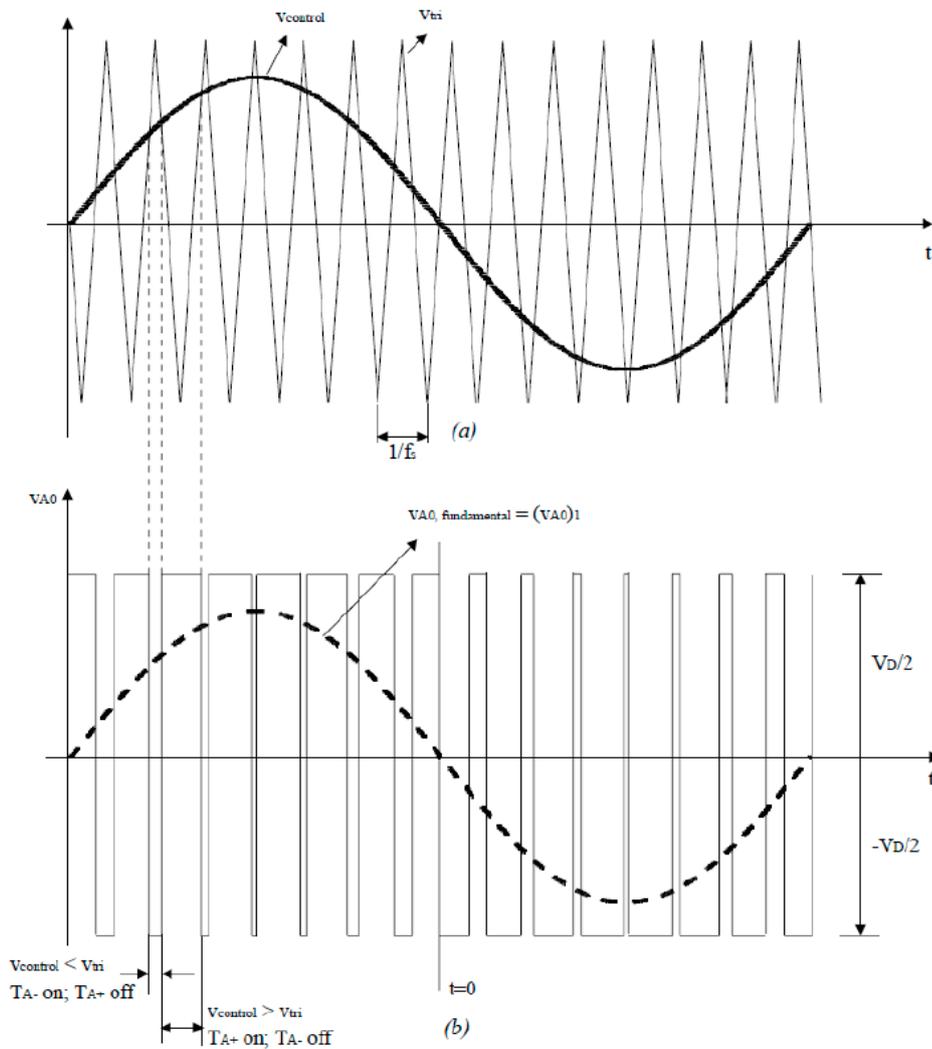


Figura 4.3. Modulación de ancho de pulso (PWM)

4.3. Modulación vectorial: SVM

Cuando se realiza el control de una máquina mediante un inversor controlado en fuente de tensión debe haber un algoritmo de generación de las tensiones de salida del inversor.

A continuación, se explica uno de estos métodos que realiza la modulación de pulsos, denominado modulación vectorial de pulsos [27].

El vector espacial que representa la tensión del estator de la máquina se calcula en función de las tensiones fase-neutro de cada una de las fases mediante la siguiente expresión:

$$\overline{U}_s(t) = U_{SA}(t) + aU_{SB}(t) + a^2U_{SC}(t) \quad (6)$$

donde $a = e^{j\frac{2\pi}{3}}$. Cuando se emplea un inversor trifásico para alimentar a la máquina, Figura 4.4, el cálculo del vector espacial de la tensión del estator se realiza sustituyendo en (6) el valor de la tensión de cada una de las fases del estator. Esta tensión puede ser $\frac{V_{DC}}{2}$ ó $-\frac{V_{DC}}{2}$, según esté en conducción el interruptor superior o inferior de cada fase del inversor. Las ecuaciones (7) a (14) se obtienen al sustituir en (6) los valores de las tensiones para cada una de las ocho combinaciones posibles de los interruptores del inversor. En la Tabla 4.1 se han incluido las componentes del vector espacial de la tensión del estator en la referencia fija del estator, U_{sa} y U_{sb} , para cada combinación de los interruptores. En la Figura 4.4 aparece la representación de estos vectores espaciales.

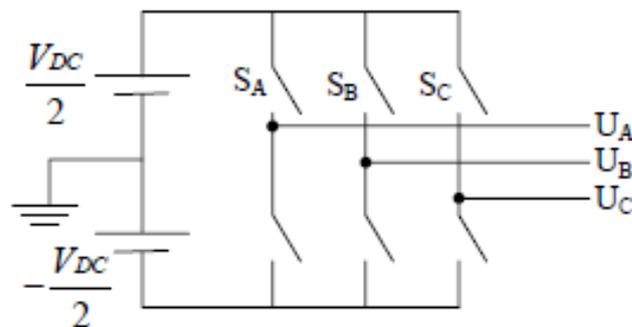


Figura 4.4. Inversor trifásico utilizado para alimentar el motor

$$\overline{U_{S0}} = -\frac{V_{DC}}{2} - \frac{V_{DC}}{2}a - \frac{V_{DC}}{2}a^2 = 0 \quad (7)$$

$$\overline{U_{S1}} = \frac{V_{DC}}{2} - \frac{V_{DC}}{2}a - \frac{V_{DC}}{2}a^2 = V_{DC} \quad (8)$$

$$\overline{U_{S2}} = -\frac{V_{DC}}{2} + \frac{V_{DC}}{2}a - \frac{V_{DC}}{2}a^2 = -\frac{V_{DC}}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}V_{DC} \quad (9)$$

$$\overline{U_{S3}} = \frac{V_{DC}}{2} + \frac{V_{DC}}{2}a - \frac{V_{DC}}{2}a^2 = \frac{V_{DC}}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}V_{DC} \quad (10)$$

$$\overline{U_{S4}} = -\frac{V_{DC}}{2} - \frac{V_{DC}}{2}a + \frac{V_{DC}}{2}a^2 = -\frac{V_{DC}}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}V_{DC} \quad (11)$$

$$\overline{U_{S5}} = \frac{V_{DC}}{2} - \frac{V_{DC}}{2}a + \frac{V_{DC}}{2}a^2 = \frac{V_{DC}}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}V_{DC} \quad (12)$$

$$\overline{U_{S6}} = -\frac{V_{DC}}{2} + \frac{V_{DC}}{2}a + \frac{V_{DC}}{2}a^2 = -V_{DC} \quad (13)$$

$$\overline{U_{S7}} = \frac{V_{DC}}{2} + \frac{V_{DC}}{2}a + \frac{V_{DC}}{2}a^2 = 0 \quad (14)$$

	SA	SB	SC	U _{Sa}	U _{Sb}
$\overline{U_{S0}}$	0	0	0	0	0
$\overline{U_{S1}}$	0	0	1	V _{DC}	0
$\overline{U_{S2}}$	0	1	0	$-\frac{V_{DC}}{2}$	$\frac{\sqrt{3}}{2}V_{DC}$
$\overline{U_{S3}}$	0	1	1	$\frac{V_{DC}}{2}$	$\frac{\sqrt{3}}{2}V_{DC}$
$\overline{U_{S4}}$	1	0	0	$-\frac{V_{DC}}{2}$	$-\frac{\sqrt{3}}{2}V_{DC}$
$\overline{U_{S5}}$	1	0	1	$\frac{V_{DC}}{2}$	$-\frac{\sqrt{3}}{2}V_{DC}$
$\overline{U_{S6}}$	1	1	0	-V _{DC}	0
$\overline{U_{S7}}$	1	1	1	0	0

Tabla 4.1. Vectores espaciales de la tensión del estator para todas las combinaciones del estado de los interruptores del inversor

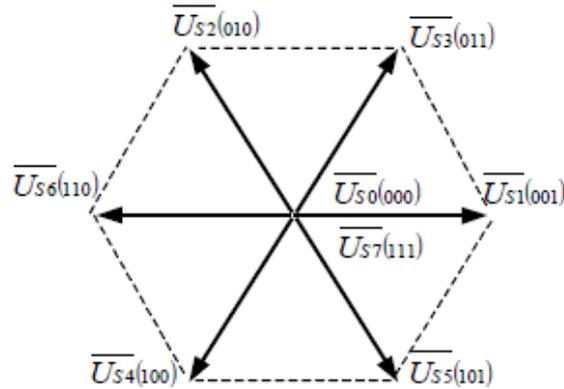


Figura 4.5. Vectores espaciales de la tensión del estator para las diferentes combinaciones de los interruptores del inversor

Cualquier vector de tensión del estator \overline{U}_s se puede obtener como combinación lineal de dos vectores adyacentes. Esto es muy interesante porque cuando se pasa de un vector a otro adyacente sólo se produce la variación de estado de un único interruptor. Por ejemplo, un vector espacial como el que aparece en la Figura 4.6 se puede expresar como combinación de los vectores \overline{U}_{s2} y \overline{U}_{s6} .

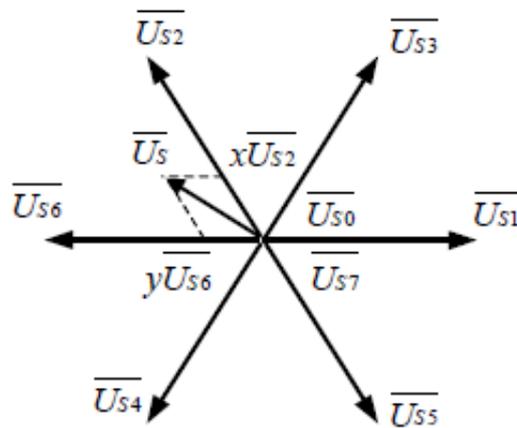


Figura 4.6. Vector espacial como combinación de dos vectores adyacentes

Los coeficientes (x,y,z) van a representar el porcentaje de tiempo, dentro de un periodo de conmutación, que está activada cada combinación de los interruptores. Por ello, la suma de los tres coeficientes debe ser la unidad, $x + y + z = 1$, y todos ellos positivos, $x,y,z \geq 0$. Despejando en (15) los valores de x e y , se obtiene (16).

$$\begin{aligned} \overline{U}_S &= U_{Sa} + jU_{Sb} = x\overline{U}_{S2} + y\overline{U}_{S6} + z\overline{U}_{S0(7)} \\ &= x\left(-\frac{V_{DC}}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}V_{DC}\right) + y(-V_{DC}) \end{aligned} \quad (15)$$

$$x = \frac{2}{\sqrt{3}V_{DC}}U_{Sb} \quad y = \frac{1}{V_{DC}}\left(-U_{Sa} - \frac{1}{\sqrt{3}}U_{Sb}\right) \quad (16)$$

Empleando los vectores cero, \overline{U}_{S0} y \overline{U}_{S7} , de forma apropiada, se puede conseguir cualquier tensión dentro del área limitada por las líneas de trazos de la Figura 4.5, sin violar las restricciones impuestas por los tiempos de conmutación de los interruptores y la máxima frecuencia del inversor.

Cada sector está limitado por dos vectores, uno de los cuales tiene una rama conectada a positivo y el otro tiene dos ramas conectas a positivo. La secuencia de conmutación para generar un vector \overline{U}_S comienza con la conexión de una rama a positivo durante un tiempo T_1 , después se conecta otra rama a positivo durante un tiempo T_2 , a continuación, se conecta la tercera rama a positivo (esto corresponde al vector \overline{U}_{S7}) durante un tiempo T_0 .

La suma de estos tres tiempos corresponde a la mitad del periodo de conmutación del inversor T_A . A continuación, se conmutan los tres interruptores en orden inverso y con unos tiempos en orden inverso también. El estado que corresponde a las tres ramas conectadas a negativo (vector \overline{U}_{S0}) tiene un tiempo de duración de T_0 . La duración de estos tiempos se elige para que cumplan con las relaciones gráficas de la Figura 4.7. El semiperiodo T_A se elige para no superar la máxima frecuencia de conmutación del inversor.

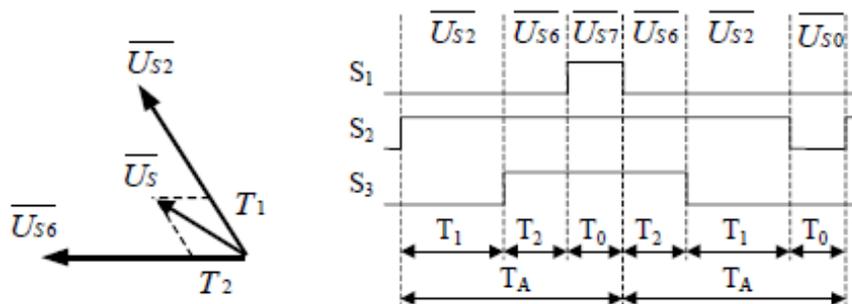


Figura 4.7. Modulación de anchura de pulsos

En la Tabla 4.2 aparecen los valores de las componentes x e y del vector \bar{U}_S para cada uno de los seis sectores.

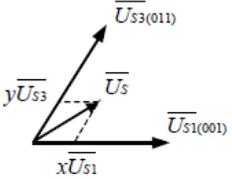
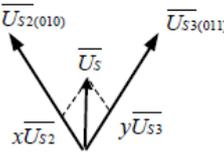
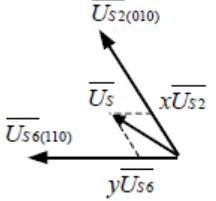
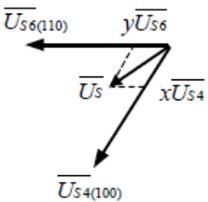
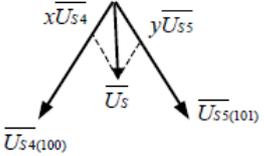
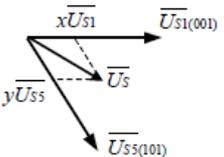
	Vectorial	x	y
Sector I		$\frac{1}{V_{DC}} (U_{Sa} - \frac{1}{\sqrt{3}} U_{Sb})$	$\frac{2}{\sqrt{3} V_{DC}} U_{Sb}$
Sector II		$\frac{-3U_{Sa} + \sqrt{3}U_{Sb}}{3V_{DC}}$	$\frac{3U_{Sa} + \sqrt{3}U_{Sb}}{3V_{DC}}$
Sector III		$\frac{2}{\sqrt{3} V_{DC}} U_{Sb}$	$\frac{1}{V_{DC}} (-U_{Sa} - \frac{1}{\sqrt{3}} U_{Sb})$
Sector IV		$-\frac{2}{\sqrt{3} V_{DC}} U_{Sb}$	$\frac{1}{V_{DC}} (-U_{Sa} + \frac{1}{\sqrt{3}} U_{Sb})$
Sector V		$\frac{-3U_{Sa} - \sqrt{3}U_{Sb}}{3V_{DC}}$	$\frac{+3U_{Sa} - \sqrt{3}U_{Sb}}{3V_{DC}}$
Sector VI		$\frac{1}{V_{DC}} (U_{Sa} + \frac{1}{\sqrt{3}} U_{Sb})$	$-\frac{2}{\sqrt{3} V_{DC}} U_{Sb}$

Tabla 4.2. Valores de las componentes del vector \bar{U}_S

El máximo valor que puede tomar el módulo del vector de tensión \overline{U}_S es V_{DC} para no superar el área del hexágono marcado a trazos de la Figura 4.5.

En la Figura 4.8 aparece la simulación de las tensiones generadas mediante el método de modulación vectorial de pulsos en un inversor que tiene una tensión V_{DC} de 200 V. El vector de tensión \overline{U}_S generado tiene una amplitud de 100 V y una frecuencia de 50 Hz. Las tres tensiones superiores, U_1 , U_2 , y U_3 , son las tensiones entre cada fase y el neutro de la tensión continua. Aparecen filtradas para eliminar los armónicos de alta frecuencia que impiden su visualización.

Las tensiones U_{Sa} y U_{Sb} de referencia son las componentes del vector de tensión \overline{U}_S que se desea generar. En la parte inferior aparecen las componentes, U_{sa} y U_{sb} del vector de tensión U_s , generadas por el inversor. Se han filtrado para poder visualizar las componentes de baja frecuencia. Se puede observar que son iguales que los valores de referencia de U_{Sa} y U_{Sb} que se deseaba reproducir.

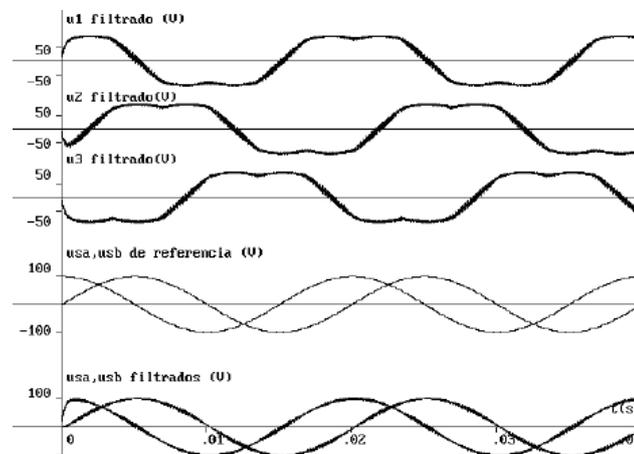


Figura 4.8. Tensiones del inversor generadas mediante el método de modulación vectorial de pulsos

4.4. Transformaciones de Clarke y Park

En un sistema trifásico, las señales de cada fase se identifican por los vectores abc que se desplazan a una velocidad angular ωt [26].

En la Figura 4.9 se representa un sistema trifásico para ilustrar un vector de corriente identificado por sus componentes abc desplazándose a la velocidad angular ωt . Las ecuaciones que modelan las componentes abc son (17) a (19).

$$i_a(t) = I_m \cos(\omega t) \quad (17)$$

$$i_b(t) = I_m \cos\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) \quad (18)$$

$$i_c(t) = I_m \cos\left(\omega t - \frac{4\pi}{3}\right) \quad (19)$$

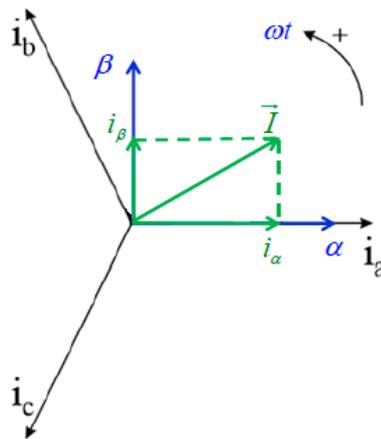


Figura 4.9. Sistema trifásico. Transformación de Clarke

La transformada de Clarke nos permite cambiar las componentes abc de este sistema trifásico a dos únicos ejes fijos α y β . La ventaja de esta transformación es facilitar el control de las señales del sistema trifásico utilizando bloques PI en la herramienta Simulink para los nuevos dos únicos ejes.

El cambio del sistema trifásico (a,b,c) a dos ejes fijos (α,β) se realiza mediante la transformada de Clarke y se efectúa en las ecuaciones (20) a (22).

$$i_{\alpha} = \frac{2}{3}i_a - \frac{1}{3}(i_b + i_c) \quad (20)$$

$$i_{\beta} = \frac{1}{\sqrt{3}}(i_b - i_c) \quad (21)$$

$$i_0 = \frac{2}{3}(i_a + i_b + i_c) \quad (22)$$

Si el sistema trifásico es equilibrado, $i_a + i_b + i_c = 0$, las ecuaciones anteriores se transforman finalmente en:

$$i_{\alpha} = i_a \quad (23)$$

$$i_{\beta} = \frac{1}{\sqrt{3}}i_a + \frac{2}{\sqrt{3}}i_b \quad (24)$$

$$i_0 = 0 \quad (25)$$

Mediante las gráficas de la Figura 4.10, observamos la transformación del sistema trifásico en ejes abc, en un sistema de dos componentes ortogonales en ejes fijos α y β .

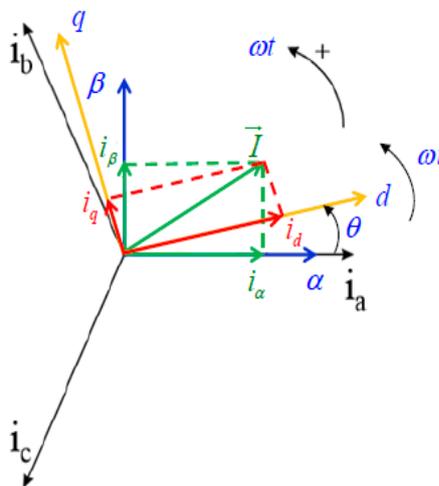


Figura 4.10. Sistema trifásico. Transformación de Park

Si los ejes (d,q) giran a la misma velocidad que el vector espacial se logra que entre este vector y los ejes móviles no exista movimiento relativo y por lo tanto sus proyecciones permanecen constantes y solamente varían cuando varía el vector espacial. Esta transformación de ejes fijos a móviles se ilustra en la Figura 4.10 y se logra mediante la transformación de Park. Las ecuaciones que la representan son (26) y (27):

$$i_d = i_\alpha \cos \theta + i_\beta \sin \theta \quad (26)$$

$$i_q = -i_\alpha \sin \theta + i_\beta \cos \theta \quad (27)$$

Como se puede observar a partir de las gráficas de la Figura 4.12, en régimen permanente las componentes d y q son constantes ya que el vector espacial gira a la misma velocidad angular que los (d,q). Mediante la transformación de Clarke y Park, por lo tanto, pasamos de tener una señal con tres componentes trifásica a una con dos componentes constantes mucho más sencillos de controlar.

La transformación de Clarke y Park nos permite realizar el control vectorial de corriente de un inversor conectado a red, como el de la Figura 4.11 [28]. Como las tensiones de red son aproximadamente constantes, la tensión v_d será aproximadamente constante. Por lo tanto, la potencia activa P se puede controlar mediante i_d y la potencia reactiva Q mediante i_q .

Clarke (a,b,c) \rightarrow (α,β)	Park (α,β) \rightarrow (d,q)
$i_\alpha = i_a$ $i_\beta = \frac{1}{\sqrt{3}}i_a + \frac{2}{\sqrt{3}}i_b$ $i_0 = 0$	$i_d = i_\alpha \cos \theta + i_\beta \sin \theta$ $i_q = -i_\alpha \sin \theta + i_\beta \cos \theta$
Inversa de Clarke (α,β) \rightarrow (a,b,c)	Inversa de Park (d,q) \rightarrow (α,β)
$i_a = i_\alpha$ $i_b = -\frac{1}{2}i_\alpha + \frac{\sqrt{3}}{2}i_\beta$ $i_c = -\frac{1}{2}i_\alpha - \frac{\sqrt{3}}{2}i_\beta$	$i_\alpha = i_d \cos \theta - i_q \sin \theta$ $i_\beta = i_d \sin \theta + i_q \cos \theta$

Tabla 4.3. Resumen ecuaciones de Clarke y Park

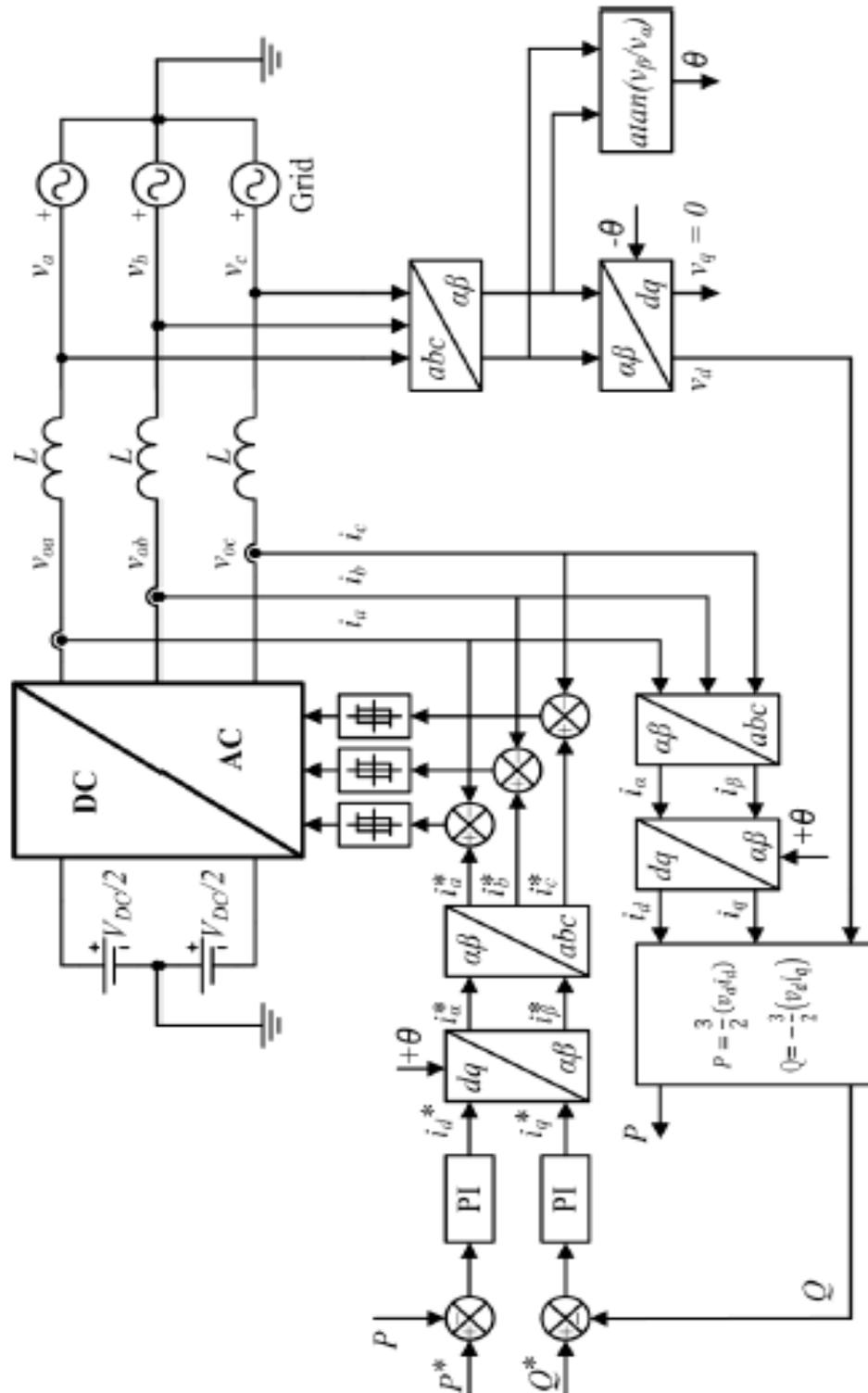


Figura 4.11. Esquema control vectorial corriente de un inversor conectado a red

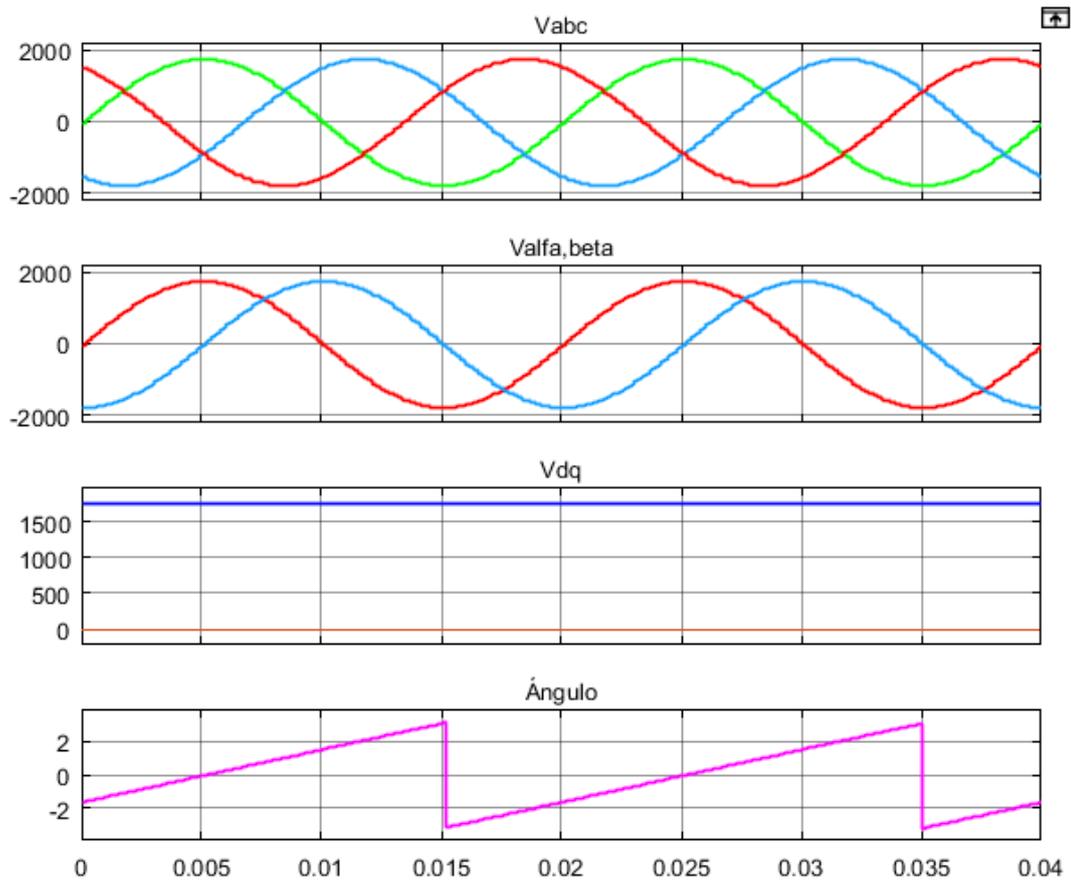


Figura 4.12. Gráficas transformación Clarke y Park: componentes abc, alfa y beta, d y q, y ángulo de la transformación

4.5. Inversor para conexión a red

Para realizar la conexión a red de un inversor, elemento fundamental en la Micro Red a desarrollar, será necesario poder controlarlo a través del control de su potencia activa, de su potencia reactiva y de la tensión del condensador de corriente continua. Como punto de partida, se utilizan los conocimientos base desarrollados anteriormente para el control de inversores: modulación por ancho de pulso, modulación senoidal y transformaciones de Clarke y Park.

El control de un inversor conectado a red se puede realizar mediante el control de corriente y el control de tensión.

4.5.1. Control de corriente

El control de corriente se realiza según la explicación realizada para la Figura 4.11. Las tensiones de red son aproximadamente constantes, entonces la tensión v_d también será aproximadamente constante y se puede controlar las potencias activa P y reactiva Q mediante las corrientes i_d e i_q , respectivamente. Se justifica que se controlen a partir de i_d e i_q a partir de las ecuaciones (28) y (29) [28]:

$$P = \frac{3}{2}(v_d i_d) \quad (28)$$

$$Q = -\frac{3}{2}(v_d i_q) \quad (29)$$

La potencia activa y reactiva se controlan mediante un regulador PI (Figura 4.13) introduciendo valores de referencia P^* y Q^* . Las salidas de los bloques PI, por lo tanto, son las referencias i_d^* e i_q^* que controlarán el sistema.

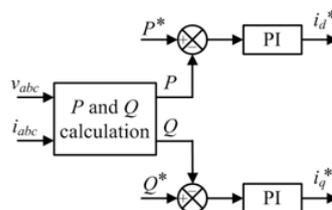


Figura 4.13. Reguladores PI para el control de corriente

Las referencias para la potencia activa y reactiva se establecen dentro de los valores nominales en las redes de CC y CA. Las ecuaciones (28) y (29) para la potencia activa y reactiva en los ejes d-q se obtienen a partir de los valores instantáneos de los voltajes de red trifásicos v_{abc} y las corrientes de red i_{abc} , mediante las ecuaciones (30) y (31) [29]:

$$P = v_a i_a + v_b i_b + v_c i_c \quad (30)$$

$$Q = -\frac{1}{\sqrt{3}} [v_a (i_b - i_c) + v_b (i_c - i_a) + v_c (i_a - i_b)] \quad (31)$$

En las ecuaciones (28) y (29) finalmente obtenidas, v_d es la componente continua de la tensión de red expresada en un vector \vec{v} en un sistema de referencia giratorio, e i_d e i_q son las componentes continuas y en cuadratura de la corriente de red en el sistema de referencia de la tensión de red (Figura 4.14) [29].

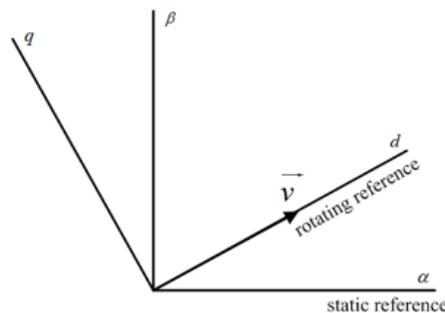


Figura 4.14. Sistemas de referencia estático $\alpha\text{-}\beta$ y rotativo $d\text{-}q$

Si el vector \vec{v} está alineado con el eje d ($v_q=0$), entonces P y Q pueden ser controladas independientemente por las corrientes i_d e i_q .

Cuando la entrada del circuito es un condensador, se sustituye el lazo de potencia activa P por un lazo de tensión continua V_{DC} , como en el esquema de la Figura 4.15 [28] [30].

La razón de este cambio en el lazo de control es que, al introducir un condensador, dejamos de tener un valor fijo de tensión continua de entrada, por lo que el punto de máxima potencia ya no será siempre el mismo y la tensión de entrada se convierte en el nuevo valor de referencia.

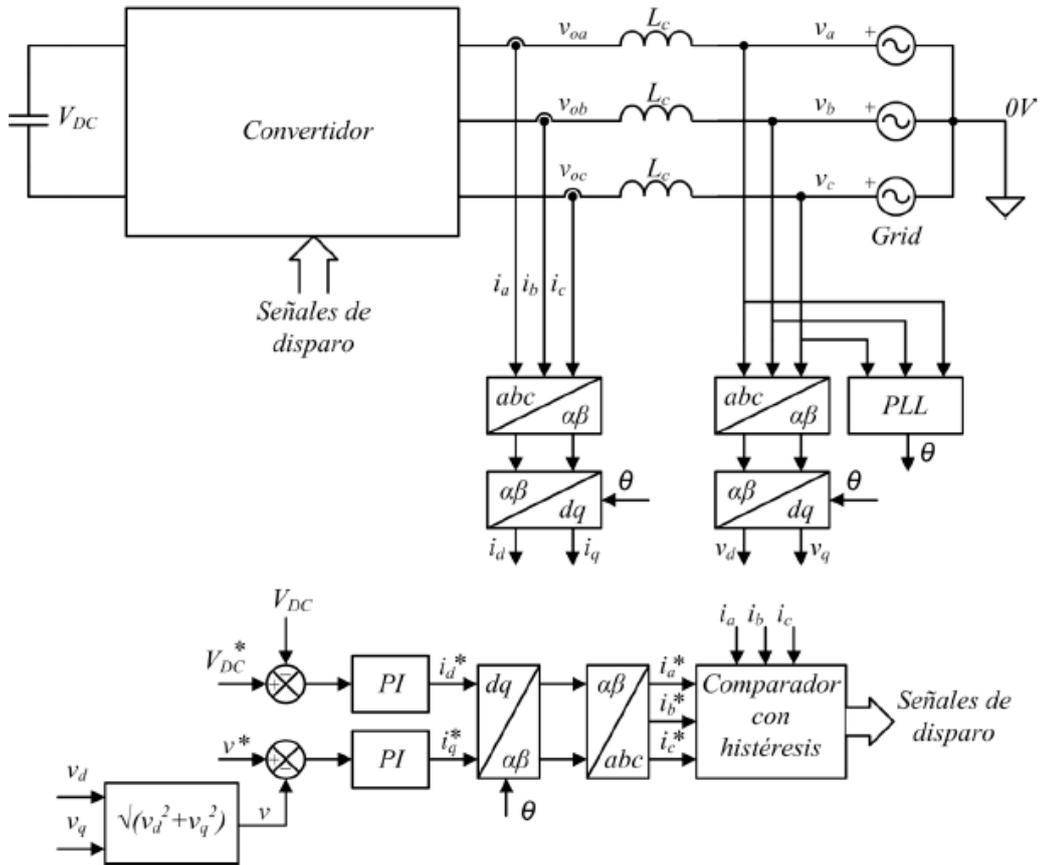


Figura 4.15. Esquema control por fuente de corriente con circuito de entrada con condensador

Las nuevas referencias son el voltaje en el condensador V_{DC} y el voltaje en la red v . V_{DC} se controla mediante i_d debido la ecuación (28), donde v_d es constante; y v se controla mediante i_q por la ecuación (29). El control de corriente se realiza con banda de histéresis, explicada a continuación.

Las corrientes de fase de referencia obtenidas a partir de la regulación PI, se comparan con las corrientes de fase obtenidas en el circuito mediante un controlador de histéresis, representados en la Figura 4.16. El controlador por histéresis permite mantener los valores de corriente dentro de una determinada banda, llamada banda de histéresis, de forma que las tensiones de red tomen valores únicos de $+\frac{V_{DC}}{2}$ y $-\frac{V_{DC}}{2}$.

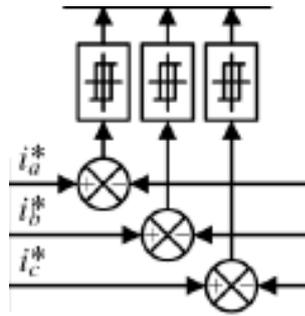


Figura 4.16. Controladores por histéresis para el control de corriente

A continuación, se muestra gráficamente en la Figura 4.17 el funcionamiento del regulador de histéresis para la corriente de red i_a y la tensión de red correspondiente V_a .

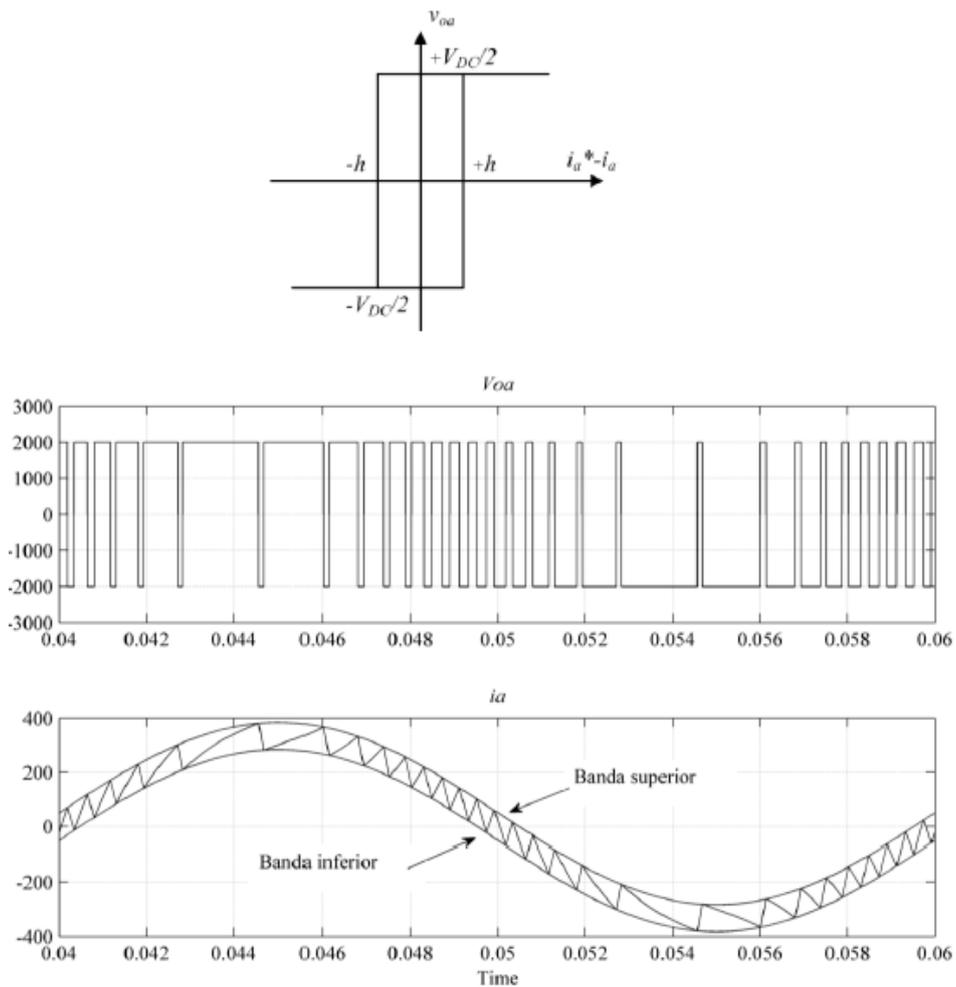


Figura 4.17. Funcionamiento controlador por histéresis: banda de histéresis

4.5.2. Control de tensión

El control de tensión, para el mismo esquema de la Figura 4.18, se realiza mediante el siguiente lazo de control en la Figura 4.18. *Lazo de control para el control en fuente de tensión* [30].

Las señales de referencia V_{DC} y v se controlan respectivamente mediante i_d e i_q , al igual que para el control por corriente. Sin embargo, para obtener las señales de referencia v_{od}^* y v_{oq}^* a partir de i_d^* e i_q^* , se necesita un lazo de desacoplo de ejes d-q como novedad con respecto al control por corriente. Debido a este lazo de control, es más frecuente utilizar el control por corriente, puesto que es más sencillo.

La ecuación vectorial que relaciona la tensión del convertidor \vec{v}_o , la tensión de red \vec{v} , y la corriente de salida del convertidor \vec{i} , es (32) [29]:

$$\vec{v} = \vec{v}_o - L_c \frac{d\vec{i}}{dt} - j\omega L_c \vec{i} \quad (32)$$

Esta ecuación vectorial (32) puede dividirse en dos ecuaciones (33) y (34) en los ejes d-q, con las que finalmente se implementa el lazo de acoplamiento. El modulador de tensión se puede implementar con cualquiera de las técnicas vistas anteriormente: PWM de dos niveles, multinivel, SVM, etc [30].

$$v_d = v_{od} - R \cdot i_d - L \cdot \frac{di_d}{dt} + \omega_k \cdot L \cdot i_q \quad (33)$$

$$v_q = v_{oq} - R \cdot i_q - L \cdot \frac{di_q}{dt} - \omega_k \cdot L \cdot i_d \quad (34)$$

Estas ecuaciones (33) y (34) están acopladas. La primera ecuación incluye las relaciones en el eje d, pero se incluye un término de acoplamiento $\omega_k L i_q$. La segunda ecuación tiene las relaciones en el eje q, pero con el término de acoplamiento $\omega_k L i_d$. Por lo tanto, los términos de desacoplamiento deben incluirse en (33) y (34) para regular las corrientes de red i_d e i_q , como se indica en la Figura 4.19. La salida del desacoplador son las referencias de las tensiones del convertidor v_{od}^* y v_{oq}^* .

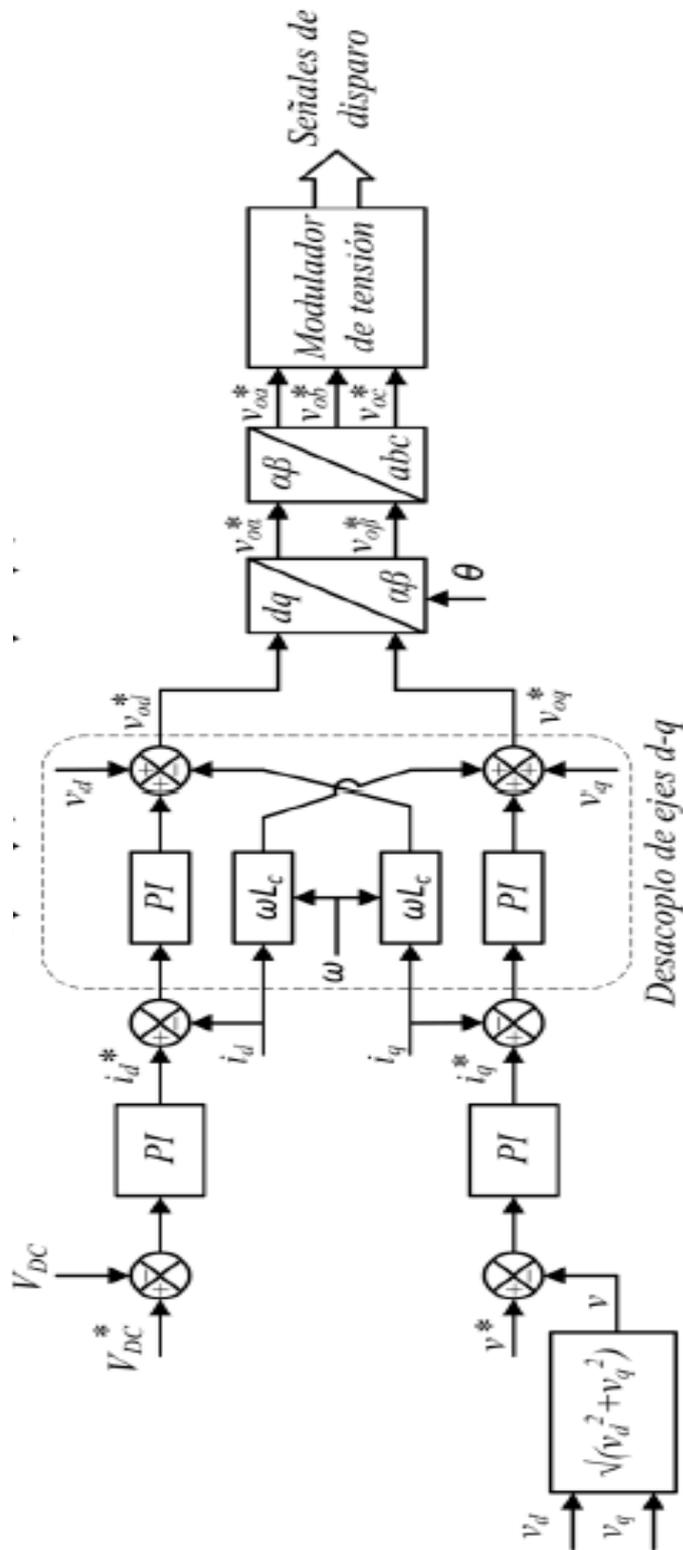


Figura 4.18. Lazo de control para el control en fuente de tensión

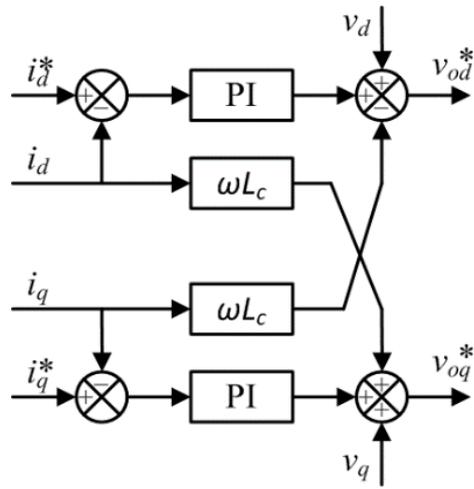


Figura 4.19. Desacoplo de las ecuaciones del regulador de corriente

4.6. Inversor para modo aislado de red

4.6.1. Análisis de la red aislada

Como se ha mencionado en la introducción del Capítulo 2: Presentación de Micro Redes y Smart Grids, las Micro Redes pueden operar tanto conectadas a la red como en modo aisladas. Además, la Micro Red puede cambiar entre estos dos modos [31].

El modo isla no tiene por qué ser una configuración preestablecida. Es decir, la desconexión de la Micro Red de la alimentación principal de red puede ocurrir de forma planificada o de forma no intencionada. Cuando es planificada, el aislamiento se produce por falta de una red de alimentación a la que conectarse en el entorno donde se desarrolla la Micro Red, por una reparación programada, o bien cuando la reducción de la fiabilidad de la red pone en peligro la operación de la Micro Red. El modo isla de forma no planificada, se produce en el caso de fallos o imprevistos por eventos desconocidos por la Micro Red.

El punto de partida para poder trabajar con Micro Redes aisladas será comprender las diferencias de funcionamiento entre la conexión a red y el modo isla. En la Tabla 4.4 se muestra una comparativa de ambos modos.

Repasando el concepto de Micro Red conectada, se ha explicado anteriormente que en este modo de funcionamiento el objetivo principal es la gestión de la energía. La red de alimentación es la que proporciona el voltaje y la frecuencia. Estos valores de tensión y frecuencia mantienen constantes y estables (excepto fallos de red) con la conexión de la Micro Red, y no es el objetivo estabilizarlos. El objetivo es la gestión de la energía, puesto que puede suceder que la red principal no aporte suficiente energía, o bien que se produzca un exceso de producción de energía en la Micro Red que puede ser devuelta a la red de alimentación. Para la gestión de la energía, se regula el intercambio de potencia activa y reactiva.

Sin embargo, para una Micro Red que trabaja en modo aislado, el objetivo principal deja de ser la gestión de la energía y pasa a ser la estabilización del voltaje y la frecuencia. Esto se debe a que ya no se está conectado a una red que mantiene estos valores estables. Los elementos conectados a la red son los que asumen el

control de los recursos, y cambia el enfoque de control. Los elementos deben controlar el voltaje y la frecuencia de la Micro Red, la compartición apropiada de la potencia entre todos los recursos, y gestionar los cambios en un tiempo rápido.

En el modo conectado a red, podía ocurrir que hubiera escasez o exceso de potencias activa y reactiva. Por el contrario, cuando se está en modo aislado, las potencias activa y reactiva generadas de forma interna en la Micro Red deben estar en equilibrio con la potencia demandada. Este equilibrio requiere la participación de todas las DG, ya que tienen una capacidad relativamente pequeña. Tienen que compartir la potencia entre ellos de tal manera que se impidan corrientes circulantes y tensiones térmicas adicionales que puedan causar daños al equipo.

En esta situación, hay dos métodos principales de control de las Micro Redes basados en inversores electrónicos: el control centralizado y el control descentralizado. Los métodos descentralizados son muchos más utilizados porque aumentan la fiabilidad del sistema y además permiten controlar generación distribuida que no esté conectada a un bus o adyacente entre sí, a diferencia de los métodos centralizados.

	Micro Red conectada	Micro Red aislada
Causas	Planificada	Planificada: falta de red de alimentación, reparación programada, red no fiable. No planificada: fallos e imprevistos
Objetivo	Gestión de la energía	Estabilización del voltaje y la frecuencia
Voltaje y frecuencia	Red de alimentación	Micro Red
Control	Potencia activa y reactiva	Voltaje y frecuencia Potencia compartida entre los recursos
Generación de potencia activa y reactiva	Puede ocurrir exceso o defecto	En equilibrio

Tabla 4.4. Comparativa Micro Red conectada y en modo isla

En el control descentralizado, se encuentran enfoques de control como el basado en agente, el control de voltaje en modo deslizante, y el control de caída o Droop Control. Este último enfoque de control es el más utilizado y es el que se va a desarrollar a continuación.

4.6.2. Método Droop Control: conexión en paralelo de inversores

En método de Droop Control o método de caída, las fuentes de la Micro Red tienen la capacidad de ser “Plug-and-play”⁶. Es decir, puedes ser añadidos a la Micro Red sin necesidad de configuración específica, la Micro Red se encarga de configurarlos y equilibrarse [31].

Utilizando las curvas de caída de tensión y frecuencia, todos los recursos pueden compartir la potencia entre ellos sin requerir ningún enlace de comunicación. Por lo tanto, el voltaje y la frecuencia de los buses de la Micro Red se pueden controlar sin costo alguno para los sistemas de comunicación. Aunque el método Droop no garantiza una amplitud y frecuencia constantes para las Micro Redes, la eliminación del enlace de comunicación hace que este método sea más atractivo.

En método de Droop Control o método de caída, las fuentes de la Micro Red tienen la capacidad de ser “Plug-and-play”⁷. Es decir, puedes ser añadidos a la Micro Red sin necesidad de configuración específica, la Micro Red se encarga de configurarlos y equilibrarse [31].

Utilizando las curvas de caída de tensión y frecuencia, todos los recursos pueden compartir la potencia entre ellos sin requerir ningún enlace de comunicación. Por lo tanto, el voltaje y la frecuencia de los buses de la Micro Red se pueden controlar

⁶ El término Plug and Play o PnP (en castellano, “conectar y usar”), es una expresión inglesa que se ha popularizado por su utilización en la informática. Se refiere a la capacidad de un sistema informático de configurar automáticamente los dispositivos al conectarlos.

⁷ El término Plug and Play o PnP (en castellano, “conectar y usar”), es una expresión inglesa que se ha popularizado por su utilización en la informática. Se refiere a la capacidad de un sistema informático de configurar automáticamente los dispositivos al conectarlos.

sin costo alguno para los sistemas de comunicación. Aunque el método Droop no garantiza una amplitud y frecuencia constantes para las Micro Redes, la eliminación del enlace de comunicación hace que este método sea más atractivo.

En el método de control descentralizado, cada fuente de energía distribuida (generación o almacenamiento) opera de manera independiente utilizando señales locales medidas. Como resultado, ninguna fuente es la referencia y todas las fuentes están a un solo nivel de control. Por lo tanto, eliminar o agregar una fuente no crea perturbaciones en otras operaciones de origen.

Este método requiere que todos los recursos sean fuentes de energía gestionables. Esto se refiere a fuentes de electricidad que se pueden activar y desactivar, o pueden ajustar su potencia según la necesidad. Las fuentes de energía renovable eólica y solar fotovoltaica son fuentes no gestionables, puesto que tanto el sol como el viento no se pueden controlar por los operadores. Para solucionar este hecho, se asigna a ellos un elemento de almacenamiento de energía.

Los fundamentos del Droop Control se pueden describir considerando un circuito equivalente de un inversor de fuente de voltaje (VSI) conectado a un bus de corriente alterna. Tanto las fuentes de tensión continua de la Micro Red (como los paneles solares y las baterías), como las fuentes de alterna (como la turbina eólica), se convierten posteriormente en una señal de CA por medio del inversor en fuente tensión VSI [32].

El VSI se conecta a la red a través de una inductancia. Es capaz de controlar la fase y la magnitud de su voltaje de salida, que es el objetivo principal que se ha desarrollado para el modo isla. También, a partir de la tensión del sistema E y de la reactancia X de la inductancia, puede determinar la potencia activa P y la potencia reactiva Q que fluye desde la fuente hasta la Micro Red, como se podrá comprobar con las ecuaciones (46).

Para este propósito, se supone que VSI produce voltaje en la salida como lo hace un generador síncrono. Esta tensión se puede considerar como $E\angle\delta$ representada en la Figura 4.20.

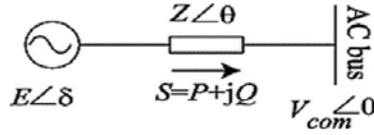


Figura 4.20. Esquema de un inversor conectado a una Micro Red para Droop Control

En este esquema, Z es la suma de la impedancia de salida del inversor y la impedancia de la línea. La potencia aparente entregada al bus AC común se calcula en (35):

$$S = V_{com} I^* = \frac{V_{com} E \angle(\theta - \delta)}{Z} - \frac{V_{com}^2 \angle \theta}{Z} \quad (35)$$

Como resultado, mediante la separación de componentes reales e imaginarios, los poderes activos y reactivos se pueden calcular mediante (36):

$$P = \frac{V_{com} E}{Z} \cos(\theta - \delta) - \frac{V_{com}^2}{Z} \cos(\theta)$$

$$Q = \frac{V_{com} E}{Z} \sin(\theta - \delta) - \frac{V_{com}^2}{Z} \sin(\theta) \quad (36)$$

En Micro Redes de media tensión, la impedancia Z se considera casi puramente inductiva, por lo que las relaciones anteriores se pueden simplificar en (37):

$$P = \frac{V_{com} E}{X} \sin(\delta)$$

$$Q = \frac{V_{com} E}{X} \cos(\delta) - \frac{V_{com}^2}{X} \quad (37)$$

Si la diferencia de fase entre el voltaje de salida del inversor y el bus AC común, δ es lo suficientemente pequeño, entonces $\sin \delta \cong \delta$ y $\cos \delta \cong 1$.

Entonces, las características de caída de voltaje y frecuencia se extraen para ajustar la tensión y la frecuencia de referencia VSI de acuerdo con la ecuación (38):

$$\omega = \omega^* - D_p(P - P^*)$$

$$E = E^* - D_Q(Q - Q^*) \quad (38)$$

La Figura 4.21 representa estas relaciones.

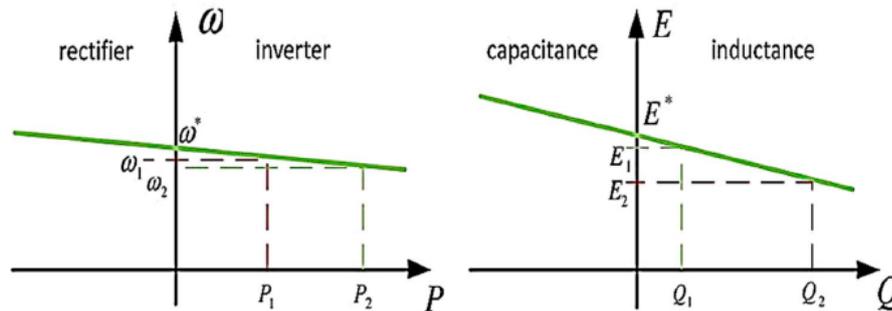


Figura 4.21. Diagrama de las características de Droop Control

En estas ecuaciones, E^* y ω^* son la tensión nominal de salida del inversor y frecuencia en condiciones sin carga, respectivamente. E , ω son el voltaje y la frecuencia calculados para los bucles de control interno. P y Q son las potencias activa y reactiva y P^* , Q^* son las potencias activa y reactiva de referencia, respectivamente. D_p , D_Q son los coeficientes de caída. Estos coeficientes deben establecerse de manera apropiada. Para establecer estos coeficientes, se debe considerar la capacidad del inversor y la desviación máxima aceptable para la amplitud y la frecuencia del voltaje.

Las deficiencias del método Droop convencional se hicieron evidentes gradualmente y se publicaron numerosos artículos para eliminar estos defectos y mejorar este método. Al mismo tiempo, es imposible un enfoque completamente descentralizado debido al fuerte acoplamiento entre las operaciones de varias unidades en el sistema que requieren un nivel mínimo de coordinación que no puede lograrse solo mediante la recopilación de variables locales. Se puede lograr una solución intermedia entre esquemas de control completamente centralizados y totalmente descentralizados a través de un esquema de control jerárquico.

Capítulo 5:

Estudio teórico de los generadores de potencia

5.1. Introducción y clasificación

Los modelos de los aerogeneradores están basados en máquinas eléctricas rotativas síncronas y asíncronas o de inducción para su funcionamiento. Por eso, para facilitar la comprensión de los esquemas de Matlab, en este Capítulo se ha analizado de forma conceptual el funcionamiento de estos generadores.

La generación, transmisión y distribución de energía eléctrica se efectúa a través de sistemas trifásicos de corriente alterna en lugar de mediante sistemas monofásicos debido a [33]:

- Ahorro de material en equipos, líneas de transmisión y distribución.
- Posibilidad de generación de campos magnéticos rotantes, siendo éste el principio de funcionamiento de los motores.
- Generación de una potencia instantánea constante, lo que hace que los motores tengan una marcha más suave y silenciosa.

Una máquina rotativa (Figura 5.1) se compone de dos partes fundamentales: estátor (parte fija) y rotor (parte móvil). El rotor se coloca en la cavidad del estátor y constituye la parte rotativa de la máquina. El espacio que separa el estátor y el rotor se denomina entrehierro y es donde se crea el campo magnético que hace posible el medio de acoplamiento entre los sistemas eléctrico y mecánico [34].

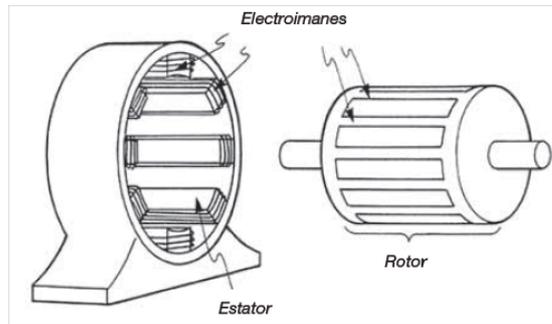


Figura 5.1. Estátor y rotor de una máquina rotativa

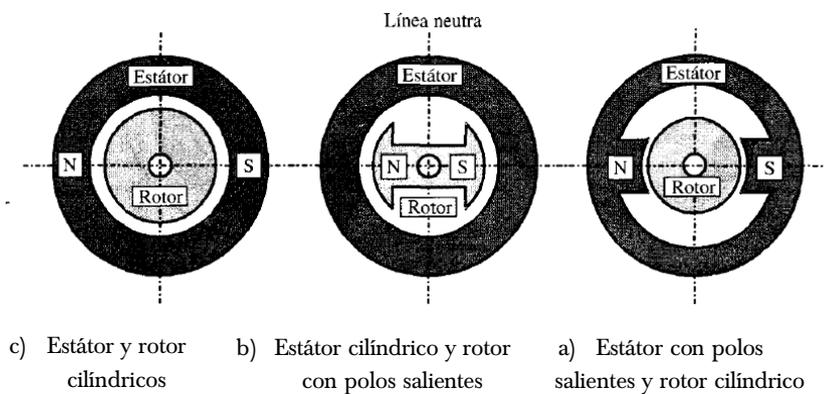
Las máquinas rotativas pueden clasificarse según dos criterios principales.

Criterio 1: características del flujo inductor.

a. Si el flujo inductor es constante, es decir, independiente del tiempo, indica que la frecuencia de la corriente que alimenta este devanado es $f_1=0$. En la máquina rotativa, esta condición da lugar a la expresión (39):

$$f_2 = \pm \frac{np}{60} \quad (39)$$

Es decir, la frecuencia del inducido es función directa de la velocidad del rotor. Normalmente, cuando el inductor está recorrido por una corriente continua, la máquina tiene una estructura física en forma de polos salientes, sobre los cuales van arrolladas las bobinas inductoras, como se observa en la Figura 5.2 en los apartados b) y c).



c) Estátor y rotor cilíndricos b) Estátor cilíndrico y rotor con polos salientes a) Estátor con polos salientes y rotor cilíndrico

Figura 5.2. Configuraciones básicas de estátor-rotor

En esta clasificación se incluyen las máquinas:

- Máquina síncrona.
- Máquina de corriente continua.

b. Si el flujo inductor es variable, es $f_1 \neq 0$, se cumple para la máquina rotativa la expresión general (40):

$$f_2 = f_1 \pm \frac{np}{60} \quad (40)$$

En esta clasificación se incluyen las máquinas:

- Máquina asíncrona o de inducción.
- Motores de corriente alterna universales.

Criterio 2: dispositivo de conexión al circuito exterior.

a. Si la máquina tiene un inducido cuya unión con el circuito exterior se realiza por medio de conexiones fijas (caso en que el inducido está situado en el estátor) o por anillos (inducido en el rotor), la frecuencia en el circuito exterior definida por f_L es igual que la frecuencia del inducido f_2 , es decir se cumple (41):

$$f_L = f_2 \quad (41)$$

a.1. Para el caso de máquinas móviles con $f_1=0$, y a partir de (39), se cumple la expresión (42):

$$f_L = f_2 = \pm \frac{np}{60} \quad (42)$$

Que dan origen a la máquinas síncronas constituidas por el generador síncrono o alternador y el motor síncrono.

a.2. Para el caso de máquinas móviles con $f_1 \neq 0$, y a partir de (40), se cumple la expresión (43):

$$f_L = f_2 = f_1 \pm \frac{np}{60} \quad (43)$$

Que dan origen a la máquinas asíncronas o de inducción, constituidas por el generador asíncrono, el motor asíncrono, y los convertidores asíncronos.

Los casos que nos interesa tratar serán el generador síncrono y el generador asíncrono.

El esquema completo de clasificación se muestra a continuación en la Figura 5.4.

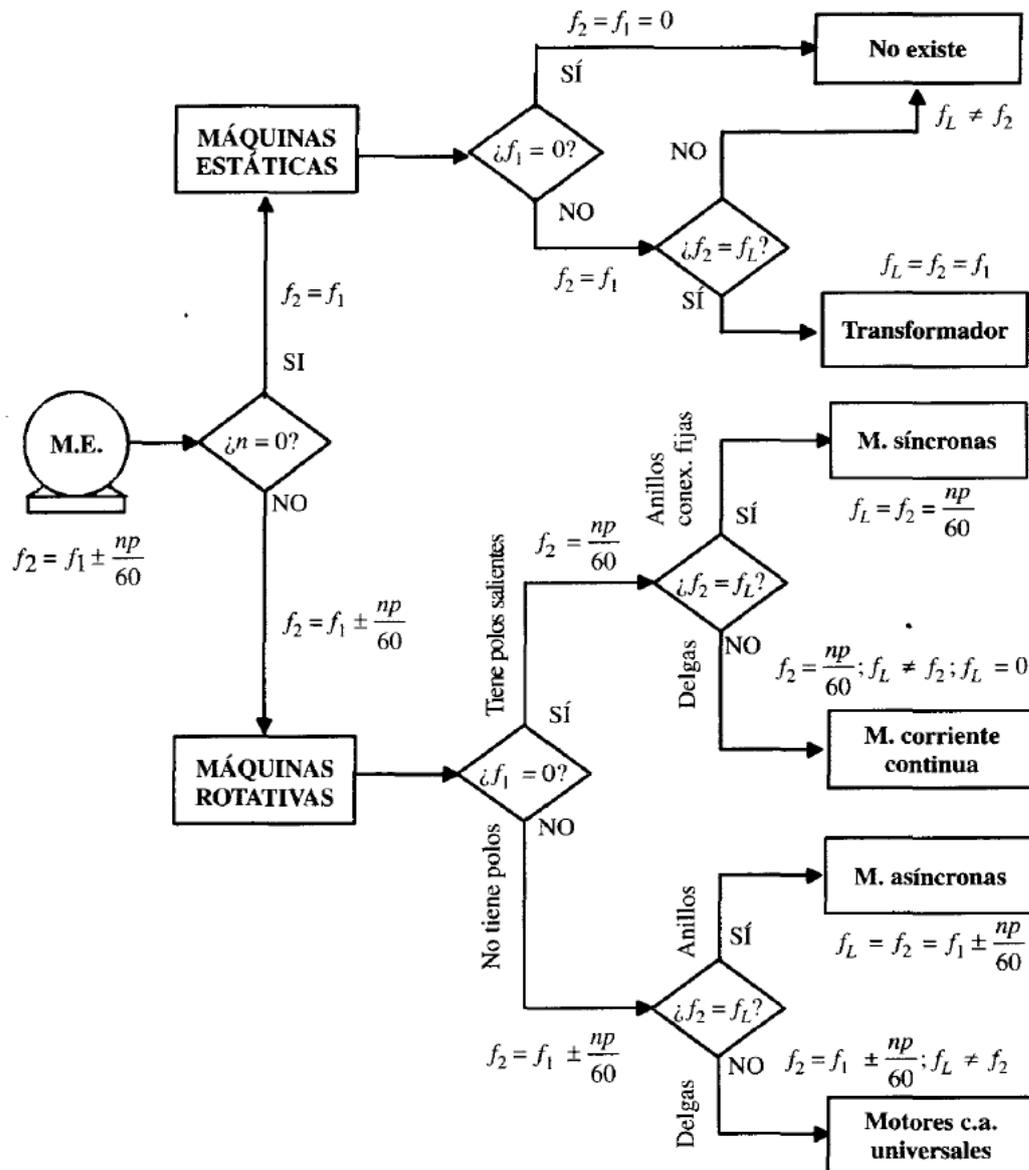


Figura 5.3. Cuadro de clasificación general de las máquinas eléctricas

La diferencia principal entre el motor eléctrico y el generador es que el motor eléctrico transforma energía eléctrica en energía mecánica por medio de interacción magnéticas. Por el contrario, el generador eléctrico transformará la energía mecánica en eléctrica manteniendo una diferencia de potencial eléctrico entre dos de sus puntos. Sin embargo, el principio constitutivo de la máquina será el mismo para ambos.

5.2. Generador síncrono o alternador

El generador síncrono consiste en un inductor alimentador por corriente continua, que se denomina devanado de excitación o campo, y suele colocarse en el rotor, alimentado por medio de dos anillos. El inducido normalmente es trifásico y suele colocarse en el estátor. El esquema que representa una máquina síncrona se muestra en la Figura 5.5.

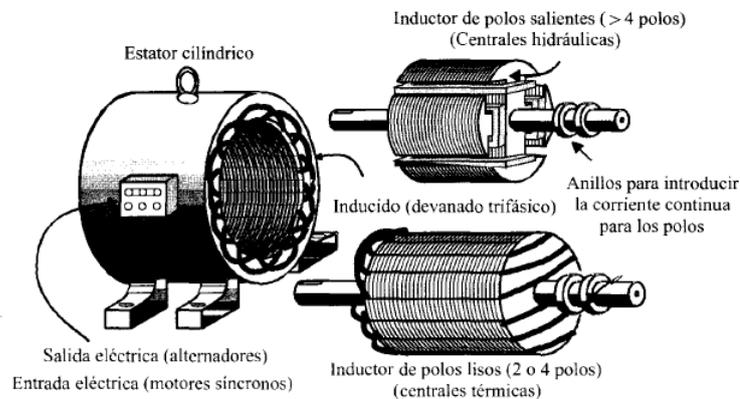


Figura 5.5. Tipos de máquinas síncronas

Como se trata de un generador, se introduce energía mecánica por el eje, y al aplicar corriente continua al inductor, se obtiene en el inducido una fuerza electromotriz de frecuencia f_2 que sigue la expresión (39), que se aplica a la carga. La corriente continua necesaria para alimentar el inductor se obtiene de una pequeña dinamo excitatriz, que está situada en el mismo eje de la máquina.

La frecuencia de carga f_L coincide con la del inducido y es directamente proporcional a la velocidad de acuerdo con (42). Se requiere que la frecuencia sea

una magnitud que debe mantenerse constante, para que sea posible el enlace entre las diversas centrales de un país.

El generador síncrono o alternador es la máquina generadora más importante que existe y la más utilizada, proporcionando la mayor parte de energía eléctrica que hoy se consume, tanto en centrales hidráulicas, térmicas, nucleares como en los grupos electrógenos acoplados a motores de combustión interna.

5.3. Generador asíncrono o de inducción

El generador asíncrono está constituido por un devanado inductor situado en el estátor por el que se introduce una corriente alterna de frecuencia f_1 . Cuando se trata de un generador trifásico, aparece un campo magnético giratorio cuya velocidad es (44):

$$n_1 = \frac{60f_1}{p} \quad (44)$$

El devanado inducido está en el rotor, y debe estar bobinado para el mismo número de polos que el devanado del estátor. En la Figura 5.6 se indica el esquema básico, donde se ha supuesto un arrollamiento trifásico en el rotor, cuyas salidas van a tres anillos, donde no se conecta una carga sino un reóstato de arranque. En la mayoría de los casos el rotor está formado por una serie de conductores puestos en cortocircuito por dos anillos extremos, formando un devanado que se conoce como jaula de ardilla.

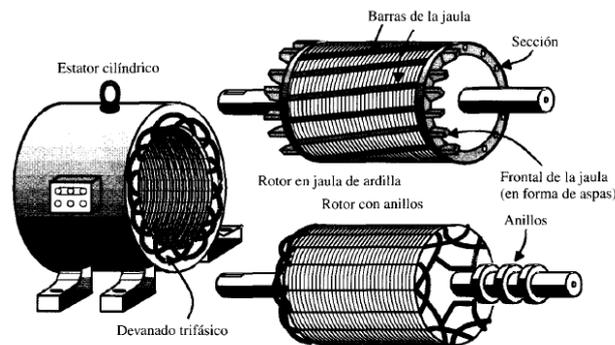


Figura 5.6. Tipos de máquinas asíncronas o de inducción

Esta máquina funciona como generador cuando girando a una velocidad $n < n_1$ se obliga a mover el rotor, por un medio exterior, a una velocidad superior a la de sincronismo y en su mismo sentido. Entonces, el deslizamiento se hace negativo y la máquina absorbe energía mecánica que se convierte en eléctrica. Esta energía se devuelve a la red por el estátor a frecuencia f_1 . La máquina trabaja entonces como generador, pero no se convierte en un sistema autónomo puesto que sigue siendo necesaria la red eléctrica de alimentación para suministrar la corriente de magnetización. Para realizar la autoexcitación de generadores asíncronos, existen procedimientos a base de condensadores.

Capítulo 6:

Simulaciones para el control del inversor

6.1. Introducción

Una vez realizado el estudio teórico del control de inversores, en este Capítulo se pretende trasladar estos conocimientos al entorno de Simulink, para poder comprender los esquemas necesarios para la simulación del control de los convertidores para los elementos de la Smart Grid.

En primer lugar, se analizarán los bloques de Simulink para la modulación por ancho de pulso PWM y para la modulación vectorial SVM. A continuación, se verá un esquema que modela las transformaciones de Clarke y Park.

Posteriormente, se estudiarán los esquemas para el control de inversión en conexión a red, mediante el control de corriente y el control de tensión. Finalmente, se tratará el inversor en modo aislado de red, con el método de Droop Control simple y mediante dos inversores en paralelo.

El listado completo de esquemas revisados es:

- Transformaciones_Clarke_Park.slx
- Control_Corriente_FuentesDC.slx
- Control_Corriente_PanelSolar.slx
- Control_Tension_PWM.slx
- Control_Tension_SVM.slx
- Droop_Control.slx
- Droop_Control_Inversores_Paralelo.slx

6.2. Bloques para modulación por ancho de pulso y vectorial

6.2.1. PWM Generador (2-Level)

Bloque



Este bloque genera pulsos para la modulación de ancho de pulso PWM, usando la topología de dos niveles. El bloque puede controlar dispositivos de conmutación (FETs, GTOs, o IGBTs) de tres tipos diferentes de convertidores:

- Inversor monofásico en semipunto (1 rama)
- Inversor monofásico en puente (2 ramas)
- Inversor trifásico (3 ramas)

La señal de referencia Uref input o moduladora es comparada con una señal portadora triangular simétrica. Cuando la referencia es mayor que la portadora, el pulso para el dispositivo de conmutación superior es nivel alto (1) y el pulso para el dispositivo de conmutación inferior es nivel bajo (0).

Para controlar un inversor monofásico en puente se puede seleccionar modulación PWM unipolar o bipolar.

- *Modulación unipolar*: cada rama es controlada de forma independiente. Se genera de forma interna una segunda señal de referencia al desplazar la señal de referencia original 180°. Consigue mejor forma de onda en alterna.
- *Modulación bipolar*: el estado del dispositivo de conmutación inferior de la segunda rama es el mismo que para el superior de la primera rama, y el estado del superior de la segunda rama es el mismo que para el inferior de la tercera rama (cruzados). Consigue que la variación de la tensión en modo común sea muy baja.

Tres técnicas para muestrear la señal de referencia U_{ref} , representadas en las gráficas de la Figura 6.1.

- *Natural*: modela el comportamiento de una implementación analógica del PWM.
- *Muestreado regular asimétrico*: U_{ref} puede muestrearse dos veces tanto en el valle como en el pico de la portadora.
- *Muestreado regular simétrico*: U_{ref} puede muestrearse una vez en el valle de la portadora.

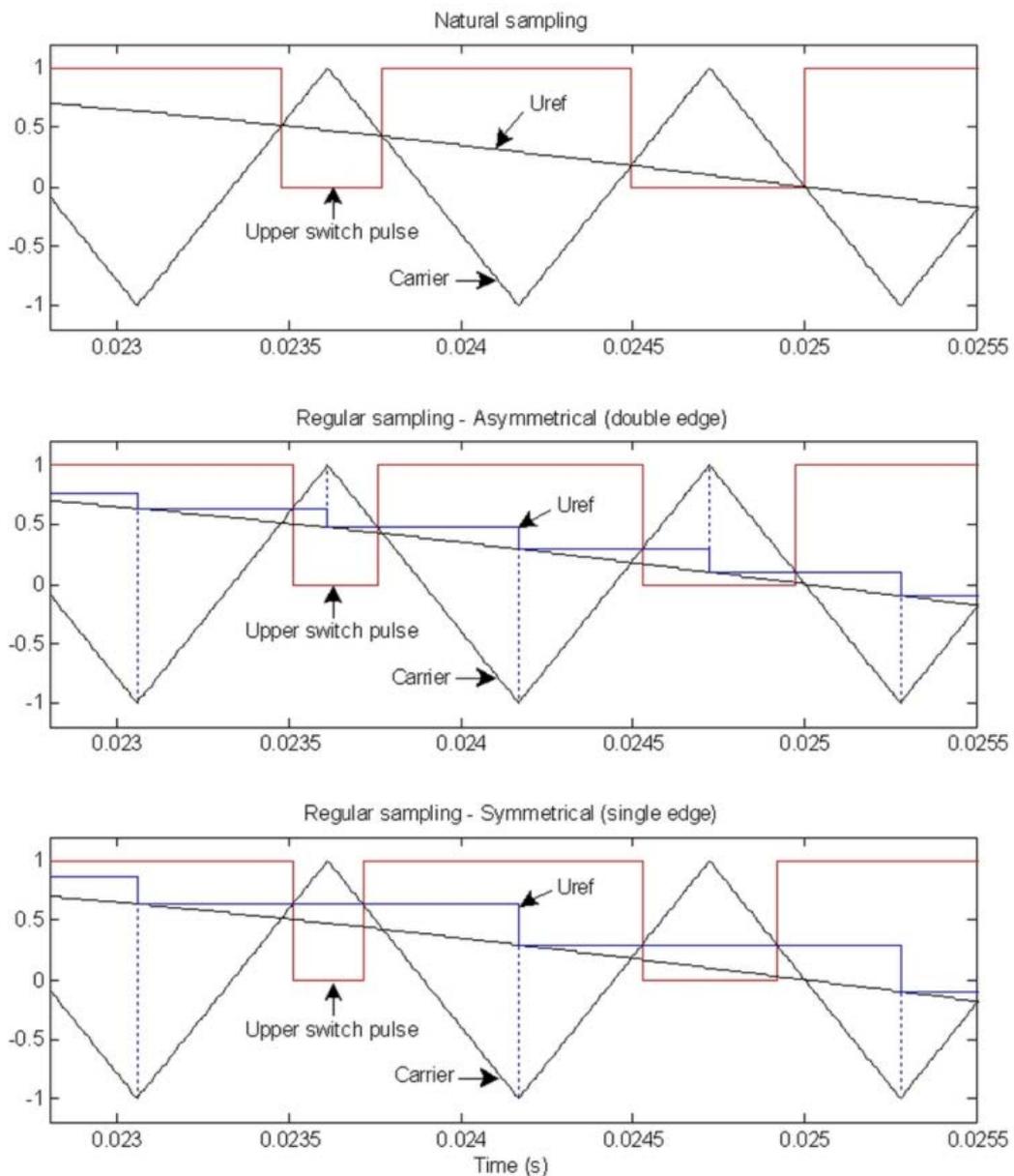
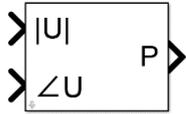


Figura 6.1. Técnicas de muestreo de la señal de referencia U_{ref}

6.2.2. SVPWM Generator (2-Level)

Bloque



El bloque genera pulsos para convertidores DC/AC trifásicos de dos niveles usando el método de modulación de ancho de pulsos de vector espacial.

Los interruptores del convertidor están representados por el siguiente circuito equivalente de la Figura 6.2.

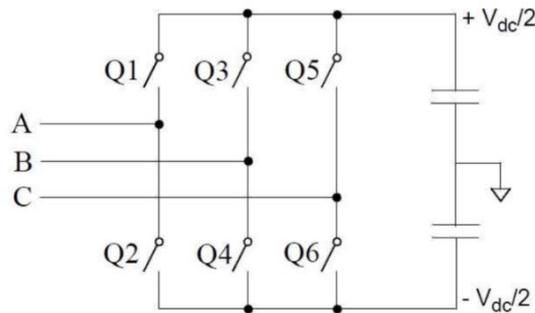


Figura 6.2. Circuito equivalente de los interruptores del convertidor

El objetivo del método SVPWM es aproximar el vector de la tensión de referencia, U_{ref} , instantáneamente combinando los estados de los interruptores correspondientes al espacio de vectores de base de la Figura 6.3.

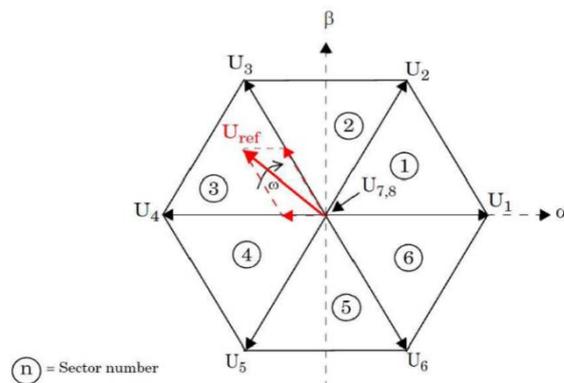


Figura 6.3. Espacio de vectores de base

Por cada periodo PWM, el vector de referencia U_{ref} es promediado usando sus dos vectores adyacentes del espacio de vectores (U_3 y U_4 en la imagen) para una cierta duración de tiempo y el vector nulo (U_7 o U_8) para el resto del periodo, según la Tabla 6.1.

Vector	Q1	Q3	Q5
U_1	1	0	0
U_2	1	1	0
U_3	0	1	0
U_4	0	1	1
U_5	0	0	1
U_6	1	0	1
U_7	0	0	0
U_8	1	1	1

Tabla 6.1. Tabla de valores de los vectores adyacentes

El bloque implementa dos patrones simétricos de cambio:

- *Patrón 1:* cada canal PWM cambia dos veces por cada periodo. Software-Determined.
- *Patrón 2:* cada canal PWM se mantiene constante para el periodo completo. Hardware-Determined. Cambia menos veces que para el patrón 1, por lo tanto, hay menos pérdidas por conmutación.

6.3. Transformaciones de Clarke y Park

6.3.1. Esquema “Transformaciones Clarke Park”

En el esquema de la Figura 6.4, se parte de una fuente trifásica que nos genera una tensión V_{abc} de red fase a fase eficaz de 2165 V a 50 Hz. El modelo realiza las transformada de Clarke y de Park de esta tensión de red, con los bloques abc_ab y alfabeta_dq, respectivamente.

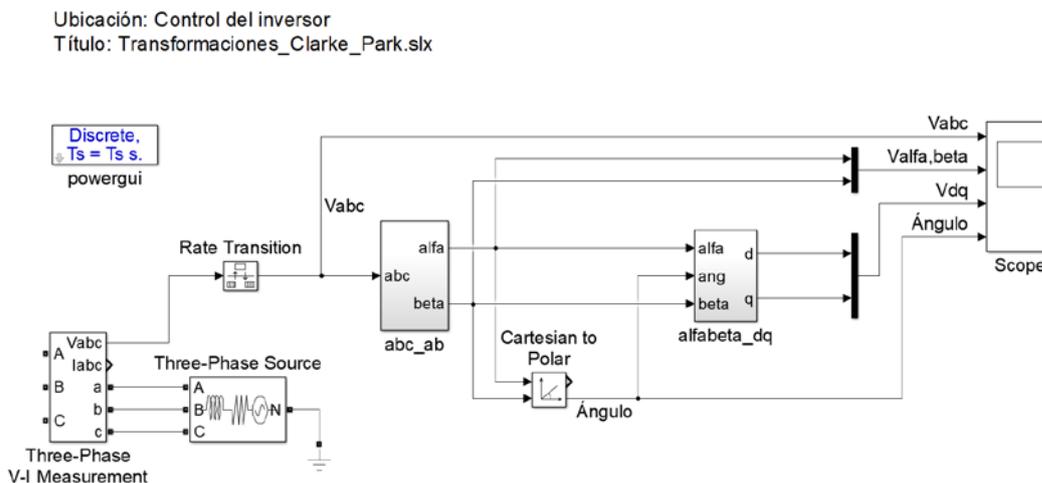


Figura 6.4. Esquema de Simulink: Transformaciones Clarke Park

El bloque Rate Transition se utiliza para manejar la transferencia de datos entre puertos que operan a diferentes velocidades. En este caso el modelo se discretiza con un tiempo de muestro de 5 μ s, y los bloques de las transformada utilizan un tiempo de 125 μ s, por lo que se transforma la señal V_{abc} mediante el Rate Transition utilizado como Mantenedor de Orden Cero.

El bloque Cartesian to Polar se utiliza porque la transformada de Park necesita el ángulo en coordenadas polares entre las componentes fijas (alfa y beta) y las nuevas componentes móviles (d y q), según las ecuaciones (26)(27) y como se puede observar en la Figura 4.10.

Los resultados de la simulación son los mostrados en la Figura 4.12.

6.4. Inversor para conexión a red

6.4.1. Control de corriente

6.4.1.1. Esquema “Control Corriente FuentesDC”

En este esquema (Figura 6.5) se tiene como objetivo la estabilización de la red mediante el control del inversor por el método de control por corriente descrito en el apartado 4.5.1. Control de corriente.

La red a regular consiste en dos fuentes de tensión DC en serie de 250 V cada una, conectadas a una fuente de tensión trifásica de $220V_{\text{rms}}$ fase a fase a 50 Hz, a través de un inversor modelado como puente universal.

Para controlar el inversor mediante fuente de corriente, necesitamos regular la potencia activa y reactiva a partir de la tensión v_d y de las corrientes i_d e i_q , según las ecuaciones (28) y (29).

Para obtenerlas a partir de V_{abc} e I_{abc} , se utilizan los bloques `abc_ab` y `ab_dq` que modelan las transformaciones de Clarke y Park descritas en el apartado 4.4. Transformaciones de Clarke y Park. Finalmente, se calculan los valores de P y Q.

Los resultados de la simulación para la corriente I_{abc} en I_{alfa} e I_{beta} se muestran a continuación, en la Figura 6.6.

Una vez obtenidas las potencias P y Q, se comparan con un valor de referencia P^* y Q^* . En este esquema los valores de referencia han sido escogidos de 350 W para ambas potencias, y se trata seguir a esta señal de referencia mediante un controlador PI.

Una de las tareas más importantes para el correcto funcionamiento del esquema, será el ajuste de los bloques PI. En primer lugar, es necesario comprobar si los valores de referencia de P y Q deben ser valores positivos o negativos. En segundo lugar, elegir unas constantes del bloque PI que consigan el control.

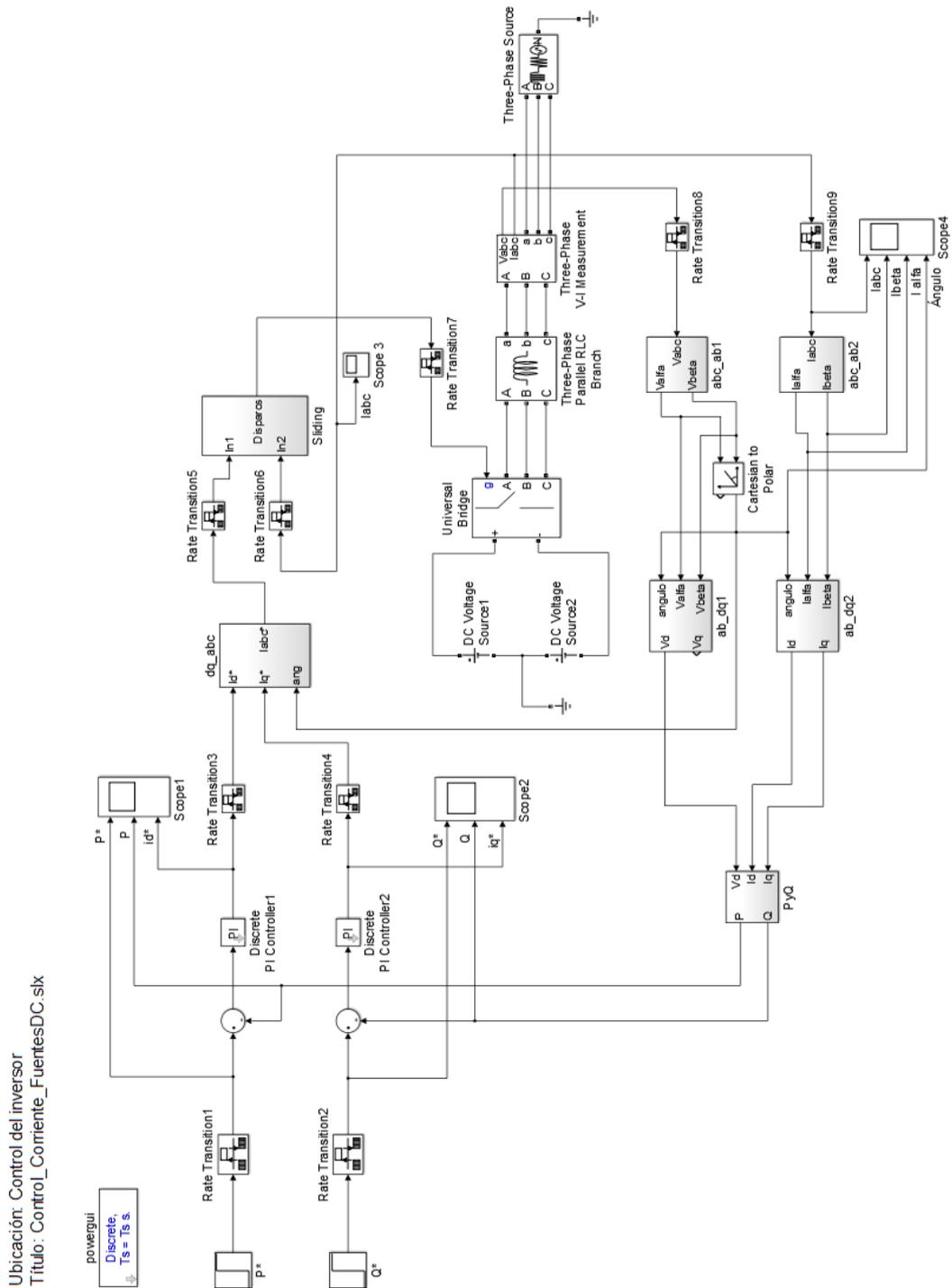


Figura 6.5. Esquema de Simulink: Control Corriente FuentesDC

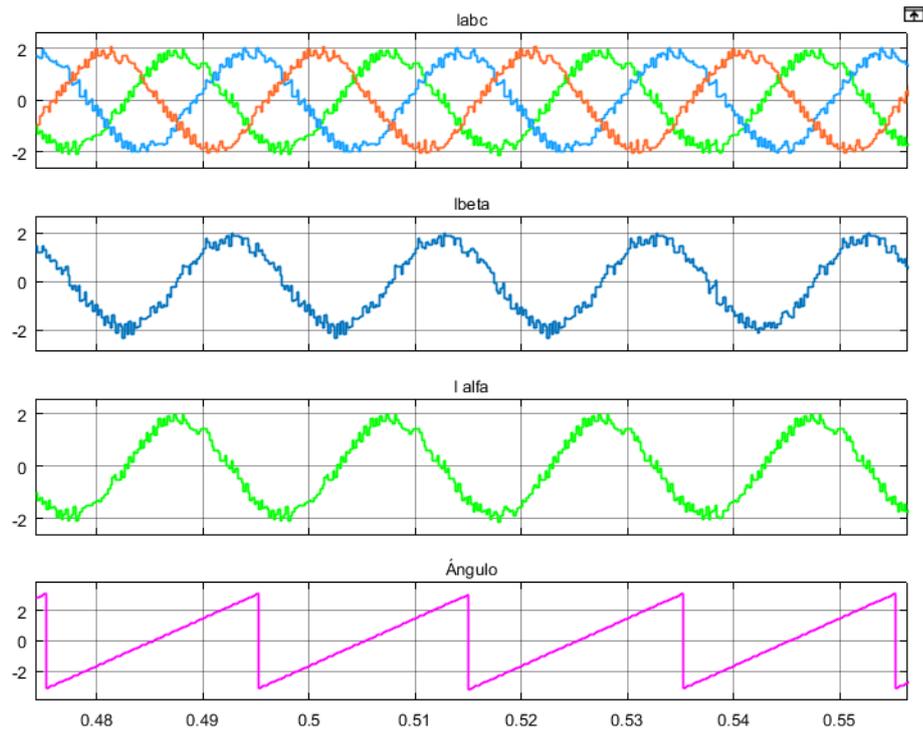


Figura 6.6. Corriente de fase en componentes alfa y beta obtenidas a partir de las componentes abc, y ángulo de la transformación.

A partir de las ecuaciones (28) y (29), se puede deducir si los valores de las constantes del PI tienen que ser negativos o positivos.

Para la potencia activa P , si la diferencia con la referencia P^* es positiva, querrá decir que P^* es mayor que P y por lo tanto que se necesita entregar más potencia al inversor para llegar al valor de la referencia. Por lo tanto, los valores k_p y k_i deben ser positivos, porque se pretende aumentar la corriente i_d (i_d^* de referencia mayor) para entregar más potencia al inversor.

El mismo razonamiento se aplica a la potencia reactiva Q , que como se relaciona de forma inversamente proporcional con i_d , implica que sus valores de las constantes k_p y k_i serán negativos.

Se establece como criterio general la relación $k_i = 1000k_p$. Los valores finales proporcional y derivativo son $k_p = 5 \cdot 10^{-5}$ y $k_i = 0.05$ para el PI que controla la potencia activa P , y $k_p = -5 \cdot 10^{-5}$ y $-k_i = 0.05$ para el PI de la potencia reactiva Q . En las gráficas correspondientes a Scope1 y Scope2 de la Figura 6.7, se

puede observar el seguimiento de los valores P y Q a las referencias P^* y Q^* y los i_d^* e i_q^* obtenidos.

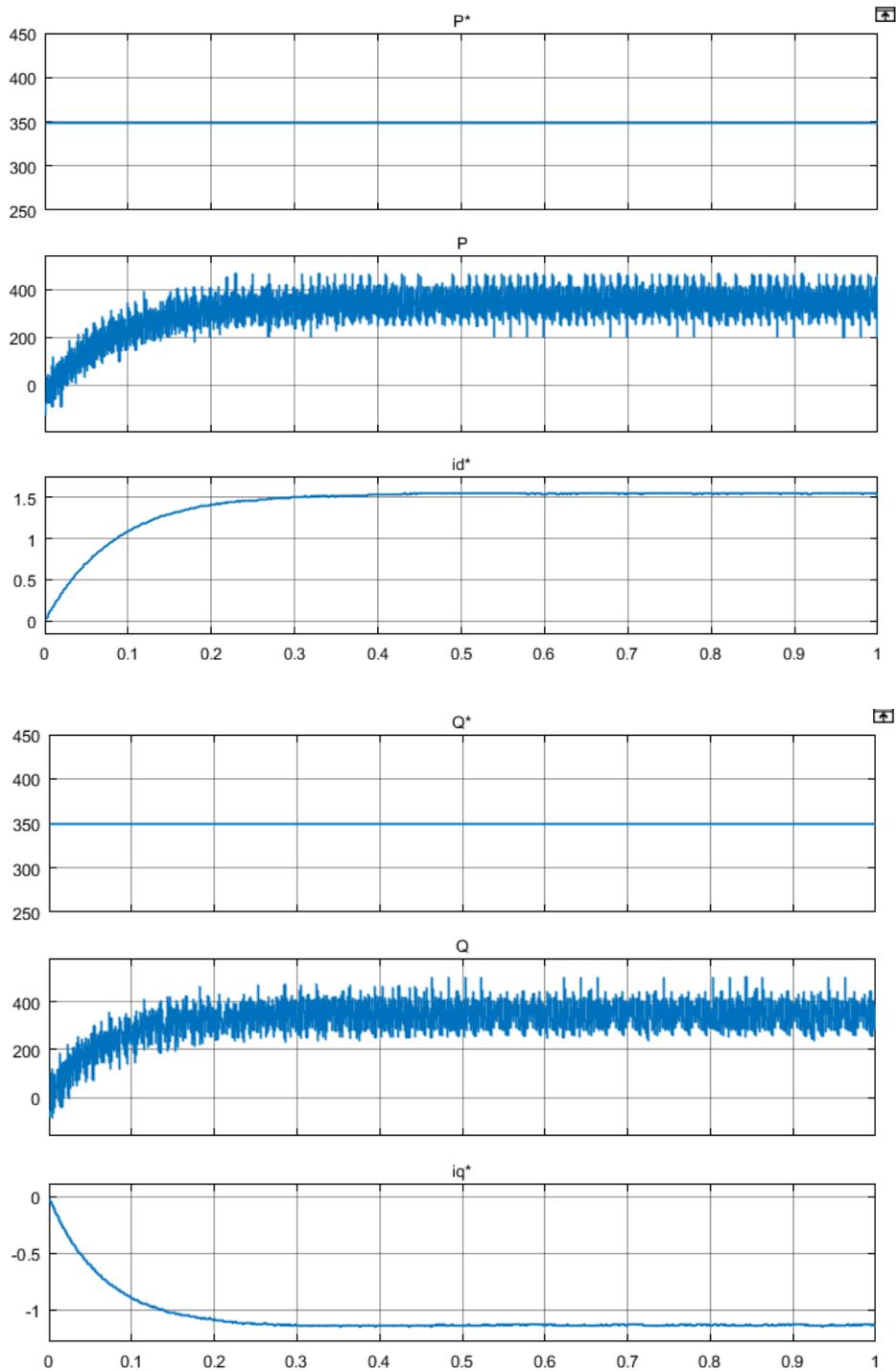


Figura 6.7. Seguimiento de las señales de potencia activa P y reactiva Q a sus referencias P^* y Q^* , y referencia de las corrientes i_d^* e i_q^* generadas por los PI.

Finalmente, las corrientes i_d^* e i_q^* obtenidas a partir de la regulación PI, se transforman en I_{abc}^* mediante las transformadas inversas de Clarke y Park. Esta corriente de fase obtenida como referencia se compara con la obtenida en el circuito mediante el controlador de histéresis explicado anteriormente en el apartado 4.5.1. Control de corriente, e ilustrado en la Figura 4.17.

El controlador por histéresis (bloque Sliding) es el que finalmente permite generar los disparos necesarios para controlar el inversor ideal de la red. En la Figura 6.8 se puede observar la señal de corriente I_{abc} delimitada por la banda de histéresis.

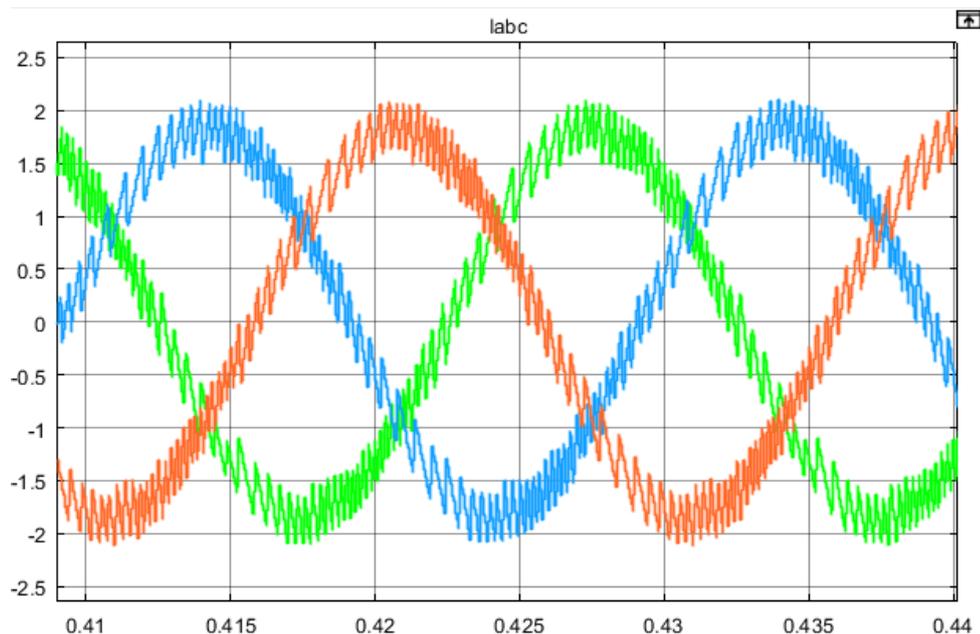


Figura 6.8. Banda de histéreis de la corriente de fase en componentes abc (I_{abc})

6.4.1.2. Esquema “Control Corriente PanelesSolares”

En primer lugar, se analizará cómo funciona una matriz fotovoltaica del entorno de Simulink.

El modelo de matriz fotovoltaica implementa una matriz construida de módulos fotovoltaicos conectados en serie y en paralelo, representada en la Figura 6.9. Permite modelar una variedad de módulos fotovoltaicos preestablecidos

disponibles en el NREL System Advisor Model⁸, así como también un módulo fotovoltaico definido por el usuario.

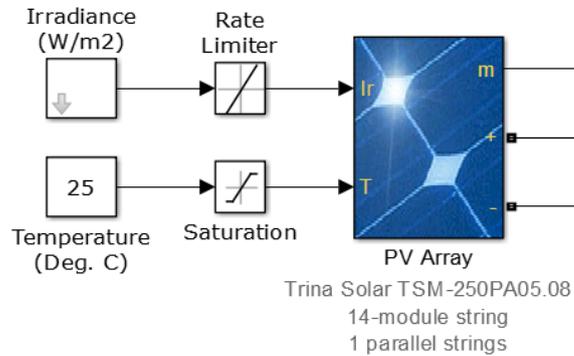


Figura 6.9. Matriz fotovoltaica de cadena de 14 módulos Trina Solar TSM-250 en serie

El bloque de matriz PV tiene dos entradas que le permiten suministrar datos variables de radiación solar (entrada I_r en W/m^2) y temperatura (entrada T en $^{\circ}C$).

Según los parámetros especificados para el módulo 1Soltech 1STCH-212-P escogido (Figura 6.10), se especifica que la tensión en circuito abierto es de 36.3 V. Como tenemos 10 módulos en serie, la tensión total que proporcione el bloque del panel solar será de 363 V. De igual forma, la corriente de cortocircuito se especifica en 7.84 A. Como hay 40 células en serie, la corriente total que proporcione el bloque en cortocircuito será de 313.6 A.

Con estos datos, se tiene una curva que relaciona la tensión con la corriente del panel solar y que podemos observar pulsando en Plot en la ventana de parámetros de la Figura 6.10. La curva se desplaza en el eje Y según varíe la irradiancia, y en

⁸ NREL son las siglas de National Renewable Energy Laboratory (Laboratorio Nacional de Energía Renovable). El Modelo de Asesor de Sistema (o System Advisor Model, SAM), es un modelo de rendimiento y financiero del NREL diseñado para facilitar la toma de decisiones a las personas involucradas en la industria de la energía renovable, como generantes de proyectos e ingenieros, analistas de políticas, desarrolladores e investigadores.

el eje X según varíe la temperatura; siendo los valores predeterminados de 1 kW/m^2 y de $25 \text{ }^\circ\text{C}$. Se muestran estas gráficas del panel solar en la Figura 6.11.

Parameters		Advanced
Array data		
Parallel strings	40	
Series-connected modules per string	10	
Module data		
Module:	1Soltech 1STH-215-P	
<input type="checkbox"/> Plot I-V and P-V characteristics when a module is selected		
Maximum Power (W)	Cells per module (Ncell)	
213.15	60	
Open circuit voltage Voc (V)	Short-circuit current Isc (A)	
36.3	7.84	
Voltage at maximum power point Vmp (V)	Current at maximum power point Imp (A)	
29	7.35	
Temperature coefficient of Voc (%/deg.C)	Temperature coefficient of Isc (%/deg.C)	
-0.36099	0.102	
Model parameters		
Light-generated current IL (A)		
7.8649		
Diode saturation current IO (A)		
2.9259e-10		
Diode ideality factor		
0.98117		
Shunt resistance Rsh (ohms)		
313.3991		
Series resistance Rs (ohms)		
0.39383		

Display I-V and P-V characteristics of ...

array @ 1000 W/m2 & specified temperatures

T_cell (deg. C) [45 25]

Plot

Figura 6.10. Ventana de parámetros para el modelo Soltech 215

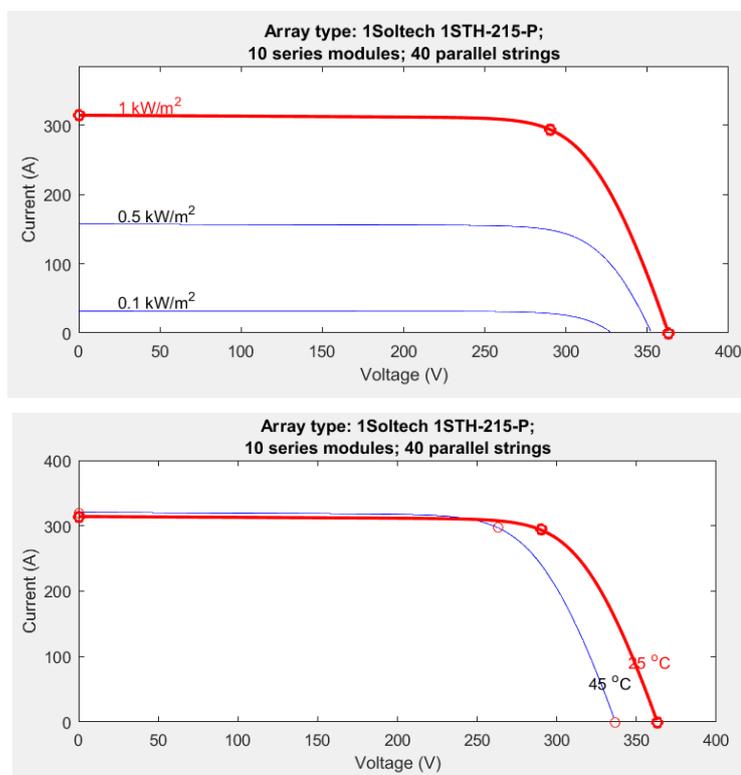


Figura 6.11. Gráficas V-I para el panel solar según irradiancia y temperatura

De esta forma, se cumple la relación de la ley de Ohm $V = I \cdot R$ y para distintos valores de carga R , se seguirá la curva correspondiente. Primero se controlará con una irradiancia constante, y después se observará la respuesta ante un cambio en la irradiancia.

Para la conexión al inversor, es necesario introducir un condensador en paralelo, para poder controlar la tensión de entrada al inversor. Se ha escogido un condensador de 3 mF con un valor de tensión inicial de 500 V, para que se comporte de forma similar a las baterías que aportaban 500 V a la entrada en el esquema visto en el apartado anterior 6.4.1.1. Esquema “Control Corriente FuentesDC”.

Controlando la tensión de la rama del condensador, se puede regular cómo se reparte la potencia que aporta el panel solar, y establecer por lo tanto la potencia que se está suministrando al inversor.

Se va a aplicar el método de control desarrollado a partir de la Figura 4.15, en el apartado 4.5.1. Control de corriente. En este método se explicaba que, si a la entrada del inversor se tenía un condensador, el lazo de control se realizaba sobre la tensión V_{DC} en lugar de sobre la potencia activa P del inversor. Por lo tanto, será necesario realizar el control sobre V_{DC} y no sobre P . El esquema que se ha elaborado para sustituir las baterías por los paneles solares se muestra a continuación en la Figura 6.13.

Según la gráfica para la potencia del panel solar de la Figura 6.12, observamos que la máxima potencia se aporta a una tensión de 300 V. Por lo tanto, se fijará el valor de referencia de V_{DC}^* en 300 V.

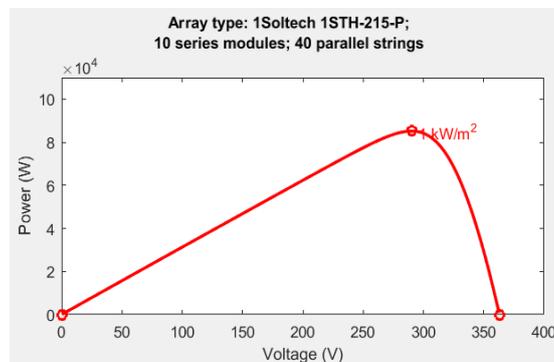


Figura 6.12. Gráfica P-V del panel solar para irradiancia de 1 kW/m²

Además, otro cambio con respecto al esquema con fuentes DC, es un cambio en la red. El panel solar puede proporcionar como máximo 363 V, como se ha explicado anteriormente. Como en el lado de continua tendremos aproximadamente la mitad de tensión que antes, se tiene que reducir la tensión de la parte alterna también a la mitad. Se reduce la tensión de bloque Three-Phase Source de $220 V_{\text{rms}}$ a $110 V_{\text{rms}}$.

Además, se tiene que reducir también el valor de la impedancia que se ha definido para la red, puesto que se ha pasado a trabajar con una red de menor tensión. Si la impedancia se mantiene en un valor demasiado alto, no se podrá seguir controlando la corriente en base a los nuevos valores, por las ecuaciones (45) y (46).

Se ha reducido el valor de la impedancia de red dividiéndolo por 100, para aumentar la corriente por la red.

$$\vec{V}_{inv} - \vec{V}_{red} = L \frac{d\vec{i}}{dt} \quad (45)$$

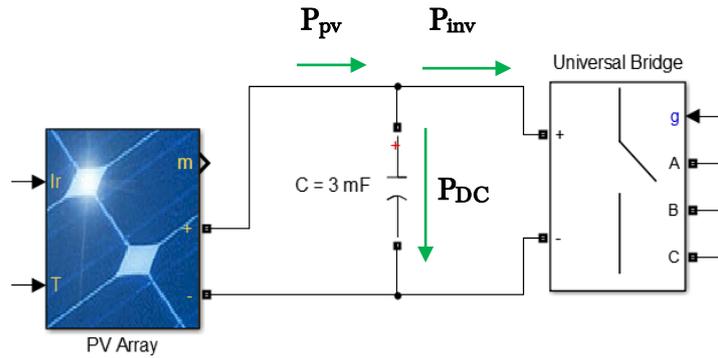
$$\vec{V}_{inv} - \vec{V}_{red} = L \frac{d\vec{i}}{dt} \quad (46)$$

Finalmente, se deben ajustar los valores de las constantes del PI. Para este nuevo lazo de control con V_{DC} , las constantes deben ser negativas.

Cuando la diferencia entre V_{DC}^* y V_{DC} sea positiva (estemos en un valor por debajo de la referencia), si los valores PI son positivos, aumentaremos la corriente i_d al inversor. Es decir, estamos proporcionando más potencia por el inversor.

Sin embargo, lo que se pretende es que disminuya la potencia entregada al inversor para obtener más potencia en la rama del condensador (ya que la potencia del panel solar se reparte entre el condensador y el inversor), y así la señal V_{DC} pueda aumentar hasta alcanzar a la referencia V_{DC}^* . Por lo tanto, las constantes PI deberán ser negativas en este caso. Este razonamiento se ilustra en la Figura 6.14.

Simulando el sistema, al revisar las gráficas con la configuración inicial, se observa que no se alcanza a la referencia con suficiente rapidez. Por lo tanto, se aumentan las constantes proporcional e integral hasta que se elimina este estado transitorio.



$$\text{Si } V_{DC}^* > V_{DC} \Rightarrow k_p, k_i < 0 \Rightarrow i_d \downarrow \Rightarrow P_{inv} \downarrow \Rightarrow P_{DC} \uparrow \Rightarrow V_{DC} \uparrow \Rightarrow V_{DC} = V_{DC}^* \checkmark$$

Figura 6.14. Justificación valores negativos de PI para lazo de control V_{DC}

Por ejemplo, multiplicando por mil los valores iniciales de las constantes, se obtiene la gráfica de la tensión de red para la Figura 6.16.

Para los valores $k_p = -0.5$ y $k_i = -500$, mejora de forma aceptable el estado transitorio. En las siguientes gráficas de la Figura 6.15 podemos ver el funcionamiento del PI sobre el control de V_{DC} . El tiempo de respuesta es de aproximadamente 0.05 segundos. En la Figura 6.16 se muestra la corriente.

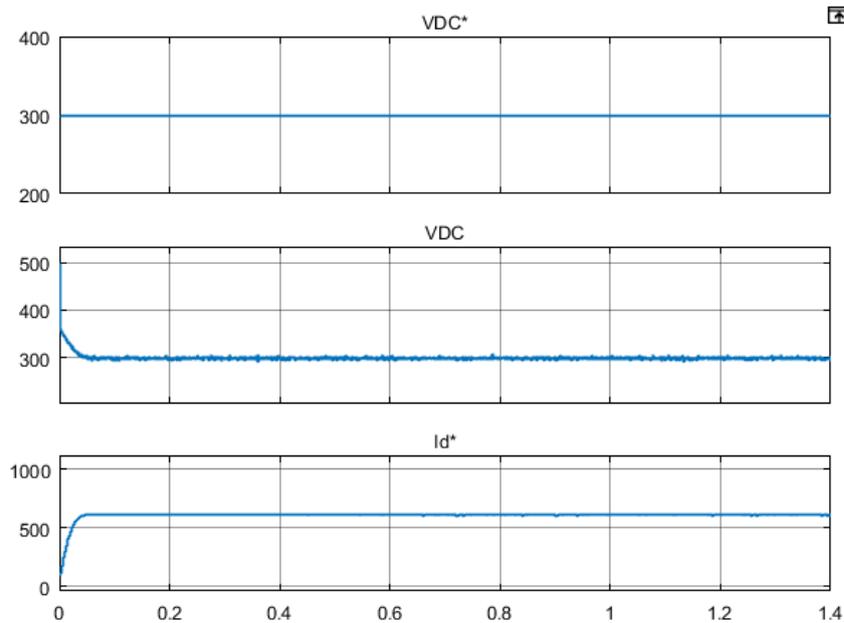


Figura 6.15. Funcionamiento del PI sobre V_{DC} para $k_p = -0.5$ y $k_i = -500$

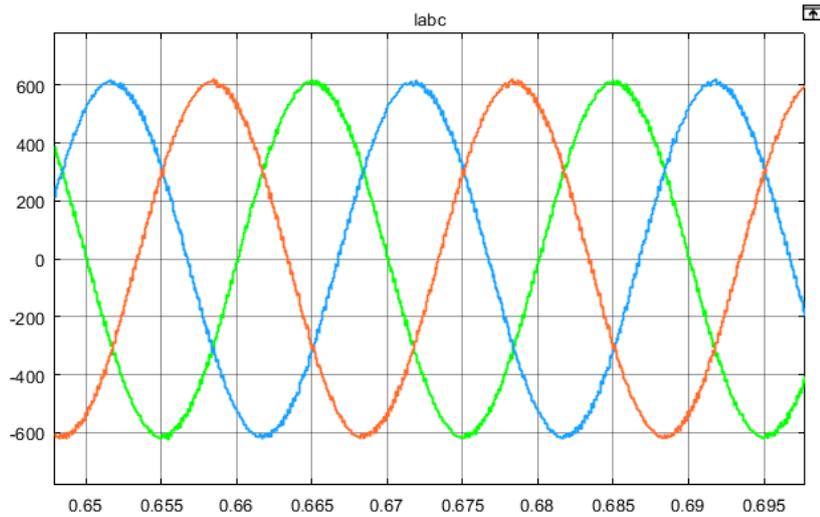


Figura 6.16. Corriente de red para $k_p = -0.05$ y $k_i = -50$

Para comprobar si se mantiene el control cuando hay cambios en la irradiancia, se introduce un escalón para el tiempo $t = 0.4$ s, en el que la irradiancia disminuye de 1000 W/m^2 a 200 W/m^2 .

Observando la corriente de red en la Figura 6.17, se aprecia que el cambio se realiza de forma muy rápida, formando una banda de corriente.

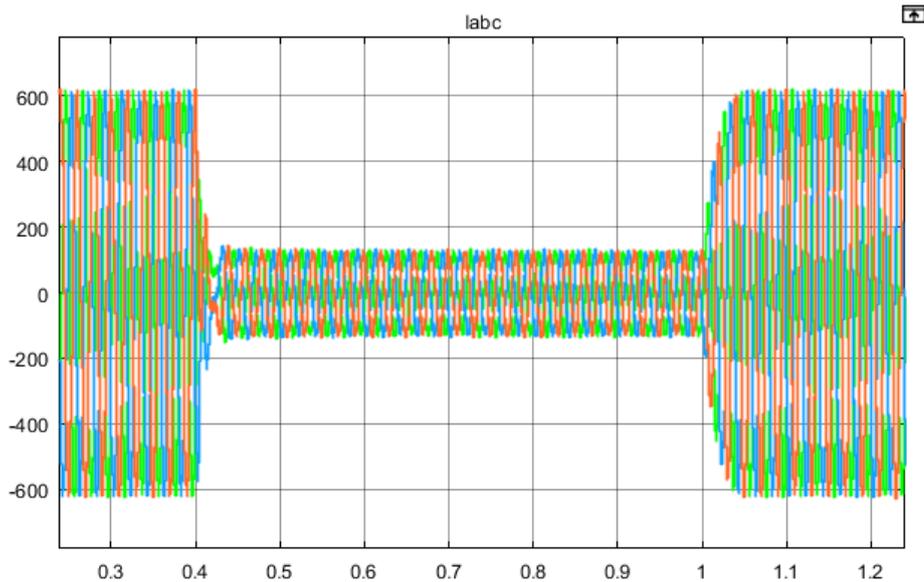


Figura 6.17. Corriente de red con un salto en la irradiancia

Finalmente, se prueba con el siguiente valor para las constantes del PI para el control de VDC: $k_p = -5$ y $k_i = -5000$, y mediante las gráficas de la Figura 6.18 para la señal VDC, se concluye que estos valores no permiten el correcto seguimiento de la referencia, puesto que aparece un rizado demasiado grande. En lugar de estar estables en el valor de 300 V, la señal va alternándose entre los 350 V y los 250 V.

Por lo tanto, los valores finales escogidos para el control PI son los anteriores, de $k_p = -0.5$ y $k_i = -500$.

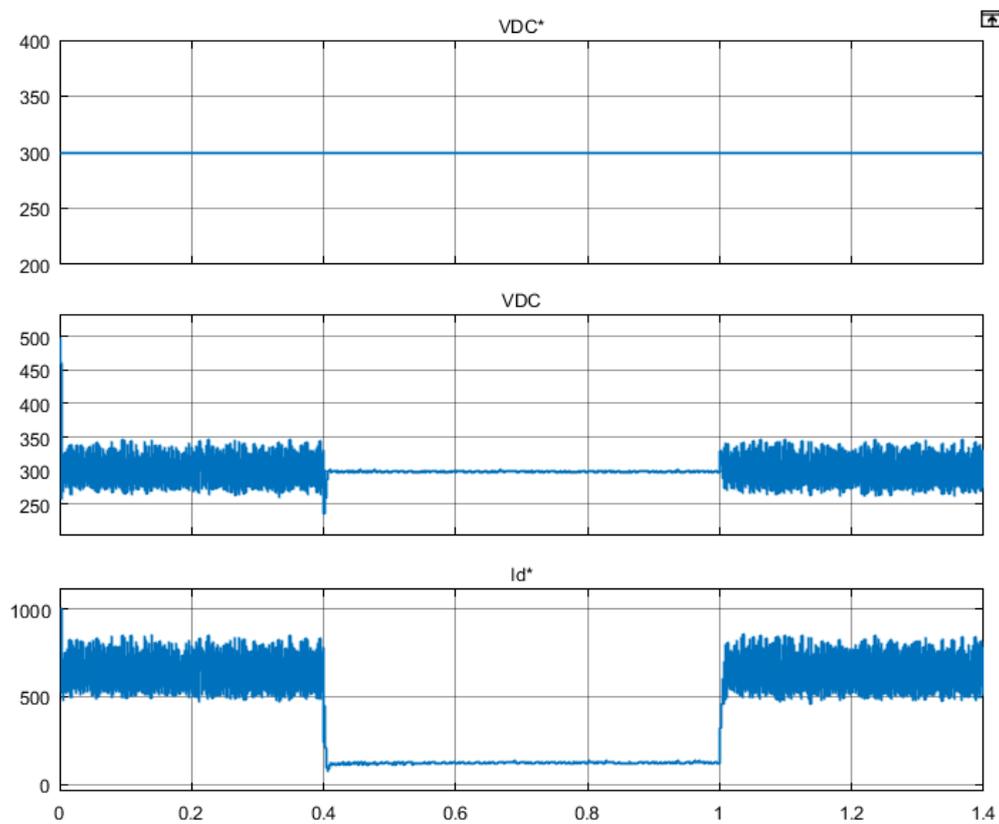


Figura 6.18. Funcionamiento del PI para $k_p = 5$ y $k_i = 5000$. Rizado de la tensión VDC

6.4.2. Control de tensión

6.4.2.1. Esquema “Control Tension PWM”

De nuevo, se tiene como objetivo la estabilización de la red mediante el control del inversor. En este caso, se utilizará el método de control por tensión descrito en el apartado 4.5.2. Control de tensión.

La red a regular también consiste en dos fuentes de tensión DC en serie de 2 kV cada una. Están conectadas a una fuente de tensión trifásica de 2165 V_{rms} fase a fase a 50 Hz, a través de un inversor modelado como ideal. El control de este inversor se realiza con el bloque PWM Generator (2-Level) explicado en el apartado 6.2.1, que implementa el modulador por ancho de pulso senoidal PWM.

La principal diferencia con Esquema “Control Corriente FuentesDC”, será el lazo de control, pues ahora se realiza el control por tensión. El esquema desarrollado para esta función se muestra a continuación, en la Figura 6.19.

En primer lugar, se necesita obtener las referencias i_d^* e i_q^* para el control por tensión. Esto se realiza en el subsistema Control de P y Q, de forma análoga a la que se ha visto para el control por corriente.

A continuación, se desarrolla el lazo de control por tensión basado en las ecuaciones (33) y (34). Este lazo de control es recogido en el subsistema Lazo de control por tensión.

Finalmente, la referencia de V_{abc}^* obtenida a partir del control por tensión, es enviada al bloque inicial Conexión DC e inversor, pues serán las señales de referencia para la generación de los pulsos del PWM.

Una vez establecidos los valores de las constantes de control de los PI y comprobado el correcto funcionamiento de las referencias y los lazos de control, se obtiene como resultado las gráficas de tensión y corriente de la Figura 6.20

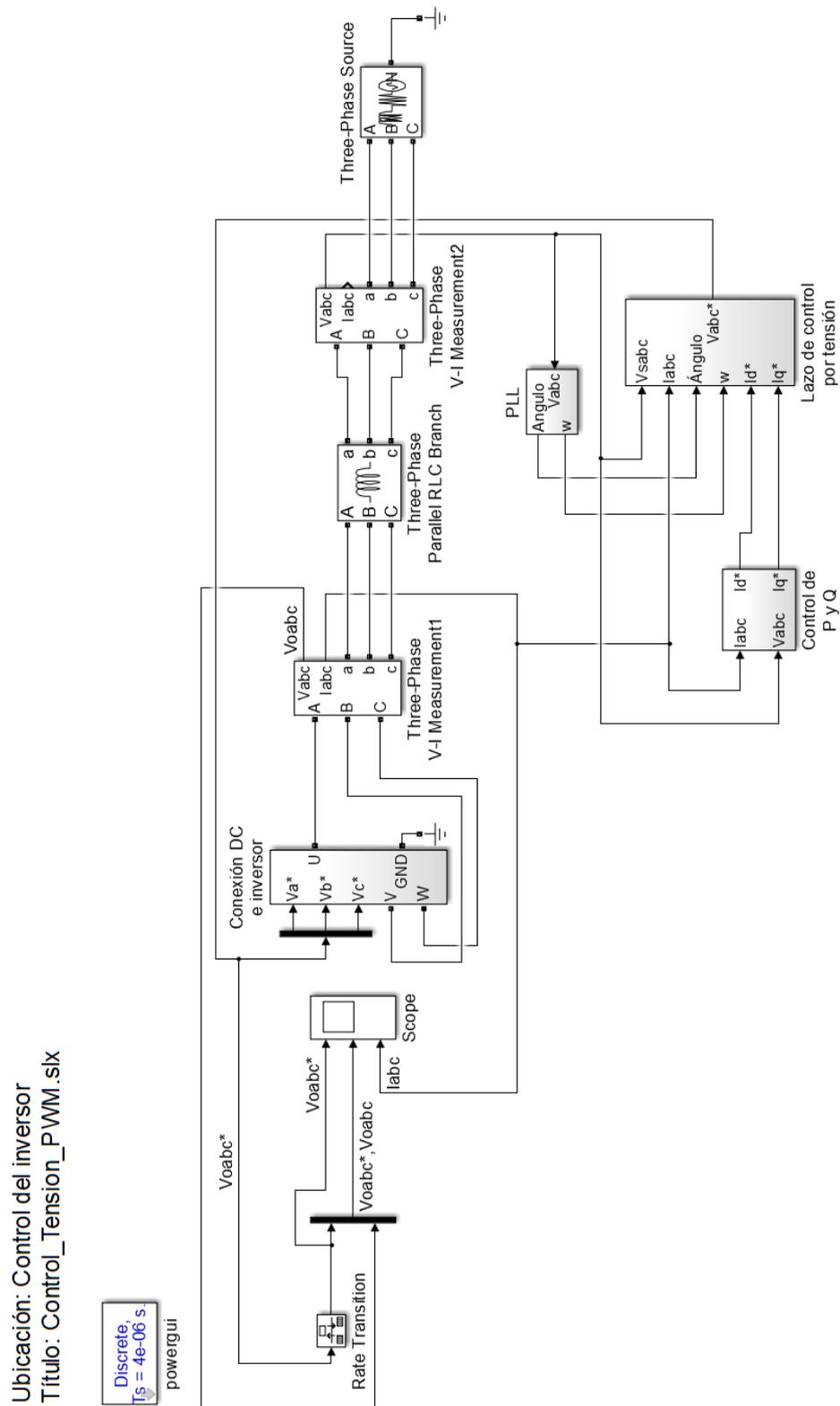


Figura 6.19. Esquema de Simulink: Control Tension PWM

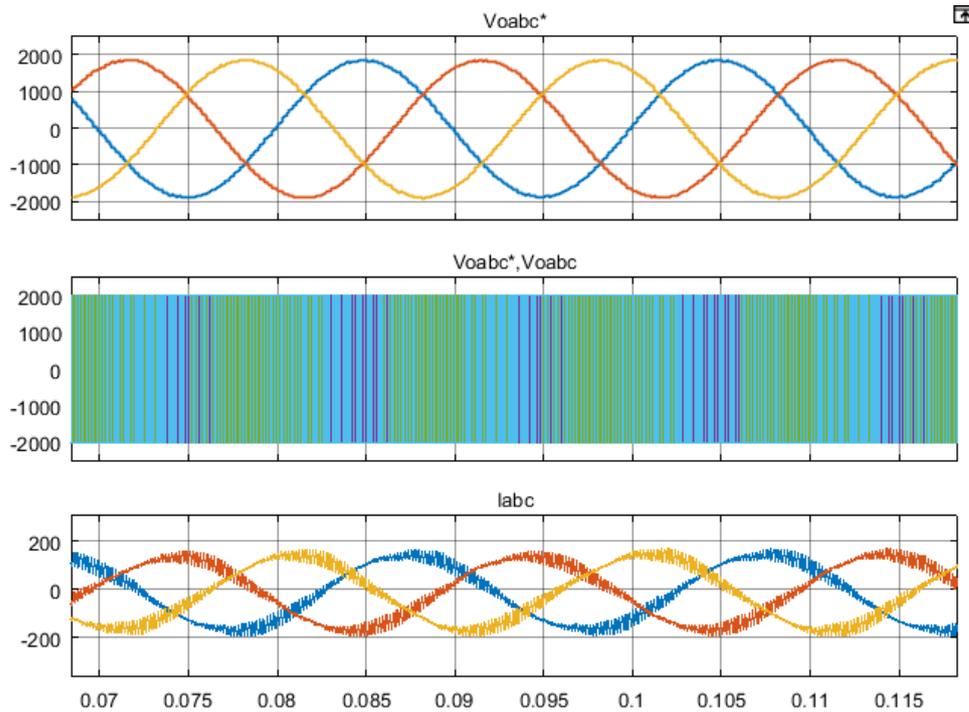


Figura 6.20. Tensiones y corrientes de fase a partir del control por tensión

Los valores finales proporcional y derivativo para el subsistema de Control P y Q son $k_p = 5 \cdot 10^{-5}$ y $k_i = 0.05$, al igual que para el Esquema “Control Corriente FuentesDC”. Los valores para el subsistema de Lazo de control por tensión son $k_p = 1$ y $k_i = 25$.

Es interesante comparar el resultado de esta simulación con el del esquema para el control por tensión. La forma obtenida para las corrientes de fase I_{abc} es muy similar a la obtenida por corriente de la Figura 6.8 hallada mediante comparador por histéresis.

Sin embargo, la forma de generar esta corriente con este método es a partir de la tensión de referencia V_{oabc}^* y los pulsos del PWM generados y que se corresponden con la señal V_{oabc} .

En la siguiente figura, Figura 6.21, se muestran de forma ampliada los pulsos PWM generados a partir de la señal de referencia V_{abc}^* y que serán los encargados del control del inversor para la conexión con la red.

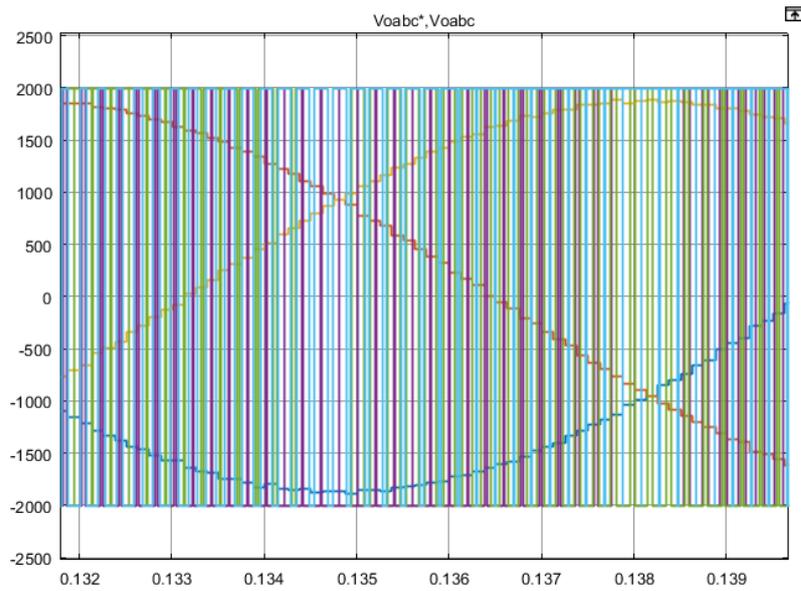


Figura 6.21. Control_Tension_PWM: Pulsos PWM ampliados

6.4.2.2. Esquema “Control Tension SVM”

El objetivo es sustituir la modulación senoidal PWM original del Esquema “Control Tension PWM” por el método descrito en el apartado 4.3. Modulación vectorial: SVM. Se utiliza el bloque de Simulink que implementa este método y que se ha estudiado en el apartado 4.2.2. PWM senoidal (SPWM). El bloque SVPWM Generator se añade en el subsistema Conexión DC e inversor como se muestra en la Figura 6.22, y pasa a generar los pulsos del inversor.

Además, a continuación, se muestra también el esquema resultando del conjunto, en la Figura 6.23, y nombrado como “Control Tension SVM”.

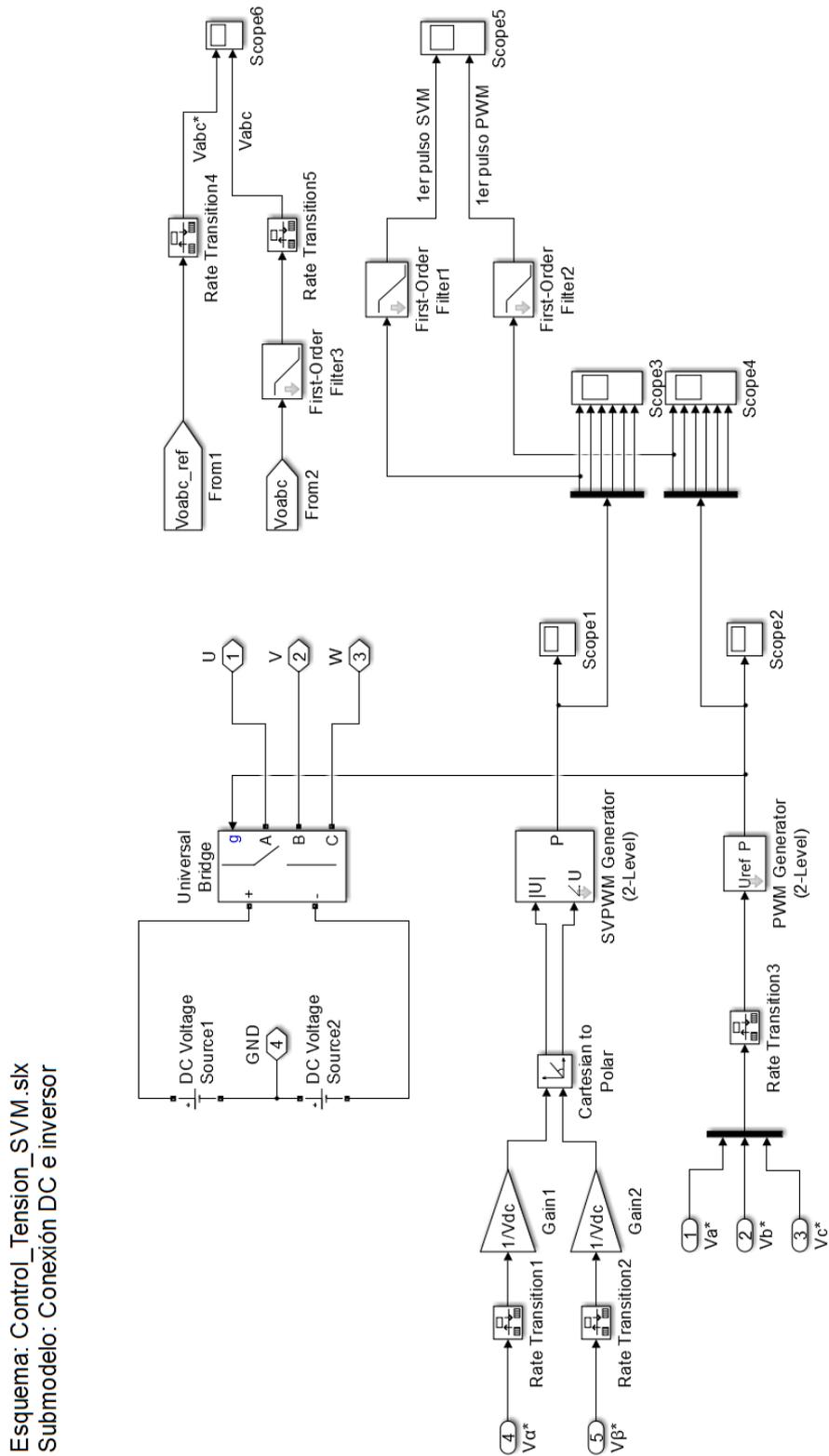


Figura 6.22. Inclusión del bloque SVPWM Generator (2-Level) en el submodelo Conexión DC e inversor

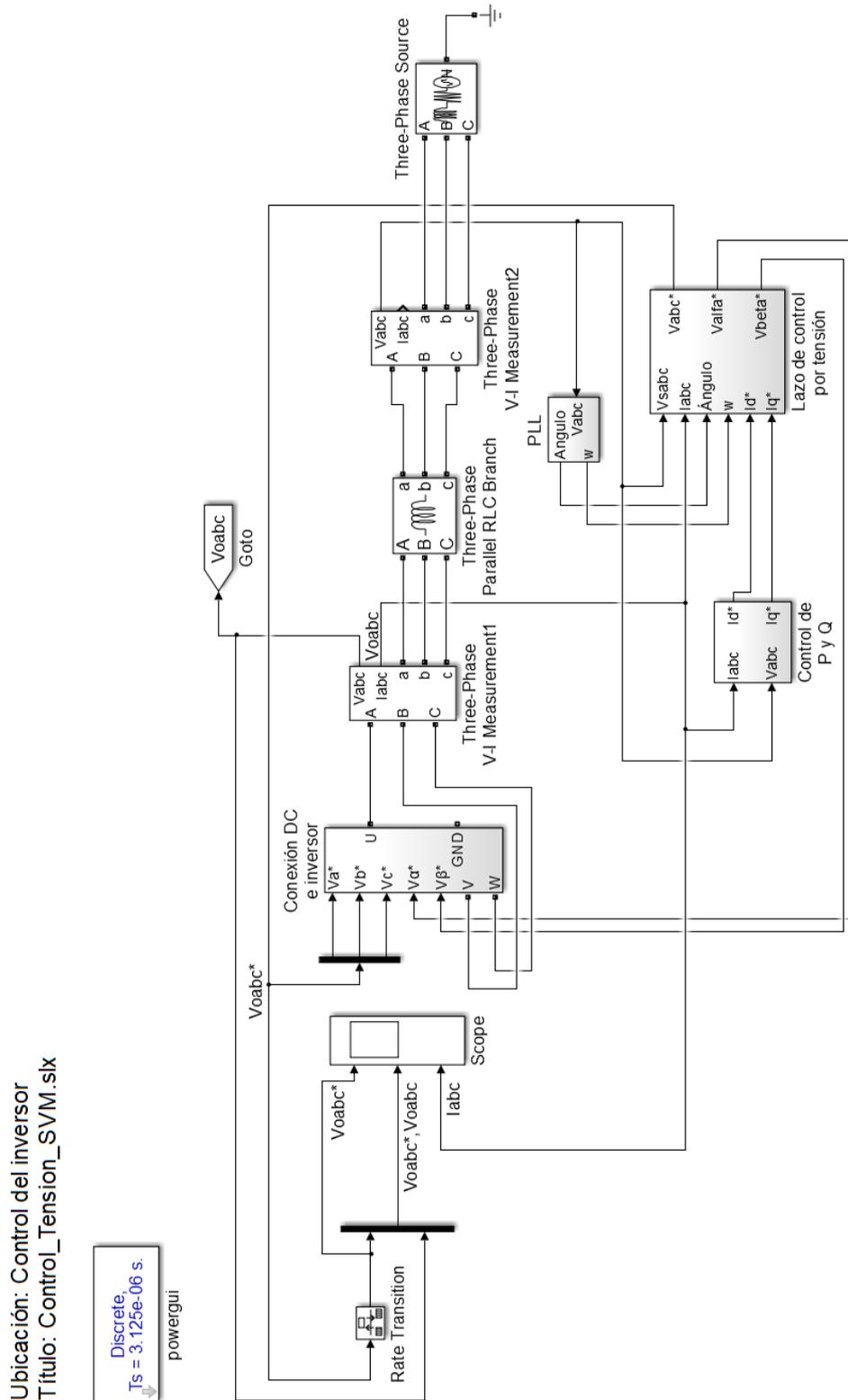


Figura 6.23. Esquema de Simulink: Control Tension SVM

Se ha escogido que los datos introducidos en el bloque sean el módulo y el ángulo de las tensiones alfa y beta. El módulo y el ángulo se consiguen mediante el bloque Cartesian to Polar.

Además, como se esperan los valores en el rango [0,1], se dividen los valores de las tensiones alfa y beta entre el valor V_{dc} . Para obtener los valores de referencia V_{α}^* y V_{β}^* , en el subsistema de Lazo de control por tensión se añadirá un bloque para obtener estas tensiones.

Además, el bloque SVPWM espera que las tensiones alfa y beta sean fase-fase y no fase-neutro. Por eso, el bloque abc_ab queda modificado en base a las ecuaciones (53) y (54).

Estas ecuaciones se deducen a partir de la relación entre las tensiones de línea y de fase en una conexión a estrella (Figura 6.24).

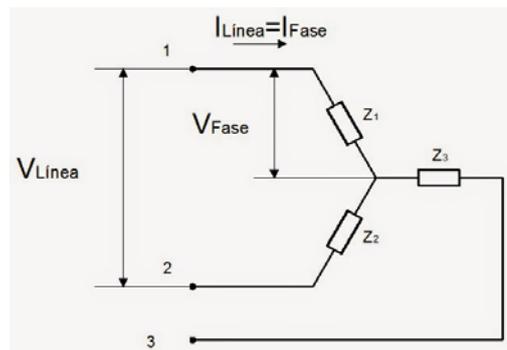


Figura 6.24. Conexión en estrella, tensiones de línea y tensiones de fase.

Tensiones de línea:

$$V_{AB} = V_{AN} - V_{BN} \quad (47)$$

$$V_{BC} = V_{BN} - V_{CN} \quad (48)$$

$$V_{CA} = V_{CN} - V_{AN} \quad (49)$$

Despejando las tensiones de fase de (47), (48) y (49):

$$V_{AN} = V_{AB} - V_{BN}$$

$$V_{AN} = V_{CN} - V_{CA}$$

$$V_{AN} = V_{AB} - V_{BN} + V_{CN} - V_{CA} = V_{CN} - V_{BN} \quad (50)$$

$$V_{BN} = V_{AN} - V_{AB}$$

$$V_{BN} = V_{BC} + V_{CN}$$

$$V_{BN} = V_{AN} - V_{AB} + V_{BC} + V_{CN} = V_{AN} - V_{CN} \quad (51)$$

$$V_{CN} = V_{BN} - V_{BC}$$

$$V_{CN} = V_{CA} + V_{AN}$$

$$V_{CN} = V_{BN} - V_{BC} + V_{CA} + V_{AN} = V_{BN} - V_{AN} \quad (52)$$

Finalmente, utilizaremos las ecuaciones:

$$V_A = V_C - V_B \quad (53)$$

$$V_B = V_A - V_C \quad (54)$$

Utilizando (53) y (54) en las transformadas de Clarke y Park:

$$V_\alpha = (V_C - V_B) \quad (55)$$

$$V_\beta = \frac{1}{\sqrt{3}}(V_C - V_B) + \frac{2}{\sqrt{3}}(V_A - V_C) \quad (56)$$

Finalmente, las ecuaciones (55) y (56) modelan el bloque abc_ab dentro del submodelo de Lazo de control por tensión. Se representa este cambio en la Figura 6.25.

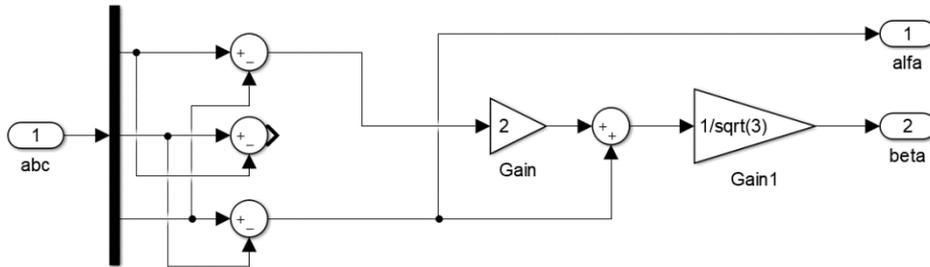


Figura 6.25. Modelación de las ecuaciones desarrolladas para generar las componentes alfa y beta a partir de las componentes abc de la tensión

Finalmente, se conecta la salida de pulsos g al modulador SVM. Hace falta añadir que no se han realizados cambios en el control PI, puesto que pueden controlar la señal sobre la que actúan, aunque se cambie de método de modulación.

En el subsistema Conexión DC e inversor, se han añadido varios bloques Scope para poder observar la diferencia de pulsos entre el PWM senoidal y el método SVM. Mediante un filtro paso bajo se filtran las frecuencias más altas y podemos observar la forma senoidal de los pulsos para poder compararlos.

Para el primer pulso de modulación, en Figura 6.26, podemos comprobar que ambas señales están en fase. La diferencia apreciable entre ellas es la forma apreciable para el SVM. Se debe a la presencia del tercer armónico fundamental.

Si en lugar de utilizar las tensiones fase-fase de alfa y beta, se utiliza el bloque abc_ab sin hacer esta corrección, observamos que hay un desfase de 30° entre los pulsos (Figura 6.27). Este es justo es desfase correspondiente entre las tensiones de fase y las tensiones de línea, y el modulador no es capaz de regular la tensión de salida V_{abc} .

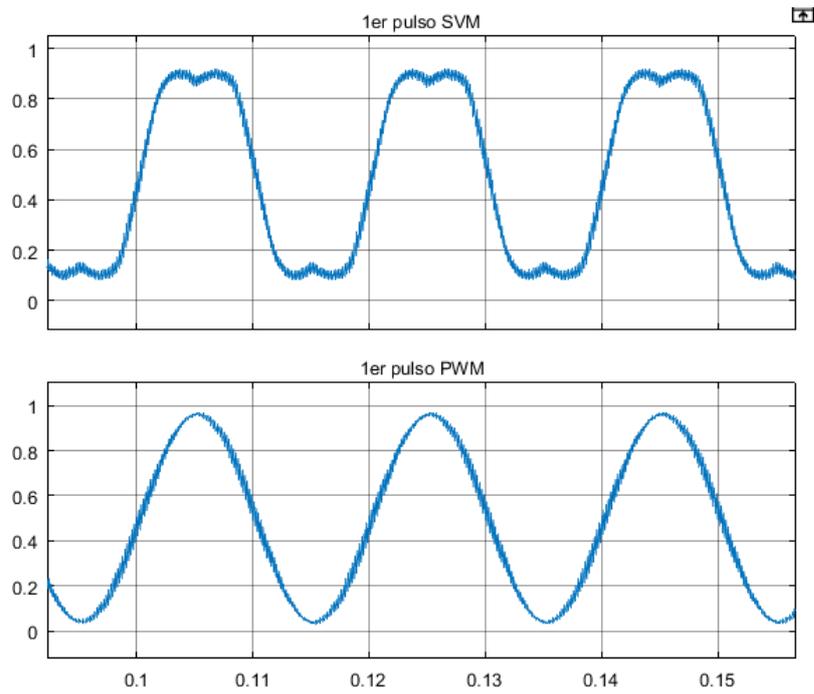


Figura 6.26. Primer pulso de modulación para SVM y PWM utilizando las tensiones de fase alfa y beta

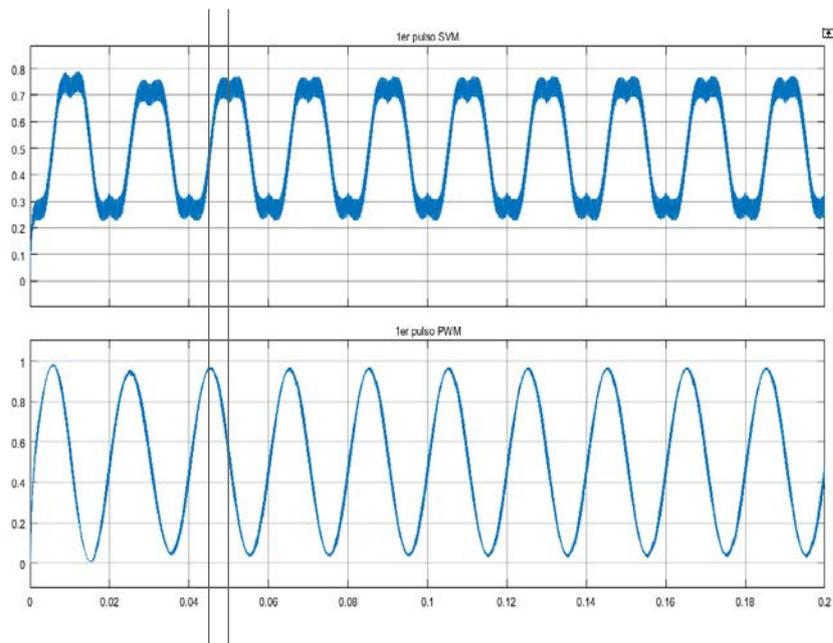


Figura 6.27. Control_Tension_SVM: Primer pulso de modulación sin tensiones fase-fase

Observando los resultados de la simulación para la tensión V_{abc} de salida (Figura 6.28) se puede observar que sigue de forma correcta a la referencia V_{abc}^* . Sin embargo, la forma de la señal no es una buena senoidal.

Esto se debe a que el bloque SVM está conectado para funcionar como un modulador de dos niveles. Si desconectamos el bloque Conexión DC e inversor de tierra, las fuentes de tensión DC dejarán de estar conectadas a tierra y funcionará como un modulador de 5 niveles.

Repitiendo la simulación, se observa cómo mejora la señal de salida de tensión V_{abc} en la **Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

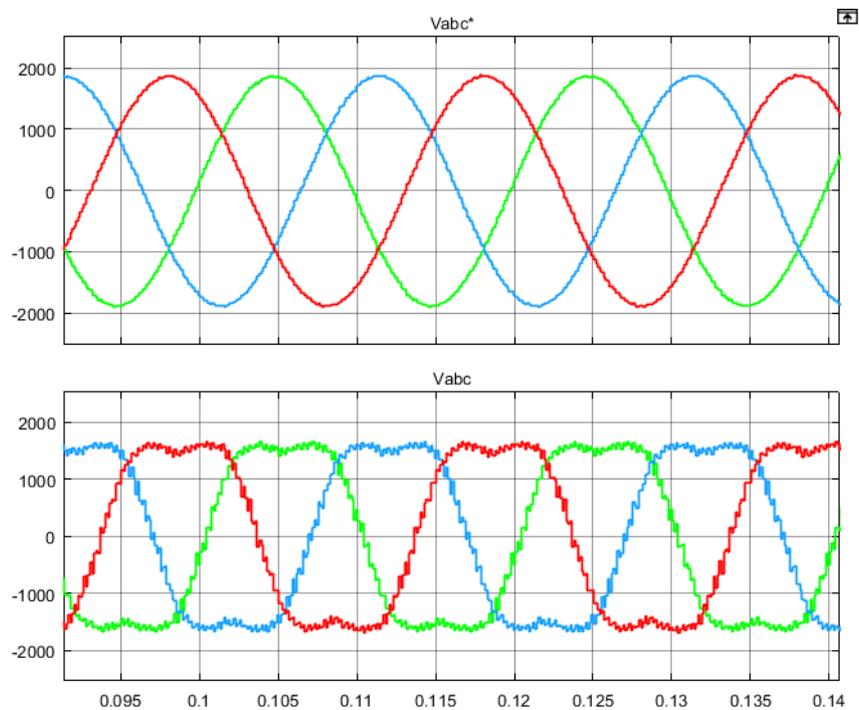


Figura 6.28. Tensión V_{abc} de salida con SVM de dos niveles

Por último, observando los resultados finales de simulación en la Figura 6.29, se puede apreciar que la corriente de salida I_{abc} también es adecuada. Además, se comprueban los pulsos del SVM como un modulador de 5 niveles y se muestra en la Figura 6.30..

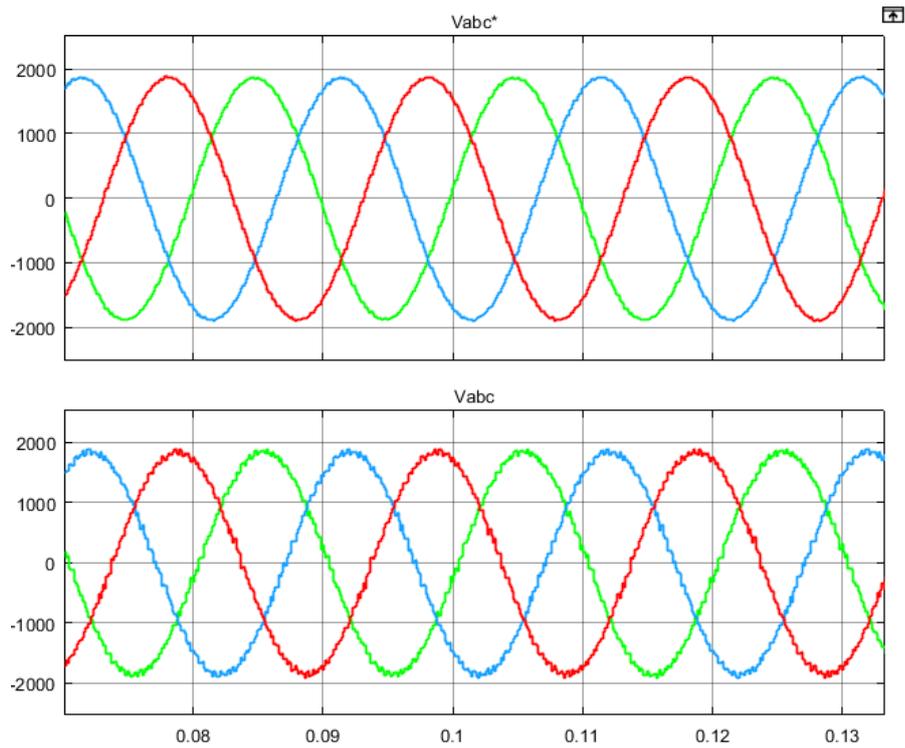


Figura 6.29. Tensión Vabc de salida con SVM de cinco niveles

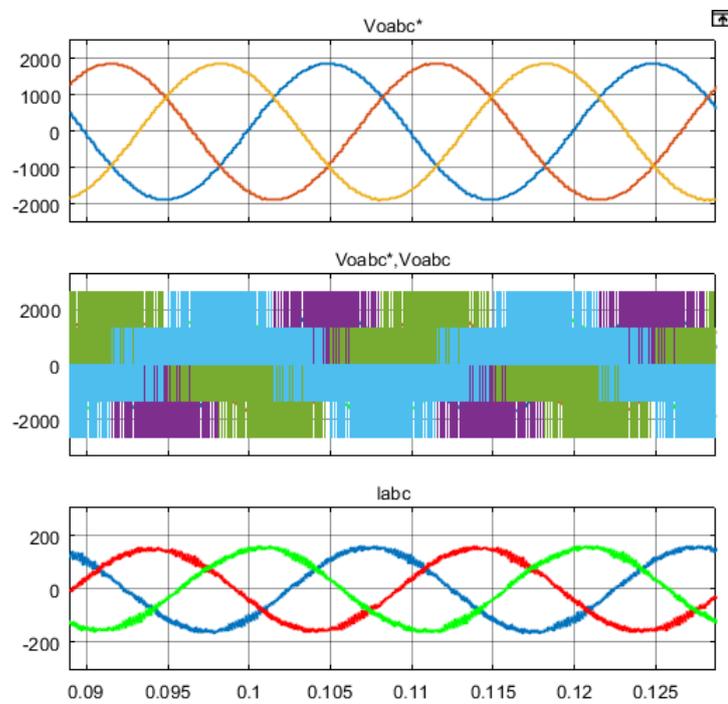


Figura 6.30. Tensiones y corrientes de salida, y comprobación de la modulación a cinco niveles

6.5. Inversor aislado de red

En este apartado se tratan simulaciones de control del inversor para el modo aislado de red, que ha sido analizado en el apartado 4.6.1. Análisis de la red aislada.

6.5.1.1. Esquema “Droop Control”

Este esquema es un modelo inicial para tratar en Simulink el método del control por caída desarrollado en 4.6.2. Método Droop Control: conexión en paralelo de inversores. El objetivo es el de estabilizar una red alterna trifásica a partir de la tensión continua generada por dos fuentes de tensión. En la Figura 6.31 se muestra este esquema de partida.

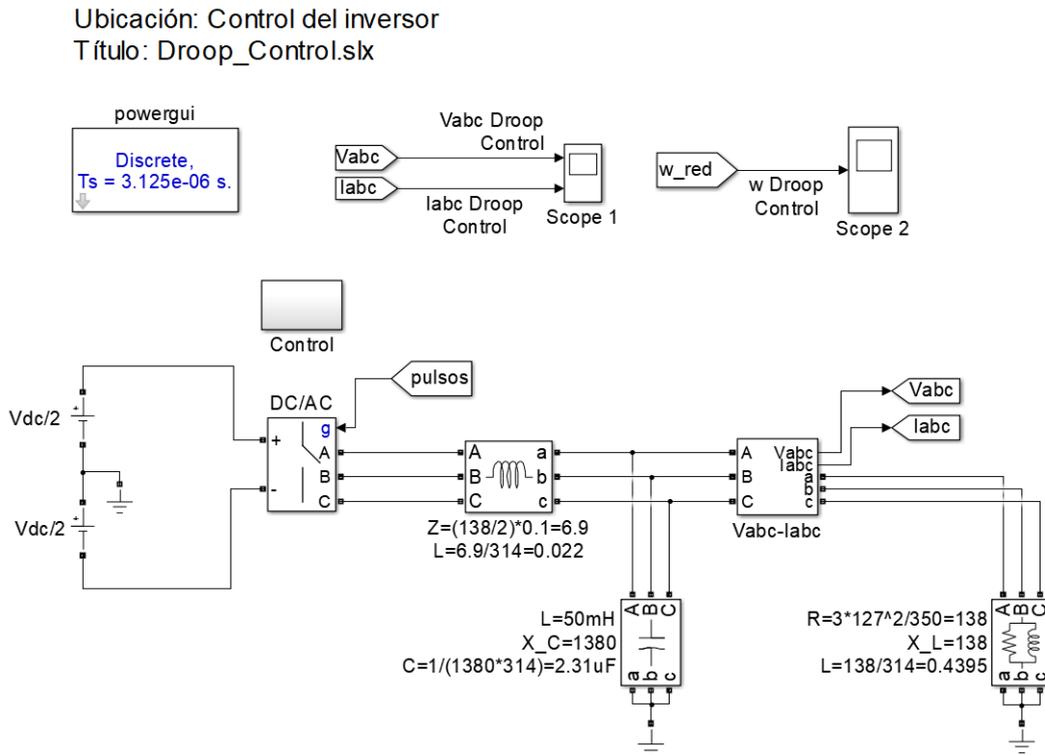


Figura 6.31. Esquema de Simulink: Droop Control

La tensión continua de partida es de 500 V, divididos entre dos fuentes de tensión conectadas a partir de un punto neutro central. La red que se quiere generar en este ejemplo es una señal alterna trifásica de 200 V_{rms} fase-neutro de tensión.

El esquema simbólico que modela la idea fundamental del esquema se representa en la Figura 6.32. Para obtener la red, es necesario conocer la carga conectada a ella. En este caso se utiliza una carga RL, para poder modelar la potencia activa consumida a partir de la carga resistiva, y la potencia reactiva consumida a partir de la carga inductiva.

Para controlar la red a partir del inversor, además es necesario incluir un filtro LC, con la finalidad de controlar la tensión y la corriente que llega a la carga.

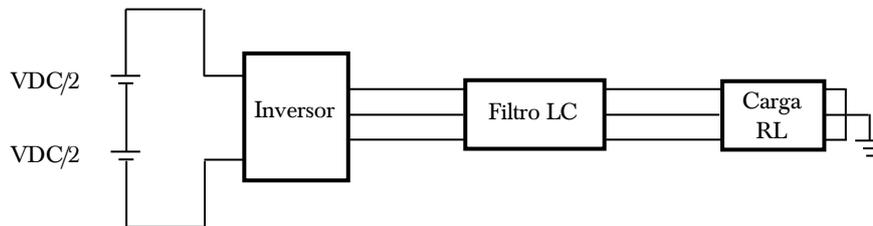


Figura 6.32. Droop Control: esquema conceptual

El valor de la reactancia inductiva del filtro limitará la tensión a la carga, y se diseñará con un valor de aproximadamente 10 veces menor que la reactancia que supone la carga, para asegurar que la mayor parte de la tensión llegue a la carga y no perder potencia. El valor de la reactancia capacitiva del filtro limitará la corriente a la carga, y se diseñará con un valor de aproximadamente 10 veces superior que la reactancia que supone la carga, para asegurar que la mayor parte de la corriente llegue a la carga, aunque esté limitada para su control.

Los cálculos precisos y la explicación más detallada sobre el diseño de los valores de carga y del filtro se desarrollarán más adelante, cuando se realice el modelo de la Smart Grid para el modo aislado de red. De momento se han utilizado valores comprobados mediante simulación para hacer un esquema inicial de funcionamiento.

El bloque en el que se incluye el control del inversor mediante la generación de pulsos implementa las técnicas del control por corrientes que se han desarrollado a

lo largo de los esquemas planteados. La diferencia es que esta vez, en lugar de tener valores de referencia para la potencia o para la tensión VDC, directamente se tienen como referencias la tensión y la frecuencia de la red que se va a generar.

Se han establecido como referencia los valores de tensión de 179.63 V ($V_{\text{pico fase-fase}} = V_{\text{rms fase-neutro}} \cdot \sqrt{2/\sqrt{3}} = 220 V_{\text{rms}} \cdot \sqrt{2/\sqrt{3}}$) y de frecuencia de 314.16 rad/s ($50 \text{ Hz} \cdot 2\pi$).

A continuación, en la Figura 6.33, se pueden observar los resultados de simulación para la tensión y la corriente de red. Se obtiene el valor de tensión diseñado, pero se generan ondas con mucho rizado. Esta característica se mejorará más adelante a partir del análisis de la distorsión armónica mediante el parámetro THD.

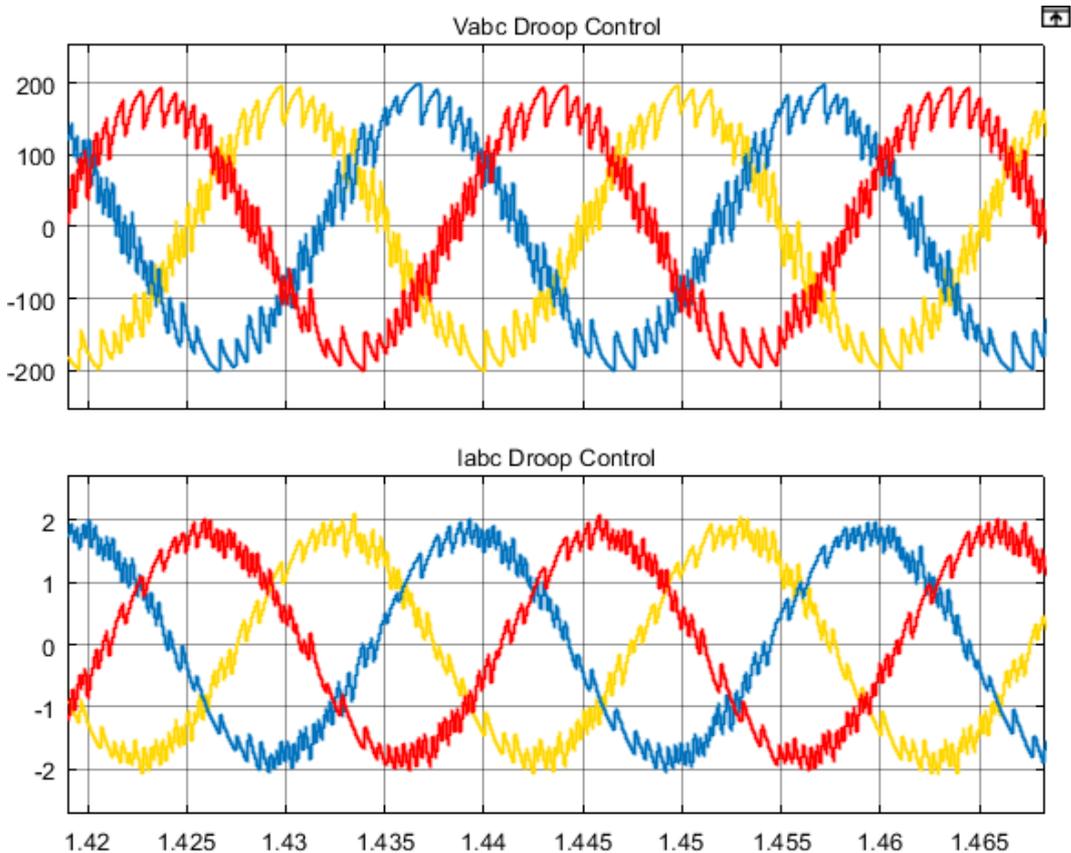


Figura 6.33. Tensión y corriente generadas a partir del Droop Control

Por último, en la Figura 6.34, se observa el resultado de simulación para la frecuencia de red. La red se estabiliza en el valor diseñado de aproximadamente 314 rad/s de valor medio.

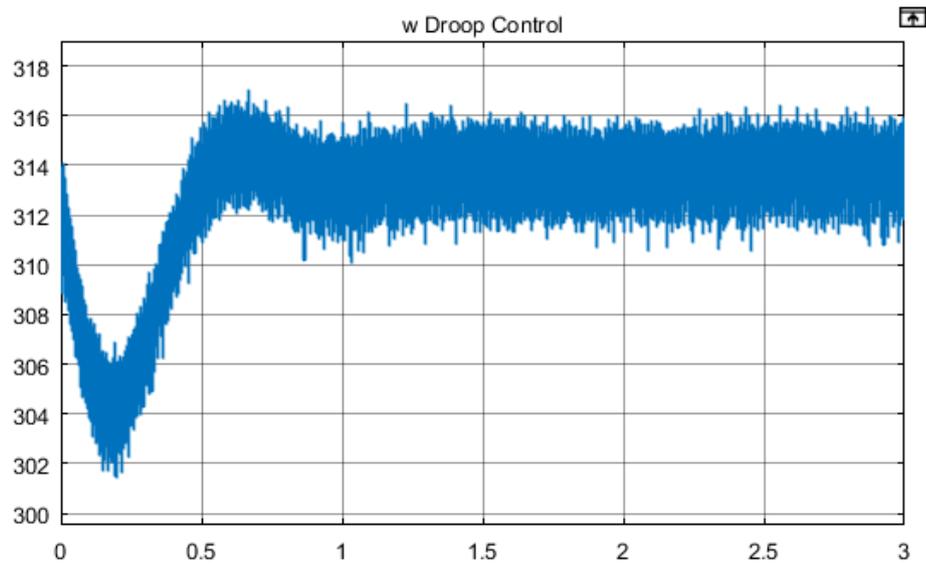


Figura 6.34. Frecuencia de la red generada a partir del Droop Control

6.5.1.2. Esquema “Droop Control Inversores Paralelo”

Este esquema se muestra en la Figura 6.35, y realiza la misma función que el esquema anterior Esquema “Droop Control”, pero completando el método Droop Control al conectar dos inversores en paralelo. Cada uno de estos inversores modela una réplica del esquema visto a continuación para un solo inversor, incluyendo las dos fuentes de tensión y el filtro LC.

Mediante la conexión de estos dos inversores en paralelo, lo que se consigue es eliminar la referencia directa de V y f . Ahora, las referencias de tensión y frecuencia no se introducen directamente como valores, si no que se generan a partir de P y Q . Cada inversor aporta la mitad de la potencia necesaria y trabajan en conjunto.

Para generar las referencias de tensión y frecuencia de red a partir de P y de Q , es necesario aplicar las ecuaciones en (38) vistas del método de control de caída, y acorde a la Figura 4.21.

Para aplicarlo, el primer paso es fijar unos valores de la red que se quiere diseñar, y que se muestran en la Figura 6.36.

Ubicación: Control del inversor

Título: Droop_Control_Inversores_Paralelo.slx

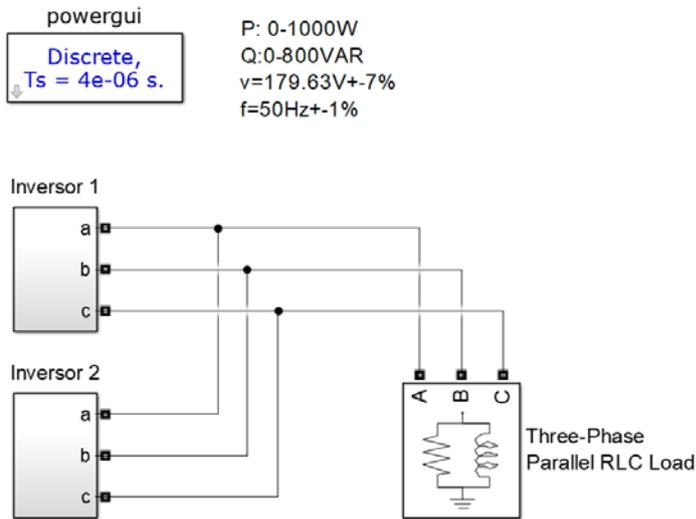


Figura 6.35. Esquema de Simulink: Droop Control Inversores Paralelo

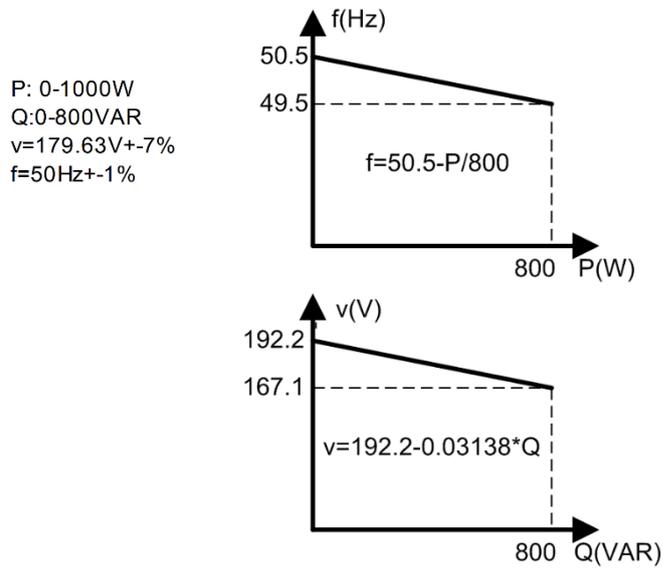


Figura 6.36. Rectas para ecuaciones de V y f a partir de P y Q

A partir de los valores diseñados, se dibujan las rectas para la tensión V y la frecuencia f a partir de la potencia activa P y reactiva Q . Internamente, en el control del inversor, se eliminan los bloques donde se introducían las referencias y se añade un subsistema para estas ecuaciones.

Se pueden observar a continuación en las figuras Figura 6.37 y Figura 6.38 los resultados de simulación para las tensiones, corrientes, y frecuencia de la red. Los valores de tensión y corriente son los adecuados, en base al esquema anterior. La frecuencia de red también se estabiliza en el valor correspondiente a 50 Hz.

Por último, se puede observar en la Figura 6.39 que cada inversor aportará la mitad de la potencia para la que se ha diseñado la red, es decir, 400 kW y 400 kVAr en este caso, para modelar los valores máximos de la recta de 800 kW y 800 kVAr.

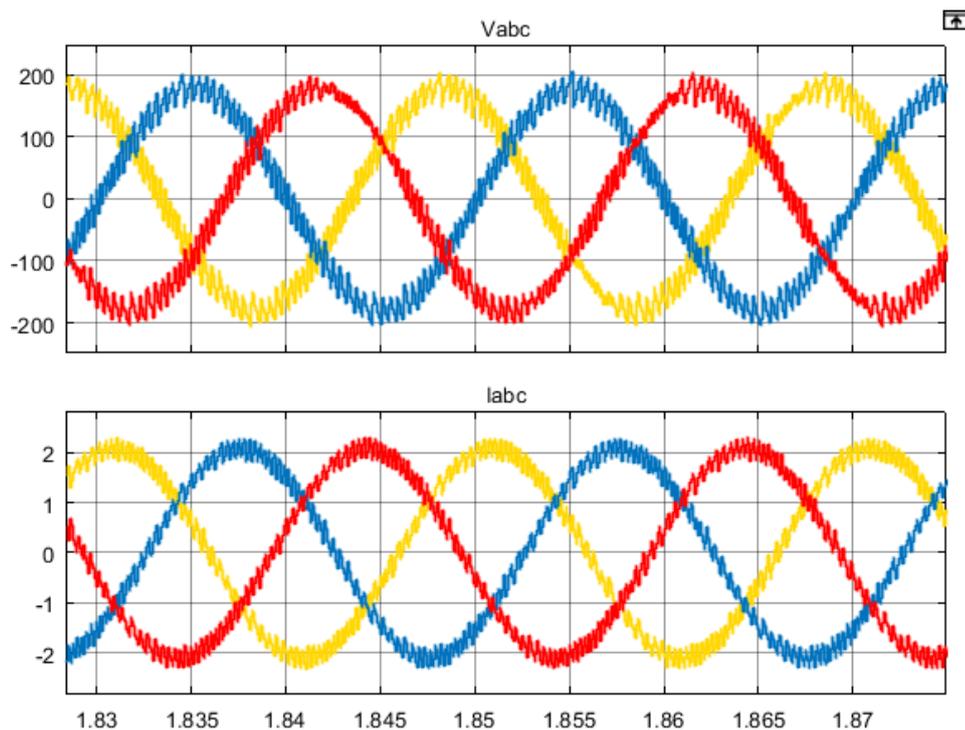


Figura 6.37. Resultados de tensión y corriente alterna generadas mediante inversores en paralelo

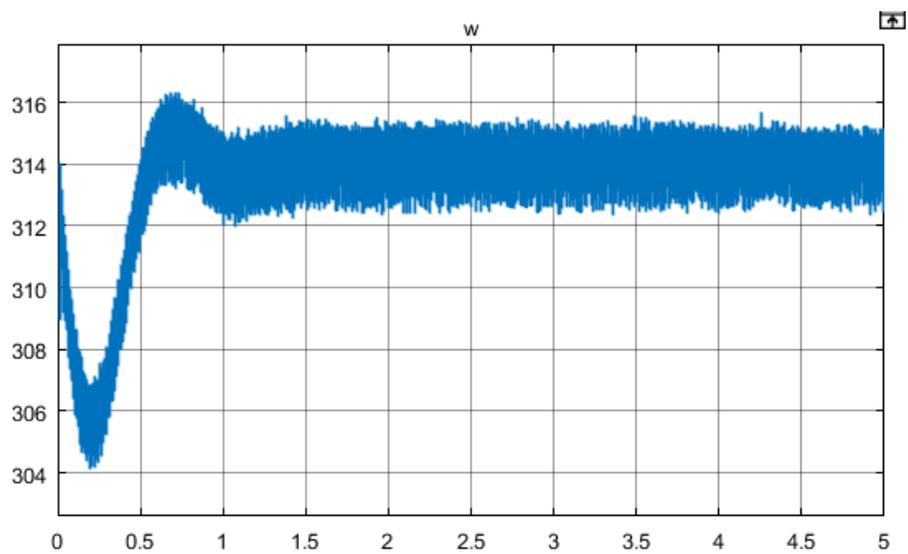


Figura 6.38. Resultado de la frecuencia de la red mediante inversores en paralelo

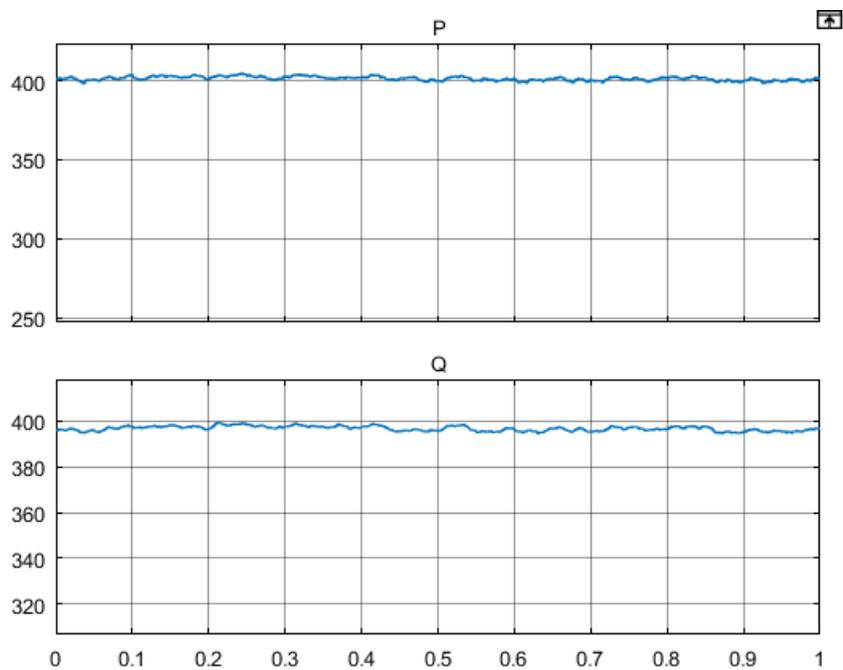


Figura 6.39. Resultados de potencia activa y reactiva para cada inversor

Capítulo 7:

Ejemplos de Simulink sobre energías renovables

7.1. Revisión de ejemplos de Renewable Energy

7.1.1. Introducción

SimPowerSystems™ es la librería de Matlab Simulink que proporciona bibliotecas de componentes y herramientas de análisis para modelar y simular sistemas de energía eléctrica como es el caso de una Micro Red. Por esto, será la biblioteca utilizada, concretamente la librería de sistemas de energía renovable Renewable Energy, que proporciona una serie de modelos y ejemplos que se convierten en una herramienta útil para el diseño, el control, y la verificación del rendimiento de las Micro Redes y Redes Inteligentes.



En el asistente de Ayuda de Matlab podemos encontrar la colección de ejemplos correspondientes al bloque Renewable Energy de los ejemplos de SimPowerSystems, tal como se muestra en la Figura 7.1.

La recopilación cuenta en total con 16 ejemplos entre los que se encuentran esquemas de pequeñas Micro Redes con cargas y distintas configuraciones, conexiones de paneles fotovoltaicos, campos de aerogeneradores, conexión de vehículos eléctricos y distintos generadores.

Figura 7.1. Ejemplos en la Ayuda

7.1.2. Listado completo de ejemplos

1. Simplified Model of a Small Scaled Micro-Grid.
2. Single-Phase, 240 Vrms, 3500 W Transformerless Grid-Connected PV Array.
3. 250-kW Grid-Connected PV Array.
4. 400-kW Grid-Connected PV Farm (Average Model).
5. Partial Shading of a PV Module.
6. 24-hour Simulation of a Vehicle-to-Grid (V2G) System.
7. Detailed Model of a 100-kW Grid-Connected PV Array.
8. Average Model of a 100-kW Grid-Connected PV Array.
9. Wind Farm (IG).
10. Wind-Turbine Asynchronous Generator in Isolated Network.
11. Wind Farm (DFIG Phasor Model).
12. Wind Farm – DFIG Detailed Model.
13. Wind Farm – DFIG Average Model.
14. Wind Farm – Synchronous Generator and Full Scale Converter (Type 4) Detailed Model.
15. Wind Farm – Synchronous Generator and Full Scale Converter (Type 4) Average Model.
16. Solid-Oxide Fuel Cell Connected to Three-Phase Electrical Power System.

A continuación, se procede a analizar algunos ejemplos de Matlab de forma general para encontrar aspectos comunes y comprender configuraciones importantes en el diseño de los esquemas y la metodología de las simulaciones. Posteriormente, se utilizarán estos ejemplos para obtener modelos aislados de los elementos que forman la Micro Red y poder realizar su control de forma independiente.

Se dividirán los ejemplos en tres grandes grupos: ejemplos que modelan una Micro Red completa con distintas cargas como el vehículo eléctrico, ejemplos dedicados a los paneles fotovoltaicos y ejemplos que tratan aerogeneradores.

7.1.3. Ejemplos con Micro Red

7.1.3.1. Simplified Model of a Small Scaled Micro-Grid

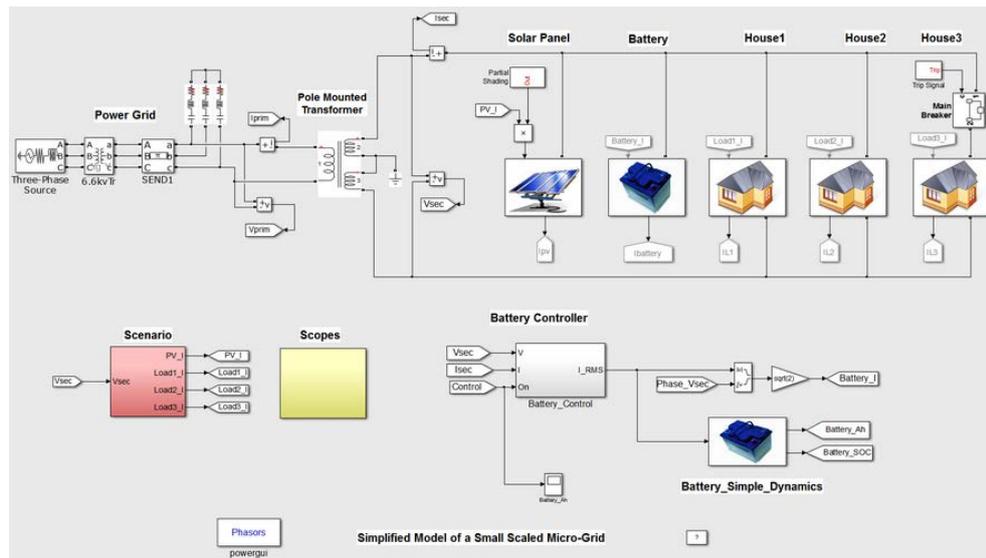


Figura 7.2. Esquema de Simulink: Simplified Model of a Small Scaled Micro-Grid

En el esquema representado en la Figura 7.2, se muestra el comportamiento simplificado de una Micro Red a pequeña escala durante 24 horas de un día típico de utilización.

El modelo cuenta con las siguientes fuentes de alimentación: la energía proporcionada por el sistema (red), la generación de energía solar y una batería de almacenamiento.

Para detallar mejor la función de estos elementos, se procede a analizarlos de forma específica. A continuación, a realizar la simulación.

Conexión a red

La Micro Red está conectada a la alimentación de red del sistema a través de dos transformadores. La fuente de voltaje (red), modelada con el bloque Three-Phase Source de Simulink, ofrece un voltaje de 66 kV de corriente alterna trifásica.

El primer transformador disminuye este voltaje de 66 kV en el bobinado primario, a 6.6 kV en el secundario. El segundo transformador se trata de un transformador montado en poste, con dos bobinas en el devanado secundario. Este transformador cambia la tensión de 6.6 kV a corriente alterna monofásica de 200 V (100 V en cada bobinado del secundario).

La frecuencia de los ciclos de CA se establece en 60 Hz. Podemos concluir que la Micro Red se expresa como una red de alimentación de CA monofásica de 200 V y 60 Hz.

Generación de energía solar

Constituye la fuente de energía renovable de la Micro Red y puede aportar un máximo de 5 kW. La generación de energía solar, al igual que la batería, son fuentes de alimentación de CC convertidas en CA monofásica. Ambas se conectan a la Micro Red.

Batería de almacenamiento

Se trata de una batería de 150 V y 30 Ah. En una batería o acumulador, dos de los parámetros más importantes a considerar son la tensión (voltios) y la capacidad de carga (amperios-hora). El valor de la tensión nos indicará si la batería es adecuada para la aplicación tratada, y la capacidad de carga nos define la intensidad de corriente que la batería puede suministrar durante una hora antes de agotarse.

La batería se gestiona mediante un controlador que absorbe el excedente de energía cuando hay energía sobrante en la Micro Red y proporciona energía cuando hay escasez.

Cargas residenciales

En este caso, la carga de la red está representada por tres casas que consumen energía, como máximo 2.5 kW. Sin embargo, las Micro Redes pueden estar enfocadas también a cargas de utilización industrial.

Simulación

Se necesita el bloque `powergui` para simular cualquier modelo Simulink que contenga bloques de tecnología especializada de `SimPowerSystems`. El bloque almacena el circuito Simulink equivalente que representa las ecuaciones de estado-espacio del modelo. El bloque `powergui` permite elegir entre tres métodos de resolución para el circuito:

- Continuo: solucionador de paso variable.
- Discreto: discretiza el sistema eléctrico para obtener una solución en pasos de tiempo fijos.
- Fasorial: se utiliza principalmente para estudiar oscilaciones electromecánicas de sistemas de energía que consisten en grandes generadores y motores; pero también cuando en un circuito lineal solo son relevantes los cambios de magnitud y fase de voltajes y corrientes. En este caso, no es necesario resolver todas las ecuaciones diferenciales del modelo (modelo de espacio de estados). En su lugar, se resuelve un conjunto mucho más simple de ecuaciones algebraicas relacionadas con el voltaje y los fasores de corriente. Esto es lo que hace el método de la resolución fasorial.

En este ejemplo, se utiliza este método para hacer la simulación mucho más rápida de ejecutar y poder simular 24 horas de funcionamiento, ya que el esquema está diseñado para estudiar un día típico de la Micro Red.

La Micro Red tomará la potencia que necesita de la red cuando la energía proporcionada por el campo solar y la acumulación de la batería sea insuficiente. Por lo tanto, la potencia recogida de la red será gestionada por el controlador de la batería. El control de la batería solo está planificado para una determinada franja horaria. Durante el tiempo que la batería no controla la red, se puede producir en la red potencia insuficiente o excedente que se devuelve a la potencia del sistema.

Los datos de consumo de la energía solar y la carga residencial son introducidos en el modelo mediante la carga de un fichero de datos de extensión `.mat`

(correspondiente a un fichero de datos de Matlab). Estos vectores de datos se gestionarán mediante tablas Lookup Table⁹.

Además, para la tercera casa de la carga residencial, se planifica una caída de la carga de electricidad durante 10 segundos, durante los cuales se producirá un pico de potencia activa en el lado secundario del transformador y la potencia eléctrica de la batería de almacenamiento.

A continuación, se muestran en la Figura 7.3 los resultados de simulación.

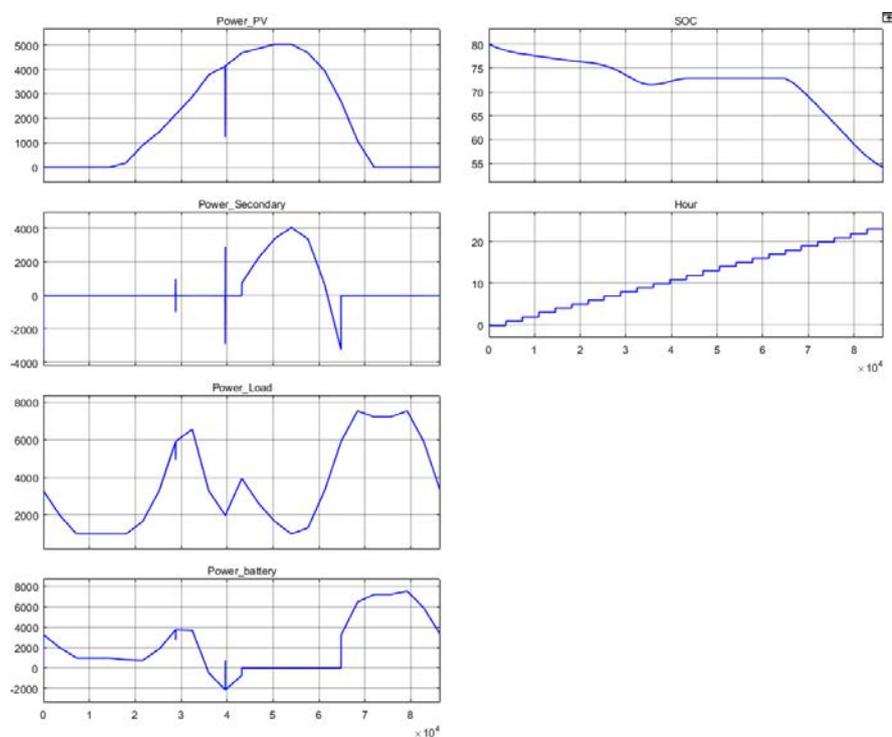


Figura 7.3. Simplified Model of a Small Scaled Micro-Grid: resultados de simulación

⁹ Una tabla Lookup Table, o tabla de consulta, es una estructura de datos utilizada en informática para relacionar datos entre sí. La tabla contiene toda una serie de valores previamente calculados, a los que se accede sin la necesidad de realizar un cálculo adicional. Permite ahorrar grandes tiempos de procesamiento.

7.1.3.2. 24-hour Simulation of a Vehicle-to-Grid (V2G) System

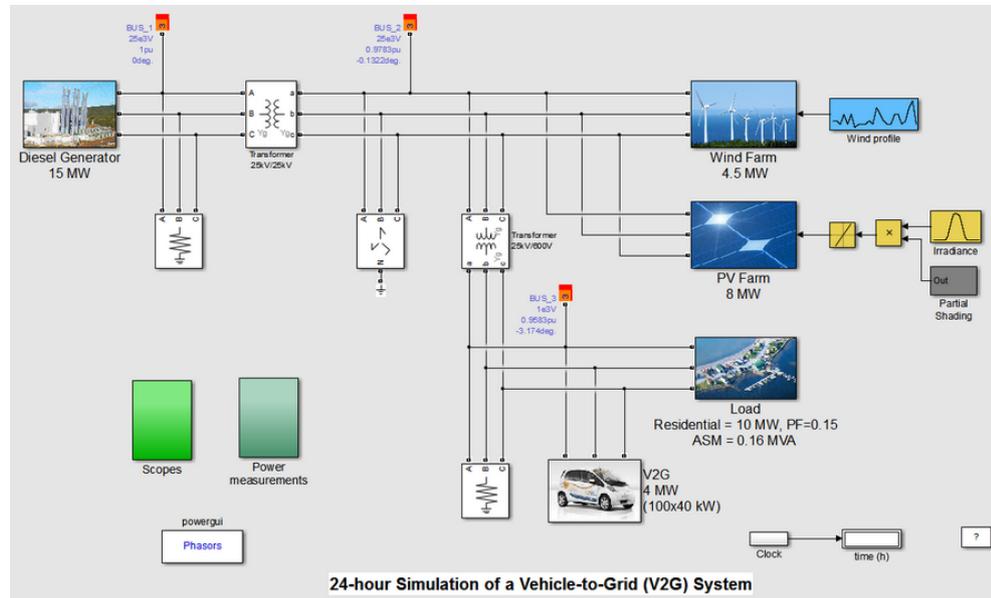


Figura 7.4. Esquema de Simulink:
24-hour Simulation of a Vehicle-to-Grid (V2G) System.

En este modelo de Simulink de la Figura 7.4 también se implementa una Micro Red, pero esta vez se utiliza un vehículo eléctrico conectado a red (Vehicle to Grid) para regular la frecuencia cuando ocurren eventos durante un día completo.

De nuevo se simulan las 24 horas de un día completo, por lo que se vuelve a utilizar el bloque powergui en modo fasorial para permitir una simulación rápida.

La Micro Red está dividida en cuatro elementos importantes:

- Generador diésel: actúa como generador de energía base, de la misma forma en la que antes se conectaba a la red eléctrica. Este modelo por lo tanto es un ejemplo de Micro Red aislada de la red.
- Granja fotovoltaica combinada con parque eólico: para la producción de energía renovable.
- Sistema vehículo eléctrico a red: instalado junto a la última parte del sistema que es la carga de la red.

El tamaño de la Micro Red representa aproximadamente una comunidad de mil hogares durante un día de bajo consumo en primavera u otoño. Hay 100 vehículos eléctricos en el modelo base, lo que significa que hay una relación de 1:10 entre los automóviles y los hogares. Este es un posible escenario es un futuro previsible.

A continuación, se analizará la Micro Red a partir de la descripción de sus elementos al igual que se ha realizado anteriormente.

Generador diésel

El generador diésel equilibra la potencia consumida y la potencia producida. Se puede determinar la desviación de frecuencia de la red observando la velocidad del rotor de su máquina síncrona.

Generación de energía renovable

Encontramos dos fuentes de energía renovable:

- Granja fotovoltaica: produce energía proporcional a tres factores, que son el tamaño del área cubierta por la granja fotovoltaica, la eficiencia de los paneles solares y los datos de irradiación. La intensidad solar sigue una distribución normal donde la intensidad más alta se alcanza al mediodía.
- Parque eólico: produce energía eléctrica siguiendo una relación lineal con el viento. Cuando el viento alcanza un valor nominal, el parque eólico produce la potencia nominal. El viento varía mucho durante el día y tiene múltiples altibajos. Por eso, el parque eólico se desconecta de la red cuando la velocidad del viento excede el valor máximo del viento, hasta que el viento vuelve a su valor nominal.

Vehículo eléctrico

El vehículo eléctrico (V2G) tiene dos funciones: controlar la carga de las baterías conectadas y utilizar la potencia disponible para regular la red cuando ocurre un evento durante el día. El bloque implementa cinco perfiles diferentes de usuarios de automóvil.

Carga residencial e industrial

La carga se compone de carga residencial y una máquina asíncrona. La máquina asíncrona se utiliza para representar el impacto de una carga inductiva industrial (como un sistema de ventilación) en la Micro Red. La carga residencial sigue un perfil de consumo típico similar a un consumo familiar, con un factor de potencia dado (0.95). La máquina asíncrona está controlada por una relación cuadrada entre la velocidad del rotor y el par mecánico.

7.1.4. Ejemplos con Paneles Fotovoltaicos

7.1.4.1. Single-Phase, 240 Vrms, 3500 W Transformerless Grid-Connected PV Array

En este primer ejemplo (Figura 7.5), se muestra el funcionamiento de un sistema residencial típico fotovoltaico sin transformador (PV) conectado a la red eléctrica.

Lo más significativo de este esquema es el de poder compararlo con el que se ha realizado para el control de una matriz fotovoltaica a partir del Esquema “Control Corriente PanelesSolares”. En particular, interesa analizar cómo se realiza en control del inversor.

Se procede a analizar algunos elementos de forma específica.

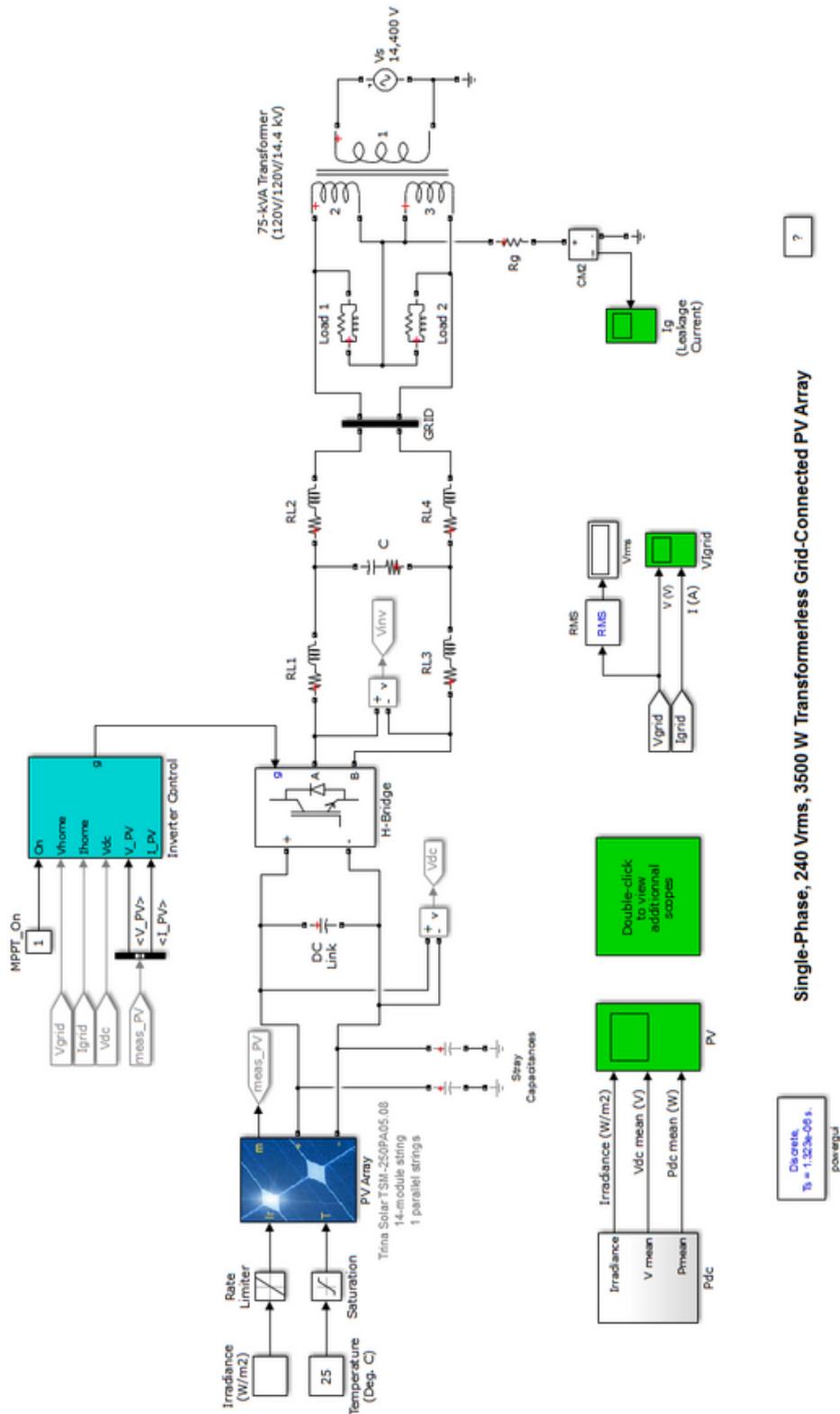


Figura 7.5. Esquema de Simulink:
Single-Phase, 240 Vrms, 3500 W Transformerless Grid-Connected PV Array

Matriz fotovoltaica

El bloque de matriz fotovoltaica se desarrolla en el apartado 6.4.1.2. Para este esquema, además se añaden dos pequeños condensadores de 4 nF conectados en los terminales positivo y negativo de la matriz PV. Se utilizan para modelar la capacitancia parásita¹⁰ entre los módulos fotovoltaicos y la tierra.

Convertidor CC / CA monofásico

El inversor, en este caso, se modela utilizando un módulo IGBT de puente completo monofásico controlado por PWM. En el esquema para el control por corriente con paneles, sin embargo, se modelaba como un inversor con conmutadores de puente universal.

Además, se añade un filtro para el lado de red, con la configuración LCL clásica con los inductores divididos por igual entre la línea y las ramas neutras.

Control del inversor

El sistema de control contiene cinco subsistemas principales basados en Simulink:

- Controlador MPPT: controlador de seguimiento de punto de máxima potencia de la Figura 7.7 (Maximum Power Point Tracking, MPPT) se basa en la técnica ‘Perturba y Observa’ (Perturb and Observe, P&O). Este sistema varía automáticamente la señal de referencia de V_{DC} del regulador de V_{DC} del inversor para obtener voltaje de CC que extraerá la potencia máxima de la cadena fotovoltaica.

¹⁰ La capacitancia parásita, en los circuitos eléctricos, es el efecto adicional de conductores que sirven como placas entre un dieléctrico, que normalmente es aire.

Es decir, este controlador sigue a las gráficas del panel fotovoltaico de la Figura 7.6 para establecer la referencia de VDC siempre para la máxima potencia a pesar de las variaciones de temperatura e irradiancia.

Para el esquema del control por corriente, se realiza un control menos sofisticado puesto que la referencia de V_{DC} se fija para obtener la máxima potencia con los valores de irradiancia y temperatura nominales (1000 W/m² y 25 °C), pero cuando se tengan cambios no se conseguirá la máxima potencia del panel.

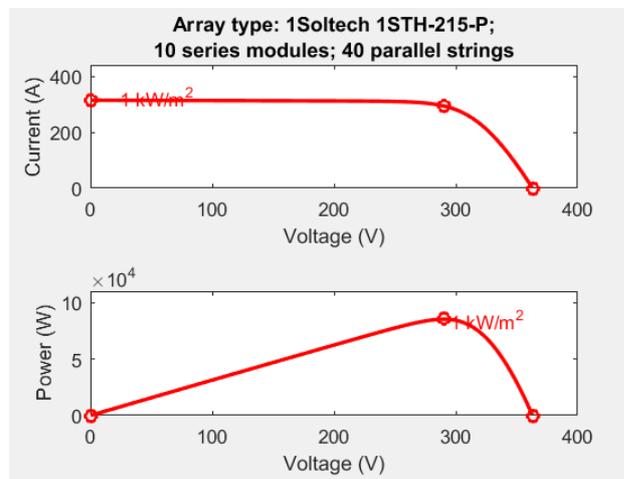


Figura 7.6. Gráficas de corriente y potencia de la matriz fotovoltaica

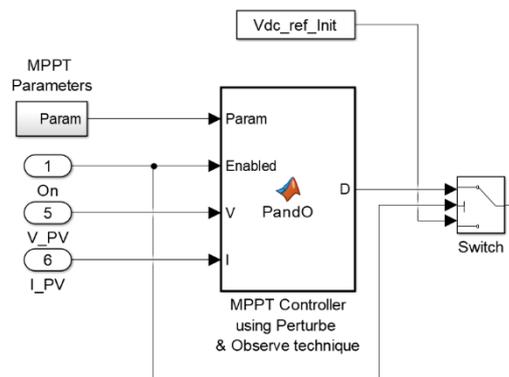


Figura 7.7. Controlador MPPT: seguimiento del punto de máxima potencia

- Regulador de V_{DC} : determina la referencia I_d requerida (corriente activa) para el regulador actual.
- Regulador de corriente: basado en las referencias de corriente I_d e I_q (corriente reactiva), el regulador determina los voltajes de referencia requeridos para el inversor.

Estos dos últimos métodos de regulación realizan una función similar al control por corriente.

- PLL (lazos de amarre en fase, Phase Locked-Loop) y mediciones: requeridas para sincronización y medidas de voltaje y corriente.
- Generador PWM: utiliza el método de modulación bipolar PWM para generar señales de disparo a los IGBT.

Simulación

A partir de las gráficas de simulación de la Figura 7.8 para el bloque de la matriz fotovoltaica, se puede observar el funcionamiento del control MPPT.

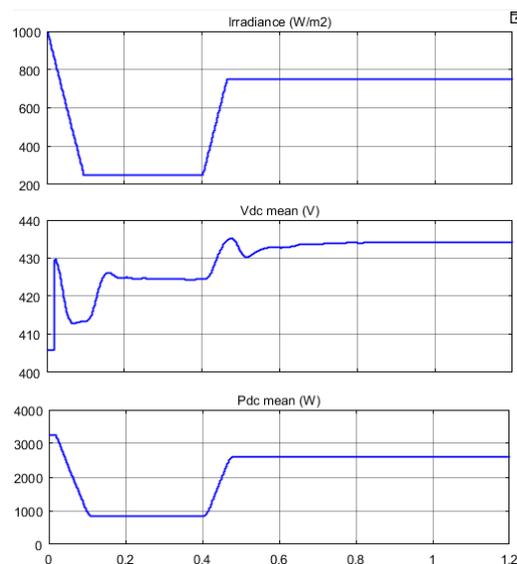


Figura 7.8. 24-hour Simulation of a Vehicle-to-Grid (V2G) System: resultados de simulación

A partir de los 0.4 segundos de simulación, la irradiancia aumenta rápidamente de 250 W/m^2 a 750 W/m^2 . Debido a la operación de MPPT, el sistema de control aumenta la referencia de VDC a 434.2 V para extraer la potencia máxima del panel.

Además, para analizar la corriente de fuga, se pueden comparar las gráficas de la Figura 7.9. En la primera gráfica, se utiliza el método PWM bipolar y con la topología del filtro, se observa que no hay corriente a través de la capacitancia parásita de los paneles fotovoltaicos. Sin embargo, seleccionando el método PWM unipolar se observa en la segunda gráfica una importante corriente de fuga en el sistema.

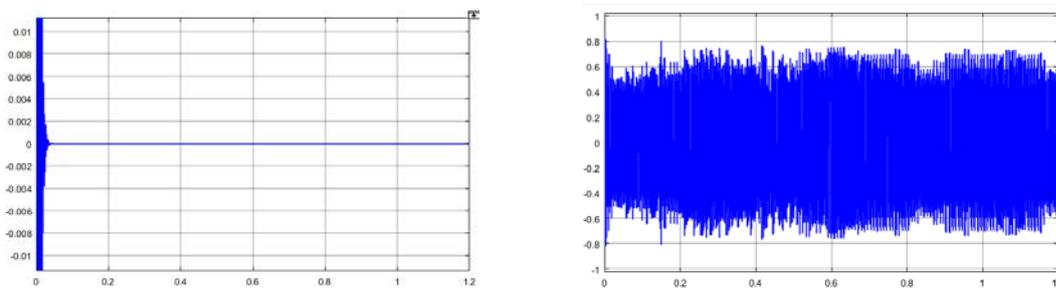


Figura 7.9. 24-hour Simulation of a Vehicle-to-Grid (V2G) System: corriente de fuga

7.1.4.2. 400-kW Grid-Connected PV Farm (Average Model)

Este ejemplo, representado en la Figura 7.10, muestra un modelo promedio de una pequeña granja fotovoltaica (400 kW) conectada a una red de 25 kV utilizando un convertidor de dos etapas.

Este ejemplo resulta interesante para poder observar cómo se conectan varios módulos de panel fotovoltaico, para poder formar un campo solar.

Anteriormente el bloque fotovoltaico estaba conectado a un inversor (convertidor CC/CA). En este ejemplo cada conjunto fotovoltaico está conectado a un convertidor CC/CC de tipo Boost (elevador). Las salidas de los convertidores elevadores están conectadas a un bus de CC común de 500 V. El control del inversor se realiza mediante el mismo método anterior.

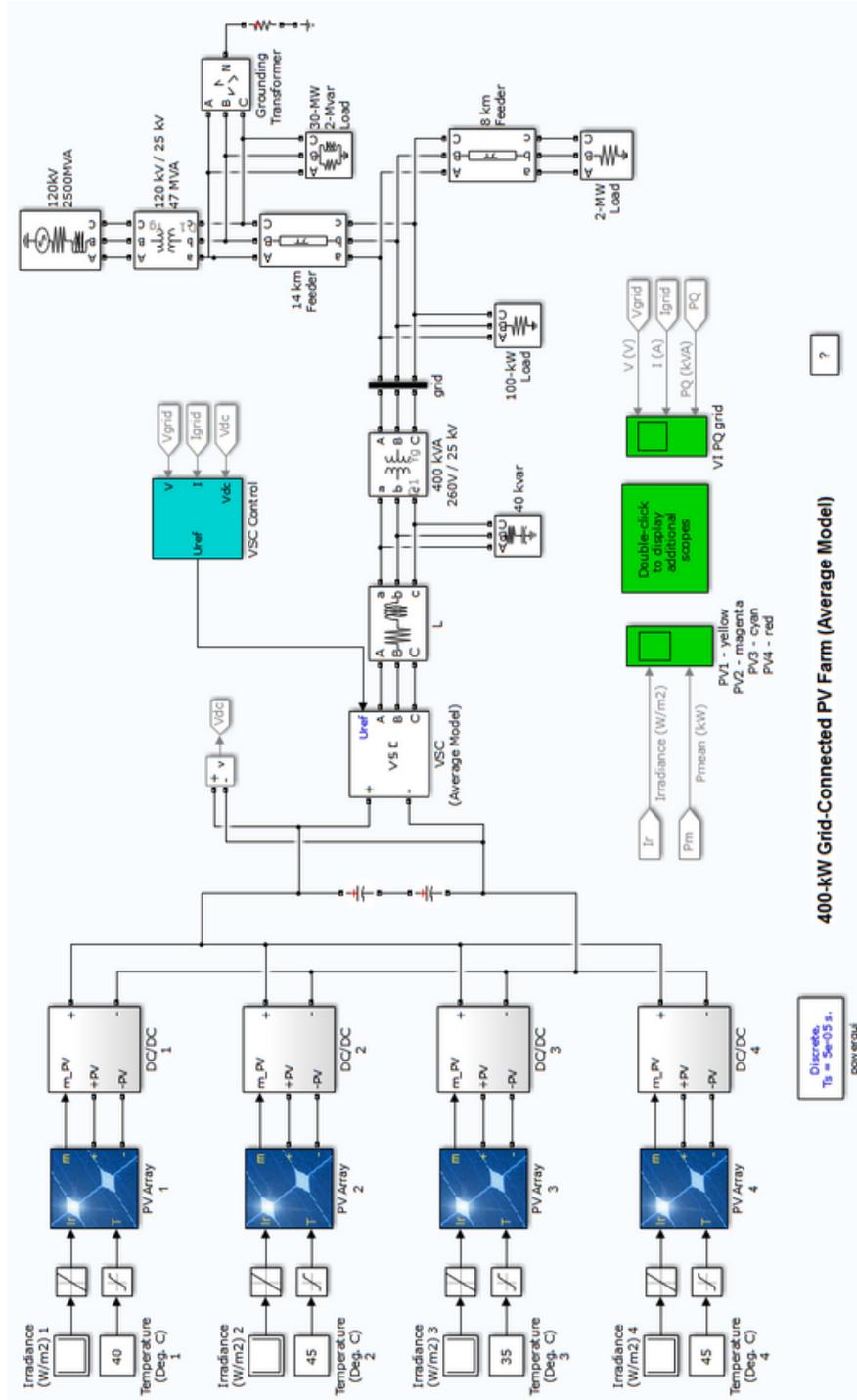


Figura 7.10. Esquema de Simulink:
400-kW Grid-Connected PV Farm (Average Model)

Hay que tener en cuenta que en el modelo promedio los cuatro modelos de la matriz PV contienen un ciclo algebraico. Se requieren bucles algebraicos para obtener una solución iterativa y precisa de los modelos PV cuando se utilizan tiempos de muestra grandes. Estos lazos algebraicos son fácilmente resueltos por Simulink.

7.1.5. Ejemplos con Aerogeneradores

7.1.5.1. Wind Farm (IG)

En este primer ejemplo, mostrado el esquema en la Figura 7.11, se modela un parque eólico que consta de seis aerogeneradores de 1.5 MW cada uno (9 MW en total) conectado a un sistema de distribución de 25 kV. Se exporta energía a una red de 120 kV a través de un alimentador de 25 km de 25 kV.

Las turbinas de viento usan generadores de inducción de jaula de ardilla (IG). El devanado del estátor está conectado directamente a la red de 60 Hz y el rotor es impulsado por una turbina eólica de paso variable. El ángulo de paso se controla para limitar la potencia de salida del generador a su valor nominal para vientos que superan la velocidad nominal (9 m/s).

La velocidad varía entre 1 pu sin carga y 1.005 pu con carga completa. Cada aerogenerador tiene un sistema de protección que controla el voltaje, la corriente y la velocidad de la máquina.

La potencia reactiva absorbida por el generador de inducción es parcialmente compensada por bancos de condensadores conectados en cada bus de baja tensión de la turbina eólica. El resto de la potencia reactiva necesaria para mantener el voltaje lo proporciona un bloque STATCOM. El funcionamiento del STATCOM será estudiado más adelante.

La potencia mecánica de la turbina en función de la velocidad de la turbina se muestra en la Figura 7.12. La potencia varía en función de las velocidades del

viento, mostrando en la gráfica desde 4 m/s hasta 10 m/s. La velocidad nominal del viento que produce la potencia mecánica nominal (1pu = 3MW) es de 9 m/s.

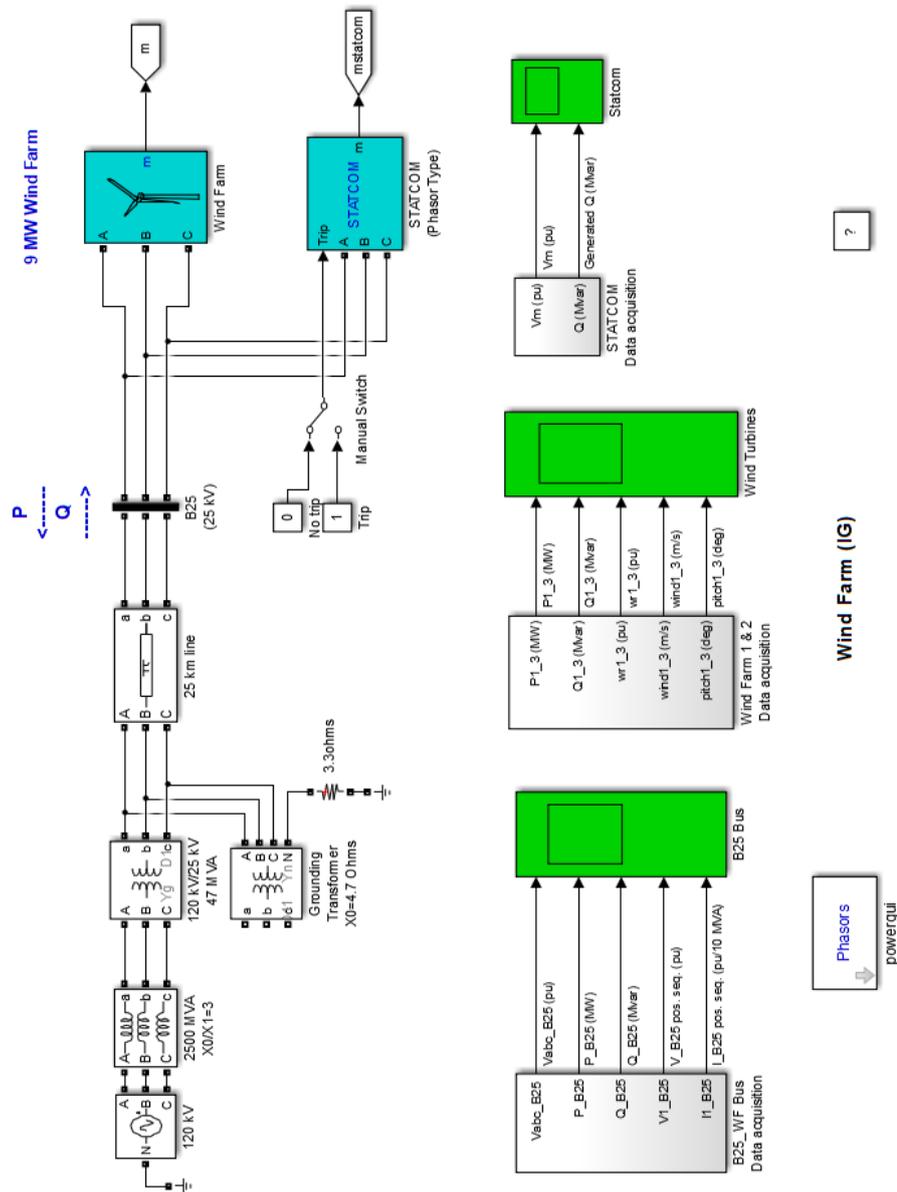


Figura 7.11. Esquema de Simulink: Wind Farm (IG)

This example uses an initial state vector to start the simulation from steady-state. When you make changes to the model (add, delete, rename blocks, etc), the initial state vector needs to be regenerated or disabled, otherwise Simulink signals an error when the simulation is started. To disable the use of initial state vector for this model, go to the Data Import/Export section of the Model Configuration Parameters tool and uncheck the *Initial state* option under the 'Load from workspace' section.

To regenerate the initial state vector after a change to the model, follow the instructions given in the initialization file for this model. Type open('init_power_wind_ig') at the matlab prompt to view this file.

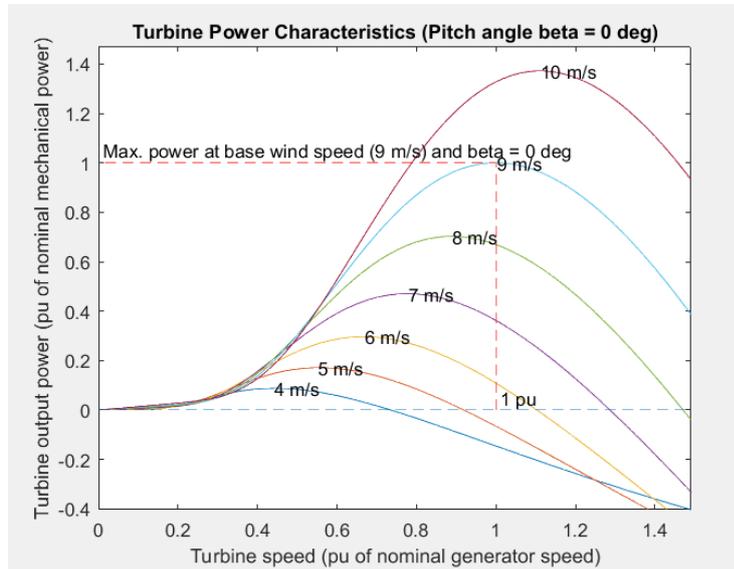


Figura 7.12. Wind Farm (IG): Características de potencia de la turbina

Para cada turbina, se va variando la velocidad del viento. Inicialmente, se establece en 8 m/s, después pasará a 11 m/s durante 3 segundos, con una diferencia de tiempo de 2 s entre las turbinas. Además, a los 15 s, se aplica una falla temporal en los terminales de baja tensión (575 V) de la segunda turbina.

Simulación

Respuesta de la turbina a un cambio en la velocidad del viento

En la Figura 7.13, se presentan los resultados de simulación para las potencias activa y reactiva, la velocidad del generador, la velocidad del viento y el ángulo de inclinación de cada turbina.

Se observa que, para cada par de turbina, la potencia activa generada comienza a aumentar suavemente (junto con la velocidad del viento) para alcanzar su valor nominal de 3 MW en aproximadamente 8 s. Durante este periodo de tiempo, la velocidad de la turbina habrá aumentado de 1.0028 pu a 1.0047 pu.

Inicialmente, el ángulo de inclinación de las palas de la turbina es de 0 grados. Cuando la potencia de salida supera los 3 MW, el ángulo de inclinación aumenta de 0 grados a 8 grados para devolver la potencia de salida a su valor nominal.

La potencia reactiva absorbida aumenta a medida que aumenta la potencia activa generada. En la potencia nominal, cada par de turbina eólica absorbe 1.47 Mvar. Para una velocidad del viento de 11 m/s, la potencia total exportada medida en el bus B25 es de 9 MW y el STATCOM mantiene el voltaje en 0.984 pu generando 1.62 Mvar.

Funcionamiento del sistema de protección

En $t = 15$ s, se aplica un fallo de fase a fase en los terminales de la turbina eólica 2, haciendo que la turbina se dispare en $t = 15.11$ s. Observando en el bloque de protecciones para la turbina eólica, en la, se observa que el disparo se inicia por la protección de baja tensión de CA para la turbina 2.

Después de este disparo en la turbina 2, las turbinas 1 y 3 continúan generando 3 MW cada una.

Impacto del STATCOM

Desactivando el fallo de fase a fase de la turbina 2, y desconectando también el STATCOM, se observa en las gráficas de la Figura 7.15 del Bus B25, que debido a la falta de soporte de potencia reactiva, el voltaje en el bus B25 ahora cae a 0.91 pu. Esta condición de bajo voltaje resulta en una sobrecarga del generador de inducción de la turbina 1.

Observando de nuevo el bloque de protecciones para las turbinas, se ve que el disparo se inicia debido a la protección de sobrecorriente de CA para la turbina 1.

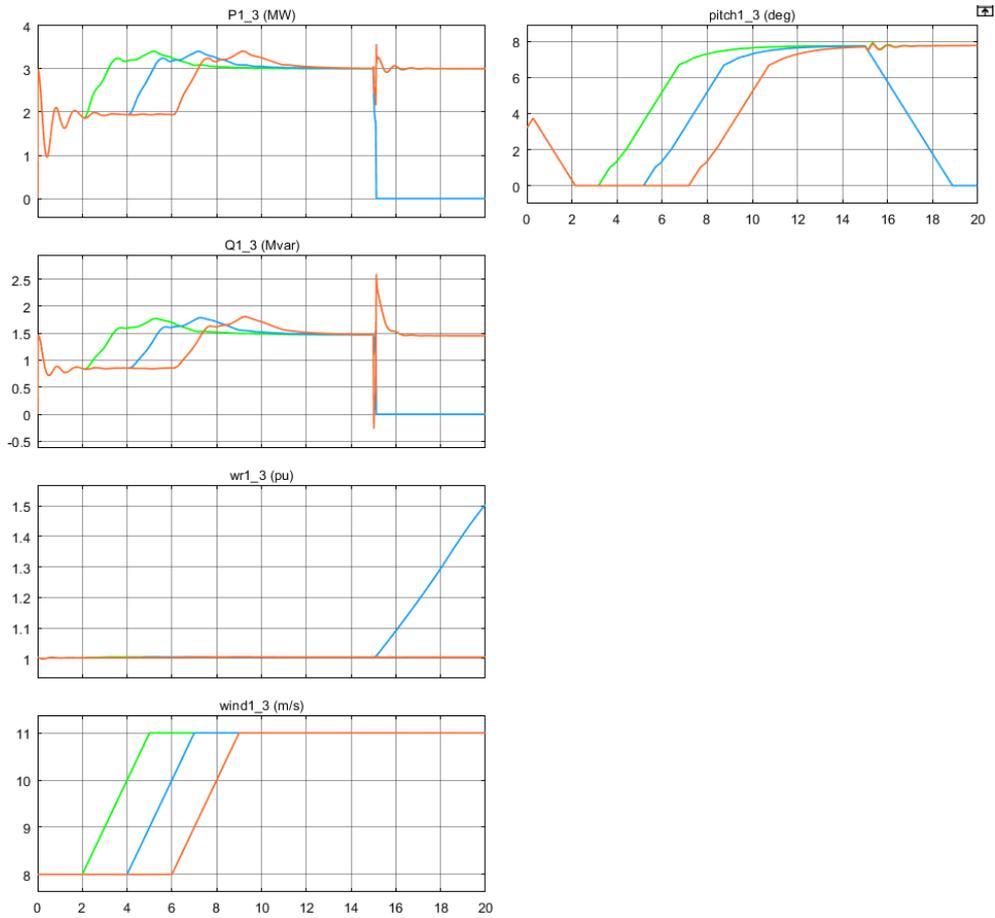


Figura 7.13. Wind Farm (IG): Resultados de simulación

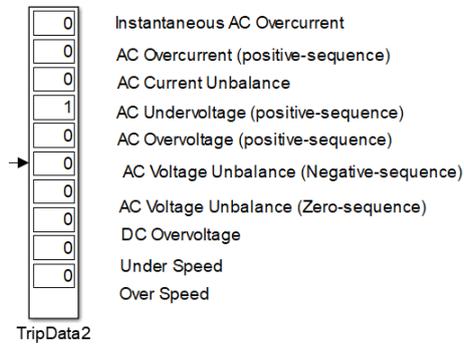


Figura 7.14. Wind Farm (IG): Protecciones de la turbina eólica para la turbina 2.

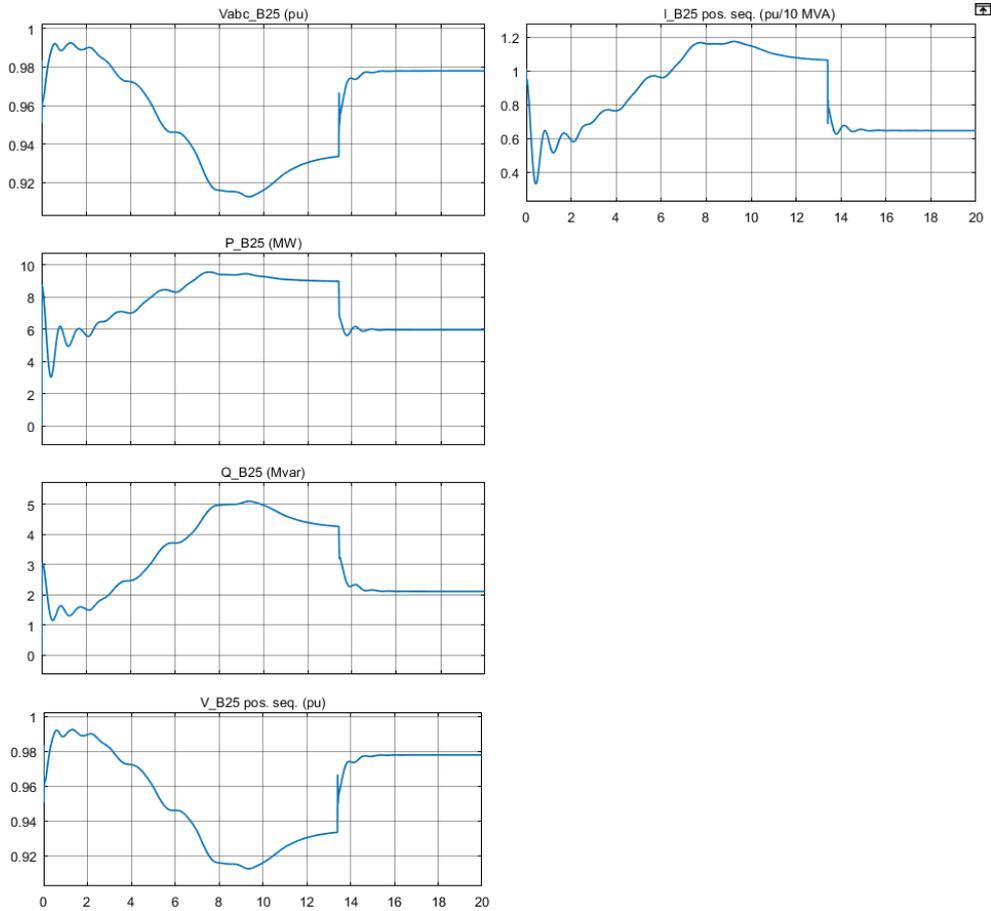


Figura 7.15. Wind Farm (IG): Bus B25 para desconexión del STATCOM

7.1.5.2. Wind-Turbine Asynchronous Generator in Isolated Network

En este ejemplo (Figura 7.16) se presenta un modelo genérico del sistema de High-Penetration, No Storage, Wind-Diesel (HPNSWD). Esta tecnología fue desarrollada por Hydro-Quebec para reducir el costo del suministro de electricidad en comunidades remotas del norte.

La utilización óptima del viento (capacidad eólica instalada / demanda eléctrica pico) para este sistema depende del costo de entrega del sitio del combustible y del recurso eólico disponible.

El sistema HPNSWD de este ejemplo utiliza una máquina síncrona de 480 V y 300 kVA, una turbina eólica que impulsa un generador de inducción de 480 V y 275 kVA, una carga de 50 kW para el cliente y una carga secundaria variable (0 a 446,25 kW).

Para bajas velocidades de viento, tanto el generador de inducción como el generador síncrono impulsado por diésel son necesarios para alimentar la carga. Cuando la energía eólica excede la demanda de carga, es posible apagar el generador diésel. En este estado, la máquina síncrona se utiliza como un condensador síncrono y su sistema de excitación controla la tensión de la red a su valor nominal. Un banco de carga secundario se usa para regular la frecuencia del sistema al absorber la energía eólica que excede la demanda del consumidor.

La frecuencia de la red es controlada por el bloque Discrete Frequency Regulator. Este controlador utiliza un sistema trifásico de bucle de fase sincronizado (PLL, Phase Locked Loop) para medir la frecuencia del sistema. La frecuencia medida se compara con la frecuencia de referencia (60 Hz) para obtener el error de frecuencia.

Este error está integrado para obtener el error de fase. El error de fase es luego utilizado por un controlador Proporcional-Diferencial (PD) para producir una señal de salida que representa la potencia de carga secundaria requerida. Esta señal se convierte en una señal digital de 8 bits que controla la conmutación de las ocho cargas secundarias trifásicas. Para minimizar las perturbaciones de voltaje, la conmutación se lleva a cabo al cruce cero de la tensión.

Simulación

Realizando la simulación para una velocidad del viento de 10 m/s, se comprueba que la turbina eólica produce suficiente energía para suministrar la carga. El generador diésel se detiene y la máquina síncrona funciona como un condensador síncrono con su entrada de potencia mecánica (P_m) configurada en cero. El ejemplo ilustra el rendimiento dinámico del sistema de regulación de frecuencia cuando se conecta con una carga adicional de 25 kW.

Se observa la tensión y la corriente de red en la Figura 7.17. En la Figura 7.19, la frecuencia y la velocidad asíncrona de la máquina. Finalmente, en la Figura 7.18, se observan las potencias del esquema.

Como la máquina asíncrona funciona como generador, su velocidad es ligeramente superior a la velocidad síncrona (1.011 pu). De acuerdo con las características de la turbina, para una velocidad del viento de 10 m/s, la potencia de salida de la turbina es de 0.75 pu (206 kW). Debido a las pérdidas de la máquina asíncrona, la turbina eólica produce 200 kW.

Como la carga principal es de 50 kW, la carga secundaria absorbe 150 kW para mantener una frecuencia constante de 60 Hz. En $t = 0.2$ s, la carga adicional de 25 kW se enciende. La frecuencia disminuye momentáneamente a 59.85 Hz y el regulador de frecuencia reacciona para reducir la potencia absorbida por la carga secundaria a fin de llevar la frecuencia a 60 Hz. El voltaje permanece en 1 pu y no se observa parpadeo.

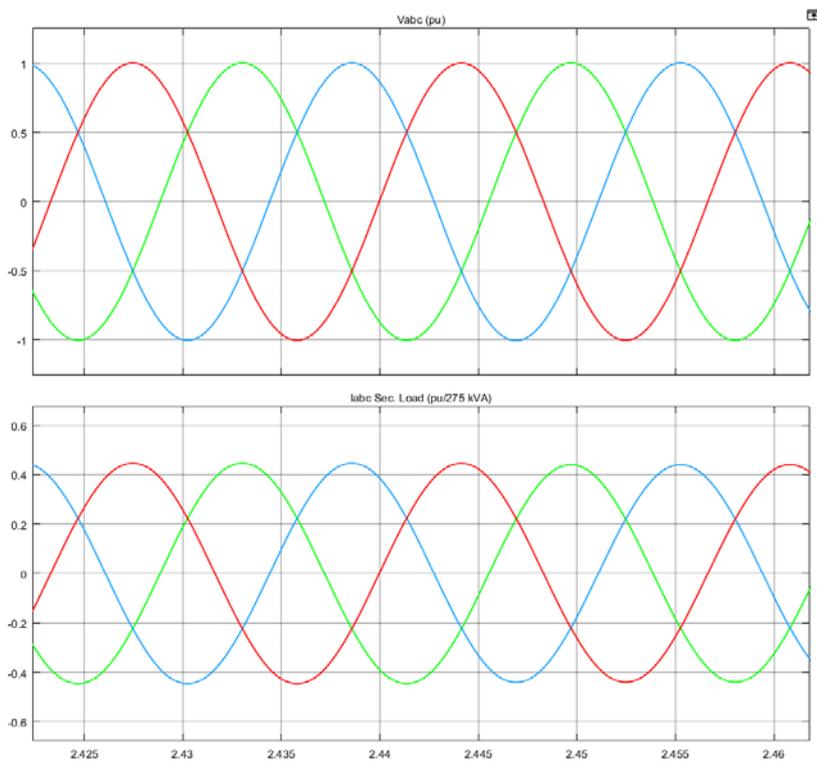


Figura 7.17. Wind-Turbine Asynchronous Generator in Isolated Network: tensiones y corrientes de red.

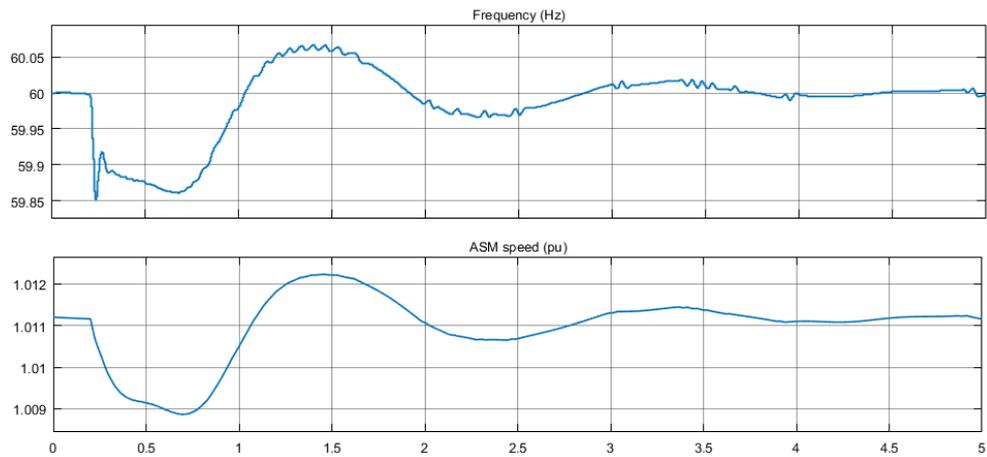


Figura 7.19. Wind-Turbine Asynchronous Generator in Isolated Network: frecuencia y velocidad asíncrona de la máquina.

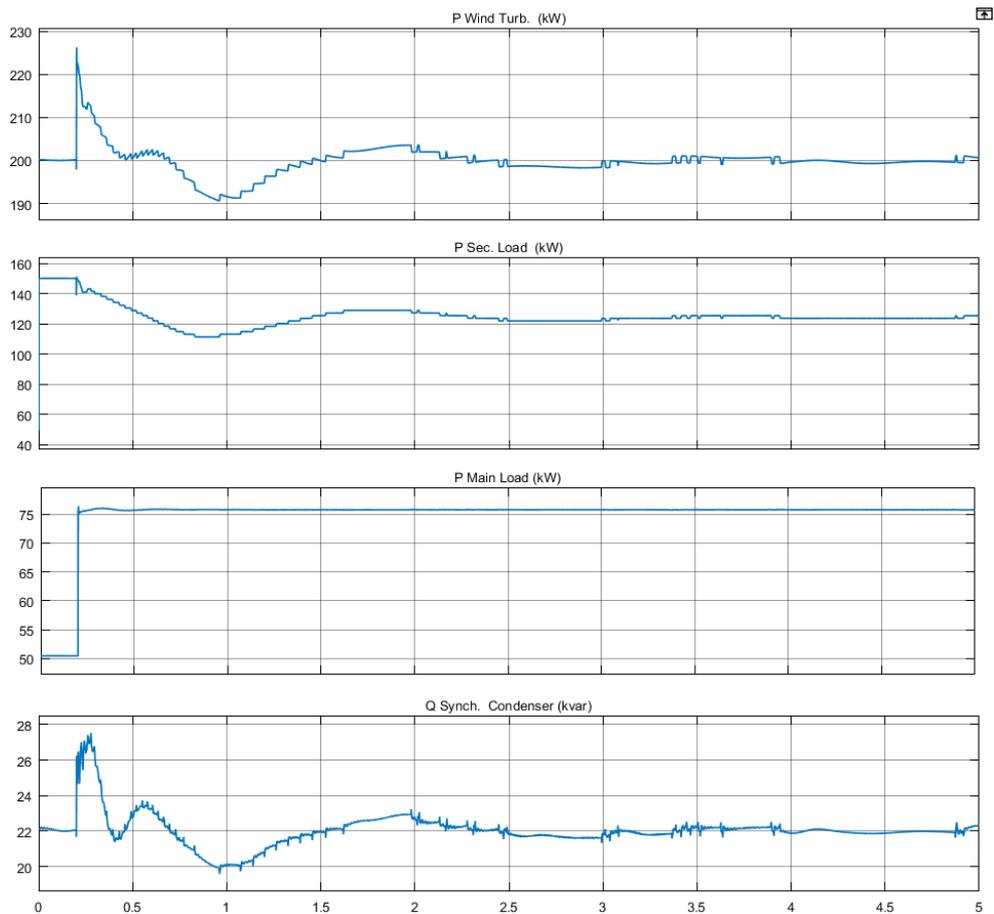


Figura 7.18. Wind-Turbine Asynchronous Generator in Isolated Network: potencias activa y reactiva de los elementos del esquema.

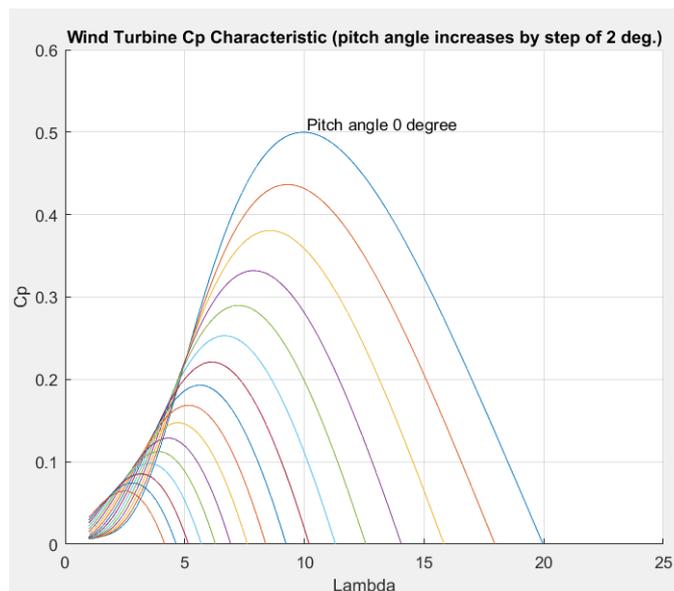
7.1.5.3. Wind Farm - Synchronous Generator and Full Scale Converter (Type 4) Average Model

En este ejemplo (Figura 7.21) un parque eólico de 10 MW se conecta a un sistema de distribución de 25 kV que exporta energía a una red de 120 kV a través de un alimentador de 30 km y 25 kV.

La turbina eólica Tipo 4 presentada en este ejemplo consiste en un generador síncrono conectado a un rectificador de diodos, un convertidor de impulso PWM basado en IGBT de CC / CC y un convertidor PWM basado en IGBT de CC / CA modelado por fuentes de tensión. La tipología tipo 4 permite extraer la máxima energía del viento para velocidades de viento bajas al optimizar la velocidad de la turbina, mientras se minimizan las tensiones mecánicas en la turbina durante ráfagas de viento.

En este ejemplo, la velocidad del viento se mantiene constante en 15 m/s. El sistema de control del convertidor CC / CC se usa para mantener la velocidad a 1 pu. La potencia reactiva producida por la turbina eólica está regulada a 0 Mvar.

En la Figura 7.20 se pueden ver las curvas de datos para la turbina eólica.



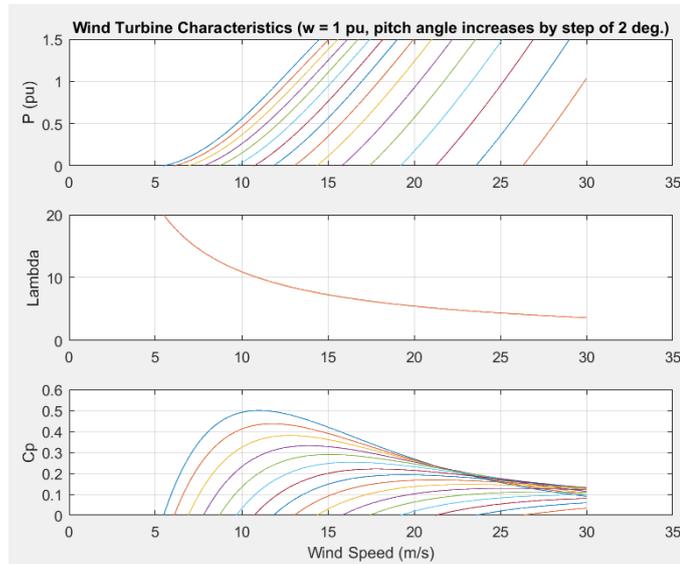


Figura 7.20. Wind Farm – Synchronous Generator and Full Scale Converter (Type 4) Average Model: curvas de datos para la turbina eólica.

Simulación

Se observará la operación en estado estable de la turbina eólica Tipo 4 y su respuesta dinámica a la caída de tensión resultante de una falla remota en el sistema de 120 kV. Las gráficas resultado de simulación se muestran en la Figura 7.22.

Inicialmente, el parque eólico produce 10 MW. La velocidad de la turbina correspondiente es de 1 pu de velocidad síncrona de generador. La tensión de CC se regula a 1100 V y la potencia reactiva se mantiene a 0 Mvar.

En $t = 0.03$ s, la tensión de secuencia positiva cae de repente a 0.75 pu, causando un aumento en el voltaje del bus de CC y una caída en la potencia de salida del aerogenerador Tipo 4. Durante la caída de tensión, los sistemas de control intentan regular el voltaje de CC y la potencia reactiva en sus puntos de ajuste (1100 V, 0 Mvar). El sistema se recupera después de la eliminación de fallas.

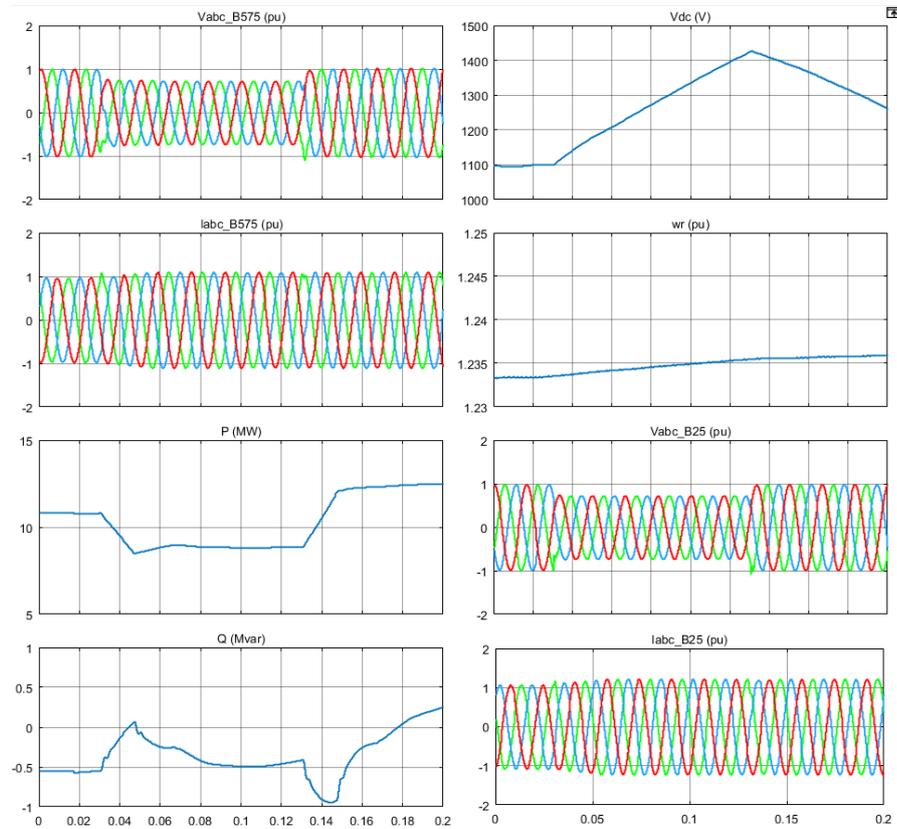


Figura 7.22. Wind Farm – Synchronous Generator and Full Scale Converter (Type 4) Average Model: resultados de simulación.

Capítulo 8:

Modelos de Simulink de los elementos de la Micro Red

8.1. Introducción

En este Capítulo, se desarrollarán los modelos que se han diseñado para formar los elementos de la Micro Red.

En primer lugar, se han realizado los modelos correspondientes a las cargas de consumo: la carga residencial, el vehículo eléctrico, y la carga industrial a partir de motores de corriente alterna. Para modelar la recarga del vehículo eléctrico, se han desarrollado dos elementos diferentes, uno para recarga doméstica lenta y otro para simular un punto público de recarga semi-rápida.

Los siguientes modelos serán para la generación renovable, creando diseños para el aerogenerador y para los paneles solares. Para el aerogenerador, se ha realizado un prototipo a partir del generador asíncrono para el tipo de conexión a la red de forma directa. El modelo con generador síncrono para el modo de conexión a red a partir de inversores se va a contemplar como línea futura de desarrollo de este proyecto. Para los paneles solares, además de configurar el modelo, se ha implementado un control MPPT para la mejora del funcionamiento, realizando distintas pruebas y analizando sus resultados.

Finalmente, se ha creado un esquema para el almacenamiento que gestione el consumo y la generación, mediante baterías electroquímicas.

Para cada modelo, se seguirá el método de elegir la configuración de red, la potencia de consumo o generación, la exposición del submodelo y el análisis de resultados de forma individual.

8.2. Modelos de las cargas

8.2.1. Carga residencial

Ubicación: Elementos de la Smart Grid
Título: Zona_Residencial.slx

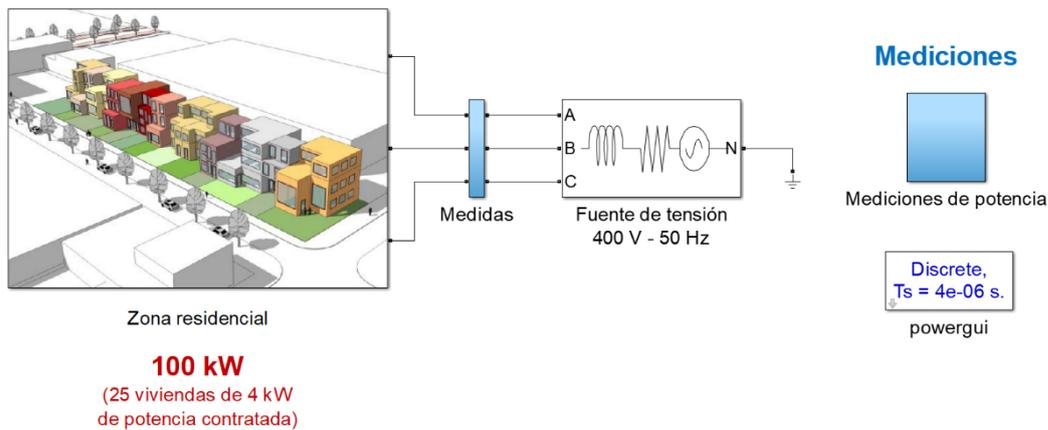


Figura 8.1. Modelo zona residencial

Elección de la configuración de red

Según la normativa utilizada en Europa, la tensión doméstica es una red de corriente alterna monofásica de $230\text{ V} \pm 10\%$ de tensión nominal, a una frecuencia de 50 Hz.

Sin embargo, se ha mantenido una red trifásica (400 V entre fases) porque es la típicamente utilizada para instalaciones mayores a 15 kW de potencia contratada, y para esta aplicación en la Micro Red, no se tiene una vivienda individual si no que se tiene un bloque que modela un conjunto de ellas, al igual que se ha podido observar para los ejemplos proporcionados por Matlab.

La fuente de tensión, por lo tanto, suministra una tensión eficaz de 400 V entre fases ($230\text{ V fase-neutro} \cdot \sqrt{3}$), a 50 Hz. Se ha modelado la fuente de tensión como una fuente prácticamente ideal, configurando la resistencia y la impedancia internas de muy bajo valor.

Elección de la potencia de consumo

La potencia de consumo aplicada a una vivienda individual se ha elegido siguiendo la Guía de la Red Eléctrica de España, por la cual la potencia media contratada por hogar es de 4 kW. Se muestra en la tabla extraída de la guía y representada en la **Figura 8.2** [35].

Potencia media contratada por hogar	4 kW	
	Anual	Diario
Consumo medio de un hogar español	2.992 kWh	8,2 kWh
Facturación media	362 €	1,0 €
Emisiones de CO ₂ medias por hogar	834,8 kg	2,3 kg

Fuente CNE. Año 2009

Figura 8.2. Tabla de datos de demanda del sector residencial

Esto se corresponde con la potencia activa consumida por las vivienda. Con respecto a la potencia reactiva, no es una energía que literalmente pueda “consumirse” o “producirse”. Sin embargo, sí es necesario transportarla, y esto hace que sea necesario tenerla en cuenta en el diseño de la red eléctrica. Aunque no produzca trabajo útil, es necesario compensar la energía reactiva pues puede producir variaciones en la intensidad eléctrica de los circuitos, desencadenando sobrecarga en las líneas generadoras.

En el caso de las viviendas, consultando algunas compañías distribuidoras como es el caso de Iberdrola, al tratarse de una carga menor a 15 kW, solo se factura la energía reactiva si se supera el 50% del consumo de energía activa [36].

Por lo tanto, las viviendas no cuentan con contadores que registren datos reales de consumo de energía reactiva. Sin embargo, la energía reactiva se asocia a todos los aparatos que para su funcionamiento necesiten bobinas (es decir aquellos que funcionan con motores o transformadores), como es el caso de los electrodomésticos.

Por ello, y debido a que no hay datos precisos, aunque exista una utilización real de esta energía; se ha decidido que el valor de la potencia reactiva de cada vivienda suponga un valor estimado del 25 % del consumo total de la potencia activa.

Submodelo

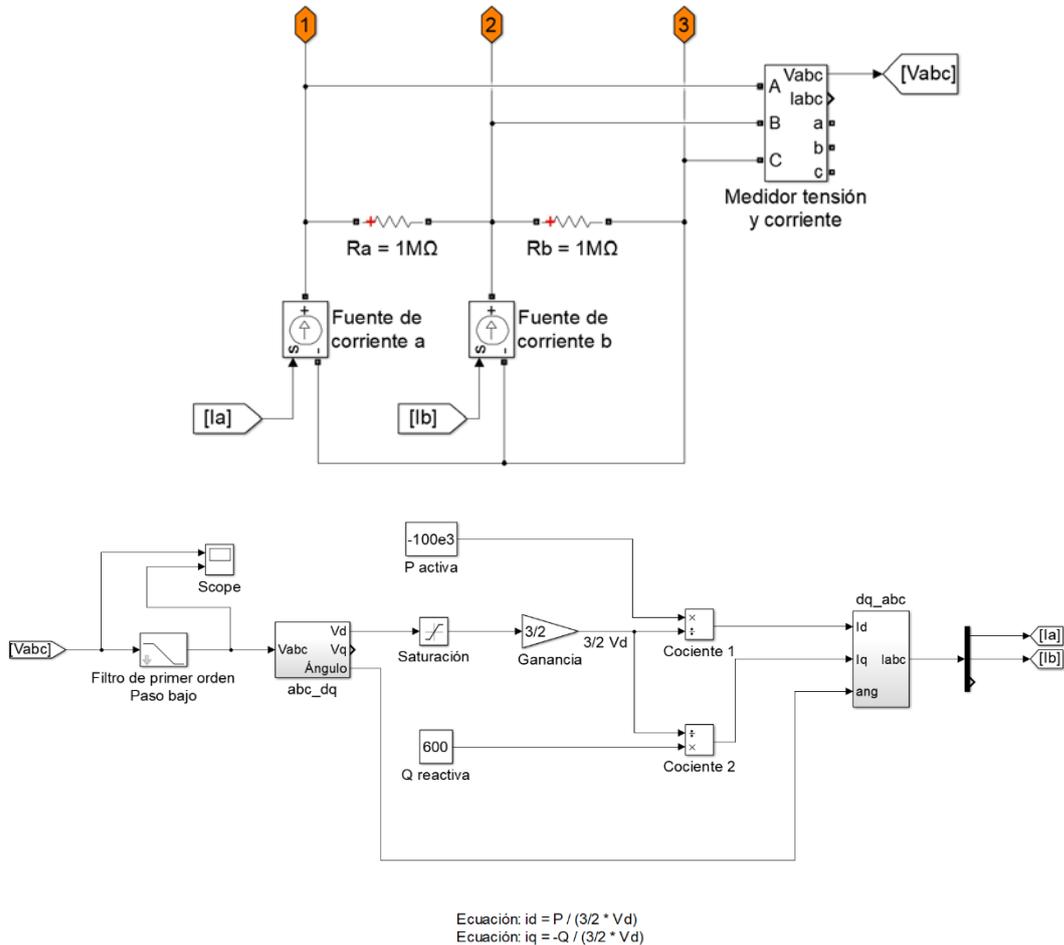


Figura 8.3. Zona residencial: submodelo

El modelo para la zona residencial se representa en la **Figura 8.3** y ha diseñado en base al utilizado en el ejemplo de Matlab desarrollado anteriormente en el apartado 7.1.3.2. *24-hour Simulation of a Vehicle-to-Grid (V2G) System*.

Este submodelo se basa en un esquema fasorial, representado por dos fuentes de corriente aisladas entre sí por dos resistencias de elevado valor. La finalidad de esta configuración es la de poder regular la tensión V_{abc} y la corriente I_{abc} en función de las referencias de potencia activa y reactiva que se quieran establecer como consumo de la carga. Se consigue mediante las entradas de I_a e I_b (I_c se configura automáticamente teniendo las otras dos componentes para tener un sistema equilibrado) que controlan las fuentes de corriente.

Además, se ha añadido un filtro paso bajo para la señal V_{abc} introducida en las ecuaciones, para evitar fallos en el modelo debido al estado transitorio de otros elementos y bloques que podrán conectarse junto con la carga residencial.

Para obtener las entradas I_a e I_b , se modelan las ecuaciones (28) y (29) que relacionan estas corrientes con la potencia activa P y la reactiva Q , de forma más simplificada que en el ejemplo de Matlab. Estas ecuaciones se desarrollaron en el apartado 4.5.1. Control de corriente.

La referencia de la potencia activa se ha establecido en 100 kW, para modelar una zona residencial con 25 viviendas de 4 kW de potencia contratada cada una. Se ha escogido este valor de consumo de 100 kW para no obtener un valor de pico de la corriente de red demasiado elevado, pensado para mantenerlo por debajo de los 300 A. La referencia de la potencia reactiva se ha mantenido en un valor que permite obtener el 25 % de consumo de reactiva con respecto a la potencia activa total, por lo tanto, se obtendrá un valor de 25 kVAr para las 25 viviendas.

Resultados

Se observa en la Figura 8.4 que los resultados para la tensión y la corriente de conexión a red son los adecuados.

En primer lugar, la tensión de red fase neutro de pico se corresponde con el valor esperado de 325 V ($230 V_{rms} \cdot \sqrt{2} = 325 V_{pico}$).

En segundo lugar, la señal de la corriente de red es una onda senoidal con la forma adecuada, lo que indica que el control por corriente está funcionando correctamente. Además, se obtiene un valor de 200 A de pico, acorde con la limitación planteada en el diseño de no superar los 300 A de corriente.

Para cada vivienda, se obtendría un valor de 8 A, lo que resulta un valor acorde a las corrientes suministradas en una vivienda de 10 A para iluminación, 16 A para enchufes estándar y 25 A para enchufes destinados a electrodomésticos y aparatos de gran consumo. No hay coincidencia con una de estas corrientes (típicamente 16 A) debido a la explicación de que la tensión doméstica es una red monofásica y en este caso estamos utilizando una red trifásica de 400 V de línea.

En cuanto a los resultados de consumo, en la Figura 8.5 se puede ver que se obtiene el valor esperado de potencia activa (100 kW), negativo al ser consumida y un poco por debajo de la referencia. El “consumo” o transmisión de potencia reactiva se corresponde con el 25 % del consumo de activa, como fue diseñado.

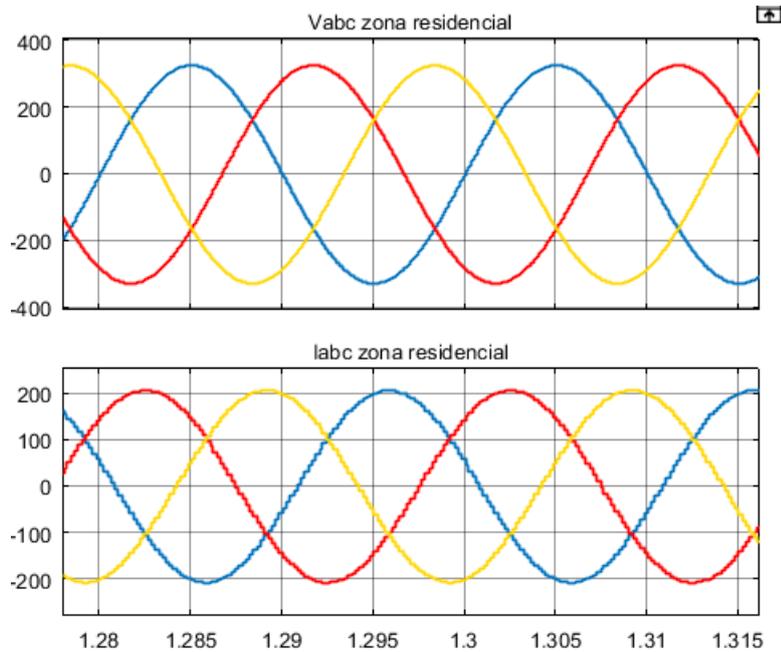


Figura 8.4. Zona residencial: resultados de tensión y corriente de red

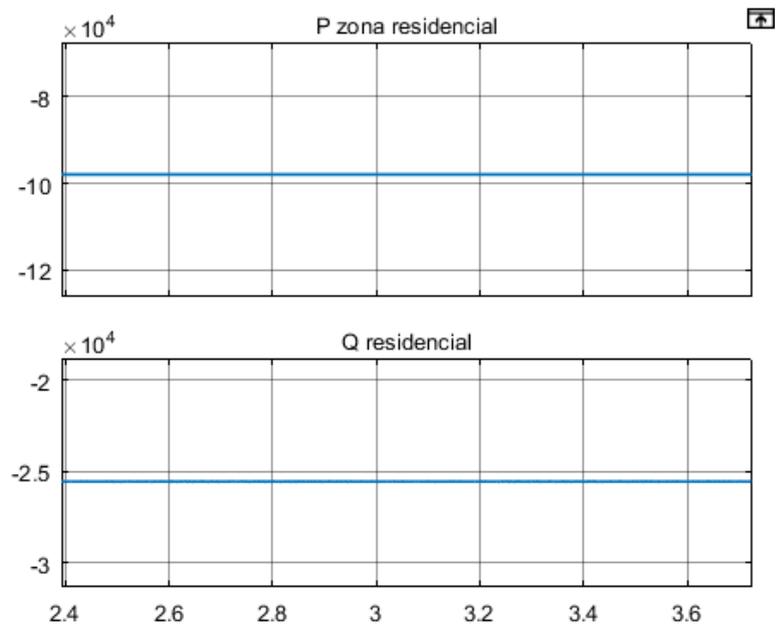


Figura 8.5. Zona residencial: resultados de potencias de consumo

8.2.2. Vehículo eléctrico

Como se ha analizado en el estado del arte desarrollado en el apartado 3.4. Vehículo eléctrico, un vehículo eléctrico en conclusión podría modelarse como un motor junto con una batería. El motor de un vehículo eléctrico podría alcanzar hasta los 80 kW (110 CV).

Sin embargo, para el desarrollo de la Micro Red el objetivo fundamental será la recarga del vehículo eléctrico más que el modelado del vehículo en sí, pues es el modo de recarga lo que realmente consume de la red eléctrica. En la Figura 8.6 se muestra de forma ilustrativa un punto de recarga de vehículo eléctrico.



Figura 8.6. Punto de recarga público de vehículo eléctrico

Además de consumir de la red, el coche eléctrico también podría introducirse en la Micro Red como elemento generador, aprovechando la energía de su batería en una vivienda cuando el precio de la electricidad sea elevado, y cargándolo cuando el precio sea más reducido.

Sin embargo, esta funcionalidad debería ser seleccionada por el usuario, puesto que en una recarga doméstica lenta el vehículo tarda entre 6 y 8 horas en cargarse, prácticamente toda la noche. Utilizando esta recarga para aportar energía a la red, supondría que el usuario no podría disponer del coche eléctrico en el momento de necesitarlo. De todas formas, este uso sigue siendo una opción interesante que explorar.

Para este proyecto, se modelará el vehículo eléctrico (o mejor dicho su recarga) como un punto de recarga lenta doméstica y un punto de recarga semi-rápida disponible en zonas públicas.

8.2.2.1. Recarga doméstica lenta de VE

Ubicación: Elementos de la Smart Grid
Título: VE_Recarga_Domestica.slx

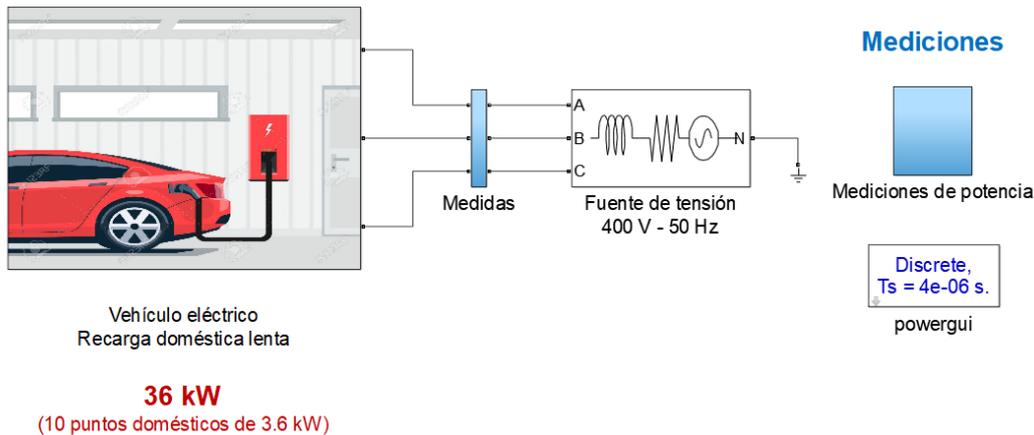


Figura 8.7. Modelo recarga doméstica lenta de vehículo eléctrico

Elección de la configuración de red

Como se ha investigado, la recarga residencial se realiza conectándose a la red doméstica, a 230 V y 16 A de consumo. Por lo tanto, se ha utilizado la misma fuente de tensión trifásica de 400 V con la misma justificación.

Elección de la potencia de consumo

La recarga lenta se realiza consumiendo 3.6 kW de la red entre 6 y 8 horas, aunque para el modelo de la simulación solo se observarán unos instantes. Se ha mantenido el criterio para la energía reactiva del 25 % de la energía activa.

Submodelo

Se ha utilizado el mismo esquema de submodelo que para una vivienda, debido a que el objetivo es controlar la tensión y corriente de red a partir de la potencia consumida definida. El único cambio será la potencia activa de consumo a 3.6 kW, en este caso para 10 puntos de recarga (36 kW en total). Otra opción de diseño

sería utilizar una batería, aunque se necesitaría un control por inversor por lo que se ha optado por esta opción por más simple para modelar una carga.

Resultados

Se puede observar, en base a lo detallado para el bloque de carga residencial, que los resultados de red y de consumo de la potencia diseñada son correctos.

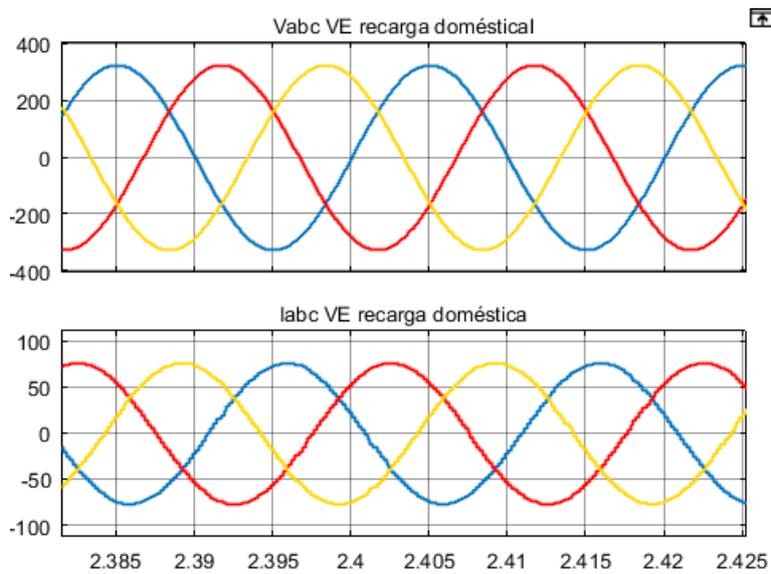


Figura 8.8. Recarga doméstica lenta de VE: resultados de red

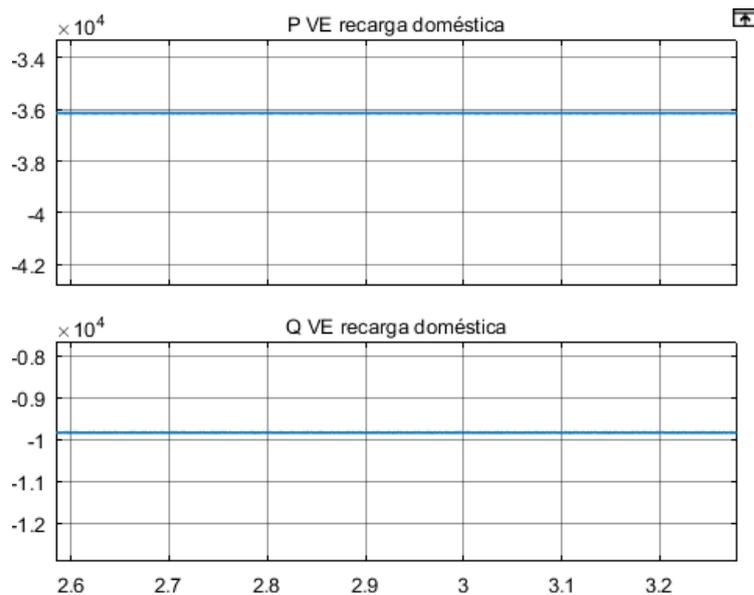


Figura 8.9. Recarga doméstica lenta de VE: resultados de consumo

8.2.2.2. Punto público de recarga semi-rápida de VE

Ubicación: Elementos de la Smart Grid
Título: VE_Recarga_Publica.slx

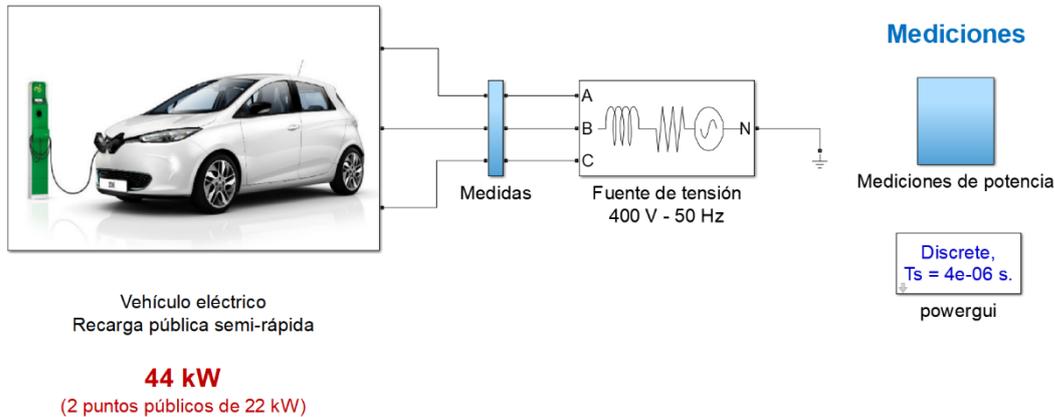


Figura 8.10. Modelo recarga pública semi-rápida de vehículo eléctrico

Elección de la configuración de red

Se utiliza la misma conexión a red que para la recarga doméstica. La diferencia será el mayor consumo de corriente al consumir más potencia en la recarga. A diferencia con la recarga del vehículo doméstico, es que este tipo de recarga sí se realiza mediante una red trifásica de 400 V de línea consumiendo sobre 43 A, y no con una red monofásica. Por lo tanto, en los resultados observaremos el valor correcto de la corriente.

Elección de la potencia de consumo

La recarga semi-rápida está destinada para puntos de recarga públicos como empresas, puntos en la vía, o parkings. La duración de la recarga es de algo mayor a 1 hora y suele estar en torno a los 22 kW, por lo que se ha escogido esta potencia de consumo.

Submodelo

De nuevo, el único cambio en el submodelo será el ajustar la potencia de consumo a 22 kW y reajustar la reactiva para que suponga aproximadamente el 25 %.

Resultados

En la Figura 8.11 se observa efectivamente que se alcanza un valor de consumo esperado de alrededor de 43 A para cada punto de recarga. En la Figura 8.12 se puede comprobar que la potencia consumida es la diseñada de 44 kW.

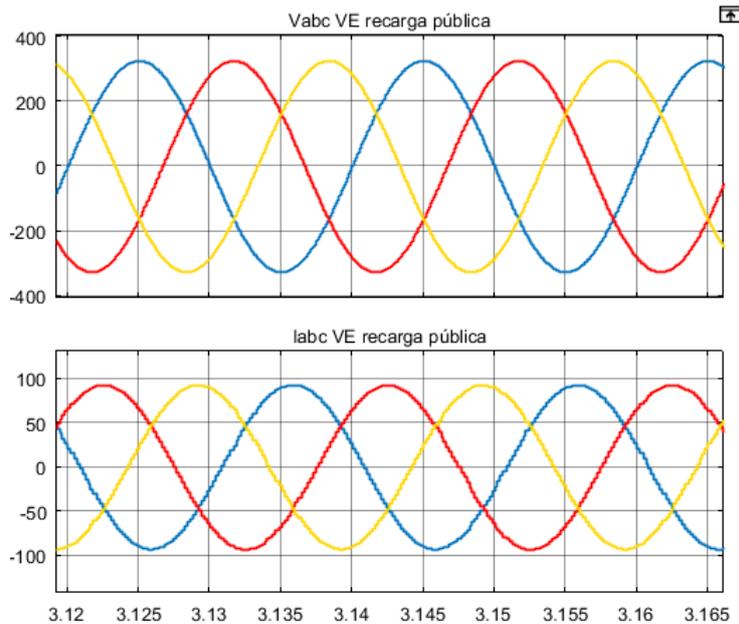


Figura 8.11. Recarga pública semi-rápida de VE: resultados de red

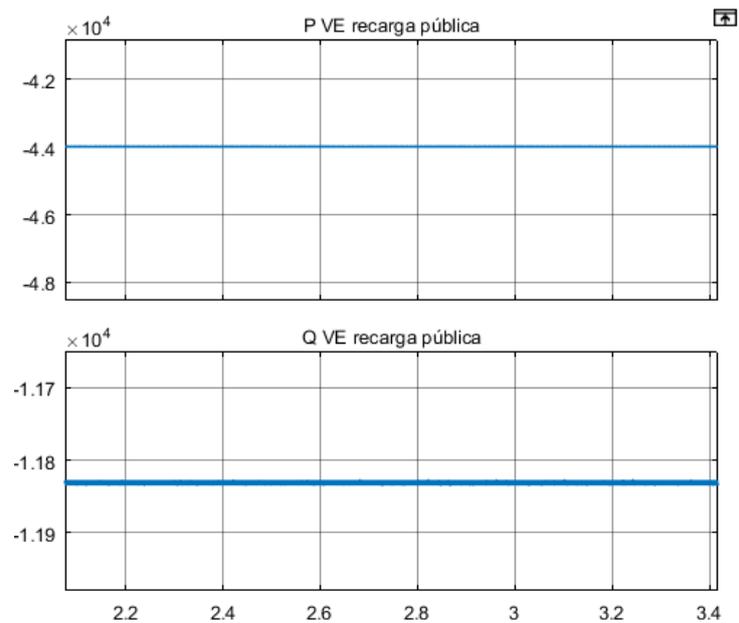


Figura 8.12. Recarga pública semi-rápida de VE: resultados de consumo

8.2.3. Carga industrial: motores de CA

Ubicación: Elementos de la Smart Grid
Título: Carga_Industrial.slx

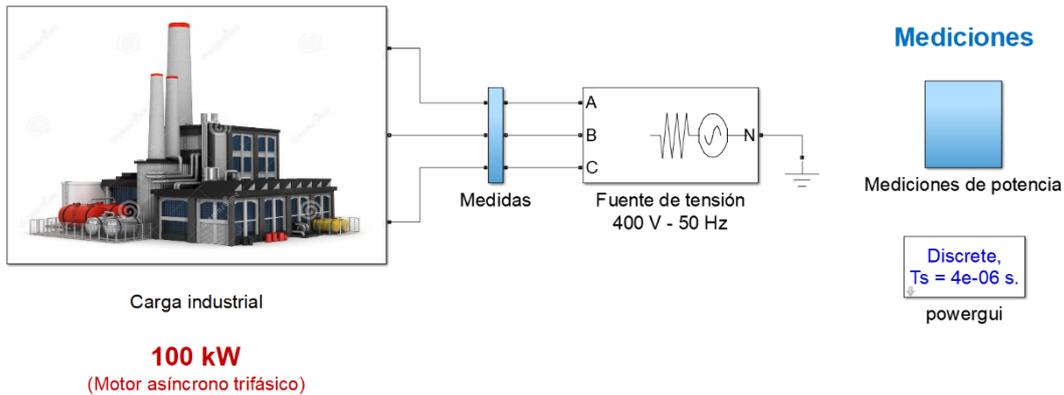


Figura 8.13. Modelo carga industrial

Elección de la configuración de red

Se ha utilizado la misma fuente de tensión que para la zona residencial, bajo la misma justificación de modelar una instalación mayor a 15 kW de potencia contratada. La fuente de tensión, por lo tanto, suministra una tensión eficaz de 400 V entre fases ($230 \text{ V fase-neutro} \cdot \sqrt{3}$), a 50 Hz. Se ha modelado la fuente de tensión como una fuente prácticamente ideal.

En este caso, se ha incluido la fuente de tensión con carga puramente resistiva, eliminando la carga inductiva de la bobina, puesto que el motor asíncrono en el que va a consistir la carga industrial va a tener ya una inductancia en el estátor y el rotor. Al conectar la inductancia del motor en serie con la de la fuente tensión, obtendremos el siguiente error de la Figura 8.14 en Matlab, puesto que no es posible conectar dos inductancias en serie.

Este inconveniente quedará solucionado en el modelo para la Micro Red completa, puesto que cada elemento irá acoplado a la red mediante un transformador individual que aisle el bloque.

```
The following two blocks cannot be connected in series:  
  
Block 1: 'A_stator: Carga industrial/Motor asíncrono/Máquina asíncrona (unidades pu)'  
Block 2: 'phase_A: Fuente de tensión 400 V - 50 Hz'  
  
The first block, modeled as a current source, cannot be connected in series with the  
inductive element of the second block.  
Add a high-value resistance in parallel with one of the two block.  
You can also specify high-value resistive snubbers if the blocks have a snubber  
device. You can also avoid the use of the snubbers by selecting the 'Enable use of ideal  
switching devices' option of powergui block.  
Component: Simulink | Category: Model error
```

Figura 8.14. Configuración de red modelo carga industrial: error por inductancias en serie

Por lo tanto, las inductancias no estarán conectadas en serie y no será necesaria una configuración distinta de la fuente de tensión para la carga industrial ni para ninguna otra. Solo se mantiene esta característica para el bloque de forma individual al no haber introducido aún el transformador para hacer más sencillo el modelo.

Elección de la potencia de consumo

Consultando la empresa comercializadora Aura Energía, se encuentra que las industrias pueden clasificarse en grandes industrias y pequeñas industrias según su potencia contratada, considerando una gran industria aquella con una potencia mayor a los 450 kW (Figura 8.15) [37].



Figura 8.15. Clasificación industria según la potencia de consumo

La carga industrial va a modelarse mediante un motor asíncrono, tal y como se explicará a continuación en el apartado de Submodelo. El modelo de la máquina asíncrona Asynchronous Machine utilizado de la librería de Simulink solo dispone de configuraciones de motores hasta los 160 kW.

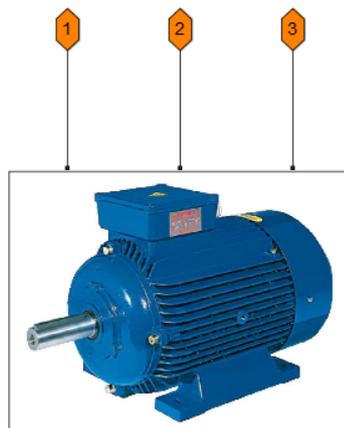
Para modelar una gran industria de mayor de 450 kW, por lo tanto, sería necesaria la utilización de varios motores asíncronos en paralelo. Se ha probado esta configuración, pero tiene el inconveniente de que ralentiza mucho la simulación del modelo, sobre todo cuando es aplicada junto con el resto de los elementos de la Micro Red o Red Inteligente.

Por este motivo, se ha decidido escoger una potencia contratada correspondiente a una pequeña industria, para no hacer más complejo de lo necesario el modelo para los tiempos de simulación y con la razón de que tampoco es imprescindible contar con una carga industrial de gran potencia.

Finalmente, se ha escogido un valor de potencia contratada de 100 kW, correspondiente a una industria de pequeño o tamaño, y coincidente con el valor escogido para la zona residencial con la finalidad de mantener valores de corriente adecuados por debajo de 300 A.

El valor de la potencia reactiva en este caso será la consumida por el modelo del motor asíncrono de la librería.

Submodelo



Motor asíncrono trifásico
rotor en jaula de ardilla

215 HP (160 kW)
Torque mecánico del 62.5 %

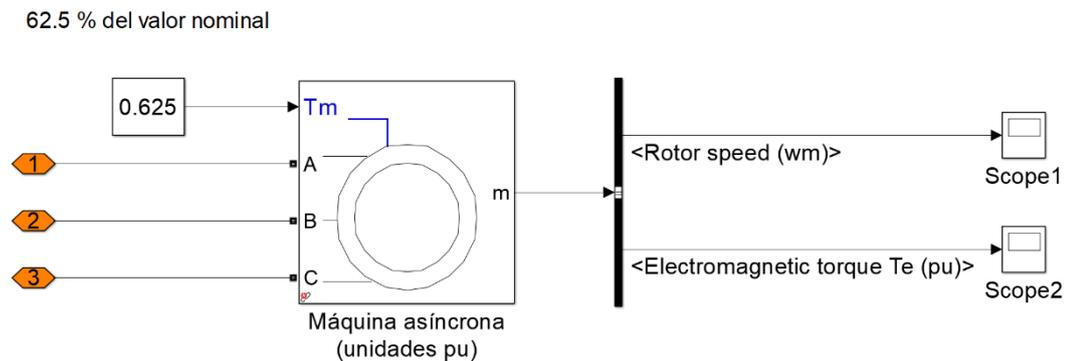


Figura 8.16. Carga industrial: submodelo

Como se ha indicado anteriormente, la carga industrial se va a modelar como un motor asíncrono de corriente alterna. El principio de funcionamiento teórico del motor asíncrono se desarrolla en el Capítulo 5: Estudio teórico de los generadores de potencia, en el apartado 5.3. Generador asíncrono o de inducción.

El bloque utilizado de la librería de Simulink es el Asynchronous Machine, como se ha indicado anteriormente. Se configura como un motor de rotor en jaula de ardilla (Figura 8.17), en el que la entrada será el torque o par mecánico del eje de la máquina. Se ha escogido el modelo numerado como 21, que representa un motor de 215 HP (caballos de potencia o *horsepower*) que equivalen a 160 kW, a 400 V fase-fase y 50 Hz, y que gira a 1487 revoluciones por minuto.

La ventaja de escoger uno de los modelos ya parametrizados del bloque Asynchronous Machine, es que se configuran automáticamente los valores mecánico y eléctricos, como las resistencias e inductancias para el estátor y el rotor, el valor de inductancia mutua, y otros valores junto con las condiciones iniciales del modelo.

El modo puede funcionar indistintamente como motor y como generador. Como en este caso la intención es que constituya una carga industrial, y por lo tanto consuma potencia, queremos configurarlo como motor. Para ello, el torque mecánico introducido como entrada deberá ser un valor positivo, según la justificación de la curva par-velocidad incluida en la Figura 8.18.

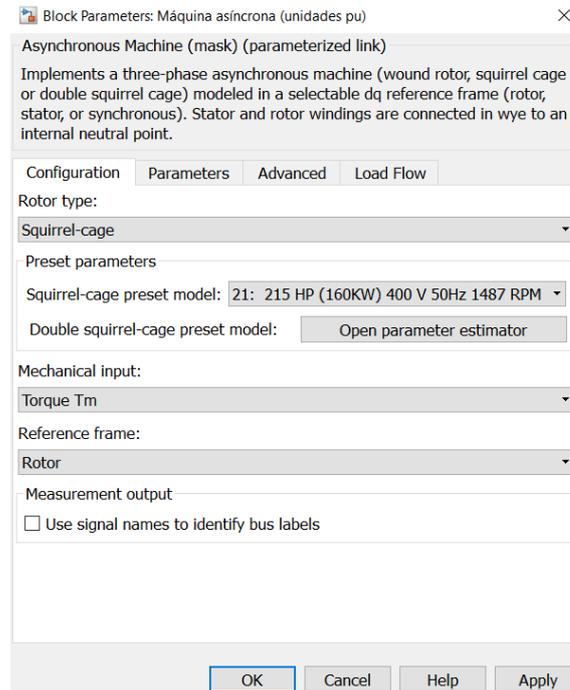


Figura 8.17. Carga industrial: configuración bloque Asynchronous Machine

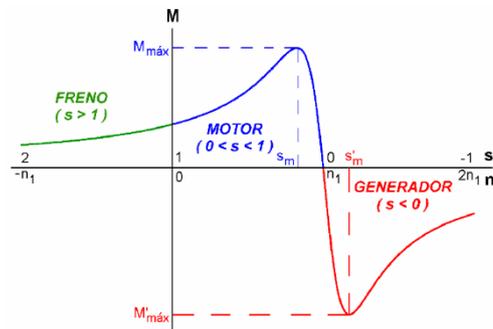


Figura 8.18. Carga industrial: curva par-velocidad de una máquina asíncrona

El parámetro de entrada seleccionado para el funcionamiento del motor ha sido el torque mecánico T_m , en estado caso en pu (por unidad o *per-unit*), que es una medida que expresa la relación entre la cantidad y la cantidad base expresada como un decimal.

Para obtener un valor de potencia consumida de 100 kW, como se está trabajando con un motor de 160 kW, se introduce como entrada un valor de torque mecánico del 62.5 % ($100 / 160 = 0.625$), positivo para actuar como motor. La velocidad de la máquina internamente está determinada por la constante de inercia H (para

unidades en pu) y por la diferencia entre el par mecánico aplicado T_m y el par electromagnético interno T_e .

La opción más lógica sería la de escoger el modelo 20 de 110 kW con un torque mecánico de entrada de 0.91 pu, puesto que se ha pensado la carga para consumir 100 kW y en realidad con 160 kW se está sobredimensionado la potencia del motor. Sin embargo, en simulación (Figura 8.19) se ha observado que el tiempo de estado transitorio de la potencia es mucho mayor para este modelo tal y como se ha conectado el bloque. Por lo tanto, y como la finalidad de esquema es la aplicación de la máquina asíncrona para modelar una carga industrial solo en simulación y no como elemento comercial real, finalmente se ha escogido el modelo siguiente de 160 kW.

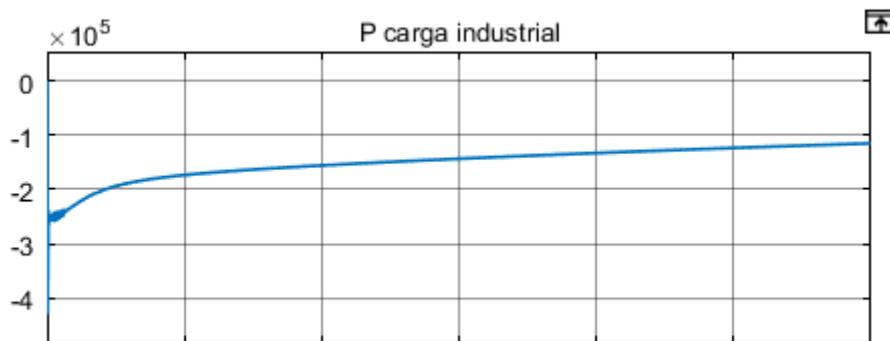


Figura 8.19. Carga industrial: simulación del modelo 20 de 110 kW como justificación

Resultados

En primer lugar, podemos observar el estado transitorio en las figuras Figura 8.20 y Figura 8.21 para la corriente de red y las potencias activa y reactiva. Se considera un tiempo de transitorio aceptable, puesto que la señal se estabiliza completamente a partir de 1.6 segundos de simulación. El estado transitorio podría suavizarse mediante un arrancador suave como apoyo al motor, aunque no supone ningún inconveniente para el modelo que se está diseñando.

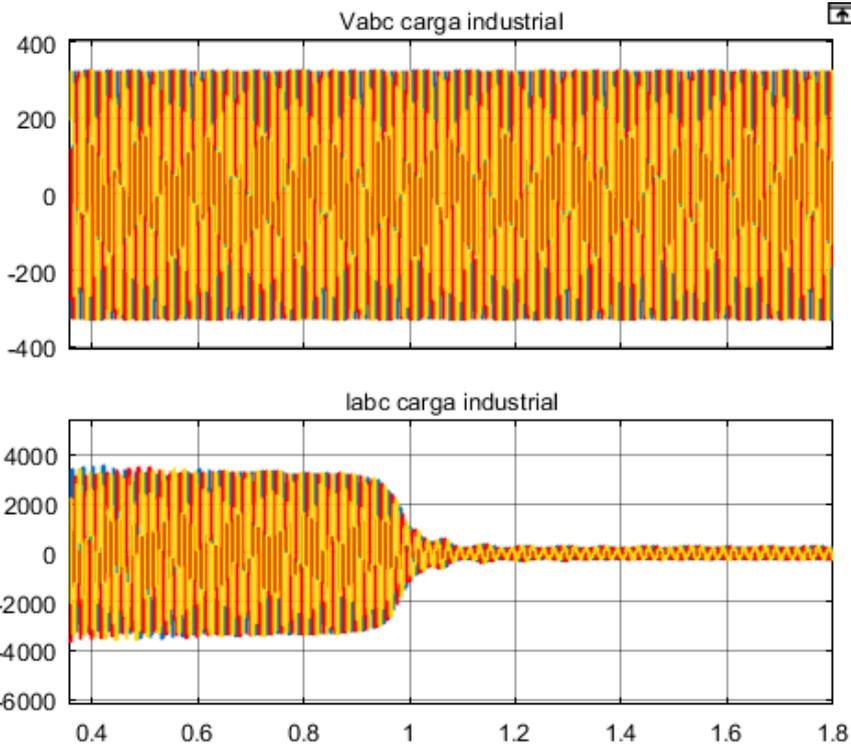


Figura 8.20. Carga industrial: estado transitorio corriente de red

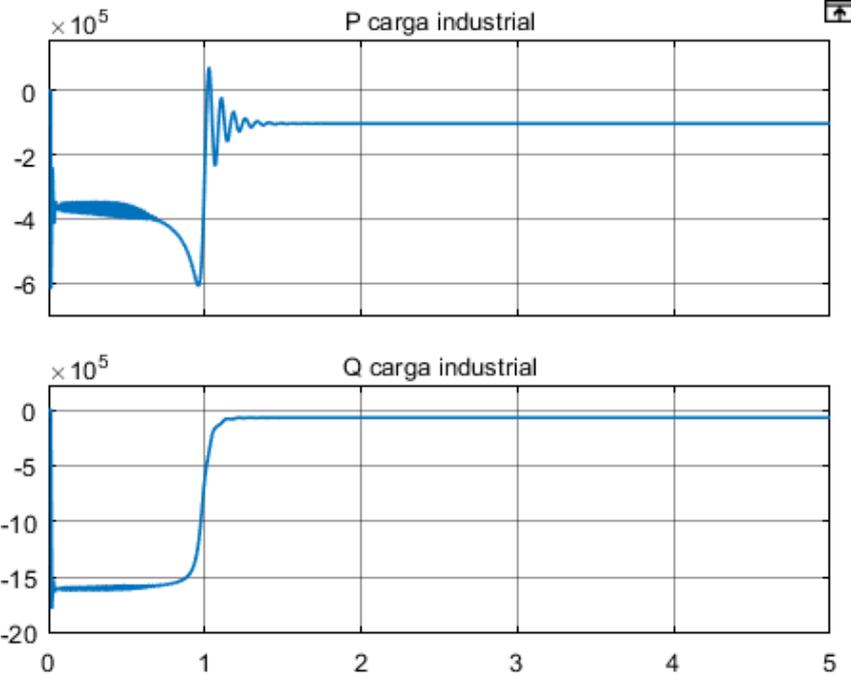


Figura 8.21. Carga industrial: estado transitorio potencia activa y reactiva

Eliminando este estado transitorio de las gráficas, se observan los resultados finales en las figuras Figura 8.22 y Figura 8.23. Se observa que los resultados son los adecuados, por tener una tensión de red fase neutro de pico de 325 V al igual que para la zona residencial, y una corriente de red inferior a los 300 A de pico.

La potencia activa consumida es la configurada de 100 kW, y se obtiene como potencia reactiva un valor de 70 kW, correspondiente con la parametrización interna de elementos inductivos del modelo.

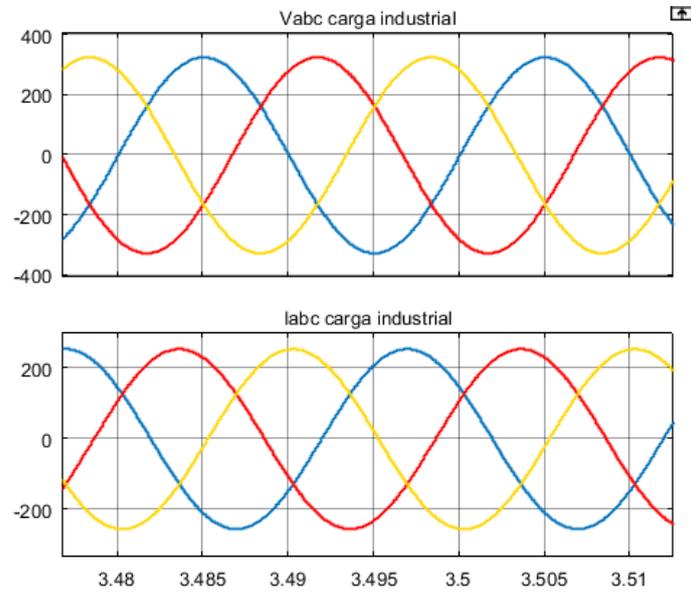


Figura 8.22. Carga industrial: resultados de tensión y corriente de red

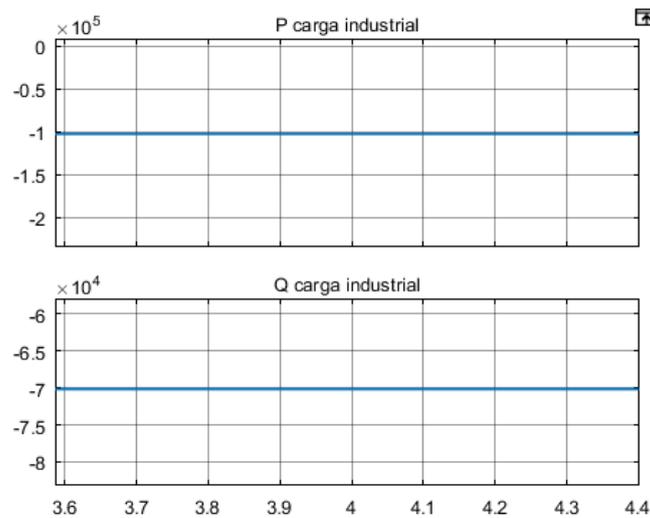


Figura 8.23. Carga industrial: resultados de potencias de consumo

8.3. Modelo de aerogenerador

Ubicación: Elementos de la Smart Grid
Título: Turbina_eolica.slx

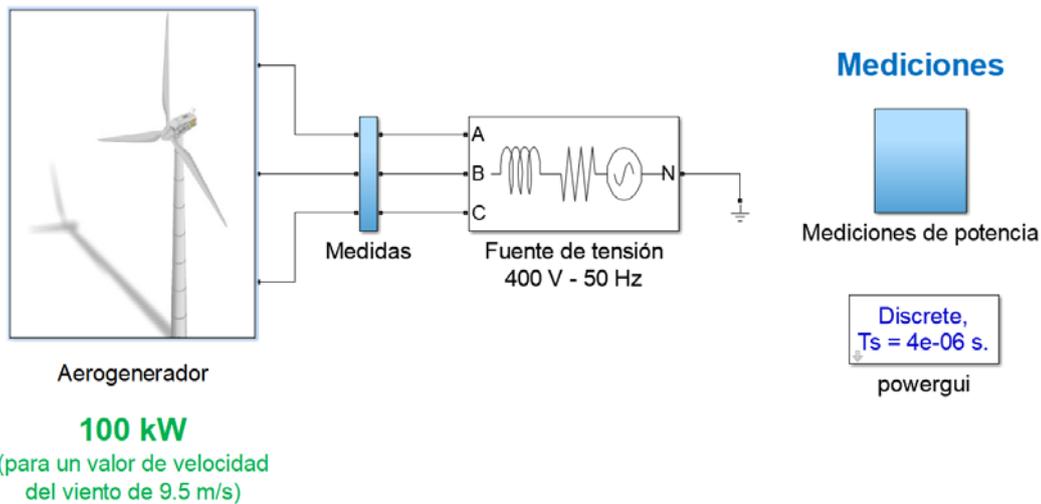


Figura 8.24. Modelo aerogenerador

Elección de la configuración de red

Se utiliza la misma conexión a red que para el resto de los elementos, que consiste en una red trifásica de 400 V y 50 Hz. Además, esta configuración se adaptará al modelo que se ha utilizado para el generador que modele la turbina, que se explicará más adelante en el apartado de Submodelo.

Elección de la potencia de generación

En base al estado del arte realizado para el aerogenerador, en el Capítulo 3: Estado del arte de elementos comerciales, concretamente en el apartado 3.2.2.2. Tipos de turbinas; se ha escogido un modelo de turbina de pequeño tamaño de un valor de generación de 100 kW. Además, este valor se adapta al valor escogido para el consumo de potencia de las cargas, por lo que supone un valor acorde al diseño general de la Micro Red.

Submodelo

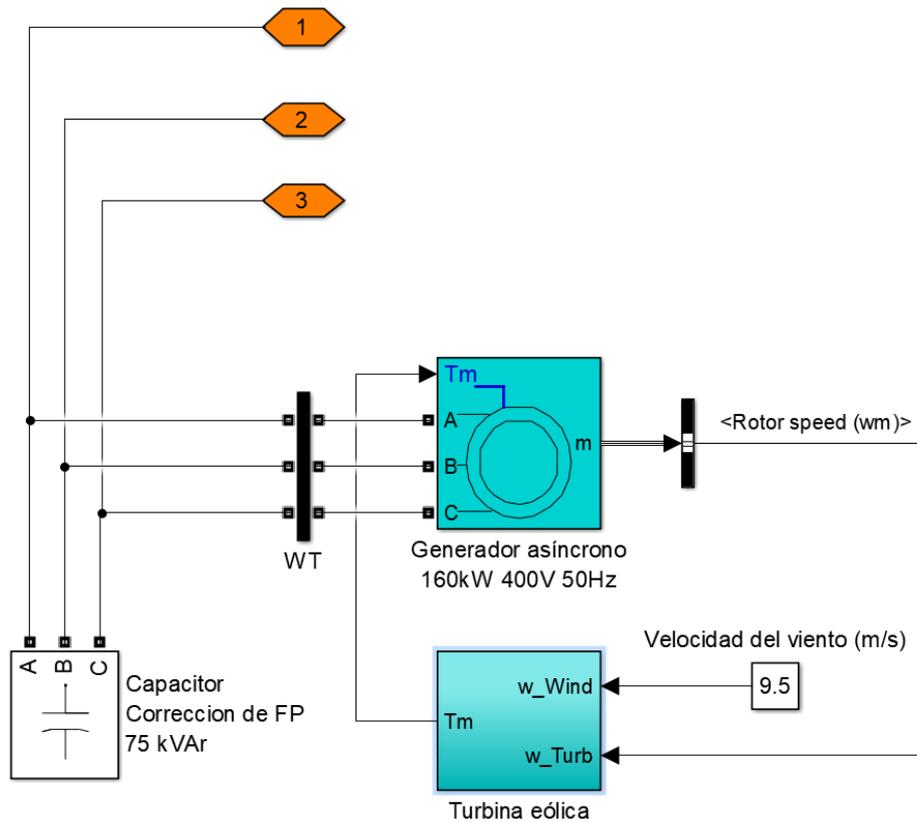


Figura 8.25. Aerogenerador: submodelo

El modelo que se ha utilizado para el aerogenerador está basado en el ejemplo de Matlab visto en 7.1.5.2. Wind-Turbine Asynchronous Generator in Isolated Network, que se representa en la Figura 7.16. El submodelo final se muestra en la Figura 8.25.

La justificación de este submodelo es que se ha implementado la turbina eólica con el esquema de conexión a red Tipo A, desarrollada en 3.2.2.4. Control del aerogenerador y tipos de conexión. En esta conexión directa a red, se suele utilizar un motor asíncrono junto con un banco de capacitores, para poder proporcionar la potencia reactiva que se necesita para la magnetización del hierro. Este valor de potencia reactiva que proporcionan los condensadores es de 75 kVAr, y actúa como herramienta para la corrección del factor de potencia.

El esquema incluido en el estado del arte además incluía un arrancador suave de tristes. Sin embargo, como se está desarrollando una aplicación para simulación y no como aplicación real, no importa mejorar el estado transitorio del esquema y no se añade este bloque.

Se ha utilizado el generador síncrono modelado como una máquina de 160 kW, conectado a una red de 400 V y 50 Hz. Se realiza bajo la misma justificación y comprobación que para el motor que se ha utilizado para desarrollar el elemento 8.2.3. Carga industrial: motores de CA.

Además, el bloque de Turbina eólica genera el torque mecánico necesario para entrada del generador asíncrono, a partir de la velocidad del viento introducida y de la velocidad de la turbina, que se toma como medida del propio generador. Internamente, el bloque modelará la curva de potencia de la turbina, como la representada en la Figura 3.3.

Para que este bloque pueda leer los datos correspondientes a la gráfica de potencia, es necesario cargar en Matlab el fichero turbina.mat que se ha añadido junto con los archivos de Simulación.

Para modelar el aerogenerador aislado de red, se emplearía un motor síncrono con la configuración Tipo D que se ha tratado en 3.2.2.4. Control del aerogenerador y tipos de conexión. Sin embargo, no se ha contemplado modelar el aerogenerador como estabilizador de red en modo aislado, puesto que requiere un tratamiento un estudio concreto para el control del doble inversor para controlar la potencia activa y reactiva, y se ha considerado que supera los límites iniciales del proyecto.

8.3.1. Resultados

8.3.1.1. Resultados para velocidad de viento de 9.5 m/s

En la Figura 8.26, se comprueba que obtienen resultados de tensión y corriente de red que genera la turbina eólica que son correctos, en base a lo expuesto para el resto de los elementos de la Micro Red.

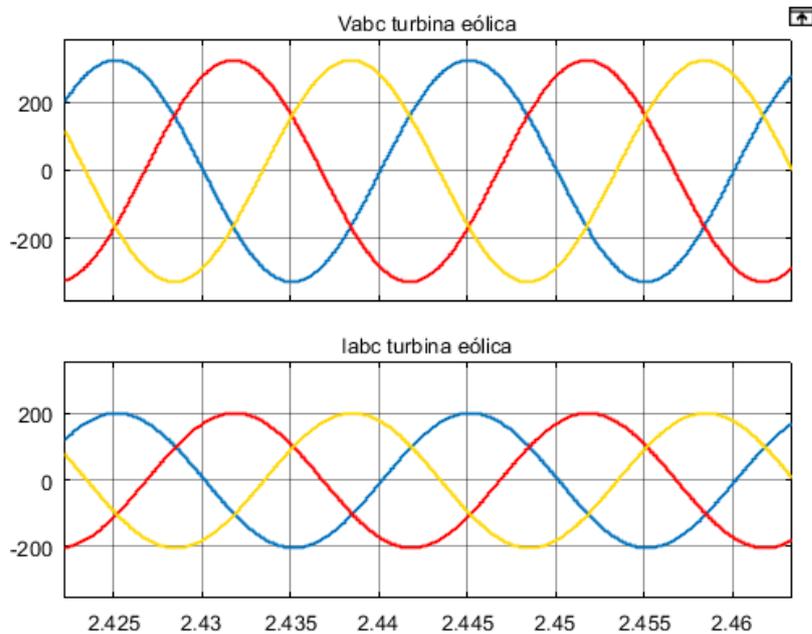


Figura 8.26. Aerogenerador: resultados de tensión y corriente de red

Además, se obtiene el resultado establecido en el diseño de 100 kW para una velocidad del viento considerada como nominal de 9.5 m/s (Figura 8.26). Por otro lado, la turbina no consume reactiva de la fuente de tensión. Por lo tanto, se aporta suficiente reactiva como para que el generador eólico pueda funcionar sin consumir reactiva de la red.

Si consume menos de la que se está generando, se aportará reactiva a la red. De la misma forma, si consume más, habrá un pequeño consumo directamente de la fuente de tensión. Podría implementarse como mejora de cara a la Smart Grid un controlador específico que regulase la cantidad de reactiva exacta necesaria en cada momento por las turbinas.

En la misma gráfica de la Figura 8.26, también se puede observar el estado transitorio para el aerogenerador.

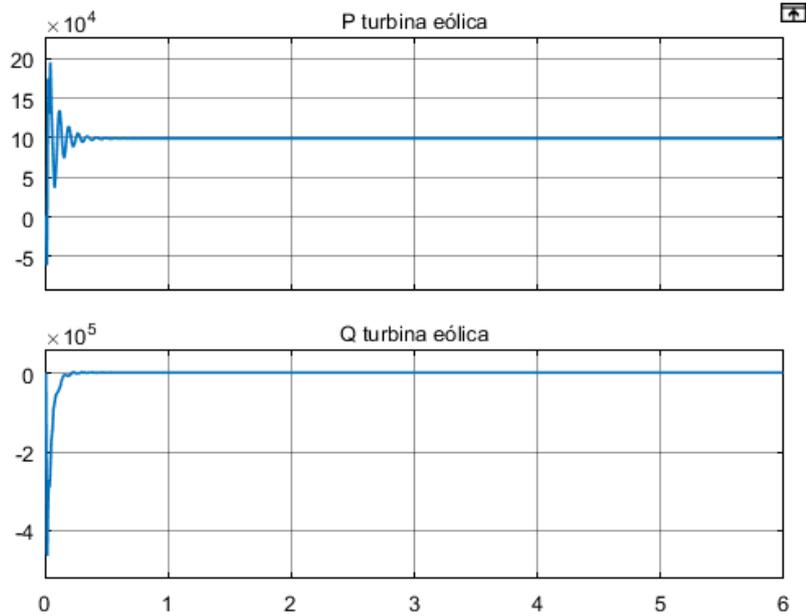


Figura 8.27. Aerogenerador: resultados de potencias de generación para 9 m/s

8.3.1.2. Resultados para velocidad de viento de 7 m/s

Se puede comprobar, en base a la Figura 8.28, que la generación de energía eólica disminuye a tan solo un valor de aproximadamente 27.5 kW de potencia activa. Esto se debe a que la variación de potencia con la velocidad se realiza de forma exponencial. Para valores muy bajos de la velocidad de viento, la potencia será muy baja. Según se vaya aumentando, la potencia también aumentará, pero en un rango de valores más estables sin tanta variación.

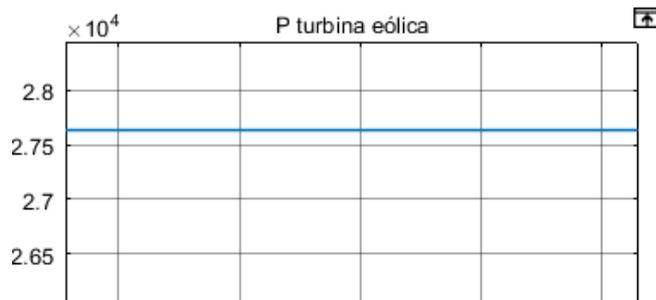


Figura 8.28. Aerogenerador: resultados de potencias de generación para 7 m/s

8.3.1.3. Resultados para velocidad de viento de 11 m/s

A partir de la Figura 8.29, se comprueba que el nuevo valor de la potencia activa generada es de aproximadamente 106 kW. Con este resultado, se confirma el funcionamiento del aerogenerador siguiendo la curva de potencia.

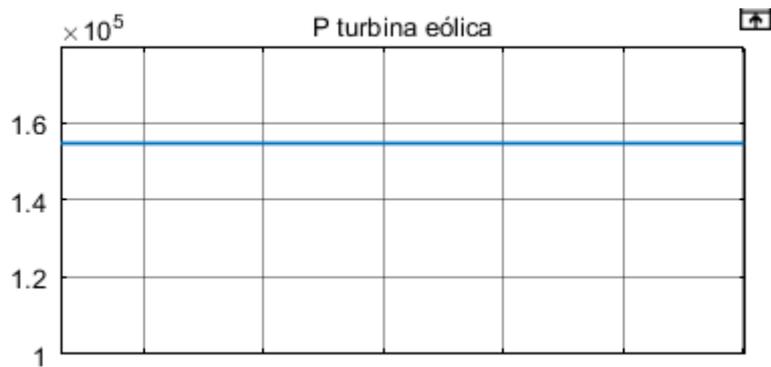


Figura 8.29. Aerogenerador: resultados de potencias de generación para 11 m/s

8.4. Modelo de paneles solares

Ubicación: Elementos de la Smart Grid
Título: Paneles_Solares.slx

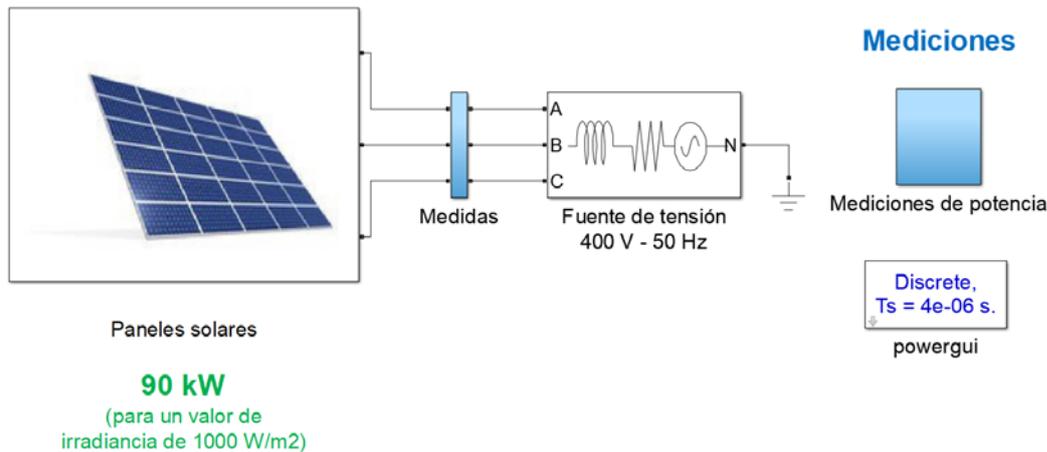


Figura 8.30. Modelo paneles solares

Este modelo para los paneles solares se basa en esquema explicado en el apartado 6.4.1.2. Esquema “Control Corriente PanelesSolares”, con algunos cambios en los valores utilizados y en la organización de los elementos, que se detallan a continuación.

Elección de la configuración de red

Para el esquema citado para el control por corriente, se utilizó una fuente de tensión de 110 V_{rsm} fase-fase. Esta tensión escogida ha sido cambiada para utilizar la fuente de tensión pensada para los modelos de las cargas. Por lo tanto, la fuente de tensión utilizada será de 400 V eficaces entre fases, a 50 Hz.

Pero no es suficiente con cambiar simplemente el valor de la tensión, si no que además hay que adaptar el resto del esquema. Al aumentar el valor de la tensión de red, también es necesario aumentar el valor de la inductancia que la limita para obtener un funcionamiento correcto, por lo que se ha cambiado el valor utilizado de 0.5 mH a 5 mH.

También se ha rectificado el valor del condensador con el que se controla la tensión V_{DC} , en base a los resultados progresivamente obtenidos, de 3 mF a 1 mF. Estos elementos se visualizarán mejor a continuación en Submodelo.

El hecho de que haya que aumentar la bobina y reducir el condensador cuando se aumenta el valor de tensión se debe a que el objetivo es el de aumentar los valores de la reactancia para limitar mejor esta tensión. Según las ecuaciones (57) y (58), como la reactancia inductiva es directamente proporcional al valor de la inductancia, consecuentemente hay que aumentar el valor de la bobina. Análogamente, como la reactancia capacitiva es inversamente proporcional al valor de la capacitancia, se debe reducir el condensador.

$$X_L = 2\pi \cdot f \cdot L \quad (57)$$

$$X_C = \frac{1}{2\pi \cdot f \cdot C} \quad (58)$$

El último cambio a realizar por este en la fuente de tensión será en la matriz fotovoltaica, y se explicará a continuación.

Elección de la potencia de generación

Es necesario reajustar el bloque de matriz fotovoltaica PV Array que se había utilizado para el control de corriente en base a dos razones. La primera, la de ajustar la tensión continua de entrada del esquema, puesto que se ha cambiado la tensión alterna de la fuente, lo que supone un cambio en el inversor CC/CA. La segunda, con el fin de fijar la potencia que va a generar la matriz en su totalidad.

Para el esquema del control por corriente mediante paneles solares, se utilizaba como módulo solar el de Soltech de 215 W de potencia por módulo. Como se utilizaban 10 módulos conectados en serie, y la tensión en circuito abierto definida como parámetro por módulo es de 36.6 V para este modelo, se tenían 363 V de tensión continua como salida del panel.

Para este nuevo esquema utilizado como elemento definitivo para la Micro Red, se ha utilizado el mismo módulo solar Soltech de 215 W por módulo. Sin embargo, como se ha cambiado la fuente a 400 V_{rms} , se ha pasado de 10 a 28 módulos en

serie, para elevar la tensión hasta los 1024.8 V. Este valor se ha ajustado realizando distintas pruebas con diferentes valores y eligiendo el resultado óptimo.

En base a las cargas que se han diseñado, sobre unos 100 kW, se ha escogido que la potencia de generación del panel solar ronde este valor para la incidencia máxima de irradiancia. Para configurarlo, se ha escogido que el bloque modele 15 módulos en paralelo, de forma que se obtiene la siguiente curva de potencia de la Figura 8.31:

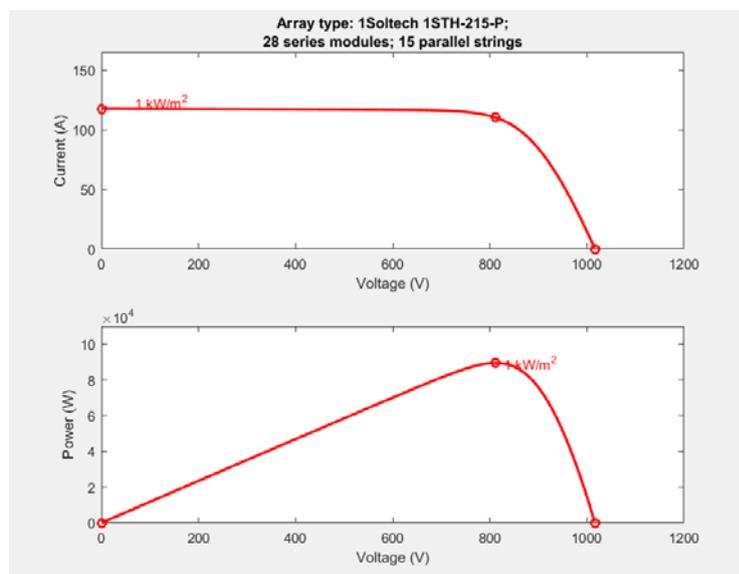


Figura 8.31. Paneles solares: curvas de corriente y potencia

Observando la gráfica, se observa que cada panel que se ha diseñado puede generar casi 90 kW para valores de irradiancia de 1000 W/m^2 . Este valor de potencia se ha aceptado por ir acorde con el diseño y por mantener el control del inversor, pues se perdía el control de la red para valores mayores de potencia con esta configuración.

La generación de potencia reactiva puede ajustarse en torno a estos mismos valores según la necesidad de utilización.

Finalmente, se han ajustado los valores del PI para adaptarlos a todos los cambios desarrollados.

Submodelo

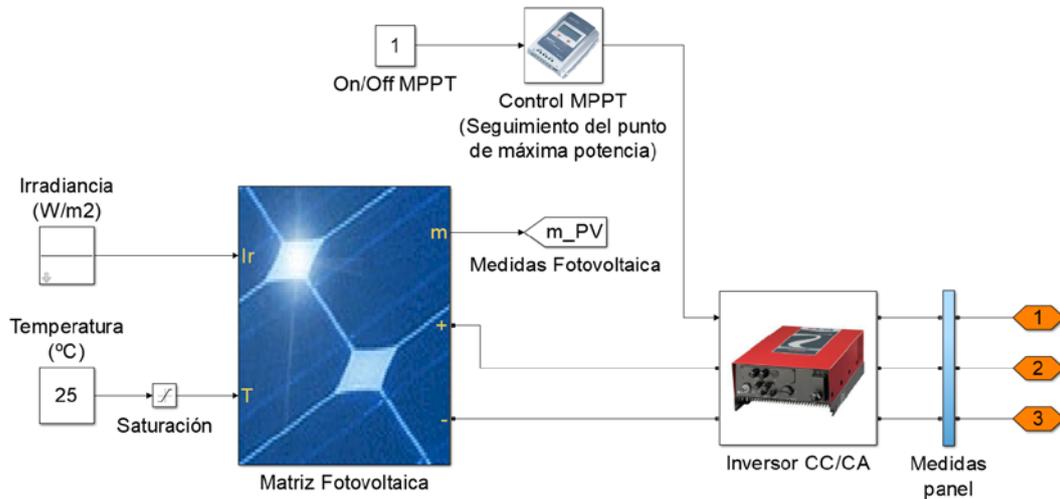


Figura 8.32. Paneles solares: submodelo

También se ha organizado el esquema, estructurándolo en la matriz fotovoltaica que recibe los valores de irradiancia y temperatura y el inversor CC/CA que controlará la parte de red del panel. En la Figura 8.33 se muestra el modelo para el inversor, en el que se ha ordenado por un lado el puente universal junto con el condensador de entrada y la bobina, y por otro se ha recogido todo el control de los pulsos del inversor en un bloque único.

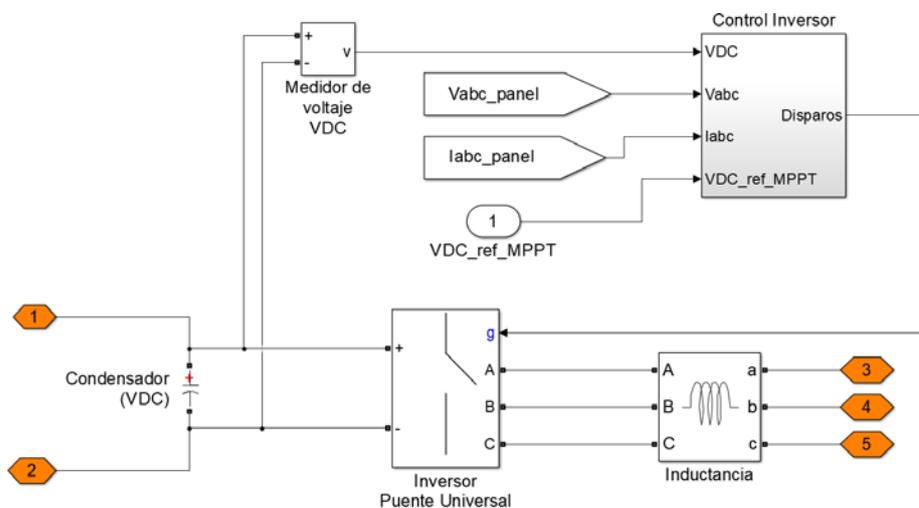


Figura 8.33. Inversor CC/CA paneles solares: submodelo

En el bloque de control, se realizan todos los pasos para el control por corriente vistos en el Esquema “Control Corriente PanelesSolares”. Además, se ha añadido un control del seguimiento del punto de máxima potencia MPPT que se detalla a continuación.

8.4.1. Control MPPT: seguimiento del punto de máxima potencia

A continuación, en la Figura 8.34, se muestra el modelo elaborado para el seguimiento del punto de máxima potencia. El bloque recibe las medidas de potencia extraídas del panel solar: tensión y corriente. A partir de ellas y mediante un valor de referencia parametrizado, proporcionará el valor de la referencia para VDC. Se ha añadido un conmutador para poder activar y desactivar este control. En el Display se podrán ver durante la simulación los valores de referencia que el control está generando.

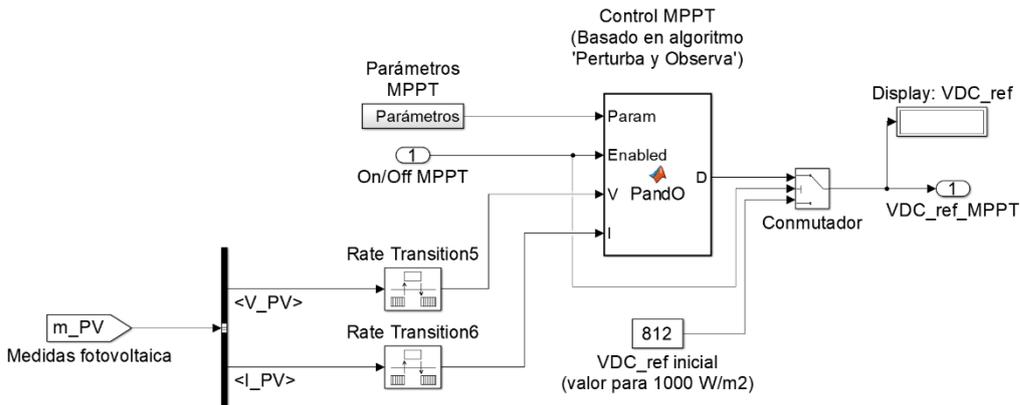


Figura 8.34. Control de seguimiento del punto de máxima potencia MPPT

Un regulador MPPT (Maximum Power Point Tracking) es un dispositivo electrónico que permite obtener más rendimiento de los paneles solares porque hace que trabajen siempre en punto de máxima potencia de la curva, ante cambios en la irradiancia y la temperatura (Figura 8.35 y Figura 8.36).

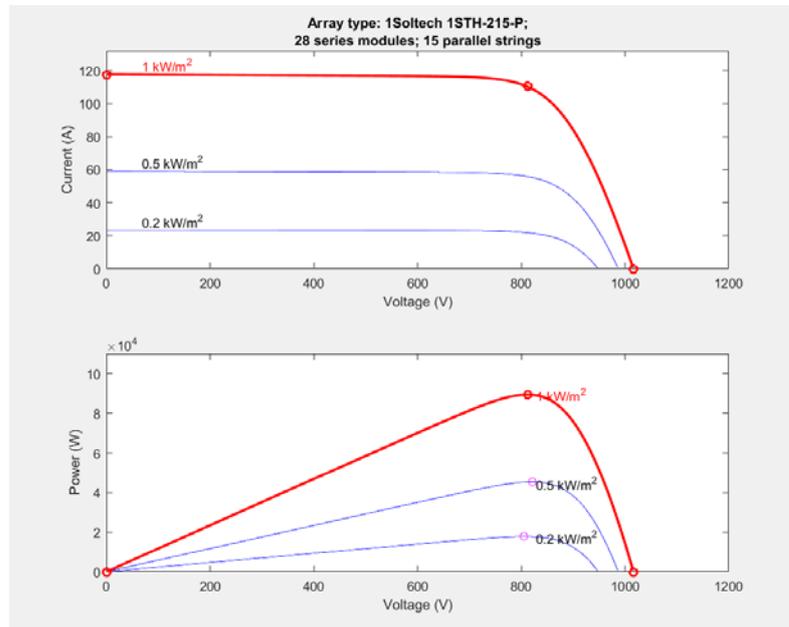


Figura 8.35. Control MPPT: variación del punto de máxima potencia para distintas irradiancias

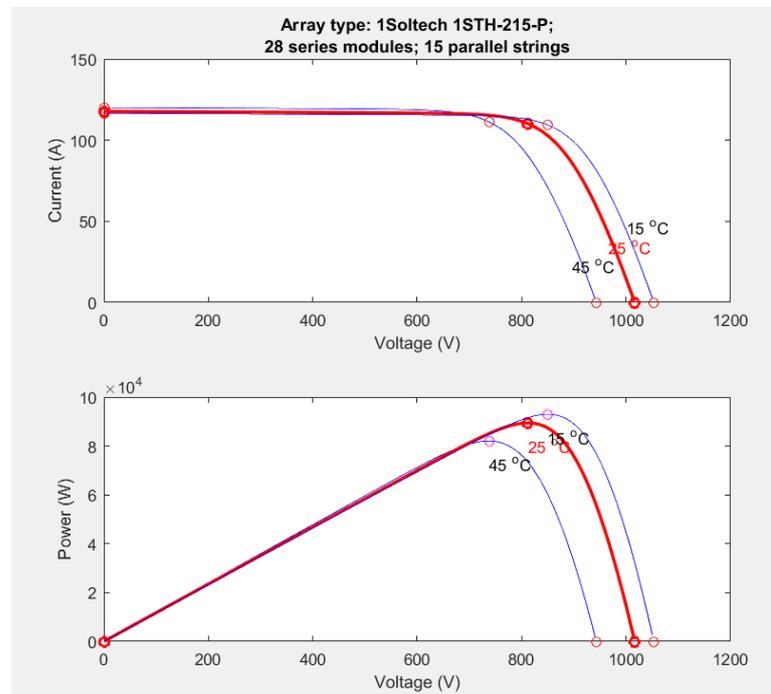


Figura 8.36. Control MPPT: variación del punto de máxima potencia para distintas temperaturas

En el ejemplo de Matlab del apartado 7.1.4.1. Single-Phase, 240 Vrms, 3500 W Transformerless Grid-Connected PV Array se mostraba un controlador MPPT, en la Figura 7.7. Los tres algoritmos más utilizados para el control son los siguientes:

- *Perturbación y observación (P&O)*: el algoritmo perturba la tensión de funcionamiento en pequeños intervalos, comprobando en cada uno si ha aumentado la potencia, para garantizar la potencia máxima. Sigue el algoritmo mostrado en la Figura 8.37.
- *Conductancia incremental*: compara la conductancia incremental con la conductancia instantánea en un sistema fotovoltaico.
- *Tensión de circuito abierto fraccional*: se basa en el principio de que la tensión del punto de máxima potencia es siempre una fracción constante de la tensión de circuito abierto. La tensión de circuito abierto de las células que forman la matriz fotovoltaica se mide y se utiliza como entrada para el controlador.

Se ha el algoritmo “Perturbación y Observación (P&O)” que implementa Matlab en el ejemplo citado (Figura 8.37).

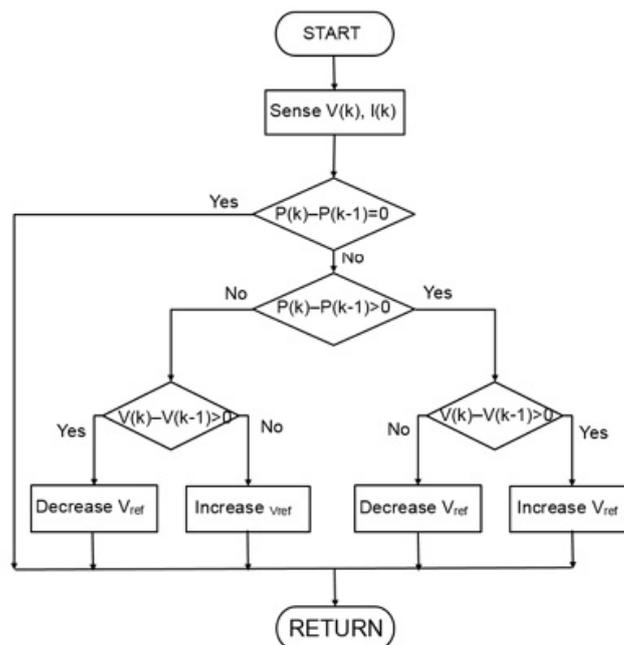


Figura 8.37. Control MPPT: algoritmo ‘Perturba y Observa’ básico

De esta forma se regula la referencia de la tensión a controlar V_{DC} , que es la tensión en el condensador. Sin seguimiento MPPT esta referencia está fija en 812 V (valor de tensión para la máxima potencia a 1000 W/m^2). Para el algoritmo, se introducen en el bloque un valor de tensión inicial, límites superior e inferior, y un valor de incremento. Estos parámetros se muestran en la Figura 8.38.

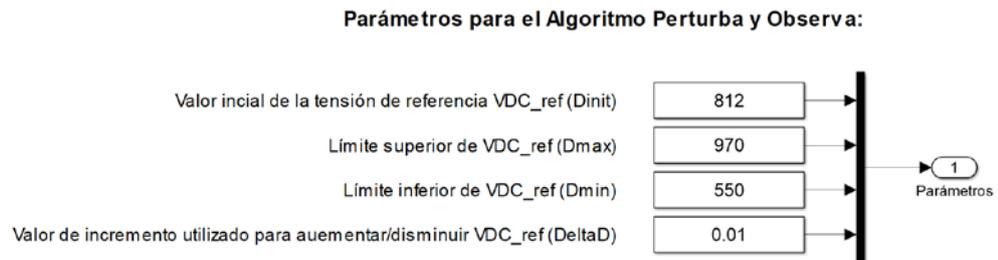


Figura 8.38. Control MPPT: parámetros

8.4.2. Resultados

8.4.2.1. Resultados generales para 1000 W/m^2 y $25 \text{ }^\circ\text{C}$

Se puede observar en la Figura 8.39 que los resultados de tensión y corriente son correctos, en base a lo razonado para el resto de los elementos que se han ido desarrollando en este Capítulo. Además, la señal de corriente obtenida es una senoidal con muy poco rizado y buena forma de onda.

Para los resultados que se van a exponer progresivamente a continuación, no se añadirán más gráficas representativas de la tensión y la corriente. El motivo es que se obtienen formas de onda y valores también adecuados, aunque con valores de corrientes adaptadas a las distintas potencias.

Para los valores nominales de irradiancia y temperatura, se obtienen valores acordes a la potencia diseñada, de 89.5 kW de potencia activa y en torno a 19.8 kW de potencia reactiva. Estos valores son iguales tanto si se no se emplea el control MPPT (Figura 8.40) como si se activa (Figura 8.42).

Esto se debe a que la referencia fijada para VDC sin el control MPPT es la correspondiente al punto de máxima potencia para los valores nominales (812 V). Por lo tanto, la única diferencia es que para el control MPPT se obtiene una señal

un poco más oscilante, debido a que el algoritmo no marca un valor fijo si no que se mantiene en un pequeño rango de variaciones cuando encuentra la máxima potencia, para poder adaptarse a los cambios.

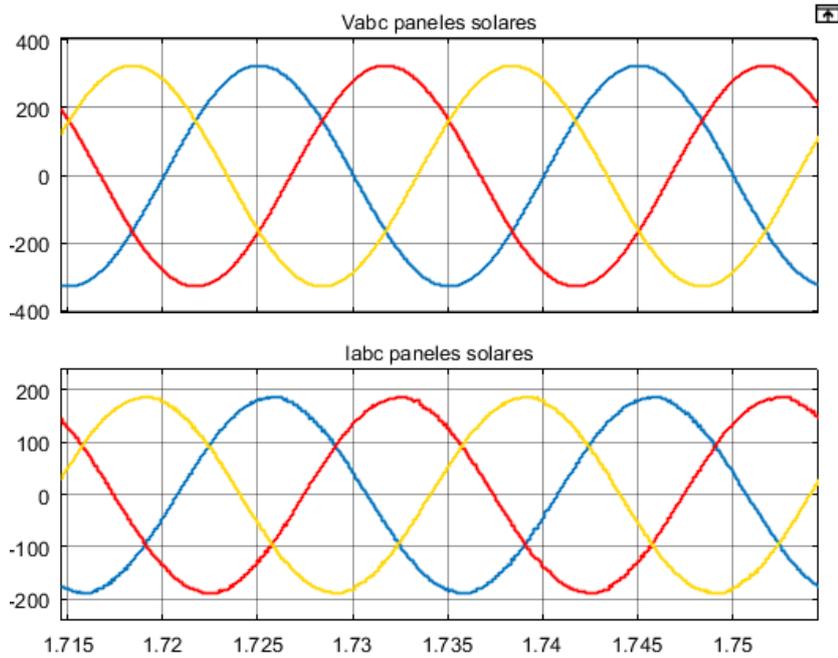


Figura 8.39. Paneles solares: resultados de tensión y corriente de red

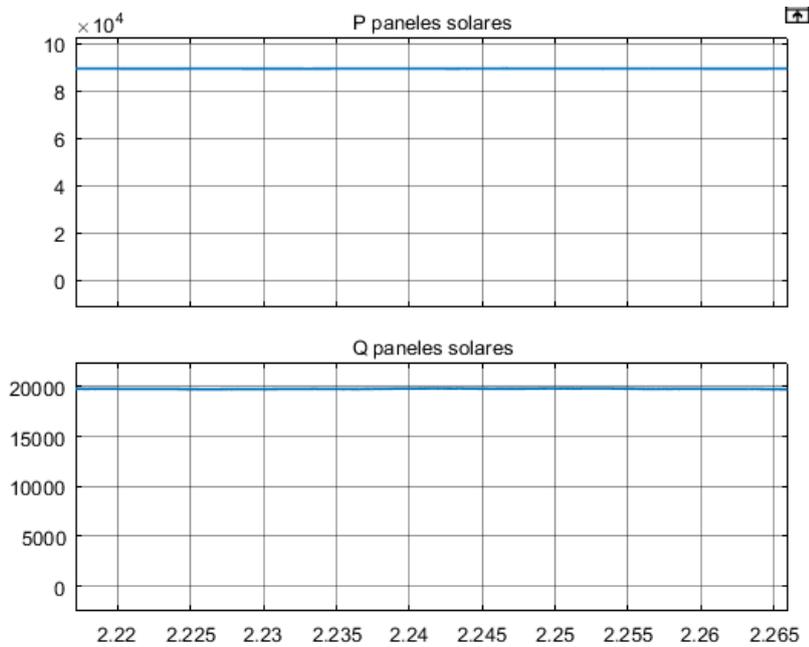


Figura 8.40. Paneles solares: resultados de potencias de generación sin control MPPT

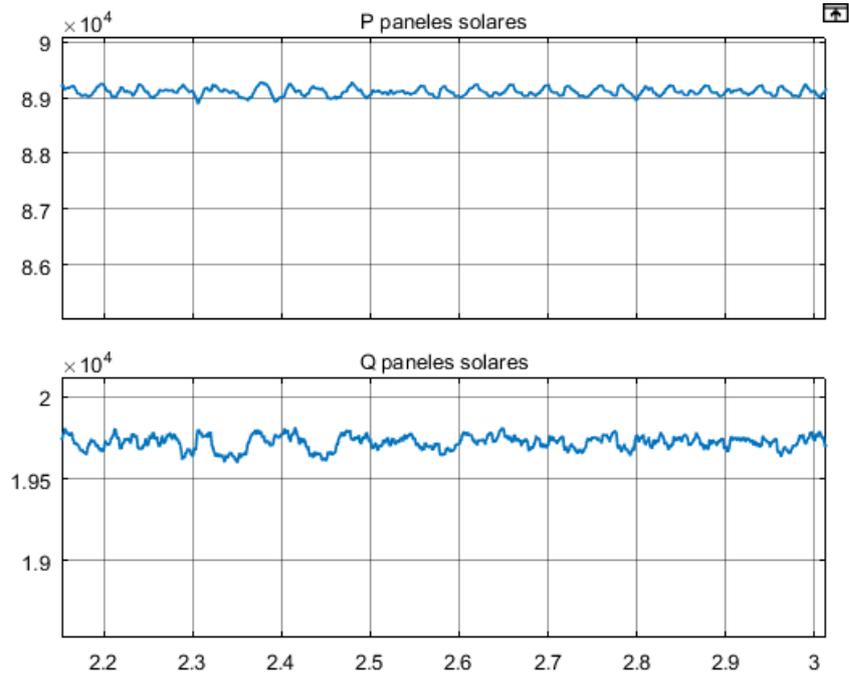


Figura 8.41. Paneles solares: resultados de potencias de generación con control MPPT

Además, se ha observado que el rango de tensión que alcanza el MPPT cuando se estabiliza, se mantiene unos voltios (en torno a 10 V) por encima del valor de tensión para la máxima potencia marcado por la gráfica (Figura 8.42).

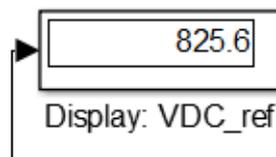


Figura 8.42. Paneles solares: valor estabilizado de referencia de VDC con MPPT

A continuación, se van a realizar cambios en los valores nominales de irradiancia y temperatura, para poder comprobar con detenimiento el funcionamiento del control MPPT.

8.4.2.2. Resultados del MPPT: variación de la irradiancia

Se ha variado la irradiancia a un valor de 500 W/m^2 , observando en la Figura 8.43 que el punto de máxima potencia ahora se corresponde con un valor de tensión de 821.3 V y es de 45.3 kW .

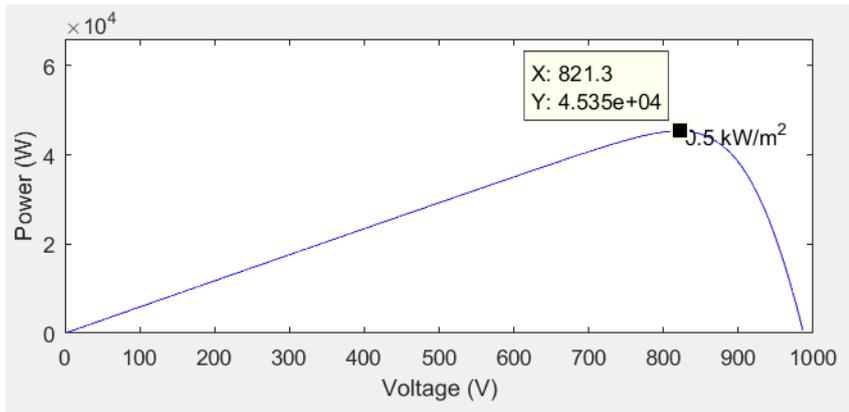


Figura 8.43. Paneles solares: punto de máxima potencia para 500 W/m^2

En el caso de no tener control MPPT (Figura 8.44), la referencia está fijada a un valor de 812 V inferior al valor óptimo. Pero, como no supone mucha diferencia, aunque se varíe la irradiancia a la mitad, se obtiene un valor de potencia prácticamente óptimo sobre los 45 kW .

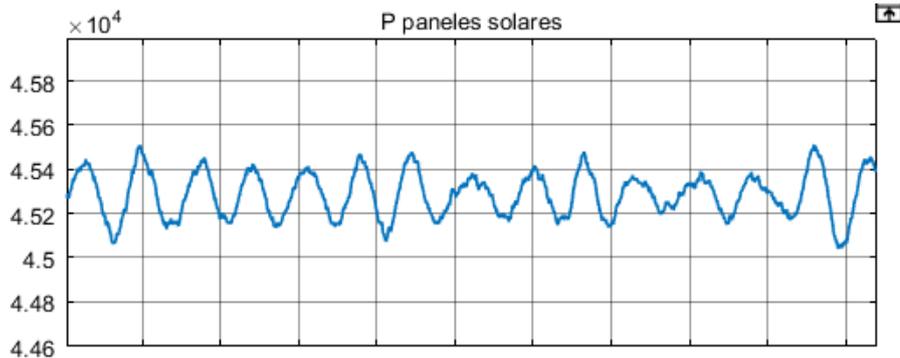


Figura 8.44. Paneles solares: resultados de potencia activa para 500 W/m^2 sin control MPPT

En el Display de la Figura 8.45 se comprueba que el regulador MPPT alcanza un valor estable adecuado al óptimo (recordando que siempre se estabiliza unos voltios

por encima). Por lo tanto, los resultados de potencia obtenida también son satisfactorios (Figura 8.46).

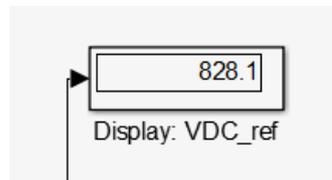


Figura 8.45. Paneles solares: valor estabilizado de referencia de VDC con MPPT para 500 W/m^2

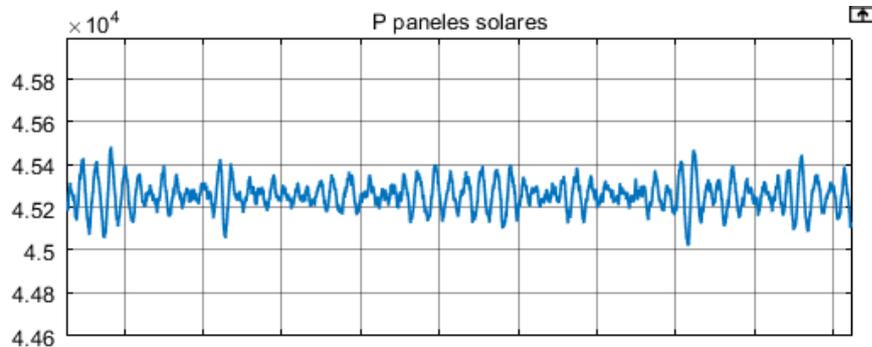


Figura 8.46. Paneles solares: resultados de potencia activa para 500 W/m^2 con control MPPT

8.4.2.3. Resultados del MPPT: variación de la temperatura

En el caso de la variación de temperatura, la tensión a la que se alcanza la máxima potencia varía mucho más que ante cambios en la irradiancia. Se observa que con cambios en la irradiancia variaba fundamentalmente el valor de la potencia (eje y) y se mantenía muy igualado el de la tensión (eje x), mientras que ocurre de forma contraria para los cambios de temperatura (Figura 8.47).

Por lo tanto, este supone un mejor ejemplo para comprobar la eficacia del regulador MPPT.

En el caso de deshabilitar el MPPT (Figura 8.48), el panel ofrece una potencia de 92 kW, perdiendo aproximadamente 3 kW de potencia que podría aportar más.

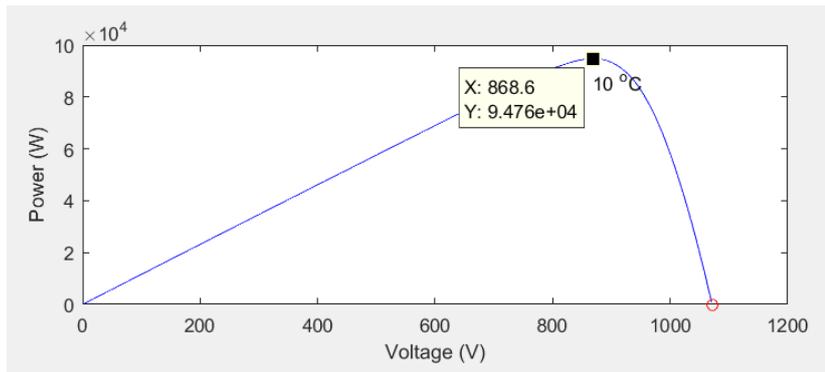


Figura 8.47. Paneles solares: punto de máxima potencia para $10\text{ }^\circ\text{C}$

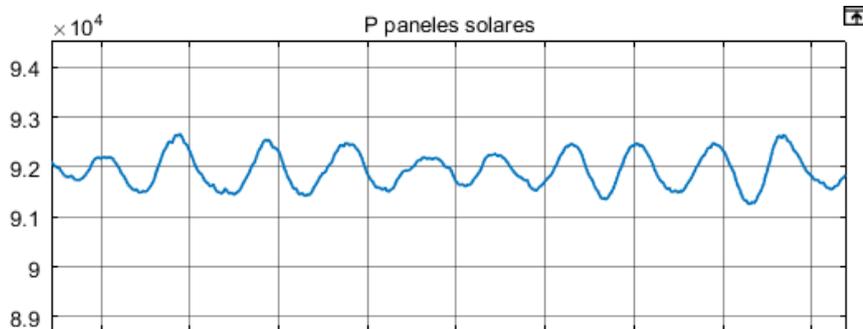


Figura 8.48. Paneles solares: resultados de potencia para $10\text{ }^\circ\text{C}$ sin control MPPT

En el caso de tener activo el MPPT (Figura 8.50), sin embargo, sí que se alcanza la potencia máxima de 95 kW, por lo que se trabaja con mayor eficacia y el control MPPT supone una mejora considerable. Se puede observar además en la Figura 8.49 que el valor en el que se estabiliza es el adecuado según la gráfica de potencia.

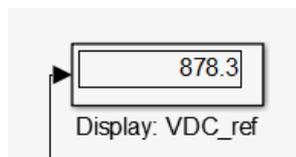


Figura 8.49. Paneles solares: valor estabilizado de referencia de VDC con MPPT para $10\text{ }^\circ\text{C}$

A continuación, se desarrollará la última característica analizada para el control MPPT: el seguimiento unidireccional.

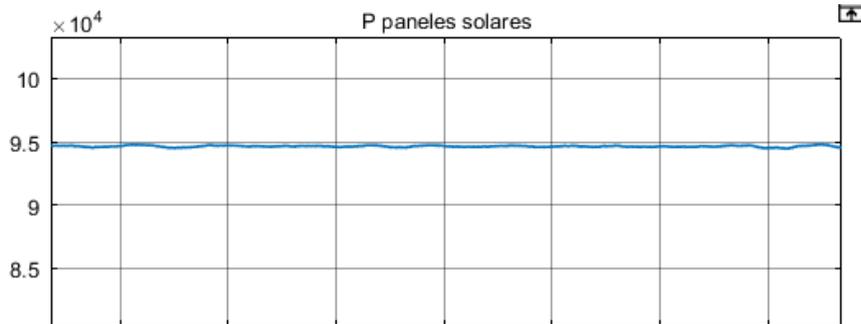


Figura 8.50. Paneles solares: resultados de potencia para 10 °C con control MPPT

8.4.2.4. Resultados del MPPT: seguimiento unidireccional

Hasta ahora, se ha planteado el caso en el cual el punto de máxima potencia se desplaza hacia la derecha, pero no hacia la izquierda. En este último apartado de resultados se observará el funcionamiento del MPPT para un cambio en la temperatura a 45 °C, que supone el desplazamiento del punto de máxima potencia hacia la izquierda del valor nominal (Figura 8.51).

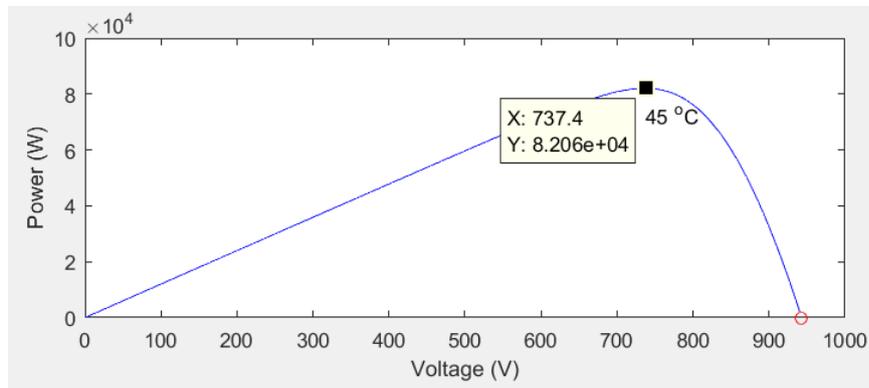


Figura 8.51. Paneles solares: punto de máxima potencia para 45 °C

Observando el resultado de simulación en la Figura 8.53 y en el Display de la referencia de la Figura 8.52, se concluye que el control MPPT desarrollado por el algoritmo de Matlab no contempla este desplazamiento, pues el valor final obtenido es del límite inferior parametrizado y se pierde completamente el control sobre la potencia.

Por lo tanto, el regulador MPPT modelado en este bloque tiene la limitación de que solo puede funcionar ante cambios unidireccionales hacia la derecha de la curva. Como solución al funcionamiento con la configuración utilizada, habría que fijar el valor inicial de referencia de VDC en un valor mucho más bajo, para que siempre trabajase de forma ascendente, aunque se obtendrían resultados de forma mucho más lenta.

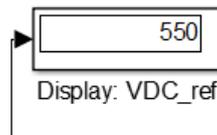


Figura 8.52. Paneles solares: resultados de potencia para 45 °C con control MPPT descendente



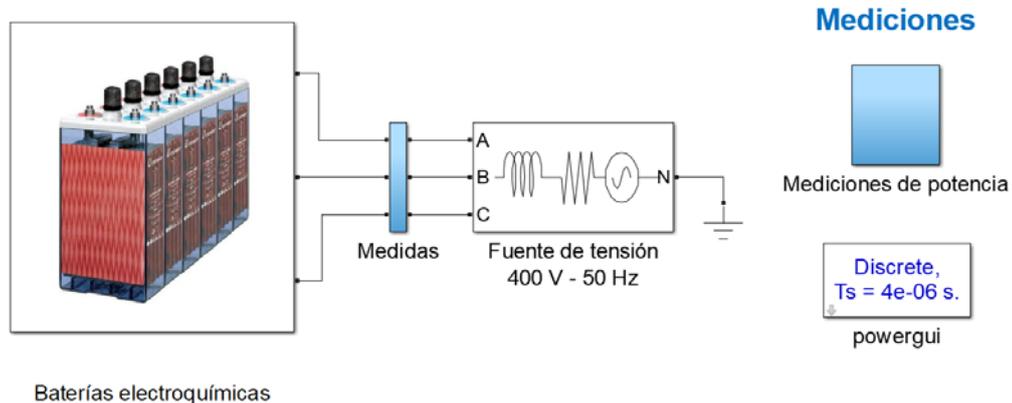
Figura 8.53. Paneles solares: resultados de potencia para 45 °C con control MPPT descendente

Para solucionar el problema de esta lentitud, podría reajustarse el valor de utilizado de 0.01 a un valor superior, aunque supondría que en el resultado final se tuviera una potencia de generación mucho más inestable por las variaciones en la referencia debido al algoritmo.

En conclusión, el control MPPT supone una mejora considerable en la eficacia de los paneles solares para cambios muy bruscos sobre todo de temperatura. Sin embargo, tiene limitaciones que podrían ser mejoradas utilizando un algoritmo "Perturba y Observa" más avanzado o bien otras técnicas de control.

8.5. Modelo de batería electroquímica

Ubicación: Elementos de la Smart Grid
Título: Baterías_electroquimicas.slx



Sobre 100 kW

Almacenamiento de energía excedente
o aporte de energía faltante

Figura 8.54. Modelo baterías electroquímicas

Este modelo (Figura 8.54) para las baterías electroquímicas de ion-litio se basa en esquema explicado en el apartado 6.4.1.1. Esquema “Control Corriente FuentesDC”, con algunos cambios en los valores utilizados y en la organización de los elementos, que se detallan a continuación.

Elección de la configuración de red

Para el esquema citado para el control por corriente, se utilizó una fuente de tensión de 220 V_{rsm} fase-fase. Esta tensión escogida ha sido cambiada para utilizar la fuente de tensión pensada para los modelos de las cargas. Por lo tanto, la fuente de tensión utilizada será de 400 V eficaces entre fases, a 50 Hz.

Como se ha explicado anteriormente, además hay que realizar reajustes en el esquema para configurar la nueva tensión de red.

En este caso, se han sustituido las fuentes DC del esquema para el control por corriente por un bloque de batería electroquímica Battery de Matlab. La tensión de

las fuentes DC para el esquema anterior era de 500 V y se ha aumentado al incluir la batería a 625 V.

Además, observando progresivamente los resultados de simulación para distintos valores, se ha fijado un valor de la inductancia de 2.5 mF (valor del esquema anterior dividido entre 20).

Elección de la potencia de almacenamiento

En base al resto de elementos diseñados para la Smart Grid, tanto las cargas de consumo como los elementos de generación, un valor adecuado para poder almacenar y aportar energía son 100 kW. Se ha establecido también un valor de potencia reactiva almacenada o aportada de apropiadamente 10 kW.

Para corregir estos valores con respecto a las referencias anteriores, se ha ajustado el valor de los PI de control, en especial el valor de la ganancia proporcional.

Este modelo de batería electroquímica podrá aportar potencia a la red si es necesario, o bien almacenarla. El control de si se está aportando o almacenando energía se hará cambiando la referencia (de valores positivos valores negativos de potencia). Sin embargo, una línea de mejora sería la de desarrollar un control de la batería autónomo, que pudiera tomar estas decisiones en función del estado de la red, lo que se acercaría un paso más al desarrollo de una Red Inteligente.

Submodelo

Se ha adaptado el esquema que se diseñó para el control por corriente con fuentes de tensión, de forma análoga al modelo de paneles solares. La estructura del submodelo se muestra en la Figura 8.55 y consiste en la conexión de la batería electroquímica junto con el inversor diseñado.

En la Figura 8.56 se observa el submodelo para el inversor, muy similar con el de los paneles solares, a diferencia de que como se realiza el control sobre la potencia activa P en lugar de sobre VDC, solo es necesario introducir el valor de tensión y corriente de carga.

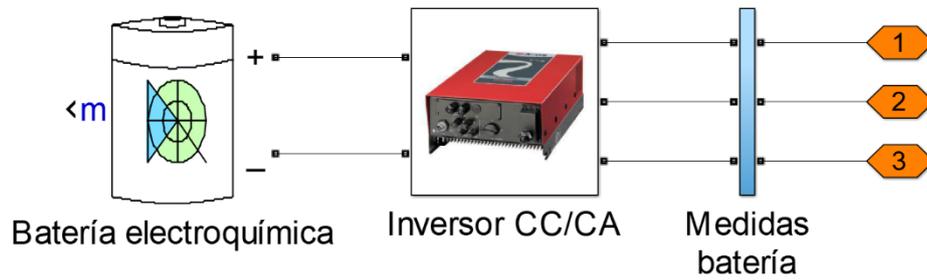


Figura 8.55. Baterías electroquímicas: submodelo

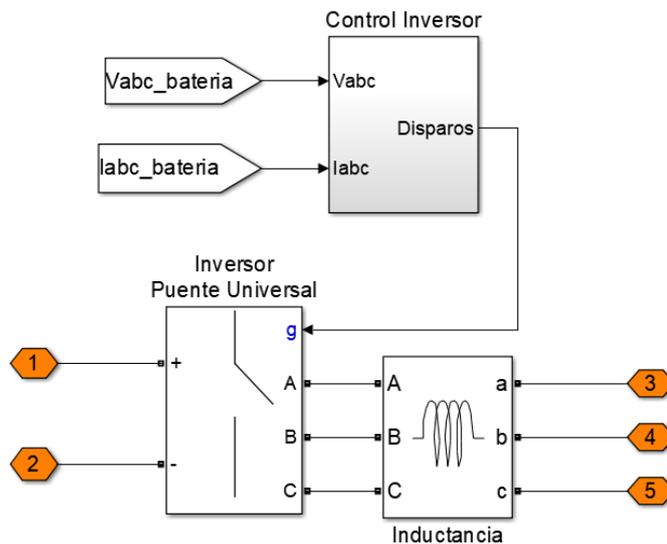


Figura 8.56. Inversor CC/CA baterías electroquímicas: submodelo

Además, es necesario adaptar los valores del bloque de la batería en función de tensión de continua escogida, para poder modelar correctamente las curvas de carga y descarga que incluye el modelo de Simulink y que se muestran en la Figura 8.57 y Figura 8.58 correspondientes a la guía de ayuda de Matlab.

De todas formas, para este bloque no se ha profundizado en las condiciones de carga y descarga de la batería, porque solo se van a simular unos instantes de tiempo y el objetivo solamente es el de controlar la potencia aportada o almacenada.

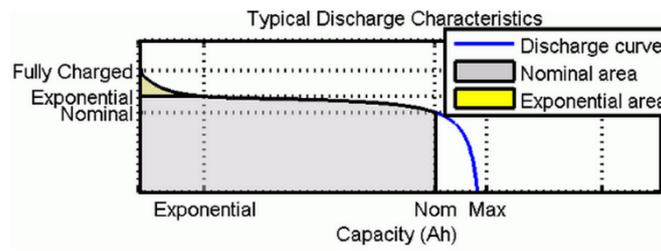


Figura 8.57. Baterías electroquímicas: curva de descarga típica

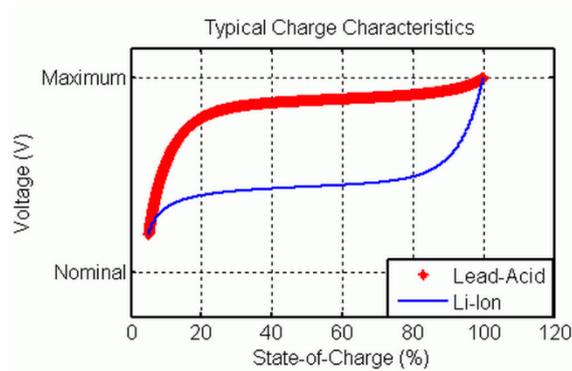


Figura 8.58. Baterías electroquímicas: curva de carga típica

Resultados

Los resultados de simulación obtenidos para las tensiones y corrientes de red de la Figura 8.57 se adapta a los valores adecuados diseñados, obteniendo una forma de onda correcta para la corriente de red, por lo que es adecuado el control del inversor.

En las figuras Figura 8.60 y Figura 8.61 se muestran los valores de potencia activa y reactiva tanto para el aporte de esta energía a la red (valores positivos) como para el almacenamiento de esta energía si se requiere (valores negativos). Se cumple por tanto el objetivo de diseño para que este modelo se adapte al resto de elementos de la Micro Red.

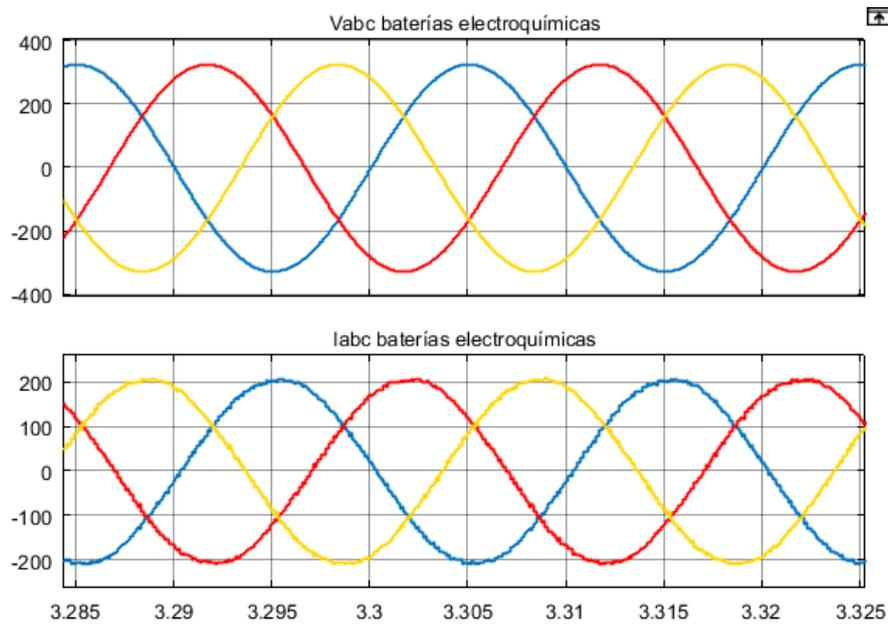


Figura 8.59. Baterías electroquímicas: resultados de tensión y corriente de red

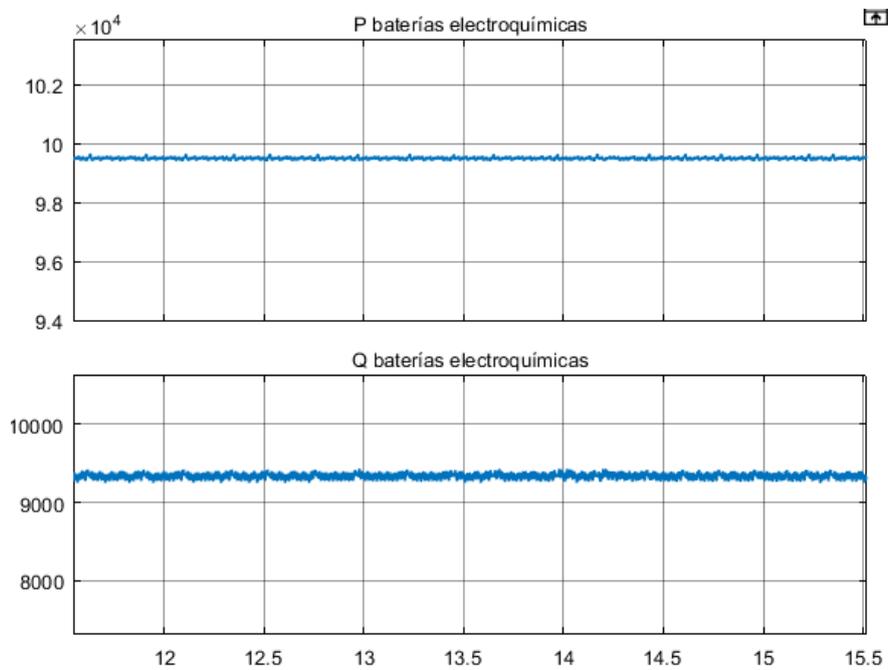


Figura 8.60. Baterías electroquímicas: resultados de potencias de almacenamiento. Aporte de energía

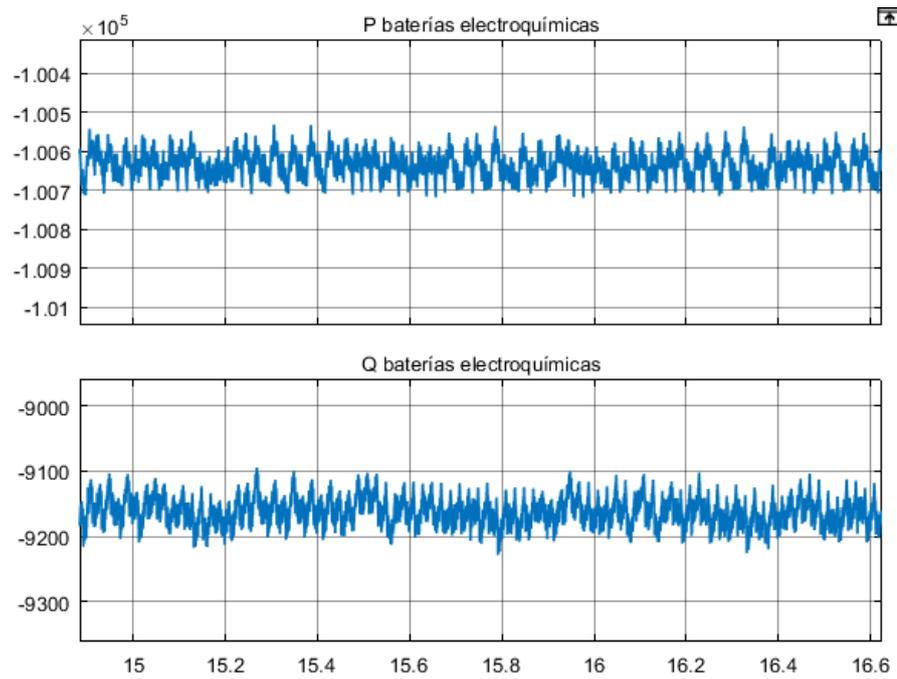


Figura 8.61. Baterías electroquímicas: resultados de potencias de almacenamiento.
Almacenamiento de energía

Capítulo 9:

Diseño del conjunto de la Smart Grid

9.1. Introducción

En este Capítulo, se completará el proceso anterior de diseño de elementos individuales, creando conjuntos funcionales para las distintas opciones de Smart Grid.

En primer lugar, se va a desarrollar un modelo de Smart Grid conecta a red fuerte, acoplando todos los elementos diseñados anteriormente.

En segundo lugar, se diseñarán distintas configuraciones de Smart Grid aislada de red. Se probarán distintos elementos para la estabilización de la red, concretamente: el grupo electrógeno, la batería electroquímica, y el panel solar.

Para cada uno de estos prototipos de estabilización de red aislada, primero se realizará un diseño del elemento sin otras cargas acopladas a la red, y se realizarán pruebas y ajustes para comprobar su funcionamiento. Entre ellos, se realizarán análisis FTT para comprobar los valores THD de la distorsión armónica. Posteriormente, se completarán los diseños acoplando el resto de los elementos de la red.

Para la red a partir del grupo electrógeno, se ha desarrollado un modelo industrial y otro residencial. Para el caso de las baterías y los paneles, se ha desarrollado únicamente una aplicación residencial.

Los resultados de simulación de los diseños finales se tratarán en el Capítulo siguiente.

9.2. Diseño de Smart Grid conectada a red fuerte

En este apartado se desarrollará una Smart Grid que pueda funcionar en modo de conexión a red. A continuación, se desarrolla el proceso de diseño en cuanto a la elección de los elementos, la configuración de red y el acople de los elementos a la red, por último las funcionalidades que va a presentar la Smart Grid. El esquema completo se muestra en la Figura 9.1.

Elección de los elementos de la Smart Grid

El esquema completo para la Smart Grid conectada a la red fuerte se realiza incorporando todos los elementos que se han desarrollado en el Capítulo 8: Modelos de Simulink de los elementos de la Micro Red.

Como elementos de generación renovable, se han incluido 2 turbinas eólicas y 2 conjuntos de panel solar de los que se han diseñado. Como elementos de consumo, se ha incluido una carga industrial, una zona residencial de 25 viviendas, y los modelos de recarga vehículo eléctrico de 2 puntos públicos u 10 domésticos. Las potencias que suponen cada elemento y conjunto de generación o consumo se muestran en la Figura 9.1.

El modelo de baterías electroquímicas diseñado controlará tanto el almacenamiento como el aporte de energía extra para la Smart Grid.

Elección de la configuración de red y acople de los elementos

Para acoplar todos los elementos entre sí, se ha creado una red principal de distribución a la que se acoplarán todos los elementos. Según un análisis para las características de las tensiones de red en función de su utilización a partir de la Tabla 9.1, se necesita una red de distribución media tensión. El valor de 3 kV será suficiente para el diseño de la red completa.

Para cada elemento que se acopla, según el artículo 47, apartado 5, del Real Decreto 1955/2000 (aunque actualmente está derogado), se necesita la instalación de una estación transformadora en los edificios cuya potencia supere los 100 kW [38].

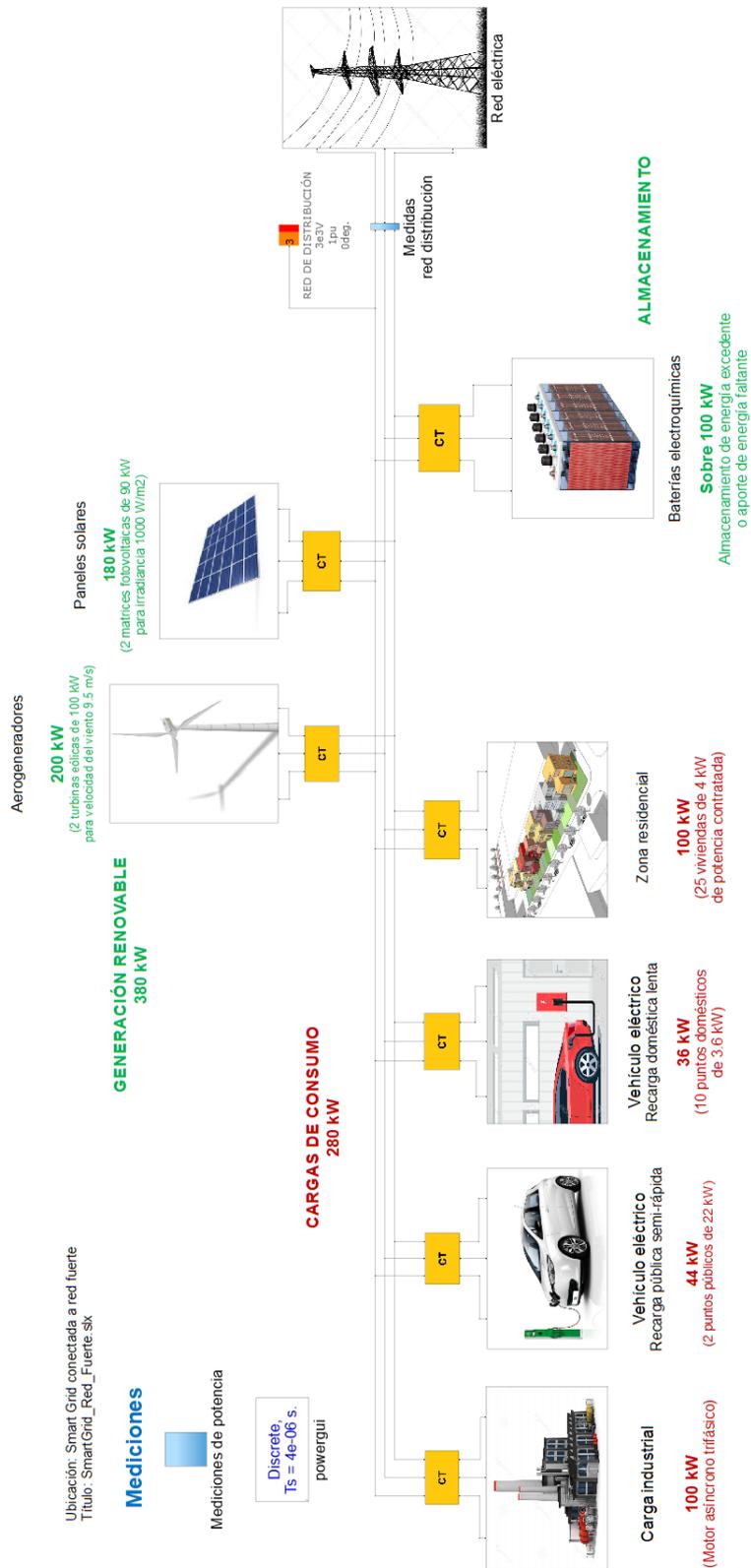


Figura 9.1. Smart Grid red fuerte: esquema del conjunto

Tipo	Valor	Uso
Media tensión (MT)	3 kV	Producción y distribución de energía
	6 kV	
	10 kV	
	15 kV	
	20 kV	
Alta tensión (AT)	30 kV	Transporte y distribución de energía
	45 kV	
	66 kV	
Muy alta tensión (MAT)	132 kV	Transporte de energía
	230 kV	
	400 kV	

Tabla 9.1. Tabla de configuración de media, alta, y muy alta tensión

Estos elementos se conocen típicamente como centros de transformación (CT), y consiste en una instalación eléctrica que recibe energía en alta o media tensión y la entrega en media o baja tensión para su utilización por los usuarios finales, normalmente a 400 V en trifásica y 230 V en monofásica.

Para la aplicación que se está desarrollando, se va a modelar un centro de transformación para cada elemento que se acopla, de forma que se pueda reducir la tensión de distribución de 3 kV a los 400 V trifásicos diseñados. Además, se realiza con la finalidad de aislar los bloques para su correcto funcionamiento y la toma de medidas de cada uno de ellos por separado.

El centro de transformación se muestra en la Figura 9.2, y se modela a partir de un transformador trifásico de dos bobinados configurado prácticamente como ideal (valores muy elevados de resistencia e inductancia de magnetización).

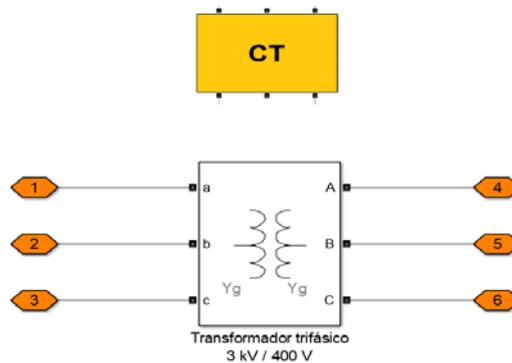


Figura 9.2. Smart Grid red fuerte: centro de transformación

Elección de las funcionalidades de la Smart Grid

Los resultados finales de simulación que muestran el funcionamiento del esquema, al ser un modelo final, se desarrollarán en el Capítulo 10: Resultados de simulación .

Las funcionalidades que se van a comprobar son:

- La producción es menor al consumo y la Smart Grid consume energía de la red.
- La producción es mayor que el consumo y la Smart Grid vende energía a la red.
- La producción es menor al consumo, y la diferencia es suministrada por la batería para no consumir de la red (hipótesis de precio de compra elevado).
- La producción es mayor que el consumo, y la diferencia es acumulada en la batería para no vender a la red (hipótesis de precio de venta reducido o no rentable).

9.3. Diseño de Smart Grid aislada de red

Los principios de funcionamiento para comprender cómo se utiliza una Micro Red de forma aislada se han desarrollado en el apartado 4.6.1. Análisis de la red aislada.

A partir de este análisis inicial, se va a desarrollar el esquema de una Smart Grid en la que distintos elementos van a tener la función de estabilizar la red. En primer lugar, se analizará el control del elemento junto con una carga sencilla, y posteriormente se añadirán el resto de los elementos que formarán la Red completa.

Los elementos que van a actuar como estabilizadores de red serán el grupo electrógeno, la batería electroquímica, el panel solar, y el aerogenerador.

9.3.1. El grupo electrógeno estabiliza la red

9.3.1.1. Diseño sin más elementos

Ubicación: Smart Grid aislada de red
Título: RedAislada_GrupoElectrogeno.slx

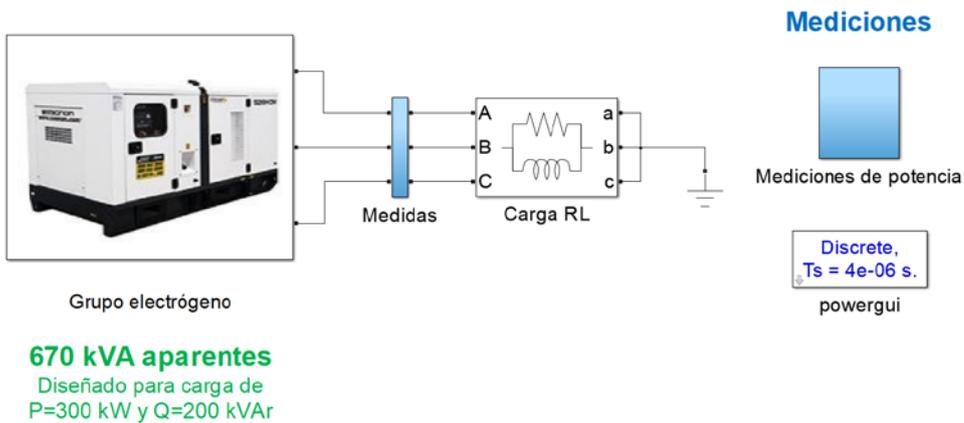


Figura 9.3. Smart Grid aislada: grupo electrógeno

El primer elemento que se va a utilizar para crear la Micro Red aislada es el grupo electrógeno. Este elemento se analiza, junto con el Estado del Arte de todos los elementos comerciales, en el apartado 3.5. Grupo electrógeno.

En la Figura 9.3 se muestra el modelo para el grupo electrógeno. Se trata de un elemento que podrá aportar la potencia necesaria que requieran las cargas de la red, pero nunca podrá absorberla el balance resulta negativo. La energía de la red debe ser por lo tanto siempre equilibrada, y por debajo del valor que aporta el grupo electrógeno.

Modelo del grupo electrógeno

El grupo electrógeno se modela utilizando un motor síncrono, desarrollado teóricamente en el apartado 5.2. Generador síncrono o alternador. Está basado en la forma de utilizar el motor síncrono como generador que se ha observado en el ejemplo de Matlab 7.1.5.2. Wind-Turbine Asynchronous Generator in Isolated Network.

El submodelo que implementa el grupo electrógeno se muestra en la Figura 9.4. El motor síncrono se controla mediante dos entradas: la potencia mecánica y la tensión de la red que se quiere generar. Estas dos variables van a ser generadas por dos bloques de control: el gobernador del motor diésel y el sistema de excitación.

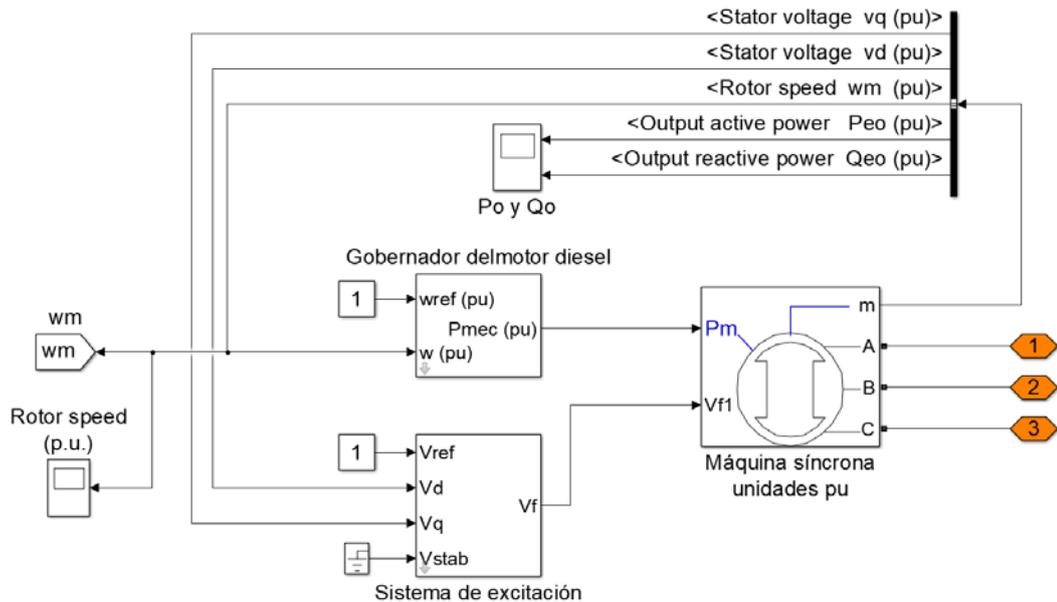


Figura 9.4. Grupo electrógeno: submodelo

Estos bloques están diseñados en la librería de Simulink, y su funcionamiento se basa en que reciben un valor de referencia (en este caso un valor unidad 1 para pedir la referencia máxima, ya que se está trabajando en pu) y lo comparan con el valor que se está generando a partir de las medidas del motor síncrono. Corrigen progresivamente el valor a partir de la referencia, de forma similar a lo que realizaría un control PI.

Para elegir el motor síncrono adecuado, se va a seleccionar uno de los modelos de la lista de posibles que ofrece el bloque, tal y como se realizó con el motor asíncrono para el elemento diseñado en 8.2.3. Carga industrial: motores de CA.

En este caso, se ha escogido el modelo 9, pues generará una red de 400 V y 50 Hz según lo que se ha estado trabajando a lo largo de todo el proyecto. Además, el motor será capaz de aportar una potencia aparente de 670 kVA.

Teóricamente, la potencia aparente es la suma vectorial de la potencia activa y la potencia reactiva, según se observa en la Figura 9.5. Por lo tanto, el grupo electrógeno será capaz de proporcionar 670 kVA como suma entre la potencia activa y la reactiva que requieran las cargas. Esto quiere decir que para el diseño en modo aislado de red no podremos obviar el valor de la potencia reactiva como se ha hecho hasta ahora, si no que activa y reactiva tienen que estar equilibradas.

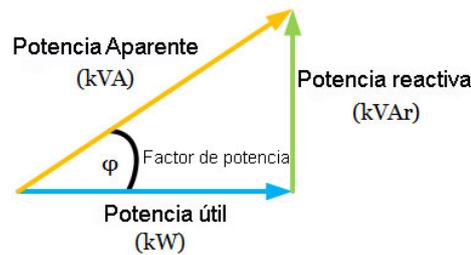


Figura 9.5. Grupo electrógeno: concepto de potencia aparente

Se ha escogido este valor de 670 kVA y no otro porque se quiere diseñar una red que pueda asumir cargas de 300 kW y 200 kVAr, cuya justificación se hará a continuación. Por lo tanto, 670 kVA es el primer valor de la lista que puede asumir esta condición de carga.

Cálculos para la potencia de diseño y la carga

Aunque ahora no se haya conectado ningún otro elemento de la Smart Grid, se va a pensar el diseño en función de ellos.

Además de la potencia disponible gracias al grupo electrógeno, se cuenta con otros dos elementos de generación: el panel solar y el aerogenerador. Entre estos dos elementos se obtienen aproximadamente 200 kW. Pensando en que el grupo electrógeno aporte 100 kW de diferencia, se ha establecido una carga que suponga 300 kW de potencia activa y 200 kVAr de reactiva.

Por lo tanto, para diseñar la carga RL, se realizan los siguientes cálculos:

$$P = \frac{V^2}{R} \quad (59)$$

$$Q = \frac{V^2}{X_L} \quad (60)$$

La tensión V que modelan las ecuaciones es la tensión fase-neutro eficaz. Como estamos diseñando una red de 400 V fase-fase eficaces, tendremos que dividir este valor entre $\sqrt{3}$. Además, se trata de un sistema trifásico, por lo que la potencia P de la ecuación se dividirá entre el número de fases. Se obtienen:

$$P = 300 \cdot 10^3 = 3 \cdot \frac{\left(\frac{400}{\sqrt{3}}\right)^2}{R} \quad (61)$$

Despejando R : $R = 0.533 \Omega$

$$Q = 200 \cdot 10^3 = 3 \cdot \frac{\left(\frac{400}{\sqrt{3}}\right)^2}{X_L}; X_L = 2\pi fL \quad (62)$$

$$\text{Entonces: } Q = 200 \cdot 10^3 = 3 \cdot \frac{\left(\frac{400}{\sqrt{3}}\right)^2}{2\pi \cdot 50 \cdot L}$$

Despejando L : $L = 2.55 \cdot 10^{-3} \text{ H} = 2.55 \text{ mH}$

Los valores finales de carga RL que se han utilizado son por tanto $R = 0.533 \Omega$ y $L = 2.55 \cdot 10^{-3} \text{ H}$.

Resultados

Se puede apreciar que se obtiene correctamente la red diseñada, con un tiempo de estado transitorio de unos 2 segundos para el motor síncrono.

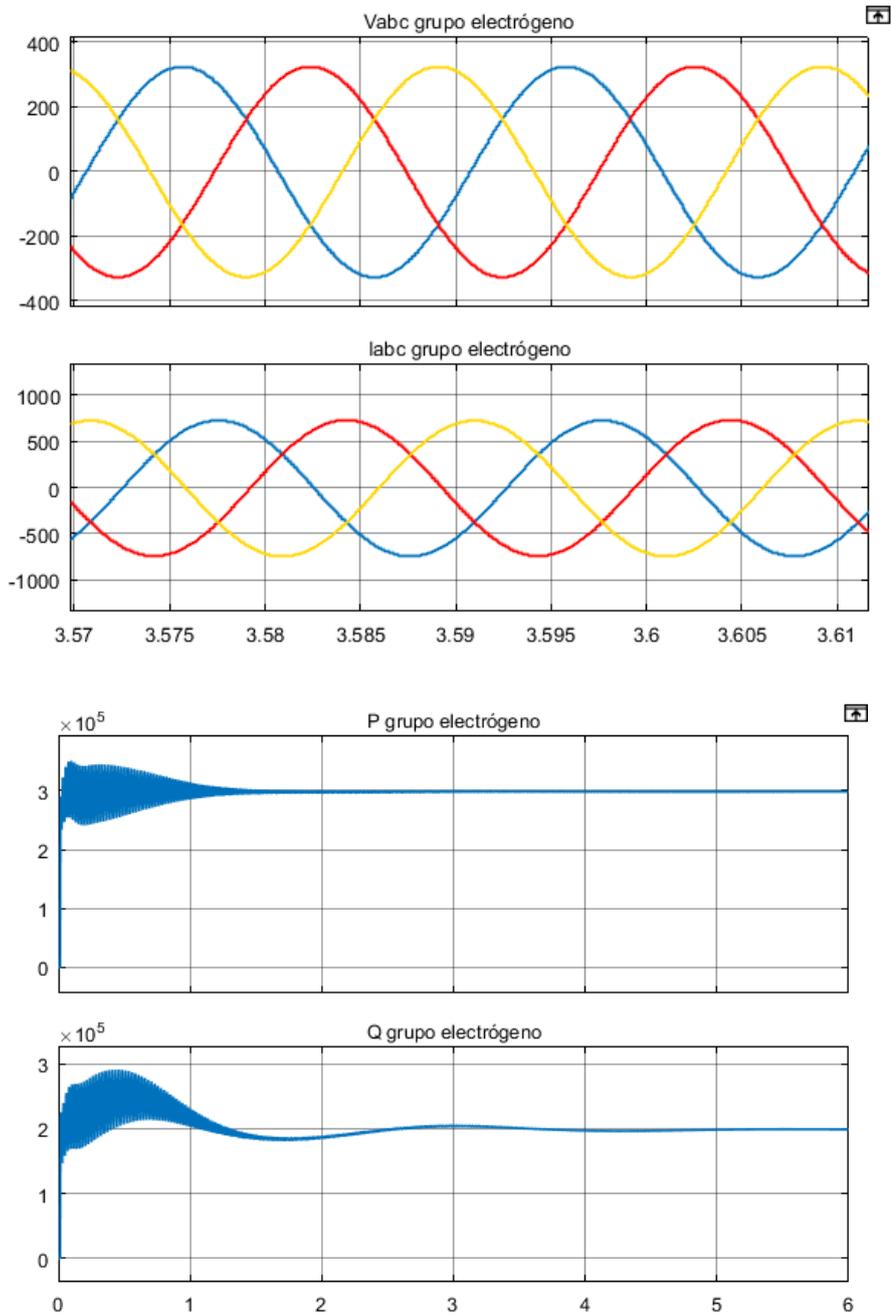


Figura 9.6. Grupo electrógeno: resultados de simulación en tensiones y corrientes y potencias activa y reactiva

Elección los elementos conectados al grupo electrógeno

Realizando distintas pruebas de diseño, se ha observado que la carga óptima que se podrá conectar al grupo electrógeno entre todos los elementos será una carga total del 150 kW. Esto se debe a que la potencia total que está conectada al grupo

electrógeno, sin generación añadida, se debe repartir entre la carga diseñada RL y los elementos conectados, aproximadamente en partes iguales.

En teoría, el grupo electrógeno debería poder funcionar correctamente con una carga equivalente a la diseñada para RL de 300 kW y 200 kVAr, prescindiendo de este bloque. Sin embargo, comprobando los resultados se observa que la red se desequilibra completamente al eliminar la carga RL.

Se ha comprobado que el grupo electrógeno puede asumir sin problemas todo tipo de cargas (reactiva, inductiva, y capacitiva), por lo que la idea final del problema radica en que puede tratarse de un problema de conexión a tierra. La carga RL proporciona una unión a tierra fuerte, que no se consigue con el resto de los elementos diseñados al no tener conexión a tierra. El problema tampoco se soluciona añadiendo un transformador Grounding Transformer de la librería que proporcionaría un neutro para la red.

Este inconveniente queda recogido como línea futura de mejora. Sin embargo, de forma adaptada al conjunto que se tiene actualmente, se va a diseñar la Micro Red teniendo en cuenta la carga RL como una carga más del conjunto.

Al tener la limitación de poder conectar 150 kW de carga, se decidió realizar un diseño de Smart Grid aplicado a una carga industrial y otro conjunto para una aplicación residencial con carga de vehículo eléctrico. Esta decisión se fundamenta también en la idea lógica de que una carga industrial, en un entorno real, contaría con un grupo electrógeno propio y no compartido con otras de tipo residencial.

De esta forma, se conseguirán diseños más sólidos y más flexibles en cuanto a la adición de elementos de generación como son los paneles solares y el aerogenerador. Por último, comentar que para estos diseños de Smart Grid a partir del grupo electrógeno no se han incluido baterías de almacenamiento, puesto que esta función estaría cubierta por el propio grupo electrógeno.

9.3.1.2. Diseño para aplicación industrial

A continuación, se va a desarrollar la aplicación particular de la utilización del grupo electrógeno para una red que alimenta a una carga industrial, utilizando el elemento diseñado en 8.2.3. Carga industrial: motores de CA.

Se realiza una explicación de la elección de los elementos, de la configuración y ajuste de red, y de las funcionalidades que se van a analizar para la Smart Grid.

Elección de los elementos de la Smart Grid

Los elementos que se van a incluir son la carga industrial diseñada de 100 kW y 70 kVAr de consumo, y los elementos de generación solar y eólica, como se muestra en la Figura 9.7. Toda la energía reactiva que necesita el aerogenerador lo consumirá a partir de su banco de condensadores.

No se añade una batería de almacenamiento puesto que la generación renovable será siempre consumida al instante, como apoyo al grupo electrógeno, puesto que para este caso no existe opción de venta a la red ni tampoco discriminación de precios al ser generada de forma individual.

Elección de la configuración de red y acople de los elementos

Se conectan a la red a partir del centro de transformación diseñado para 9.2. Diseño de Smart Grid conectada a red fuerte, pero esta vez de 400 V de distribución a 400 V de consumo de baja tensión.

La carga RL compensará la carga hasta los 300 kW y 200 kVAr diseñados para el correcto funcionamiento.

Elección de las funcionalidades de la Smart Grid

El objetivo principal de la red aislada será la estabilización de la red siendo los elementos de tipo plug-in. Es decir, los elementos pueden ser conectados y desconectados de la red sin necesidad de configuraciones extra. Esto indica que el grupo electrógeno tiene que ser capaz de mantener estabilizada la red sin apoyo de generación externa como es la renovable.

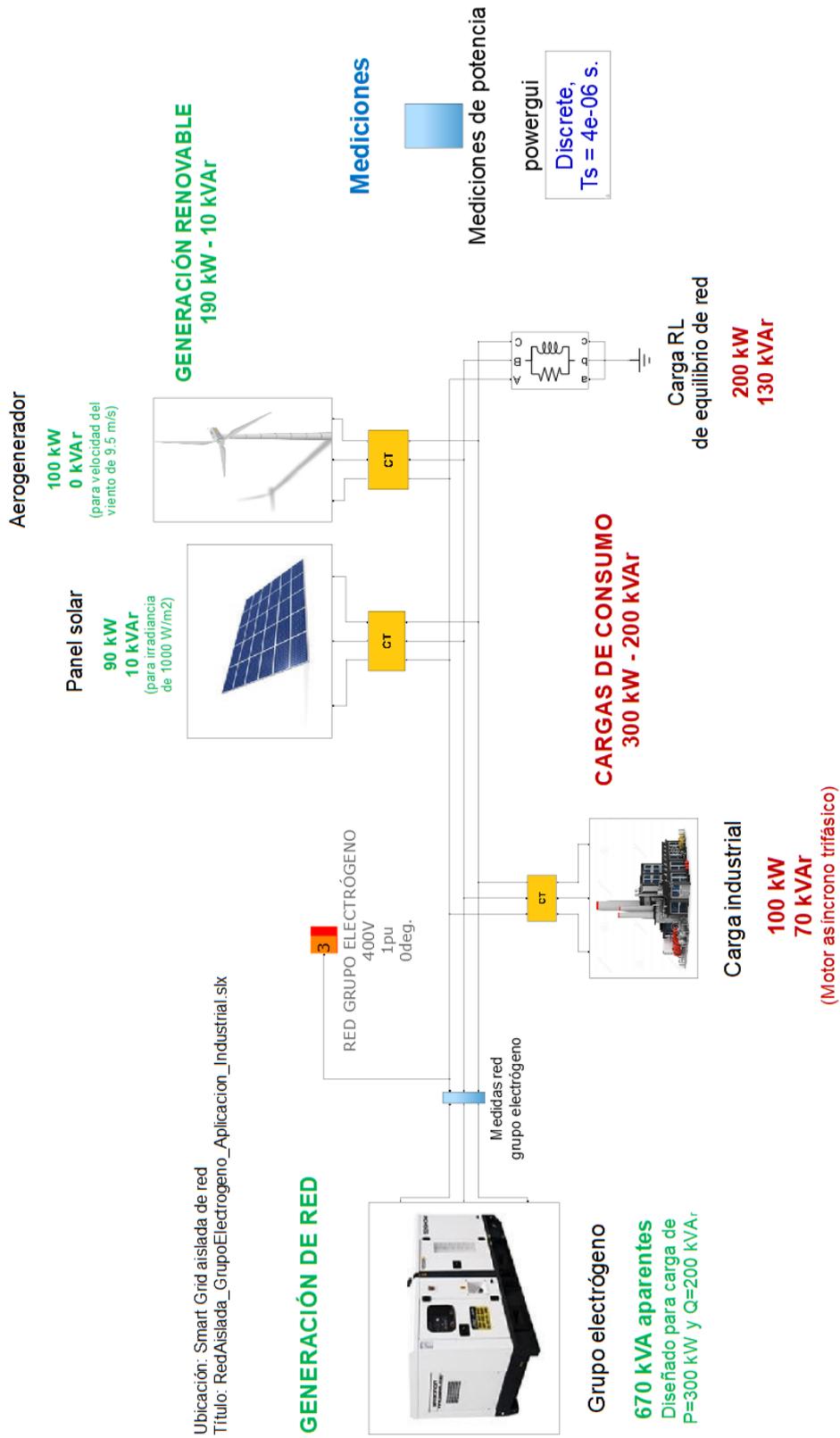


Figura 9.7. Red aislada a partir de grupo electrógeno para aplicación industrial

Esta funcionalidad tiene sentido de cara a una aplicación real, en la que el usuario no puede quedarse sin red porque en ese momento no haya producción renovable por las condiciones del entorno. Las funcionalidades que se estudiarán, por lo tanto, en el Capítulo 10: Resultados de simulación , son:

- Hay producción renovable, y el grupo electrógeno solo tiene que aportar la diferencia hasta el consumo total.
- No hay producción renovable, y el grupo electrógeno tiene que asumir todo el consumo de la carga.

9.3.1.3. Diseño para aplicación residencial

A continuación, se va a desarrollar la aplicación particular de la utilización del grupo electrógeno para una red que alimenta a un conjunto de carga residencial y recargas de vehículo eléctrico domésticas y públicas, utilizando los elementos diseñados en 8.2. Modelos de las cargas. El esquema para esta aplicación se muestra en la Figura 9.8.

Se realiza una explicación de la elección de los elementos, de la configuración y ajuste de red, y de las funcionalidades que se van a analizar para la Smart Grid.

Elección de los elementos de la Smart Grid

Se ha repartido la carga posible entre los elementos residenciales como viviendas y vehículo eléctrico y la carga RL estabilizadora de la red. Se han incluido, de forma compensada, 23 viviendas de 4kW de potencia contratada, 10 puntos domésticos de recarga lenta de vehículo eléctrico de 3.6 kW y un punto público de recarga semi-rápida de 22 kW. Además, los elementos de generación solar y eólica, como se muestra en la Figura 9.8.

Elección de la configuración de red y acople de los elementos

Se ha realizado de la misma forma que para la aplicación industrial, haciendo el acople a partir de los transformadores y con un valor de RL que permita una carga de 300 kW y 200 kVAr diseñados.

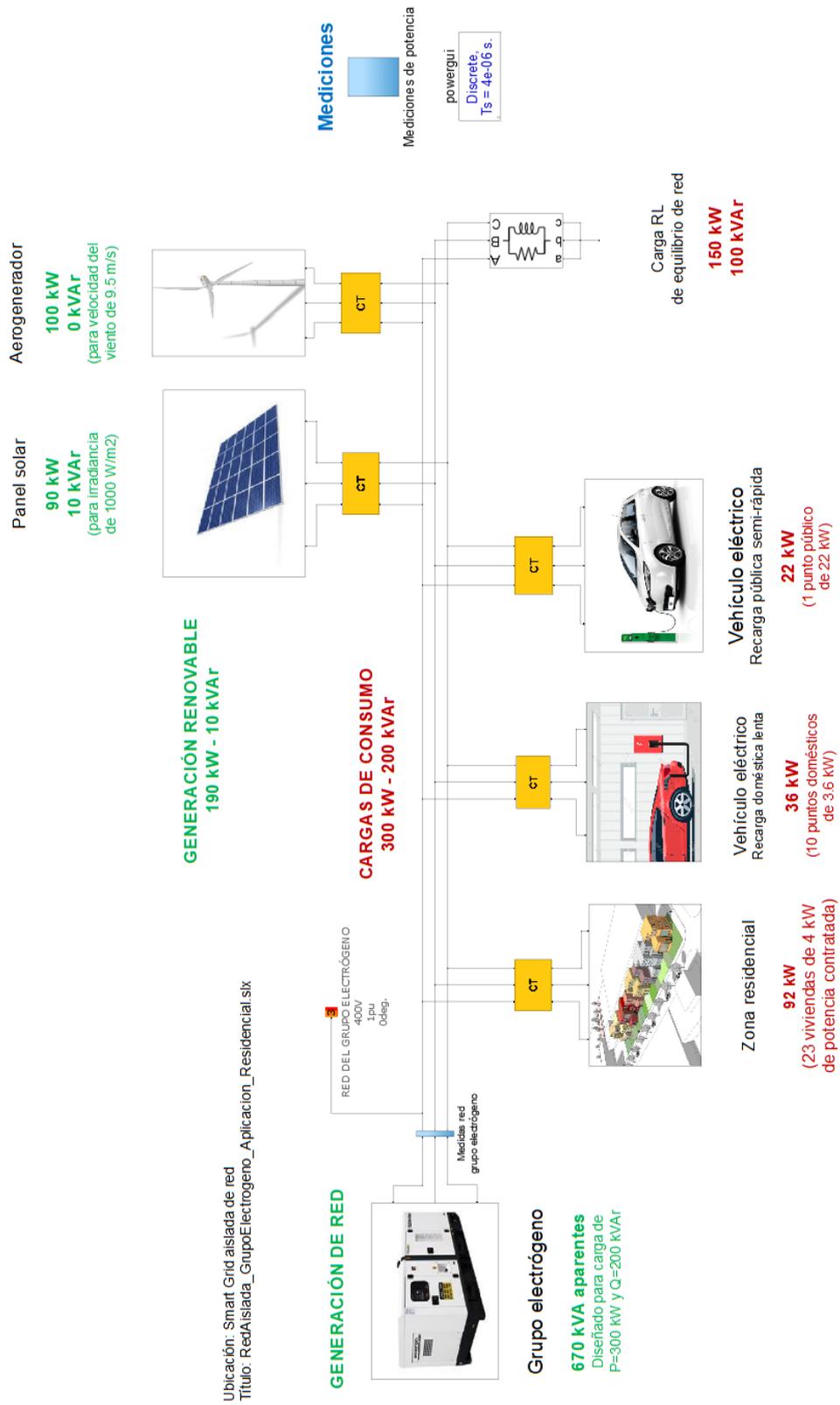


Figura 9.8. Red aislada a partir de grupo electrógeno para aplicación residencial

Elección de las funcionalidades de la Smart Grid

Se realizarán las mismas pruebas en el Capítulo 10: Resultados de simulación .

- Hay producción renovable, y el grupo electrógeno solo tiene que aportar la diferencia hasta el consumo total.
- No hay producción renovable, y el grupo electrógeno tiene que asumir todo el consumo de la carga.

9.3.2. La batería electroquímica estabiliza la red

El siguiente elemento que va a actuar como estabilizador de red es el grupo de batería electroquímica. Este diseño se va a basar en los esquemas realizados para 8.5. Modelo de batería electroquímica y 6.5.1.2. Esquema “Droop Control Inversores Paralelo”. El esquema correspondiente se muestra en la Figura 9.9.

Se estudiará el modelo de la batería electroquímica, y se diseñará la carga y el filtro acordes a la aplicación. Los cálculos se mostrarán a continuación, junto con los resultados de simulación para estos ajustes. Por último, se definirán los elementos.

9.3.2.1. Diseño sin más elementos

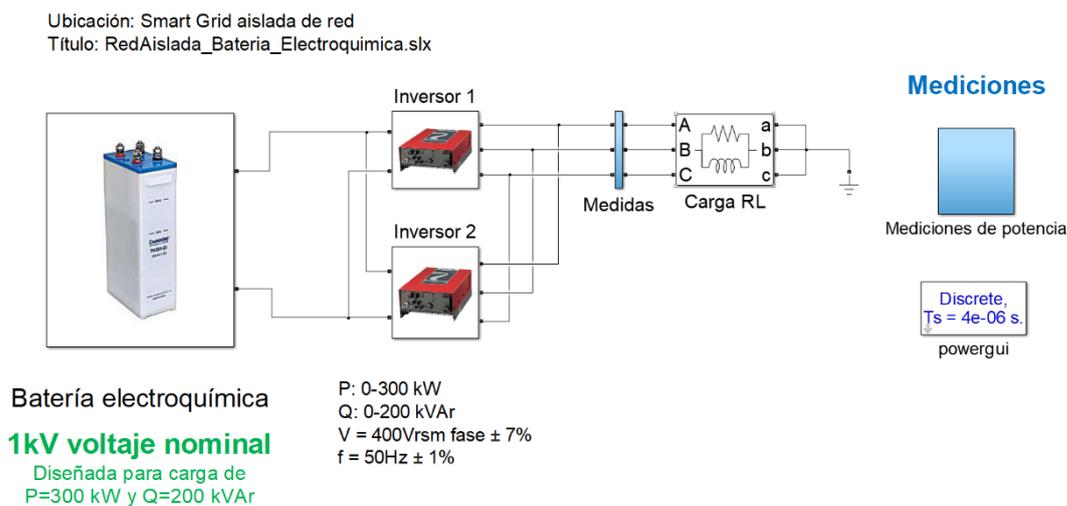


Figura 9.9. Smart Grid aislada: batería electroquímica

Modelo batería electroquímica

Para establecer el valor de la tensión continua que va a tener la batería, es necesario conocer el valor de tensión mínima. Se calcula a partir de la ecuación siguiente, y teniendo en cuenta un índice de modulación¹¹ x unitario:

$$V_{pico,fn} = \frac{V_{DC}}{2} \cdot x \quad (63)$$

$$V_{DC} = \frac{2 \cdot V_{pico,fn}}{x} = \frac{2}{x} \cdot \frac{V_{rms,ff}}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{2} = \frac{2}{1} \cdot \frac{400}{\sqrt{3}} \cdot \sqrt{2} \quad (64)$$

De estas expresiones (63) y (64) se obtiene que el valor mínimo de tensión de la batería es de 653.2 V.

Para este caso, se ha elegido un valor superior de 1000 V, con la finalidad de facilitar el control de los inversores.

Cálculos para la potencia de diseño y la carga

Se va a utilizar la misma justificación de potencia de carga diseñada que para el grupo electrógeno. Por lo tanto, en base a las expresiones desarrolladas en (61) y (62), se establecen los valores de potencia en 300 kW y 200 kVAr, y los valores de la carga RL en $R = 0.533 \Omega$ y $L = 2.55 \cdot 10^{-3} H$.

Al elegir estos valores de potencia, se cambian los que se habían diseñado en Esquema “Droop Control Inversores Paralelo” de 800 W y 800 VAr. Por lo tanto, es necesario rediseñar las rectas que relacionan V y f con P y Q.

¹¹ El índice de modulación es una medida que indica cuánto varía el voltaje de la señal portadora debido a la señal moduladora. Toma valores entre 0 y 1. Se cita en el apartado 4.2.2. PWM senoidal (SPWM).

Los nuevos valores a parametrizar, y añadidos en el bloque Ecuaciones V y f a partir de P y Q para el submodelo de control de los inversores son:

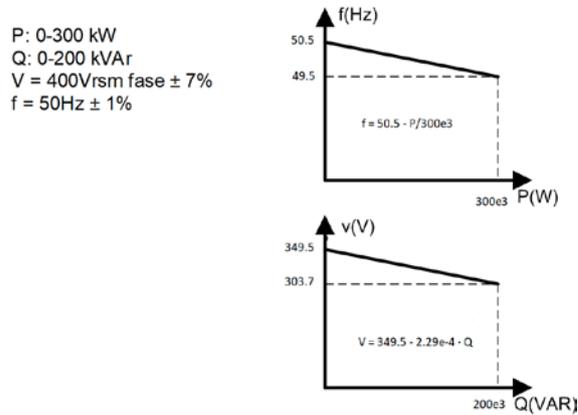


Figura 9.10. Batería electroquímica: nuevas rectas para ecuaciones de V y f

Cálculos para el diseño del filtro

Se diseña el filtro LC para limitar la tensión y corrientes generadas. Para conseguirlo, se busca un valor de reactancia inductiva 10 veces menor que la reactancia que supone la carga, para que la tensión llegue a la carga. De igual modo, se busca un valor de reactancia capacitiva 10 veces mayor que la reactancia de carga para que casi toda la corriente pase a la carga.

Primero es necesario calcular, pues, la reactancia de la carga:

$$\begin{aligned} X_{L\text{ carga}} &= 2\pi fL = 0.8 \Omega \\ X_{\text{carga}} &= X_{L\text{ carga}} \parallel R_{\text{carga}} = 0.32 \Omega \end{aligned} \quad (65)$$

A partir de este valor, se calcula la reactancia inductiva y con ella el valor de la bobina del filtro:

$$\begin{aligned} X_{L\text{ filtro}} &= \frac{X_{\text{carga}}}{10} = 0.032 \Omega \\ X_{L\text{ filtro}} &= 2\pi fL_{\text{filtro}} \rightarrow L_{\text{filtro}} = 1.02 \cdot 10^{-4} H \end{aligned} \quad (66)$$

Se calcula también la reactancia capacitiva y con ella el valor del condensador del filtro:

$$\begin{aligned} X_{C \text{ filtro}} &= X_{carga} \cdot 10 = 3.2 \Omega & (67) \\ X_{C \text{ filtro}} &= \frac{1}{2\pi f C_{\text{filtro}}} \rightarrow C_{\text{filtro}} = 9.95 \cdot 10^{-4} F \end{aligned}$$

Los valores obtenidos para el filtro LC finalmente son $L = 1.02 \cdot 10^{-4} \text{ H}$ y $C = 9.95 \cdot 10^{-4} \text{ F}$.

Por último, se ajustan los valores PI a la nueva configuración.

Como se ha observado que se obtenían formas de onda que no se adaptaban a una onda senoidal, se ha reajustado el filtro a valores del doble para la bobina y la mitad para el condensador. Los valores obtenidos para el filtro LC tras este ajuste son $L = 2.04 \cdot 10^{-4} \text{ H}$ y $C = 4.975 \cdot 10^{-4} \text{ F}$.

Resultados

Observando la gráfica de la Figura 9.11, se puede ver que se obtienen unas formas de onda muy desfiguradas. Esto se produce porque existe una distorsión armónica en la señal que genera armónicos múltiplos del armónico fundamental que se unen a ella, lo que ocasiona que la onda no sea totalmente senoidal.

Para comprobar la distorsión armónica, se realiza un análisis FTT (Fast Fourier Transform) en Simulink (mediante el bloque powergui). De esta forma se pueden visualizar los armónicos y el índice THD. El análisis FTT para la tensión de fase se muestra en la Figura 9.12. Para el resto de análisis, no se mostrarán las gráficas de resultados de los armónicos, puesto que solo será necesario leer el valor THD.

El parámetro THD (Total Harmonic Distortion) es un parámetro que se define como la relación entre el valor eficaz del total de las componentes armónicas y el valor eficaz correspondiente a la componente fundamental. Se mide en %, y los valores óptimos suelen estar entre el 5 % y el 6 %, y será el objetivo en este ejemplo [39].

Se comprueba que el valor THD obtenido es del 44.63% para la tensión y del 32.44 % para la corriente, lo que suponen valor muy elevados y es necesario corregirlos.

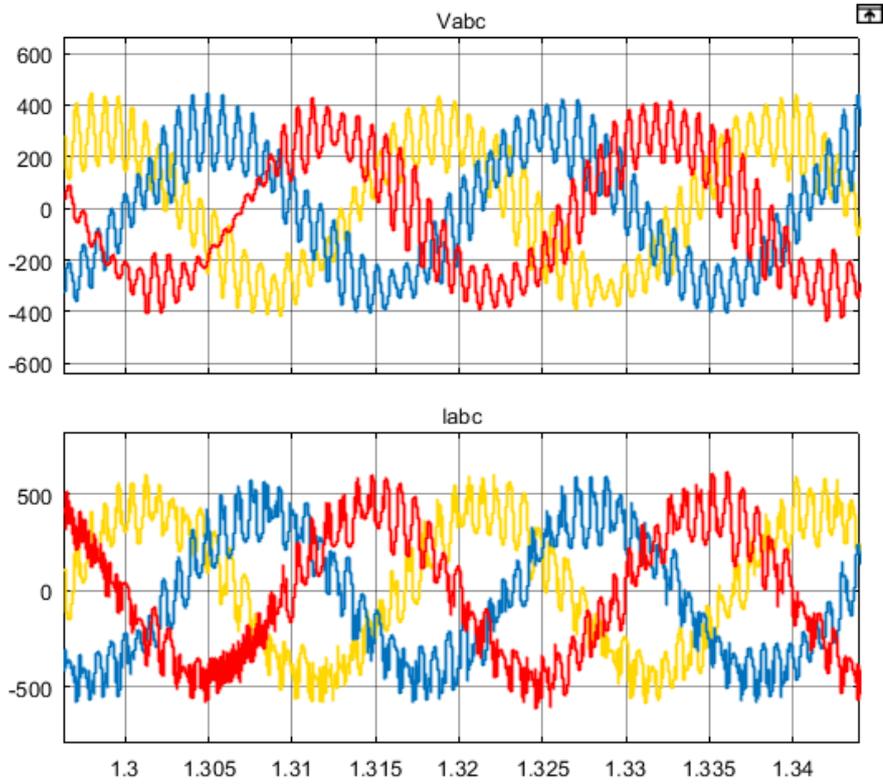


Figura 9.11. Batería electroquímica: resultados iniciales de red para cada inversor

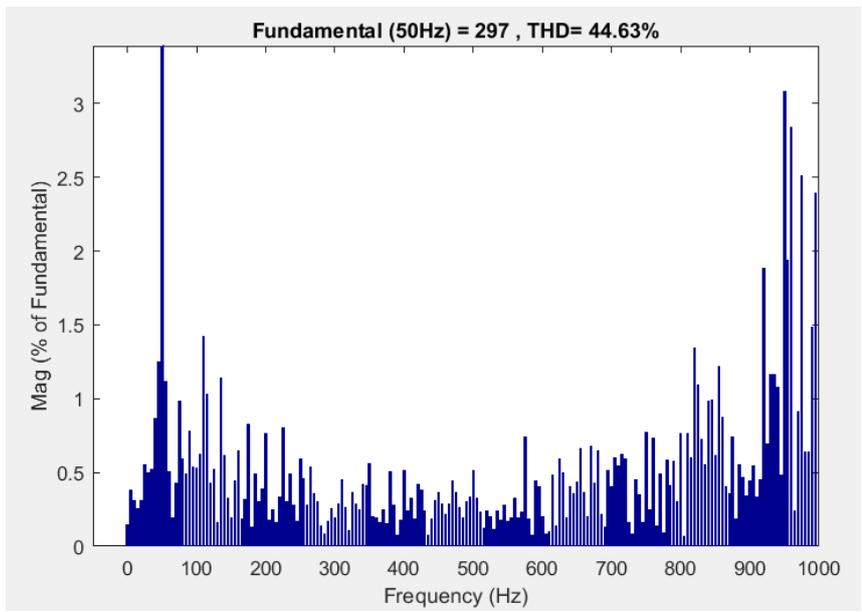


Figura 9.12. Ejemplo de análisis FFT para la tensión de red, valor inicial

Para reducir la distorsión armónica, es necesario aumentar el efecto del filtro. Para filtrar más tensión y más corriente, se eleva el valor para la inductancia y se reduce el valor para el condensador. Realizando distintas pruebas, se ha llegado a un valor final de inductancia de 5 veces mayor al anterior, y 5 veces menor para el valor del condensador.

Los valores finales son, por lo tanto, $L = 1.02 \cdot 10^{-2}$ H y $C = 9.95 \cdot 10^{-5}$ F.

Los nuevos valores THD obtenidos son de 5.66 % para la tensión y 4.57 % para la corriente, acordes con el objetivo fijado.

Los resultados finales para cada inversor se pueden ver en las figuras Figura 9.13, Figura 9.14, y Figura 9.15. La potencia generada es un poco inferior a la diseñada para cada inversor, pero es un valor aceptable y teniendo en cuenta que se ha sobredimensionada la tensión continua de entrada.

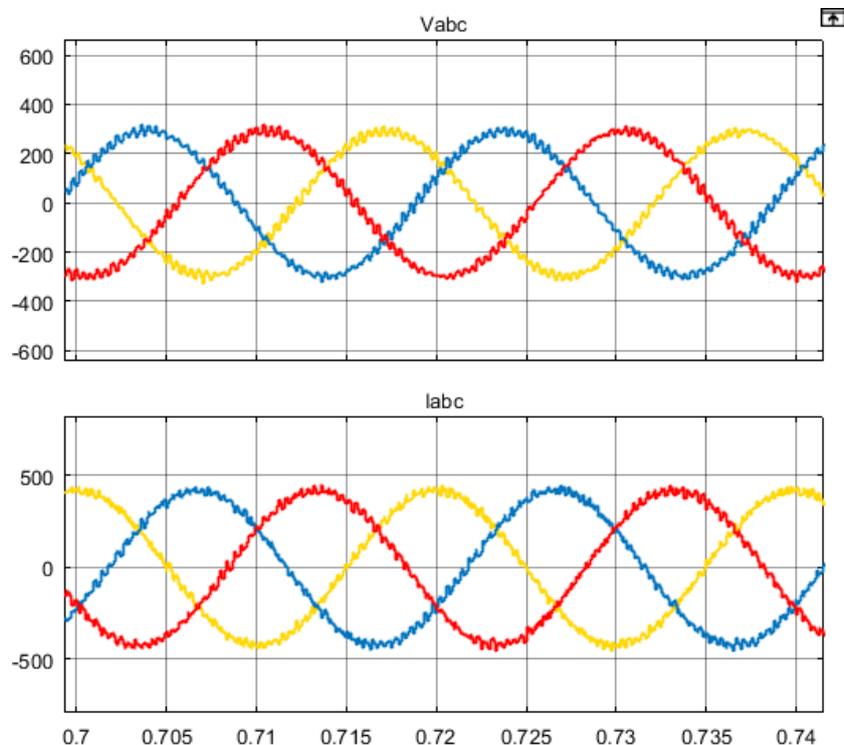


Figura 9.13. Batería electroquímica: resultados de tensión y corriente para cada inversor

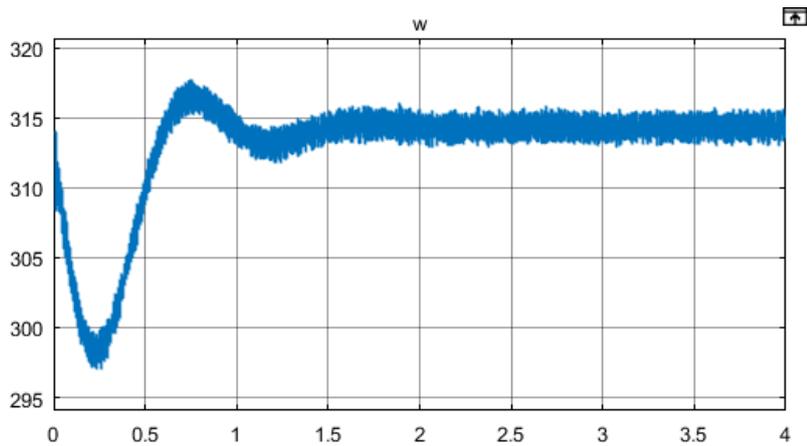


Figura 9.14. Batería electroquímica: resultados de frecuencia para cada inversor

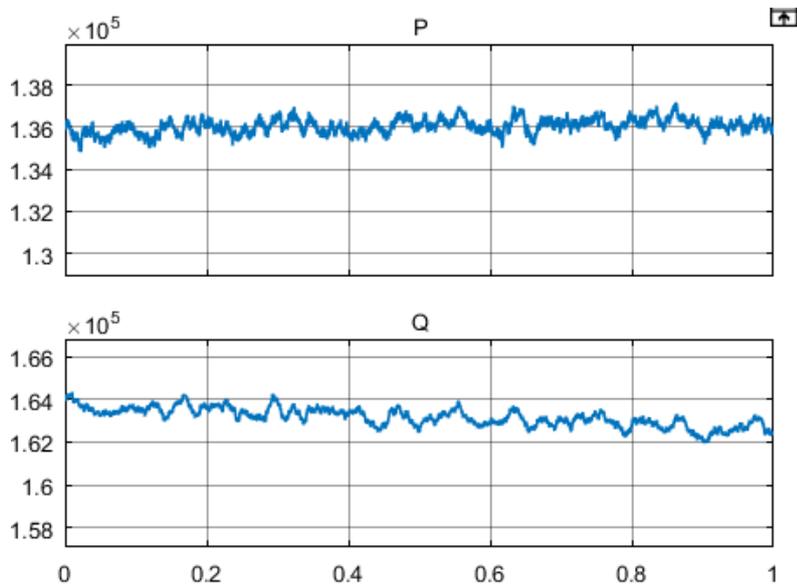


Figura 9.15. Batería electroquímica: resultados de potencia para cada inversor

Elección los elementos conectados la batería electroquímica

Para este modelo, se ha intentado realizar las mismas aplicaciones que para el grupo electrógeno: una aplicación industrial y una aplicación residencial. Sin embargo, al tratarse de una red mucho más difícil de controlar, se ha descartado la opción de realizar una aplicación industrial, puesto que no era estable para la red.

Puede deberse al transitorio que acompaña al motor industrial, que dificulta la estabilización. Esta aplicación quedaría en fase de desarrollo para continuar explorando sus opciones a medida que se avanzase en este proyecto.

Finalmente, pues, se ha realizado la aplicación para un entorno residencial, contando con zonas de viviendas, recarga de vehículo eléctrico, y generación renovable solar y eólica.

9.3.2.2. Diseño para aplicación residencial

A continuación, se va a desarrollar la aplicación particular de la utilización de la batería electroquímica para una red que alimenta a un conjunto de carga residencial y recargas de vehículo eléctrico domésticas y públicas, utilizando los elementos diseñados en 8.2. Modelos de las cargas. El esquema para esta aplicación se muestra en la Figura 9.16.

Se realiza una explicación de la elección de los elementos, de la configuración y ajuste de red, y de las funcionalidades que se van a analizar para la Smart Grid.

Elección de los elementos de la Smart Grid

Para este esquema, se ha observado que el funcionamiento de la red resulta más eficiente si no se reparten los valores totales de consumo. Por lo tanto, se ha mantenido intacto el valor de RL de carga diseñado, y sobre la misma red se han añadido las cargas de consumo.

En este caso se ha acoplado una carga total de 50 kW, repartidas en 5 viviendas de 4 kW de potencia contratada, 2 puntos domésticos de recarga de vehículo eléctrico de 3.6 kW y un punto de recarga público de 22 kW. Además, se ha añadido un panel solar y una turbina eólica como elementos de generación renovable. El esquema completo se muestra en la Figura 9.16.

Elección de la configuración de red y acople de los elementos

Se ha realizado de la misma forma que el resto de los esquemas, haciendo el acople a partir de los transformadores y con el valor de RL diseñado.

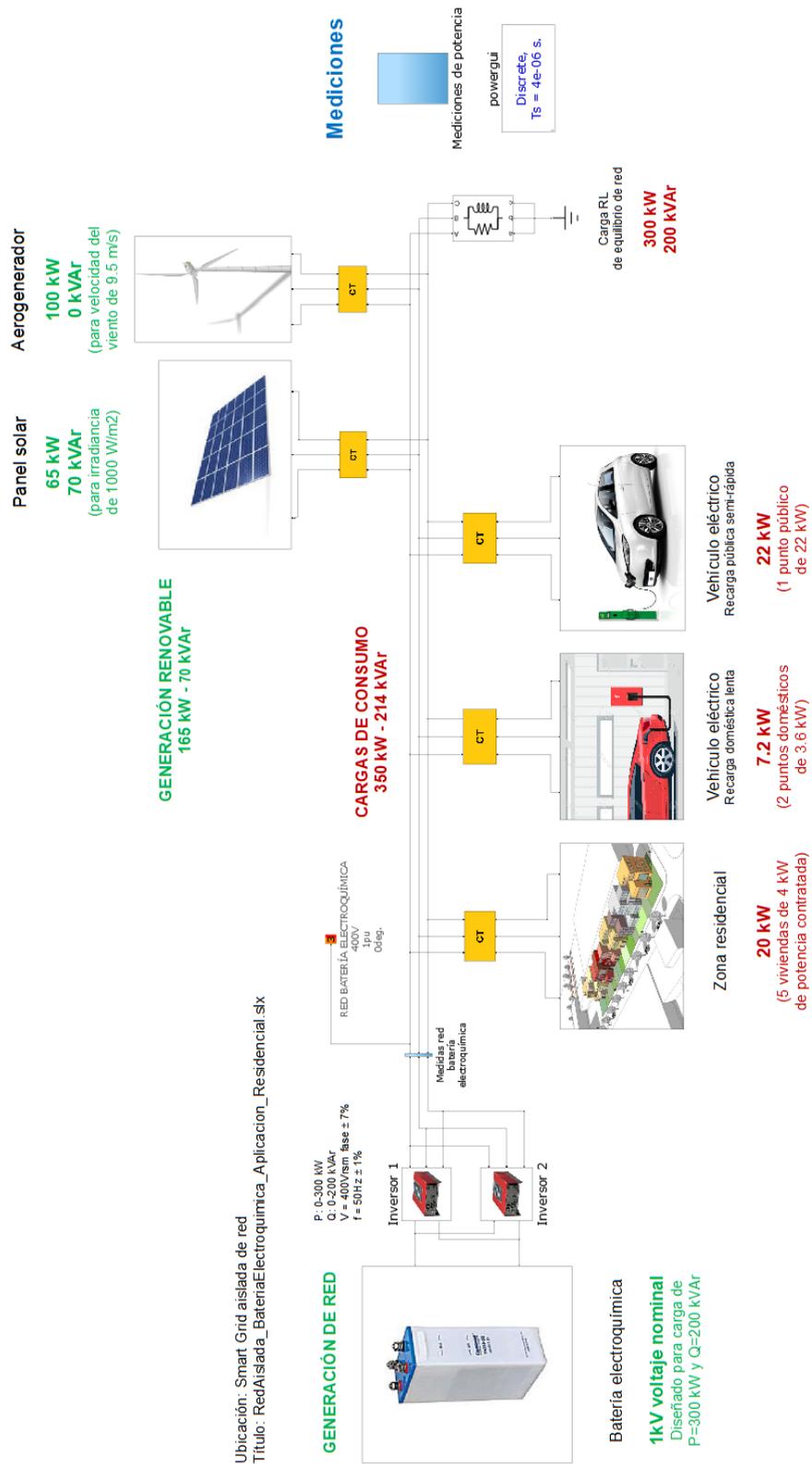


Figura 9.16. Red aislada a partir de batería electroquímica para aplicación residencial

Elección de las funcionalidades de la Smart Grid

Del mismo modo que para el grupo electrógeno, se realizarán las siguientes pruebas:

- Hay producción renovable, y la batería electroquímica solo tiene que aportar la diferencia hasta el consumo total.
- No hay producción renovable, y la batería tiene que asumir todo el consumo de la carga.

9.3.3. El panel solar estabiliza la red

9.3.3.1. Diseño sin más elementos

En este esquema se va a utilizar el panel solar como elemento estabilizador de red, a partir del esquema anterior realizado para las baterías. Los cálculos de potencia, carga y para el filtro serán los que ya se han desarrollado. Se muestra en la Figura 9.17. El único cambio en el esquema será el de la configuración de la tensión de entrada, al añadir el panel solar que se ha desarrollado en 8.4. Modelo de paneles solares. Además, se ajustará el valor del filtro para el análisis THD.

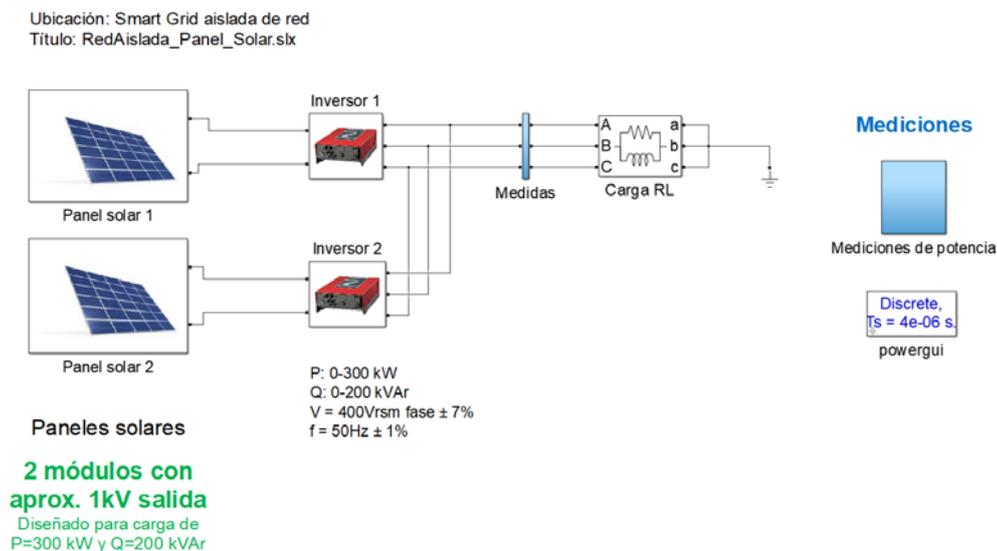


Figura 9.17. Smart Grid aislada: panel solar

Modelo panel solar

Para conectar el panel solar al inversor, se necesitan dos paneles en paralelo con su respectivo condensador, uniendo el punto central a tierra, como se muestra en la Figura 9.18. Para cada inversor, se conecta esta configuración.

El modelo de panel solar se ha mantenido como una matriz de 28 módulos en serie, lo que supone una tensión de 1016.4 V, similar al valor anterior que se escogió para la batería.

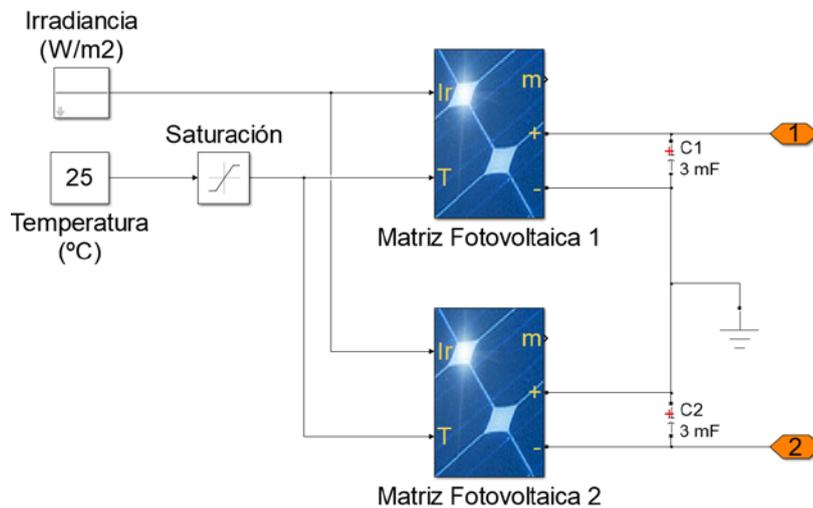


Figura 9.18. Panel solar: submodelo paneles en paralelo

Resultados

En las Figura 9.19 y Figura 9.21 se comprueban los resultados para de red para cada inversor, midiendo tensión, corriente y frecuencia. La forma de onda resulta adecuada y además se puede confirmar mediante el análisis FTT. Se obtienen unos valores del 8.70 % para la tensión y 7.31 % para la corriente.

Se obtienen valores de THD algo superiores que para el caso de la batería. Sin embargo, siguen estando muy próximos al 6 %, por lo que se consideran aceptables. Además, para valores mayores de filtrado, se deforma la forma de onda. Para conseguir este resultado, se ha ajustado la inductancia del filtro a un valor 30 veces mayor y el condensador a un valor 30 veces menor (para la batería era del orden de 10 veces).

Finalmente, se muestran los resultados de potencia para cada inversor en la Figura 9.21. Se obtienen los mismos valores que para la batería, por lo que se confirma el funcionamiento del esquema para los paneles solares.

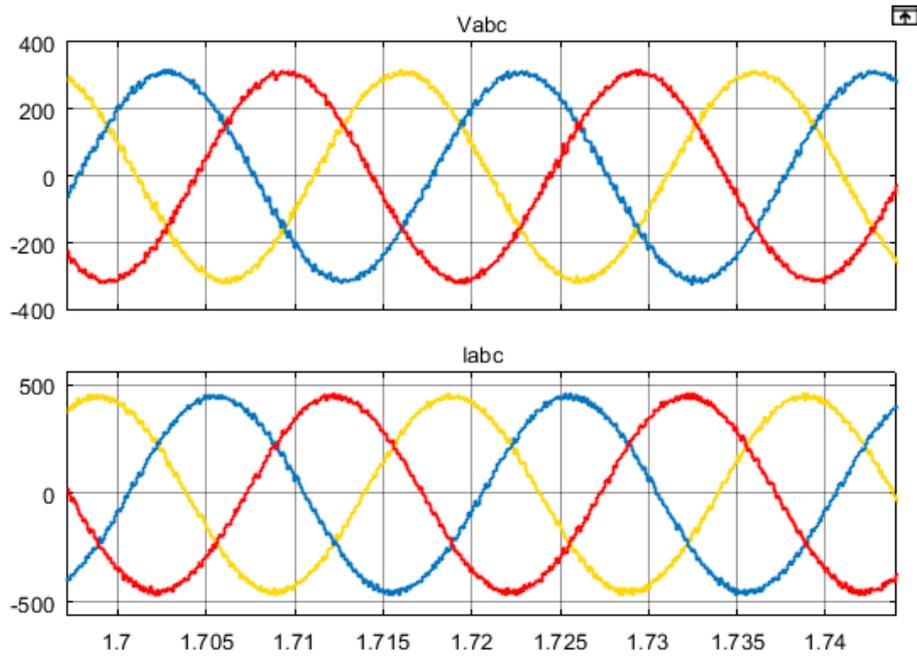


Figura 9.19. Panel solar: resultados de tensión de red para cada inversor

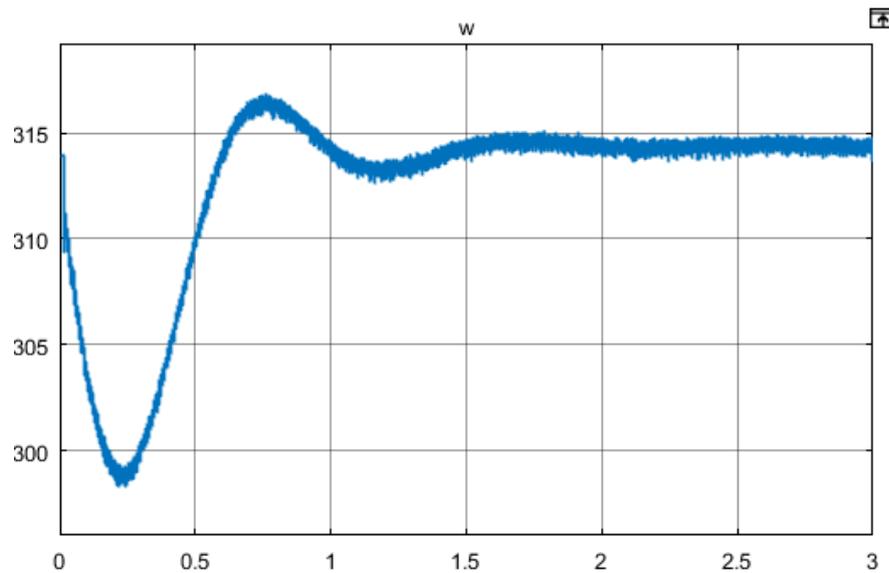


Figura 9.20. Panel solar: resultados de frecuencia de red para cada inversor

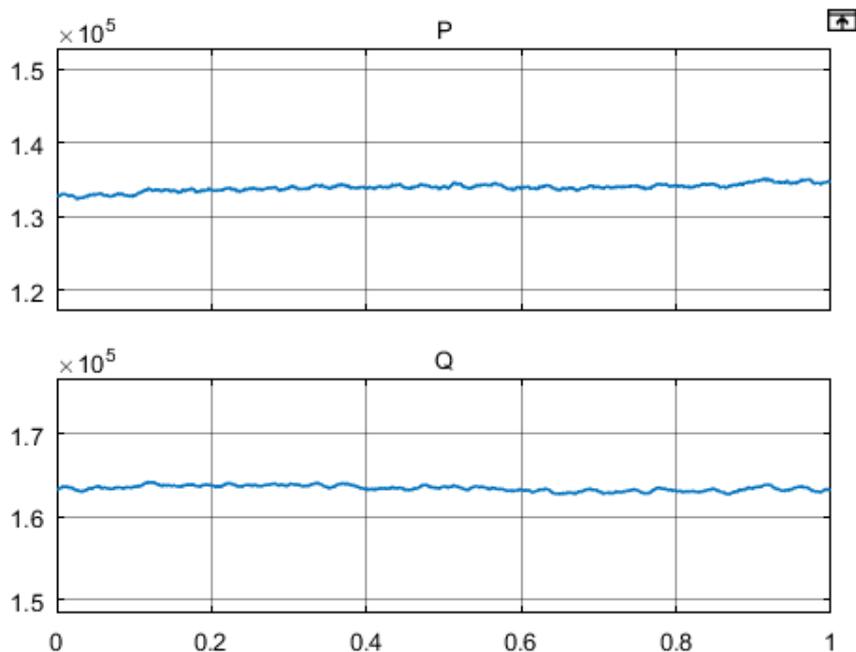


Figura 9.21. Panel solar: resultados de potencia activa y reactiva para cada inversor

Elección los elementos conectados al panel solar

Al igual que para el modelo de las baterías, se va a realizar únicamente una aplicación residencial.

9.3.3.2. Diseño para aplicación residencial

A continuación, se va a desarrollar la aplicación particular de la utilización de los paneles solares para una red que alimenta a un conjunto de carga residencial y recargas de vehículo eléctrico domésticas y públicas, utilizando los elementos diseñados en 8.2. Modelos de las cargas. El esquema para esta aplicación se muestra en la Figura 9.22.

Se realiza una explicación de la elección de los elementos, de la configuración y ajuste de red, y de las funcionalidades que se van a analizar para la Smart Grid.

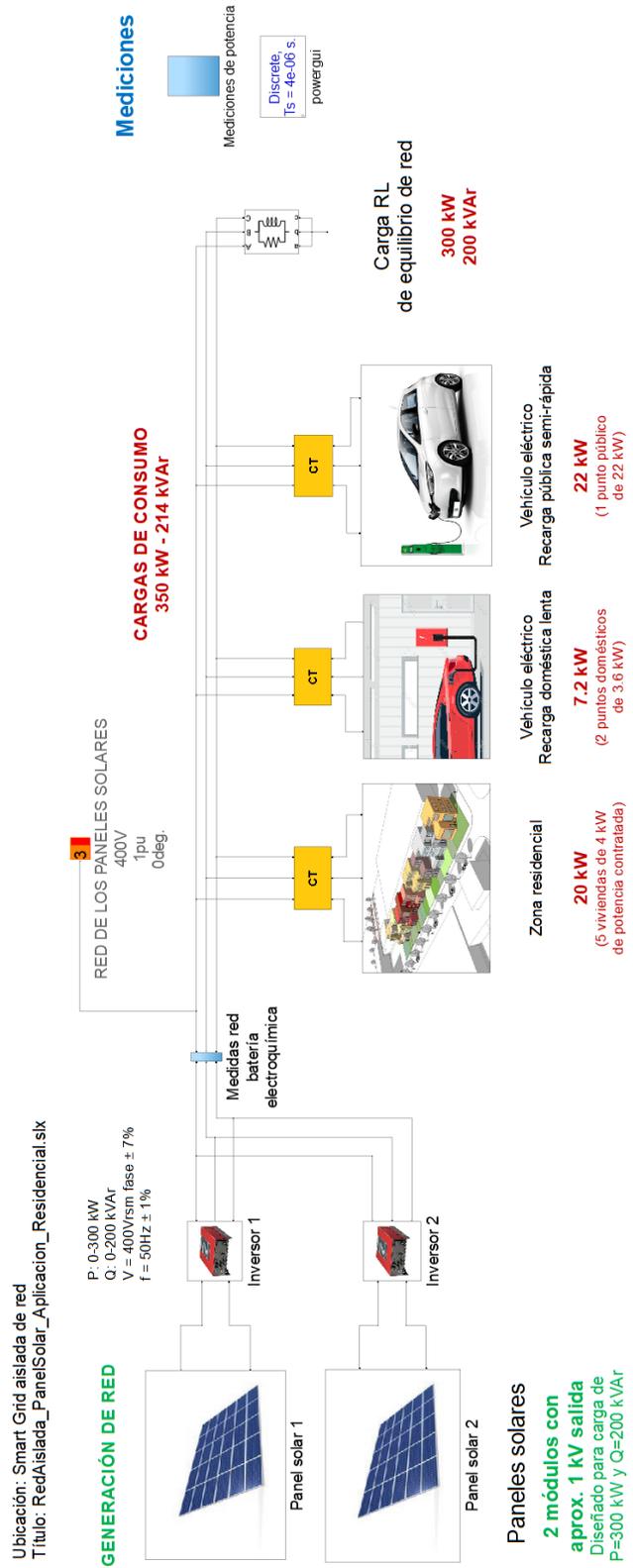


Figura 9.22. Red aislada a partir de paneles solares para aplicación residencial

Elección de los elementos de la Smart Grid

Se ha escogido la misma configuración y elementos que para la batería, a excepción del aerogenerador, pues su funcionamiento desestabiliza la red.

Tampoco se ha añadido una batería electroquímica de almacenamiento, aunque pueda parecer una opción óptima para esta configuración. Esto es debido a que la batería se utilizaría para aportar la energía almacenada en el caso de no contar con generación de los paneles solares. Sin embargo, si no se tiene generación solar, la batería no puede aportar energía a la red al no estar configurada como estabilizadora.

Elección de la configuración de red y acople de los elementos

Se ha realizado de la misma forma que el resto de los esquemas, haciendo el acople a partir de los transformadores y con el valor de RL diseñado.

Elección de las funcionalidades de la Smart Grid

Para el panel solares, se comprobará el funcionamiento de la estabilización de red ante distintos cambios en el entorno que afecten a la potencia aportada por los paneles:

- Funcionamiento nominal de la red.
- Mantenimiento de la red para caída de la irradiancia.
- Mantenimiento de la red para aumento de la temperatura.

Capítulo 10:

Resultados de simulación de la Smart Grid

10.1. Introducción

Este Capítulo es el final de la etapa de diseño, y en él se realizarán las simulaciones para las distintas funcionalidades escogidas para cada uno de los esquemas, y se analizarán los resultados.

En primer lugar, para el esquema de Smart Grid conectada a red, se comprobará su adaptabilidad en cuanto a valores de producción y generación cuyo balance sea positivo o negativo para la red, con las opciones de almacenamiento o aporte de energía por la batería. Para ello, se tratarán distintas hipótesis de las condiciones ambientales para los elementos de generación.

A continuación, se realizarán las pruebas para las aplicaciones diseñadas para los diseños de red aislada. El objetivo principal será comprobar la estabilización de la red con la carga diseñada y generación renovable, y cuando tenemos ausencia de ella. De este modo, se verificará que los elementos son de tipo plug-in, y que cualquiera de ellos puede conectarse o desconectarse de la red sin ocasionar grandes desniveles que puedan hacer perder la fiabilidad.

Finalmente, se expondrán las conclusiones obtenidas, comparando las ventajas y desventajas de las distintas opciones entre ellas.

Como apunte, para la simulación de los esquemas a partir de los ficheros adjuntados a este proyecto, sería conveniente leer la breve Guía de utilización que ha sido añadida, para hacer funcionar los esquemas correctamente.

10.2. Smart Grid conectada a red fuerte

A continuación, se exponen los resultados de simulación para el esquema 9.2. Diseño de Smart Grid conectada a red fuerte, concretamente el correspondiente a la Figura 9.1.

10.2.1. Prueba 1: la producción es menor al consumo y la Smart Grid consume energía de la red

Esta situación podría darse en el caso de que los paneles solares y los aerogeneradores no tengan una situación favorable de generación. Se realiza la simulación bajo los parámetros de irradiancia de 500 W/m^2 y a una temperatura de $45 \text{ }^\circ\text{C}$, y para 7 m/s de velocidad del viento.

Una unidad de control podría desactivar el aporte energético de la batería con la intención de consumir de la red la energía excedente. Así podremos ver el balance del resto de elementos sin utilizar aún el almacenamiento por baterías.

En la Figura 10.1 se muestran los resultados para la generación solar, que aporta 90.5 kW de los 180 kW que pueden generar las dos matrices solares en condiciones óptimas. No se pierde demasiada generación debido al control MPPT. Además, aporta también 38.4 kVAr a la red.

En la Figura 10.2, se muestran los resultados para la generación eólica, que aporta tan solo unos 55.3 kW de los 200 kW que pueden generar las dos turbinas eólicas en condiciones óptimas. Además, como baja la producción de energía, no son necesarios los 75 kVAr completos de la compensación por capacitores. Las turbinas aportan a mayores 18.5 kVAr a la red debido a que no se consume toda la reactiva destinada a magnetizar el hierro. Este aporte podría regularse con un control específico e individualizado para esta compensación.

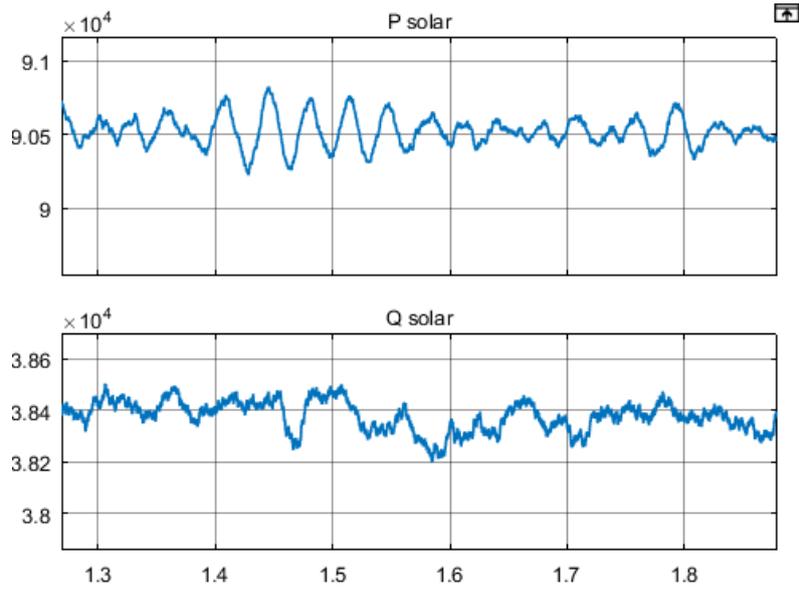


Figura 10.1. Potencias activa y reactiva entregadas por la generación solar

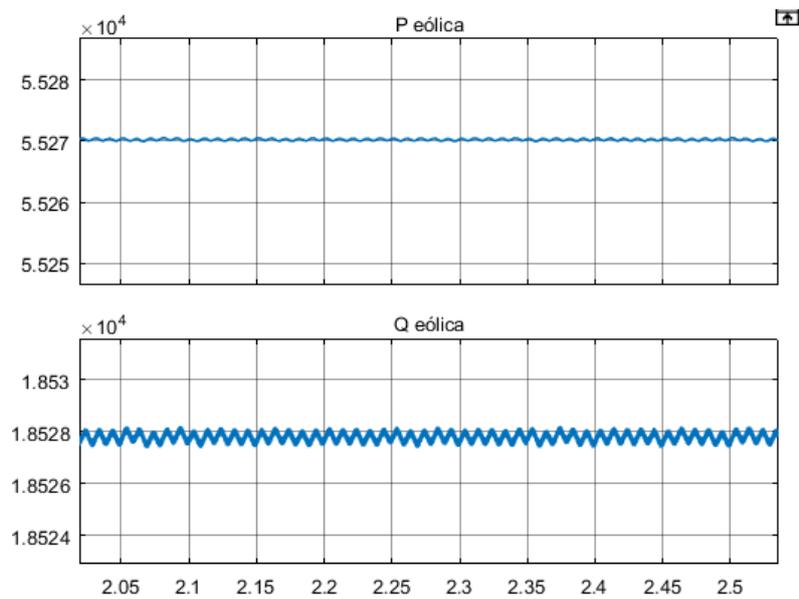


Figura 10.2. Potencias activa y reactiva entregadas por la generación eólica

A continuación, en la Figura 10.3, se representa de forma individualizada el consumo de las cargas totales conectadas a la Smart Grid. Se ajustan de forma muy precisa a los valores diseñados, aunque existan algunas ligeras variaciones.

En el caso de las cargas residenciales, consumen unos 98 kW de potencia activa de los 100 kW y 25.6 kVAr de reactiva. Para el caso de las recargas de vehículo eléctrico, se consumen 35 kW para el caso de la recarga doméstica y 43 kW en el caso de la pública. En cuanto a la potencia reactiva, la recarga doméstica consume unos 9.6 kVAr y la pública 11.6 kVAr. Por último, la carga industrial consume 102 kW de potencia activa y 70 kVAr de potencia reactiva.

Lo que interesa para el caso de las cargas es el cómputo total, para poder comprobar el balance de la red a partir de la generación. En total, se consumen 278 kW y 116.8 kVAr de la red.

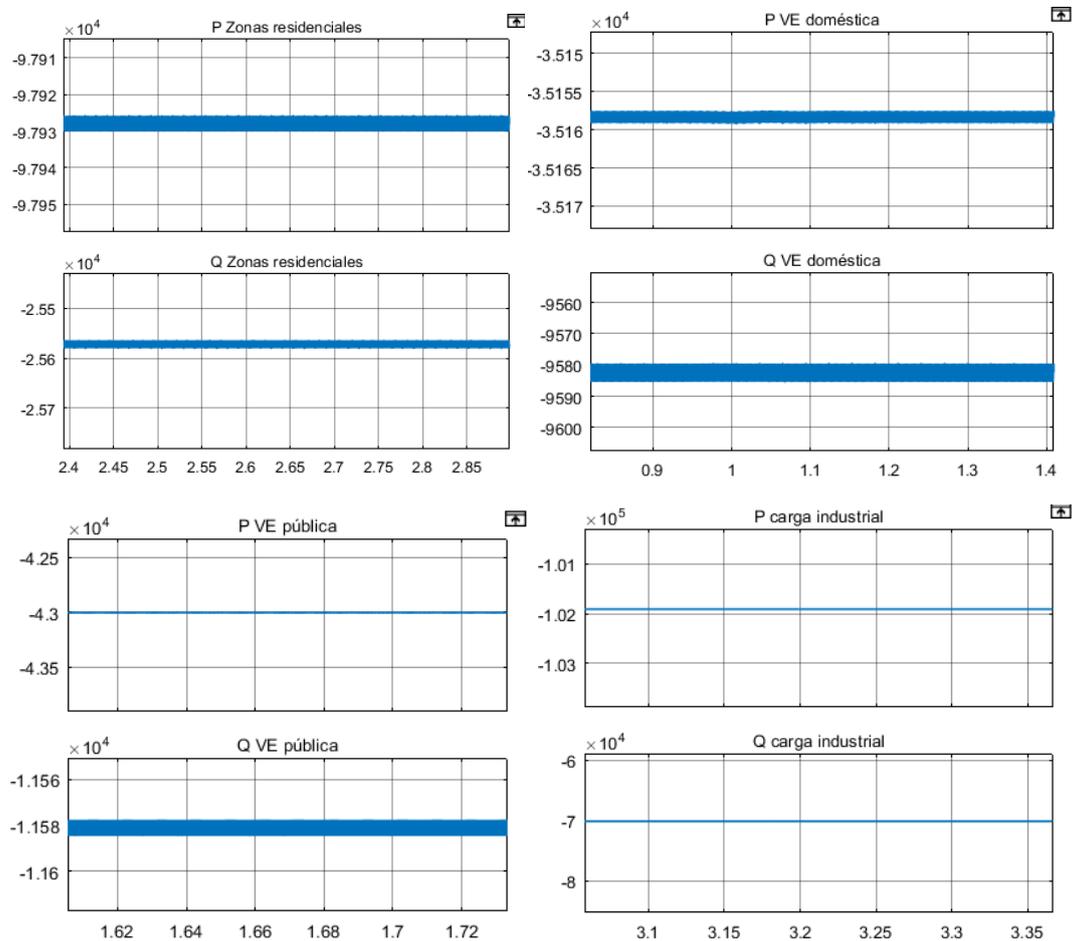


Figura 10.3. Potencias activa y reactiva consumidas por las cargas

Realizando el balance total entre generación y consumo, la red debe aportar en la Smart Grid la diferencia entre la generación renovable y las cargas. La generación renovable supone un aporte total de 145.8 kW y 56.9 kVAr.

La red, por lo tanto, deberá aportar 132.2 kW y 60 kVAr. En la Figura 10.4 se comprueba que se cumple este consumo de la red.

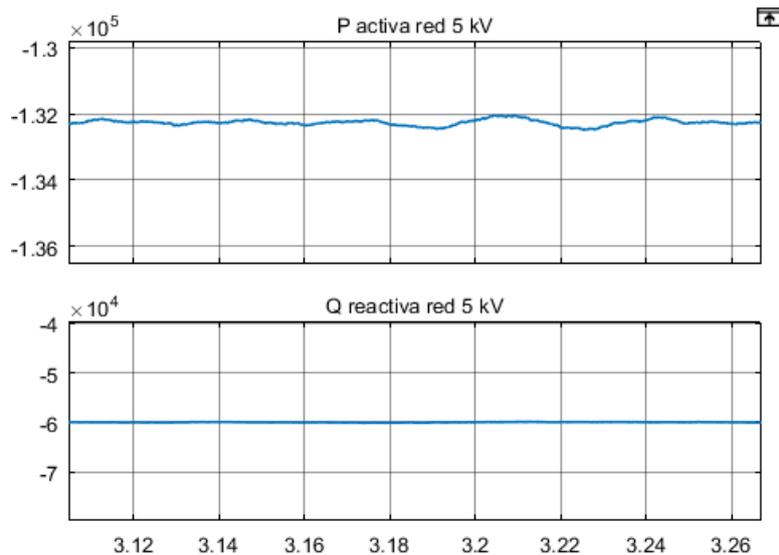


Figura 10.4. Potencias activa y reactiva entregadas por la red

Además, se muestra en la Tabla 10.1 el balance de potencia completo.

Elemento	Potencia activa (kW)	Potencia reactiva (kVAr)
Paneles solares	90.5	38.4
Aerogeneradores	55.3	18.5
Zona residencial	98	25.6
VE Recarga doméstica	35	9.6
VE Recarga pública	43	11.6
Carga industrial	102	70
Baterías electroquímicas	0 (sin utilizar)	0 (sin utilizar)
Red de distribución	132.2 (consumo)	60 (consumo)

Tabla 10.1. Balance de potencia para Smart Grid conectada a red fuerte prueba 1

10.2.2. Prueba 2: la producción es mayor al consumo y la Smart Grid vende energía a la red

Esta situación podría darse en el caso de que los paneles solares y los aerogeneradores tengan una situación favorable de máxima generación, para los valores escogidos de 1000 W/m^2 de irradiancia y $25 \text{ }^\circ\text{C}$, y 9.5 m/s de velocidad de viento.

Una unidad de control podría desactivar el almacenamiento de la batería con la intención de vender a la red la energía excedente.

En la Figura 10.5 se muestran los resultados para la generación solar, que aporta 178 kW , el resultado correcto para las condiciones óptimas. Además, se generan 39.5 kVAr .

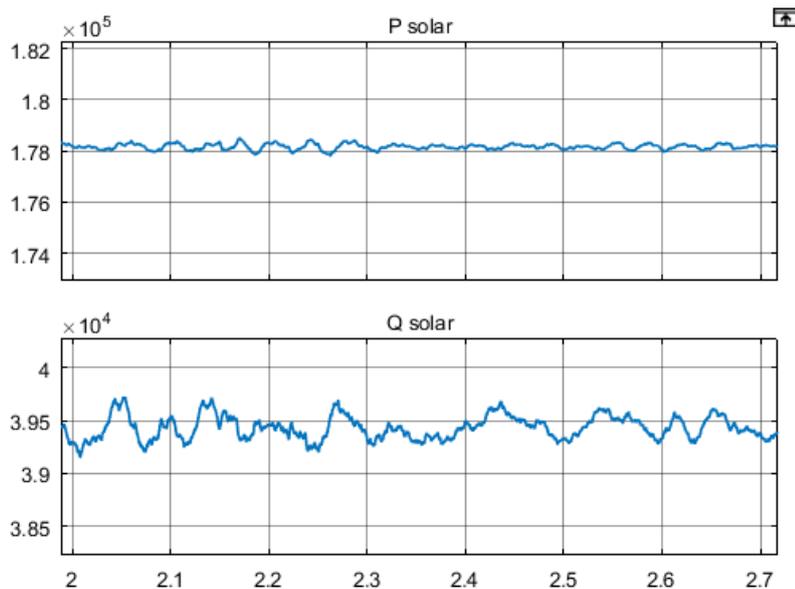


Figura 10.5. Potencias activa y reactiva entregadas por la generación solar

En la Figura 10.6, se muestran los resultados para la generación eólica, que aporta 198 kW de los 200 kW diseñados para condiciones óptimas. Además, ahora el consumo de energía reactiva está compensado con el banco de condensadores, como se había diseñado. Por lo tanto, se aporta a la red una pequeña cantidad de reactiva, de 5.7 kVAr .

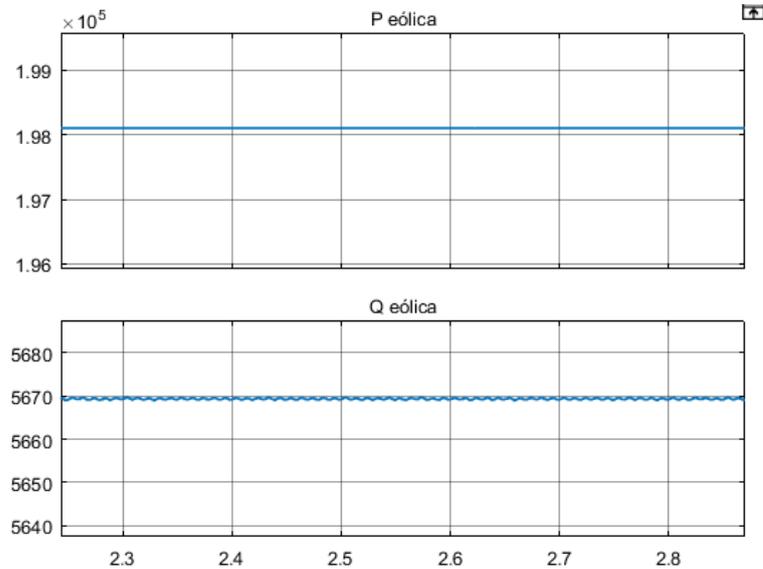


Figura 10.6. Potencias activa y reactiva entregadas por la generación eólica

Los consumos de las cargas se corresponden con los vistos anteriormente, en la Figura 10.3.

Finalmente, en la Figura 10.7, se muestran los resultados de venta a la red. Como la producción supera al consumo, ya que se producen en total a partir de la generación renovable 376 kW y se consumen 278 kW, el balance de potencia activa de la red es positivo (estamos vendiendo energía a la red). Concretamente, se venden 98 kW de potencia.

Para el caso de la reactiva, se sigue consumiendo de la red, puesto que el consumo supera la generación, como es lo habitual en las redes eléctricas. Para hacer que se genere reactiva y se pueda vender a la red, la generación solar diseñada debería ser aún mayor para poder aumentar el rango de potencias que puede generar. Sin embargo, no se ha contemplado realizar diseños de mayores potencia para los paneles solares debido a que dificulta el control del inversor.

El valor de consumo de la red será la diferencia entre los 45.2 kVAr totales generados y el consumo total de 116.8 kVAr, lo que supone un valor de 71.6 kVAr. Se comprueba que se cumple el balance de reactiva a partir de la Figura 10.7. Por último, en la Tabla 10.2, se muestra a modo resumen el balance completo de potencia.

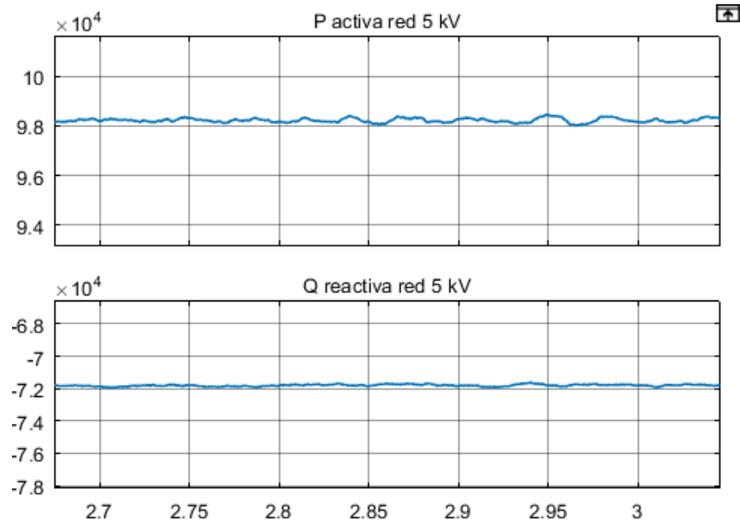


Figura 10.7. Potencias activa y reactiva vendidas a la red

Elemento	Potencia activa (kW)	Potencia reactiva (kVAr)
Paneles solares	178	39.5
Aerogeneradores	198	5.7
Zona residencial	98	25.6
VE Recarga doméstica	35	9.6
VE Recarga pública	43	11.6
Carga industrial	102	70
Baterías electroquímicas	0 (sin utilizar)	0 (sin utilizar)
Red de distribución	98 (venta)	71.6 (consumo)

Tabla 10.2. Balance de potencia para Smart Grid conectada a red fuerte prueba 2

10.2.3. Prueba 3: la producción menor al consumo, y la diferencia es suministrada por la batería (hipótesis de precio de compra elevado)

Esta prueba se va a realizar utilizando los mismos parámetros que para 10.2.1. Prueba 1: la producción es menor al consumo y la Smart Grid consume energía de la red. Como no cambian los valores de generación renovable ni de consumo, se compararán únicamente los resultados de la batería y la red.

Para evitar el consumo de la red, puesto que nos encontramos en una situación de compra elevado, la batería tendrá que aportar la diferencia consumida. Para ello, el control de la batería ajustaría la referencia para el control del inversor.

Para no consumir de la red, la batería debe aportar 132.2 kW y 60 kVAr. En las figura Figura 10.8 se muestra que la batería puede aportar estos valores. Por lo tanto, el consumo de la red será nulo, como se muestra en la siguiente imagen Figura 10.9.

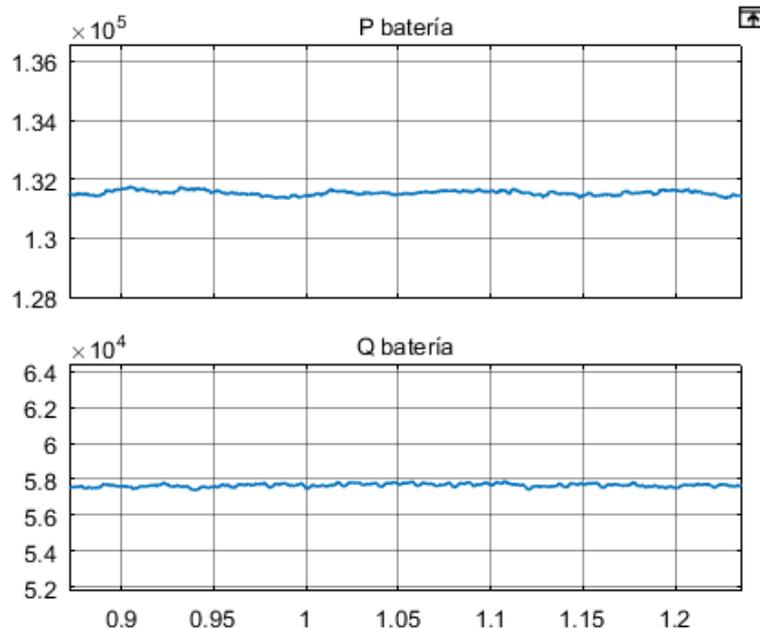


Figura 10.8. Potencias activa y reactiva aportadas por la batería de almacenamiento

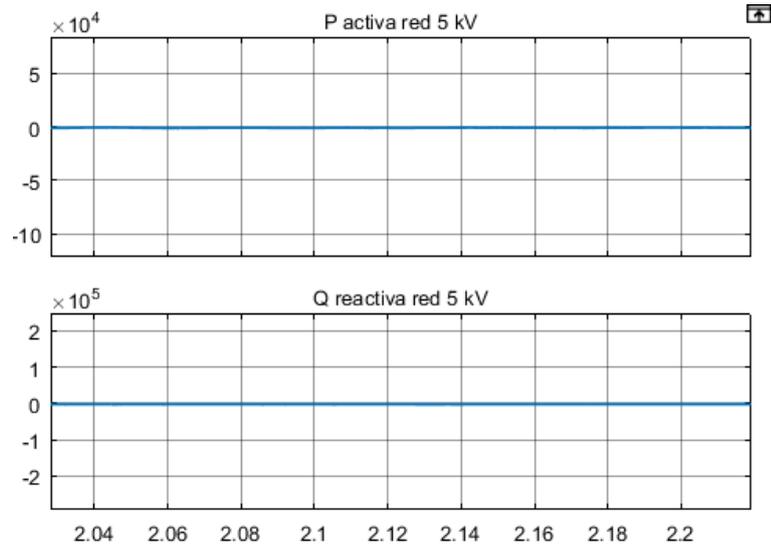


Figura 10.9. Consumo nulo de activa y reactiva de la red

En la Tabla 10.3, se muestra el balance de potencias para esta aplicación.

Elemento	Potencia activa (kW)	Potencia reactiva (kVAr)
Paneles solares	90.5	38.4
Aerogeneradores	55.3	18.5
Zona residencial	98	25.6
VE Recarga doméstica	35	9.6
VE Recarga pública	43	11.6
Carga industrial	102	70
Baterías electroquímicas	132.2 (suministro)	60 (suministro)
Red de distribución	0	0

Tabla 10.3. Balance de potencia para Smart Grid conectada a red fuerte prueba 3

10.2.4. Prueba 4: la producción es mayor al consumo, y la diferencia es acumulada por la batería (hipótesis de precio de venta reducido)

Esta prueba se va a realizar utilizando los mismos parámetros que para la prueba 10.2.2. Prueba 2: la producción es mayor al consumo y la Smart Grid vende energía a la red, por lo tanto, se compararán únicamente los resultados de la batería y la red.

Para evitar la venta a la red, puesto que se encuentra en la hipótesis de precio de venta muy bajo y no sería rentable, se almacena la producción excedente en las baterías, para ser utilizada posteriormente o bien para venderla a la red cuando el precio de venta sea superior.

Como en este caso se está consumiendo reactiva aún de la red, no se realiza almacenamiento de reactiva en la batería. Pero en el caso de tener una mayor generación renovable y tener un exceso de reactiva, el almacenamiento de reactiva en la batería se haría de forma análoga al de la potencia activa y podría utilizarse bajo las mismas condiciones.

Para almacenar la potencia activa de 98 kW excedentes de producción, el control de la batería fijaría el valor de la referencia. En las figuras Figura 10.10 y Figura 10.11 se comprueba que la batería acumula los 98 kW excedentes de producción, y no hay venta de energía a la red de potencia activa.

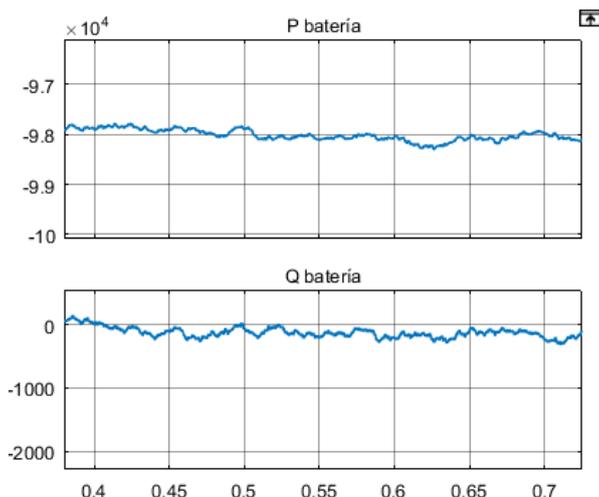


Figura 10.10. Potencias activa almacenada en las baterías electroquímicas (sin almacenamiento de reactiva)

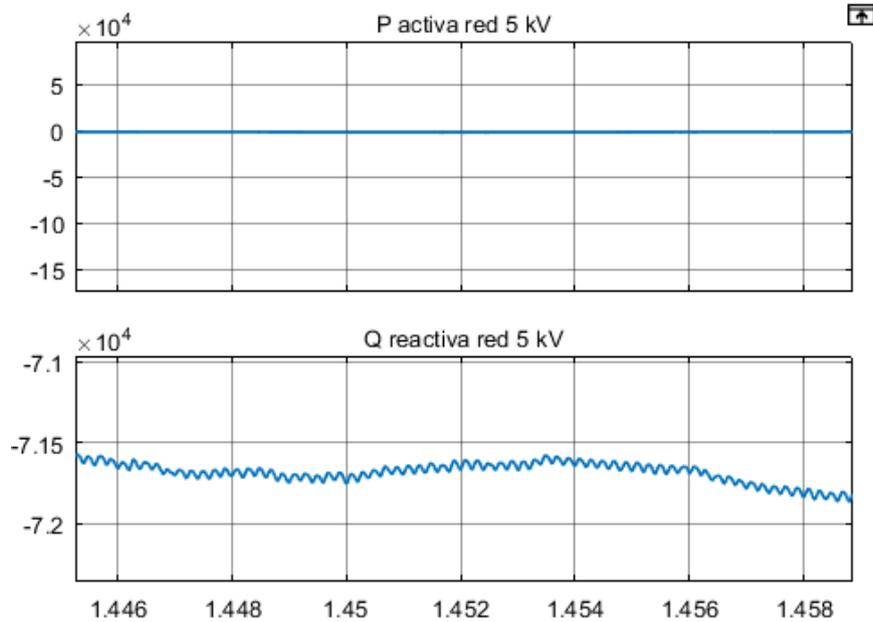


Figura 10.11. Venta nula de potencia activa a la red y consumo de reactiva

Por último, en la Tabla 10.4, se muestra el balance de potencia completo.

Elemento	Potencia activa (kW)	Potencia reactiva (kVAr)
Paneles solares	178	39.5
Aerogeneradores	198	5.7
Zona residencial	98	25.6
VE Recarga doméstica	35	9.6
VE Recarga pública	43	11.6
Carga industrial	102	70
Baterías electroquímicas	98 (almacenamiento)	0 (sin utilizar)
Red de distribución	0	71.6 (consumo)

Tabla 10.4. Balance de potencia para Smart Grid conectada a red fuerte prueba 4

10.3. Smart Grid aislada de red

10.3.1. El grupo electrógeno estabiliza la red

En este apartado se realizarán las pruebas correspondientes para la aplicación industrial y residenciales diseñadas en 9.3.1.2 Diseño para aplicación industrial y 9.3.1.3. Diseño para aplicación residencial, para los esquemas de las figuras Figura 9.7 y Figura 9.8.

10.3.1.1. Aplicación industrial: prueba 1. Hay producción renovable, y el grupo electrógeno solo tiene que aportar la diferencia hasta el consumo total

Lo que se pretende observar con esta prueba es que la red se mantiene en equilibrio cuando el grupo electrógeno cubre las cargas de consumo diseñada además del aporte de generación renovable. El grupo electrógeno solo aportará la diferencia entre la producción y el consumo.

Conviene recordar que el grupo electrógeno no puede absorber o no se le puede vender un posible exceso de producción. Para este caso, los controladores correspondientes para el panel solar y el aerogenerador adaptarían la producción a las necesidades de consumo. Otra opción es la de almacenar esta producción excedente en baterías de almacenamiento, pero no se ha contemplado con la idea de comprobar únicamente el comportamiento del grupo electrógeno.

En la Figura 10.12 se puede observar el funcionamiento del panel solar al ser conectado al grupo electrógeno. Aporta a la red creada 89.5 kW y 9.8 kVAr, según los parámetros ajustados.

En la Figura 10.13, se comprueba la generación eólica, que aporta 100 kW a la red y para esta aplicación la compensación de reactiva aporta un poco más de esta potencia de la que necesita el aerogenerador, teniendo un exceso de 2.2 kVAr que se aporta a la red al no ser consumida por la turbina.

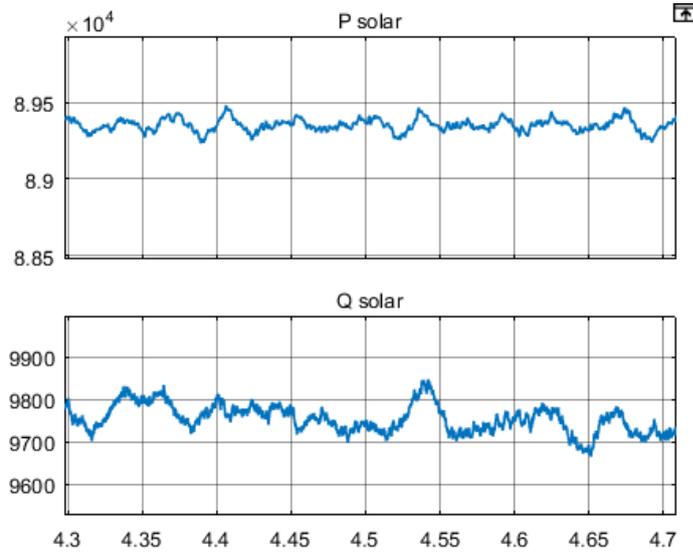


Figura 10.12. Potencias activa y reactiva entregadas por la generación solar

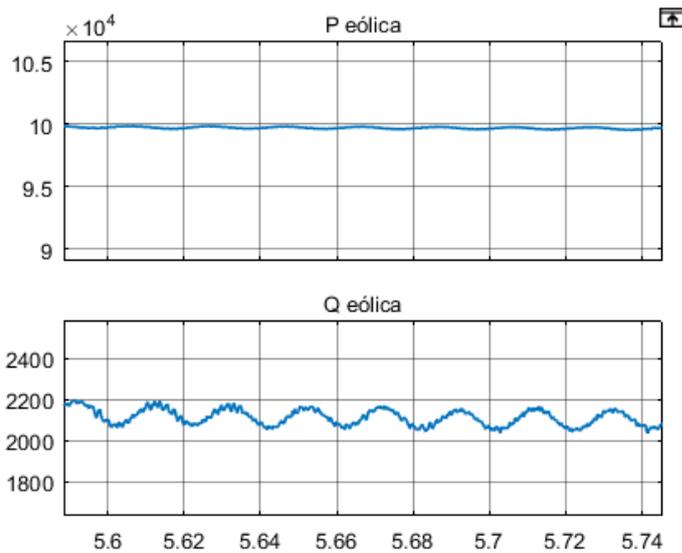


Figura 10.13. Potencias activa y reactiva entregadas por la generación eólica

A continuación, se comprueba que el consumo para la carga industrial es el diseñado de 100 kW y 70 kVAr en la Figura 10.14. Además, la carga RL utilizada como equilibrio de la red mantiene el consumo diseñado de 200 kW y 130 kVAr (cálculos realizados en 9.3.1.2. Diseño para aplicación industrial).

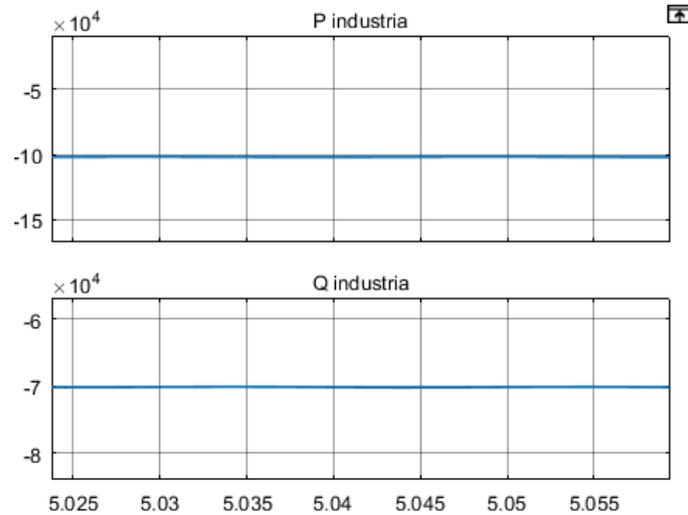


Figura 10.14. Potencias activa y reactiva consumidas por la carga industrial

En base a estas características de producción y consumo, se concluye que la generación total es de 189.5 kW y 12 kVAr correspondientes al aporte eólico y solar. La carga total es la diseñada de 300 kW y 200 kVAr. Por lo tanto, el grupo electrógeno tendrá que suministrar como red la diferencia del balance, es decir, 110.5 kW y 188 kVAr.

Se comprueba que se cumple este balance para el grupo electrógeno en la Figura 10.14.

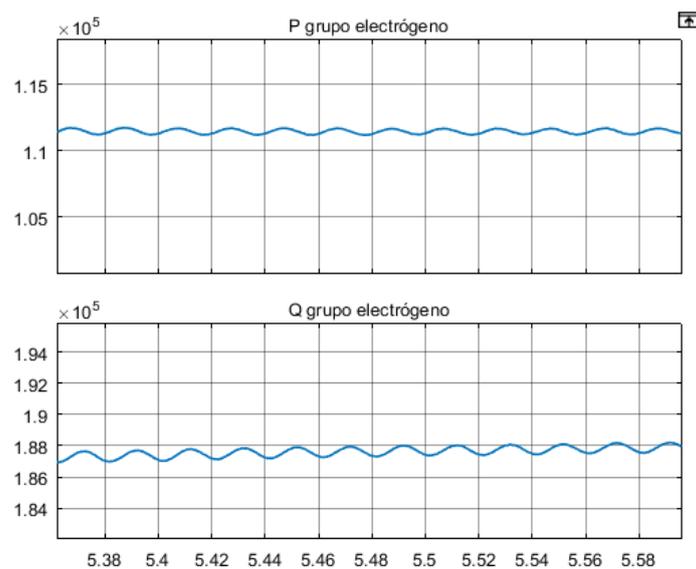


Figura 10.15. Potencias activa y reactiva aportadas por la red del grupo electrógeno

Además, en la Figura 10.14, se muestra el balance de potencias para esta prueba de simulación.

Elemento	Potencia activa (kW)	Potencia reactiva (kVAr)
Paneles solares	89.5	9.8
Aerogeneradores	100	2.2
Carga industrial	100	70
Carga RL diseñada	200	130
Red de grupo electrógeno	110.5 (consumo)	188 (consumo)

Tabla 10.5. Balance de potencia para Smart Grid aislada a partir de grupo electrógeno aplicación industrial: prueba 1

10.3.1.2. Aplicación industrial: prueba 2. No hay producción renovable, y el grupo electrógeno tiene que asumir todo el consumo de carga

Como se ha indicado durante el proceso de diseño, en una red aislada el elemento que regula la red tiene que poder asumir todo el consumo conectado a pesar de que no se tengan condiciones óptimas para la generación renovable.

Esto permite además que los elementos de la Smart Grid sean de tipo plug-in, pues se pueden conectar y desconectar según las condiciones del entorno y las necesidades de la red, dentro de los límites del diseño. Por este motivo, en esta prueba se pretende comprobar el funcionamiento del grupo electrógeno en caso de ausencia de producción de energía solar y eólica.

Los valores de consumo de la carga industrial y de la carga RL diseñada se mantienen con respecto a la prueba anterior. Se mostraban los resultados de consumo para la carga industrial en la Figura 10.14.

En la Figura 10.15 se puede observar que se ha cumplido el objetivo de que el grupo electrógeno pueda mantener estable la red, aportando los 300 kW y 200

kVAr de carga diseñados. Por lo tanto, la red es lo suficientemente fuerte para la aplicación diseñada y puede mantenerse sin apoyo de la generación renovable.

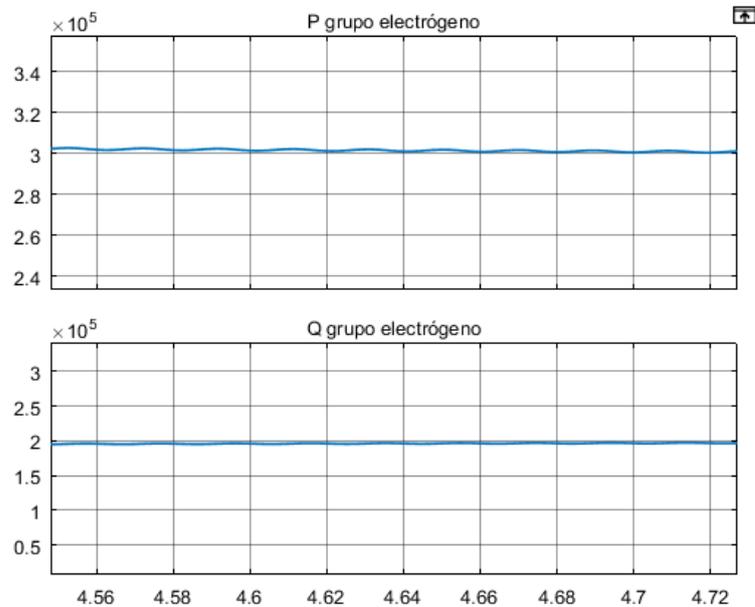


Figura 10.16. Potencias activa y reactiva aportadas por la red del grupo electrógeno

Por último, en la Tabla 10.6 se muestra el balance de potencia completo para la prueba realizada.

Elemento	Potencia activa (kW)	Potencia reactiva (kVAr)
Paneles solares	0 (condiciones desfavorables)	0 (condiciones desfavorables)
Aerogeneradores	0 (condiciones desfavorables)	0 (condiciones desfavorables)
Carga industrial	100	70
Carga RL diseñada	200	130
Red de grupo electrógeno	300 (consumo)	200 (consumo)

Tabla 10.6. Balance de potencia para Smart Grid aislada a partir de grupo electrógeno aplicación industrial: prueba 2

10.3.1.3. Aplicación residencial: prueba 1. Hay producción renovable, y el grupo electrógeno solo tiene que aportar la diferencia hasta el consumo total

Al igual que para la aplicación industrial, se pretende comprobar el funcionamiento de la red integrando todos los elementos de generación renovable y de carga residencial típica diseñados.

En la Figura 10.17, se muestran los resultados de potencia generada por los paneles solares. Se cumple el objetivo de diseño, y la generación solar aporta 89.5 kW y casi 20 kVAr (unos 19.8 kVAr).

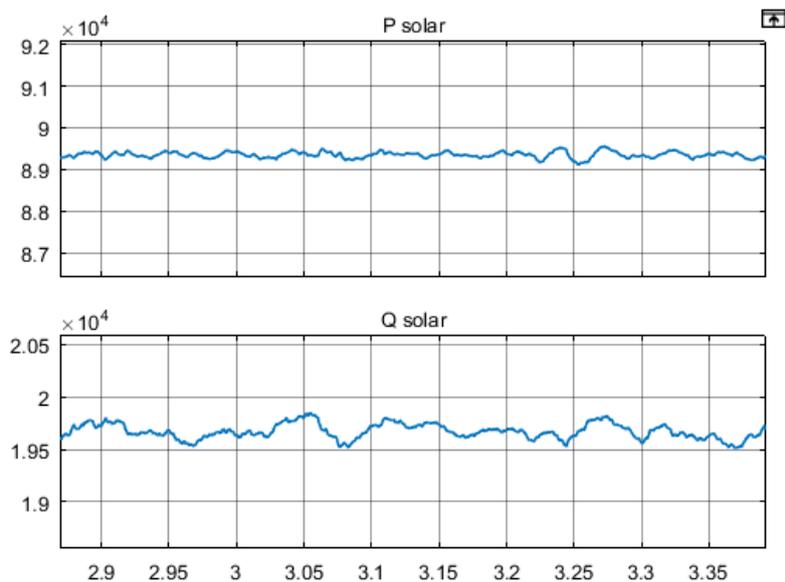


Figura 10.17. Potencias activa y reactiva entregadas por la generación solar

Del mismo modo, se comprueba la generación eólica. A partir de la Figura 10.18 se puede ver que los aerogeneradores aportan los 100 kW diseñados y además unos 3 kVAr debido a la compensación de reactiva, como se ha explicado anteriormente.

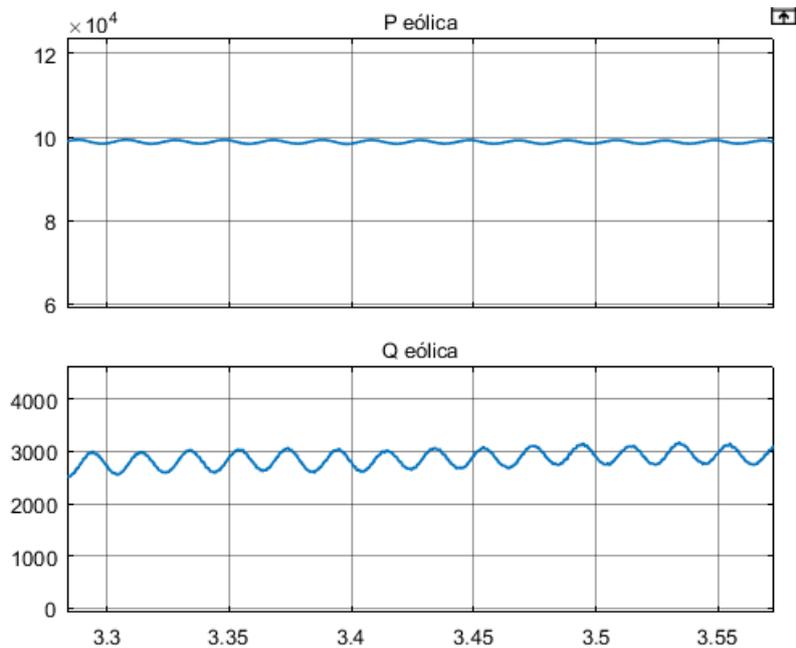


Figura 10.18. Potencias activa y reactiva entregadas por la generación eólica

Además, para completar el balance de potencia, primero es necesario comprobar el consumo de las cargas. En la Figura 10.19 se muestran los resultados para la zona residencial, la recarga doméstica del vehículo eléctrico, y la recarga pública. La zona residencial consumirá 92 kW y 65 kVAr, la recarga doméstica de forma ajustada 36 kW y 17.5 kVAr, y la recarga pública casi 22 kW y 18 kVAr. En total, junto con la carga RL de 150 kW y 100 kVAr, se consumen 300 kW y 200.5 kVAr.

El grupo electrógeno tendrá que aportar, como se ha realizado anteriormente, la diferencia entre la producción y la generación. Es decir, sobre 110.5 kW y 117.5 kVAr.

En la Figura 10.20 se comprueba que el grupo electrógeno cumple con las demandas de la red. En la Tabla 10.6 se resume el balance.

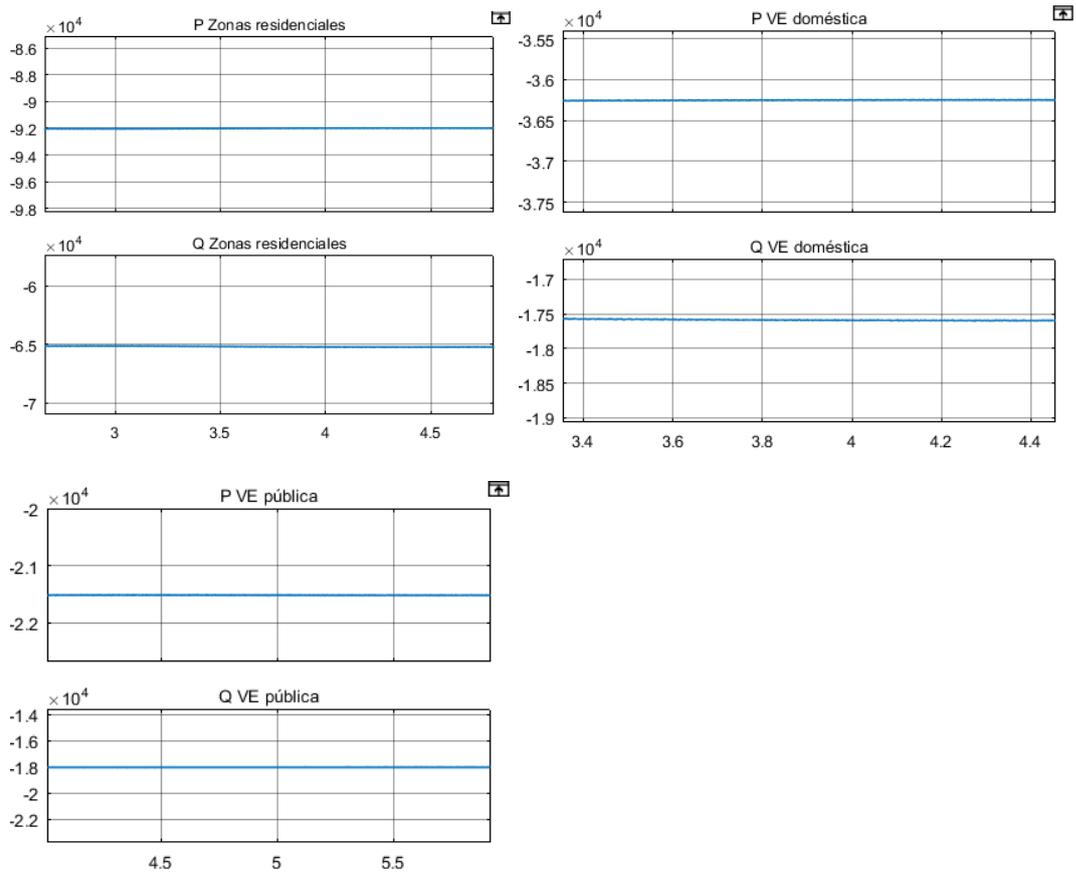


Figura 10.19. Potencias activa y reactiva consumidas por las cargas de tipo residencial

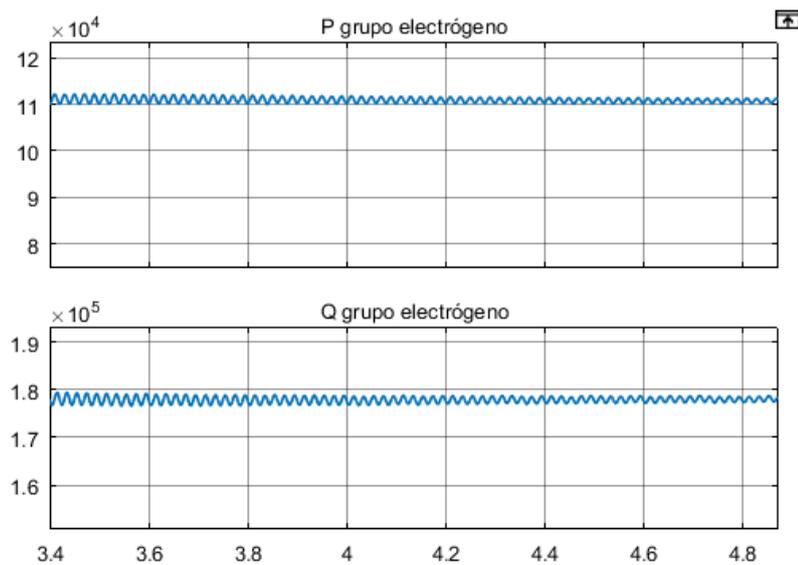


Figura 10.20. Potencias activa y reactiva generadas por el grupo electrógeno

Elemento	Potencia activa (kW)	Potencia reactiva (kVAr)
Panel solar	89.5	20
Aerogenerador	100	3
Zona residencial	92	65
VE Recarga doméstica	36	17.5
VE Recarga pública	22	18
Carga RL diseñada	150	100
Red de grupo electrógeno	110.5 (consumo)	117.5 (consumo)

Tabla 10.7. Balance de potencia para Smart Grid aislada a partir de grupo electrógeno aplicación residencial: prueba 1

10.3.1.4. Aplicación residencial: prueba 2. No hay producción renovable, y el grupo electrógeno tiene que asumir todo el consumo de carga

De nuevo, se pretende comprobar que el elemento que regula la red, en este caso el grupo electrógeno, puede asumir todo el consumo conectado a pesar de que no se tengan condiciones óptimas para la generación renovable.

Los resultados para las cargas son los mostrados anteriormente en la Figura 10.19. En la Figura 10.21, se verifica que el grupo electrógeno aporta los 300 kW y 200 kVAr que necesita la red de consumo.

Por último, se muestra en la Tabla 10.8 se resume el balance de potencia.

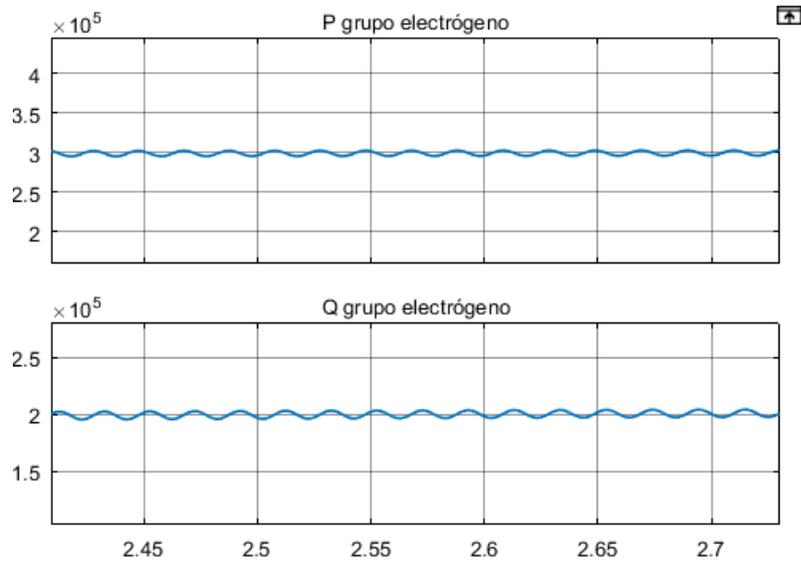


Figura 10.21. Potencias activa y reactiva generadas por el grupo electrógeno

Elemento	Potencia activa (kW)	Potencia reactiva (kVAr)
Panel solar	0 (condiciones desfavorables)	0 (condiciones desfavorables)
Aerogenerador	0 (condiciones desfavorables)	0 (condiciones desfavorables)
Zona residencial	92	65
VE Recarga doméstica	36	17.5
VE Recarga pública	22	18
Carga RL diseñada	150	100
Red de grupo electrógeno	110.5 (consumo)	117.5 (consumo)

Tabla 10.8. Balance de potencia para Smart Grid aislada a partir de grupo electrógeno aplicación residencial: prueba 2

10.3.2. La batería electroquímica estabiliza la red

En este apartado se realizarán las pruebas correspondientes para la aplicación residencial diseñada en 9.3.2.2. Diseño para aplicación residencial, del esquema de la Figura 9.16.

10.3.2.1. Aplicación residencial: prueba 1. Hay producción renovable, y la batería electroquímica solo tiene que aportar la diferencia hasta el consumo total

Con esta prueba, se pretende comprobar la gestión de la red mediante la batería cuando existe generación renovable.

En la Figura 10.22, se muestra la potencia aportada por la generación solar. Al conectar los inversores que controlan la batería mediante el Droop Control con el inversor que controla el panel solar, se dificulta el control de la red de ambos inversores. Es por esto por lo que la potencia del panel solar queda repartida entre la potencia activa y reactiva, y ofrece a la red 65 kW y 70 kVAr.

Se mejoraría en fases posteriores de desarrollo y de estudio de inversores posterior, para mejorar el acople entre ellos.

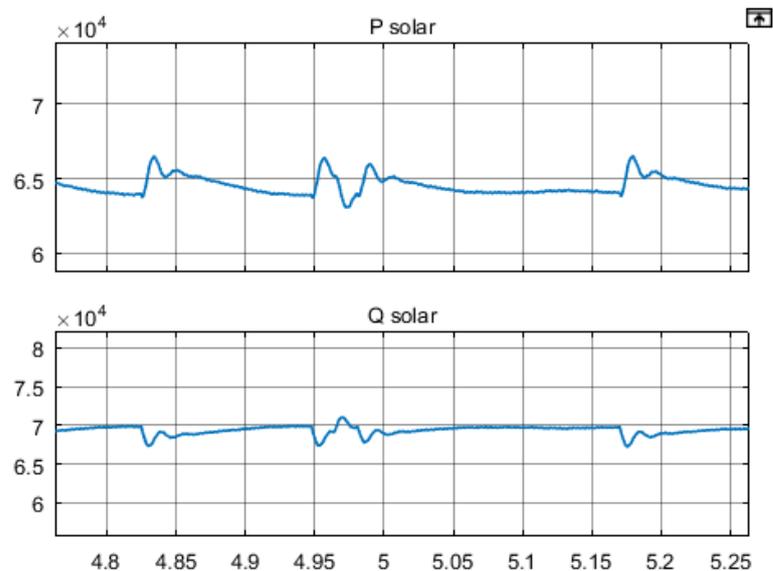


Figura 10.22. Potencias activa y reactiva entregadas por la generación solar

En la Figura 10.23, se verifica la potencia activa y reactiva de la generación eólica. Aporta 100 kW de potencia a la red, y la reactiva queda compensada mediante los condensadores, por lo no hay aporte o consumo de reactiva.

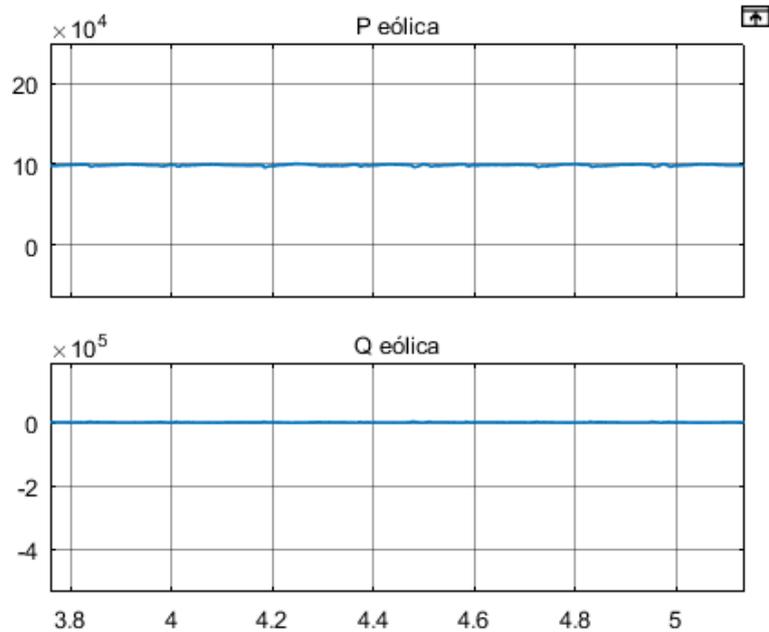


Figura 10.23. Potencias activa y reactiva entregadas por la generación eólica

A continuación, se muestra en la Figura 10.24 las potencias correspondientes a las cargas de consumo. La zona residencial consume 19.45 kW y 5.6 kVAr, la recarga doméstica de vehículo eléctrico 7.2 kW y 2.5 kVAr y, por último, la recarga pública consume prácticamente 21.4 kW y 6.1 kVAr. Como se había mantenido en el diseño el consumo de la resistencia RL en 300 kW y 200 kVAr, el cómputo total de la carga del sistema es de prácticamente 348.05 kW y 214.2 kVAr.

Por lo tanto, la batería electroquímica debería proporcionar 183.05 kW y 114.2 kVAr. Se comprueba en la Figura 10.25 se comprueba que se cumple el aporte de potencia, aunque un poco por debajo del valor esperado debido al acople nombrado entre los inversores. Pero esta pequeña diferencia no es significativa puesto que las cargas conectas tienen correcto suministro y solo afectaría a la carga RL añadida.

En la Tabla 10.9 se muestra el resumen del balance.

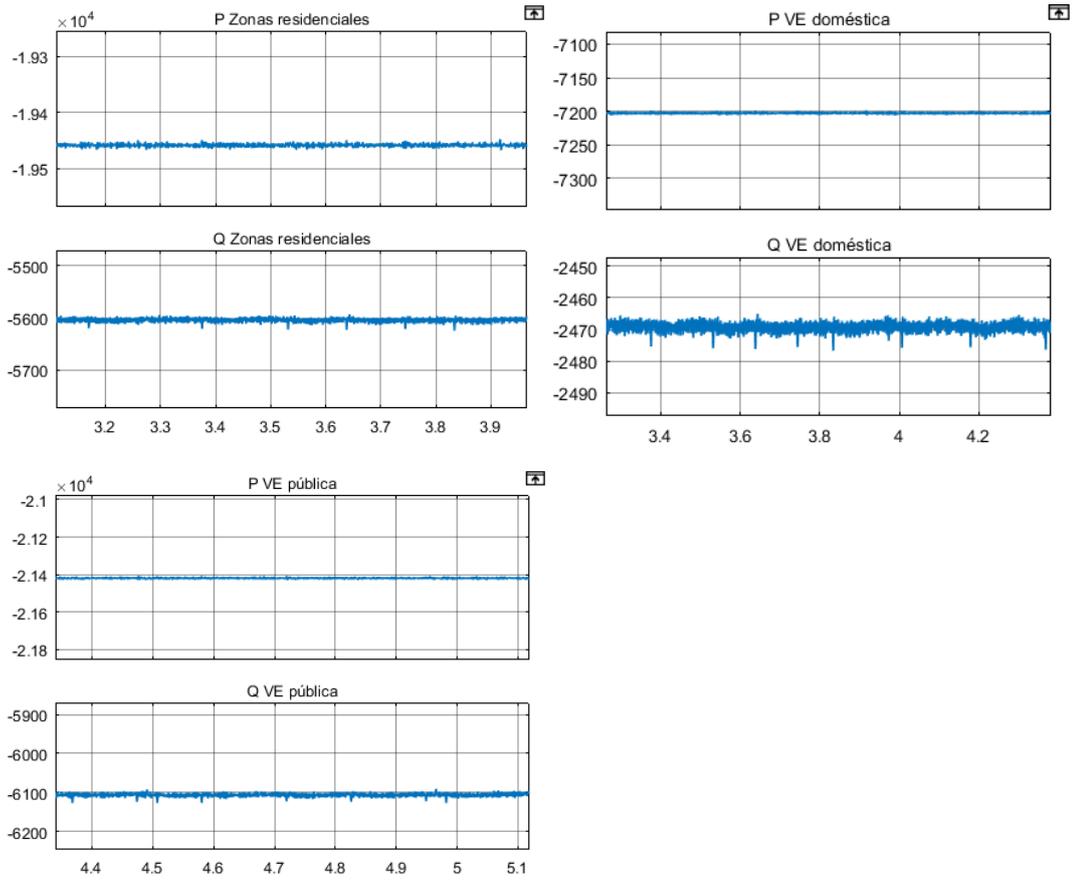


Figura 10.24. Potencias activa y reactiva consumidas por las cargas de tipo residencial

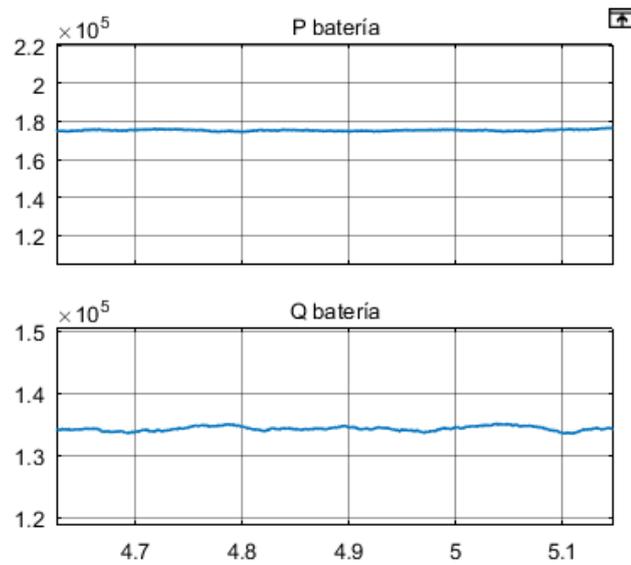


Figura 10.25. Potencias activa y reactiva generadas por la batería electroquímica

Elemento	Potencia activa (kW)	Potencia reactiva (kVAr)
Paneles solares	65	70
Aerogeneradores	100	0
Zona residencial	19.45	5.6
VE Recarga doméstica	7.2	2.5
VE Recarga pública	21.4	6.1
Carga RL diseñada	300	200
Red de batería electroquímica	183.05 (consumo)	114.2 (consumo)

Tabla 10.9. Balance de potencia para Smart Grid aislada a partir de batería electroquímica aplicación residencial: prueba 1

10.3.2.2. Aplicación residencial: prueba 2. No hay producción renovable, y la batería electroquímica tiene que asumir todo el consumo de carga

Se comprueba el funcionamiento de la batería electroquímica como reguladora de la red sin presencia de generación renovable.

Las cargas de forma individualizada son las correspondientes a la Figura 10.24. Se comprueba a partir de ellas y de la Figura 10.26, que la red generada mantiene la potencia del cómputo total un poco por debajo del valor exacto. De nuevo, esta diferencia no afectaría a las cargas de consumo si no a la carga RL diseñada para el equilibrio. Pero se puede concluir que se cumple con la estabilidad de la red y el funcionamiento.

En la Tabla 10.10 se muestra el balance para esta aplicación.

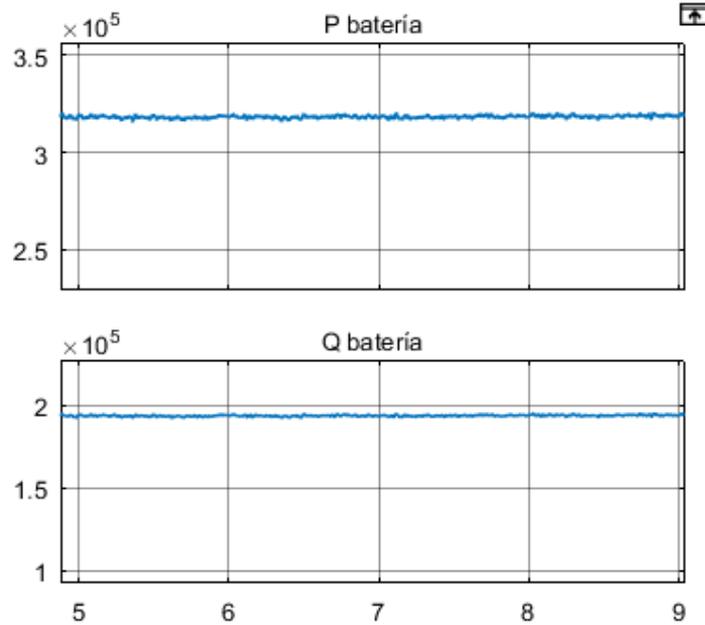


Figura 10.26. Potencias activa y reactiva generadas por la batería electroquímica

Elemento	Potencia activa (kW)	Potencia reactiva (kVAr)
Paneles solares	0 (condiciones desfavorables)	0 (condiciones desfavorables)
Aerogeneradores	0 (condiciones desfavorables)	0 (condiciones desfavorables)
Zona residencial	19.45	5.6
VE Recarga doméstica	7.2	2.5
VE Recarga pública	21.4	6.1
Carga RL diseñada	300	200
Red de batería electroquímica	348.05 (consumo)	214.2 (consumo)

Tabla 10.10. Balance de potencia para Smart Grid aislada a partir de batería electroquímica aplicación residencial: prueba 2

10.3.3. El panel solar estabiliza la red

En este apartado se realizarán las pruebas correspondientes para la aplicación residencial diseñada en 9.3.3. El panel solar estabiliza la red, con el esquema de la Figura 9.22.

10.3.3.1. Aplicación residencial: Prueba 1. Funcionamiento nominal de la red

Los resultados del balance de potencia son análogos a la aplicación para la batería electroquímica desarrollada en 10.3.2.2. Aplicación residencial: prueba 2. No hay producción renovable, y la batería electroquímica tiene que asumir todo el consumo de carga. Por lo tanto, los resultados de potencia de las cargas se corresponden con la Figura 10.24 y la generación de los paneles solares con los valores marcados en la Figura 10.25 para la batería.

El balance de potencia sería el mismo que el indicado para la Tabla 10.10.

Pero además de verificar el balance para los paneles solares, se pretende comprobar el estado de la red que genera, y probarla ante cambios de irradiancia y temperatura.

Se comprueba, en la Figura 10.23, que los paneles solares pueden mantener la red estable al conectar la carga residencial diseñada.

A continuación, se realizarán las pruebas correspondientes para comprobar cómo actúa esta red para cambios en el entorno, lo que afectará a la generación por parte de los paneles solares.

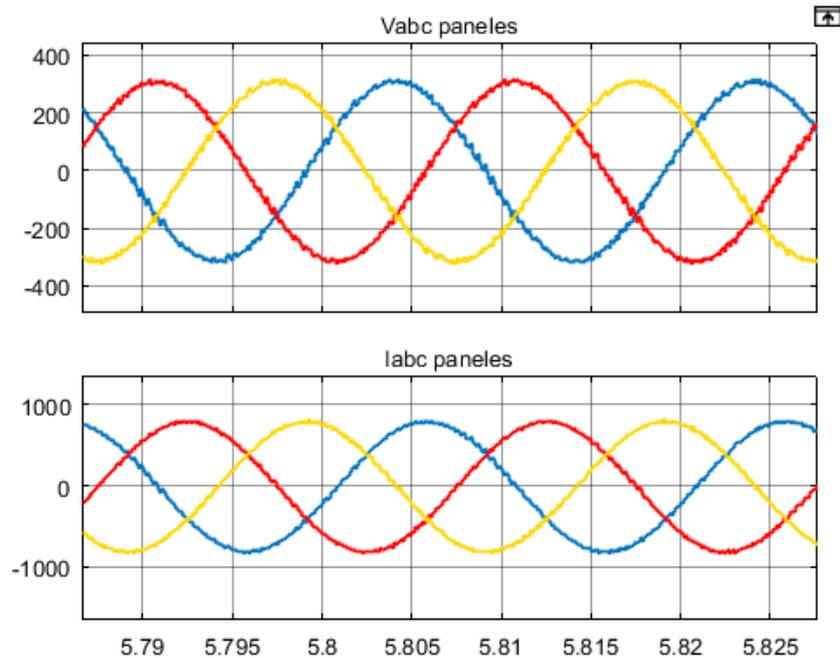


Figura 10.27. Tensión y corriente de red para Smart Grid aislada a partir de paneles solares con valores nominales de 1000 W/m^2 y $25 \text{ }^\circ\text{C}$

10.3.3.2. Aplicación residencial: Prueba 2. Mantenimiento de la red para caída de la irradiancia

Para un valor de irradiancia de 700 W/m^2 , se observa en la Figura 10.28 que los valores de red comienzan a desestabilizarse hasta que se pierde el control de la forma de onda.

Esto se debe a que, al variar el valor de la irradiancia, afecta principalmente al valor de la potencia (eje y) de la curva de potencia del panel. Esta conclusión se obtuvo a partir de los apartados de análisis 8.4.2.2. Resultados del MPPT: variación de la irradiancia y 8.4.2.3. Resultados del MPPT: variación de la temperatura.

Por lo tanto, el voltaje de continua que aportan los paneles cae por debajo del valor mínimo de 653.2 V calculado a partir de (63) y (64), por lo que se pierde el control de la red.

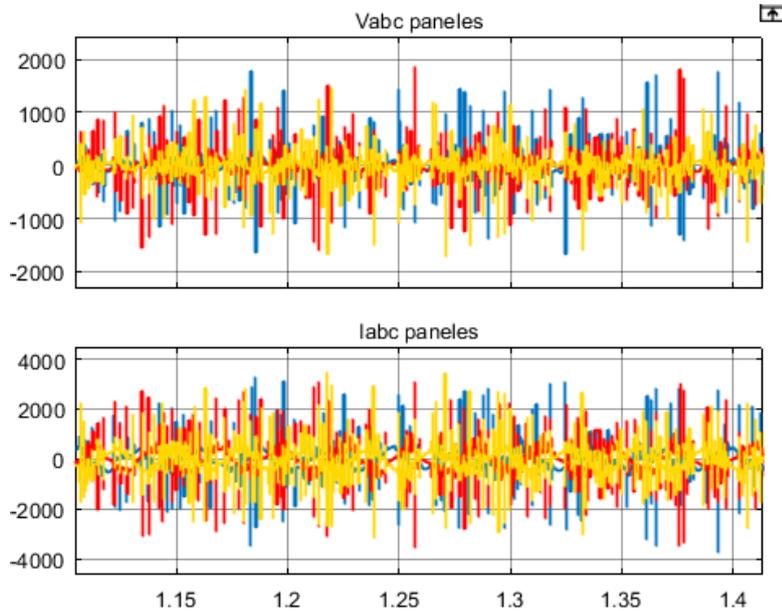


Figura 10.28. Tensión y corriente de red para Smart Grid aislada a partir de paneles solares con valores de 700 W/m^2 y $25 \text{ }^\circ\text{C}$

10.3.3.3. Aplicación residencial: Prueba 3. Mantenimiento de la red para aumento de la temperatura

Para un valor de temperatura de $45 \text{ }^\circ\text{C}$, se observa en la Figura 10.29 que los valores de red se mantienen estables.

Por lo tanto, los paneles solares son mejores estabilizadores de red ante cambios en la temperatura, porque afectará principalmente a la tensión a la que se encuentra el punto de máxima potencia (eje x de la gráfica de potencia). Sin embargo, al mantenerse la potencia que aportan los paneles bastante estable, se mantiene el control de la red generada.

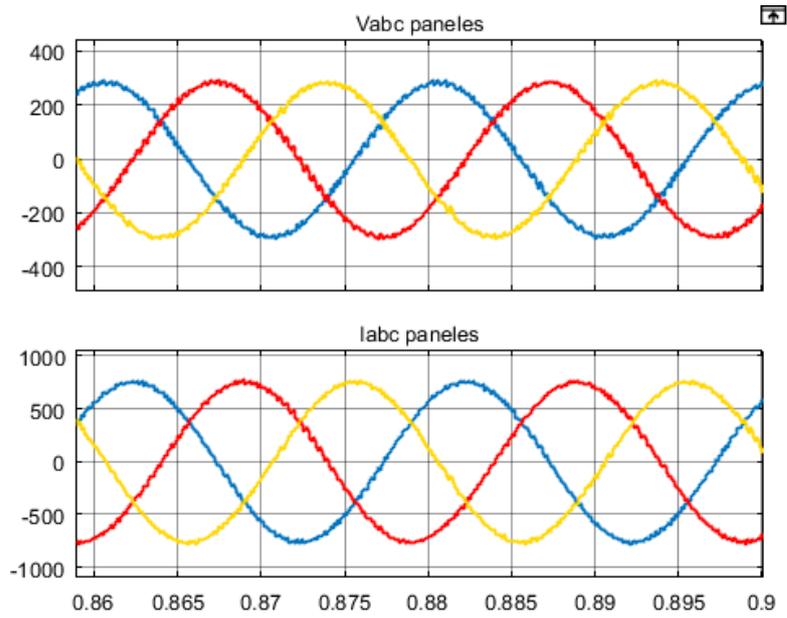


Figura 10.29. Tensión y corriente de red para Smart Grid aislada a partir de paneles solares con valores de 1000 W/m^2 y 45°C

10.4. Conclusiones de simulación

Para la configuración de la Smart Grid conectada a una red fuerte, en base a los resultados obtenidos se puede concluir que resulta un método eficaz de gestión de la energía, que permite reducir el consumo de la red y gestionarlo en base a los precios de consumo. Además, permite la integración completa de energías renovables y otras tecnologías ecológicas como es el caso del vehículo eléctrico. La posibilidad de almacenamiento de la energía excedente también resulta una ventaja.

Se ha conseguido crear un sistema en un entorno industrial con opción de almacenamiento que puede adaptarse a las necesidades de consumo y producción.

En cuanto a los modelos de Smart Grids en red aislada, pueden suponer una buena opción cuando no se tenga la opción de una red fuerte o ante paros planeados o fallos en la propia red. De los métodos de estabilización analizados, el más estable y seguro es el grupo electrógeno, y coincide con el más utilizado a nivel comercial para este tipo de configuraciones. Se ha conseguido un sistema a partir de grupo electrógeno de distintas cargas configurables, incluida la carga industrial, que pueda incluir generación renovable pero también mantener la red sin el aporte de esta generación.

Por último, las técnicas más inestables y difíciles de controlar son las utilizadas para la batería y los paneles solares. El control Droop Control permite mantener la red ante distintas configuraciones de carga, pero con mayores limitaciones que para el grupo electrógeno. Además, el sistema del panel solar podría utilizarse como red de apoyo o en combinación con otras configuraciones, pero no como una red completamente estable solo en base a este elemento, porque está sujeto a las condiciones del entorno.

Los modelos de baterías electroquímicas y paneles solares como estabilizadores aún están en fases de desarrollo y son objetivos a lograr, pero comercialmente el más utilizado es el grupo electrógeno, en base a que el objetivo es que los usuarios finales siempre tengan una conexión a red estable.

Capítulo 11:

Conclusiones y líneas futuras

11.1. Conclusiones

El objetivo principal del presente TFG consistía en realizar una investigación completa sobre Micro Redes y Smart Grids, para poder diseñar distintos conjuntos en Simulink que integraran elementos característicos y su control mediante la electrónica de potencia.

Para completar este objetivo, se marcaron una serie de objetivos intermedios, que se repasarán a continuación para verificar su cumplimiento.

El primero de ellos planteaba elaborar una investigación inicial sobre Micro Redes y Smart Grids a partir de artículos de investigación, realizando además un análisis del Estado del Arte de sus elementos, que se ha completado estudiando el funcionamiento de estos elementos además de sus opciones comerciales y análisis de mercados.

El segundo objetivo consistía en realizar un estudio teórico sobre los convertidores electrónicos para los elementos de la Smart Grid, que se ha trabajado a partir de material de bibliografía disponible en la Escuela de Ingenierías Industriales. Además, se ha apoyado este estudio teórico a partir de la comprobación de distintas simulaciones prácticas en Simulink para el uso de los convertidores.

El tercer objetivo, trataba de analizar las opciones posibles en Matlab Simulink para el desarrollo de Micro Redes con distintas configuraciones y elementos, que se ha completado estudiando los ejemplos disponibles, y adaptando este material para elaborar el diseño propio de los elementos de forma independiente de la Smart Grid para el proyecto realizado.

Por último, se ha cumplido el objetivo final de completar este estudio teórico e investigación con la realización de demostradores prácticos de distintos diseños propios en Simulink. Se han diseñado modelos de Smart Grid que integran todos los elementos elaborados y su control. Se ha trabajado sobre distintas configuraciones y funcionalidades de una Smart Grid tanto en modo conectado a red, como en red aislada, a partir de distintos elementos estabilizadores de la red.

Por último, además de los objetivos plenamente vinculados al proyecto, se han cumplido los objetivos académicos planteados. Se han profundizados los conocimientos sobre las formas de energía alternativas, se ha ampliado la formación en la asignatura de Electrónica de Potencia y en la herramienta Matlab Simulink; y además se ha adquirido cierto inicio de formación investigadora, los métodos y procedimientos, y la familiarización con el material de investigación.

11.2. Líneas futuras

Tras haber repasado y cumplido los objetivos iniciales del proyecto, se procede a enumerar diferentes vías que se pueden seguir para continuar el desarrollo de la investigación. Algunas de ellas están enfocadas a mejorar y completar el trabajo realizado y otras a completar funcionalidades más avanzadas para la Smart Grid.

Para ampliar el trabajo realizado:

- Mejora de los elementos diseñados: ampliación de los rangos de potencia en los que pueden trabajar, para elaborar esquemas de Smart Grid de mayores cargas y generación.
- Mejora del algoritmo para el seguimiento del punto de máxima potencia MPPT.
- Mejora de los esquemas desarrollados para la Smart Grid en modo isla: conseguir obtener una carga única de los elementos diseñados, con diferentes configuraciones de valores, y con funcionamiento mejorado para el acople de generación renovable.
- Desarrollo de Smart Grid aislada de red con aerogenerador como elemento de estabilización.
- Desarrollo de Smart Grid conectada a red débil con control a partir del STATCOM.

Funcionalidades avanzadas que se podrían añadir en Smart Grid:

- **Sistemas de control individual para cada elemento:** para adaptarse a los flujos de energía y suministros de forma automática, por ejemplo para el caso de la batería. Se podría gestionar mediante un control eficiente el almacenamiento o el aporte de energía en función de las preferencias de uso y de las condiciones de la red.
- **Sistemas de previsión:** elaborar Smart Grids que puedan adaptarse a perfiles de demanda, a precios de la electricidad y a producción solar y eólica.

En la Figura 11.1 se muestran las gráficas típicas de consumo en invierno y en verano que se podrían implementar en los modelos de consumo residencial, para obtener perfiles más realistas y adaptadas a lo largo del año y mejorar la previsión de demanda [35].

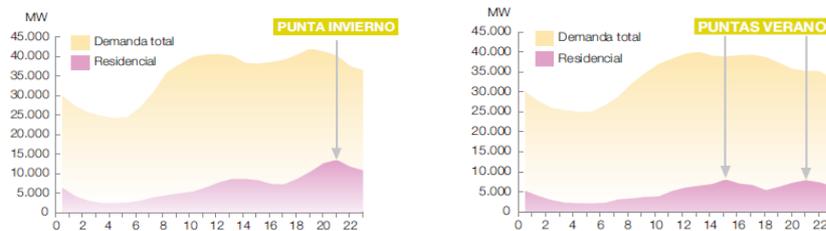


Figura 11.1. Gráficas de demanda. Fuente: Red Eléctrica de España (REE)

También se podría adaptar el funcionamiento de la Smart Grid en base a la previsión de los precios, reduciendo el consumo en las horas punta donde la electricidad es más cara para aprovechar más las horas valle, como se muestra en la Figura 11.2.

Por último, se pueden mejorar los sistemas de previsión mediante datos de producción solar y eólica. En la Figura 11.3 se muestran los datos de irradiancia directa, difusa, y medias globales para la provincia de Valladolid [40].

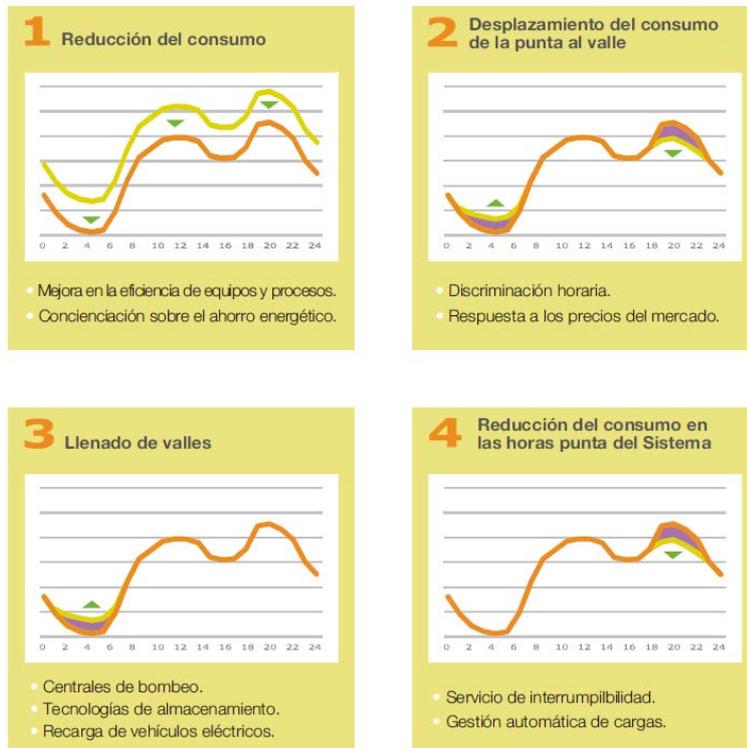


Figura 11.2. Previsión de precios de la electricidad. Fuente: Red Eléctrica de España (REE)

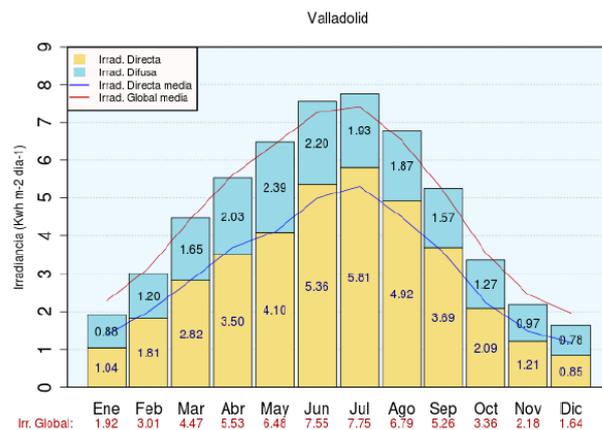


Figura 11.3. Previsión producción solar Valladolid. Fuente: AEMET

En la Figura 11.4, se muestra un histórico de datos para el perfil de velocidades de viento de racha máxima y media en Valladolid.

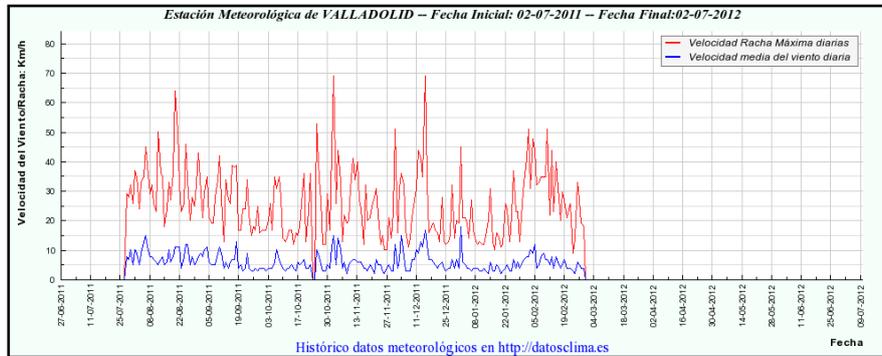


Figura 11.4. Histórico de datos perfil de velocidades de viento Valladolid. Fuente: IDAE

- **Sistemas de transmisión de datos y supervisión:** crear una red que permita la comunicación inteligente entre los elementos y en tiempo real, con una unidad de supervisión central que permita la máxima gestión de la energía. Estos sistemas de transmisión estarían basados en los descritos en el apartado 2.4. Transmisión de datos y supervisión.
- **Sistemas de protección frente a fallos:** para resultados más seguros y fiables ante cualquier imprevisto en la red, basado en la información descrita en 2.5. Protección frente a fallos, control, y conexión a red o en isla.
- **Desarrollo de esquemas en otros programas de simulación:** utilizando, por ejemplo, las herramientas de simulación citadas en 2.6. Programas de simulación.
- **Estudio de aplicaciones comerciales y viabilidad:** realizar los modelos diseñados y desarrollados en Simulink con opciones comerciales concretas para los diferentes elementos de la red, como los paneles solares, los aerogeneradores, el grupo electrógeno, y el almacenamiento. Se podría iniciar a partir de las opciones exploradas en el Capítulo 3: Estado del arte de elementos comerciales.

Referencias

Para la organización de las referencias bibliográficas del presente Trabajo Fin de Grado, se ha utilizado el gestor de referencias y documentos de investigación Mendeley.

A continuación, se añade el listado completo de referencias bibliográficas que se han citado a lo largo del documento.

- [1] Fedit and T. de la información y T. Electrónica, “Smart Grids Y La Evolución De La Red Eléctrica,” 2011.
- [2] Y. Yoldaş, A. Önen, S. M. Muyeen, A. V. Vasilakos, and Í. Alan, “Enhancing smart grid with microgrids: Challenges and opportunities,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 72, no. January, pp. 205–214, 2017.
- [3] Deloitte, “La eólica en la economía Española,” p. 83, 2015.
- [4] F. M. Rodrigo, “Convertidores para aplicaciones de energía eólica.”
- [5] “Historia de la energía eólica,” *Renovables Verdes*, 2017. [Online]. Available: <https://www.renovablesverdes.com/origenes-e-historia-de-la-energia-eolica/>. [Accessed: 04-Jul-2018].
- [6] “Energía eólica y su futuro prometedor,” *OVACEN*. [Online]. Available: <https://ovacen.com/energia-eolica-y-su-futuro/>. [Accessed: 04-Jul-2018].
- [7] P. Mosquera, “Cinco de los diez mayores fabricantes mundiales de eólica ya son chinos,” *Energías renovables*, 2017. [Online]. Available: <https://www.energias-renovables.com/eolica/cinco-de-los-diez-mayores-fabricantes-mundiales-20170120>. [Accessed: 04-Jul-2018].
- [8] “La eólica en España,” *AEE: Asociación Empresarial Eólica*. [Online]. Available: <https://www.aeeolica.org/es/sobre-la-eolica/la-eolica-espana>. [Accessed: 04-Jul-2018].

- [9] Naturgy, “Avances en energía eólica,” *Empresa Eficiente*. [Online]. Available: <http://www.empresaeficiente.com/blog/avances-en-energia-eolica/>. [Accessed: 04-Jul-2018].
- [10] O. Sandru, “WindCube: 60kW Small, Stackable Wind Turbines,” *The Green Optimistics*. [Online]. Available: <https://www.greenoptimistic.com/windcube-wind-turbine-20090519/#.WzSedIzZPZ>. [Accessed: 04-Jul-2018].
- [11] “Pequeñas turbinas de viento de plástico para uso hogareño,” *ERENOVABLE*. [Online]. Available: <https://erenovable.com/pequenas-turbinas-de-viento-de-plastico-para-uso-hogareno/>. [Accessed: 04-Jul-2018].
- [12] J. Tomas, “Wind Tunnel Footbridge,” *Treehugger*. [Online]. Available: <https://www.treehugger.com/renewable-energy/wind-tunnel-footbridge.html>. [Accessed: 04-Jul-2018].
- [13] L. Ojea, “La eólica marina flotante será una realidad en España en 2025,” *El periódico de la energía*, 2017. [Online]. Available: <https://elperiodicodelaenergia.com/la-eolica-marina-flotante-sera-una-realidad-en-espana-en-2025/>. [Accessed: 04-Jul-2018].
- [14] “Desalinizador eólico,” *ERENOVABLE*. [Online]. Available: <https://erenovable.com/desalinizador-eolico/>. [Accessed: 04-Jul-2018].
- [15] “La energía solar. Una energía garantizada para los próximos 6000 millones de años,” *Censolar: Centro de Estudios de la Energía Solar*. [Online]. Available: <http://www.censolar.org/menu2.htm>. [Accessed: 04-Jul-2018].
- [16] “Energía solar,” *Acciona: Infraestructuras sostenibles y Energías Renovables*. [Online]. Available: <https://www.acciona.com/es/energias-renovables/energia-solar/>. [Accessed: 04-Jul-2018].
- [17] “Energía solar fotovoltaica,” *Energía solar*. [Online]. Available: <https://solar-energia.net/energia-solar-fotovoltaica>. [Accessed: 04-Jul-2018].
- [18] “Energía solar y sus beneficios ¿Qué es el efecto fotovoltaico?,” *Certificados energéticos*. [Online]. Available: <https://www.certificadosenergeticos.com/energia-solar-beneficios-que-efecto-fotovoltaico>. [Accessed: 04-Jul-2018].

-
- [19] “Placas Fotovoltaicas para sistemas de autoconsumo solar y red,” *SunFields Europe: Proveedor Equipos de Energía Solar Fotovoltaica*. [Online]. Available: <https://www.sfe-solar.com/paneles-solares/>. [Accessed: 04-Jul-2018].
- [20] I. Mártil, “El mercado de la energía solar fotovoltaica,” *Público - 2 marzo 2018*. [Online]. Available: <http://blogs.publico.es/ignacio-martil/2018/03/02/el-mercado-de-la-energia-solar-fotovoltaica/>. [Accessed: 04-Jul-2018].
- [21] L. Ojea, “Renace en España la industria de los paneles fotovoltaicos,” *El periódico de la energía*. [Online]. Available: <https://elperiodicodelaenergia.com/renace-en-espana-la-industria-de-los-fabricantes-de-paneles-fotovoltaicos/>. [Accessed: 04-Jul-2018].
- [22] R. Grünbaum, M. Noroozian, and B. Thorvaldsson, “FACTS, poderosos sistemas para una transmisión flexible de la energía,” *Revista ABB Review*, p. 2, May-1999.
- [23] “Static Compensator (STATCOM),” *ABB*. [Online]. Available: <https://new.abb.com/facts/statcom>. [Accessed: 04-Jul-2018].
- [24] F. Martínez Rodrigo, L. C. Herrero de Lucas, and S. de Pablo Gómez, *Convertidores Continua-Continua*. Universidad de Valladolid - Secretariado de Publicaciones e Intercambio Científico, 2008.
- [25] L. C. Herrero de Lucas and F. Martínez Rodrigo, “Convertidores CC/CA,” Dpto. Tecnología Electrónica EII UVa para la asignatura de Electrónica de Potencia, 2009.
- [26] L. C. Herrero de Lucas and F. Martínez Rodrigo, “Control digital de convertidores: Transformaciones de Park y Clarke.”
- [27] L. C. Herrero, F. Martínez, and J. M. González, “Control Vectorial del Motor de Inducción,” no. 149, Dpto. Tecnología Electrónica Escuela de Ingenierías Industriales Universidad de Valladolid, pp. 54–60.
- [28] L. C. Herrero de Lucas and F. Martínez Rodrigo, “Control vectorial de corriente de un inversor conectado a red.”
- [29] F. Martínez Rodrigo, L. C. Herrero de Lucas, A. B. Rey-Boué, and D. Ramirez, “Voltage Modulators for Modular Multilevel Converters in HVDC Transmission.”

- [30] L. C. Herrero de Lucas and F. Martínez Rodrigo, "Control del STATCOM."
- [31] M. H. Andishgar, E. Gholipour, and R. Allah Hooshmand, "An overview of control approaches of inverter-based microgrids in islanding mode of operation," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 80, no. May, pp. 1043–1060, 2017.
- [32] A. Llaria, O. Curea, J. Jiménez, and H. Camblong, "Survey on microgrids: Unplanned islanding and related inverter control techniques," *Renew. Energy*, vol. 36, no. 8, pp. 2052–2061, 2011.
- [33] Ing. Álvarez, "Máquina Síncronica," in *Máquina Síncronica*, 2009, pp. 207–236.
- [34] J. Fraile Mora, *Máquinas Eléctricas*, 5ª Edición. Mc Graw Hill, 2005.
- [35] REE Red Electrica de España, "Guía de consumo inteligente," 2010. [Online]. Available: http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/guia_consumo_v2.pdf. [Accessed: 04-Jul-2018].
- [36] Ministerio de Interior, "RD 1164/2001: Tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.," *Boletín Of. del Estado*, pp. 40618–40629, 2011.
- [37] A. Energía, "Tarifas Luz Industria." [Online]. Available: <https://www.aura-energia.com/tarifas-luz-industria-peninsula/>. [Accessed: 04-Jul-2018].
- [38] MINETUR, "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. Texto consolidado, Última modificación: 30 d," *Boletín Of. Estado*, vol. 310, pp. 1–87, 2013.
- [39] J. A. Suárez, G. F. Di Mauro, and D. A. C. Agüero, "Análisis de la distorsión armónica y los efectos de atenuación y diversidad en áreas residenciales," *IEEE Lat. Am. Trans.*, vol. 3, no. 5, pp. 429–435, 2005.
- [40] J. Sancho, J. Riesco, and C. Jiménez, "Atlas de Radiación Solar en España utilizando datos del SAF de Clima de EUMETSAT," *Minist. Agric. ...*, p. 162, 2012.

A continuación, se añade también el conjunto completo de los artículos de investigación sobre Micro Redes y Redes Inteligentes seleccionados para el desarrollo de este TFG, aunque muchos de ellos no hayan sido citados expresamente en el documento.

[1] Y. Karimi, H. Oraee, S. Member, and J. M. Guerrero, “Decentralized Method for Load Sharing and Power Management in a Hybrid Single / Three-Phase-Islanded Microgrid Consisting of Hybrid Source PV / Battery Units,” *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 32, no. 8, pp. 6135–6144, 2017.

[2] Y.-S. Kim, E.-S. Kim, and S.-I. Moon, “Distributed Generation Control Method for Active Power Sharing and Self-Frequency Recovery in an Islanded Microgrid,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 1, pp. 1–8, 2016.

[3] H. R. Baghaee, M. Mirsalim, and G. B. Gharehpetian, “Decentralized Sliding Mode Control of WG/PV/FC Microgrids under Unbalanced and Nonlinear Load Conditions for on...,” *Ieee Syst. J.*, no. June, pp. 1–12, 2017.

[4] R. M. Kamel, “Standalone micro grid power quality improvement using inertia and power reserves of the wind generation systems,” *Renew. Energy*, vol. 97, pp. 572–584, 2016.

[5] H. Mahmood and J. Jiang, “Decentralized Power Management of Multiple PV, Battery, and Droop Units in an Islanded Microgrid,” *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3053, no. c, pp. 1–9, 2017.

[6] A. Llaría, O. Curea, J. Jiménez, and H. Camblong, “Survey on microgrids : Unplanned islanding and related inverter control techniques,” *Renew. Energy*, vol. 36, no. 8, pp. 2052–2061, 2011.

[7] K. S. Rajesh, S. S. Dash, R. Rajagopal, and R. Sridhar, “A review on control of ac microgrid,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 71, no. December 2016, pp. 814–819, 2017.

[8] M. H. Andishgar, E. Gholipour, and R. Allah Hooshmand, “An overview of control approaches of inverter-based microgrids in islanding mode of operation,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 80, no. May, pp. 1043–1060, 2017.

- [9] M. T. L. Gayatri, A. M. Parimi, and A. V. Pavan Kumar, "A review of reactive power compensation techniques in microgrids," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 81, no. February 2016, pp. 1030–1036, 2018.
- [10] U. B. Tayab, M. A. Bin Roslan, L. J. Hwai, and M. Kashif, "A review of droop control techniques for microgrid," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 76, no. May 2016, pp. 717–727, 2017.
- [11] A. Kaur, J. Kaushal, and P. Basak, "A review on microgrid central controller," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 55, pp. 338–345, 2016.
- [12] Y. Yoldaş, A. Önen, S. M. Muyeen, A. V. Vasilakos, and İ. Alan, "Enhancing smart grid with microgrids: Challenges and opportunities," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 72, no. January, pp. 205–214, 2017.
- [13] M. L. Tuballa and M. L. Abundo, "A review of the development of Smart Grid technologies," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 59, pp. 710–725, 2016.