

Estudio, diseño y simulación del suministro eléctrico de una vivienda aislada mediante energías renovables

Cristian Jorge Rodríguez

Máster Universitario en Ingeniería de Telecomunicación
Electrónica

Xavier Saura Mas

Carlos Monzo Sánchez

Junio 2020



Esta obra está sujeta a una licencia de Reconocimiento-NoComercial-SinObraDerivada [3.0 España de Creative Commons](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/es/)

FICHA DEL TRABAJO FINAL

Título del trabajo:	<i>Estudio, diseño y simulación del suministro eléctrico de una vivienda aislada mediante energías renovables</i>
Nombre del autor:	<i>Cristian Jorge Rodríguez</i>
Nombre del consultor/a:	<i>Xavier Saura Mas</i>
Nombre del PRA:	<i>Carlos Monzo Sánchez</i>
Fecha de entrega (mm/aaaa):	06/2020
Titulación::	<i>Máster Universitario en Ingeniería de Telecomunicación</i>
Área del Trabajo Final:	<i>Electrónica</i>
Idioma del trabajo:	<i>Castellano</i>
Palabras clave	<i>Energía solar; Energía eólica, Vivienda aislada</i>
Resumen del Trabajo (máximo 250 palabras):	
<p>Las herramientas software de simulación de sistemas eólico-solares fotovoltaicos se presentan hoy en día como la mejor opción para diseñar, dimensionar y predecir la producción energética y el rendimiento del sistema. En este TFM se analizan las herramientas Windnavigator, PVGIS y PVSyst en el diseño y simulación de un sistema eólico-solar fotovoltaico para el suministro eléctrico de una vivienda aislada.</p> <p>Se estudia el funcionamiento de los distintos elementos de la instalación y se realizan los cálculos necesarios para dimensionar el sistema. Se analizan las características técnicas de los distintos elementos existentes en el mercado y se seleccionan los más idóneos para el sistema. Se analiza el funcionamiento del sistema al realizar la simulación con las herramientas software y se comparan los resultados con los cálculos realizados.</p> <p>En este TFM se demuestra que con las herramientas software se puede observar el comportamiento que tendrá el sistema a lo largo del año pudiendo así realizar en la fase de diseño los ajustes necesarios que permitan alcanzar los objetivos de rendimiento y producción deseados.</p> <p>También se ha conseguido determinar las ventajas que se obtienen al utilizar un regulador MPPT frente a un regulador PWM y se ha estudiado el funcionamiento de los sistemas de seguimiento solar comparándolo con el de su sistema equivalente con módulos fijos.</p>	

Abstract (in English, 250 words or less):

Software tools for simulation of photovoltaic wind-solar systems are presented today as the best option to design, size and predict energy production and system performance. In this TFM the Windnavigator, PVGIS and PVSyst tools are analyzed in the design and simulation of a photovoltaic wind-solar system for the electricity supply of an isolated house.

The operation of the different elements of the installation is studied and the necessary calculations are made to size the system. The technical characteristics of the different elements existing in the market are analyzed and the most suitable ones for the system are selected. The operation of the system is analyzed when performing the simulation with the software tools and the results are compared with the calculations made.

This TFM demonstrates that with the software tools the behavior that the system will have throughout the year can be observed, thus being able to carry out the necessary adjustments in the design phase to achieve the desired performance and production objectives.

It has also been possible to determine the advantages obtained by using an MPPT regulator compared to a PWM regulator and the operation of the solar tracking systems has been studied, comparing it with that of its equivalent system with fixed modules.

Índice

1. Introducción	1
1.1 Contexto y justificación del trabajo.....	1
1.2 Objetivos del trabajo	3
1.3 Enfoque y método seguido	3
1.4 Planificación del trabajo	4
1.5 Breve resumen de productos obtenidos	6
1.6 Breve descripción de los otros capítulos de la memoria.....	6
2. Estado del arte	7
2.1 Diseño de sistemas fotovoltaicos	7
2.2 Diseño de sistemas eólicos.....	9
2.3 Sistema híbrido eólico-solar fotovoltaico	11
2.4 Proyectos similares.....	12
3. Introducción a la energía eólica	13
3.1 Características del viento.....	14
3.2 Funcionamiento de un aerogenerador	14
3.3 Tipos de aerogeneradores	15
3.4 Características de los aerogeneradores.....	16
3.5 Potencia disponible en el viento.....	17
3.6 Potencia aprovechable en el viento. Teoría de Betz	17
3.7 Curva característica de los aerogeneradores.....	18
4. Aerogenerador Vortex sin palas	21
4.1 Funcionamiento de un aerogenerador Vortex	21
4.2 Ventajas e inconvenientes de los aerogeneradores Vortex.....	27
5. Introducción a la energía solar	29
5.1 Radiación solar	30
5.2 Componentes de la radiación solar	31
5.3 Hora Solar Pico (H.S.P.)	33
6. Células y módulos fotovoltaicos	34
6.1 Parámetros de una célula fotovoltaica	34
6.2 Efectos de la irradiancia y la temperatura	37
6.3 El módulo fotovoltaico	40
6.4 Conexión de módulos fotovoltaicos y diodos de protección	40

7. Estudio de las células fotovoltaicas	43
7.1 Células de silicio monocristalino	43
7.2 Células de silicio policristalino.....	44
7.3 Células de silicio amorfo	45
7.4 Células de telururo de cadmio	45
7.5 Células CIS, CIGS y CIGSS	46
7.6 Células de arseniuro de galio	47
7.7 Células orgánicas	48
7.8 Células PERC.....	49
7.9 Células bifaciales.....	50
7.10 Células multiunión (MJ)	53
7.11 Eficiencia de las células fotovoltaicas	54
8. Célula solar sensibilizada por colorante (DSC)	56
8.1 Funcionamiento de una célula DSC.....	56
8.2 Energía con células DSC mediante iluminación artificial.....	58
9. Estudio de los sistemas de seguimiento solar	61
9.1 Seguidor solar de un eje	61
9.2 Seguidor solar de dos ejes	63
9.3 Elementos principales de un sistema de seguimiento solar	64
9.4 Seguidor solar pasivo	65
9.5 Seguidor solar activo	67
10. El acumulador	68
10.1 Baterías de plomo-ácido	69
10.2 Baterías de níquel-cadmio	71
10.3 Baterías de litio	72
11. El regulador	74
11.1 Voltajes de regulación.....	75
11.2 Regulador paralelo (shunt).....	76
11.3 Regulador serie	77
11.4 Regulador PWM (Modulación por ancho de pulso)	79
11.5 Regulador MPPT(Seguidor del punto de máxima potencia).....	84
12. El inversor	88
12.1 Configuraciones de los inversores	88
12.2 Los inversores autónomos	90
12.3 Los inversores conectados a la red eléctrica.....	91
12.4 Características de operación de un inversor	93
12.5 Tipos de inversores.....	96
13. Perfil de carga del sistema híbrido eólico-solar fotovoltaico	98
13.1 Determinación de la energía diaria requerida.....	98
13.2 Perfil de carga diario de la vivienda aislada	100

14. Dimensionado del sistema eólico.....	101
14.1 La rosa de los vientos	102
14.2 Curva de distribución de frecuencias de velocidades.....	102
14.3 Distribución de Weibull	103
14.4 Producción de un aerogenerador.....	107
14.5 Horas equivalentes y factor de utilización del aerogenerador	108
14.6 Rugosidad y perfil del viento	109
14.7 Windnavigator.....	111
14.8 Selección del aerogenerador	115
14.9 Selección del regulador eólico	126
15. Dimensionado del sistema solar fotovoltaico.....	128
15.1 Tablas de radiación solar	128
15.2 Sistema de información geográfica fotovoltaica (PVGIS).....	131
15.3 Selección del módulo fotovoltaico	136
15.4 Dimensionado del generador fotovoltaico	141
15.5 Selección del regulador fotovoltaico.....	144
16. Dimensionado del resto de elementos y valoración económica	145
16.1 Selección del tipo de acumulador	145
16.2 Dimensionado del sistema de acumulación	149
16.3 Selección del inversor.....	151
16.4 Cálculo de la sección de los conductores	152
16.5 Coste económico de la instalación.....	157
17. Dimensionado de un sistema híbrido eólico-solar mediante PVsyst.....	157
17.1 Características principales de PVsyst	157
17.2 Añadir los datos de ubicación del sistema en PVsyst.....	159
17.3 Importar los datos climatológicos del sistema en PVsyst	159
17.4 Orientación e inclinación de los módulos fotovoltaicos en PVsyst.....	161
17.5 Definir el perfil de carga diario en PVsyst.....	164
17.6 Dimensionar el sistema de acumulación en PVsyst	166
17.7 Dimensionar el generador fotovoltaico en PVsyst	169
17.8 Elección del regulador en PVsyst.....	172
17.9 Elección del inversor en PVsyst.....	173
17.10 Simulación del sistema fotovoltaico en PVsyst.....	174
17.11 Estudio comparativo de un regulador PWM y MPPT en PVsyst.....	179
17.12 Estudio del seguimiento solar de un eje horizontal en PVsyst.....	186
17.13 Estudio del seguimiento solar de un eje vertical en PVsyst.....	190
17.14 Estudio del seguimiento solar de dos ejes en PVsyst	194
18. Conclusiones y líneas futuras	200
18.1 Conclusiones	200
18.2 Líneas futuras.....	202
19. Glosario	205
20. Bibliografía	208

Lista de figuras

Figura 1.1: Instalación mundial de energía solar fotovoltaica en 2019.....	1
Figura 1.2: Normativa vigente para el diseño de un sistema híbrido eólico-solar fotovoltaico	5
Figura 1.3: Entregables del TFM a nivel de producto en forma de wbs.....	5
Figura 2.1: Posición del sol	7
Figura 2.2: Trayectoria solar.....	8
Figura 2.3: Orientación (γ) e inclinación (β) del módulo fotovoltaico.....	9
Figura 2.4: Altura del buje del aerogenerador.....	10
Figura 2.5: Curva de potencia del aerogenerador.....	10
Figura 2.6: Distribución del viento.....	10
Figura 2.7: Sistema híbrido eólico-solar fotovoltaico de una vivienda aislada	11
Figura 3.1: Sustentación Aerodinámica.....	15
Figura 3.2: Curva característica de un aerogenerador	19
Figura 3.3: Curvas características de distintos aerogeneradores	19
Figura 3.4: Punto de máxima potencia del aerogenerador	20
Figura 4.1: Aerogenerador Vortex sin palas	21
Figura 4.2: Partes del aerogenerador Vortex.....	22
Figura 4.3: Estructura del aerogenerador Vortex.....	23
Figura 4.4: Oscilación inducida por vórtices de Von Kármán.....	23
Figura 4.5: Generación de vórtices en el mástil.....	24
Figura 4.6: Optimización de la turbulencia en la zona alta del mástil. Efecto Cabeza	25
Figura 4.7: Elementos del alternador del aerogenerador Vortex.....	25
Figura 4.8: Estado actual del proyecto Vortex en 2020.....	26
Figura 4.9: Diferencias aerogenerador Vortex y aerogenerador tradicional	28
Figura 5.1: Espectro de la radiación solar	30
Figura 5.2: Constante solar	31
Figura 5.3: Flujo energético entre el Sol, la atmósfera y el suelo.....	32
Figura 5.4: Componentes de la radiación solar	32
Figura 5.5: Coeficiente de albedo para distintas superficies.....	33
Figura 5.6: Hora Solar Pico (H.S.P.)	34
Figura 6.1: Curva característica de una célula solar fotovoltaica	35
Figura 6.2: Rectángulos de máxima potencia y de área máxima.....	36
Figura 6.3: Efectos de R_s y R_p en la curva característica de una célula solar	37
Figura 6.4: Efecto de la irradiancia sobre las curvas I-V	38
Figura 6.5: Efecto de la irradiancia sobre las curvas potencia-tensión.....	38
Figura 6.6: Efecto de la temperatura sobre las curvas I-V.....	39
Figura 6.7: Intensidad, tensión y eficiencia en función de la temperatura	39
Figura 6.8: Conexión de módulos en paralelo.....	41
Figura 6.9: Conexión de módulos en serie	41
Figura 6.10: Conexión de módulos mixto (serie-paralelo).....	41
Figura 6.11: Diodos de paso (by-pass) y diodos de bloqueo.....	42
Figura 7.1: Módulo de silicio monocristalino	44
Figura 7.2: Módulo de silicio policristalino	44
Figura 7.3: Módulo de silicio amorfo	45
Figura 7.4: Estructuras de células de capa fina basadas en CdTe-CdS	46
Figura 7.5: Módulo CIGS.....	46
Figura 7.6: Módulo de arseniuro de galio	47
Figura 7.7: Célula solar orgánica (OPV).....	48
Figura 7.8: Estructura de una célula PERC.....	49
Figura 7.9: Diferencia célula convencional y célula PERC al recibir la luz solar	49
Figura 7.10: Diferencia célula convencional y célula PERC al recibir electrones.....	50
Figura 7.11: Módulo bifacial y módulo monofacial	51
Figura 7.12: Radiación recibida en la cara posterior de un módulo bifacial	51
Figura 7.13: La radiación difusa aumenta con la altura.....	51
Figura 7.14: La radiación reflejada desde el suelo aumenta con la altura.....	52
Figura 7.15: Aumentar la distancia entre módulos maximiza la energía solar reflejada	52

Figura 7.16: Ganancia bifacial en función del albedo.....	53
Figura 7.17: Módulos bifaciales en sistemas de seguimiento solar.....	53
Figura 7.18: Estructura y respuesta espectral de una célula MJ.....	54
Figura 7.19: Límite Shockley-Queisser para la eficiencia de una célula solar	55
Figura 8.1: Principio de funcionamiento de la célula DSC.....	57
Figura 8.2: Vidriera formada por células DSC	57
Figura 8.3: Alimentación de dispositivos IoT mediante células DSC.....	59
Figura 8.4: Esquema eléctrico para simular la alimentación de dispositivos IoT mediante células DSC....	59
Figura 8.5: Resultados de la simulación con células DSC durante 12 días.....	60
Figura 8.6: Datos de eficiencia, tensión y potencia con células DSC en instalaciones de interior	60
Figura 9.1: Sistema de seguimiento solar	61
Figura 9.2: Seguidor solar en un eje horizontal	62
Figura 9.3: Seguimiento solar en un eje horizontal.....	62
Figura 9.4: Seguimiento solar en un eje vertical.....	63
Figura 9.5: Seguidor solar de dos ejes	63
Figura 9.6: Seguimiento solar de dos ejes	63
Figura 9.7: Incremento de la producción con un sistema de seguimiento solar de dos ejes	64
Figura 9.8: Seguidor solar pasivo. Fase 1.....	65
Figura 9.9: Seguidor solar pasivo. Fase 2.....	66
Figura 9.10: Seguidor solar pasivo. Fase 3.....	66
Figura 9.11: Seguidor solar pasivo. Fase 4.....	67
Figura 9.12: Seguidor solar activo	67
Figura 10.1: Batería de plomo-antimonio.....	69
Figura 10.2: Batería de plomo-calcio (Gel).....	70
Figura 10.3: Batería AGM	71
Figura 10.4: Batería de Níquel-Cadmio.....	72
Figura 10.5: Batería de Litio	73
Figura 11.1: Regulador de carga solar.....	74
Figura 11.2: Voltajes de regulación	76
Figura 11.3: Regulador solar paralelo (shunt)	76
Figura 11.4: Esquema básico de un regulador paralelo (shunt)	77
Figura 11.5: Regulador serie.....	78
Figura 11.6: Esquema básico del regulador serie.....	78
Figura 11.7: Regulador serie. Ciclos de histéresis del control de sobrecarga y sobredescarga	79
Figura 11.8: Regulador de carga PWM.....	79
Figura 11.9: Carga de la batería mediante un regulador PWM	80
Figura 11.10: Ajuste regulador PWM cuando la batería está descargada	81
Figura 11.11: Ajuste regulador PWM cuando la batería está a media carga.....	81
Figura 11.12: Ajuste regulador PWM cuando la batería está cargada.....	81
Figura 11.13: Proceso de carga mediante regulador ON/OFF y con regulador PWM	82
Figura 11.14: Etapas de carga de la batería en un regulador PWM	82
Figura 11.15: Regulador MPPT	84
Figura 11.16: Esquema básico de un regulador MPPT.....	85
Figura 11.17: Convertidores DC/DC con reducción y aumento de voltaje	85
Figura 11.18: Ventajas de la tecnología MPPT	86
Figura 11.19: Ventajas del regulador MPPT frente al regulador PWM.....	87
Figura 12.1: Inversor	88
Figura 12.2: Principio de operación de un inversor.....	89
Figura 12.3: Ondas AC de salida del inversor con su THD correspondiente.....	89
Figura 12.4: Inversor con puente trifásico de tiristores a red.....	89
Figura 12.5: Diagrama de bloques de un inversor autónomo.....	91
Figura 12.6: Esquema de bloques de un inversor síncrono	92
Figura 12.7: Rendimiento del inversor fotovoltaico	93
Figura 12.8: Potencia pico de arranque del inversor.....	95
Figura 12.9: Potencia de salida del inversor	95
Figura 12.10: Inversor de onda cuadrada	96
Figura 12.11: Inversor de onda senoidal modificada	97
Figura 12.12: Inversor de onda senoidal pura	97

Figura 13.1: Localización de la vivienda aislada en Alicante.....	99
Figura 13.2: Perfil de carga diario de la vivienda.....	101
Figura 14.1: Rosa de los vientos.....	102
Figura 14.2: Curva de frecuencia de velocidades.....	103
Figura 14.3: Distribución de Weibull sobre curva de frecuencia de velocidades.....	105
Figura 14.4: Variación de la distribución de Weibull al variar el factor de forma (K).....	105
Figura 14.5: Distribución de Weibull al variar la velocidad media (V_m).....	106
Figura 14.6: Variación de la velocidad del viento en función de la altura y la rugosidad del terreno.....	109
Figura 14.7: Perfil vertical del viento.....	110
Figura 14.8: Windnavigator.....	111
Figura 14.9: Coordenadas de la vivienda aislada en Windnavigator.....	111
Figura 14.10: Ubicación de la vivienda aislada en Windnavigator.....	112
Figura 14.11: Resultados de Windnavigator a 10m de altura.....	112
Figura 14.12: Rosa de los vientos y velocidad media mensual durante un año a 10m de altura.....	113
Figura 14.13: Altura del buje del aerogenerador.....	113
Figura 14.14: Resultados de Windnavigator a 16m de altura.....	114
Figura 14.15: Distribución de Weibull.....	115
Figura 14.16: Curva de frecuencia de velocidades.....	115
Figura 14.17: Distribución de Weibull sobre curva de frecuencia de velocidades.....	116
Figura 14.18: Curva de potencia del aerogenerador WindSpot 1.5.....	117
Figura 14.19: Producción, horas equivalentes y factor de utilización WindSpot 1.5.....	118
Figura 14.20: Curva de potencia aerogenerador Enair 30 PRO.....	119
Figura 14.21: Producción, horas equivalentes y factor de utilización Enair 30 PRO.....	120
Figura 14.22: Curva de potencia aerogenerador WindSpot 3.5.....	120
Figura 14.23: Producción, horas equivalentes y factor de utilización WindSpot 3.5.....	121
Figura 14.24: Aerogenerador WindSpot 1.5.....	122
Figura 14.25: Velocidad media del viento durante un año a 16m de altura.....	122
Figura 14.26: Datos del viento a lo largo del año.....	123
Figura 14.27: Producción, horas equivalentes y factor de utilización en agosto.....	124
Figura 14.28: Rosa de los vientos a 16m de altura.....	124
Figura 14.29: Aerogenerador de eje horizontal a barlovento con aleta direccional.....	125
Figura 14.30: Descripción del aerogenerador WindSpot 1.5.....	125
Figura 14.31: Especificaciones de los reguladores eólicos Bornay WIND 13+ y WIND 25+.....	126
Figura 14.32: Conexiones regulador eólico Bornay WIND 13+.....	127
Figura 15.1: PVGIS (Sistema de Información Geográfica Fotovoltaica).....	132
Figura 15.2: Coordenadas del sistema en PVGIS.....	132
Figura 15.3: Irradiación global horizontal.....	133
Figura 15.4: Datos mensuales de irradiación global horizontal en $kWh/m^2/mes$	133
Figura 15.5: Comparativa PVGIS y tablas de radiación con ángulo de inclinación a 0°	134
Figura 15.6: Irradiación global con un ángulo de inclinación de 35°	134
Figura 15.7: Irradiación global en $kWh/m^2/mes$ para un ángulo de inclinación de 35°	134
Figura 15.8: Irradiación global en $kWh/m^2/mes$ con un ángulo óptimo de inclinación de 34°	135
Figura 15.9: Comparativa PGIS. Inclinación de los módulos a 34° y 35°	135
Figura 15.10: Los 10 mayores fabricantes de módulos fotovoltaicos del mundo.....	136
Figura 15.11: Características módulos fotovoltaicos Jinko Solar.....	137
Figura 15.12: Características de los módulos fotovoltaicos JA Solar.....	137
Figura 15.13: Características de los módulos fotovoltaicos Trina Solar.....	137
Figura 15.14: Características de los módulos fotovoltaicos Longi Solar.....	138
Figura 15.15: Características de los módulos fotovoltaicos LG NeON 2.....	138
Figura 15.16: Rendimiento de los módulos LG NeON 2.....	138
Figura 15.17: Tecnología Cello Technology de 12 cables.....	139
Figura 15.18: Sección transversal cilíndrica. Módulo LG NeON 2.....	139
Figura 15.19: Sección transversal rectangular. Módulo convencional.....	139
Figura 15.20: Los 12 cables del NeON 2 reducen las pérdidas eléctricas.....	140
Figura 15.21: Pérdidas eléctricas en una célula convencional.....	140
Figura 15.22: Trayectoria eléctrica múltiple mantenida por cables en módulo LG NeON 2.....	140
Figura 15.23: Comparación de la producción eléctrica de las matrices de 12 módulos.....	141
Figura 15.24: El módulo LG NeON 2 produce más energía en entornos diversos.....	141

Figura 15.25: Características del módulo fotovoltaico LG340N1C-A5	142
Figura 15.26: Características del generador fotovoltaico	143
Figura 15.27: Características reguladores PWM Steca Power Tarom	144
Figura 15.28: Regulador Steca Power Tarom 4110	145
Figura 16.1: Vida útil baterías AGM de Trojan	146
Figura 16.2: Vida útil baterías de Gel de Hoppecke	146
Figura 16.3: Vida útil de las baterías de Gel de BAE	147
Figura 16.4: Vida útil de las baterías de plomo-antimonio de Hoppecke.....	147
Figura 16.5: Vida útil de las baterías de plomo-antimonio de BAE	148
Figura 16.6: Características de las baterías BAE de plomo-antimonio	150
Figura 16.7: Características inversores Steca XTH	151
Figura 16.8: Inversores Steca XTH.....	152
Figura 16.9: Esquema del sistema híbrido eólico-solar fotovoltaico	153
Figura 16.10: Sección de los conductores Aerogenerador-Regulador eólico	155
Figura 17.1: PVsyst	158
Figura 17.2: Importar los datos climatológicos	159
Figura 17.3: Irradiación global horizontal mensual obtenida de Meteonorm	160
Figura 17.4: Selección de las unidades de los datos climatológicos.....	160
Figura 17.5: Irradiación global horizontal diaria obtenida de Meteonorm	160
Figura 17.6: Datos importados de PVGIS	161
Figura 17.7: Ajuste orientación e inclinación de los módulos fotovoltaicos	162
Figura 17.8: Optimización de la irradiación anual con respecto al punto óptimo	163
Figura 17.9: Consumo diario de las cargas de la vivienda aislada	164
Figura 17.10: Distribución horaria del consumo de las cargas	165
Figura 17.11: Distribución horaria del consumo de las cargas	165
Figura 17.12: Perfil de carga diario de la vivienda aislada	166
Figura 17.13: Selección del acumulador	166
Figura 17.14: Especificaciones del fabricante del acumulador BAE 20 PVS 3800	167
Figura 17.15: Parámetros del acumulador	167
Figura 17.16: Descarga del acumulador a 130 A (1 día), 50 A (3 días) y 38 A (4 días)	168
Figura 17.17: Carga del acumulador a 130 A (1 día), 50 A (3 días) y 38 A (4 días)	168
Figura 17.18: Selección del módulo fotovoltaico	169
Figura 17.19: Datos del generador fotovoltaico a varias temperaturas	169
Figura 17.20: Especificaciones del módulo fotovoltaico.....	169
Figura 17.21: Curva corriente vs tensión en función de la irradiancia incidente	170
Figura 17.22: Disminución de la potencia del módulo al aumentar la resistencia serie	170
Figura 17.23: Disminución de la potencia del módulo al aumentar la temperatura	171
Figura 17.24: Disminución de la eficiencia del módulo al aumentar la temperatura	171
Figura 17.25: Selección del regulador	172
Figura 17.26: Vida útil del acumulador en función de la DOD	172
Figura 17.27: Ajuste de los umbrales de carga y descarga del regulador.....	173
Figura 17.28: Esquema de sistemas aislados en PVsyst.....	174
Figura 17.29: Resultados principales de la simulación	175
Figura 17.30: Producciones normalizadas (por kWp instalado).....	175
Figura 17.31: Factor de rendimiento (<i>PR</i>) y Fracción solar (<i>SF</i>)	176
Figura 17.32: Principales resultados de irradiación y energía	177
Figura 17.33: Irradiación global horizontal e irradiación global incidente en el plano receptor	178
Figura 17.34: Relación entre la energía solicitada por la vivienda y la proporcionada por el sistema.....	178
Figura 17.35: Tensión media de las baterías, SOC medio y SOC final.....	179
Figura 17.36: Estado de carga inicial, medio y final de las baterías a lo largo del año	179
Figura 17.37: Características regulador MPPT Studer VarioTrack VT80-48V.....	180
Figura 17.38: Selección del regulador MPPT en PVsyst.....	180
Figura 17.39: Características eléctricas del regulador MPPT.....	180
Figura 17.40: Parámetros de entrada y salida del regulador MPPT	181
Figura 17.41: Eficiencia del regulador MPPT	181
Figura 17.42: Umbrales de carga y descarga del regulador MPPT	182
Figura 17.43: Resultados principales de la simulación con el regulador MPPT.....	182
Figura 17.44: Producciones normalizadas (por kWp instalado) a lo largo del año.....	182

Figura 17.45: Factor de rendimiento y fracción solar	183
Figura 17.46: Principales resultados de irradiación y energía	183
Figura 17.47: Tensión media, estado de carga medio y estado de carga final de las baterías.....	184
Figura 17.48: Estado de carga inicial, medio y final de las baterías	184
Figura 17.49: Ajuste del seguimiento solar de un eje horizontal.....	186
Figura 17.50: Principales resultados de la simulación	187
Figura 17.51: Producciones normalizadas por kWp instalado.....	187
Figura 17.52: Factor de rendimiento y fracción solar	188
Figura 17.53: Resultados principales de irradiación y energía	188
Figura 17.54: Irradiación global horizontal e irradiación global incidente en el plano receptor	189
Figura 17.55: Ajuste del seguimiento en un eje vertical.....	190
Figura 17.56: Resultados principales de la simulación	191
Figura 17.57: Producciones normalizadas por kWp instalado.....	191
Figura 17.58: Factor de rendimiento y fracción solar	192
Figura 17.59: Resultados principales de irradiación y energía	192
Figura 17.60: Irradiación global horizontal e irradiación global incidente en el plano receptor	193
Figura 17.61: Ajuste del seguimiento solar en dos ejes	194
Figura 17.62: Resultados principales de la simulación	195
Figura 17.63: Producciones normalizadas por kWp instalado.....	195
Figura 17.64: Factor de rendimiento y fracción solar	196
Figura 17.65: Resultados principales de irradiación y energía	196
Figura 17.66: Irradiación global horizontal e irradiación global incidente en el plano receptor	197
Figura 17.67: Generador fotovoltaico y sus principales características	199
Figura 17.68: Esquema general del sistema definitivo con el regulador MPPT.....	199
Figura 18.1: Obtención de hidrógeno mediante electrólisis del agua a partir de energías renovables.....	202
Figura 18.2: Pila de combustible	203
Figura 18.3: Producción de hidrógeno y electricidad a partir de energías renovables	205

Lista de tablas

Tabla 1.1: Planificación temporal del TFM	6
Tabla 3.1: Velocidad de los aerogeneradores	20
Tabla 6.1: Características típicas de los módulos fotovoltaicos	40
Tabla 7.1: Eficiencia máxima en laboratorio de las células solares en 2020	56
Tabla 11.1: Puntos de ajuste de las baterías en un regulador PWM.....	83
Tabla 13.1: Tabla para determinar la energía eléctrica diaria requerida	98
Tabla 13.2: Estimación del consumo diario de la vivienda aislada.....	99
Tabla 13.3: Franja horaria de utilización de los equipos de consumo	100
Tabla 14.1: Valores típicos del factor de forma (K)	106
Tabla 14.2: Rugosidad del terreno	110
Tabla 15.1: Producción mínima mensual del sistema solar fotovoltaico.....	128
Tabla 15.2: Radiación solar en la provincia de Alicante en $kJ/m^2/día$	129
Tabla 15.3: Radiación máxima y ángulo de inclinación en la provincia de Alicante	129
Tabla 15.4: Radiación solar en la provincia de Alicante en $kWh/m^2/día$ (H.S.P.).....	130
Tabla 15.5: H.S.P. media anual en la provincia de Alicante	131
Tabla 15.6: Comparativa PVGIS y Tablas. Irradiación y ángulo de inclinación.....	136
Tabla 15.7: Tensión de trabajo del sistema eólico-solar fotovoltaico	141
Tabla 16.1: Vida útil de las baterías eólico-solares de plomo-ácido.....	148
Tabla 16.2: Intensidad máxima admisible en conductores de cobre. Método de instalación B1 PVC2	154
Tabla 16.3: Sección del conductor en función del tipo de línea	154
Tabla 16.4: Longitud y caída de tensión de los distintos tramos	155
Tabla 16.5: Coste económico del sistema híbrido eólico-solar fotovoltaico.....	157
Tabla 17.1: Proceso de ajuste del ángulo de inclinación óptimo del módulo	162
Tabla 17.2: Proceso de ajuste de la orientación (acimut) óptima del módulo.....	163
Tabla 17.3: Comparativa orientación e inclinación de los módulos.....	164
Tabla 17.4: Condiciones del sistema de acumulación y del generador fotovoltaico	174
Tabla 17.5: Comparativa regulador PWM y regulador MPPT.....	185
Tabla 17.6: Comparativa sistemas con módulos fijos y con seguimiento solar de un eje horizontal.....	189
Tabla 17.7: Comparativa sistemas con módulos fijos y con seguimiento solar de un eje vertical	193
Tabla 17.8: Comparativa sistemas con módulos fijos y con seguimiento solar de dos ejes	197
Tabla 17.9: Coste económico del sistema definitivo con regulador MPPT	200
Tabla 18.1: Aumento de la producción de los sistemas de seguimiento solar.....	201

1. Introducción

Deben aprovecharse las energías renovables. La energía eólica y solar son unas fuentes de energía limpias, renovables, infinitas y silenciosas que no consumen combustibles ni generan residuos. Además, las condiciones para su desarrollo son óptimas: según estudios realizados, cada hora, el Sol arroja sobre la Tierra más energía –en forma de luz y calor- de la suficiente para colmar las necesidades globales de un año completo. Necesidades energéticas que la radiación solar podría satisfacer 4000 veces cada año. Sólo 18 días de irradiación solar sobre la Tierra contienen la misma cantidad de energía que la acumulada por todas las reservas mundiales de carbón, petróleo y gas natural.

Durante la generación de electricidad con un sistema híbrido eólico-solar fotovoltaico no hay emisiones nocivas de gases de efecto invernadero, por lo que este tipo de energía es respetuosa con el medio ambiente. Con estos sistemas evitamos el calentamiento global y reducimos el uso de combustibles fósiles contribuyendo al desarrollo sostenible. El coste de los aerogeneradores, módulos y del resto de materiales se está reduciendo rápidamente y se espera que siga reduciéndose en los próximos años. Estas instalaciones tienen un futuro muy prometedor, tanto por su viabilidad económica como por la sostenibilidad medioambiental. Además, requieren poco mantenimiento y se pueden aprovechar subvenciones y desgravaciones fiscales.

1.1. Contexto y justificación del trabajo

España es el mercado solar más atractivo en la actualidad en la Unión Europea (UE). Nuestro país parece tomar conciencia de su posición como localización europea con más horas de sol al año y se ha lanzado definitivamente al desarrollo de nuevas instalaciones fotovoltaicas. Según la International Energy Agency (IEA), España es el sexto país en el ranking mundial de instalación de energía solar fotovoltaica en 2019 (Figura 1.1).

TABLE 1: TOP 10 COUNTRIES FOR INSTALLATIONS AND TOTAL INSTALLED CAPACITY IN 2019							
FOR ANNUAL INSTALLED CAPACITY				FOR CUMULATIVE CAPACITY			
1		China	30,1 GW	1		China	204,7 GW
(2)		European Union	16,0 GW	(2)		European Union	131,7 GW
2		United States	13,3 GW	2		United States	75,9 GW
3		India	9,9 GW	3		Japan	63 GW
4		Japan	7,0 GW	4		Germany (EU)	49,2 GW
5		Vietnam	4,8 GW	5		India	42,8 GW
6		Spain (EU)	4,4 GW	6		Italy (EU)	20,8 GW
7		Germany (EU)	3,9 GW	7		Australia	14,6 GW
8		Australia	3,7 GW	8		UK (EU in 2019)	13,3 GW
9		Ukraine	3,5 GW	9		Korea	11,2 GW
10		Korea	3,1 GW	10		France (EU)	9,9 GW

Fig. 1.1. Instalación mundial de energía solar fotovoltaica en 2019 [04]

2019 ha marcado un nuevo récord de instalación fotovoltaica con 4,4 GW puestos en marcha lo que representa un aumento del 66 % respecto a 2018. Se han superado por un amplio margen los 2,7 GW que se instalaron en 2008, tomado hasta ahora como el

año del “boom solar” en España. En total, en la UE se instalaron 16 GW en 2019, es decir, España instaló 1 de cada 4 GW de energía solar fotovoltaica en Europa.

Por su parte, en cuanto a la energía eólica onshore, en 2019 se han instalado en España 2,3 GW multiplicando por cinco la potencia instalada en 2018. 2019 ha significado también el estreno español en potencia eólica marina, con la entrada en servicio del primer aerogenerador offshore de España, en la isla de Gran Canaria, con una potencia de generación de 5 MW.

En total, en 2019, se han instalado en la UE 13,2 GW entre onshore y eólica offshore, un 27% más de la potencia instalada en 2018, un 78% de este incremento corresponde a España. España es el segundo país europeo por potencia eólica instalada (13% sobre el total de la UE), tras Alemania (30%). El 67% de la potencia eólica en Europa se concentra en cinco países: Alemania, España, Reino Unido, Francia e Italia. En energía eólica onshore España se sitúa a la cabeza de Europa: el 15% del total de la nueva potencia instalada en 2019 es española.

En la actualidad, el diseño de sistemas de energía solar y eólica se suele realizar de forma teórica o mediante la utilización de algún software que permita simular el funcionamiento de la instalación. Normalmente, al realizar el diseño únicamente de forma teórica, se desconocen muchos datos del funcionamiento real de la instalación lo que provoca que se tengan que hacer aproximaciones, sobredimensionando así los distintos parámetros que intervienen en el proceso, lo que provoca un sobrecoste y un bajo rendimiento del sistema final.

Por otro lado, en ocasiones, se realiza el diseño únicamente mediante algún software en el que se introducen unos datos climáticos que no se corresponden con la ubicación del sistema y utilizando unos elementos genéricos que no son los que realmente se van a instalar y no se introducen las cargas reales de la instalación lo que puede provocar que el sistema final no funcione de forma correcta. Un dimensionado incorrecto puede suponer que el sistema no sea capaz de alimentar las cargas de la instalación lo que podría incluso provocar el corte del suministro eléctrico en el caso de una vivienda aislada.

En este TFM se pretende realizar el diseño de un sistema híbrido eólico-solar fotovoltaico de una vivienda aislada desde una triple vertiente (teórica-práctica-simulación) para conseguir optimizar los costes, el rendimiento y la producción del sistema:

- Vertiente teórica. Se realizarán los cálculos teóricos de los distintos elementos del sistema (Aerogenerador, módulos fotovoltaicos, regulador, acumuladores e inversor). Se realiza un estudio de los consumos de la vivienda obteniendo el perfil de carga diario del sistema.
- Vertiente práctica. Se estudiarán los elementos disponibles en el mercado de distintos fabricantes comparando sus características y seleccionando los que mejor se adapten al sistema.

- Vertiente simulación. Se introducen en la herramienta software los datos climatológicos de la ubicación de la instalación y el perfil de carga diario de la vivienda para simular el funcionamiento del sistema en condiciones lo más reales posibles. Se utilizan en el software los mismos elementos comerciales seleccionados en la vertiente práctica y se comprueba su funcionamiento mediante una simulación. Se realizan pruebas con distintos tipos de regulador variando también el número de módulos fotovoltaicos para poder determinar cuál es la configuración ideal que permite maximizar el rendimiento y la producción del sistema. Se realiza la simulación mediante módulos fijos y con sistemas de seguimiento solar y se estudia cuál es la mejor configuración para el sistema.

1.2. Objetivos del trabajo

Los objetivos del trabajo son los siguientes:

- Definir los parámetros más importantes de la energía eólica y de la energía solar.
- Estudiar el funcionamiento de todos los elementos de un sistema híbrido eólico-solar fotovoltaico.
- Estudiar los sistemas de seguimiento solar de 1 y 2 ejes y ver sus ventajas frente a la instalación de módulos fijos.
- Mostrar nuevas tecnologías en el ámbito de la energía eólica y solar que estén en fase de investigación y desarrollo.
- Estimar el consumo diario en una vivienda y la franja horaria de utilización de los equipos de consumo para obtener el perfil de carga diario del sistema.
- Realizar los cálculos que nos permitan dimensionar un sistema híbrido eólico-solar fotovoltaico.
- Explicar el funcionamiento de las herramientas informáticas Windnavigator, PVGIS y PVSyst reflejando sus principales características e indicando las ventajas de su utilización al diseñar un sistema híbrido eólico-solar fotovoltaico.
- Realizar la simulación en PVSyst comprobando la viabilidad de la instalación y analizar las pérdidas, la energía y el rendimiento del sistema.
- Realizar la simulación en PVSyst comparando el funcionamiento de un regulador PWM y un MPPT y analizar los resultados.
- Realizar la simulación en PVSyst del sistema mediante módulos fijos y con un sistema de seguimiento solar de 1 y 2 ejes realizando una comparativa de los tres sistemas.

1.3. Enfoque y método seguido

El enfoque del TFM es primeramente dar a conocer todos los parámetros que intervienen en una instalación híbrida eólico-solar fotovoltaica para poder acometer con suficientes conocimientos el dimensionado del sistema.

Lo que se pretende es que el sistema diseñado sea lo más eficiente posible y asegurar que se podrá dar servicio durante todo el año a las cargas de la vivienda sin necesidad de tener que conectarse a la red eléctrica ni tener que instalar un grupo electrógeno de apoyo. A su vez, también debe comprobarse que el sistema no quede sobredimensionado lo que supondría un sobrecoste y una producción excesiva de energía que en el caso de un sistema aislado no podría recuperarse y quedaría desperdiciada.

Para ello, se comparan los cálculos obtenidos con los resultados de las herramientas software, se estudian las características de los elementos comerciales seleccionando los más idóneos para la instalación y se realiza la simulación con dichos elementos pudiendo comprobar así el funcionamiento real del sistema. Este procedimiento permitirá determinar cuál es el sistema ideal que consigue maximizar el rendimiento y la producción y que desperdicia la mínima energía posible.

1.4. Planificación del trabajo

Para desarrollar la parte teórica del TFM se han utilizado múltiples documentos técnicos y libros descritos en la bibliografía. Para la parte práctica se han utilizado gran cantidad de manuales y especificaciones técnicas de los fabricantes que también aparecen reflejados en la bibliografía. Para la parte de simulación se han utilizado las herramientas software Windnavigator, PVGIS y PVsyst.

Las normativas utilizadas en el diseño del sistema híbrido eólico-solar fotovoltaico se reflejan en la figura 1.2. Las normativas reflejadas en la figura 1.2 son de aplicación tanto para instalaciones solares fotovoltaicas como para sistemas mixtos con otras fuentes de energía renovable como es este caso. Dependiendo de si la instalación está conectada a la red eléctrica o no, la normativa vigente impone una serie de derechos y obligaciones diferente. En este caso se trata de un sistema aislado de la red eléctrica. Como se puede ver en el esquema de la figura 1.2, si la instalación es un sistema fotovoltaico aislado de la red (SFA), esta se considera como una instalación generadora aislada de baja tensión y debe cumplir con el Real Decreto 842/2002 donde se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT).

En concreto, la instrucción técnica que trata estos sistemas es la ITC-BT-40. Según el REBT, para la legislación de los SFA de potencia no superior a 10 kW es necesario que un electricista acreditado realice una Memoria Técnica de Diseño (MTD) que deberá enviarse, adjunta al Certificado de Instalación (CI), al organismo o registro competente de la Comunidad Autónoma en cuestión. Por el contrario, en aquellas instalaciones generadoras aisladas que sí superen los 10 kW de potencia, será necesario un proyecto, firmado por un ingeniero, siguiendo las directrices que imponen la ITC-BT-04 y adjuntarlo, igualmente, al Certificado de Instalación.

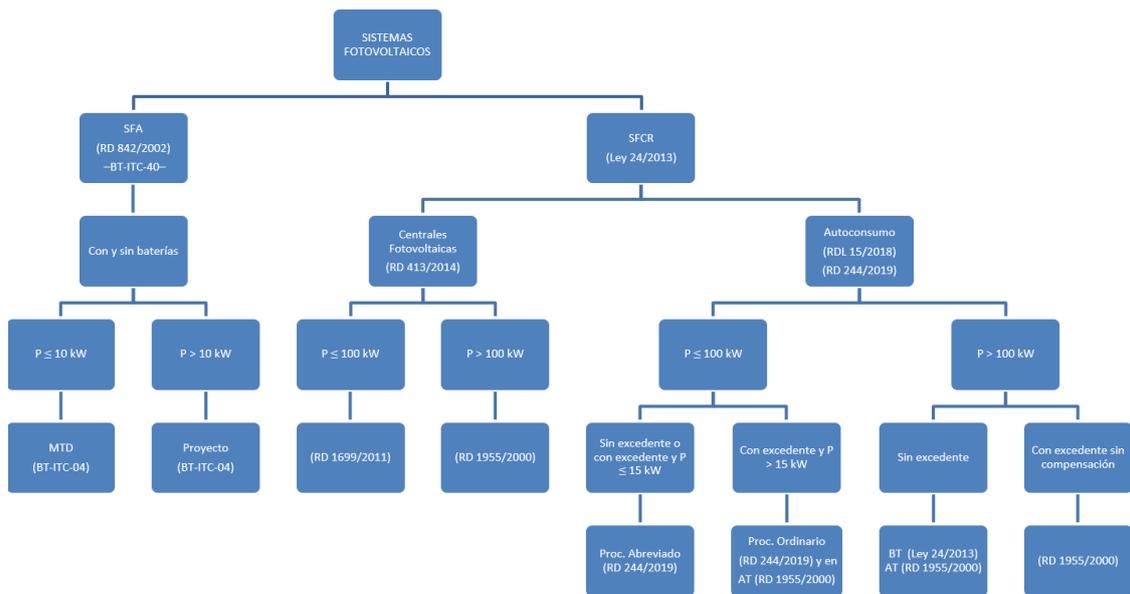


Fig. 1.2. Normativa vigente para el diseño de un sistema híbrido eólico-solar fotovoltaico [05]

En la figura 1.3 se detallan los entregables del TFM a nivel de producto en forma de wbs (work breakdown structure).

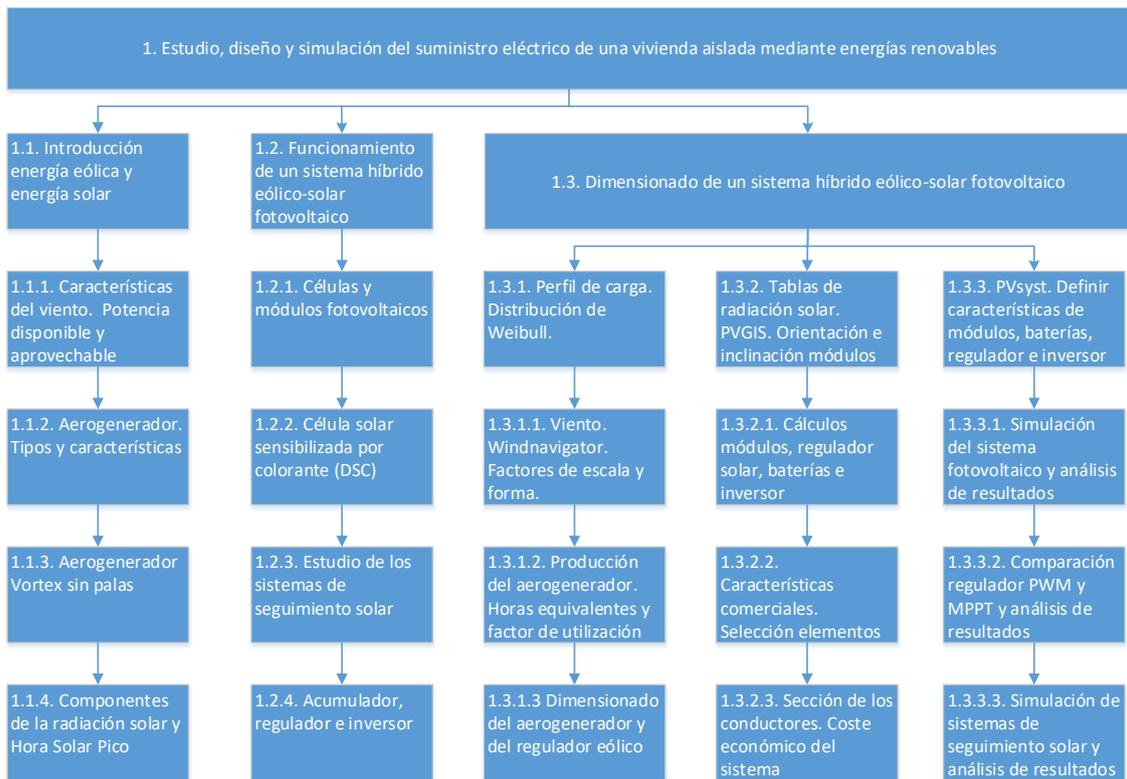


Fig. 1.3. Entregables del TFM a nivel de producto en forma de wbs

La planificación temporal del TFM se muestra en la tabla 1.1.

Tareas a realizar	Fecha de inicio	Fecha de finalización
Definición del TFM	20/02/2020	02/03/2020
Estado del arte	03/03/2020	16/03/2020
Diseño e implementación	17/03/2020	17/05/2020
Memoria	18/05/2020	11/06/2020
Presentación	12/06/2020	21/06/2020

Tabla 1.1. Planificación temporal del TFM

1.5. Breve resumen de productos obtenidos

Los entregables del TFM son los siguientes:

- Introducción a la energía eólica y a la energía solar.
- Descripción de todos los elementos de un sistema híbrido eólico-solar fotovoltaico (aerogenerador, módulos fotovoltaicos, regulador, acumuladores e inversor).
- Estudio del consumo de un sistema híbrido eólico-solar fotovoltaico y perfil de carga diario.
- Estudio de las células fotovoltaicas.
- Estudio de los sistemas de seguimiento solar.
- Energía con células DSC mediante iluminación artificial.
- Aerogenerador Vortex sin palas.
- Dimensionado de un sistema híbrido eólico-solar fotovoltaico.
- Simulación del funcionamiento de un sistema híbrido eólico-solar fotovoltaico mediante herramientas software.

1.6. Breve descripción de los otros capítulos de la memoria

En el capítulo 2 se realiza una breve introducción de las técnicas utilizadas en el diseño de sistemas fotovoltaicos y eólicos. Se detallan las ventajas al utilizar un sistema híbrido eólico-solar fotovoltaico y se comentan proyectos similares que se han desarrollado anteriormente para ver las diferencias y puntos novedosos en este TFM respecto de otros. En el capítulo 3 se realiza una introducción a la energía eólica y en el capítulo 4 se estudia el aerogenerador Vortex sin palas.

En el capítulo 5 se realiza una introducción a la energía solar y en el capítulo 6 se describen las células y módulos fotovoltaicos. En el capítulo 7 se estudian los distintos tipos de células fotovoltaicas y en el capítulo 8 se describe la producción de energía con células DSC mediante iluminación artificial. En el capítulo 9 se estudian los sistemas de seguimiento solar y en el capítulo 10 se describen las características de los acumuladores. En el capítulo 11 se estudia el funcionamiento de los reguladores y en el capítulo 12 se describen las características de los inversores. En el capítulo 13 se determina la energía requerida y el perfil de carga diario de la vivienda.

En el capítulo 14 se desarrolla el dimensionado del sistema eólico y en el capítulo 15 se describe el dimensionado del sistema fotovoltaico. En el capítulo 16 se realiza el dimensionado del resto de elementos del sistema y se presenta una valoración económica de la instalación. En el capítulo 17 se ejecuta el dimensionado del sistema eólico-solar fotovoltaico mediante PVsyst y en el capítulo 18 se presentan las conclusiones y líneas futuras.

2. Estado del arte

En este capítulo se realizará una breve introducción de las técnicas utilizadas actualmente en el diseño de sistemas solares fotovoltaicos y eólicos. Se detallarán las ventajas al utilizar un sistema híbrido eólico-solar fotovoltaico y se comentarán proyectos similares que se han desarrollado anteriormente para ver las diferencias y puntos novedosos en este TFM respecto de otros.

2.1. Diseño de sistemas fotovoltaicos

El diseño de un sistema fotovoltaico se refiere al proceso de cálculo y selección de los distintos componentes y subsistemas que constituyen una instalación fotovoltaica. La cantidad de energía recibida del Sol (radiación solar) y la demanda diaria de energía son los dos factores que nos marcarán la pauta para diseñar un sistema fotovoltaico. El consumo de electricidad que hace el equipo receptor queda determinado por la potencia eléctrica consumida multiplicada por las horas de funcionamiento a que va estar sometido dicho equipo. Restaría, pues, analizar la potencia recibida del Sol en el lugar de ubicación para poder calcular el número de módulos fotovoltaicos necesarios para que se equipare globalmente la potencia producida a la consumida.

La eficiencia máxima de un módulo fotovoltaico se obtendría si el ángulo de incidencia de los rayos solares fuera siempre de 90° . En la práctica la incidencia de la radiación solar varía tanto en función de la latitud como de la declinación solar durante el año. De hecho, dado que el eje de rotación terrestre está inclinado unos $23,45^\circ$ respecto al plano de la órbita terrestre alrededor del Sol, a una latitud definida la altura del Sol en el horizonte cambia diariamente. El Sol está posicionado en un ángulo de incidencia de 90° respecto a la superficie terrestre (cénit) en el ecuador los dos días de equinoccio y en los trópicos durante los solsticios (Figura 2.1).

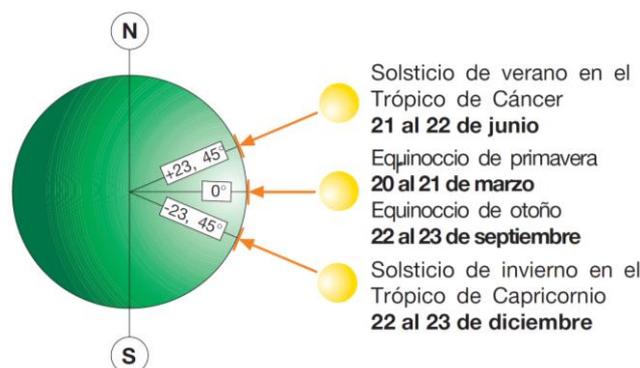


Fig. 2.1. Posición del sol [01]

Fuera de la latitud tropical el Sol no puede alcanzar el cénit sobre la superficie terrestre, pero alcanzará su punto más alto (dependiendo de la latitud) en el solsticio de verano en el hemisferio norte y en el solsticio de invierno en el hemisferio sur. Por tanto, si se desea inclinar los paneles de forma que reciban los rayos solares perpendicularmente al mediodía del día más largo del año es necesario conocer la altura máxima (en grados) que alcanza el Sol sobre el horizonte en ese instante, altura que se obtiene a partir de la fórmula siguiente:

$$\alpha = 90^\circ - \text{latitud} + \delta \quad (2.1)$$

donde:

latitud : Valor en grados de la latitud del lugar de instalación de los módulos.

δ : Ángulo de la declinación solar ($23,45^\circ$).

Al hallar el ángulo complementario de $\alpha = (90^\circ - \alpha)$ se puede obtener el ángulo de inclinación β de los módulos respecto al plano horizontal para el que los rayos solares inciden perpendicularmente en los módulos en el momento mencionado anteriormente.

Sin embargo, no basta conocer el ángulo α para determinar la orientación óptima de los módulos. Es necesario considerar también la trayectoria solar por el cielo en las diferentes épocas del año, por lo que el ángulo de inclinación debería calcularse teniendo en cuenta todos los días del año (Figura 2.2). Esto permite obtener una radiación total anual capturada por los paneles (y por lo tanto una producción energética anual) mayor que la obtenida bajo la condición anterior de incidencia de los rayos solares perpendicular a los paneles durante el solsticio.

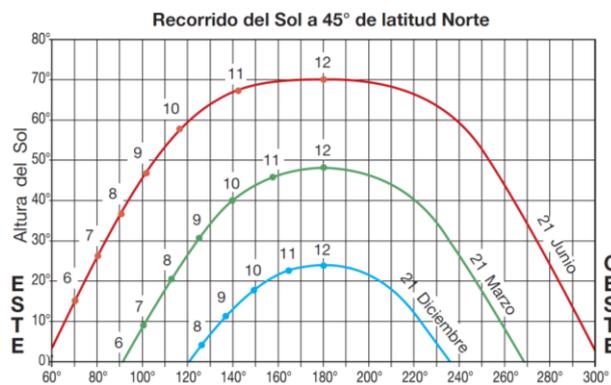


Fig. 2.2. Trayectoria solar [01]

Los módulos fijos deben tener una orientación tan meridional como sea posible en el hemisferio norte para obtener una mejor insolación de la superficie del panel durante el mediodía local y en general al término del día. La orientación de los módulos puede indicarse con el ángulo azimut (γ) de desviación respecto a la dirección óptima hacia el sur (para localizaciones en el hemisferio norte) o hacia el norte (para enclaves en el hemisferio sur). Los valores positivos de los ángulos azimut muestran una orientación hacia el oeste, mientras que los negativos indican que la orientación es hacia el este. Cuando se trata de módulos montados a ras de suelo, la combinación de la inclinación y la orientación determinará la exposición de los propios módulos (Figura 2.3). Por el

contrario, cuando los módulos se integran en edificios, la exposición dependerá de la inclinación y orientación de la azotea o tejado.

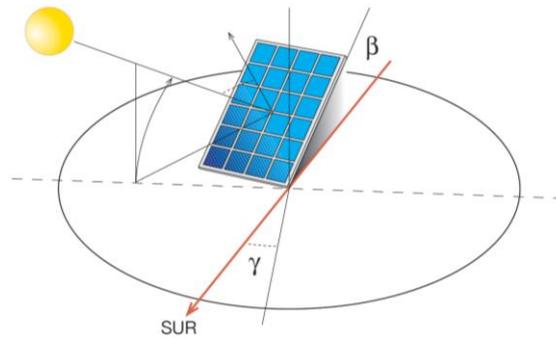


Fig. 2.3. Orientación (γ) e inclinación (β) del módulo fotovoltaico [01]

Un módulo no horizontal recibe, aparte de las radiaciones directa y difusa, la radiación reflejada por la superficie que lo rodea (albedo). En general se acepta un valor del coeficiente de albedo de 0,2. Para obtener la orientación y el ángulo de inclinación idóneo de los módulos para aprovechar al máximo la radiación solar debe obtenerse la radiación media anual en la ubicación del sistema fotovoltaico tal como se realizará en este TFM.

2.2. Diseño de sistemas eólicos

La forma en que aparece el viento (velocidad, dirección, turbulencia, etc.) es complicada de predecir debido a que depende de distintos factores globales y locales: rotación de la tierra, posición de la luna, diferencia de temperaturas global y local, orografía de terreno, rugosidad de la superficie, obstáculos, etc. Sólo estudios y observaciones exhaustivos, gracias a la cada vez mayor potencia de los ordenadores y los métodos estadísticos, son capaces de acercarse a los valores reales. Con estos modelos de datos se puede intentar estimar el potencial eólico en un emplazamiento concreto.

El primer paso será conseguir datos fiables del viento. Los datos principales del viento son los de la velocidad expresado en metros por segundo [m/s] y los de la dirección en grados [°] que permitirán ubicar el aerogenerador en el sitio idóneo. Otro factor importante es el de la rugosidad del terreno que determina como aumenta la velocidad del viento con la altura respecto al suelo. Hay una relación logarítmica entre la rugosidad y la velocidad del viento con perfiles de viento distintos para cada suelo. Por ello, en general, la velocidad del viento aumenta con la altura.

Como altura de montaje del aerogenerador se entiende la altura del buje desde el suelo. Es aconsejable tomar una altura del buje mínima de 10 metros, contando desde la altura de desplazamiento (Figura 2.4). La altura de desplazamiento se toma en cuenta siempre y cuando el aerogenerador está montado dentro de un área de vegetación específica y suele coincidir con la mitad de la altura media de la vegetación circundante excepto si se trata de vegetación muy densa y poco porosa, en cuyo caso se tomará la altura total de la vegetación (p.e. árboles).

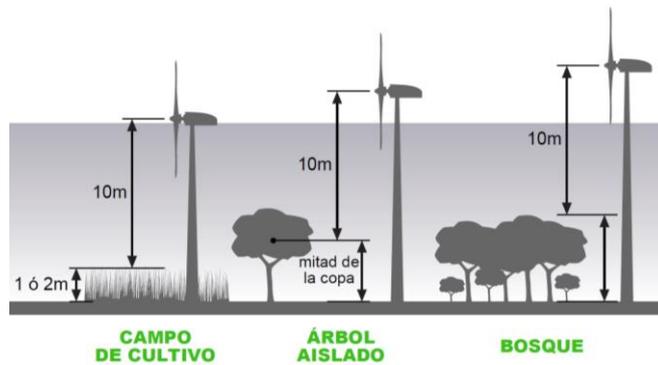


Fig. 2.4. Altura del buje del aerogenerador [02]

Para la estimación de la producción de un aerogenerador, es importante que la altura de medición del viento coincida con la altura de montaje del aerogenerador. Es preciso obtener previamente la curva de potencia del aerogenerador (Figura 2.5) proporcionada por el fabricante que indica a qué velocidad del viento produce el aerogenerador una potencia determinada.



Fig. 2.5. Curva de potencia del aerogenerador [02]

También debe obtenerse la distribución del viento (Figura 2.6) que expresa con qué frecuencia sopla el viento en un rango de velocidad determinado.

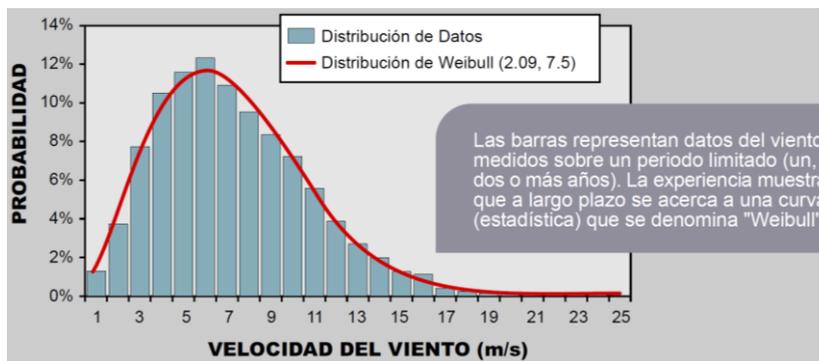


Fig. 2.6. Distribución del viento [02]

Para el cálculo de la producción debe elaborarse una tabla que combina la distribución probabilística del viento (curva Weibull) junto con la curva de potencia, ambos parámetros en función de la velocidad del viento. Emparejando los datos sucesivamente para cada rango, y sabiendo que un año tipo tiene 8760 horas, se obtendrá la producción en kWh tal como se verá en este TFM.

2.3. Sistema híbrido eólico-solar fotovoltaico

Un sistema híbrido eólico-solar fotovoltaico (Figura 2.7) permite combinar dos tipos de energía diferentes para aprovechar al máximo los recursos del sol y del viento, complementándose entre sí. Estos sistemas permiten una optimización de las horas utilizadas para generar energía, y al mismo tiempo, disminuyen el tiempo de amortización del equipo, aunque su coste inicial sea mayor.

En el caso del suministro eléctrico de una vivienda aislada, se suele incluir un generador como fuente de respaldo, que suele ser un grupo electrógeno diésel, que entraría en funcionamiento en caso de que se descarguen las baterías para poder cargarlas. Habitualmente, el grupo electrógeno arranca en instalaciones que sólo disponen de energía solar debido a que las baterías sólo se cargan en horas de sol.

Sin embargo, en un sistema híbrido eólico-solar fotovoltaico, al disponer también de energía eólica y tener la capacidad de generar energía por las noches, se consigue alargar la vida de las baterías y a su vez se reduce el arranque del grupo electrógeno, consiguiendo que arranque un 80-90% menos que al ser sólo solar, o incluso pudiendo prescindir del grupo.

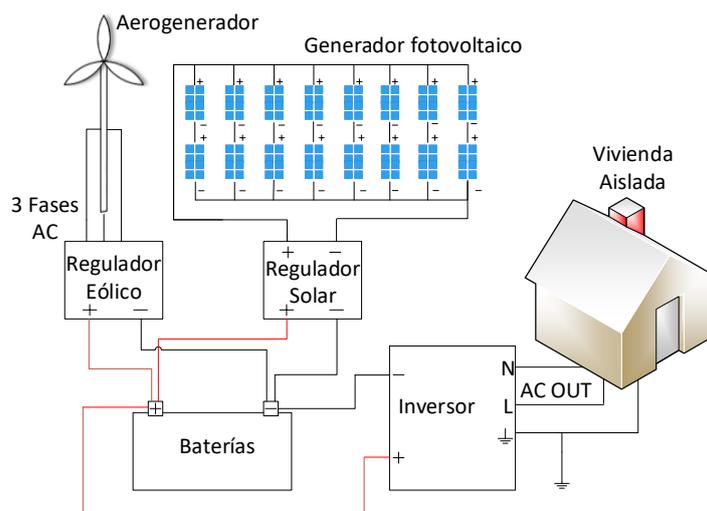


Fig. 2.7. Sistema híbrido eólico-solar fotovoltaico de una vivienda aislada

Un sistema híbrido eólico-solar fotovoltaico presenta las siguientes ventajas:

- La combinación de los sistemas fotovoltaicos y eólicos, pueden hacer que con el mismo recurso de terreno ocupado, se pueda llegar a producir hasta el doble de cantidad de electricidad.
- No requiere conexión a la red eléctrica debido a que genera energía eólica y solar en diferentes momentos aumentando la vida útil de las baterías y evitando la instalación de un grupo electrógeno de respaldo.
- Se comporta de una forma mucho más estable, ya que mientras que el aerogenerador produce mucha más electricidad durante las partes más frías del año, debido a mayores niveles de viento sobre los meses de invierno, los

módulos fotovoltaicos generan más energía en el verano, compensando la producción de energía eólica más baja en esta época del año.

- La energía solar y eólica sufren problemas de interrupciones cuando operan por separado. Cuando se combinan, eliminan en mayor o menor medida este inconveniente. Los días calurosos apenas permiten el aprovechamiento de la energía eólica pero sí la solar, y de forma contraria, los días con frío y nublados se presentan con viento que resultan perfectos para captar la energía eólica pero no la solar.

2.4. Proyectos similares

En este apartado se comentarán 20 proyectos similares que se han desarrollado anteriormente para ver las diferencias y puntos novedosos en este TFM respecto de otros.

En [8] [18] [21] se habla de la eficiencia teórica de las células pero debería reflejarse la eficiencia real que es la de fabricación. La eficiencia máxima en laboratorio de una célula fotovoltaica disminuye considerablemente una vez que se pasa a su fabricación masiva debido a las pérdidas en los procesos de fabricación.

En [8] [14] [19] no se han comentado las ventajas de los sistemas híbridos y de los sistemas de seguimiento solar. En [8] [9] [25] [27] no se refleja el funcionamiento de los distintos elementos del sistema solar fotovoltaico. En [9] [11] no se ha estimado el consumo diario en una vivienda y la franja horaria de utilización de los equipos de consumo para obtener el perfil de carga diario del sistema.

En [14] no se han reflejado los cálculos para determinar el número de módulos fotovoltaicos ni el número de baterías y tampoco se indica el criterio para poder determinar el inversor y el regulador que mejor se adapten al sistema. En [9] [11] [12] [13] [15] [16] [17] [18] [19] [20] [21] [22] [23] [24] [26] [27] no se ha utilizado ningún software para comprobar la viabilidad del sistema fotovoltaico y analizar las pérdidas, la energía y el rendimiento del sistema.

En [10] [11] [13] [14] [16] [19] [24] se debería haber utilizado una herramienta software que permita obtener los factores de escala y forma de la distribución de Weibull, la velocidad media y la rosa de los vientos. De esta forma se podría haber calculado exactamente la producción del aerogenerador en la ubicación del sistema. También se tendrían que haber calculado las horas equivalentes y el factor de utilización para poder determinar cuál es el aerogenerador más eficiente para el sistema.

Como resumen, se concluye que las diferencias y puntos novedosos de este TFM frente al resto de trabajos es el siguiente:

- Descripción detallada de los parámetros fundamentales de la energía eólica y fotovoltaica.
- Descripción detallada del funcionamiento de todos los elementos que forman los sistemas eólicos y fotovoltaicos.

- Realizar los cálculos teóricos de todos los elementos de un sistema híbrido eólico-solar fotovoltaico y contrastarlos mediante herramientas software.
- Estudiar las características técnicas de los equipos comerciales y compararlas para seleccionar los dispositivos más idóneos para el sistema.
- Estimar el consumo diario en una vivienda y la franja horaria de utilización de los equipos de consumo para obtener el perfil de carga diario y transferir los datos a PVsyst para poder simular el funcionamiento del sistema con el consumo real de la instalación.
- Realizar un estudio comparativo entre un regulador PWM y un MPPT analizando su funcionamiento en PVsyst determinando así cual se adapta mejor al sistema.
- Ejecutar la simulación en PVsyst mediante módulos fijos y con un sistema de seguimiento solar de 1 y 2 ejes y realizar una comparativa analizando las pérdidas, la energía y el rendimiento de las distintas configuraciones.
- En este TFM se realizará un estudio de nuevas tecnologías en el área de la energía eólica y de la energía solar que están en fase de investigación o de desarrollo:

- ✚ **Células PERC.** Son células de silicio que incorporan una capa reflectante en la cara posterior de la célula que, por un lado permiten una mayor captación de la luz solar, y por otro, una mayor captación de electrones aumentando así la eficiencia de la célula.

- ✚ **Células bifaciales.** Son células de doble cara diseñadas de manera que puedan producir energía tanto a través de su cara frontal como de su cara posterior.

- ✚ **Células multiunión (MJ).** Son células solares con múltiples uniones p-n de diferentes materiales semiconductores. Cada unión p-n de cada material, produce corriente eléctrica en respuesta a una diferente longitud de onda de la luz lo que aumenta la eficiencia de conversión de la energía de la luz solar a energía eléctrica utilizable.

- ✚ **Célula solar sensibilizada por colorante (DSC).** Las células DSC permiten un mayor aprovechamiento energético en espacios cerrados al producir energía mediante luz ambiental con una eficiencia muy alta.

- ✚ **Aerogenerador Vortex.** Es un nuevo tipo de aerogenerador sin palas, engranajes ni ejes.

3. Introducción a la energía eólica

La energía eólica ha sido utilizada tradicionalmente como fuerza motriz de los buques de vela y para impulsar los molinos de viento. El uso de este tipo de energía fue cayendo en desuso con la difusión de la electricidad y con la amplia disponibilidad y el bajo coste de los motores alimentados con combustibles fósiles. No obstante, la atención prestada recientemente al cambio climático, la necesidad de incrementar la cuota de energía limpia y el temor ante una menor disponibilidad del petróleo en el futuro han renovado el interés en la producción de energía de fuentes renovables y, por tanto, también de la eólica. Este tipo de energía, a diferencia de otras energías renovables, exige inversiones menores y utiliza un recurso natural disponible habitualmente en todas partes y

especialmente aprovechable en las zonas templadas, donde se encuentran la mayoría de las naciones desarrolladas industrialmente.

3.1. Características del viento

El viento se define como el desplazamiento de las masas de aire y está causado por las diferencias de presión atmosférica y por la fuerza de Coriolis derivada del giro de la Tierra sobre su eje. Las diferencias de presión atmosférica son debidas a la variación de temperatura del aire causadas por el desigual calentamiento de la Tierra. Es decir, las distintas temperaturas existentes en la Tierra y en la atmósfera, por la desigual distribución del calentamiento solar y las diferentes propiedades térmicas de las superficies terrestres y oceánicas, producen corrientes de aire. El movimiento que describen las masas de aire depende de su temperatura. Las masas calientes tienden a subir y en su lugar se ubican las masas de aire más densas y frías que tienden a bajar.

La fuerza de Coriolis es debida a la rotación de la tierra sobre su eje (sentido antihorario visto desde el polo norte) y desplaza las masas de aire hacia el oeste (izquierda) si se dirigen desde los polos hacia el Ecuador y hacia el este (derecha) si se dirigen desde el Ecuador hacia los polos, tanto en el hemisferio norte como en el hemisferio sur. La fuerza de Coriolis es la causante de que en las áreas anticiclónicas (altas presiones) el viento describa giros en el sentido de las agujas del reloj en el hemisferio norte y en sentido contrario en el hemisferio sur. En las áreas ciclónicas (bajas presiones) ocurre lo contrario.

3.2. Funcionamiento de un aerogenerador

Un aerogenerador transforma la energía cinética del viento en energía eléctrica sin usar combustible, pasando por el estadio intermedio de conversión a energía mecánica de rotación a través de las palas. Durante la última década del siglo XX se construyeron y probaron diferentes modelos de aerogeneradores: con rotor de eje vertical y horizontal, con número variable de palas, con el rotor situado a barlovento o a sotavento de la torre, etc. Una turbina de eje horizontal con rotor de tres palas a barlovento ha demostrado ser la tipología en general más adecuada y, en consecuencia, ha tenido un notable desarrollo caracterizado tanto por un rápido aumento de sus dimensiones y potencia como por una amplia difusión.

Los aerogeneradores pueden ser de sustentación o de resistencia (arrastre) en función de cuál de las fuerzas generadas por el viento se use como fuerza motriz. Los aerogeneradores que funcionan por sustentación son más eficientes que los accionados por arrastre. Las turbinas de uso más extendido en la actualidad son las de sustentación; en ellas, a diferencia de las de resistencia, el viento circula por ambas caras de la pala, las cuales tienen perfiles geométricos distintos, creando de esta forma un área de depresión en la cara superior respecto a la presión en la cara inferior. Esta diferencia de presiones produce una fuerza llamada sustentación aerodinámica (Figura 3.1) sobre la superficie de la pala, de forma parecida a lo que sucede en las alas de los aviones.

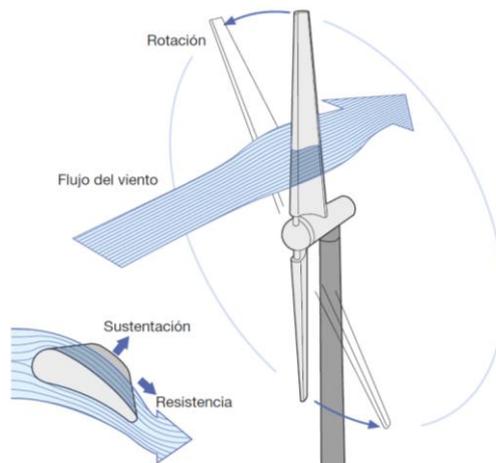


Fig. 3.1. Sustentación Aerodinámica [30]

La sustentación en las alas de un avión es capaz de levantarlo del suelo y mantenerlo volando, mientras que en un aerogenerador, dado que las palas son solidarias con el terreno, provoca su rotación alrededor del eje del buje. Al mismo tiempo se genera una fuerza de resistencia que se opone al movimiento y es perpendicular a la sustentación. En los aerogeneradores diseñados correctamente, la relación sustentación/resistencia es grande dentro del rango normal de operación.

Un aerogenerador necesita una velocidad del viento mínima (velocidad de acoplamiento o cut-in) de 2 - 4 m/s y entrega la potencia nominal a una velocidad de 10 - 14 m/s. Por razones de seguridad, a velocidades elevadas por lo general superiores a 25 m/s (velocidad de desconexión o cut-off), el sistema de frenado para la turbina. El bloqueo puede efectuarse por medio de frenos mecánicos que detienen el rotor o, en el caso de palas de inclinación variable, “escondiéndolas” del viento al ponerlas en la posición conocida como “bandera” en la cual la carga aerodinámica sobre las palas se reduce al mínimo.

3.3. Tipos de aerogeneradores

Aerogeneradores de eje vertical. Son aquellos en los que el eje de giro está en disposición vertical. Este tipo de aerogeneradores tienen la ventaja de que son capaces de captar viento en cualquier dirección por lo que no necesitan control de orientación. Son muy poco empleados por su bajo rendimiento y por los problemas que presentan y sólo representan el 1% del total. Los principales modelos de aerogeneradores de eje vertical son los siguientes:

- Aerogenerador Savonius [30].
- Aerogenerador Darrieus [30].
- Aerogenerador híbrido Darrieus-Savonius [30].

Aerogeneradores de eje horizontal. El eje de giro del rotor está situado en posición horizontal si bien suelen tener una pequeña inclinación, formando un ángulo denominado “ángulo de inclinación”. Son los más utilizados y representan el 99% del

total. De entre los aerogeneradores de eje horizontal, un 99% son de tres palas mientras que un 1% son de dos palas. También existen aerogeneradores de una sola pala dotada de contrapeso que presentan problemas de estabilidad y fatiga por lo que casi ya no se utilizan en la actualidad. Otros aerogeneradores de eje horizontal son los multipala que sólo se usan en microeólica [30].

3.4. Características de los aerogeneradores

En función de su tamaño y potencia los aerogeneradores pueden clasificarse de la siguiente manera:

- **Microaerogeneradores:** aquellos con potencia inferior a 1 kW. Presentan un radio del rotor menor de 1m. Sus principales aplicaciones son embarcaciones, sistemas de comunicación, refugios de montaña, iluminación, etc.
- **Miniaerogeneradores:** aquellos con potencia comprendida entre 1 kW y 10 kW. Presentan un radio del rotor comprendido entre 1 y 3m. Sus aplicaciones son granjas, viviendas aisladas, sistemas híbridos eólico-solar, bombeo, etc.
- **Aerogeneradores de pequeña potencia:** aquellos con potencia comprendida entre 10 y 100 kW. Presentan un radio de rotor comprendido entre 3 y 9m. Sus aplicaciones son comunidades de vecinos, pequeñas empresas, drenaje, tratamiento de aguas, etc.
- **Aerogeneradores de media potencia:** aquellos con potencia comprendida entre 100 y 1000 kW. Presentan un radio de rotor comprendido entre 9 y 27m. Sus aplicaciones son parques eólicos en tierra y en el mar.
- **Aerogeneradores de alta potencia:** aquellos con potencia comprendida entre 1000 y 10000 kW. Presentan un radio de rotor entre 27 y 81m. Sus aplicaciones son parques eólicos en tierra y en mar.
- **Aerogeneradores de muy alta potencia:** son aquellos con potencia superior a los 10000 kW. Los radios de rotor son superiores a los 81m. Estas máquinas suponen un salto tecnológico que revoluciona los actuales sistemas de producción de energía. Actualmente se están desarrollando aerogeneradores con potencias próximas a 10 MW, destinados a instalaciones marinas.

El funcionamiento de un aerogenerador viene determinado por valores específicos de velocidad del viento, relacionados con diferentes fases:

- **Velocidad de arranque.** El rotor empieza a girar y el alternador genera una tensión, que aumenta con la velocidad del viento.
- **Velocidad de acoplamiento** (2 - 4 m/s). Cuando la tensión es lo suficientemente elevada para la aplicación específica, entonces se empieza a producir energía y se activa todo el circuito, el cual constituirá la carga del aerogenerador.
- **Velocidad nominal** (10 - 14 m/s). Es la velocidad a la cual se genera la potencia nominal.
- **Velocidad de desconexión** (20 - 25 m/s). Es la velocidad del viento por encima de la cual el rotor debe detenerse para evitar daños en la máquina; el sistema de control interviene mediante dispositivos adecuados, activos o pasivos.

3.5. Potencia disponible en el viento

La producción de potencia eléctrica mediante aerogeneradores depende de la interacción entre las palas del rotor y el viento, transformando primero la energía cinética de este en energía mecánica de rotación y después transformando esta última en energía eléctrica. La potencia disponible en el viento (P_{disp}) es:

$$P_{disp} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3 \quad (3.1)$$

Donde

ρ : densidad del aire

A : área barrida por las palas del aerogenerador

v_1 : velocidad del viento

Como puede observarse P_{disp} varía con el cubo de la velocidad del viento v_1 . Por lo tanto interesa que la velocidad sea lo más elevada posible. La densidad del aire, ρ , es variable en función de la altura sobre el nivel del mar y el área barrida por las palas del aerogenerador es independiente del número de palas del aerogenerador.

Esta es la potencia disponible en el viento, no la potencia real que genera la turbina eólica. Se puede afirmar que la potencia disponible en el viento es proporcional a la densidad del aire, al área expuesta perpendicularmente al flujo de viento y al cubo de la velocidad del mismo.

3.6. Potencia aprovechable en el viento. Teoría de Betz

La energía almacenada en el viento es muy elevada pero desgraciadamente no podemos extraerla toda. Albert Betz demostró en 1919 que para extraer la energía del viento debemos reducir su velocidad. Teóricamente, para captar el cien por cien de la energía que transporta el aire en forma de energía cinética, deberíamos detenerlo completamente. Pero si detuviésemos el aire totalmente, al estar parado, impediría la entrada de más aire al rotor de la turbina y no podríamos captar más energía. Para evitar esto, se debe permitir que el viento escape con cierta velocidad, reduciendo la extracción de potencia, pero permitiendo que más viento pueda alcanzar el aerogenerador.

Se define el coeficiente de potencia (C_p) como la relación entre la potencia extraíble del viento y la potencia incidente o disponible:

$$C_p = \frac{\text{Potencia extraíble}}{\text{Potencia disponible}} = \frac{P}{P_{disp}} \quad (3.2)$$

El "Límite de Bertz" ($C_{p_{max}}$) indica que la máxima potencia teórica extraíble de una corriente de aire con un aerogenerador ideal no puede superar el 59% de la potencia

disponible del viento incidente. La fórmula de Betz permite establecer la máxima potencia extraíble de una corriente de aire:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3 \cdot C_p \quad (3.3)$$

El coeficiente de potencia C_p sirve para caracterizar la eficiencia de un rotor eólico. Este límite viene dado por la incapacidad del rotor de convertir toda la energía cinética del viento en energía mecánica. Las posteriores limitaciones constructivas de la máquina (pérdidas mecánicas o eléctricas) hacen que el valor práctico de C_p esté en el mejor de los casos en 0,5. La fórmula de Betz nos indica que la potencia depende de:

- La densidad del aire.
- El área barrida por el rotor eólico.
- La velocidad del viento incidente.

Del análisis de la fórmula se desprende que sólo se puede actuar sobre la velocidad del viento y sobre el área barrida para aumentar la potencia de las máquinas. Para captar vientos de mayor velocidad se utilizan torres cada vez más altas, superándose los 100m. Para captar mayor cantidad de viento a través de una mayor área barrida se construyen palas cada vez de mayor envergadura, alcanzándose en la actualidad longitudes de hasta 90m que forman diámetros de rotor del orden de los 180m.

3.7. Curva característica de los aerogeneradores

El comportamiento energético de los aerogeneradores se expresa a través de su curva característica que relaciona el coeficiente de potencia C_p con la velocidad específica λ (TSR, Tip Speed Ratio). La velocidad específica λ representa el cociente entre la velocidad tangencial en el extremo de la pala respecto a la velocidad del viento:

$$\lambda = \frac{v_t}{v_1} = \frac{\omega \cdot R}{v_1} \quad (3.4)$$

Donde:

- v_t : velocidad tangencial en el extremo de la pala
- ω : velocidad angular de rotación del rotor
- R : radio del rotor
- v_1 : velocidad del viento

En la figura 3.2 se muestra un ejemplo de una curva característica de un aerogenerador. Cada tipo de aerogenerador tiene una curva característica asociada. El aerogenerador tiene que trabajar en el punto de máxima extracción de potencia, es decir, en el máximo de la curva o el máximo de C_p .

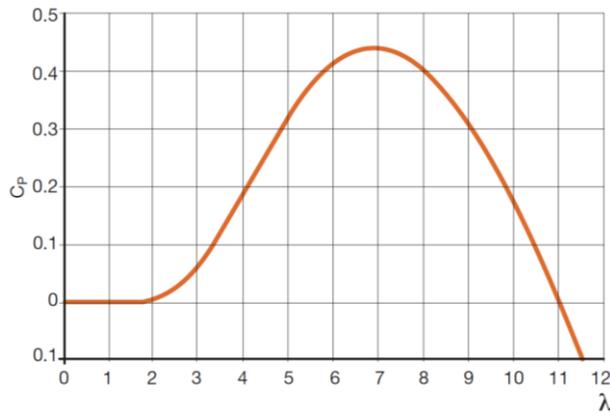


Fig. 3.2. Curva característica de un aerogenerador [30]

Hay un único valor de TSR para el cual la eficiencia de conversión es máxima ($C_{P_{max}}$) y que depende del tipo de pala. Al cambiar la velocidad del viento v_1 , si se quiere mantener la TSR constante e igual al valor para el cual se tiene $C_{P_{max}}$, hay que cambiar también la velocidad de rotación de las palas. Para valores bajos de TSR se tiene una reducción de la sustentación y un aumento de la resistencia hasta llegar a la condición de pérdida.

Para valores elevados de TSR se tiene una reducción tanto de la sustentación como de la resistencia, en lo que se conoce como condición "de fuga", es decir, para valores elevados de TSR, las palas giran tan rápido que se convierten en una pared frente al viento incidente de manera que este, en lugar de cruzarlas, las esquiva, con la consiguiente anulación de la potencia extraída. La TSR óptima depende del número n de palas y cuanto menor es este, más rápidamente deben girar para extraer la máxima potencia del viento (TSR aumenta). La forma de la curva característica depende del tipo de aerogenerador (Figura 3.3).

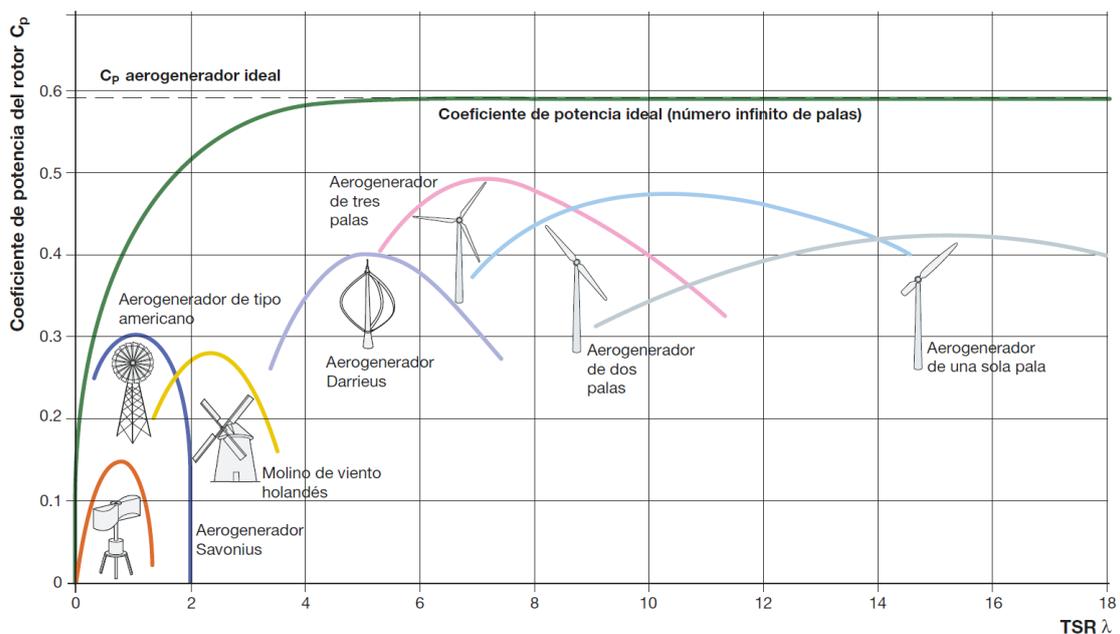


Fig. 3.3. Curvas características de distintos aerogeneradores [30]

Se definen como aerogeneradores rápidos aquellos que poseen una TSR óptima elevada, mientras que los aerogeneradores lentos son los de TSR óptima baja. En la tabla 3.1 se dan los valores de velocidad tangencial periférica y angular (calculadas según (3.4)) para diferentes tipos de aerogeneradores y con una velocidad del viento de 7 m/s, valores calculados mediante sus TSR óptimas obtenidas de la figura 3.3. Como puede deducirse de los valores de la tabla 3.1, los aerogeneradores de eje horizontal son rápidos, ya que tienen una elevada velocidad tangencial periférica, incluso teniendo una velocidad angular reducida, dado que el radio del rotor generalmente es mucho mayor que el de las turbinas de eje vertical.

Tipo de aerogenerador	TSR óptima λ	Velocidad tangencial $v_t[m/s]$	Radio del rotor $R[m]$	Velocidad angular $\omega[rpm]$
Savonius	1	7	1	67
Darrieus	5	35	1,5	223
Bipala	10	70	28	24
Tripala	7	49	45	10

Tabla 3.1. Velocidad de los aerogeneradores [30]

Con el fin de maximizar la energía producida anualmente con el funcionamiento del aerogenerador, el coeficiente de potencia C_p debería mantenerse en su valor máximo tanto tiempo como fuera posible, aunque variase la velocidad del viento. Para ello, la velocidad de rotación del rotor debería variar para mantener la TSR en el valor que maximiza el C_p . En la figura 3.4 se muestran las curvas de potencia producidas en función de la velocidad del rotor, tomando como parámetro la velocidad del viento. Para maximizar la producción energética, un aerogenerador debería girar a la velocidad a la cual corresponde al valor máximo de potencia producida para cualquier velocidad del viento en el lugar de instalación.

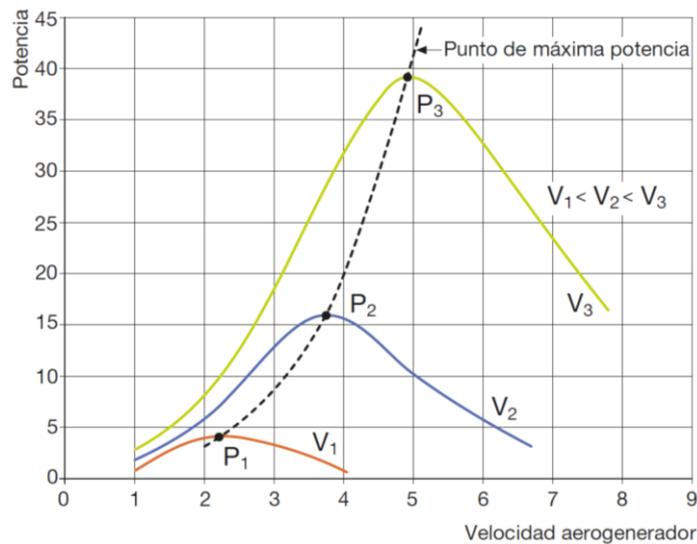


Fig. 3.4. Punto de máxima potencia del aerogenerador [30]

4. Aerogenerador Vortex sin palas

Actualmente, los aerogeneradores convencionales más extendidos son los aerogeneradores de eje horizontal. En las últimas décadas, este tipo de aerogeneradores ha sufrido un gran desarrollo y optimización de sus componentes, lo que supone que en la actualidad se trata de una tecnología muy madura y consolidada. Por ello se necesita reinventar una segunda generación de equipos eólicos que realmente supongan un desafío tecnológico, ligado a un alto compromiso medioambiental.

Vortex Bladeless S.L es una empresa tecnológica española que está desarrollando un nuevo tipo de aerogenerador sin palas, engranajes ni ejes. El aerogenerador Vortex no es realmente una turbina eólica ya que no funciona por rotación. Se basa en el fenómeno de la resonancia aeroelástica, aprovechando la energía del viento en la emisión de los vórtices de Von Kármán. Este proceso es llamado Vortex Shedding o Vortex Street Effect, y usualmente representa un problema en arquitectura y aeronáutica.

Gracias a este fenómeno, el dispositivo puede oscilar y producir energía. Cuando los vórtices del viento coinciden con la frecuencia natural de la estructura del dispositivo, comienza a resonar, por lo tanto, a oscilar, de modo que el aerogenerador sin palas adquiere una energía mecánica que posteriormente puede convertirse en energía eléctrica.



Fig. 4.1. Aerogenerador Vortex sin palas [109]

4.1. Funcionamiento de un aerogenerador Vortex

El aerogenerador Vortex es una nueva clase de generador eólico de resonancia inducida por vorticidad. Se diferencia de los aerogeneradores de eje horizontal y vertical que funcionan por rotación. La innovación del aerogenerador Vortex proviene de su inusual geometría y forma de aprovechar la energía por oscilación, donde un mástil de fibra de vidrio y fibra de carbono oscila en el viento aprovechando la emisión de los vórtices de Von Kármán cuando un fluido pasa a través de una estructura circular. En la parte

inferior del mástil, una varilla de fibra de carbono mueve un alternador que genera electricidad sin que haya partes móviles en contacto (Figura 4.2).



Fig. 4.2. Partes del aerogenerador Vortex [110]

El aerogenerador Vortex consta de 5 partes principales: mástil, núcleo, sistema de generación, sistema de sintonización y cimentación. El aerogenerador resonante por vorticidad consiste en un dispositivo vertical, semirrígido y cimentado en la superficie del terreno. La parte más visible es un bloque vertical o mástil que al no tener partes móviles (reductoras, engranajes, ejes, rotores, etc.), no necesita de lubricación o cambio de piezas por desgaste. Está fabricado parcialmente por materiales con alto acoplamiento mecánico.

El mástil tiene sección circular en toda su longitud con objeto de obtener un comportamiento idéntico independientemente de la dirección del aire incidente. Su diseño busca de manera deliberada entrar en resonancia con el aire que incide sobre su superficie torsionándose alternativamente en un plano aproximadamente perpendicular a la dirección del viento. De esta manera, la energía aprovechable es la que transita por el área barrida por el mismo durante su oscilación.

El cilindro exterior es rígido y está diseñado para oscilar, permaneciendo anclado a la varilla o núcleo. El movimiento de la parte superior del cilindro no está restringido, encontrándose aquí la máxima amplitud de oscilación. La estructura está construida con resina reforzada con fibra de carbono y/o fibra de vidrio, materiales ampliamente utilizados en la construcción de palas de los aerogeneradores convencionales.



Fig. 4.3. Estructura del aerogenerador Vortex [111]

La parte superior del núcleo sostiene el mástil y su parte inferior está firmemente anclada al suelo (Figura 4.3). Está construido de polímero reforzado con fibra de carbono, que proporciona una gran resistencia a la fatiga y tiene una pérdida de energía mínima cuando oscila.

El aerogenerador sin palas captura la energía del viento cuando entra en resonancia debido a un efecto aerodinámico denominado desprendimiento de vórtices. En la mecánica de fluidos, cuando el viento pasa a través de un cuerpo romo, el flujo se modifica y genera un patrón cíclico de vórtices. Una vez que la frecuencia de estas fuerzas está lo suficientemente cerca de la frecuencia estructural del cuerpo, el cuerpo comienza a oscilar y entra en resonancia con el viento. Esto también se conoce como Vortex Induced Vibration (VIV).

Debido a la estela de vórtices generada (calle de Von Kármán) las oscilaciones en la fuerza de sustentación se producen a la frecuencia del desprendimiento de los vórtices. El mástil comienza a oscilar, y el sistema de generación, convierte la energía elástica en electricidad (Figura 4.4). Teniendo éste fenómeno una periodicidad que dependerá tanto de la velocidad de la corriente, la longitud característica del cuerpo (en este caso, el diámetro), la densidad y viscosidad del fluido.

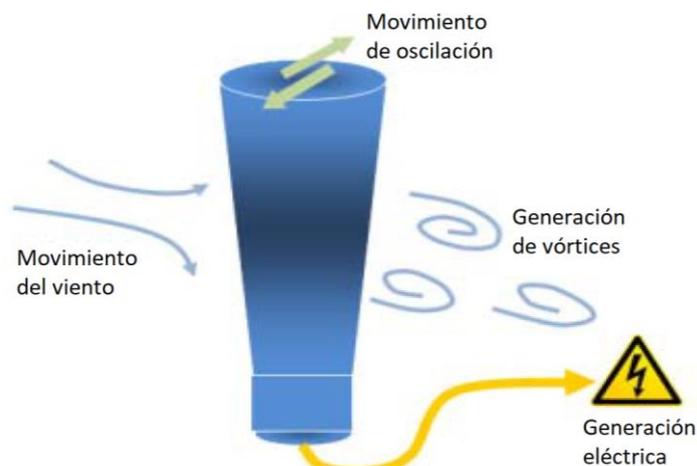


Fig. 4.4. Oscilación inducida por vórtices de Von Kármán [113]

Tradicionalmente, profesionales de la ingeniería estructural, de la aeronáutica y de la arquitectura tratan de evitar las consecuencias negativas de este fenómeno VIV. Sin embargo, los generadores Vortex buscan maximizar esta inestabilidad aerodinámica, capturando de esta forma la energía contenida en ella.

La geometría del mástil está especialmente diseñada para lograr el máximo rendimiento de las velocidades promedio observadas del viento. Es capaz de adaptarse muy rápidamente a los cambios de dirección del viento y a los flujos de aire turbulento que se observan comúnmente en entornos urbanos.

El objetivo del mástil es conseguir maximizar la energía extraída del viento. Esto es lo que, en la eólica convencional, serían las palas. La sección transversal del mástil es circular con la intención de que el comportamiento del equipo sea similar independientemente de la dirección del viento, evitándose así la necesidad de orientar el equipo. En cambio, la sección no es constante a lo largo de su longitud, sino que la sección va creciendo longitudinalmente. La razón de esta característica de diseño se fundamenta en primer lugar en que la velocidad del viento se incrementa en la medida que la altitud crece.

La siguiente consideración a tener en cuenta en el diseño del mástil, es que la frecuencia de desprendimiento de estos vórtices varía con respecto a la velocidad del fluido. Lo cual se traduce en que en una estructura recta, la frecuencia de desprendimiento de los vórtices es diferente para cada sección, teniendo una frecuencia no homogénea. Para tener una frecuencia constante en toda la longitud del mástil, el diámetro debe incrementarse con la sección (Figura 4.5).

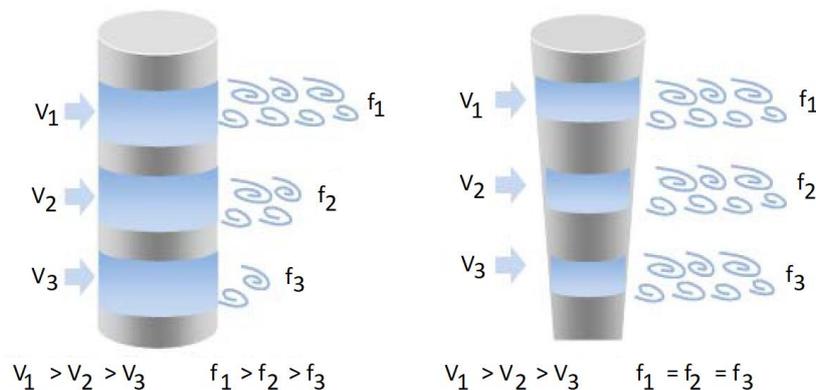


Fig. 4.5. Generación de vórtices en el mástil [113]

Como resultado de ello, los diámetros del mástil están diseñados para ser mayores en la sección superior. En la actualidad, se está desarrollando una forma más eficiente del mástil. El trabajo se centra en el diseño de la zona superior del mástil, la cual se estrecha para reducir la turbulencia generada en la punta. Dicha turbulencia, denominada efecto cabeza, degrada la eficiencia del equipo (Figura 4.6).

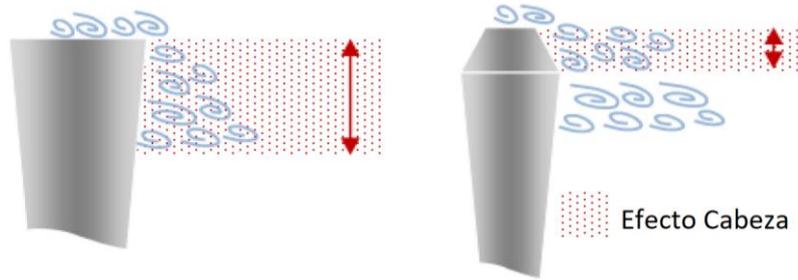


Fig. 4.6. Optimización de la turbulencia en la zona alta del mástil. Efecto Cabeza [113]

El aerogenerador Vortex genera electricidad a través de un sistema de alternador, integrando bobinas e imanes permanentes adaptados a la dinámica del equipo, sin engranajes, ejes o deslizamientos. El alternador transforma la energía mecánica en electricidad. Cuenta con imanes de neodimio y su estátor está situado en el interior de la parte móvil del dispositivo. Un aspecto importante a tener en cuenta en el diseño del alternador es la necesidad de mantener una simetría axial completa. El dispositivo ha de comportarse de manera idéntica independientemente de la dirección del viento. Por ello, colocar imanes permanentes en forma de anillo y solidarios al mástil es la mejor opción.

En la figura 4.7 se muestra la disposición de los diferentes elementos del alternador. Los anillos de imanes permanentes (b) son solidarios al mástil. Cuando este se flexiona se produce su interacción con las bobinas y los imanes de sintonizado ubicados en el estátor (a) que a su vez se sustenta en el soporte fijado al suelo en su parte inferior (c).

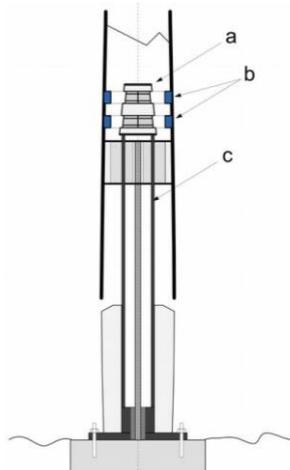


Fig. 4.7. Elementos del alternador del aerogenerador Vortex [112]

La frecuencia de desprendimiento de vórtices (Vortex shedding) es proporcional a la velocidad de la corriente del viento, sin embargo, cada estructura tiene su propia frecuencia de oscilación natural. Para hacer coincidir las frecuencias de desprendimiento de vórtices con la frecuencia de oscilación natural de un dispositivo, debe modificarse la masa del mismo (cuanta más masa, más baja es la frecuencia) y su

rigidez (mayor rigidez, frecuencia más alta), entre otros parámetros. Por lo tanto, se necesitaría de mecanismos complejos para variar la frecuencia de oscilación natural de ese dispositivo.

Para evitar esto, el diseño del aerogenerador Vortex utiliza un sistema de confinamiento magnético con imanes permanentes que aumentan la rigidez aparente del sistema de acuerdo con su amplitud de oscilación y el grado de flexión del núcleo. La amplitud de oscilación crece a medida que el viento se intensifica. Este es el denominado sistema de sintonizado. Se denomina sintonizado a la capacidad de modificar la frecuencia de resonancia del equipo en base a la velocidad del aire incidente.

Como resultado, el sistema de sintonizado automático patentado por Vortex Bladeless permite capturar energía ante un rango más amplio de velocidades del viento, desde una velocidad de arranque (cut-in) de 3 m/s aproximadamente. Esto consigue la variación de la rigidez aparente de la estructura que puede “sintonizarse” con la velocidad del viento incidente, para permanecer en resonancia sin ninguna interferencia mecánica o manual. De esta forma se aumenta en gran medida el rango de trabajo (lock-in) del aerogenerador.

En la figura 4.8 se muestra el estado actual del proyecto Vortex. La empresa está trabajando en dos productos futuros que se espera que estén disponibles comercialmente para el 2021. Las especificaciones de cada modelo son las siguientes:

- **Vortex Nano:** 1 metro de altura y 3W de potencia nominal. Diseñado principalmente para generación fuera de la red en sistemas de bajo consumo, funcionando mejor junto a módulos solares fotovoltaicos.
- **Vortex Tacoma:** 2,75 metros de altura y 100W de potencia nominal. Diseñado principalmente para autogeneración de baja escala en entornos residenciales/rurales, funcionando mejor junto a módulos solares fotovoltaicos.

El objetivo inicial de la compañía no es ser competidores de la industria eólica actual, sino ofrecer una alternativa de minieólica para auto-producción y sistemas de bajo consumo, que es un mercado que no está realmente explotado por la energía eólica convencional.

ESTADO ACTUAL DEL PROYECTO VORTEX



Fig. 4.8. Estado actual del proyecto Vortex en 2020 [111]

En la tecnología Vortex, la energía generada crece exponencialmente con la altura al cubo. Por lo tanto, en un futuro resultaría preferible diseñar dispositivos Vortex más grandes, ya que los costes de producción no crecerán tanto como la generación de energía con la altura, dando lugar a equipos más baratos y eficientes en comparación a su potencia.

4.2. Ventajas e inconvenientes de los aerogeneradores Vortex

Esta nueva tecnología busca superar los problemas relacionados con los aerogeneradores tradicionales como el mantenimiento, la amortización, el ruido, la logística, los aspectos visuales, las aves y el impacto ambiental. Las ventajas de los aerogeneradores Vortex frente a los aerogeneradores convencionales son las siguientes:

Mantenimiento. La tecnología convencional de aerogeneradores necesita soportar niveles de carga muy diferentes bajo velocidades de viento variables, lo que impone altas demandas mecánicas en componentes de transmisión como engranajes, rodamientos, casquillos o frenos. Las múltiples partes móviles están constantemente desgastándose, lo que conduce a altos costes de mantenimiento.

Los aerogeneradores sin palas eliminan por completo los elementos mecánicos que pueden sufrir desgaste por fricción. Los principales materiales empleados para la fabricación de aerogeneradores Vortex son polímeros con fibra de carbono, plásticos, acero, neodimio y cobre. Los límites de trabajo de estos materiales están muy lejos de los estándares operativos que se requieren por lo que su mantenimiento es mucho menor.

Rentabilidad. Una de las principales ventajas de los generadores Vortex es la reducción de coste asociada con la tecnología. El coste global de producción de electricidad (Levelized Cost of Energy, LCoE) de los aerogeneradores Vortex será más bajo que los convencionales, lo que permitirá un retorno de la inversión más rápido. Estas reducciones de costes provienen de un diseño inteligente, así como de un uso más eficiente de las materias primas. No hay necesidad de una góndola, mecanismos ni palas, que son componentes de costes significativos en los aerogeneradores convencionales.

Omnidireccional. Los dispositivos Vortex se encuentran siempre orientados a la dirección del viento gracias a su sección transversal circular. Los golpes de viento no afectan de forma significativa sobre la operación del aerogenerador.

Frenos. El fenómeno de resonancia desaparece una vez superado el rango de trabajo, por lo que los dispositivos Vortex se detienen por si mismos sin la necesidad de frenos cuando la velocidad del viento excede el umbral del aerogenerador.

Efecto estela. Cualquier limitación relacionada con el efecto estela es despreciada. La separación requerida entre dispositivos Vortex es pequeña ya que su estela de viento tiene un impacto despreciable en los dispositivos cercanos. El efecto estela es casi

inexistente por lo que se pueden colocar varios generadores Vortex en la misma área que ocuparían los aerogeneradores tradicionales, lo que aumenta la baja densidad de energía que tiene la energía eólica convencional.

Rango de velocidad. La tecnología Vortex está diseñada para generar energía con velocidades de viento muy bajas que son las más frecuentes en entornos urbanos o residenciales.

Ruido. Vortex no tiene engranajes y la oscilación ocurre a muy baja frecuencia por lo que el funcionamiento normal del aparato es completamente silencioso con la calibración correcta.

Cimentación. Los aerogeneradores Vortex tienen un centro de gravedad bajo que permite dimensiones de cimentación pequeñas. Gracias a ser muy livianos y a tener el centro de gravedad cerca del suelo, los requisitos de anclaje o cimentación de los aerogeneradores Vortex se reducen significativamente en comparación con las turbinas convencionales, lo que facilita además su instalación.

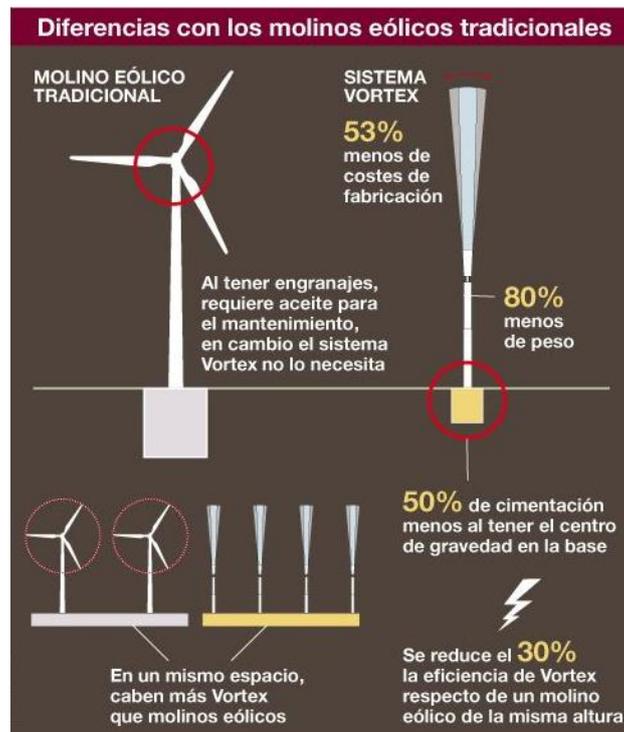


Fig. 4.9. Diferencias aerogenerador Vortex y aerogenerador tradicional [110]

Impacto medioambiental. Un diseño simple del producto y de bajo peso permite hacer un uso más eficiente de las materias primas. Se utiliza una baja cantidad de materias primas en comparación con los aerogeneradores convencionales de la misma altura. No se requiere un proceso de fabricación complejo para construir un aerogenerador sin palas, aunque habrían de adecuarse los métodos actuales para industrializar la producción. La ausencia de lubricantes hace innecesaria la gestión de este tipo de residuos.

El diseño del propio aerogenerador conlleva una reducción drástica del número de piezas. Su reducido tamaño y peso y la no utilización de aceites y lubricantes repercute en una disminución significativa de la huella de carbono del propio aerogenerador. Se reduce la pérdida del hábitat, la afección directa y las molestias a la fauna, la destrucción de flora, las emisiones de ruidos y la contaminación por vertidos de aceites y lubricantes.

Por otra parte, el hecho de que la tecnología Vortex permita la instalación de un mayor número de aerogeneradores por unidad de superficie reduce la superficie afectada por la instalación de parque eólicos disminuyendo la pérdida y destrucción del hábitat de especies, que es la principal amenaza para la biodiversidad.

Impacto sobre la fauna. El mayor impacto que generan los parques eólicos es la mortalidad directa de aves y murciélagos por colisión con los aerogeneradores. La ausencia de palas en los aerogeneradores Vortex implica que la mortalidad directa de la avifauna y murciélagos será el impacto que experimente la mayor reducción en comparación con la tecnología convencional. El diseño de Vortex permite que el movimiento oscilatorio sea pequeño y menos agresivo que el rotatorio de turbinas tradicionales, por lo que no perturbará la vida silvestre y permitirá que las aves y murciélagos detecten y eviten fácilmente los Vortex mientras vuelan.

Los inconvenientes de los aerogeneradores Vortex frente a los aerogeneradores convencionales son los siguientes:

Rendimiento. En energía eólica, la generación de energía es proporcional al área barrida por el aerogenerador. Actualmente, un aerogenerador Vortex barre hasta el 30% del área de trabajo que barren otras turbinas convencionales de 3 palas, cuando esta comparación se realiza entre aerogeneradores de idéntica altura. Como resultado, en términos generales, podemos decir que, desde el punto de vista aerodinámico, la tecnología Vortex obtiene un menor rendimiento con respecto al de otros aerogeneradores convencionales de eje horizontal.

Estrés y fatiga. El aerogenerador Vortex no es inmune a la fatiga ni a las fuerzas de estrés. La fatiga se define por el debilitamiento de un material causado por cargas o fuerzas aplicadas repetidamente. El núcleo de la turbina Vortex sufre una flexión continua y eventualmente podría ocurrir un fallo del material. Los primeros productos han sido diseñados prestando especial atención a este problema. La varilla de fibra de carbono se ha diseñado para funcionar a una amplitud de oscilación máxima de $2,7^\circ$ respecto de la vertical. Esto implica una muy baja deformación del material en los primeros modelos que saldrán a la venta en 2021.

5. Introducción a la energía solar

La energía solar que se disipa en el espacio es de $3,87 \cdot 10^{14} \text{ TW}$ y la que llega a la capa exterior de la Tierra es muy inferior, por el hecho de encontrarse a gran distancia y ser de un tamaño muy inferior al del Sol. La energía solar recibida en la atmósfera exterior de la Tierra es de $1,361 \text{ kW/m}^2$ y como el área circular que presenta la Tierra hacia el Sol es de $1,27 \cdot 10^{14} \text{ m}^2$, resulta una potencia transmitida a la capa exterior de la Tierra

de 171831 TW, lo que equivale a 4500 veces la energía que el hombre consume. Se trata de una energía renovable, fiable, limpia, pero diluida, no concentrada, que precisa de una captación con superficies de muchos metros cuadrados y durante muchas horas de exposición.

5.1. Radiación solar

El Sol es una estrella formada casi toda por hidrógeno y una pequeña proporción de helio en la que se desarrolla una gran cantidad de energía debido a una reacción nuclear de fusión. Dicha reacción tiene lugar gracias a las altas temperaturas y presiones que se alcanzan en su interior. El Sol es la más perfecta central nuclear que conocemos. El astro irradia en un segundo más energía que la consumida por la humanidad en toda su historia. Una parte de esta energía llega a la Tierra en forma de radiación electromagnética.

El radio del Sol es de $6,966 \cdot 10^8 \text{ m}$ (109 radios terrestres) y tiene una masa de $1,991 \cdot 10^{30} \text{ kg}$ (333000 masas terrestres). Mientras su densidad en el núcleo es de 76000 kg/m^3 , la densidad media no alcanza los 1400 kg/m^3 , es decir, muy inferior a la de la Tierra (5500 kg/m^3). Esto es debido a que la mayoría de su esfera está compuesta de gases, que giran alrededor de su eje a distinta velocidad angular dando el caso que un punto situado en el ecuador del Sol realiza un giro entero en solo 24 días, mientras que si está situado en zonas cercanas a su polo, lo hace en 30 días.

El Sol emite radiación en toda la gama del espectro electromagnético, desde los rayos gamma hasta las ondas de radio. Sin embargo, para el aprovechamiento de su energía sólo es importante la llamada radiación térmica que incluye la radiación ultravioleta, la radiación visible y la radiación infrarroja. Las ondas de baja frecuencia (infrarroja) del espectro solar proporcionan calor, las de alta frecuencia (ultravioleta) hacen posible el proceso de fotosíntesis o el bronceado de la piel y entre esos dos extremos están las frecuencias que forman la parte visible de la luz solar.

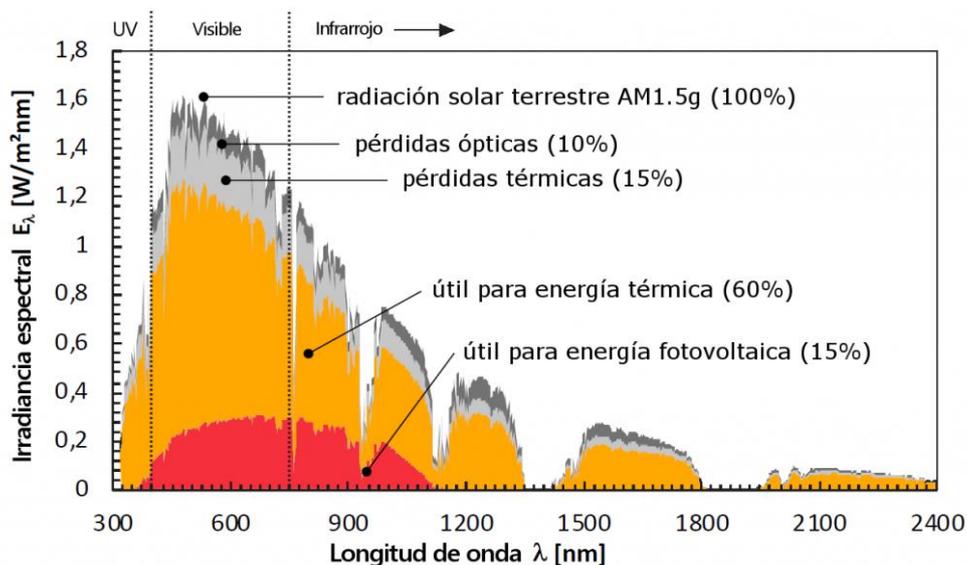


Fig. 5.1. Espectro de la radiación solar [39]

Si examinamos el espectro de la radiación solar (Figura 5.1), observamos que la mayor parte de la energía emitida por el Sol se encuentra en la parte visible y representa el 49% del total. Es cierto que las radiaciones ultravioletas son muy energéticas, pero también es cierto que son poco abundantes, ya que tan sólo el 5% del total pertenece a dicho tipo de radiación. Al contrario ocurre con las radiaciones infrarrojas, que son muy abundantes (46% del total) pero mucho menos energéticas que las anteriores.

5.2. Componentes de la radiación solar

Se utilizan normalmente dos términos, irradiación e irradiancia, cuyas definiciones son ligeramente diferentes. El término irradiación se refiere a la cantidad de energía solar recibida durante un determinado periodo de tiempo sobre 1 m^2 de superficie y se expresa en Wh/m^2 . La irradiación solar a lo largo de un día tendrá unidades de $\text{Wh}/\text{m}^2/\text{día}$. La irradiancia es la potencia de la radiación solar que se recibe en un instante determinado sobre 1 m^2 de superficie y se expresa en W/m^2 . Para una distancia media Tierra-Sol, el valor de la irradiancia en un plano exterior a la atmósfera y perpendicular a los rayos del Sol se conoce como constante solar. La radiación solar extraterrestre es independiente de las condiciones meteorológicas, pero varía con la distancia del Sol a la Tierra.

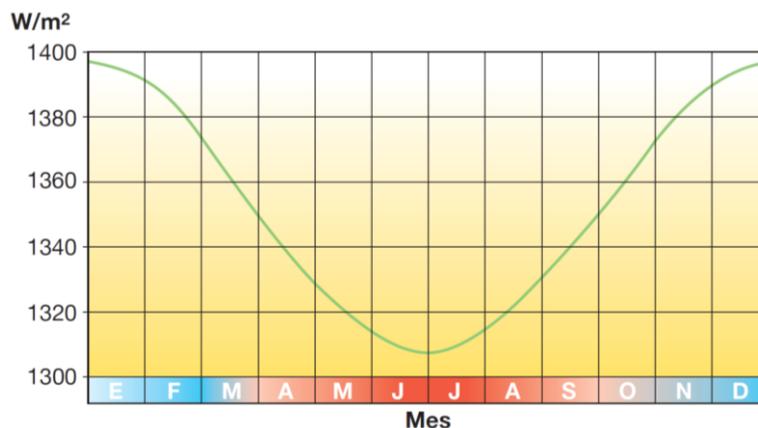


Fig. 5.2. Constante solar [01]

El Sol está situado a una distancia media de $1,5 \cdot 10^{11}\text{ m}$ de la Tierra, unos 8 minutos de viaje a la velocidad de la luz. Debido a su órbita elíptica, la Tierra se encuentra a su distancia mínima respecto al Sol en diciembre y enero, y a su máxima distancia en junio y julio. En el núcleo del Sol se producen constantemente reacciones de fusión a temperaturas de millones de grados que liberan enormes cantidades de energía en forma de radiación electromagnética. Parte de esta energía llega a la capa exterior de la atmósfera terrestre con una irradiancia promedio (constante solar) alrededor de $1361\text{ w}/\text{m}^2 \pm 3\%$, un valor que varía en función de la distancia entre la Tierra y el Sol (Figura 5.2) y de la actividad solar (manchas solares). Se observa como la radiación solar extraterrestre es mayor en invierno cuando la distancia del Sol a la Tierra es menor.

La atmósfera terrestre está constituida por gases, nubes y partículas sólidas en suspensión. Los diversos constituyentes de la atmósfera provocan la atenuación de la

radiación solar. A medida que la radiación solar atraviesa la masa de aire sufre procesos de absorción, reflexión y refracción. Al atravesar la atmósfera, la intensidad de la radiación solar decae porque es parcialmente reflejada y absorbida (sobre todo por el vapor de agua y el resto de gases atmosféricos). La radiación que logra atravesarla queda parcialmente difusa por el aire y las partículas sólidas en él suspendidas (Figura 5.3).

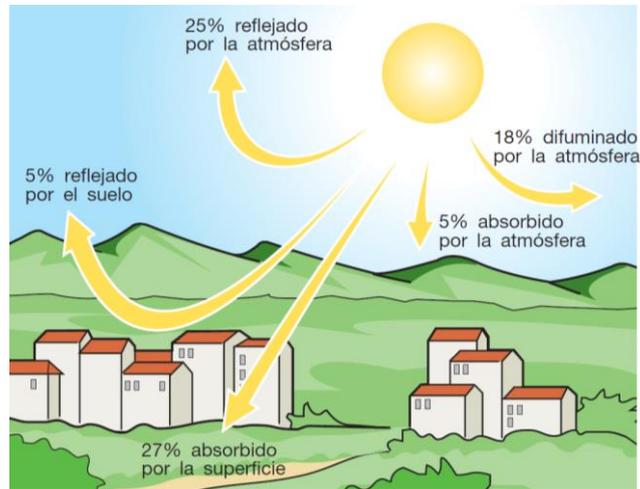


Fig. 5.3. Flujo energético entre el Sol, la atmósfera y el suelo [01]

Al atravesar la atmósfera, la irradiancia se atenúa disminuyendo su valor respecto al dado en la cima de la atmósfera. En las condiciones más óptimas en cuanto a la transmisión atmosférica, la atenuación de la radiación hasta la superficie es de un 25 %. Por ello una irradiancia de 1000 W/m^2 se utiliza como valor estándar de referencia en la ingeniería relacionada con la energía solar ($1 \text{ SOL} = 1 \text{ kW/m}^2$).

A consecuencia de la interacción de la radiación solar con la atmósfera, la energía que llega a la superficie tiene diferentes componentes. La radiación solar que incide sobre una superficie horizontal está compuesta por radiación directa, relacionada con la irradiancia sobre la superficie, por radiación difusa, que llega a la superficie procedente de todo el firmamento y no de una parte específica del mismo, y por radiación reflejada en determinadas superficies del suelo y el entorno próximo (Figura 5.4).

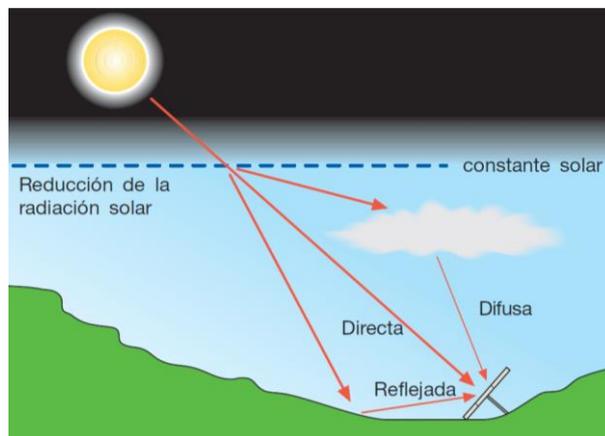


Fig. 5.4. Componentes de la radiación solar [01]

La radiación directa es la recibida desde el Sol, sin que sufra desviación alguna en su camino a través de la atmósfera. La radiación difusa es la radiación atenuada por la atmósfera como consecuencia de la reflexión en las nubes, en las que se modifica su dirección. La radiación reflejada es la que es reflejada por el suelo u otras superficies próximas.

La radiación reflejada depende de la capacidad de una superficie para reflejar la radiación solar y se mide con el coeficiente de albedo calculado para cada material (Figura 5.5). El albedo es el porcentaje de radiación que cualquier superficie refleja respecto a la radiación que incide sobre ella. Las superficies claras tienen valores de albedo superiores a las oscuras, y las brillantes más que las mates.

Tipo de superficie	albedo
Caminos de tierra	0.04
Superficies acuosas	0.07
Bosque de coníferas en invierno	0.07
Asfalto desgastado	0.10
Tejados y terrazas alquitranados	0.13
Tierra (arcilla, caliza)	0.14
Hierba seca	0.20
Escombros	0.20
Hormigón desgastado	0.22
Bosque en otoño / campos	0.26
Hierba verde	0.26
Superficies oscuras de edificios	0.27
Hojas secas	0.30
Superficies claras de edificios	0.60
Nieve	0.75

Fig. 5.5. Coeficiente de albedo para distintas superficies [01]

Llamamos radiación global a la suma de la radiación directa y difusa. La radiación total es la suma de la directa, de la difusa y la reflejada. El porcentaje en la radiación global de una u otra componente depende de las condiciones meteorológicas. Cuanto más nublado es el día más importante es la radiación difusa y por el contrario en días despejados la componente directa representa el porcentaje mayoritario. En invierno el cielo está cubierto y la componente difusa es mayor que la directa.

5.3. Hora Solar Pico (H.S.P.)

La hora solar pico (H.S.P.) se define como la cantidad de horas de sol, con una irradiancia de 1000 W/m^2 , incidiendo perpendicularmente sobre la superficie de un módulo fotovoltaico, que tendría un día imaginario en el que el módulo recibiría la misma energía que en un día real:

$$1 \text{ H.S.P.} = 1 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} = 3600 \frac{\text{kJ}}{\text{m}^2} \quad (5.1)$$

Por ejemplo, para una localidad donde la irradiación solar a lo largo de un día sea de $4000 \text{ Wh/m}^2/\text{día}$ tendremos 4 H.S.P. En la figura 5.6 puede verse un ejemplo de lo indicado, de tal modo que, desde la salida del Sol de un día real a las 6h hasta el ocaso a las 18h, la franja en la cual se cumple la obtención del valor indicado correspondiente de 1 kW/m^2 de un día imaginario, se extiende desde las 10h a las 14h, que corresponde a 4 H.S.P. La Hora Solar Pico nos permite determinar la energía en Ah/día generada por un módulo fotovoltaico.

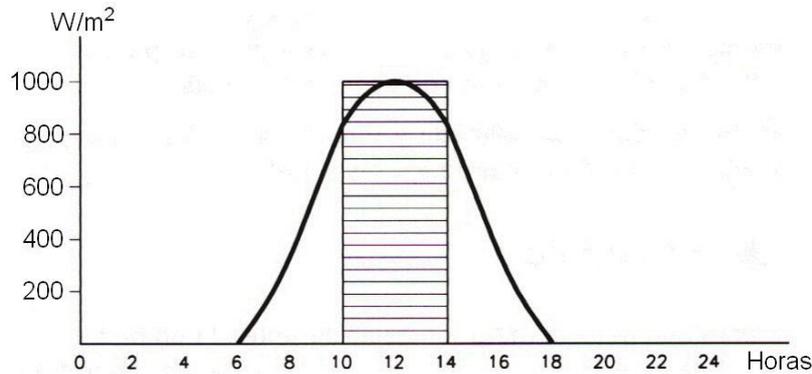


Fig. 5.6. Hora Solar Pico (H.S.P.) [40]

6. Células y módulos fotovoltaicos

Los sistemas de aprovechamiento de la energía solar fotovoltaica utilizan la célula fotovoltaica y transforman directamente la radiación solar en energía eléctrica de corriente continua. Una célula fotovoltaica está formada por tres elementos: un semiconductor tipo N (exceso de carga negativa), una unión P-N y un semiconductor tipo P (exceso de carga positiva). La radiación solar que incide sobre la célula fotovoltaica, si posee la energía suficiente, libera electrones y crea una diferencia de potencial entre ambos semiconductores que, cuando se cierra externamente el circuito, es capaz de hacer circular una corriente eléctrica (efecto fotovoltaico).

6.1. Parámetros de una célula fotovoltaica

Las definiciones de los parámetros característicos de las células son también válidas para caracterizar los módulos fotovoltaicos, constituidos a partir de un conjunto de células solares. Los parámetros que definen el funcionamiento de la célula solar son los siguientes:

Intensidad de cortocircuito (I_{SC}). Es la intensidad de la corriente eléctrica que se obtiene de la célula cuando, en ausencia de cargas externas y tras haber sido cortocircuitada en sus terminales, la tensión entre bornes es nula. Constituye la máxima corriente que puede obtenerse. Su valor típico es de decenas de miliamperios ($\sim 10 - 40 \text{ mA}$) por centímetro cuadrado de célula.

Tensión en circuito abierto (V_{oc}). Es la tensión para la que los procesos de recombinación igualan a los de generación y por lo tanto, la corriente extraída de la célula es nula. Constituye la máxima tensión que puede obtenerse de la célula, cuando no hay conectado ningún consumo y la intensidad que circula es nula. En dispositivos de silicio de tipo medio se sitúa en torno a 0,6 V mientras que en las de GaAs, es aproximadamente de 1 V.

Potencia máxima (P_{max}). La potencia que se extrae de la célula viene dada por el producto de corriente y tensión, y se representa en la figura 6.1 mediante una línea de trazos y puntos. Se observa que tanto en cortocircuito como en circuito abierto la potencia generada es nula. Como indica la figura 6.1, existe un punto de operación (I_{mp}, V_{mp}) en el cual la potencia disipada en la carga es máxima, denominado punto de máxima potencia. La potencia máxima, P_{max} , es la potencia máxima que puede generar una célula fotovoltaica bajo unas condiciones estándar de la radiación incidente (STC), y se obtiene como el producto de la tensión de potencia máxima (V_{mp}) y de la intensidad de potencia máxima (I_{mp}):

$$P_{max} = V_{mp} \cdot I_{mp} \quad (6.1)$$

Tensión de potencia máxima (V_{mp}). Es la tensión para la cual la potencia suministrada por la célula alcanza el valor máximo posible en unas condiciones normalizadas.

Intensidad de potencia máxima (I_{mp}). Es la intensidad para la cual la potencia suministrada por la célula alcanza el valor máximo posible en unas condiciones normalizadas. Se considera este parámetro el representativo de la corriente nominal.

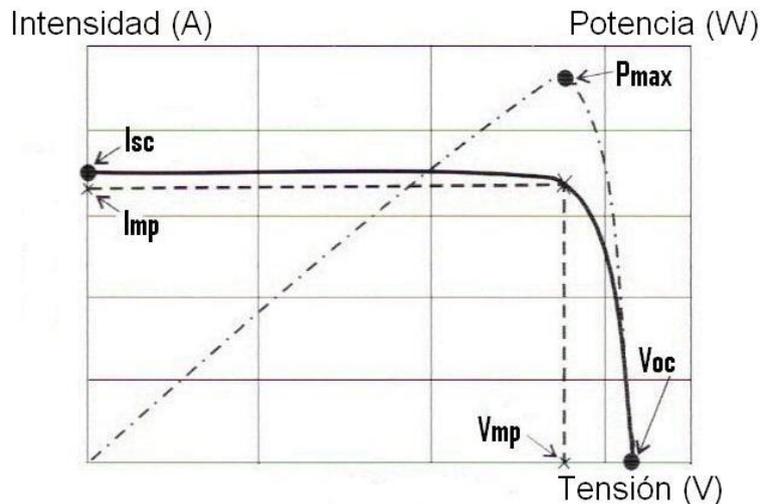


Fig. 6.1. Curva característica de una célula solar fotovoltaica [42]

Coefficiente de temperatura de I_{sc} . Indica la variación de la intensidad de cortocircuito con la temperatura. Un valor típico de este parámetro para una célula monocristalina es de $+0,63 \text{ mA}/^\circ\text{C}$.

Coefficiente de temperatura de V_{OC} . Indica la variación de la tensión en circuito abierto con la temperatura. Un valor típico de este parámetro para una célula monocristalina es de $-2,3 \text{ mV}/^\circ\text{C}$.

Coefficiente de temperatura de la potencia. Indica la variación de la potencia con la temperatura. Un valor típico es de $-0,5 \text{ } \%/^\circ\text{C}$.

Factor de forma (FF). Es un número sin dimensiones que cuantifica la relación que hay entre la potencia máxima y la potencia que sería generada por una hipotética célula solar cuya curva característica corriente-tensión fuera un rectángulo perfecto de lados I_{SC} y V_{OC} . El rectángulo que da la potencia máxima es de área más pequeña que la correspondiente al producto $V_{OC} \cdot I_{SC}$ (Figura 6.2). Estos dos productos se comparan definiendo el factor de forma FF , como el cociente entre la máxima potencia obtenible, $V_{mp} \cdot I_{mp}$, y el producto $V_{OC} \cdot I_{SC}$, con lo que el factor de forma es una medida de la desviación que presenta una célula de su rectangularidad, siendo, por tanto un indicador de la calidad de la célula:

$$FF = \frac{V_{mp} \cdot I_{mp}}{V_{OC} \cdot I_{SC}} \quad (6.2)$$

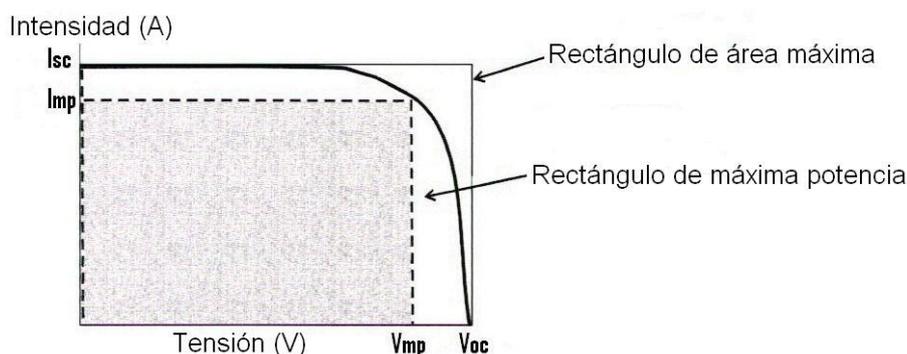


Fig. 6.2. Rectángulos de máxima potencia y de área máxima [42]

El factor de forma nos da una idea cuantitativa de cómo es la curva característica y es un parámetro de gran utilidad práctica, ya que al ser comparado con el de otro tipo de célula nos da una idea de la calidad relativa de una célula con respecto a otra. Evidentemente, el factor de forma siempre será un valor más pequeño que la unidad, y la célula solar será tanto mejor cuanto más se aproxime el valor del factor de forma a dicha cifra. En la práctica, el factor de forma suele variar poco entre las diferentes células tomando valores entre 0,7 y 0,8 para los dispositivos de Si, GaAs e InP.

Utilizando el parámetro del factor de forma (FF) podemos escribir la potencia máxima (P_{max}) como:

$$P_{max} = FF \cdot V_{OC} \cdot I_{SC} \quad (6.3)$$

La resistencia serie (R_s) y la resistencia paralelo (R_p) de una célula solar tienen una influencia notoria en la curva característica de la célula como puede observarse en la figura 6.3.

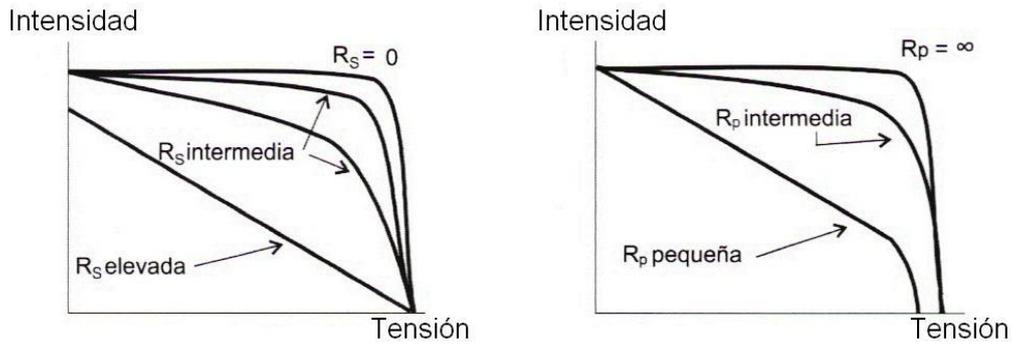


Fig. 6.3. Efectos de R_s y R_p en la curva característica de una célula solar [42]

En la actualidad, los avances en el proceso de fabricación de las células fotovoltaicas, permiten que el valor de R_p sea muy elevado consiguiendo eliminar prácticamente sus efectos. Sin embargo, los efectos de la resistencia serie siguen siendo muy importantes en las células comerciales actuales.

Eficiencia de conversión o rendimiento (η). La eficiencia de conversión energética de una célula fotovoltaica se define como el cociente entre la potencia máxima entregada por la célula solar (P_{max}) y la potencia de la radiación solar incidente (P_{in}). Se observa la influencia del factor de forma (FF) en la eficiencia de una célula solar fotovoltaica:

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_{in}} = \frac{V_{mp} \cdot I_{mp}}{I_{RR} \cdot A_C} = \frac{FF \cdot V_{OC} \cdot I_{SC}}{I_{RR} \cdot A_C} \quad (6.4)$$

Donde:

I_{RR} : Irradiancia

A_C : Área de la célula

6.2. Efectos de la irradiancia y la temperatura

Los dos parámetros de mayor influencia sobre la curva I-V de una célula fotovoltaica son la irradiancia y la temperatura. Por un lado, dado que la corriente de cargas generadas a partir de la radiación luminosa es proporcional al flujo de fotones con energía superior a la anchura de la banda prohibida (gap), la intensidad de cortocircuito de una célula solar es directamente proporcional a la intensidad de la iluminación incidente. Ante un determinado aumento o disminución porcentual de la iluminación, la intensidad de cortocircuito (I_{SC}) se ve modificada con un cambio porcentual similar en el mismo sentido según se muestra en la figura 6.4. En cambio, la tensión en circuito abierto (V_{OC}) no experimenta grandes variaciones al modificarse las condiciones de la radiación solar (aumenta ligeramente al aumentar la irradiancia).

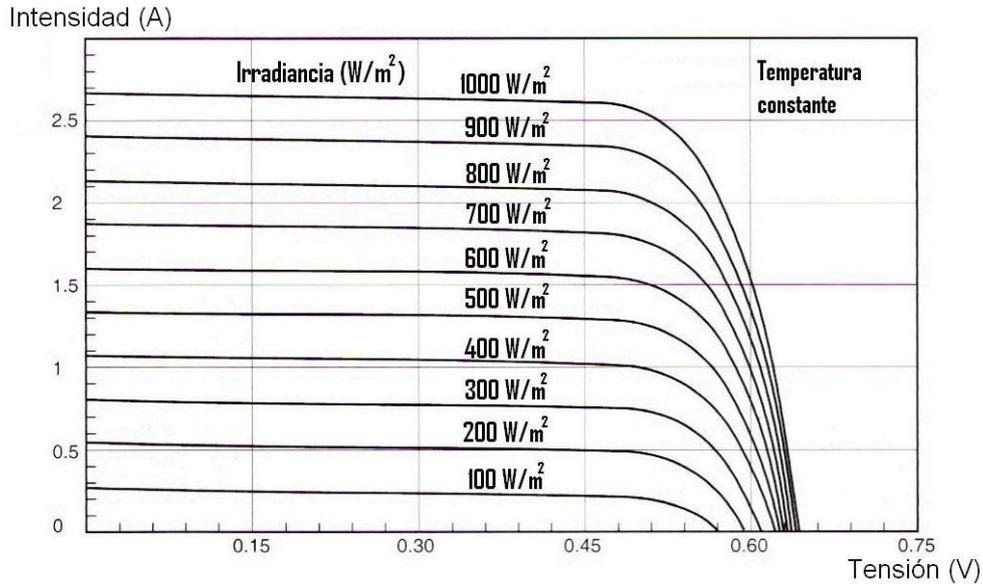


Fig. 6.4. Efecto de la irradiancia sobre las curvas I-V [49]

En consecuencia, la potencia generada es prácticamente proporcional a la irradiancia. Estos hechos tienen consecuencias interesantes. Por una parte, la proporcionalidad con la irradiancia permite el cálculo de la producción diaria fácilmente y por otra parte, la estabilidad de las tensiones facilita el diseño de módulos para conseguir tensiones determinadas aunque las irradiancias sean pequeñas. Con todo, a irradiancias inferiores a 200 W/m^2 la producción de las células de silicio monocristalino es prácticamente despreciable. En la figura 6.5 se observa el efecto de la irradiancia sobre las curvas potencia-tensión de una célula fotovoltaica.

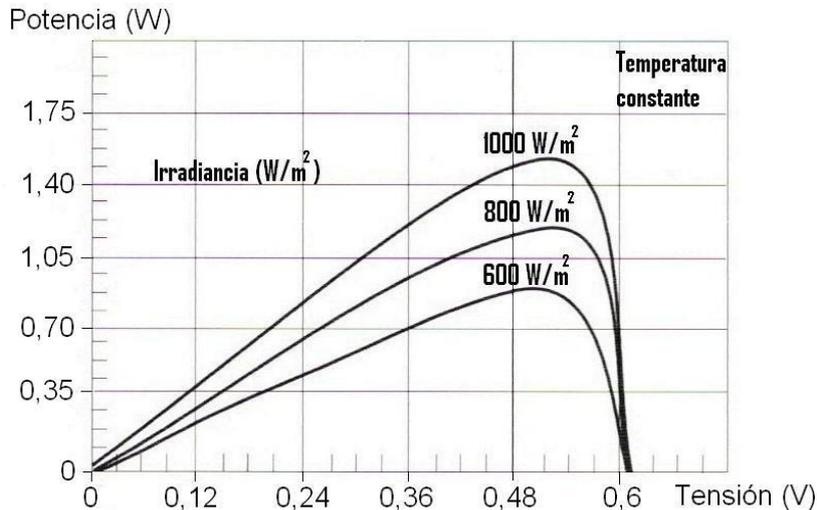


Fig. 6.5. Efecto de la irradiancia sobre las curvas potencia-tensión [42]

El efecto de la temperatura sobre la curva I-V es significativamente diferente, según muestra la figura 6.6. Así, al aumentar la temperatura, la tensión en circuito abierto (V_{OC}) disminuye del orden de unos pocos milivoltios por cada grado centígrado que aumenta la temperatura ($2,3 \text{ mV}/^\circ\text{C}$ para el silicio y entre 2 y $2,2 \text{ mV}/^\circ\text{C}$ en el caso del arseniuro de galio). Además, como consecuencia de esta variación de V_{OC} , el factor de forma (FF)

también disminuye a medida que aumenta la temperatura, lo que provoca a su vez, que la eficiencia de la célula haga lo propio: disminuir al aumentar la temperatura (se reduce entre 0,4 y 0,5 % por °C en las células de silicio y alrededor del 0,3% por °C en las de arseniuro de galio). La intensidad de cortocircuito (I_{SC}), en cambio, permanece prácticamente constante (en realidad, aumenta ligeramente al hacerlo la temperatura).

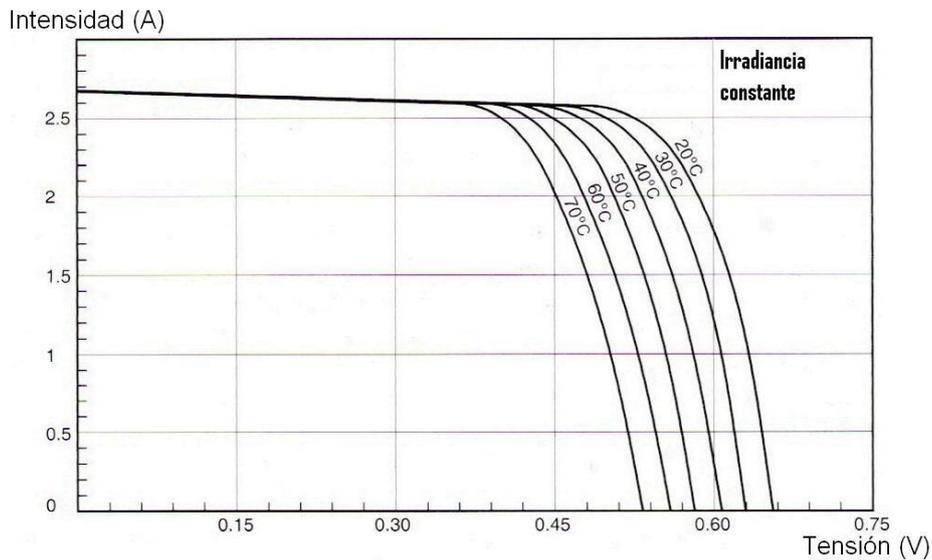


Fig. 6.6. Efecto de la temperatura sobre las curvas I-V [49]

Si ahora observamos el comportamiento de la tensión, corriente y rendimiento de una célula aunándolas en un solo gráfico como el de la figura 6.7, obtenemos deducciones muy interesantes, como que al aumentar la temperatura, la tensión baja, mientras que la curva correspondiente a la intensidad incrementa su valor en menor proporción, lo que se traduce en un descenso del rendimiento. Podemos decir, en consecuencia, que a medida que la temperatura a la que se encuentra la célula aumenta, disminuye el rendimiento, produciéndose el efecto contrario, es decir, un aumento de la eficiencia, en función de temperaturas más bajas.

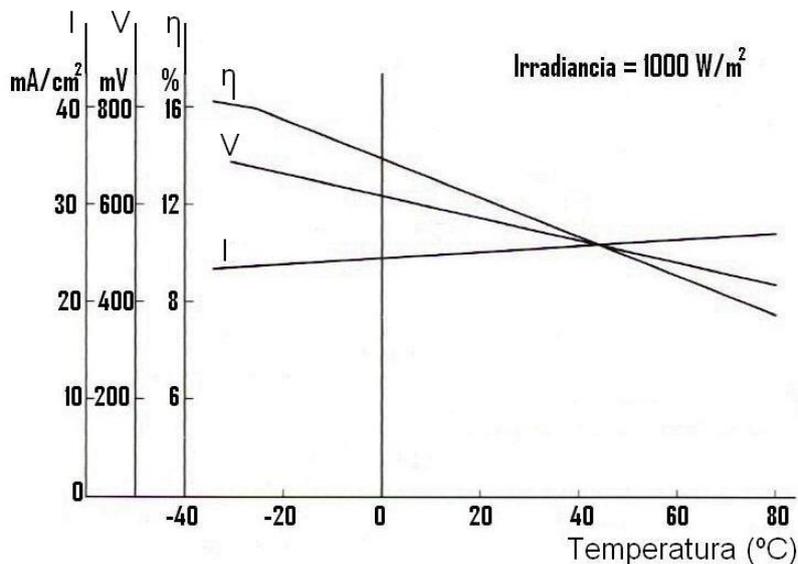


Fig. 6.7. Intensidad, tensión y eficiencia en función de la temperatura [49]

6.3. El módulo fotovoltaico

Un módulo fotovoltaico es un dispositivo en el que un conjunto de células solares se conectan convenientemente para conseguir las condiciones óptimas para su integración en un sistema de generación de energía, siendo compatibles en tensión y en potencia con las necesidades y los equipos normalizados disponibles en el mercado. Generalmente se dispone de módulos fotovoltaicos de 14, 24 ó 32 V de tensión nominal con una tensión de trabajo a potencia máxima (V_{mp}) en torno a 18, 30 y 36 V. Las potencias producidas oscilan entre los 150 Wp y los 400 Wp.

Habitualmente las células se interconectan en serie debido a sus características eléctricas. Las células de silicio generan potencias de entre 1 y 1,5 W en condiciones estándar, suministradas a tensiones de entre 0,5 y 0,6 V. Pocas aplicaciones hacen uso de tensiones tan bajas, por lo que son necesarias las conexiones en serie. El número de células en cada serie vendrá determinado por la tensión nominal del módulo, el cual, a su vez, tiene que acoplarse a los valores nominales del sistema de almacenamiento

Los módulos se diseñan para obtener ciertas sobre tensiones respecto a los valores nominales de los acumuladores para asegurar su carga y compensar generaciones inferiores al operar en condiciones no óptimas. Por ejemplo, para pequeñas potencias en torno a 150 Wp, habitualmente 36 células forman una serie en los módulos de 14 V nominales, dando tensiones en circuito abierto de entre 21 y 23 V y tensiones máximas en condiciones estándar de operación de entre 16 y 18 V. Los módulos comerciales más habituales están formados por 60 y 72 células. Aunque los valores pueden variar en función del fabricante, en la tabla 6.1 se muestran las características típicas de los módulos fotovoltaicos.

Módulos	P_{max}	V_{mp}	V_{oc}
36 Células	120 – 150 Wp	16 – 18 V	21 – 23 V
60 Células	250 – 340 Wp	32 – 34 V	39 – 41 V
72 Células	340 – 400 Wp	37 – 39 V	46 – 48 V

Tabla 6.1. Características típicas de los módulos fotovoltaicos

6.4. Conexión de módulos fotovoltaicos y diodos de protección

Como norma general nunca conectaremos entre sí módulos fotovoltaicos de distintas características ni de distintos fabricantes. Es muy importante conectar los módulos de forma correcta para evitar averías en el sistema. La conexión de los módulos puede ser en serie, en paralelo, o mixto (serie-paralelo). Por ejemplo, para el conexionado de módulos fotovoltaicos de 12 V de tensión nominal tenemos tres posibilidades:

Conexión en paralelo. Se conectan entre sí todos los polos positivos y todos los negativos (Figura 6.8). La tensión total en los módulos conectados en paralelo será la misma que la de un módulo y la intensidad total será la suma de la intensidad de cada módulo.

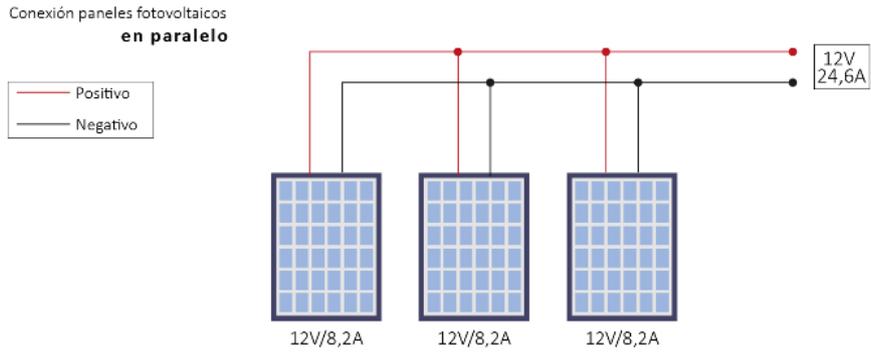


Fig. 6.8. Conexión de módulos en paralelo [53]

Conexión en serie. La conexión se realiza del polo positivo de un módulo al polo negativo del siguiente (Figura 6.9). La tensión total en los módulos conectados en serie será la suma de la tensión de cada módulo y la intensidad total será la misma que la de un módulo.

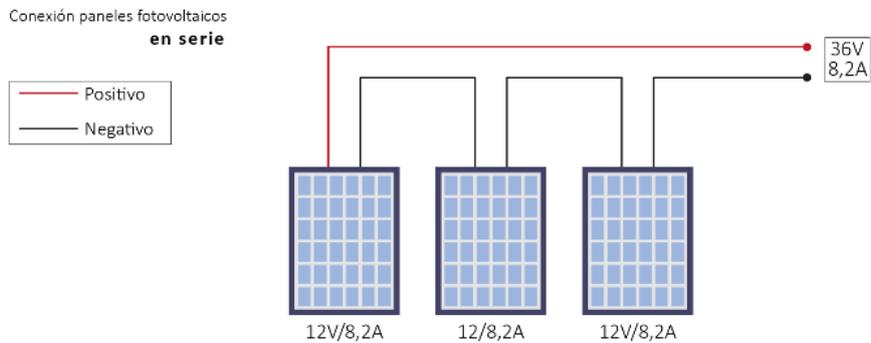


Fig. 6.9. Conexión de módulos en serie [53]

Conexión mixto (serie-paralelo). En el conexionado mixto intervienen los conexiones serie y paralelo para poder conseguir la tensión e intensidad idóneas para cada caso en particular (Figura 6.10).

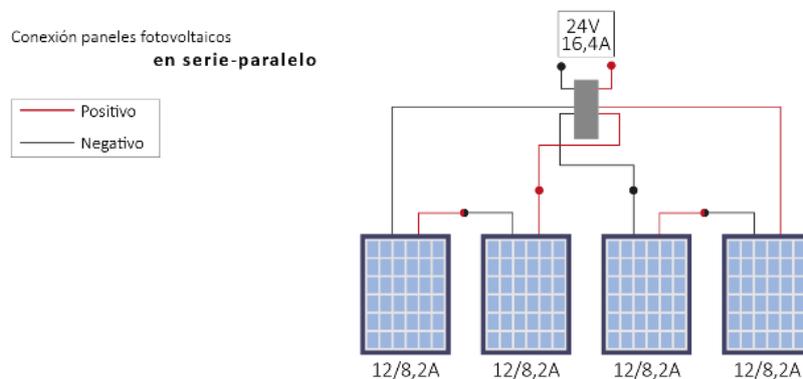


Fig. 6.10. Conexión de módulos mixto (serie-paralelo) [53]

Los diodos de protección (de paso y de bloqueo) son elementos muy importantes que posibilitan el adecuado y correcto funcionamiento de los módulos fotovoltaicos. Para asegurarse que los diodos no fallarán durante la operación han de seleccionarse de

modo que su corriente nominal sea el doble de la corriente de cortocircuito que pueda fluir por ellos y que el voltaje inverso de polarización sea el doble del voltaje de circuito abierto del conjunto de módulos de la instalación. También es necesario tener en cuenta que la caída de tensión en cada diodo es del orden de 0,4 a 0,7 V, lo que representa casi un 6% de caída de tensión en un sistema de 12 V lo que puede provocar una pérdida de potencia considerable. Los diodos de protección son los siguientes:

Diodos de paso (by-pass). Cuando parte de un módulo fotovoltaico se sombrea, las células sombreadas no son capaces de producir tanta corriente como las que no están sombreadas. Si las células están conectadas en serie, la misma corriente debe pasar a través de cada una de ellas. Las células no sombreadas fuerzan a las sombreadas a soportar una corriente mayor que su I_{SC} . El único modo en que estas células sombreadas puedan operar a corrientes mayores que su I_{SC} es trabajar a voltajes negativos (polarización inversa) causando una pérdida neta de voltaje al sistema. En otras palabras, la célula sombreada actúa como un disipador de potencia en forma de calor, causando la formación de “puntos calientes”.

Los diodos de paso se utilizan para evitar los efectos perjudiciales del sombreado parcial en los módulos, impidiendo que las células sombreadas actúen como receptores, disipando la potencia generada por la parte o rama no sombreada del módulo. Cortocircuitan los paneles sombreados impidiendo que actúen como cargas y se sobrecalienten, sin entorpecer el funcionamiento del resto de módulos.

El terminal negativo del módulo se conecta al terminal positivo del diodo de paso y viceversa (Figura 6.11) de forma que el diodo permita el paso de la corriente a su través cuando el módulo se encuentra en polarización inversa y que esté en circuito abierto cuando la operación del módulo sea la correcta. Debe tenerse en cuenta que un fallo por efecto de alguna sobre tensión puede suponer el cortocircuito del diodo y, por tanto, del módulo entero.

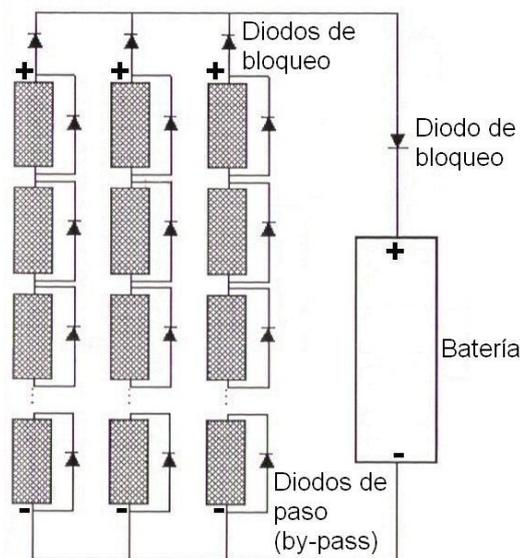


Fig. 6.11. Diodos de paso (by-pass) y diodos de bloqueo [54]

Diodos de bloqueo. Los diodos de bloqueo cumplen dos funciones muy importantes. En los sistemas de carga de baterías, la tensión del módulo cae a cero durante la noche y la batería puede descargarse a través del módulo. El diodo de bloqueo situado en el circuito entre el módulo y el sistema de baterías (Figura 6.11) impide que, durante la noche o demás períodos de baja insolación, circule corriente eléctrica desde las baterías hacia los módulos fotovoltaicos provocando la descarga de la batería y el deterioro de los módulos.

Los diodos de bloqueo situados a la salida de cada rama del campo fotovoltaico (Figura 6.11) pueden realizar otra función durante la operación diurna, previniendo el flujo de corriente de otras ramas en paralelo. Si una rama se sombrea o hay un cortocircuito en uno de los módulos, el diodo de bloqueo previene que las otras ramas deriven corriente inversa en la rama dañada. La rama sombreada es aislada de las otras y se genera más corriente.

7. Estudio de las células fotovoltaicas

En la actualidad, el mercado fotovoltaico está dominado por la tecnología de silicio cristalino que representa un 90% del sector. Se trata de una tecnología madura desde el punto de vista de la eficiencia obtenible y de los costes de fabricación y probablemente continuará dominando el mercado a corto-medio plazo. Cabe esperar únicamente pequeñas mejoras en la eficiencia y una posible reducción en los costes asociados tanto a la introducción de obleas mayores y más finas en los procesos industriales como a la economía de escala.

Además, la industria fotovoltaica basada en esta tecnología utiliza el excedente de silicio para la industria electrónica, aunque el desarrollo constante de esta última y el crecimiento exponencial de la producción fotovoltaica en los últimos años van limitando cada vez más la disponibilidad en el mercado de material bruto para el sector fotovoltaico. En este capítulo se realizará un estudio de las principales células fotovoltaicas tanto de silicio como de otros materiales.

7.1. Células de silicio monocristalino

Los módulos monocristalinos homogéneos están hechos de cristal de silicio cristalino de alta pureza (Figura 7.1). La principal ventaja de estas células es la eficiencia que es superior a la de las células policristalinas. Los módulos monocristalinos tienen una eficiencia superior puesto que la estructura interna de las células es más uniforme y, por tanto, presenta menos resistencia al desplazamiento electrónico. Otras ventajas de los módulos monocristalinos son su larga duración y que mantienen sus propiedades a lo largo del tiempo. El coste de estos módulos es superior a los de silicio policristalino y los paneles realizados a partir de esta tecnología normalmente se caracterizan por un color azul oscuro homogéneo. Las células monocristalinas destacan por estar fabricadas con silicio de muy alta pureza.



Fig. 7.1. Módulo de silicio monocristalino [84]

7.2. Células de silicio policristalino

Las células policristalinas (Figura 7.2) tienen menor espesor que las monocristalinas pero el material semiconductor tiene menos pureza y por tanto su eficiencia es menor. Se presentan en forma cuadrada aprovechando mejor el espacio y en su obtención intervienen un número menor de fases de cristalización con respecto a las monocristalinas lo que reduce su precio en el mercado. En los módulos de silicio policristalino (mc-Si) los cristales que componen las células se agregan adoptando formas y direcciones diferentes. De hecho, las iridiscencias características de las células de silicio policristalino están causadas por las diferentes direcciones de los cristales, comportándose de forma distinta frente a la luz.



Fig. 7.2. Módulo de silicio policristalino [84]

Su eficiencia es menor que la del silicio monocristalino pero su coste también lo es. Aun así, su duración es larga (respecto a la del silicio monocristalino) y buena parte del rendimiento se mantiene a lo largo del tiempo (85% de la eficiencia inicial tras 20 años). Las células fabricadas mediante esta tecnología pueden reconocerse por su superficie, donde son claramente visibles los granos cristalinos.

7.3. Células de silicio amorfo

Las células de silicio amorfo tienen una capacidad de absorción de la luz superior a las células de silicio cristalino. Esta célula de capa delgada y bajo coste permite realizar módulos fotovoltaicos flexibles (Figura 7.3), lo que está encontrando aplicaciones en las instalaciones fotovoltaicas, a diferencia de su primera utilización: los relojes, calculadoras, etc. Se forman estas células en láminas muy delgadas y flexibles, que pueden adherirse a cualquier soporte de vidrio, plástico o similar. Su principal problema es su baja eficiencia.



Fig. 7.3. Módulo de silicio amorfo [85]

El silicio amorfo (a-Si) depositado como una película sobre un soporte (por ejemplo aluminio) ofrece la posibilidad de disponer de tecnología fotovoltaica a unos costes reducidos comparados con los del silicio cristalino, pero la eficiencia de estas células tiende a empeorar con el tiempo. El silicio amorfo también puede pulverizarse sobre una lámina delgada de plástico o material flexible. Se utiliza sobre todo en los casos en los que es necesario minimizar el peso del panel y adaptarlo a superficies curvas. La eficiencia del a-Si es muy baja a causa de las muchas resistencias que se oponen al flujo de electrones. También en este caso el rendimiento de las células tiende a empeorar con el tiempo.

7.4. Células de telururo de cadmio

El telururo de cadmio (CdTe) es un compuesto cristalino formado por cadmio y telurio. Se utiliza como ventana óptica de infrarrojos y como material de célula solar. Por lo general se intercala con sulfuro de cadmio (CdS) para formar una célula fotovoltaica de unión PN. Las células solares de CdTeS (telururo de cadmio-sulfuro de cadmio) constan de una capa P (CdTE) y de otra N (CdS) que forman una heterounión P-N. Las células de CdTeS (Figura 7.4) presentan una eficiencia mayor que las de silicio amorfo. El coste de estos módulos es inferior al de los módulos de silicio cristalino.

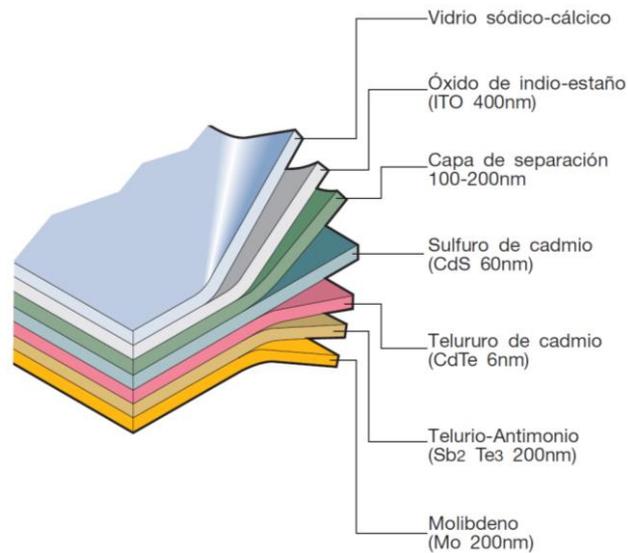


Fig. 7.4. Estructuras de células de capa fina basadas en CdTe-CdS [01]

7.5. Células CIS, CIGS y CIGSS

En los módulos CIS/CIGS/CIGSS el silicio se sustituye por aleaciones especiales como:

- Cobre, indio y selenio (CIS).
- Cobre, indio, galio y selenio (CIGS).
- Cobre, indio, galio, selenio y azufre (CIGSS).

Las células CIS, CIGS (Figura 7.5) y CIGSS son tecnologías de capa fina. La cuota de mercado de estas células es todavía reducida pero su bajo coste y el aumento progresivo de su eficiencia hacen que su presencia en el mercado aumente año tras año.

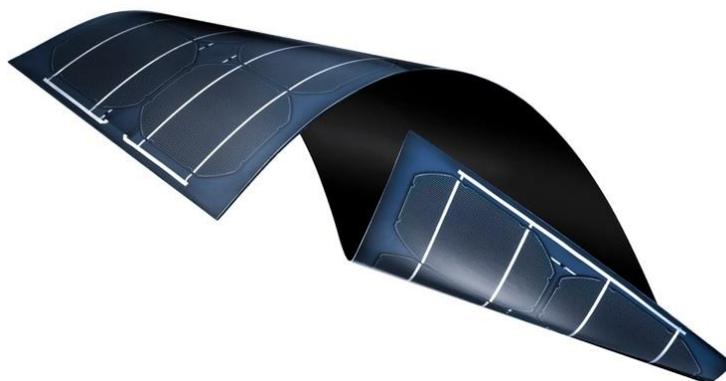


Fig. 7.5. Módulo CIGS [87]

Al depositar la capa fina directamente a gran escala (más de 5 m^2), los desechos resultantes del corte de obleas de silicio cristalino pueden evitarse. Las técnicas de depósito son procesos de bajo consumo energético y por lo tanto el tiempo de

amortización es corto, entendido como el tiempo que debe estar funcionando una planta fotovoltaica antes de que la energía consumida en su construcción se haya generado (alrededor de un año en el caso de capas finas de silicio amorfo frente a los dos años para el silicio cristalino).

Comparados con los módulos de silicio cristalino, los de capa fina presentan una menor dependencia de la eficiencia respecto a la temperatura de funcionamiento y una buena respuesta también ante casos en los que la componente difusa de la luz es más marcada y los niveles de radiación son bajos, sobre todo en días nublados. Las células solares CIGS pueden fabricarse sobre sustratos flexibles, lo que las hace adecuadas para una variedad de aplicaciones para las cuales la fotovoltaica cristalina actual y otros productos rígidos no son adecuados.

Dentro de las tecnologías de capa fina, la tecnología CIGS es una de las más prometedoras porque presenta los coeficientes de absorción más elevados (bajo consumo de material absorbedor), las eficiencias más altas y no muestra inestabilidad inducida por la luz como es el caso de otras tecnologías de capa fina. Por ello, las células CIGS están cerca de alcanzar la eficiencia de las células de silicio monocristalino y se espera que tengan un fuerte desarrollo en los próximos años.

7.6. Células de arseniuro de galio

Las células de arseniuro de galio (GaAs) son las más indicadas para la fabricación de módulos fotovoltaicos dada su alta eficiencia. El problema principal radica en que este material es raro y poco abundante. La principal ventaja de este tipo de células es que mantienen sus características de alto rendimiento a elevadas temperaturas por lo que son ideales para sistemas de concentración o sistemas mixtos de aprovechamiento térmico y eléctrico. Otra de sus ventajas es su tolerancia a radiaciones ionizantes (como protones y electrones que sí afectan al silicio), siendo por ello utilizadas en satélites artificiales y demás vehículos espaciales (Figura 7.6).



Fig. 7.6. Módulo de arseniuro de galio [88]

Las células GaAs también presentan un alto coeficiente de absorción permitiendo buenos rendimientos con pequeños espesores. Las células de arseniuro de galio presentan unas buenas características pero su uso se ve limitado por el elevado coste de producción de este material, que hace, por el momento, que su precio no resulte competitivo frente a las tecnologías actualmente utilizadas.

Actualmente, la tecnología GaAs es la más interesante en términos de eficiencia obtenida pero la producción de estas células se ve limitada por sus altos costes y por la escasez del material, que se utiliza fundamentalmente en los semiconductores de alta velocidad y en la industria optoelectrónica. De hecho, la tecnología GaAs se utiliza principalmente para aplicaciones espaciales donde el peso y las dimensiones reducidas tienen un papel determinante.

7.7. Células orgánicas

Una célula solar orgánica (OPV) es un tipo de célula fotovoltaica en la que se emplea electrónica orgánica para generar corriente eléctrica a través del efecto fotoeléctrico. La electrónica orgánica se basa en el uso de materiales polímeros orgánicos conductores o pequeñas moléculas orgánicas. Hablar de “orgánico” implica que estos materiales contienen carbono. Una célula OPV utiliza materiales a base de carbono en lugar de silicio como semiconductor para producir electricidad a partir del sol.

Una de las mayores diferencias entre la célula de silicio y la célula orgánica está en su estructura física: las células orgánicas están hechas con compuestos que normalmente se disuelven en tinta y se imprimen en plásticos delgados, lo que significa que las células OPV pueden ser flexibles pudiendo ser incorporadas en lugares o estructuras donde las células de silicio no pueden instalarse.

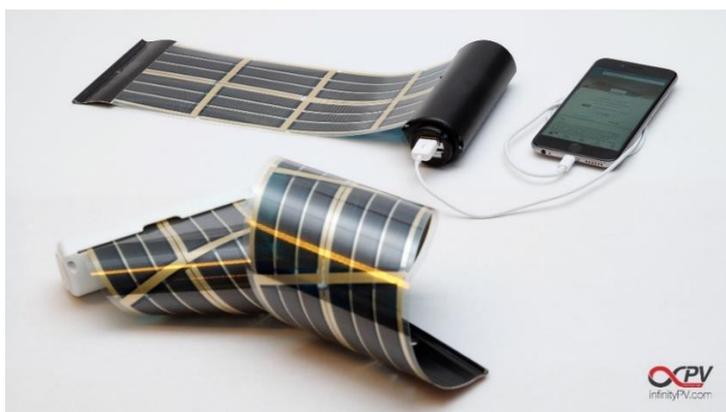


Fig. 7.7. Célula solar orgánica (OPV) [89]

Una de las ventajas de esta tecnología es que permite una producción a gran escala con costes muy reducidos (empleando por ejemplo tecnologías de impresión). Se trata en general de materiales con unas características óptimas en cuanto a la absorción de luz. Sin embargo, como inconvenientes en la actualidad habría que citar su baja eficiencia, su baja estabilidad y su escasa resistencia en comparación con las tecnologías de silicio cristalino.

7.8. Células PERC

Las células PERC son células de silicio que incorporan una capa reflectante en la cara posterior de la célula que, por un lado permiten una mayor captación de la luz solar, y por otro, una mayor captación de electrones aumentando así la eficiencia de la célula (Figura 7.8). Con esto, lo que se consigue es una mayor captación de electrones, por lo que se genera más electricidad y en consecuencia, mayor potencia.

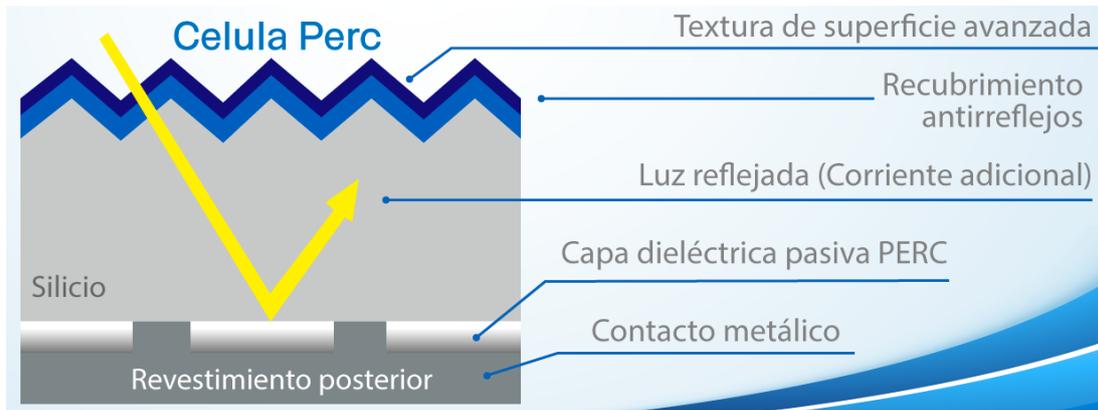


Fig. 7.8. Estructura de una célula PERC [95]

En la figura 7.9 se muestra la diferencia en la captación de luz solar en una célula de silicio estándar y en una célula con tecnología PERC. En la célula estándar, una parte de la luz solar es absorbida por la metalización de aluminio de la cara posterior de la célula, por lo que se desperdicia. Sin embargo, en la célula PERC, parte de esa radiación, que se desperdiciaba en la célula estándar, se consigue recuperar y aprovechar gracias a una capa aislante especial situada entre el silicio y la capa de aluminio posterior. En la célula PERC, la luz se refleja en la capa dieléctrica generando corriente adicional.

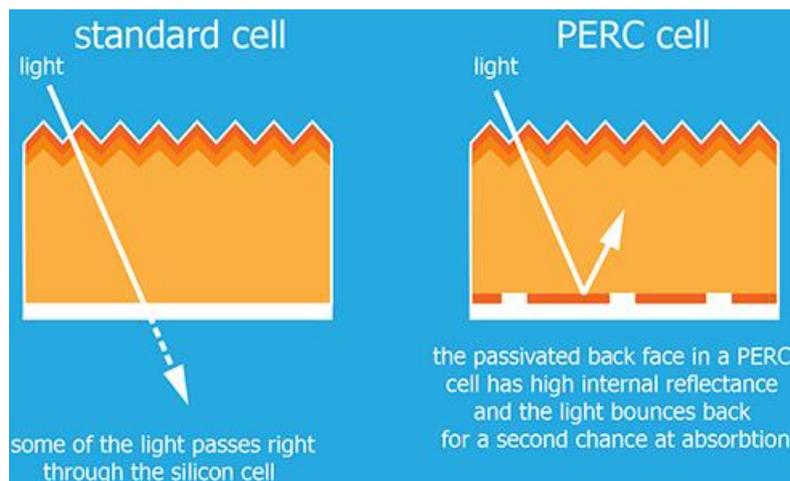


Fig. 7.9. Diferencia célula convencional y célula PERC al recibir la luz solar [96]

Además, en la figura 7.10 se observa que en una célula convencional, si un electrón llega a la superficie posterior, con frecuencia se captura y ya no puede contribuir a la corriente. Sin embargo, en una célula PERC, la capa dieléctrica evita que esos

electrones sean capturados permitiendo que alcancen la capa emisora contribuyendo así a la corriente eléctrica.

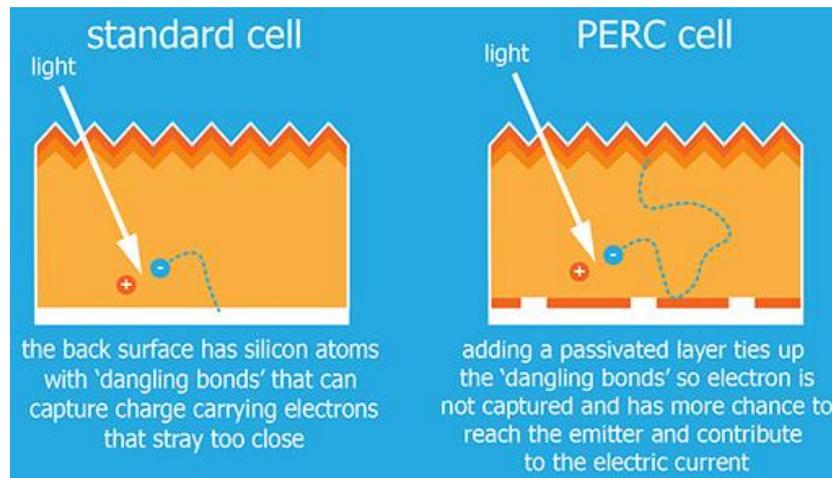


Fig. 7.10. Diferencia célula convencional y célula PERC al recibir electrones [96]

Por lo tanto, en una célula PERC se consigue que los electrones de la luz infrarroja no penetren hasta la capa de aluminio permitiendo así que generen corriente eléctrica. Este aprovechamiento de la luz infrarroja le proporciona a la célula PERC una mayor “sensibilidad” ante longitudes de onda larga. Normalmente, estas longitudes de onda están más presentes cuando el Sol incide con cierta inclinación, es decir, durante las primeras y últimas horas del día o durante los días nublados con radiación baja. Esto permite que los módulos con tecnología PERC presenten una eficiencia superior al resto de módulos convencionales de silicio (tanto monocristalinos como policristalinos).

Además, longitudes de onda superiores a la infrarroja no pueden generar energía, pero estas ondas llegan directamente a la capa de aluminio inferior en las células convencionales, siendo absorbidas por ésta y aumentando la temperatura del módulo. Y ese aumento de temperatura genera un efecto negativo sobre la producción. Sin embargo, en las células PERC, estas ondas son reflejadas enviándolas fuera del panel y consiguiendo, por tanto, una temperatura menor.

Por lo tanto, la tecnología PERC ofrece tres ventajas significativas:

- Mayor eficiencia.
- Mayor producción con irradiancia baja.
- Menor coeficiente de temperatura.

7.9. Células bifaciales

Las células solares convencionales, suelen ser monofaciales, es decir, que captan la luz del sol por su cara frontal, mientras que su cara posterior es opaca. En una célula monofacial, la energía que no es captada en su cara frontal simplemente se refleja y se pierde. Las células solares bifaciales, por el contrario, son células de doble cara diseñadas de manera que puedan producir energía tanto a través de su cara frontal

como de su cara posterior. La energía adicional (ganancia bifacial) que podemos obtener con un módulo bifacial frente a un módulo monofacial puede ser de entre un 5 y un 30% (Figura 7.11).



Fig. 7.11. Módulo bifacial y módulo monofacial [97]

En las células bifaciales, la cara frontal aprovecha la radiación solar directa y la cara posterior, situada de cara al suelo, aprovecha la radiación reflejada. La cara posterior del módulo recibe la radiación difusa que está presente en la atmósfera y la radiación reflejada desde el suelo u otras superficies (Figura 7.12).

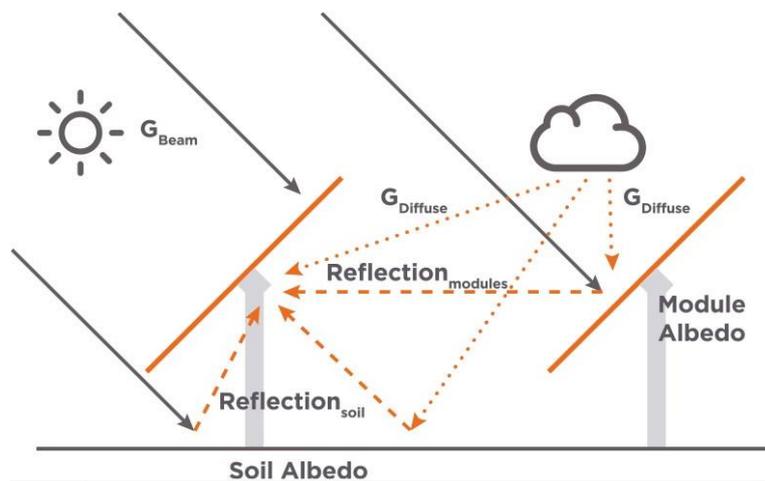


Fig. 7.12. Radiación recibida en la cara posterior de un módulo bifacial [98]

El objetivo de la tecnología bifacial es maximizar la producción de energía de la cara posterior del módulo para que este pueda generar más electricidad y, por tanto, más potencia. Para ello, es muy importante el tipo de superficie donde estén instalados los módulos, su altura y la distancia entre ellos.

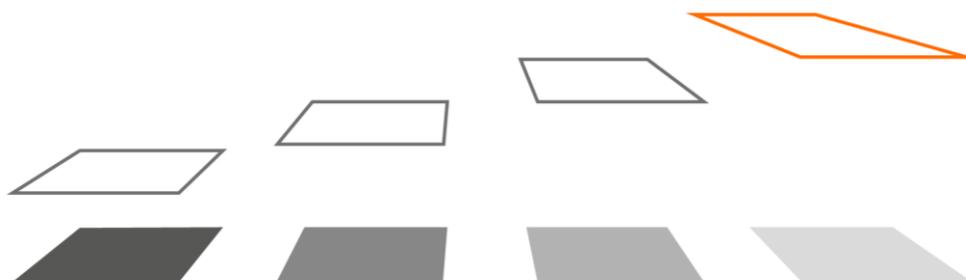


Fig. 7.13. La radiación difusa aumenta con la altura [98]

Los módulos instalados a mayor altura del suelo reciben más radiación difusa que los más cercanos al suelo. Este efecto puede entenderse mirando la sombra de un objeto a medida que se aleja del suelo. Como se muestra en la figura 7.13, la sombra se vuelve más clara a medida que el objeto se sitúa a mayor altura. Además, los módulos que se encuentran a mayor altura del suelo reciben más radiación reflejada desde el suelo que los que están a menor altura tal como se ilustra en la figura 7.14.

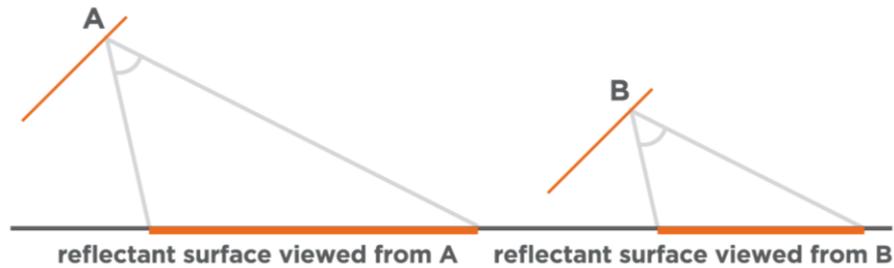


Fig. 7.14. La radiación reflejada desde el suelo aumenta con la altura [98]

Por otro lado, los módulos situados a mayor altura tienden a funcionar a temperaturas más bajas. Estos tres efectos pueden conducir a una mayor potencia de salida del módulo para módulos ubicados a mayor altura del suelo en relación a los módulos más cercanos al suelo.

La irradiancia vista por la parte posterior de un módulo está directamente relacionada con el área de superficie que refleja la luz sobre el módulo. A medida que aumenta la distancia entre las filas de los módulos adyacentes, también lo hace el área de superficie que refleja la luz en la parte posterior del módulo y la ganancia bifacial del módulo. Al aumentar la distancia entre dos módulos conseguimos que cada módulo se beneficie de una mayor superficie reflectante (Figura 7.15).

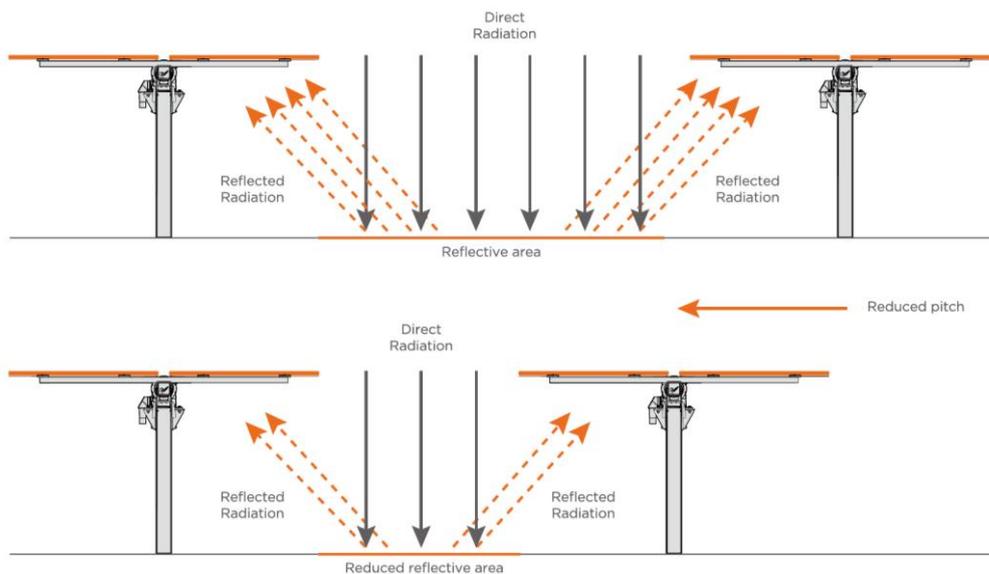


Fig. 7.15. Aumentar la distancia entre módulos maximiza la energía solar reflejada [98]

La reflectividad de la superficie (albedo) es la que determina la ganancia bifacial que podemos obtener al instalar un módulo bifacial frente a uno monofacial (Figura 7.16).

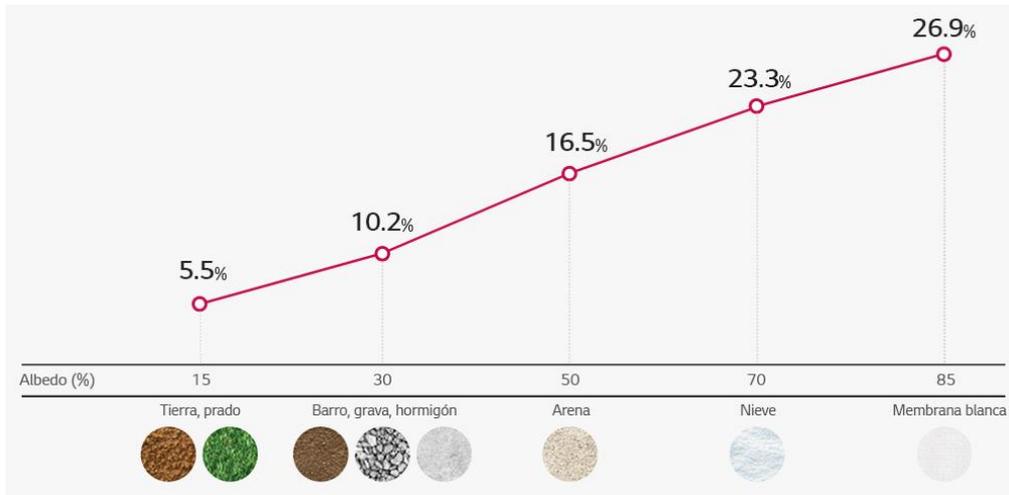


Fig. 7.16. Ganancia bifacial en función del albedo [97]

El módulo bifacial tiene un coste superior al de un módulo monofacial y además necesita cumplir unos requerimientos mínimos de instalación que le permitan obtener una ganancia aceptable que pueda compensar dicho coste adicional. Por eso, los módulos bifaciales normalmente sólo se utilizan en grandes instalaciones con sistemas de seguimiento solar (Figura 7.17).



Fig. 7.17. Módulos bifaciales en sistemas de seguimiento solar [98]

7.10. Células multiunión (MJ)

La célula fotovoltaica multiunión (MJ), también conocida como "células en tándem", es una célula solar con múltiples uniones p-n de diferentes materiales semiconductores. Cada unión p-n de cada material, produce corriente eléctrica en respuesta a una diferente longitud de onda de la luz. Una célula simple, produce corriente eléctrica de una sola longitud de onda en el espectro de luz solar. Sin embargo, una célula solar MJ producirá una corriente eléctrica en múltiples longitudes de onda de la luz, lo que aumenta la eficiencia de conversión de la energía de la luz solar a energía eléctrica utilizable.

En el diseño más común de una célula MJ, una célula solar de alto intervalo de banda se encuentra en la parte superior, absorbiendo luz de alta energía y longitud de onda

más corta, y transmitiendo el resto. Debajo hay una célula solar con un intervalo de banda inferior que absorbe parte de la luz de menor longitud de onda y energía. Puede haber otra celda debajo de esa, con hasta cuatro capas en total.

La mayoría de las células en tándem que se han producido hasta la fecha usan tres capas, sintonizadas en azul (arriba), amarillo (centro) y rojo (abajo). Estas células requieren el uso de semiconductores que se puedan sintonizar a frecuencias específicas, lo que ha llevado a que la mayoría de ellas estén hechas de compuestos de arseniuro de galio (GaAs), a menudo InGaP para la subcelda superior (azul), InGaAs para la subcelda central (amarillo) y germanio para la subcelda inferior (rojo). En la figura 7.18 se muestra la estructura de una célula MJ y su respuesta espectral.

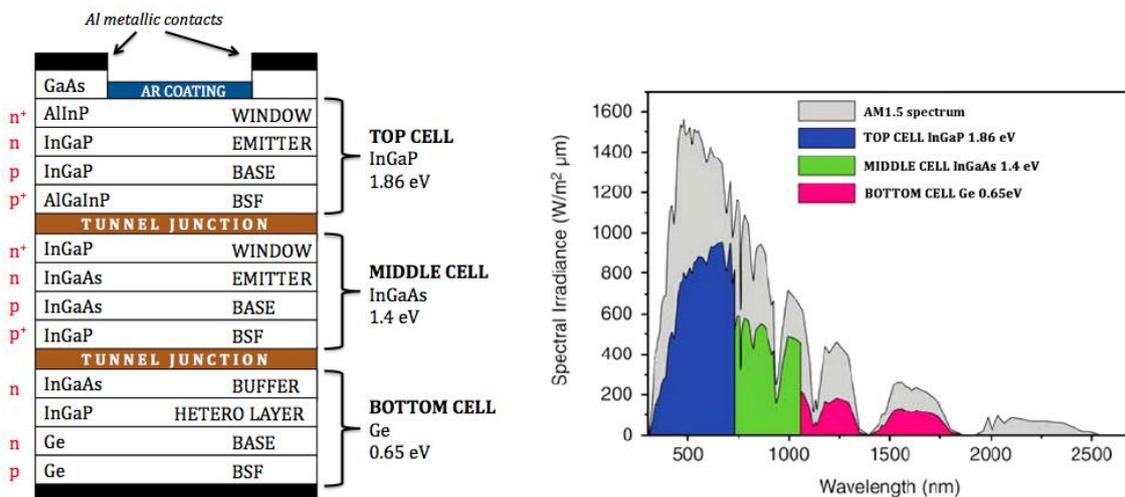


Fig. 7.18. Estructura y respuesta espectral de una célula MJ [101]

Las células MJ consiguen una eficiencia máxima de un 47,1% pero a costa de una mayor complejidad y precio de fabricación. Hasta la fecha, su mayor precio y su mayor relación precio/rendimiento han limitado su uso a funciones especiales, fundamentalmente en el sector aeroespacial, donde es deseable su alta relación potencia/peso.

7.11. Eficiencia de las células fotovoltaicas

El límite Shockley–Queisser determina la máxima eficiencia teórica de una célula fotoeléctrica basada en una unión p-n (Figura 7.19). El cálculo fue desarrollado por William Shockley y Hans Queisser en Shockley Semiconductor en 1961. Se le considera uno de los fundamentos básicos de la energía solar fotovoltaica y uno de los principales avances en el campo. El límite sitúa la eficiencia máxima en el entorno del 33,7%, asumiendo una única unión p-n con una banda prohibida de 1,34 eV (usando un espectro de AM 1,5 G).

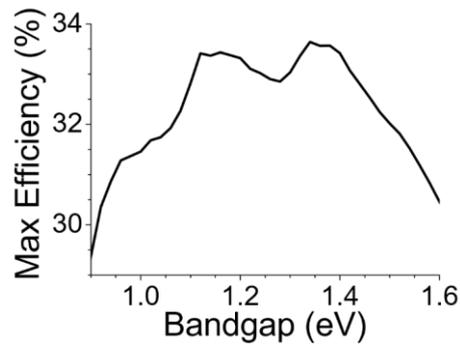


Fig. 7.19. Límite Shockley-Queisser para la eficiencia de una célula solar [99]

Es decir, de la energía solar incidente (típicamente, 1000 W/m^2), sólo 33,7% se podría convertir en electricidad (337 W/m^2). Para obtener una buena eficiencia en las células solares, estas deben estar constituidas por un material en el que la energía del enlace de sus electrones de valencia no sea ni muy baja, ya que se perdería buena parte de la energía del fotón, ni muy alta, pues entonces sólo los fotones más energéticos del espectro solar podrían romper los enlaces.

De los semiconductores utilizados para el aprovechamiento fotovoltaico de la energía solar, el arseniuro de galio, con una banda prohibida de 1,43 eV, es el que tiene una mayor eficiencia pero tal como se comentó es un material difícil de encontrar y muy caro y por eso se utiliza únicamente en satélites y vehículos espaciales. El material más utilizado en células fotovoltaicas es el silicio que tiene una banda prohibida de 1,11 eV. Si tomamos como referencia una banda prohibida de 1,11 eV, podemos afirmar que, según el límite de Shockley-Queisser (Figura 7.19), la eficiencia máxima teórica de una célula de silicio es de un 32,5 % aproximadamente.

El límite de Shockley-Queisser se calcula examinando la cantidad de energía eléctrica que se puede obtener por fotón de luz solar entrante. Estudios más recientes han determinado que la eficiencia teórica de las células solares de silicio cristalino es del 29,4 % [100]. Las células actuales de silicio monocristalino alcanzan una eficiencia máxima en laboratorio de un 27,6 % por lo que vemos que ya se están acercando a su máximo teórico. Las células comerciales de silicio quedan separadas de su máximo teórico sólo por consideraciones prácticas como la radiación reflejada en la superficie y sombras debidas a las conexiones de la unión.

El límite de Shockley-Queisser sólo se aplica a las células solares convencionales con una sola unión pn y por eso las células multiunión (MJ) superan este límite. En la tabla 7.1 se muestra la eficiencia máxima en laboratorio de las distintas células solares, ordenadas de mayor a menor. Tal como se ha comentado, las células MJ y GaAs se utilizan principalmente en el sector aeroespacial. Del resto de células, la más eficiente es la de silicio monocristalino que será la que se utilizará en este TFM.

Hay que tener en cuenta que la eficiencia máxima obtenida en laboratorio de una célula de silicio monocristalino es de un 27,6 % pero una vez que se pasa a su fabricación masiva la eficiencia máxima baja a un 22,6 % debido a las pérdidas en las cadenas de producción. En 2020, la eficiencia real máxima detallada por los fabricantes en las

especificaciones de los módulos fotovoltaicos de silicio monocristalino suele estar entre el 18,6 % y el 22,6 %.

Tecnología	Eficiencia máxima en laboratorio
Células multiunión (MJ)	47,1 %
Arseniuro de galio (GaAs)	30,5 %
Silicio monocristalino	27,6 %
Cobre, Indio, Galio y Selenio (CIGS)	23,4 %
Silicio multicristalino	23,3 %
Telururo de cadmio (CdTe)	22,1 %
Células orgánicas	17,4 %
Silicio amorfo	14 %
Célula sensibilizada por colorante (DSC)	12,3 %

Tabla 7.1. Eficiencia máxima en laboratorio de las células solares en 2020 [102]

Hay que destacar que aunque las células DSC son las que menos eficiencia tienen en intemperie, son las que mejor rendimiento obtienen en interior por lo que serán de gran importancia en los próximos años tal como se verá en el capítulo 8.

8. Célula solar sensibilizada por colorante (DSC)

La célula solar Graetzel también conocida como célula solar sensibilizada por colorante (dye-sensitized solar cell, DSSC o DSC) produce electricidad mediante un principio foto-electro-químico, cambiando la energía lumínica en energía eléctrica. Son células solares de bajo costo pertenecientes a las células solares de capa fina. Esta se conforma de un semiconductor formado entre un ánodo foto sensible y un electrolito.

8.1. Funcionamiento de una célula DSC

El funcionamiento de la célula DSC consta de 3 etapas (Figura 8.1):

- Interacción entre el Sol y la sustancia colorante.
- Interacción entre la sustancia colorante y el semiconductor.
- Retorno de los electrones a la célula para completar el circuito eléctrico.

La luz solar entra a través de la placa transparente de $SnO_2:F$ interactuando con el colorante. El colorante absorbido sobre la capa del material semiconductor (TiO_2) interactúa con la luz visible proveniente del Sol. Algunos electrones pertenecientes al colorante reciben un cantidad de energía tal que les permite desplazarse entre el sistema. De esta manera los electrones son inyectados directamente en la banda de conducción del dióxido de titanio, de donde por difusión estos se desplazarán hacia el cátodo. Finalmente, los electrones se dirigen hacia el electrodo positivo (catalizador) en donde son transportados por la solución electrolítica de vuelta al colorante para así recuperar su estado inicial.

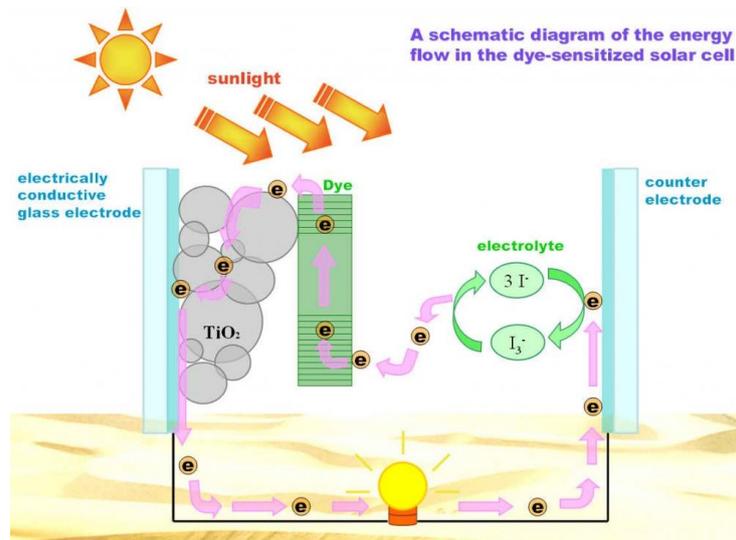


Fig.8.1. Principio de funcionamiento de la célula DSC [91]

La célula DSC tiene propiedades bastante atractivas ya que además de ser de bajo costo, es muy fácil de crear, flexible, semitransparente o incluso transparente totalmente en aquellas diseñadas actualmente. En la práctica, el uso de esta célula muestra ciertos inconvenientes como son el desgaste del electrolito o el ánodo en el uso a ciertas condiciones ambientales. Sin embargo, aunque su eficiencia de conversión de energía es menor que la de los paneles solares basados en silicio, la célula DSC presenta una mejora en cuestión del precio de fabricación, por lo que se convierte en un mejor candidato de cara a una distribución en masa.

Las células DSC son una gran opción para reemplazar las tecnologías existentes en aplicaciones donde no se requiera una gran cantidad de absorción de energía y se pueda aprovechar su flexibilidad y bajo peso. Por ejemplo, se utilizan en paneles solares en techos o ventanas (Figura 8.2). Además, las células de silicio tradicionales requieren una protección y se encapsulan dentro de una caja de cristal, con un metal en la parte inferior capaz de soportar la célula y reducir la temperatura dentro de ella. Sin embargo, las células DSC sólo se construyen con una capa delgada de plástico conductor en la parte frontal, permitiéndoles radiar el calor de forma mucho más fácil y operar de esa manera a temperaturas donde no estén expuestas a sufrir daños.

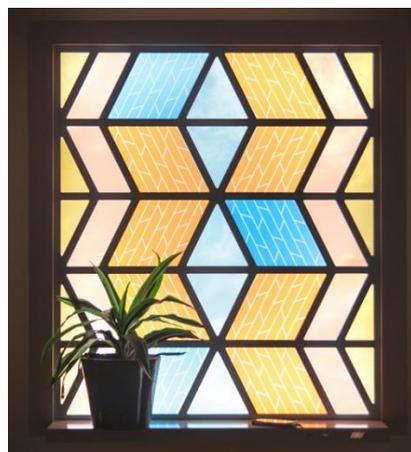


Fig. 8.2. Vidriera formada por células DSC [93]

8.2. Energía con células DSC mediante iluminación artificial

Una red IoT (Internet of Thing) es la agrupación e interconexión de dispositivos y objetos a través de una red (bien sea privada o Internet), dónde todos ellos podrían ser visibles e interactuar. Respecto al tipo de objetos o dispositivos podrían ser cualquiera, desde sensores y dispositivos mecánicos hasta objetos cotidianos como pueden ser el frigorífico, el calzado o la ropa. Cualquier cosa que se pueda imaginar podría ser conectada a Internet e interactuar sin necesidad de la intervención humana, el objetivo por tanto es una interacción de máquina a máquina, o lo que se conoce como una interacción M2M (machine to machine) o dispositivos M2M.

A nivel mundial, se espera que a mediados de 2025 unos 75 billones de dispositivos IoT estarán operativos y la mayoría estarán funcionando en instalaciones de interior. Lo más importante para una implementación amplia de estos dispositivos IoT es que deben ser autónomos, es decir, deben disponer de una fuente de energía local con bajo o incluso nulo mantenimiento. Por lo tanto, es crucial encontrar una fuente de energía de alta eficiencia en este entorno.

En la energía fotovoltaica al aire libre, una porción significativa del espectro del Sol se encuentra en la región roja de la luz visible y en longitudes de onda del infrarrojo cercano. Al aire libre, son las células de silicio cristalino o las células basadas en GaAs las que mejor respuesta obtienen.

Por el contrario, la mayor parte del espectro interior de iluminación, normalmente procedente de lámparas fluorescentes, se encuentra en el rango visible entre 400 y 650 nm. En esta región espectral, la luz ambiental difusa proporciona energía universalmente disponible, que permanece sin aprovechar. En condiciones de interior, las células de silicio amorfo (a-Si) y las células orgánicas (OPV) obtienen unos buenos resultados en la conversión de energía pero son las células DSC las que tienen un rendimiento más alto en esta región del espectro.

Recientemente, unos científicos han desarrollado una investigación con células DSC aumentando su eficiencia y permitiendo un mayor aprovechamiento energético en espacios cerrados al producir energía mediante luz ambiental [90]. Estas células DSC permiten producir energía con la luz de las lámparas del interior de los edificios. El campo de la energía fotovoltaica brinda la oportunidad de hacer que los edificios sean "inteligentes" y que los dispositivos portátiles sean "independientes" siempre que se puedan desarrollar fuentes de energía efectivas para su uso en condiciones ambientales de interior.

La obtención de energía de la luz difusa mediante células DSC permite la amplia instalación de dispositivos sensores inalámbricos. Utilizando redes neuronales artificiales, los dispositivos alimentados por luz obtienen la capacidad de recabar información sobre su entorno. Los dispositivos IoT completamente autónomos alimentados por luz ambiental convierten directamente los fotones en información computacional (Figura 8.3).

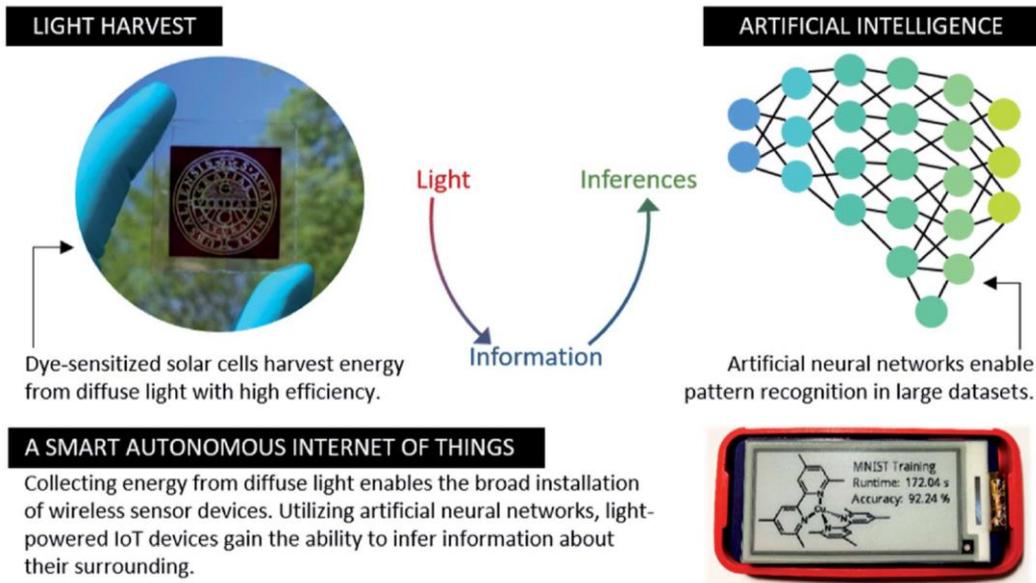


Fig. 8.3. Alimentación de dispositivos IoT mediante células DSC [90]

Se ha realizado una simulación día-noche con iluminación ambiente interior con 16 horas de iluminación de 1000 lux y 8 horas de oscuridad durante doce días. Se ha utilizado un microcontrolador ATmega328P, un transceptor inalámbrico NRF24L01+ y un supercondensador AVX 6.0 V 0.47 F (C4) para almacenar la energía. Se ha colocado un diodo rectificador (D1) para evitar la descarga del condensador en las células durante la oscuridad (Figura 8.4).

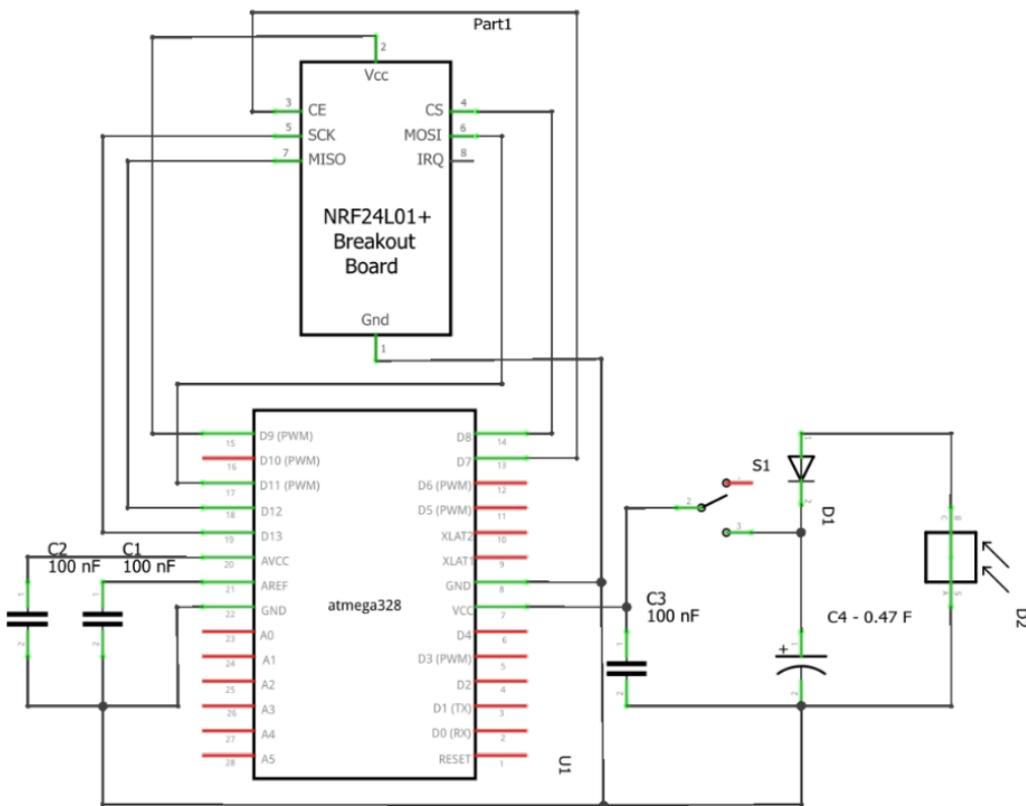


Fig. 8.4. Esquema eléctrico para simular la alimentación de dispositivos IoT mediante células DSC [90]

En la figura 8.5 aparecen los resultados de la simulación. Se observa que durante toda la simulación el voltaje de operación en el microcontrolador exhibe el mismo patrón de caída de voltaje durante períodos de oscuridad y aumento de voltaje bajo iluminación. Como resultado de la simulación se concluye que las células DSC proporcionan una cantidad constante de energía y exhiben una excelente estabilidad bajo una iluminación de 1000 lux.

En promedio, el sensor inalámbrico transmite datos cada 16 segundos durante los intervalos de iluminación, que es lo común en los sensores inalámbricos alimentados por batería. Durante los intervalos de "noche", el microcontrolador utilizó la energía almacenada en el supercondensador para garantizar la transmisión de datos a la estación base. El microcontrolador funciona de forma continua sin apagarse, eliminando así el requisito de guardar datos en una memoria no volátil.

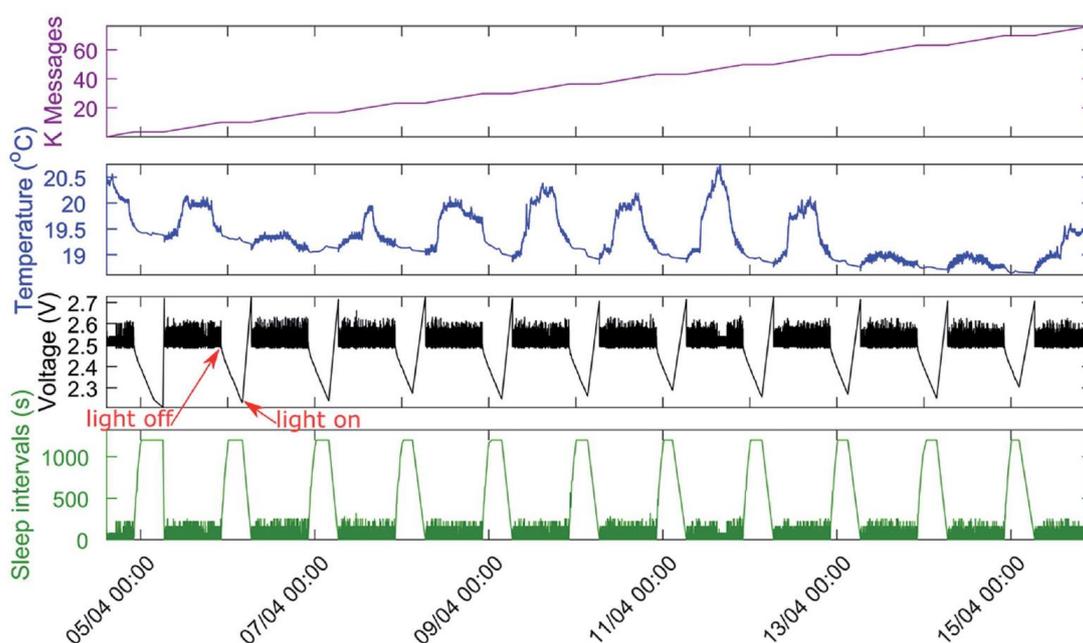


Fig. 8.5. Resultados de la simulación con células DSC durante 12 días [90]

Esta investigación sitúa a las células DSC como líderes en eficiencia de conversión de energía bajo condiciones de iluminación artificial en interiores. El rendimiento de las células DSC se midió bajo iluminación ambiental con una luz fluorescente. Los resultados de la investigación concluyen que, para una iluminación de 1000 lux, las células DSC obtienen un factor de forma (FF) de 0,77, una tensión máxima de 910 mV y una potencia máxima de 25,7 μW . Se alcanza una eficiencia de conversión de energía del 34% a 1000 lux, de 32,7 % a 500 lux y de 31,4 % a 200 lux (Figura 8.6).

	XY1 1000 lux	L1 1000 lux	XY1:L1 1000 lux	XY1:L1 500 lux	XY1:L1 200 lux
V_{oc} (mV)	850	750	910	880	840
J_{sc} (μA) ($\mu A\ cm^{-2}$)	30.0 (120)	14.5 (58)	36.7 (147)	18.4 (73.4)	7.2 (29.0)
Fill factor	0.74	0.78	0.77	0.77	0.78
P_{max} (μW) ($\mu W\ cm^{-2}$)	18.9 (75.4)	8.6 (34.4)	25.7 (103.1)	12.4 (49.5)	4.8 (19.0)
PCE (%)	24.9	11.3	34.0	32.7	31.4

Fig. 8.6. Datos de eficiencia, tensión y potencia con células DSC en instalaciones de interior [90]

Los dispositivos IoT equipados con células DSC funcionan de forma autónoma y, por lo tanto, no requieren mantenimiento a largo plazo, como el reemplazo de la batería. Además, el uso de dispositivos autónomos alimentados por la luz evitaría la fabricación cada año de millones de baterías que son necesarias actualmente para alimentar a estos dispositivos.

Estas células DSC que se alimentan de la luz ambiental proporcionan una nueva generación de dispositivos IoT inteligentes. La combinación de alta eficiencia y bajo costo con materiales no tóxicos para la energía fotovoltaica en interiores es de suma importancia para la sostenibilidad del IoT. Los científicos esperan que en los próximos años millones de dispositivos IoT autoalimentados por células DSC interiores estarán en servicio mejorando aún más la próxima ola de robótica y sistemas autónomos actualmente en desarrollo.

9. Estudio de los sistemas de seguimiento solar

Los sistemas de energía solar fotovoltaica deben diseñarse intentando aprovechar al máximo la radiación solar. Para maximizar la energía captada por los módulos fotovoltaicos podemos utilizar un sistema de seguimiento solar que permite aumentar el rendimiento energético en comparación con los módulos fijos. Un sistema de seguimiento solar tiene la capacidad de orientarse con el Sol desde el amanecer hasta el anochecer de manera que se pueda aprovechar el máximo rendimiento del módulo fotovoltaico (Figura 9.1). Existen 2 tipos de sistemas de seguimiento solar: seguidor solar de 1 eje y seguidor solar de 2 ejes.

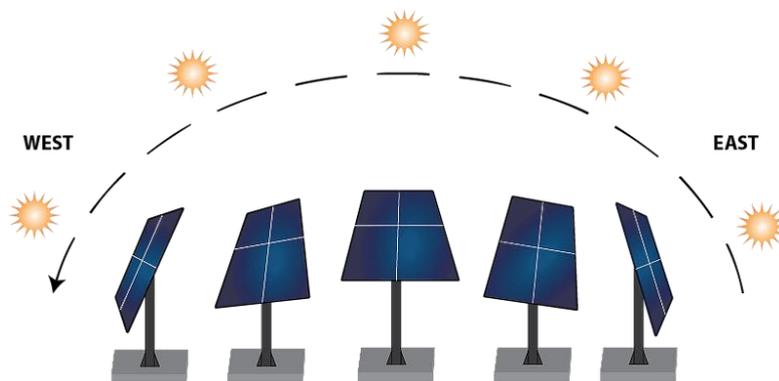


Fig. 9.1. Sistema de seguimiento solar [104]

9.1. Seguidor solar de un eje

En un seguidor solar de 1 eje (Figura 9.2) el módulo gira en un eje pero se mantiene fijo en los otros. De esta forma el módulo sigue la órbita del Sol pero sin estar perpendicular a la dirección de los rayos solares. Este tipo de seguimiento se realiza de este a oeste, es decir, desde el amanecer hasta la puesta del Sol. Se distinguen varios tipos según el eje de giro y la disposición del módulo.



Fig. 9.2. Seguidor solar en un eje horizontal [105]

El seguimiento en un eje horizontal (Figura 9.3) permite el giro en el eje longitudinal del módulo ajustando la inclinación del mismo de forma automática. Esta configuración sería adecuada para sitios cercanos al ecuador, donde la trayectoria del Sol sea perpendicular al suelo ya que los módulos no se encuentran girados respecto del suelo (el eje longitudinal del módulo es paralelo al plano del suelo). El seguimiento en un eje horizontal se suele utilizar en regiones tropicales donde el Sol toma mucha altura al mediodía, pero los días son cortos. Un sistema con seguimiento solar de un eje horizontal suele tener un incremento de producción anual de entre un 5 y un 10 % respecto de un sistema con una inclinación fija.

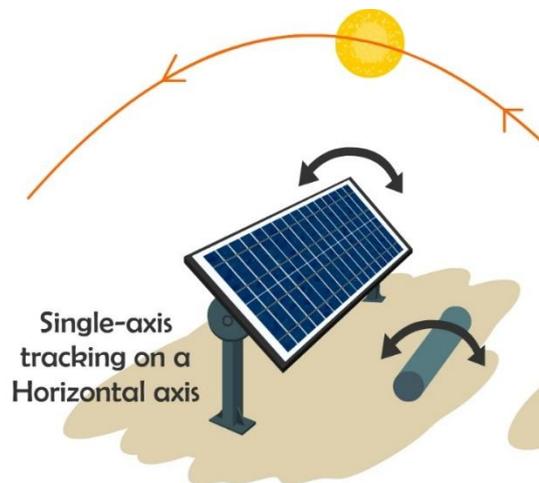


Fig. 9.3. Seguimiento solar en un eje horizontal [03]

En el seguimiento en un eje vertical (Figura 9.4) el módulo gira según un eje perpendicular al plano terrestre ajustando la orientación del mismo de forma automática. Este tipo de configuración sería adecuada para ciudades en las que la trayectoria del sol esté contenida en un plano oblicuo, de forma que el módulo siga la posición del sol y debido a su inclinación fija se encuentre siempre prácticamente perpendicular al sol. El seguimiento en un eje vertical se suele utilizar en latitudes altas, donde el Sol no toma mucha altura, pero los días de verano pueden ser muy largos. Un sistema con seguimiento solar de un eje vertical suele tener un incremento de producción anual de entre un 20 y un 30 % respecto de un sistema con una orientación fija.

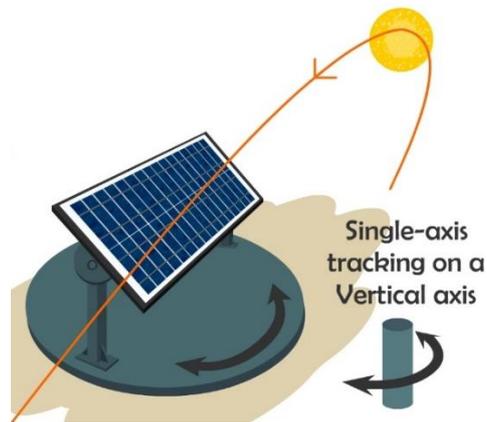


Fig. 9.4. Seguimiento solar en un eje vertical [03]

9.2. Seguidor solar de dos ejes

En los sistemas de seguimiento solar de 2 ejes (Figura 9.5) el módulo se mueve en 2 ejes de forma que siempre se encuentra perpendicular al Sol captando de esta forma la máxima energía posible. De esta forma permiten mejorar el rendimiento respecto de los seguidores solares de 1 eje.



Fig. 9.5. Seguidor solar de dos ejes [106]

Existen 3 configuraciones posibles tal como se observa en la figura 9.6; en un monoposte, en una estructura con varios módulos y en una base giratoria.

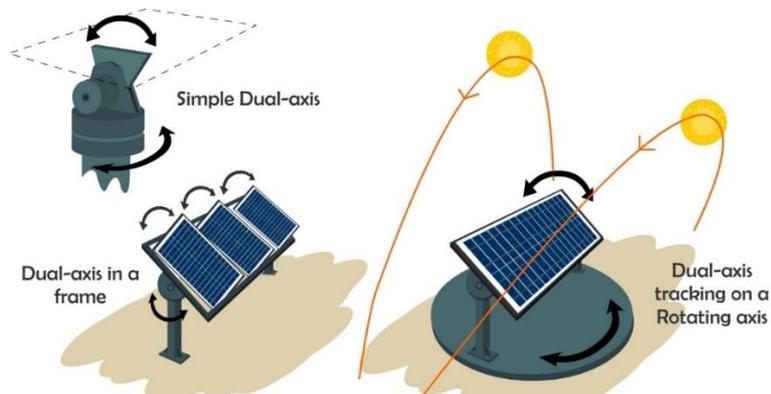


Fig. 9.6. Seguimiento solar de dos ejes [03]

Un sistema con seguimiento solar de dos ejes suele tener un incremento de producción anual de entre un 30 y un 40 % respecto de un sistema con orientación e inclinación fijas. En la figura 9.7 se observa el incremento de producción de un sistema de seguimiento solar de dos ejes frente a un sistema fijo.

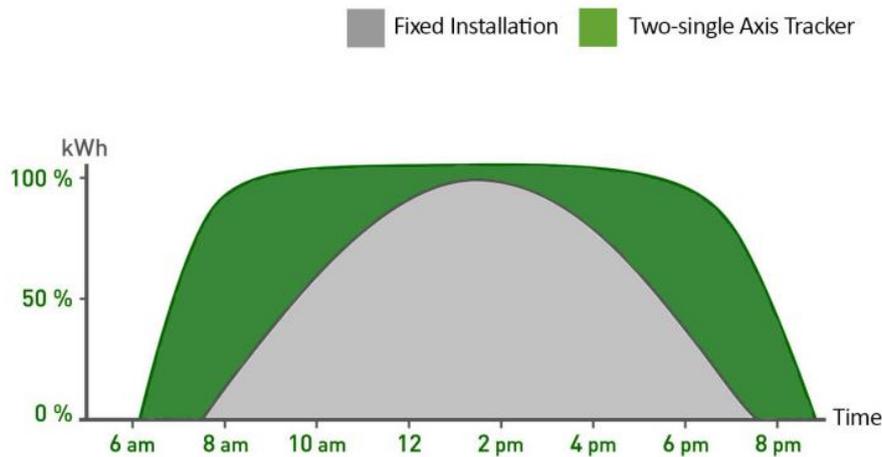


Fig. 9.7. Incremento de la producción con un sistema de seguimiento solar de dos ejes [103]

9.3. Elementos principales de un sistema de seguimiento solar

Los elementos principales de un sistema de seguimiento solar son los siguientes:

Algoritmo de seguimiento solar. Este algoritmo calcula el ángulo solar azimutal y cenital del Sol. Estos ángulos se utilizan para colocar el módulo fotovoltaico apuntando hacia el Sol. Algunos algoritmos son puramente matemáticos basados en referencias astronómicas, mientras que otros utilizan lecturas de intensidad de luz en tiempo real.

Unidad de control. La unidad de control ejecuta el algoritmo de seguimiento solar y coordina el movimiento del sistema de posicionamiento.

Sistema de posicionamiento. El sistema de posicionamiento mueve el módulo fotovoltaico para que apunte al Sol con los ángulos óptimos. Algunos sistemas de posicionamiento son eléctricos y otros hidráulicos. Los sistemas eléctricos utilizan codificadores y variadores de frecuencia o actuadores lineales para monitorizar la posición actual del módulo y moverse a las posiciones deseadas.

Mecanismo de transmisión. Los mecanismos de transmisión incluyen actuadores lineales, unidades lineales, cilindros hidráulicos, unidades giratorias, engranajes helicoidales, engranajes planetarios y husillos roscados.

Dispositivos de detección. Para los seguidores que utilizan la intensidad de la luz en el algoritmo de seguimiento, se necesitan piranómetros para leer la intensidad de la luz. También puede ser necesario monitorizar la condición ambiental de presión, temperatura y humedad para optimizar la eficiencia y la potencia de salida.

Interruptores de límite. Los interruptores de límite se utilizan para controlar la velocidad y evitar desplazamientos excesivos. Los límites mecánicos de exceso de recorrido se utilizan para evitar daños en el seguidor.

Retroalimentación de elevación. La retroalimentación de elevación se logra mediante una combinación de interruptores de límite y conteos del codificador del motor, o con un inclinómetro (un sensor que proporciona el ángulo de inclinación).

Control del viento. Se usa un anemómetro para medir la velocidad del viento. Si las condiciones del viento son demasiado fuertes, los módulos generalmente se desplazan a una posición horizontal segura y permanecen en la posición de seguridad hasta que la velocidad del viento cae por debajo del punto de ajuste.

9.4. Seguidor solar pasivo

Un seguidor solar pasivo es un seguidor de un eje polar que carece de un control electrónico para su funcionamiento. Su diseño se basa en el cambio de densidad de un líquido de bajo punto de ebullición, normalmente freón. El líquido se encuentra en dos tanques alineados de este a oeste e interconectados entre sí. Cuando recibe los rayos solares, el líquido contenido se evapora y la diferencia de pesos provoca el movimiento, los módulos se colocan de manera tal que se encuentra balanceado el peso y adicionalmente se colocan amortiguadores hidráulicos para contrarrestar la fuerza del viento.

En la figura 9.8 se muestra un ejemplo de un seguidor solar pasivo. El seguidor comienza el día orientado al oeste. Con los primeros rayos del Sol, el freón contenido en el depósito del lado oeste se evapora y circula hacia el contenedor del lado este.

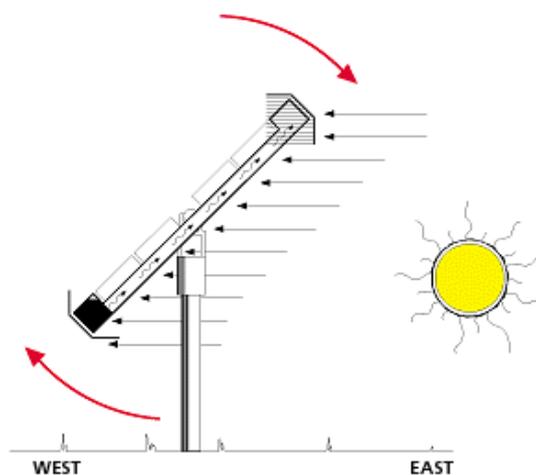


Fig. 9.8. Seguidor solar pasivo. Fase 1 [107]

Al llegar al lado este, el freón se vuelve a condensar y la diferencia de pesos provoca que el seguidor gire y quede orientado hacia el este (Figura 9.9).

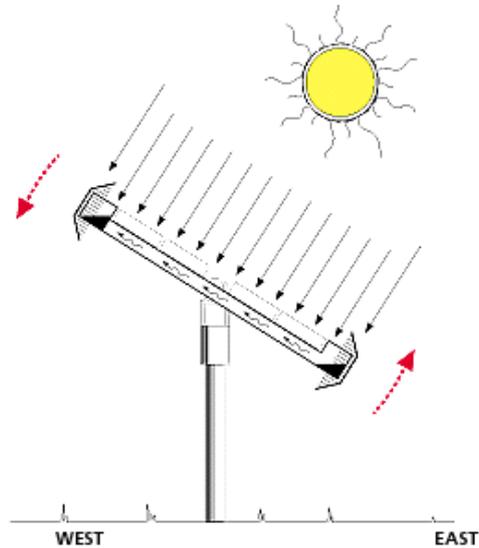


Fig. 9.9. Seguidor solar pasivo. Fase 2 [107]

Los contenedores cuentan en los extremos con unas placas que originan sombra sobre ellos. El freón contenido en la sombra se condensa y el que está expuesto al Sol se evapora. El equilibrio se alcanza cuando en ambos contenedores, este y oeste, se encuentra una cantidad igual de líquido, y eso se da cuando el plano del seguidor se encuentra perpendicular al Sol. El líquido en los contenedores busca el equilibrio a lo largo del día, lo que induce al seguimiento del Sol (Figura 9.10).

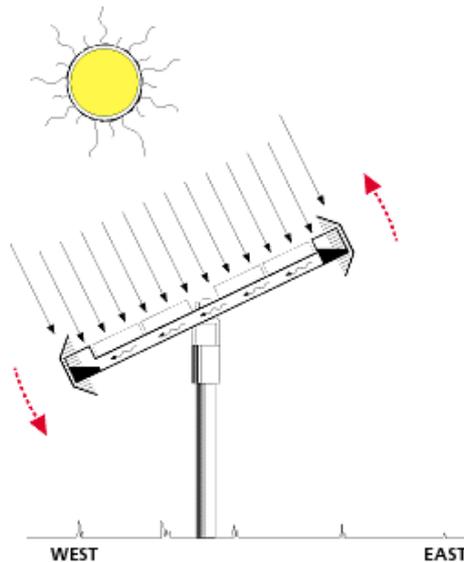


Fig. 9.10. Seguidor solar pasivo. Fase 3 [107]

Finalmente, cuando el seguidor llega a su límite mecánico, en el atardecer, los rayos solares inciden solamente sobre el contenedor este y el contenedor oeste se encuentra en la sombra, por lo que se llena de líquido y el seguidor solar se orienta hacia el oeste, finalizando su ciclo de trabajo (Figura 9.11).

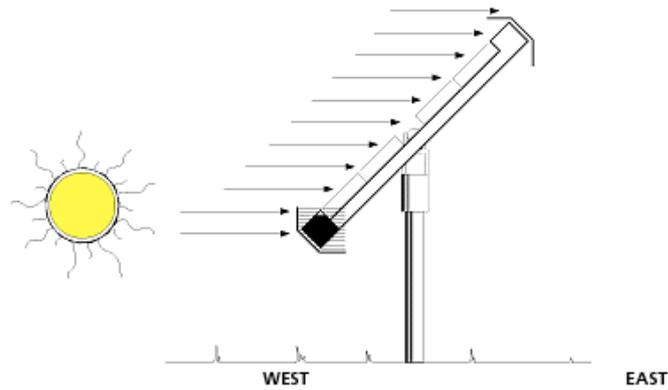


Fig. 9.11. Seguidor solar pasivo. Fase 4 [107]

Los seguidores solares pasivos son relativamente simples y de bajo costo, aunque su precisión en el seguimiento es menor que la de los seguidores activos. Su mantenimiento es menor y suelen tener menos problemas de funcionamiento al no disponer de motor, engranajes, ni controles electrónicos. En algunos lugares con temperaturas extremadamente frías, los seguidores solares pasivos son lentos para seguir al Sol por la mañana hasta que el líquido se calienta, por lo que su rendimiento es menor al de los seguidores activos.

9.5. Seguidor solar activo

Los seguidores solares activos utilizan motores y engranajes para realizar el seguimiento solar (Figura 9.12). Pueden usar microprocesadores y sensores, algoritmos basados en fecha y hora, o una combinación de ambos para detectar la posición del Sol. Para controlar y gestionar el movimiento de estas estructuras masivas, se diseñan y prueban rigurosamente unidades de giro especiales y las tecnologías utilizadas para dirigir el rastreador están en constante evolución.



Fig. 9.12. Seguidor solar activo [108]

Los seguidores activos de dos ejes también se utilizan para orientar los heliostatos, espejos móviles que reflejan la luz solar hacia el absorbedor de una central eléctrica. Como cada espejo tendrá una orientación individual, estos se controlan mediante programación a través de un sistema informático central, que también permite que el sistema se apague cuando sea necesario.

Los seguidores de detección de luz suelen tener dos o más fotosensores, como los fotodiodos, configurados diferencialmente para que emitan un valor nulo cuando reciben el mismo flujo de luz. Mecánicamente, deben ser omnidireccionales (es decir, planos) y tienen una separación de 90 grados. Esto hará que la parte más empinada de sus funciones de transferencia de coseno se equilibre en la parte más empinada, lo que se traduce en una sensibilidad máxima.

Como los motores consumen energía, se intenta utilizarlos sólo cuando sea necesario. Entonces, en lugar de un movimiento continuo, el heliostato se mueve en pasos discretos. Además, si la luz está por debajo de algún umbral, no se generará suficiente energía para garantizar la reorientación. Esto también es cierto cuando no hay suficiente diferencia en el nivel de luz de una dirección a otra, como cuando las nubes pasan por encima. Se debe tener en cuenta para evitar que el rastreador desperdicie energía durante los períodos nublados.

En condiciones parcialmente nubladas, el seguidor solar activo se fija en el área más brillante del cielo, capturando la cantidad máxima de luz solar disponible. Los sensores de luz se colocan en el seguidor en diferentes ubicaciones para una mayor precisión. Los seguidores activos funcionan mejor con la luz solar directa y son menos eficientes con cielos nublados. Los seguidores activos son más caros y necesitan más mantenimiento que los seguidores pasivos pero son los más precisos y los que tiene un mejor rendimiento siendo por ello los que se utilizan en las grandes instalaciones fotovoltaicas (Figura 9.12).

10. El acumulador

En los sistemas eólicos y fotovoltaicos las baterías o acumuladores se utilizan principalmente como sistema de almacenamiento energético, debido al desplazamiento temporal que puede existir entre los periodos de generación y los periodos de consumo, permitiendo la operación de las cargas cuando el generador fotovoltaico o el aerogenerador no pueden generar suficiente potencia. No obstante también se pueden utilizar para otros cometidos tales como estabilizadores de voltaje o corriente y para suministrar picos de corriente en el arranque de motores. Se utilizan tres tipos de acumuladores para aplicaciones eólicas y solares pero el más utilizado es el de plomo-ácido:

- Plomo-ácido (Plomo-Antimonio, Plomo-Calcio (Gel) y AGM).
- Níquel-Cadmio.
- Litio.

10.1. Baterías de plomo-ácido

Las baterías de plomo-ácido se pueden clasificar en:

- **Baterías de arranque.** Diseñadas para ciclos muy poco profundos, utilizadas primordialmente en el sector de arranque para la automoción, proporcionando elevadas corrientes en cortos periodos de tiempo.
- **Baterías de tracción.** Diseñadas para ciclados muy profundos, utilizadas primordialmente en vehículos eléctricos. Estas baterías tienen un número menor de placas pero más gruesas y construidas para una mayor durabilidad. Se utilizan con alto contenido en plomo-antimonio para mejorar el ciclado profundo.
- **Baterías estacionarias.** Son las más adecuadas para los usos eólicos y fotovoltaicos dado que presentan una larga vida y una excepcional capacidad de funcionamiento en regímenes de carga y descarga lentas.

Los distintos tipos de baterías de plomo-ácido utilizadas en instalaciones eólicas y fotovoltaicas son los siguientes:

Baterías de plomo-antimonio. Su electrolito es líquido, normalmente ácido sulfúrico. Utilizan antimonio como elemento principal en la aleación con plomo en las rejillas (Figura. 10.1). El uso de antimonio proporciona una mayor fortaleza mecánica a las rejillas y altos regímenes de descarga con muy buena profundidad de ciclado. También limitan la pérdida de material activo y tienen un mayor tiempo de vida que las baterías de plomo-calcio cuando operan a altas temperaturas. La mayoría son de tipo abierto con tapones catalizadores para disminuir el mantenimiento. Son del tipo VLA (Batería de plomo-ácido ventilada).



Fig. 10.1. Batería de plomo-antimonio [56]

Baterías de plomo-calcio (Gel). Utilizan calcio como elemento en la aleación de las rejillas (Figura 10.2). Son baterías VRLA (Batería de plomo-ácido regulada por válvula). Utilizando un diseño VRLA con válvulas de ventilación segura en la tapa de la batería, cuando la presión interna de la batería ha alcanzado el valor específico, la válvula de ventilación se abre automáticamente y se cierra después de descargar la presión excedente. Esto evita que el aire ingrese en la batería. Las válvulas permiten el efecto “recombinante” en el cual la placa positiva produce oxígeno que es retenido por la válvula y absorbido en la placa negativa, generando agua en lugar de hidrógeno.



Fig. 10.2. Batería de plomo-calcio (Gel) [56]

Las baterías de plomo-calcio (Gel) son baterías selladas que no necesitan mantenimiento al estar dotadas de un electrolito en forma de gel. No obstante tienen peor aceptación de la carga después de descargas profundas y menor tiempo de vida bajo descargas repetitivas mayores del 25%. En general no toleran bien la sobrecarga, las descargas muy profundas y la operación a elevadas temperaturas.

Baterías AGM (Absorbed Glass Mat). En las baterías AGM (Figura 10.3) el electrolito está en forma cristalina formando capas entre las placas y están especialmente diseñadas para minimizar la pérdida de agua en la sobrecarga. Son baterías selladas sin mantenimiento en las que el gel está en forma de masas esponjosas. El electrolito está embebido en una malla de fibras de vidrio (Absorbed Glass Mat). También son baterías VRLA (Valve Regulated Lead Acid) como las baterías de gel y ambas son recombinantes, lo que significa que el oxígeno producido en la placa positiva es absorbido por la placa negativa. Esto hace que en lugar de producir hidrógeno, la placa negativa produzca agua, manteniendo así el contenido de agua en la batería.



Fig. 10.3. Batería AGM [58]

Las baterías AGM funcionan de manera eficiente a bajas temperaturas y donde se requiere alta corriente. Ideal para descargas altas (herramientas, motores, etc.) Mejor respuesta en aplicaciones industriales con corrientes elevadas y descargas profundas. También se utilizan en vehículos eléctricos.

10.2. Baterías de níquel-cadmio

Los acumuladores de níquel-cadmio (Ni-Cd) o alcalinos se diferencian de los de plomo-ácido fundamentalmente por los motivos siguientes:

- Puesto que el acumulador de Ni-Cd (Figura 10.4) tiene una resistencia interna más baja, presenta una disponibilidad muy grande para soportar descargas elevadas y esto hace que su capacidad pueda ser menor para realizar el mismo trabajo que un acumulador de plomo.
- La tensión por elemento en descarga se mantiene mucho más estable, y tan sólo al final de la descarga (85%-90%) cae hacia valores más bajos que el nominal.
- Puede resistir temperaturas más bajas que el acumulador de plomo e incluso la congelación de su electrolito, ya que una vez que éste se deshiele, la batería podrá trabajar otra vez con normalidad. También son más resistentes a las altas temperaturas que las de plomo-ácido.
- Puede soportar el cortocircuito sin que la batería se deteriore o permanecer largo tiempo con bajo estado de carga.
- Puede soportar la falta de agua de su electrolito, dejando tan sólo de funcionar temporalmente hasta que se le añada.



Fig. 10.4. Batería de Niquel-Cadmio [58]

Sin embargo, la utilización de las baterías de Ni-Cd en los sistemas eólicos y fotovoltaicos es muy poco habitual por los siguientes motivos:

- Tienen un alto precio que puede suponer hasta 3 veces más que su equivalente en plomo-ácido.
- Tienen baja capacidad para regímenes de descarga lentos que son los más comunes en las instalaciones eólicas y fotovoltaicas.
- En las baterías de Ni-Cd no puede controlarse la carga y descarga con la misma fiabilidad que en el caso de las baterías de plomo-ácido por lo que su conexión a un regulador de carga no es eficiente.
- Las baterías de Ni-Cd tienen el llamado “efecto memoria” según el cual una batería que es descargada repetidamente hasta sólo un porcentaje de su capacidad, eventualmente memorizará este ciclado y limitará descargas mayores dando como resultado una pérdida de su capacidad.
- Debido al punto anterior, las baterías de Ni-Cd ven reducida su vida útil cuando tienen que hacer frente a los ciclos de carga y descarga de las instalaciones eólicas y fotovoltaicas.
- El cadmio es uno de los metales más tóxicos y contaminantes y por eso los principales fabricantes de baterías solares ya no las fabrican.

10.3. Baterías de Litio

Las baterías de iones de Litio (Lithium-ion) presentan las siguientes ventajas frente a las baterías de plomo-ácido:

- Tienen tres veces más densidad de energía por unidad de peso que las de plomo-ácido. Es decir, que para un mismo tamaño, las baterías de litio son capaces de almacenar hasta tres veces más energía. Esto es debido principalmente a la reducida masa atómica del litio [6,94u] frente al plomo

[207,2u]. Mientras que una batería de plomo-ácido puede almacenar 40 Wh/kg , una batería de Litio puede almacenar hasta 120 Wh/kg . Esto permite que las baterías Litio ahorren hasta un 70% en espacio y un 70% en peso en comparación con las de plomo-ácido. Todo esto es muy útil sobre todo para el almacenamiento de las baterías y para su transporte.

- Presentan mejor respuesta frente a descargas profundas.
- Son más resistentes a las descargas irregulares.
- Permiten altas corrientes de carga. Tardan menos tiempo en cargarse.
- Permiten altas corrientes de descarga. Se pueden descargar rápidamente sin problemas de pérdida de vida útil.

Actualmente su uso es principalmente en móviles, ordenadores, ebooks, GPS, y todo tipo de electrónica portátil. Tesla y LG han empezado a fabricarlas para su utilización en energías renovables pero de momento su uso se reduce a pequeñas instalaciones de hasta 10 kWh/día . Se espera que en los próximos años su coste se reduzca y la tecnología se pueda desarrollar para que puedan competir frente a las baterías de plomo-ácido.



Fig. 10.5. Batería de Litio [59]

Actualmente, los grandes fabricantes de baterías solares (Bae, Fiamm, Trojan, MK, Rolls, etc.) no están fabricando baterías de Litio por los siguientes motivos:

- Tienen un coste muy elevado.
- Las baterías Litio emplean como electrolito una sal de litio para conseguir los iones necesarios para las reacciones electroquímicas para almacenar o entregar energía. Su alta degradación y sensibilidad a altas temperaturas con riesgo de explosión o inflamación, obliga a incluir en la batería de litio sistemas de seguridad para su protección. Este problema de las baterías de Litio ha provocado explosiones de los móviles Samsung (Galaxy Note 7) y de otros fabricantes.
- Son más inestables, y por tanto necesitan un controlador de la tensión y la temperatura de las celdas. Es por ello que las baterías de Litio necesitan un controlador BMS (Battery Management System).

- El Litio es un mineral cuya distribución, en contraposición al plomo, está concentrado en unos pocos países del mundo por lo que puede crear una dependencia energética de estos, tal como la que tenemos ahora con el petróleo. Su precio, igual que el petróleo, podría verse afectado en el futuro por posibles inestabilidades en estos países.
- En las energías renovables se debe apostar por el cambio energético, y este cambio debe ser ecológico. En este aspecto la batería de Litio falla, sobre todo por el tipo de minería necesaria para la extracción del Litio, la cual se realiza a cielo abierto y en muchos casos en países con escasas medidas de protección al medio ambiente y a las personas.
- Otro problema del Litio es su capacidad para ser reciclado. En la actualidad tan solo el 3% del Litio es reciclado. Dado el bajo precio del Litio como materia prima su reciclaje no es rentable.

11. El regulador

En un sistema eólico-solar fotovoltaico con baterías las misiones principales del sistema de regulación son, por un lado, evitar que debido a una corriente excesiva proporcionada por el generador fotovoltaico o el aerogenerador, éste pueda sobrecargar el acumulador; y por otro, evitar que las baterías se descarguen en exceso y su estado de carga decaiga por debajo del nivel mínimo permitido. Un regulador funciona generalmente por el control de la tensión (directamente relacionado con el estado de carga) en los terminales del acumulador. En función del método específico de control utilizado, puede ser de dos tipos, regulador serie o regulador paralelo.

El regulador regula el flujo de electricidad desde los módulos fotovoltaicos y desde el aerogenerador hasta las baterías (suministrándoles la tensión e intensidad adecuadas al estado de carga en que éstas se encuentren) y desde las baterías a los receptores (ya sean receptores de corriente continua o de corriente alterna). Además, el regulador tiene la misión de mantener la batería en unos niveles óptimos de carga y descarga y sin que sufra sobrecargas que pudieran deteriorarla. Cuando los receptores demandan energía, el regulador permite el flujo de carga (intensidad eléctrica) desde los módulos y el aerogenerador hacia las baterías, hacia los receptores o hacia ambos.



Fig. 11.1. Regulador de carga solar [61]

Dependiendo del tipo de batería, cuando el regulador detecta que el acumulador está cargado al 100%, conviene que el sistema electrónico de regulación lo mantenga un tiempo en sobrecarga con producción de O₂ y H₂, ya que la producción y circulación de estos gases remueve la disolución de electrolito y homogeneiza la densidad en todo el vaso, evitando la estratificación. Transcurrido un cierto tiempo, el regulador debe interrumpir el flujo de carga procedente de los módulos y realizar pequeñas recargas en cortos períodos de tiempo a fin de compensar la autodescarga de los acumuladores (mantenimiento en flotación), lo cual alarga la vida de las baterías.

Muchos reguladores detectan, también, si los receptores están absorbiendo un exceso de electricidad de las baterías, en cuyo caso detienen el flujo de carga (es decir, interrumpen la corriente eléctrica) hasta que las baterías se recarguen a un nivel adecuado protegiendo y alargando la vida de los acumuladores. Asimismo, un buen regulador debe ajustar la tensión a la que debe finalizar la carga de las baterías en función de los valores de la temperatura ambiente y de la intensidad suministrada por los módulos y el aerogenerador, así como impedir descargas excesivas. Algunos reguladores incluyen funciones tales como la monitorización de los principales parámetros del sistema, funciones de interrupción del suministro, en caso necesario, y posterior rearme automático, etc.

11.1. Voltajes de regulación

Los niveles de tensión a los cuales el regulador realiza el control o los cortes se denominan voltajes de regulación (Figura 11.2). La mayoría de reguladores permiten el ajuste de estos voltajes en la configuración del dispositivo y estos varían en función del tipo de batería. Para los reguladores con regulación de sobrecarga y sobredescarga se utilizan cuatro valores de tensión de regulación:

Tensión de corte de sobrecarga (V_{SC}). Es la máxima tensión que el regulador permite que alcance la batería. Cuando el regulador detecta que la tensión de la batería alcanza el valor de V_{SC} , desconecta el generador fotovoltaico o comienza a regular (limitar) la cantidad de corriente que éste suministra a la batería. La selección de V_{SC} depende de muchos factores, incluyendo tipo y diseño de la batería, tamaño de la carga y del generador respecto de la batería, temperaturas de operación y consideraciones de pérdida de electrolito. Generalmente, en las baterías de plomo-ácido, V_{SC} se ajustará para que el estado de carga (SOC) máximo sea de un 90% alargando así la vida útil del acumulador.

Tensión de rearme de carga (V_{RC}). Es la tensión a la cual se reconecta el generador fotovoltaico para cargar la batería. En los reguladores de carga, una vez que se desconecta el generador fotovoltaico a V_{SC} , el voltaje de la batería comienza a decrecer. La velocidad de este decrecimiento depende de varios factores, incluyendo el régimen de carga previa a la desconexión y la descarga dedicada al consumo. Si estos han sido elevados el voltaje decrecerá más rápidamente que si han sido moderados.

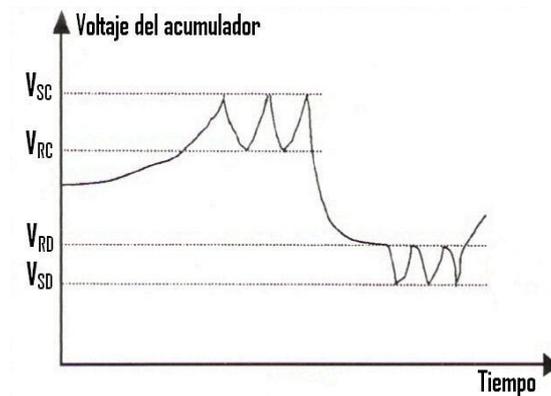


Fig. 11.2. Voltajes de regulación [54]

Tensión de corte de sobredescarga (V_{SD}). Es la tensión a la cual se desconecta la carga de la batería para evitar una descarga excesiva de la misma. Para la determinación del valor correcto de V_{SD} , se han de considerar los regímenes de descarga. Ya que el voltaje está influenciado por el régimen de descarga, se ha de poner un voltaje menor para conseguir la misma profundidad de descarga a altos regímenes de corriente. No obstante estos altos regímenes no son muy corrientes en los sistemas eólicos-fotovoltaicos. Generalmente, en las baterías de plomo-ácido, V_{SD} se ajustará para que la profundidad de descarga (DOD) máxima sea de un 80% para evitar daños en el acumulador.

Tensión de rearme de descarga (V_{RD}). Es la tensión a la cual se reconecta la carga a la batería.

11.2. Regulador paralelo (shunt)

El regulador paralelo (Fig. 11.3) está basado en la disipación por calor de la energía sobrante. Una vez que la batería está cargada, la energía producida por el generador fotovoltaico se disipa por medio de un circuito de control, gracias a un sistema dotado de diodo zener y disipador de calor. Puede darse el caso que sea de noche, por tanto el generador fotovoltaico ya no produce energía pero la batería está cargada. En ese caso, para que la batería no ceda electricidad al módulo, se dispone de un diodo de bloqueo.



Fig. 11.3. Regulador solar paralelo (shunt) [62]

Los reguladores del tipo shunt han de disipar toda la corriente de salida del generador fotovoltaico cuando el sistema de baterías alcanza el estado de plena carga. Esto resulta una tarea razonable cuando los sistemas eléctricos solares son pequeños, pero con los grandes sistemas se requieren disipadores térmicos de grandes dimensiones o disipadores menores múltiples, lo que conduce a problemas de fiabilidad y una pérdida de energía considerable. En la figura 11.4 se representa el esquema básico de un regulador paralelo (shunt).

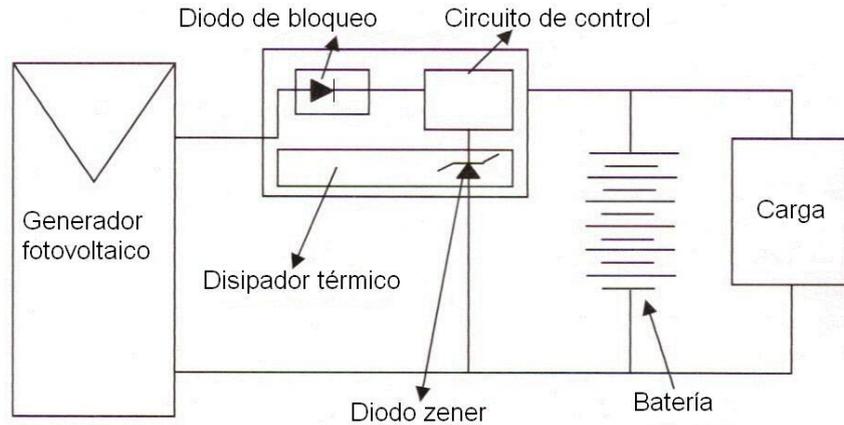


Fig. 11.4. Esquema básico de un regulador paralelo (shunt) [63]

Normalmente, el regulador paralelo funciona por disipación de exceso de energía a través de un transistor MOSFET colocado en paralelo con el generador fotovoltaico y el sistema de baterías. Cuando la tensión del acumulador está por encima de un valor preestablecido, el dispositivo limita la corriente que llega al acumulador, consecuentemente la tensión se mantiene en un valor equivalente a carga de mantenimiento o flotación, lo cual permite una carga más completa de las baterías y un mejor aprovechamiento de la energía de los módulos. La desventaja de este tipo de regulador es que una vez que se alcanza el voltaje de regulación por sobrecarga, el generador fotovoltaico se cortocircuita a través del dispositivo de regulación (MOSFET) con los consecuentes problemas de disipación de energía y calentamiento. Por eso los reguladores shunt sólo se utilizan en instalaciones de poca potencia.

11.3. Regulador serie

Los reguladores serie (Figura 11.5) se basan en el concepto de regulación en serie, en la que el generador fotovoltaico se desconecta del sistema de baterías cuando se logra un estado de plena carga. En otras palabras, este sistema es equivalente a un interruptor conectado en serie entre el generador fotovoltaico y la batería que proporciona una vía de baja resistencia (de decenas de $m\Omega$) durante la carga, y un circuito abierto cuando la batería se encuentra plenamente cargada.



Fig. 11.5. Regulador serie [65]

Una ventaja del regulador serie es que no disipa casi nada de energía, la única potencia consumida es la requerida para el propio funcionamiento de los circuitos de control y, en su caso, la producida por la caída de tensión en el diodo de bloqueo, si se le dota de este elemento al regulador. De esta forma pueden utilizarse en grandes instalaciones, donde un regulador paralelo necesitaría disipadores de gran tamaño que obligarían a instalar sistemas de refrigeración. En la figura 11.6 se muestra el esquema básico de un regulador serie.

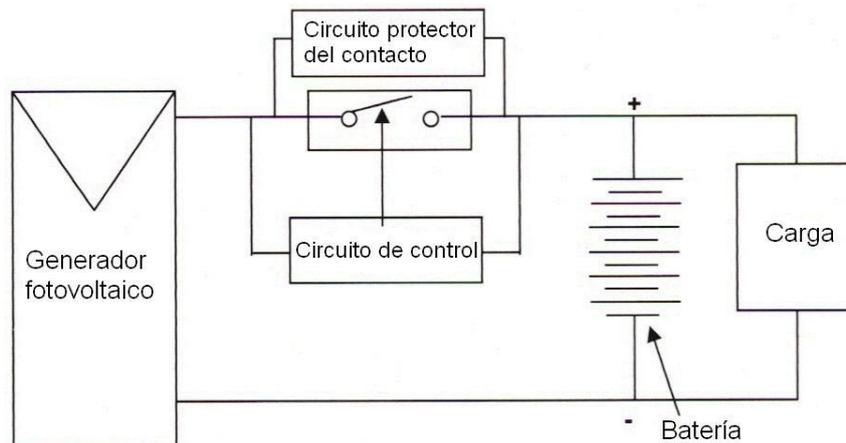


Fig. 11.6. Esquema básico del regulador serie [63]

El principio de operación del regulador serie es un interruptor que se coloca en serie entre el generador fotovoltaico y la batería. Actúa desconectando el generador del acumulador cuando la tensión durante la carga alcanza cierto valor, evitando así la sobrecarga de la batería. El regulador serie también incluye un interruptor entre la batería y la carga para evitar la sobredescarga de la batería cortando el suministro de energía cuando la batería se descarga por debajo de un cierto umbral. En la figura 11.7 se representa el esquema del regulador serie y los ciclos de histéresis del control de sobrecarga y sobredescarga de la batería.

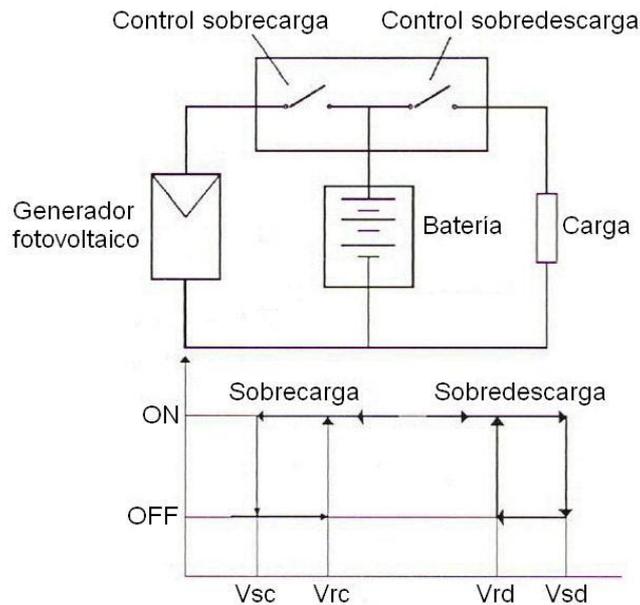


Fig. 11.7. Regulador serie. Ciclos de histéresis del control de sobrecarga y sobredescarga [54]

11.4. Regulador PWM (Modulación por ancho de pulso)

Los interruptores de los reguladores de carga pueden ser dispositivos de estado sólido o relés electromecánicos. Los primeros reguladores de carga que se empezaron a usar utilizaban relés electromecánicos, pero a medida que se avanzaba en el empleo de los sistemas fotovoltaicos y las potencias y tensiones de trabajo eran mayores, se derivó el uso a relés de estado sólido. Los relés de estado sólido evitan los considerables tamaños y consumos de las bobinas que necesitaban para su funcionamiento los relés tradicionales, así como la destrucción prematura de sus contactos, especialmente en tensiones de trabajo de más de 24 V, debido a los arcos voltaicos que es capaz de producir la corriente continua en estos valores. Actualmente se suelen utilizar transistores MOSFETs que necesitan menor potencia de activación, son más pequeños y pueden operar un número mayor de ciclos.



Fig. 11.8. Regulador de carga PWM [66]

Los nuevos diseños de reguladores suelen incorporar una estrategia de carga basada en regulación PWM de la tensión de batería. En los primeros reguladores serie ON/OFF, al alcanzar la tensión de sobrecarga, se desconectaba el generador fotovoltaico de la batería. Sin embargo, en los reguladores PWM, un poco antes de alcanzar este valor se realizan ciclos de conexión/desconexión del generador fotovoltaico a la batería con una determinada frecuencia determinada en función de un control PWM, que mantiene constante la tensión de batería a un determinado valor de tensión final de carga controlando la corriente de carga mediante pulsos PWM de una frecuencia determinada. En la figura 11.9 se muestra la tensión de carga y la corriente de carga de una batería de 12 V mediante un regulador PWM donde se observa que la tensión de la batería se mantiene constante en el periodo PWM.

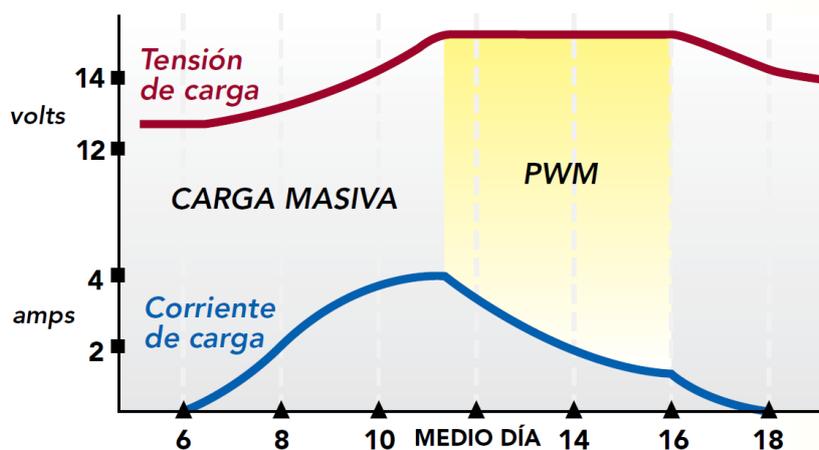


Fig. 11.9. Carga de la batería mediante un regulador PWM [65]

El regulador PWM asegura la carga y descarga eficiente de la batería en la instalación. Los reguladores PWM ayudan a regular el voltaje y la intensidad procedentes del generador fotovoltaico, para proteger las baterías del sistema de las posibles sobrecargas y sobredescargas. Cuando un generador fotovoltaico tiene conectado un regulador PWM, este maneja el trabajo de carga de la batería, al verificar constantemente el estado actual de la batería y autoajustarse, para así enviarle sólo la cantidad correcta de carga.

El regulador PWM funciona reduciendo la corriente del generador fotovoltaico de acuerdo con la condición de la batería y los requisitos de recarga. El regulador PWM ejecuta pulsos de encendido/apagado para controlar la transferencia de energía. También verifica el estado de la batería para determinar cuánto tiempo (ancho) deben tener los pulsos y con qué velocidad deben llegar ajustando la frecuencia de conmutación.

Con esa información, el regulador PWM se ajusta automáticamente y envía el pulso apropiado para cargar la batería. De esta forma varía la longitud y la velocidad de los impulsos enviados a la batería según sea necesario. Este funcionamiento se asemeja al de un interruptor rápido de encendido y apagado. Cuando la batería está casi descargada, los pulsos pueden ser largos y continuos, y cuando se carga, los pulsos se

van acortando o se filtran. Cuando la batería está descargada el ancho de pulso será largo y la media de voltaje será alta (Figura 11.10):

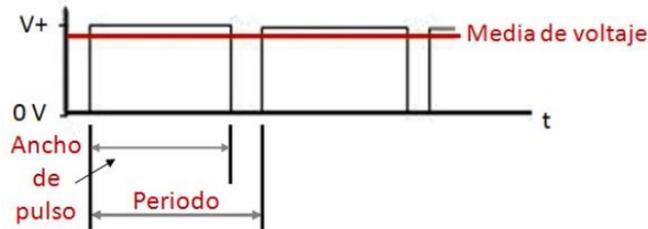


Fig. 11.10. Ajuste regulador PWM cuando la batería está descargada [67]

Cuando la batería está a media carga el ancho de pulso será mediano y la media de voltaje tendrá un valor medio (Figura 11.11):

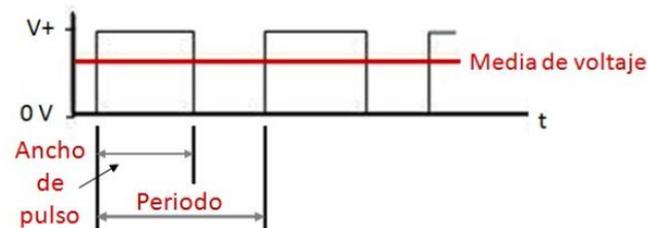


Fig. 11.11. Ajuste regulador PWM cuando la batería está a media carga [67]

Cuando la batería está cargada el ancho de pulso será corto y la media de voltaje será baja (Figura 11.12):

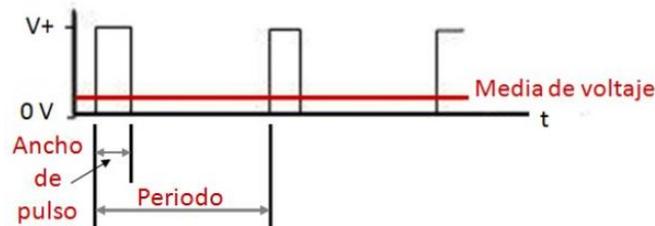


Fig. 11.12. Ajuste regulador PWM cuando la batería está cargada [67]

Mediante este control PWM se puede conseguir introducir más corriente en la batería sin aumento de la tensión, con lo cual se mejora el proceso de carga. En la figura 11.13 se muestra la evolución de la corriente y la tensión en el proceso de carga de una batería. Mientras un regulador simple ON/OFF cortaría la corriente de carga cuando se alcanza un determinado valor de tensión, un regulador PWM continua cargando la batería con pulsos de corriente, haciendo que el valor medio vaya decreciendo con el tiempo, manteniendo la tensión de sobrecarga.

Por tanto, mientras un regulador ON/OFF puede desconectar la carga de la batería cuando su estado de carga sea del 60%-70%, un regulador PWM puede cargar completamente la batería. En la figura 11.13, en la etapa SOB se sobrecarga ligeramente la batería para realizar un ligero gaseo que resulta beneficioso para la homogenización del electrolito, evitando su estratificación. En general, el gaseo,

provocado por una ligera sobrecarga de la batería, podría realizarse una vez cada dos o tres semanas, reduciendo el deterioro de la batería e incrementando su capacidad de aceptación de la carga.

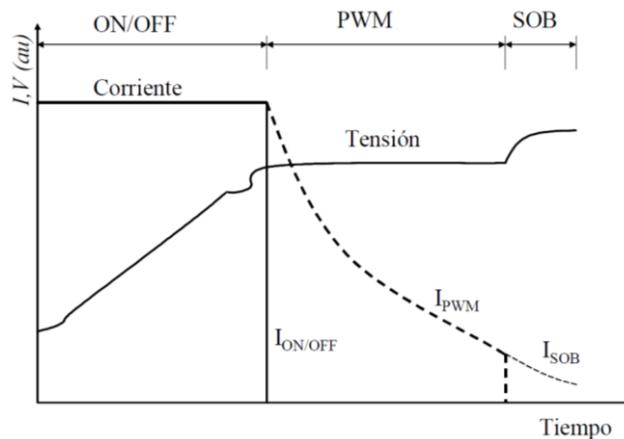


Fig. 11.13. Proceso de carga mediante regulador ON/OFF y con regulador PWM [54]

Los reguladores PWM tienen 4 etapas de carga de batería (Figura 11.14) para una carga rápida, eficiente y segura de la batería para proporcionar un mayor tiempo de vida útil al acumulador:

- **Etapa 1. Carga completa.** En esta etapa se permite que toda la corriente del generador fotovoltaico pase hacia la batería permitiendo la recarga completa del acumulador en las primeras horas de luz solar.
- **Etapa 2. Regulación PWM.** La regulación constante PWM de tensión mantiene constante la tensión en la batería evitando el sobrecalentamiento y la excesiva emanación de gases del acumulador. En esta etapa se permite que la batería alcance un estado de carga completo.



Fig 11.14. Etapas de carga de la batería en un regulador PWM [65]

- **Etapa 3. Flotante.** Después de que la batería se ha recargado completamente en la etapa anterior, el regulador reduce el voltaje del acumulador pasando a una carga flotante o carga por "goteo". Cuando la batería está completamente recargada, no puede haber más reacciones químicas y toda la corriente de carga se convierte en calor y gasificación. La etapa de flotación proporciona una muy baja tasa de carga de mantenimiento, mientras que reduce el calentamiento y la gasificación de una batería completamente cargada.

El propósito de la etapa de flotación es proteger la batería de la sobrecarga a largo plazo alargando su vida útil. Es conveniente que el regulador mantenga a la batería en flotación, es decir, que suministre pequeñas corrientes de carga cuando la tensión baja, sin consumo, hasta un valor umbral. De este modo se compensa la autodescarga y se mantiene la batería en un estado constante de carga en los momentos en los cuales no hay consumo. Una vez en la etapa de flotación, las cargas pueden continuar consumiendo energía de la batería. En caso de que las cargas del sistema excedan la energía solar disponible, el regulador ya no podrá mantener la batería en la etapa flotante y regresará a la etapa de regulación PWM.

- **Etapa 4. Ecuación.** La ecuación es un proceso de optimización de la carga de las baterías del tipo electrolito líquido. Durante la etapa de ecuación el regulador sobrecarga la batería con una tensión lo suficientemente alta para que se produzca gas y remover así el sulfato de plomo de las placas y agitar el electrolito, el cual tiende a estratificarse en las operaciones normales. La ecuación depende del tipo de batería. Normalmente, sólo se ecuación las baterías abiertas de plomo-ácido con electrolito líquido. Las baterías de plomo-antimonio sí que necesitan una ecuación pero de forma muy esporádica (Una ecuación cada dos o tres meses). Las baterías selladas de gel y AGM no se ecuación. Las baterías de Niquel-Cadmio y de Litio tampoco se ecuación.

Debido a la alta dependencia de las reacciones químicas y el gaseo de la batería con la temperatura, los reguladores de carga corrigen las tensiones de sobrecarga con la temperatura para incluir la dependencia de la tensión final de carga de las baterías con la temperatura. Temperaturas bajas reducen la reacción, la capacidad y aumentan el valor del voltaje de gaseo. Las temperaturas elevadas aceleran la reacción, aumentan la corrosión y reducen el valor del voltaje de gaseo. Por ello, los reguladores de carga disponen de un sensor de temperatura que controla en tiempo real la temperatura de las baterías.

Aunque los puntos de ajuste de las baterías de las distintas etapas del regulador dependen del tipo de batería, de la temperatura y de las indicaciones del fabricante, en la tabla 11.1 se muestran los valores típicos a 25°C para una batería de plomo-ácido de 12V. Estos valores deben multiplicarse por 2 para una batería de 24V y por 4 para una batería de 48V.

Temperatura de referencia: 25°C	Batería de 12 V		
Tipo de batería	Gel	AGM	Plomo-Antimonio
Tensión de regulación PWM (V)	14	14,15	14,4
Flotante (V)	13,7	13,7	13,7
Ecuación (V)	n/a	n/a	14,9
Desconexión de carga LVD (V)	11,4	11,4	11,4
Reconexión de carga LVD (V)	12,6	12,6	12,6
Desconexión generador solar (V)	15,2	15,2	15,2
Reconexión generador solar (V)	12,3	12,3	12,3
Compensación de temperatura	- 30 mV/°C		

Tabla 11.1. Puntos de ajuste de las baterías en un regulador PWM [65]

11.5. Regulador MPPT (Seguidor del punto de máxima potencia)

Los reguladores MPPT (Maximum Power Point Tracking) permiten regular la tensión e intensidad suministrada por el generador fotovoltaico y el aerogenerador a fin de que estén próximas al punto de máxima potencia de los módulos.



Fig. 11.15. Regulador MPPT [59]

En sistemas fotovoltaicos autónomos con baterías, hay una gran diferencia entre la potencia nominal del módulo y la potencia útil que realmente se aprovecha, ya que el módulo fotovoltaico, cuando trabaja a tensiones inferiores a la tensión en el punto de máxima potencia (V_{mp}), proporciona una intensidad prácticamente constante. El exceso de tensión de los módulos fotovoltaicos es absolutamente necesario, ya que permite su funcionamiento en situaciones particulares tales como las que se enumeran a continuación:

- Si el módulo fotovoltaico está sometido a una temperatura ambiente muy elevada, la tensión del mismo disminuye.
- Si la batería está sometida a una temperatura ambiente muy baja, la actividad química dentro del acumulador será mucho menor dado que los iones y los electrones se mueven con mayor rapidez en caliente que en frío y el voltaje de carga deberá aumentarse para completar la carga del acumulador. En esa situación, el módulo fotovoltaico debe ser capaz de proporcionar dicho voltaje de carga y la corriente correspondiente al punto de trabajo del módulo debe ser suficiente para asegurar la carga completa del acumulador.
- Las características del módulo fotovoltaico deben ser tales que se puedan absorber con comodidad las posibles caídas que se produzcan entre el acumulador y el módulo debido a diodos de bloqueo, relés de los elementos de regulación, alguna pequeña caída de tensión de la línea, etc.

Por tanto, los módulos fotovoltaicos necesitan unas características I-V en exceso, que garanticen la carga en situaciones como las expuestas, aunque este exceso no sea aprovechado normalmente. La variabilidad de la potencia de salida del generador fotovoltaico implica que en el caso de no existir dispositivos de acoplo entre la carga y el generador el sistema a menudo operará fuera del punto de máxima potencia. Las

pérdidas de desacoplo pueden evitarse con la utilización de dispositivos electrónicos denominados seguidores del punto de máxima potencia (MPPT) que aseguran que siempre hay un máximo de transferencia de energía entre el generador fotovoltaico y la carga situando el punto de trabajo del sistema en el punto de máxima potencia del generador.

Los seguidores del punto de máxima potencia se llaman así porque dinámicamente siguen y fuerzan al generador fotovoltaico a trabajar en el punto de máxima potencia instantánea, proporcionando un aumento del rendimiento total del sistema. El MPPT se encuentra implementado en algunos reguladores de carga de baterías y en la mayor parte de los inversores conectados a la red. El principio de operación se basa en el ajuste del punto de operación de voltaje (o de corriente) de modo que la potencia obtenida se aproxime lo más posible al valor de la potencia máxima del generador.

En la figura 11.16 se representa el esquema básico de un regulador MPPT. El regulador MPPT monitoriza la batería y el generador fotovoltaico y actualiza continuamente el algoritmo de carga de la batería de acuerdo con los nuevos valores.

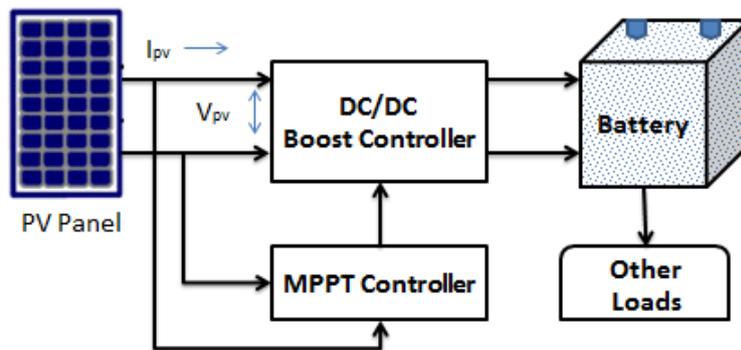


Fig. 11.16. Esquema básico de un regulador MPPT [68]

Los MPPT utilizan convertidores DC/DC de alta frecuencia con relés de estado sólido. En la figura 11.17 se muestran dos convertidores DC/DC con reducción y aumento de voltaje. Cualquiera que sea el tipo de convertidor utilizado, si se desea seguir el punto de máxima potencia, se ha de adicionar un circuito de modulación para el relé K con el objeto de mantener el voltaje del generador en el punto de máxima potencia. Se suelen utilizar varias técnicas de control como modulación-demodulación o bucle de diferenciación de potencia.

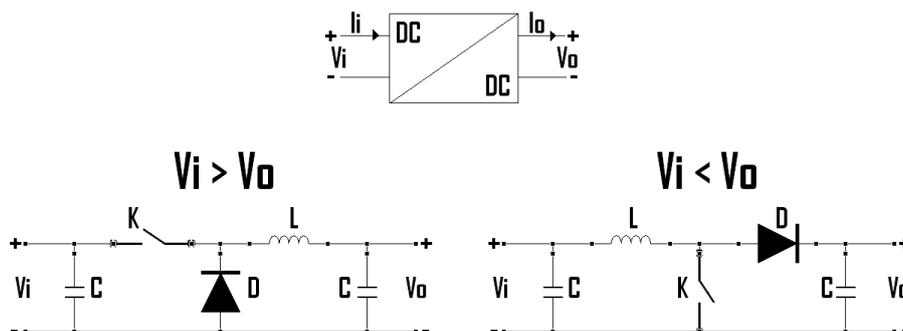


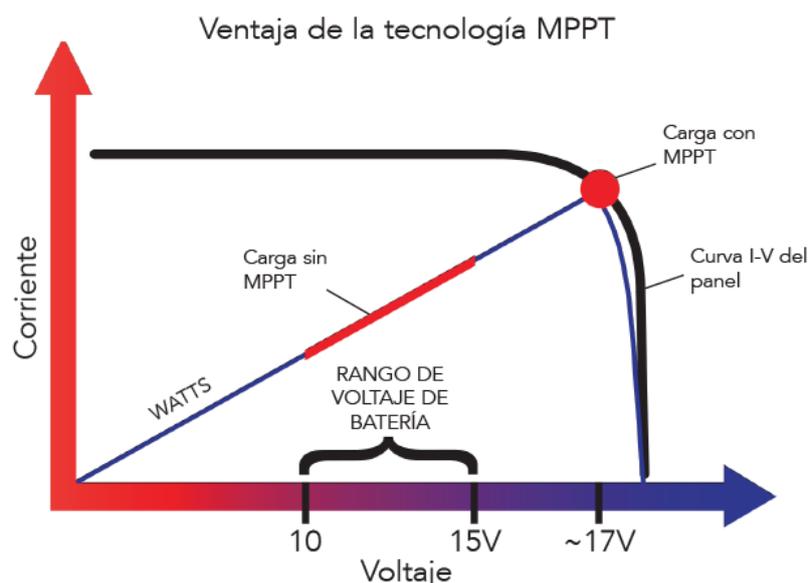
Fig. 11.17. Convertidores DC/DC con reducción y aumento de voltaje [54]

De esta forma, la función de los convertidores DC/DC es primordialmente convertir una potencia de entrada ($P_i = V_i \cdot I_i$) en una potencia de salida ($P_o = V_o \cdot I_o$) con el mayor rendimiento posible ($\eta = P_o/P_i$) haciendo que V_i e I_i se correspondan con el punto de máxima potencia del generador.

La instalación de un MPPT en la línea de carga permite el trabajo del módulo fotovoltaico a una tensión superior a la del acumulador, convirtiendo el exceso de tensión del panel en potencia disponible para contribuir a una mayor carga en amperios del acumulador, recibiendo este efecto el nombre de ganancia. Cuando la tensión de la batería es baja, dicha diferencia es mayor, y por lo tanto la ganancia aumenta. En cambio, a medida que el acumulador aumenta la tensión, se reduce la diferencia, y por lo tanto también la ganancia, si bien es cierto que en ese momento el aprovechamiento de los recursos del módulo es óptimo. En un sistema fotovoltaico con baterías, dicha ganancia puede llegar al 15% a lo largo del día.

Con un regulador PWM los módulos fotovoltaicos funcionan a la misma tensión que las baterías. La energía en la entrada y en la salida del regulador PWM es la misma, con los mismos valores de tensión y corriente. Esto hace que los módulos no trabajen en su punto de máxima potencia, sino en el que impone la batería según su estado de carga, produciendo una pérdida de potencia, que puede llegar hasta el 25-30%.

Por el contrario, en un regulador MPPT, el convertidor DC/DC permite trabajar a tensiones diferentes en el generador fotovoltaico y en las baterías. El seguidor del punto de máxima potencia adapta la tensión de funcionamiento en el generador fotovoltaico a la que proporcione la máxima potencia. Por tanto, en un regulador MPPT la energía que entra y sale del regulador es la misma, al igual que en los reguladores PWM, pero la tensión y la corriente son diferentes a un lado y a otro. Con ello se consigue aumentar la tensión del generador fotovoltaico y aumentar la producción solar en hasta un 30% respecto a los reguladores solares PWM. Los reguladores MPPT también tienen un rendimiento muy elevado (92-99%).



En la figura 11.18 se reflejan las ventajas del regulador MPPT frente a un regulador PWM. Se observa que para una batería de 12V, el regulador PWM trabajaría en el rango de trabajo que marca la batería, es decir, desde los 10 a los 15V y quedaría lejos del punto de máxima potencia que está aproximadamente a los 17V. Sin embargo, el regulador MPPT trabajaría en el punto de máxima potencia.

Tal como se ha comentado, la intensidad a la salida del regulador MPPT será mayor que la intensidad que tenga en su entrada aunque la energía en la entrada y en la salida será la misma. Por lo tanto, si la tensión V_{mp} del generador fotovoltaico es mayor que el voltaje de la batería, la corriente de la batería debe ser proporcionalmente mayor que la corriente de entrada del generador fotovoltaico de manera que la energía de entrada y de salida del regulador MPPT estén equilibradas.

Cuanto mayor sea la diferencia entre el voltaje máximo del generador fotovoltaico y el voltaje de la batería, mayor será el aumento de intensidad a la salida del regulador MPPT. Esto provoca que la utilización de un regulador MPPT puede llegar a reducir en un 20% la potencia pico instalada con el consiguiente ahorro económico y de espacio para la instalación de los módulos fotovoltaicos.

Los reguladores PWM conectan el generador fotovoltaico directamente a la batería cuando se recarga. Esto provoca que el generador fotovoltaico opere en un rango de voltaje que sea menor al V_{mp} del módulo. Por ejemplo, en un sistema de 12 V, el voltaje de la batería puede variar de 10 a 15 Vdc pero el V_{mp} del módulo es de unos 17 V aproximadamente. La figura 11.19 muestra las curvas de salida de un módulo de 12 V donde se observa que el regulador PWM nunca alcanza el punto de máxima potencia al quedar su margen de trabajo limitado por la tensión en la batería. Sin embargo, el regulador MPPT siempre trabajará en el punto de máximo trabajo en todos los casos.

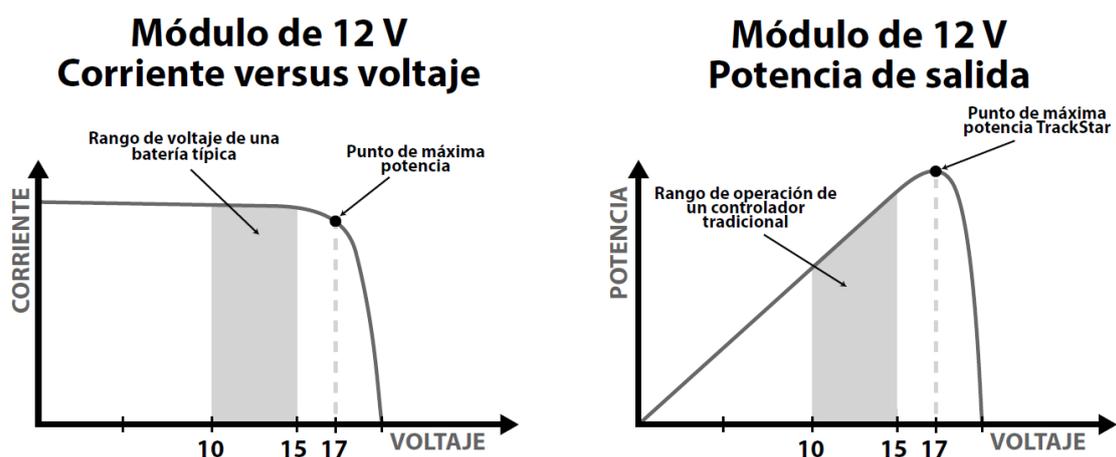


Fig. 11.19. Ventajas del regulador MPPT frente al regulador PWM [65]

Las etapas de carga en los reguladores MPPT son las mismas que las de los reguladores MPW.

12. El inversor

La naturaleza continua de la tensión y la corriente de origen fotovoltaico, junto al uso en instalaciones autónomas de elementos de consumo especificados para alterna, hacen necesaria la inclusión en el sistema de un elemento que se encargue de acondicionar las características eléctricas del generador a las del receptor. Dicho elemento es el inversor (Figura 12.1) que se encarga de convertir la corriente continua en corriente alterna. Las funciones principales de los inversores son: inversión, modulación de la onda alterna de salida y regulación del valor eficaz del voltaje de salida.



Fig. 12.1. Inversor [61]

La mayoría de los inversores aceptan tensiones continuas de entrada de 12, 24, 32, o 48 V y suministran en la salida tensión alterna de 230 V y 50 Hz (120 V y 60 Hz en Norteamérica y otros países). Las potencias nominales abarcan desde los 50 W hasta varios megavatios. Los inversores de menor potencia suelen suministrar tensión alterna monofásica, mientras que los de mayor potencia pueden ser también monofásicos o bien suministrar directamente tensión trifásica. Los inversores de pequeña potencia pueden suministrar electricidad directamente a pequeños receptores mientras que los inversores de mayor tamaño son adecuados, por ejemplo, para proveer de energía toda una vivienda.

12.1. Configuraciones de los inversores

El funcionamiento general de un inversor está basado en puentes de interruptores de semiconductores de potencia con un ciclo controlado de apertura y cierre generando ondas de pulsos variables (cuantos más pulsos menor distorsión armónica y mayor proximidad a la onda pura senoidal). En la figura 12.2 se puede ver el principio de operación de un inversor con la generación de distintas ondas AC de salida a partir de una entrada DC variando el ciclo de apertura y cierre de interruptores de potencia.

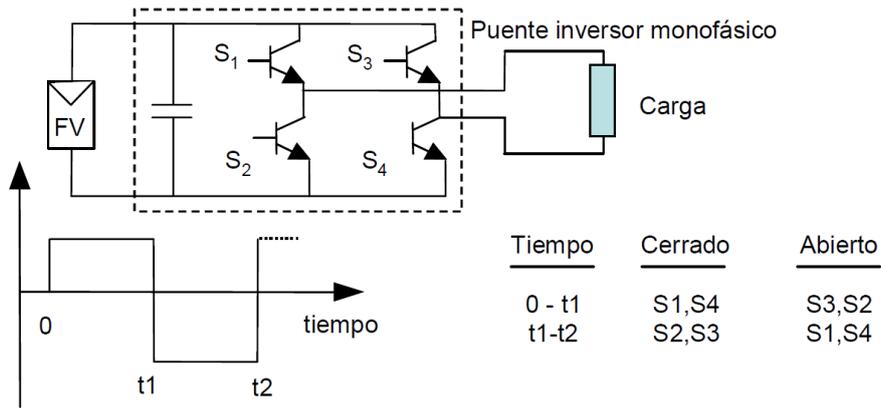


Fig. 12.2. Principio de operación de un inversor [54]

En la figura 12.3 se representan las distintas ondas AC de salida con su distorsión armónica total (THD) correspondiente.

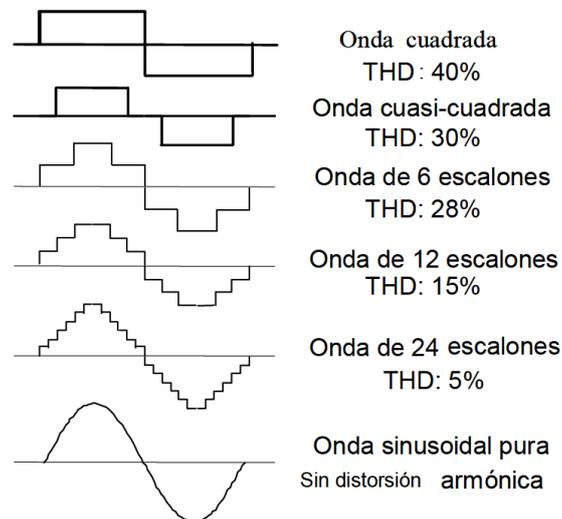


Fig. 12.3. Ondas AC de salida del inversor con su THD correspondiente [54]

A mayor frecuencia de conmutación se obtiene una onda de salida mucho más cercana a la senoidal ideal con menor contenido en armónicos y factores de potencia mayores, eliminando de este modo la necesidad de filtrados a la salida del inversor. En la figura 12.4 se muestra un inversor formado por un puente trifásico de tiristores a red.

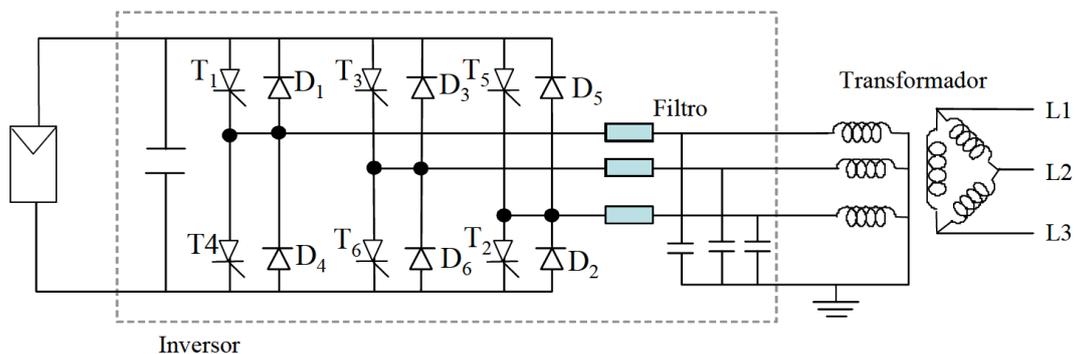


Fig. 12.4. Inversor con puente trifásico de tiristores a red [54]

Los inversores empleados en las aplicaciones eólicas y fotovoltaicas se pueden agrupar o dividir en dos grandes categorías: los autoconmutados y los conmutados por la red. Los inversores autoconmutados pueden funcionar como fuente de tensión o como fuente de corriente mientras que los conmutados por red sólo como fuente de corriente, por ello los autoconmutados se pueden utilizar tanto en aplicaciones autónomas como en aplicaciones conectadas a la red eléctrica mientras que los conmutados por la red únicamente en aplicaciones conectadas a la red.

Normalmente los inversores operan a una frecuencia fija de salida (50 Hz) pero existe un caso especial de los inversores autoconmutados que pueden variar su frecuencia de salida en función de la potencia de entrada y la carga de salida, y se suelen utilizar en los sistemas de bombeo fotovoltaico. Por otro lado, los inversores pueden conectarse a un sistema de baterías con una tensión definida, como es el caso de los inversores autónomos, o directamente al generador fotovoltaico, como es el caso de los inversores de conexión a red, en cuyo caso el rango de variación de la tensión de entrada es mayor.

Los inversores de conexión directa a un generador fotovoltaico, poseen además seguimiento del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico. Los inversores autoconmutados pueden operar de modo autónomo. La regulación de tensión suele realizarse por modulación del ancho de pulso (PWM). Normalmente conmutan a alta frecuencia con lo que la señal de salida suele ser muy sinusoidal con contenido de armónicos de muy alta frecuencia, fácilmente filtrables. Los posibles armónicos que aparecen son los debidos a la frecuencia de conmutación (típicamente de 1 kHz a 20 kHz). Este tipo de inversores, en su conexión a red, no demanda potencia reactiva ya que puede generar la señal de corriente totalmente en fase con la tensión de red, aunque también puede usarse para compensar potencia reactiva modificando el factor de potencia.

Los inversores conmutados por red basados en tiristores necesitan la presencia de la señal de tensión de red que se utiliza para el disparo de los semiconductores. Debido a ello suelen operar con ondas de corriente retrasada respecto a la onda de tensión de red con lo que se necesitan unidades de compensación de potencia reactiva. Este tipo de inversores se están dejando de utilizar siendo sustituidos por inversores basados en dispositivos autoconmutables, habitualmente IGBTs con un control PWM controlado en corriente.

12.2. Los inversores autónomos

Los inversores autónomos, también denominados inversores estáticos, están diseñados para funcionar en sistemas sin conexión con la red pública de distribución, obteniendo la energía de un sistema de acumuladores. El nivel de prestaciones y requisitos de estos inversores es inferior al de los inversores conectados a la red. El inversor autónomo (Figura 12.5) está compuesto por tres bloques de circuitos cuya descripción de operación es la siguiente:

Oscilador. Circuito que genera la frecuencia de 50 o 60 Hz de la corriente alterna de salida. Este circuito puede estar configurado mediante un oscilador con resonador

cerámico o similar de una frecuencia alta, la cual se divide por el factor correspondiente hasta obtener el valor requerido. Este procedimiento proporciona una elevada estabilidad en la frecuencia de salida.

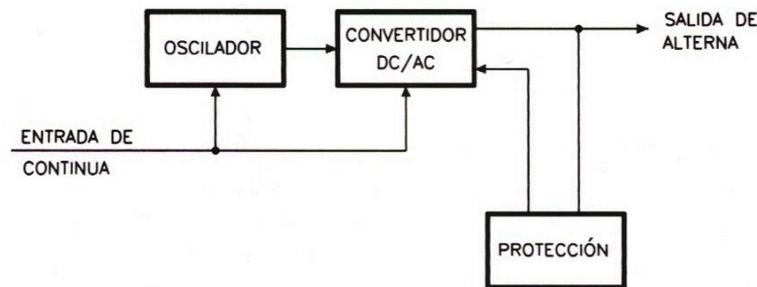


Fig. 12.5 Diagrama de bloques de un inversor autónomo [40]

Convertidor DC/AC. Este circuito es el que recibe la tensión continua de entrada procedente de los acumuladores y la frecuencia del oscilador y genera con ello la corriente alterna de salida.

Protección. Circuito encargado de la vigilancia del consumo de la corriente alterna para bloquear el convertidor ante exceso, a modo de protección.

12.3. Los inversores conectados a la red eléctrica

Los inversores conectados a la red, también denominados inversores síncronos, se utilizan en instalaciones conectadas a la red de distribución de una compañía eléctrica. Los inversores síncronos deben producir corriente alterna sincronizada con la corriente alterna de la red a la cual están conectados, es decir, ambas deben tener idénticas secuencias de fases, tensión y frecuencia que la red eléctrica, y, además, las formas de onda de la red y del inversor deben estar en fase.

En principio los inversores conectados a la red no necesitan de un subsistema de almacenamiento pues toda la energía generada se entrega a la red de distribución, a menos que se requiera una alimentación de emergencia. En este último caso, el sistema puede disponer de un inversor autónomo adicional o bien el propio inversor síncrono permitir un funcionamiento dual: como inversor síncrono y como inversor autónomo.

Existen muchos diseños y configuraciones posibles en la manera de funcionar de los inversores conectados a la red. Hay inversores diseñados para entregar toda la energía a la red de distribución, pasando previamente por un contador de la energía neta entregada a la red, para poder ser, posteriormente, facturada a la compañía eléctrica. En esta situación, la energía consumida por la instalación eléctrica anexa a la instalación fotovoltaica (por ejemplo, una vivienda) se toma directamente de la red eléctrica y es facturada aparte.

Otros inversores y sistemas conectados a la red funcionan sin embargo de distinta manera. Así, hay inversores que, cuando la instalación fotovoltaica está suministrando energía, la suministran en forma de corriente alterna a los receptores que haya

conectados. Si la energía generada excede a la energía demandada por los receptores, el inversor vierte la energía excedentaria a la red eléctrica. Además, si la energía generada no puede satisfacer a la demanda de los receptores, entonces la diferencia de energía se obtiene de la red.

La mayoría de los inversores síncronos se desconectan de la red cuando el sistema fotovoltaico apenas genera energía eléctrica y muchos están diseñados para desconectarse de la red cuando ésta se queda sin tensión, a fin de que los operarios de la compañía puedan realizar las operaciones de reparación y/o mantenimiento de la línea de forma segura. Existen modelos de inversores que realizan, además, las funciones propias de un regulador, permitiendo, adicionalmente, realizar la recarga de las baterías a partir de la energía procedente de la red eléctrica. Los inversores síncronos pueden incorporar también funciones de protección contra sobre intensidades y relés de desconexión en caso de diferencias de frecuencia o tensión con la red eléctrica. La mayoría de inversores para conexión a red incorporan un sistema de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT).

Un inversor síncrono es, fundamentalmente, un inversor autónomo al que se le ha incorporado un circuito de sincronización de fase entre su salida de corriente alterna y la de la red de energía eléctrica a la que se conecta. La red de distribución es la que engancha en fase la salida de alterna del inversor, lo que se lleva a cabo tomando muestras periódicas de la red eléctrica y disparando con ellas la salida del inversor. La circuitería del inversor síncrono adopta la configuración que muestra la figura 12.6, y cuya descripción es la siguiente:

Convertidor DC/AC. Circuito en el cual se obtiene la corriente alterna de salida con forma de onda senoidal, de condición monofásica o trifásica, y del voltaje y la frecuencia requeridos por la línea a la que se acopla. La diferencia más notable de este bloque con el del inversor autónomo, es su condición de sincronización de fase con la de la red. Este circuito comienza a suministrar energía alterna a partir del cruce por cero de cada ciclo senoidal de la red de distribución, y con la misma ley de variación de ésta. Está, por tanto, disparado con la red. Cualquier diferencia entre sus tiempos pone en peligro la conexión, lo que implica la incorporación de circuitos auxiliares de vigilancia y protección.

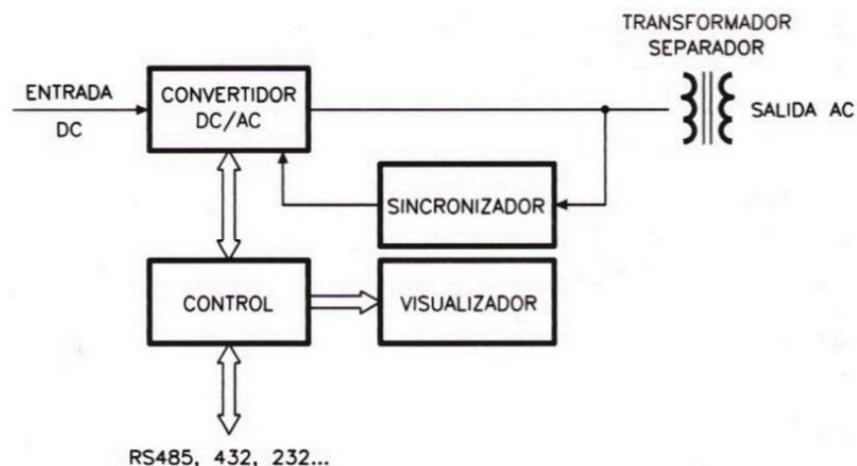


Fig. 12.6. Esquema de bloques de un inversor síncrono [40]

Transformador separador. Componente de aislamiento galvánico entre la salida de corriente alterna del inversor y la red de distribución. Es un transformador monofásico o trifásico, según la configuración de la instalación, que debe asegurar el cumplimiento de las rígidas condiciones de aislamiento entre los devanados y entre éstos y el núcleo magnético.

Sincronizador. La indicada condición de sincronización entre la tensión alterna suministrada por el convertidor DC/AC y la de la red de distribución se consigue con este bloque, el cual recibe inicialmente la tensión de la red a través del transformador separador, e inicia el disparo del inversor, operación que se repite ante cada ciclo, en coincidencia con su cruce por cero. Cualquier alteración de fase entre el primario y el secundario da lugar a un aumento de la corriente en circulación, lo que es detectado por los circuitos de protección para introducir la corrección necesaria.

Control. Bloque auxiliar encargado de las entradas de arranque/parada, configuración, etc., y de las salidas destinadas a dar información de situaciones. Tales salidas físicas pueden formar un bus serie destinado a un equipo informático externo para la gestión y cómputo del suministro eléctrico a la red. El software, suministrado generalmente por los fabricantes de los inversores, permite presentar en la pantalla del monitor todos los datos de funcionamiento y de inyección de corriente en la red.

Visualizador. Conjunto de componentes optoelectrónicos, tales como un led o dígitos alfanuméricos destinados a presentar información de situaciones del inversor.

12.4. Características de operación de un inversor

Rendimiento. Los inversores no son intrínsecamente eficientes. El rendimiento de conversión DC/AC depende de la carga. El rendimiento del inversor no es constante y varía dependiendo de la potencia generada. La curva de rendimiento frente a la potencia de salida es el mejor modo de ver cómo se comportará el inversor en una gran variedad de situaciones. En la figura 12.7 se muestra la curva de rendimiento frente a la potencia de salida del inversor Tauro BC 2548 de Atersa cuyo rendimiento máximo indicado por el fabricante es de un 93%.

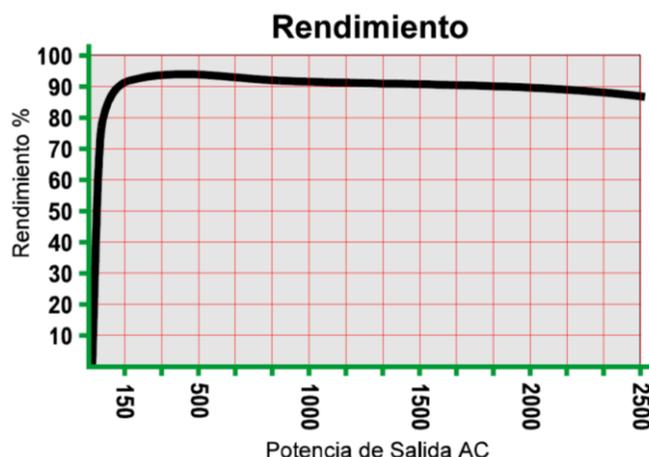


Fig. 12.7. Rendimiento del inversor fotovoltaico [72]

Al igual que sucede con la mayoría de máquinas eléctricas, la eficiencia de los inversores varía en función de la potencia que suministra, de modo que la eficiencia nominal suministrada por el fabricante suele corresponder a la eficiencia máxima, correspondiente a un determinado nivel de carga. Normalmente los inversores operan con la eficiencia máxima cuando trabajan cerca de la potencia en régimen constante, descendiendo la eficiencia a ambos extremos de la demanda de potencia, es decir, son poco eficientes a potencias muy bajas o muy altas.

Resulta, pues, de gran interés conocer la curva de eficiencia del inversor en función de la potencia entregada y, consiguientemente, ajustar al máximo la potencia del receptor con la potencia de máximo rendimiento del inversor que suele corresponder con la potencia en régimen constante. Para no sobredimensionar el inversor y hacer que este trabaje cerca de su máximo rendimiento, es importante construir un perfil diario de carga y determinar la máxima potencia demandada simultáneamente y poder así ajustar al máximo la potencia del receptor con la potencia de máximo rendimiento del inversor.

Forma de onda. Referido a la forma de onda de salida, la cual puede ser cuadrada, sinusoidal modificada o sinusoidal pura.

Tensión nominal de entrada. Valor de la tensión continua de entrada al inversor.

Rango tensión de entrada. Margen de la tensión de entrada que admite el inversor, por ejemplo para una tensión nominal de 12 V, el rango de la tensión de entrada puede ser de 10 a 16 V.

Tensión de salida. Valor nominal de la tensión alterna de salida. Puede indicarse como complemento el porcentaje de desviación del valor nominal, por ejemplo, 230V \pm 5%.

Frecuencia. Valor de la frecuencia de la corriente alterna de salida. Normalmente suele ser 50Hz \pm 0,5%.

Distorsión armónica (THD). Dato referido a la distorsión en % que presentan las ondas de salida del inversor. Cuanto menor THD, más perfecta será la onda senoidal de salida y menor ruido e interferencias tendrá.

Corriente nominal de entrada. Corriente consumida por el circuito de entrada a la potencia nominal de salida.

Corriente nominal de salida. Corriente que proporciona el circuito de salida en alterna.

Resistencia al cortocircuito. Indicación del tiempo máximo de cortocircuito de la tensión de salida que admite el inversor.

Consumo en reposo (“stand by”). Cuando un inversor no está en operación tiene un pequeño consumo. Es el consumo de corriente del circuito de entrada con el circuito de salida en abierto.

Corriente máxima. Corriente máxima que puede circular por el circuito de entrada.

Sensibilidad para arranque automático. El inversor debe tener la capacidad de arrancar automáticamente cuando nota que alguna carga ha sido activada.

Potencia pico de arranque. Es la potencia de salida máxima que el inversor puede proporcionar durante un tiempo determinado. Es importante para el control de cargas con elevados picos de arranque. La potencia pico de arranque suele ser de un 300% respecto a la potencia en régimen constante. Por ejemplo, en la figura 12.8 se representa la curva de la potencia de salida en función del tiempo de funcionamiento del inversor Solaris Sinus de STECA cuya potencia en régimen constante es de 550W. Podemos observar que la potencia de salida máxima es de un 300% respecto de la potencia en régimen constante, es decir, la potencia pico de arranque es de 1650 W.

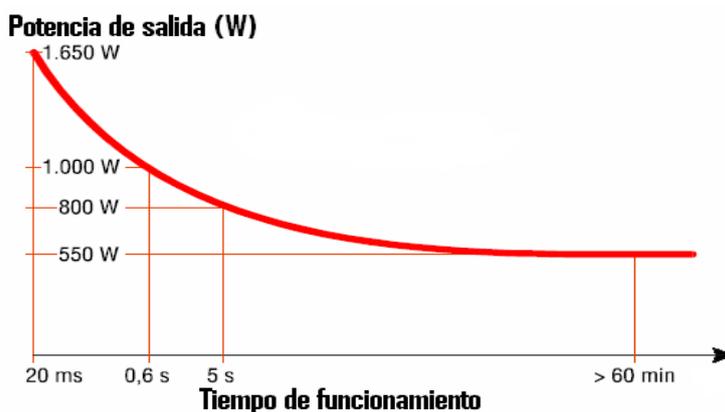


Fig. 12.8. Potencia pico de arranque del inversor [61]

Potencia en régimen constante y potencia nominal. La potencia en régimen constante es la potencia de salida en régimen de funcionamiento continuo del circuito de salida del inversor. La potencia en régimen constante es la potencia mínima de salida que el inversor debe proporcionar de forma continua. No debe confundirse con la potencia nominal que es la potencia que el inversor podrá proporcionar durante un breve periodo de tiempo.

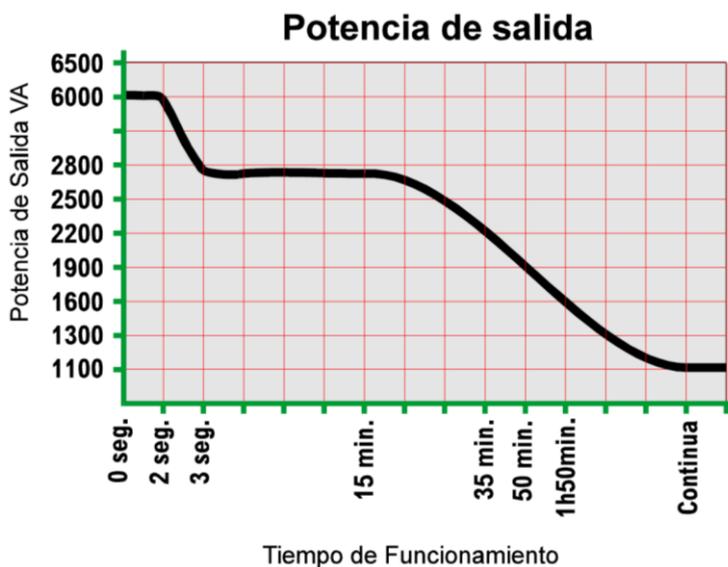


Fig. 12.9. Potencia de salida del inversor [72]

En la figura 12.9 se muestra la potencia de salida del inversor Tauro BC 2548 de Atersa. Se observa que el inversor alcanza una potencia pico de arranque máxima de 6000 VA durante 2 segundos y después desciende a su potencia nominal de 2500 VA que sólo mantiene durante 15 minutos para finalmente disminuir para mantenerse constante en su potencia en régimen constante que es de 1100 VA.

12.5. Tipos de inversores

La conversión de corriente continua en alterna puede realizarse de diversas formas. La mejor manera depende de cuánto ha de parecerse la onda de salida del inversor a la onda senoidal ideal y permitir el correcto funcionamiento de la carga de corriente alterna. Los inversores pueden clasificarse por la forma de onda de la tensión de salida:

Inversor de onda cuadrada. Son los más económicos pero también los menos eficientes. Se basan en un simple “chopeado” de la potencia DC de entrada, con muy poca modulación o filtrado. La onda resultante tiene un gran contenido en armónicos no deseados que generan interferencias (ruidos). La distorsión armónica (THD) es bastante elevada, en torno al 40%, y su rendimiento es bajo, alrededor del 50 o 60%. La potencia pico de arranque es muy baja, del 10 al 20% de la potencia nominal y su regulación de voltaje también es muy baja. Se suelen utilizar con pequeñas cargas inductivas o resistivas, aunque algunas cargas no operan satisfactoriamente.



Fig. 12.10. Inversor de onda cuadrada [72]

Los inversores de onda cuadrada (figura 12.10) pueden alimentar receptores productores de calor (resistencias eléctricas, calentadores, secadores, etc.), así como lámparas incandescentes, equipos musicales de calidad media, receptores de televisión en blanco y negro y determinados receptores a motor, tales como mezcladores, aspiradoras y máquinas de coser (en general, aquellos receptores equipados con motores monofásicos universales) pero no son aptos para motores de inducción.

Inversor de onda senoidal modificada. Son más caros pero más eficientes que los de onda cuadrada. El contenido de armónicos es menor que en el de onda cuadrada. Los

inversores de onda senoidal modificada (figura 12.11) presentan una distorsión armónica (THD) en torno a un 20% y su rendimiento es cercano al 90%. Son bastante utilizados en electrificación rural para alimentar los electrodomésticos más comunes. Pueden alimentar la gran mayoría de receptores excepto aquellos más sensibles a la presencia de armónicos, como microondas, ordenadores e impresoras láser.



Fig. 12.11. Inversor de onda senoidal modificada [73]

Inversor de onda senoidal pura. Son los más caros pero son los únicos que pueden generar una tensión idéntica a la que se produce en las centrales eléctricas de las compañías suministradoras de energía eléctrica. Los inversores de onda senoidal pura (Figura 12.12) presentan una distorsión armónica (THD) inferior al 3% y unos rendimientos superiores al 95% y son aptos para alimentar cualquier tipo de receptor de corriente alterna, incluidos los más sensibles a la presencia de componentes armónicas.



Fig. 12.12. Inversor de onda senoidal pura [61]

13. Perfil de carga del sistema híbrido eólico-solar fotovoltaico

Llamamos perfil de carga diario a la representación horaria de la potencia en vatios que vamos a consumir. Este perfil nos da información sobre la simultaneidad de los consumos y nos sirve para calcular los sistemas de acondicionamiento de potencia y de distribución. El perfil de carga nos permite conocer la variación de la carga a lo largo del día permitiéndonos dimensionar el sistema de forma más eficaz.

13.1. Determinación de la energía diaria requerida

En este apartado debe realizarse la estimación de la energía eléctrica diaria que necesitará la instalación receptora para su funcionamiento. Primeramente debe realizarse un inventario de todos los receptores que deban alimentarse a partir del sistema eólico-solar y agruparlos en una tabla. Al lado de cada receptor debe apuntarse la potencia eléctrica que consumen, en vatios, y el número de receptores idénticos existentes en la instalación.

En una cuarta columna se indica el número de horas al día que funciona cada tipo de receptor. En una quinta columna se anota el resultado de multiplicar, para cada tipo de receptor, el número de receptores idénticos por la potencia absorbida por cada uno de ellos por el tiempo (número de horas o fracción) de funcionamiento diario, obteniéndose como resultado la energía diaria consumida por cada tipo de receptor, expresada en Wh/día (Tabla 13.1).

Tipo de receptor	Potencia (W)	Número de equipos	Funcionamiento (horas/día)	Consumo (Wh/día)
------------------	--------------	-------------------	----------------------------	------------------

Tabla 13.1. Tabla para determinar la energía eléctrica diaria requerida

El procedimiento descrito sirve tanto para instalaciones que están aún por construir como para instalaciones receptoras ya existentes en funcionamiento a las que se desee cambiar el suministro eléctrico tradicional por un suministro eólico-solar. En este último caso, sin embargo, también puede estimarse el consumo medio diario a partir de los datos de consumo (transformados a Wh) de los últimos años obtenidos a partir de las facturas emitidas por la compañía suministradora de energía eléctrica.

En este caso se pretende ejecutar el dimensionado y la simulación de un sistema eólico-solar fotovoltaico para el suministro de energía eléctrica a una vivienda aislada situada en la ciudad de Alicante. Se trata de una vivienda aislada en la que el coste de traer la línea eléctrica de la red a la vivienda es muy elevado. Las coordenadas de la vivienda aislada son las siguientes:

Latitud: 38,489289
Longitud: - 0,467078

Coordenadas de la vivienda aislada:

38°29'21.4"N 0°28'01.5"W

38.489289, -0.467078

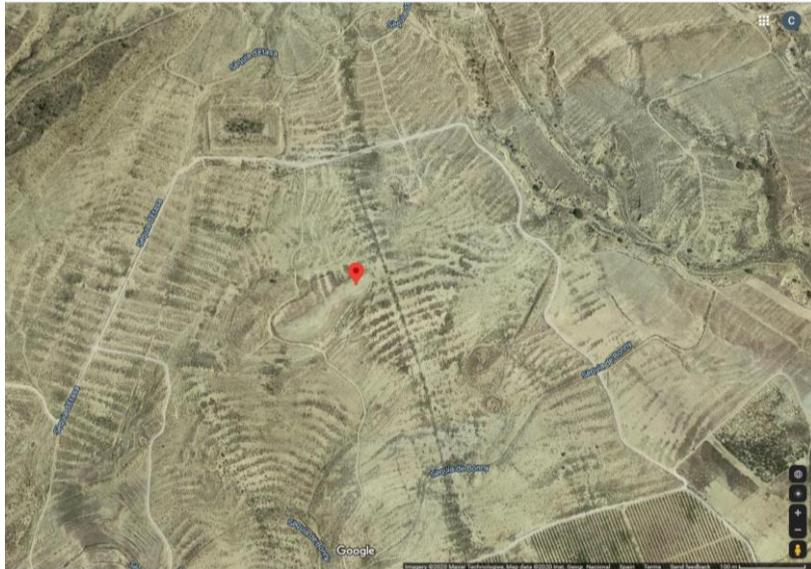


Fig. 13.1. Localización de la vivienda aislada en Alicante. Google Maps

Se ha realizado un estudio para obtener la estimación del promedio de energía eléctrica correspondiente al consumo diario de la vivienda aislada. Se ha tomado de referencia el consumo de una vivienda estándar (Tabla 13.2). Se han tenido en cuenta los electrodomésticos que quedan en Stand-by durante todo el día que en este caso representan un consumo diario de 240 Wh/día.

Tipo de receptor en CA	Potencia (W)	Número de equipos	Funcionamiento (horas/día)	Consumo (Wh/día)
Iluminación	15	16	4	960
Frigorífico/Congelador	75	1	24	1800
Televisor	200	2	5	2000
Ordenador	200	1	5	1000
Plancha	900	1	0,5	450
Lavadora	350	1	2	700
Horno eléctrico	1450	1	1	1450
Bomba frío/calor	850	1	4	3400
Tostadora	900	1	0,5	450
Lavavajillas	350	1	3	1050
Vitrocerámica	1450	1	2	2900
Aspiradora	900	1	0,5	450
Secadora	350	1	2	700
Microondas	1450	1	0,5	725
Cafetera	900	1	1	900
Calentador eléctrico	850	1	1	850
Potencia total instalada	11615 W		---	---
Consumo en Stand-by	10	1	24	240
Consumo total diario				20025 Wh/día

Tabla 13.2. Estimación del consumo diario de la vivienda aislada

De la tabla 13.2 se obtiene que la potencia total instalada es de 11615 W y que el consumo total diario es de 20025 Wh/día.

13.2. Perfil de carga diario de la vivienda aislada

De la tabla 13.2 vemos que la potencia total instalada es de 11615 W pero no todos los receptores funcionarán al mismo tiempo. Es muy importante obtener el perfil de carga diario que nos da información sobre la simultaneidad de los consumos y nos sirve para calcular los sistemas de acondicionamiento de potencia y de distribución. El perfil de carga nos permite conocer la variación de la carga a lo largo del día permitiéndonos dimensionar el sistema eólico-solar de forma más eficaz.

Por ejemplo, no debe sobredimensionarse el inversor para aprovechar al máximo el rendimiento del mismo y evitar que aumente el coste de forma innecesaria. Debemos determinar la máxima potencia demandada simultáneamente para ajustar al máximo la potencia del receptor con la potencia de máximo rendimiento del inversor. Lo ideal es construir un perfil diario de carga que nos indique la máxima potencia demandada durante el día de forma que la potencia demandada simultáneamente no exceda a la máxima potencia que puede suministrar el inversor.

En el caso de una vivienda aislada, para obtener el perfil de carga, hay que tener en cuenta los hábitos de consumo de los usuarios de la instalación, estudiando cada caso en concreto. Se ha realizado un estudio sobre los hábitos de consumo diarios de los usuarios de la vivienda obteniendo los resultados de la tabla 13.3 donde se muestra la potencia instalada y la franja horaria de utilización de cada elemento de consumo de la instalación.

Tipo de receptor en CA	Potencia instalada (W)	Franja horaria de utilización
Iluminación	240	20h00m-00h00m
Frigorífico/Congelador	75	24 horas
Televisor salón	200	13h00m-15h00m / 21h00m-00h00m
Televisor cocina	200	08h00m-10h00m / 15h00m-18h00m
Ordenador	200	10h00m-12h00m / 18h00m-21h00m
Plancha	900	10h00m-10h30m
Lavadora	350	08h00m-10h00m
Horno eléctrico	1450	13h00m-14h00m
Bomba frío/calor	850	14h00m-16h00m / 21h00m-23h00m
Tostadora	900	07h30m-08h00m
Lavavajillas	350	03h00m-06h00m
Vitrocerámica	1450	14h00m-15h00m / 21h30m-22h30m
Aspiradora	900	11h00m-11h30m
Secadora	350	10h00m-12h00m
Microondas	1450	21h00m-21h30m
Cafetera	900	07h00m-07h30m / 15h00m-15h30m
Calentador eléctrico	850	12h00m-12h30m / 20h00m-20h30m
Consumo en Stand-by	10	24 horas

Tabla 13.3. Franja horaria de utilización de los equipos de consumo

Una vez realizado el estudio de los hábitos de consumo de los usuarios de la vivienda ya se puede obtener el perfil de carga diario que representa la distribución del consumo durante las 24 horas del día (Figura 13.2).

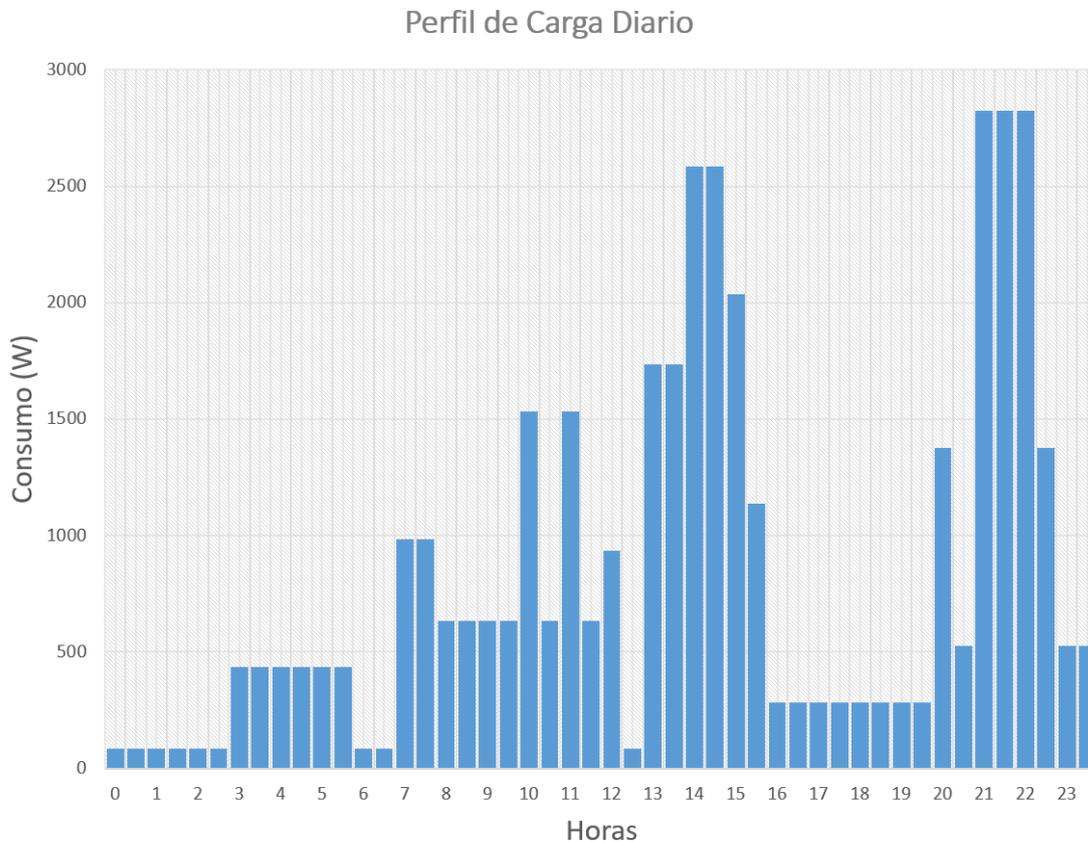


Fig. 13.2. Perfil de carga diario de la vivienda

En la figura 13.2 se observa un pico máximo de consumo de 2825 W en la franja horaria desde las 21h a las 22h30, con lo cual la potencia máxima simultánea demandada por la instalación será:

$$\sum Potencias\ receptores\ simultáneos = 2825\ W \quad (13.1)$$

Se observa que la potencia máxima simultánea coincide con el consumo típico de una vivienda estándar de referencia que suele tener una potencia contratada de 3,45 kW. En la figura 13.2 se observa que los periodos de máximo consumo se producen durante los horarios de comida y cena que es lo habitual en una vivienda.

14. Dimensionado del sistema eólico

El dimensionado de un sistema eólico-solar fotovoltaico se refiere al proceso de cálculo y selección de los distintos componentes y subsistemas que constituyen la instalación. En este apartado se desarrollará el dimensionado de los componentes del sistema eólico.

14.1. La rosa de los vientos

La rosa de los vientos consiste en un diagrama polar que representa el porcentaje de aparición del viento para cada dirección indicándonos así cuál es la mejor orientación para el aerogenerador. La rosa de los vientos nos indica la dirección principal del viento con su frecuencia permitiendo así ubicar el aerogenerador en el sitio idóneo. En la figura 14.1, la dirección dominante es NNE, orientación que se debe mantener libre de obstáculos. En este ejemplo, la rosa de los vientos nos está indicando que el 25% de las veces el viento proviene del NNE.

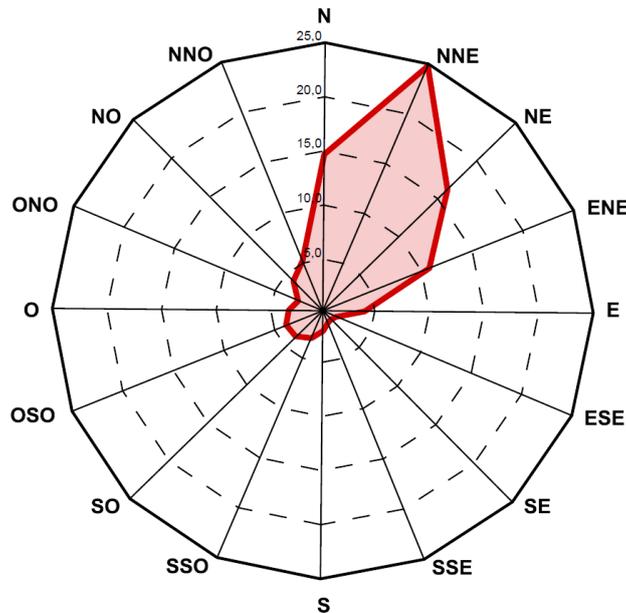


Fig. 14.1. Rosa de los vientos [02]

14.2. Curva de distribución de frecuencias de velocidades

La curva de distribución de frecuencias de velocidades representa el valor de la velocidad independientemente de su orientación. De la misma forma que la rosa de los vientos informa de la orientación adecuada del aerogenerador, la curva de distribución de frecuencias aporta valores de velocidad del viento que se emplearán para obtener potencia y energía. La curva de distribución de frecuencias de velocidades suele representarse en forma de gráfico de barras (Figura 14.2) y para realizar cálculos se trabaja con una tabla como se verá más adelante.

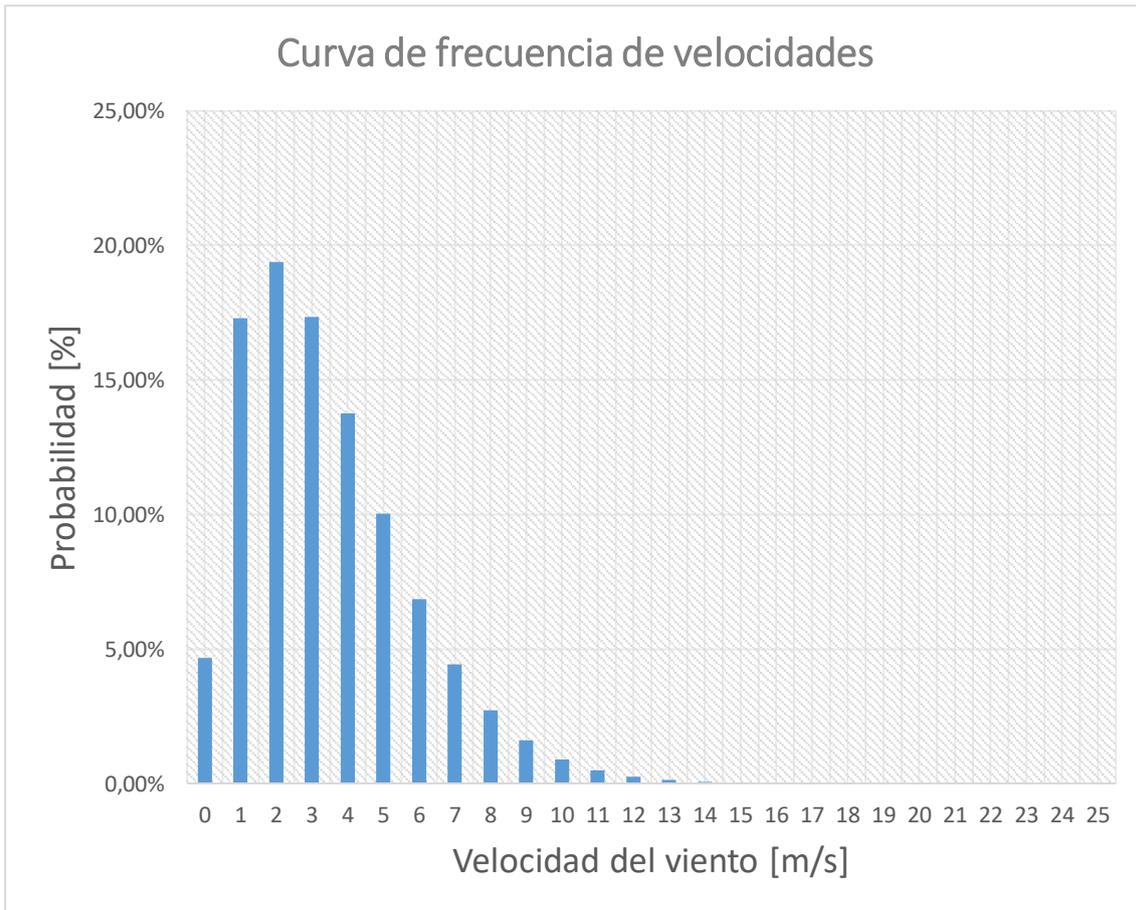


Fig. 14.2. Curva de frecuencia de velocidades

En la figura 14.2 se observa que en un 10% de los casos la velocidad del viento es de 5 m/s. Los datos reflejados en la curva de distribución de frecuencias de velocidades son las velocidades del viento tomadas por una torre anemométrica durante al menos un año de mediciones. La distribución temporal de velocidades del viento de un lugar suele describirse utilizando la función de distribución estadística de Weibull, ya que es la que más se aproxima a la frecuencia de distribución de velocidades.

A veces también se utiliza la distribución de Rayleigh que no es tan precisa y que sólo se utiliza para estimaciones aproximadas cuando sólo se dispone de la velocidad media del viento.

14.3. Distribución de Weibull

La distribución de Weibull es una curva matemática que presenta una forma muy similar a la curva de distribución de frecuencias de velocidades del viento y que se puede emplear con un error mínimo.

La ley de distribución de Weibull se expresa por medio de la expresión:

$$f(V) = \frac{K}{A} \cdot \left(\frac{V}{A}\right)^{K-1} \cdot e \left[-\left(\frac{V}{A}\right)^K \right] \quad (14.1)$$

Donde:

V : Velocidad del viento en m/s

A : Factor de escala en m/s

K : Factor de forma [Adimensional]

Es posible calcular los parámetros de Weibull, a partir de la distribución de velocidades construida con las mediciones realizadas. Conociendo la velocidad media (V_m) y la desviación típica (σ) se pueden obtener los valores de los coeficientes de la distribución de Weibull mediante las expresiones siguientes:

$$K = \left(\frac{\sigma}{V_m}\right)^{-1,086} \quad (14.2)$$

Que es satisfactoria si $1 \leq K \leq 10$

Una vez calculado K , el factor de escala (A) se relaciona directamente con la velocidad media (V_m):

$$A = \frac{V_m}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{K}\right)} \quad (14.3)$$

Donde:

V_m : Velocidad media del viento en m/s

Γ : Función gamma

La distribución de Rayleigh, no es más que la distribución de Weibull, con $K = 2$.

En la figura 14.3 se representa la distribución de Weibull sobre la curva de distribución de frecuencias de velocidades del ejemplo anterior.

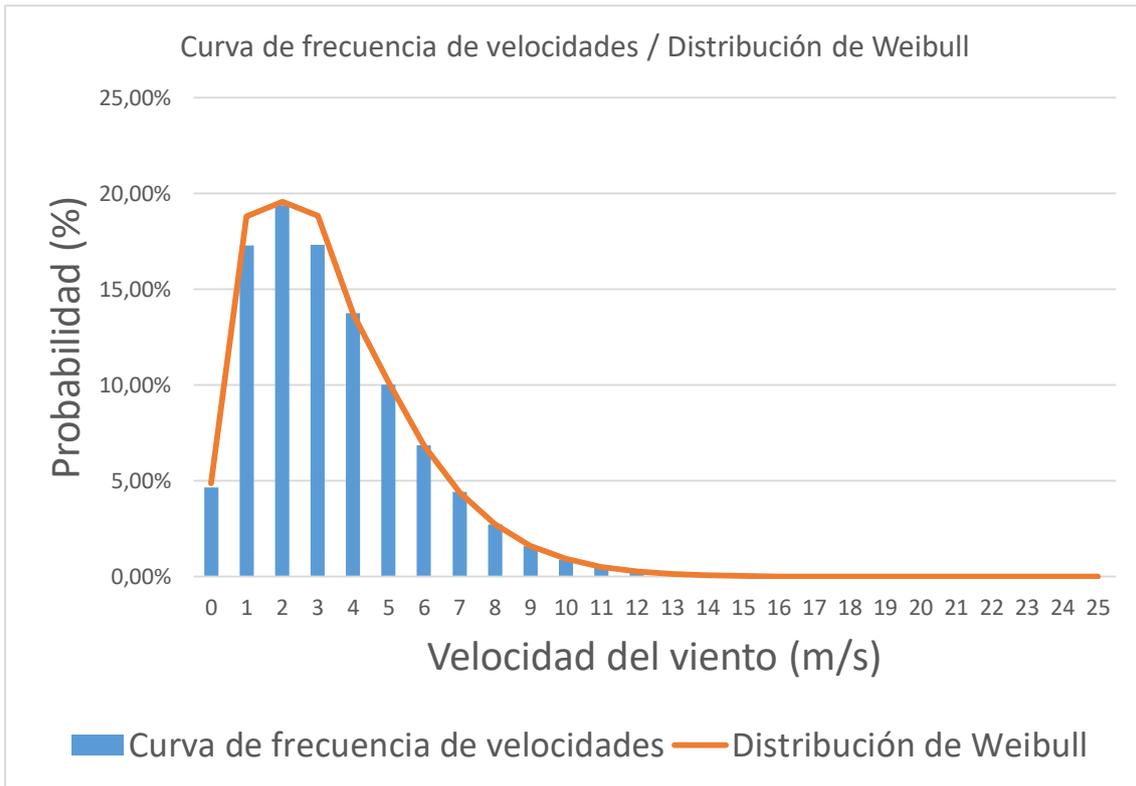


Fig. 14.3. Distribución de Weibull sobre curva de frecuencia de velocidades

Para observar el comportamiento de la distribución de Weibull, podemos mantener uno de sus parámetros y variar el otro. El factor de forma (K) modifica la simetría de la distribución de Weibull: valores cercanos a $K = 1$ corresponden a distribuciones muy asimétricas, mientras que valores elevados ($K > 2 - 3$) corresponden a distribuciones simétricas, similares a las de Gauss. Por ejemplo, utilizando Matlab, si se mantiene el factor de escala $A = 8 \text{ m/s}$ y se aumenta el factor de forma K observamos que la curva se va desplazando hacia la derecha haciéndose más simétrica (Figura 14.4).

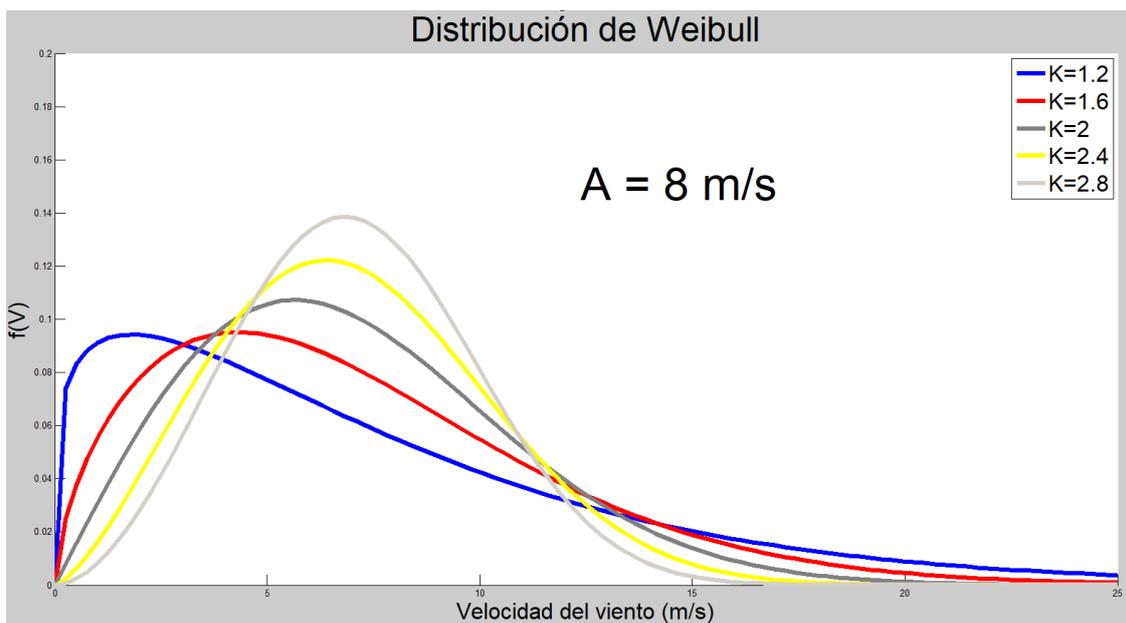


Fig. 14.4. Variación de la distribución de Weibull al variar el factor de forma (K)

Si se mantiene constante el factor de forma (K) y se varía el factor de escala (A) se comprueba que la curva se va desplazando hacia la derecha a medida que aumenta A y la curva va disminuyendo su altura (Figura 14.5). Hay que destacar que la producción eléctrica es mayor cuanto más hacia la derecha está la curva aunque baja la altura.

El factor de forma (K) representa físicamente la "dispersión" de los valores de velocidad en torno a la velocidad media; concretamente, cuanto mayor es el valor de K , menor será la dispersión en torno al valor medio. El factor K toma valores distintos en función de la morfología del terreno y del régimen de vientos del lugar. En la tabla 14.1 se dan valores típicos de K para distintas morfologías del terreno y regímenes de viento.

Factor de forma (K)	Morfología del terreno	Régimen de vientos
1,2 – 1,7	Lugares montañosos	Muy variable
1,8 – 2,5	Grande llanuras – Colinas	Variable
2,5 – 3,0	Campo abierto	Bastante regular
3,1 – 3,5	Zonas costeras	Regular
3,5 – 4,0	Islas	Muy regular

Tabla 14.1. Valores típicos del factor de forma (K) [30]

La ventaja de disponer de los factores de escala (A) y forma (K) es que permiten hacer valoraciones posteriores de productividad de gran fiabilidad y sin necesidad de datos en bruto. De hecho, los dos parámetros A y K engloban eficazmente las propiedades estadísticas de toda la serie temporal. Puesto que A está vinculado a la velocidad media, para estimar la productividad de un aerogenerador, además del factor de forma, es necesario conocer la velocidad media del viento a la altura del buje respecto al suelo en el lugar de instalación, tal como se indica en la figura 14.5.

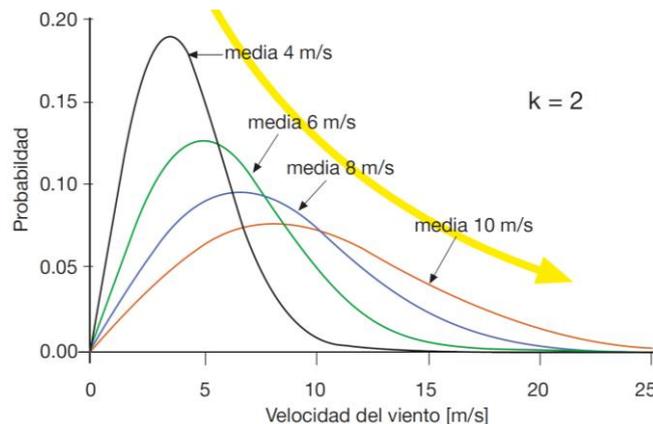


Fig. 14.5. Distribución de Weibull al variar la velocidad media (V_m) [30]

La importancia de la distribución de Weibull se basa en que puede representar el comportamiento del viento y además podemos emplearla en sustitución de las interminables series de datos de las mediciones del anemómetro. Hay que considerar que se realiza una medida cada diez minutos, es decir, que en un año se suelen tener 52560 datos de cada equipo de medición. La distribución de Weibull permite reproducir la curva de distribución de frecuencias de velocidades a partir de las siguientes expresiones.

La probabilidad de que V esté comprendida entre 0 y V_x es:

$$P(V \leq V_x) = \int_0^{V_x} f(V)dV = 1 - e^{-\left(\frac{V_x}{A}\right)^K} \quad (14.4)$$

La probabilidad de que V esté comprendida entre V_x y V_y es:

$$P(V_x \leq V_y) = \int_{V_x}^{V_y} f(V)dV = e^{-\left(\frac{V_x}{A}\right)^K} - e^{-\left(\frac{V_y}{A}\right)^K} \quad (14.5)$$

La velocidad media (V_m) se obtiene de la siguiente forma:

$$V_m = \int_0^{\infty} Vf(V)dV = A \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{K}\right) \quad (14.6)$$

14.4. Producción de un aerogenerador

Para determinar la producción de un aerogenerador primeramente deben conocerse los factores de escala (A) y forma (K) de la distribución de Weibull. La producción del aerogenerador se calcula a partir de las frecuencias de aparición que determina la función de distribución de Weibull que se obtienen con las fórmulas 14.4 y 14.5. También se necesita la curva del potencia del aerogenerador que se quiere analizar donde se refleja la potencia que puede entregar el aerogenerador para cada una de las velocidades del viento.

Por ejemplo, si se tiene $A = 7,30 \text{ m/s}$ y $K = 1,4$ y la curva de potencia del aerogenerador indica que para una velocidad de 6 m/s el aerogenerador produce una potencia de 148,2 kW. Para obtener la producción anual del aerogenerador en kWh/año debe realizarse lo siguiente. La frecuencia de aparición de velocidades comprendidas entre 5,5 m/s y 6,5 m/s, es decir, la frecuencia de aparición de $V = 6 \text{ m/s}$ es la siguiente:

$$P(V_x \leq V_y) = \int_{V_x}^{V_y} f(V)dV = e^{-\left(\frac{V_x}{A}\right)^K} - e^{-\left(\frac{V_y}{A}\right)^K}$$

$$P(5,5 \leq 6,5) = e^{-\left(\frac{5,5}{7,3}\right)^{1,4}} - e^{-\left(\frac{6,5}{7,3}\right)^{1,4}} = 0,0828 \rightarrow 8,28\%$$

Es decir, en un año (8760 horas), este rango de velocidades aparecerá en el siguiente número de horas:

$$\text{Horas}(V = 6 \text{ m/s}) = 0,0828 \cdot 8760 = 725,328 \text{ horas}$$

Por lo tanto, la producción anual en kWh/año para una velocidad de 6 m/s será:

$$\text{Producción} = 725,328 \text{ horas} \cdot 148,2 \text{ kW} = 107493,6 \text{ kWh/año}$$

14.5. Horas equivalentes y factor de utilización del aerogenerador

El concepto de “horas equivalentes” significa el número total de horas al año que con el aerogenerador a la potencia nominal produciría la misma energía que produce en las condiciones reales de funcionamiento. Con esto, la producción de un aerogenerador puede establecerse mediante la siguiente expresión:

$$\text{Producción (kWh)} = \text{Potencia nominal (kW)} \cdot \text{Horas Equivalentes} \quad (14.7)$$

En primer lugar se calcula la producción tal como se describió en el apartado anterior y después al dividir por la potencia nominal del aerogenerador se obtiene el valor de las horas equivalentes:

$$\text{Horas Equivalentes} = \frac{\text{Producción (kWh)}}{\text{Potencia nominal (kW)}} \quad (14.8)$$

Las horas equivalentes nos indican la producción por unidad de potencia del aerogenerador. Cuanto mayor número de horas equivalentes tenga un aerogenerador, mayor producción por kW de potencia aporta.

El factor de utilización o de capacidad se define como el cociente entre la producción anual real y la máxima que se podría obtener a potencia nominal. El factor de utilización nos da información de la eficiencia energética del emplazamiento.

$$\text{Factor de utilización} = \frac{\text{Energía anual}}{\text{Máximo anual}} \quad (14.9)$$

Dado que un año tiene 8760 horas, el factor de utilización se puede expresar a través de la potencia nominal del aerogenerador y de las horas equivalentes de la siguiente forma:

$$\text{Factor de utilización} = \frac{\text{Potencia nominal} \cdot \text{Horas Equivalentes}}{\text{Potencia nominal} \cdot 8760} \quad (14.10)$$

$$\text{Factor de utilización} = \frac{\text{Horas Equivalentes}}{8760} \quad (14.11)$$

El factor de utilización expresado en % sería:

$$\text{Factor de utilización} = \frac{\text{Horas Equivalentes}}{8760} \cdot 100 \quad (14.12)$$

Cuanto mayor es el factor de utilización mayor eficiencia energética del emplazamiento se habrá obtenido.

14.6. Rugosidad y perfil del viento

La rugosidad del terreno determina como aumenta la velocidad del viento con la altura respecto al suelo. Como se observa en la figura 14.6, hay una relación logarítmica entre la rugosidad y la velocidad del viento con perfiles de viento distintos para cada suelo. Por ello, la velocidad aumenta con la altura.

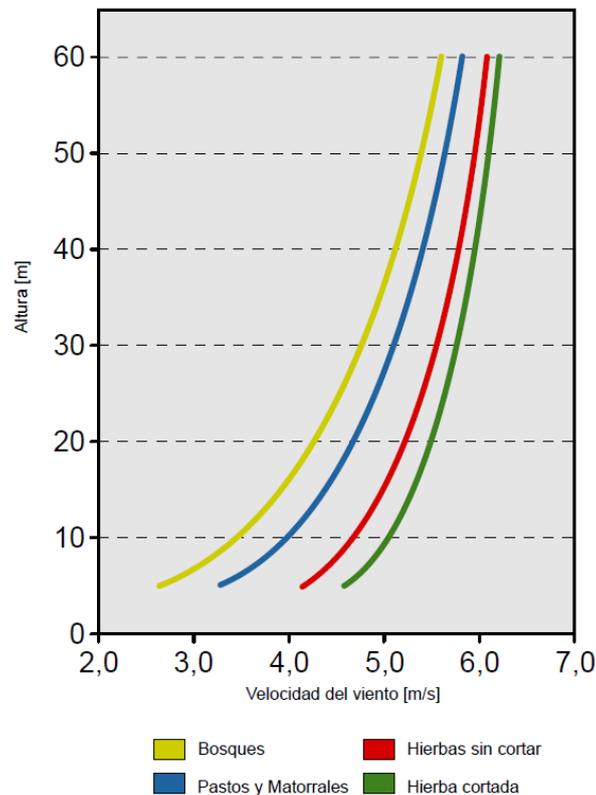


Fig. 14.6. Variación de la velocidad del viento en función de la altura y la rugosidad del terreno [02]

Dado que la altura efectiva del buje del aerogenerador que se quiere instalar difiere normalmente de aquella a la que operan los anemómetros, es importante definir las características de la variación del viento según la altura sobre el suelo. Así pues, la fricción entre el aire y el terreno frena al viento en las proximidades del suelo, provocando un perfil de velocidad en función de la altura, conocido también como capa límite. La variación de la velocidad con la altura depende en gran medida de la naturaleza del terreno (rugosidad) y de los obstáculos que este presente (edificios, árboles, rocas, etc.), como se ilustra en la figura 14.7.

Puede apreciarse que a la altura típica de instalación de los aerogeneradores hay una considerable variación de velocidad en función del tipo de emplazamiento (en la figura 14.7 se toma como hipótesis una velocidad nula a ras de suelo). A gran altura sobre el suelo (1500 - 2000 m), el efecto del mismo es despreciable y la velocidad del viento está sujeta sólo a las condiciones meteorológicas.

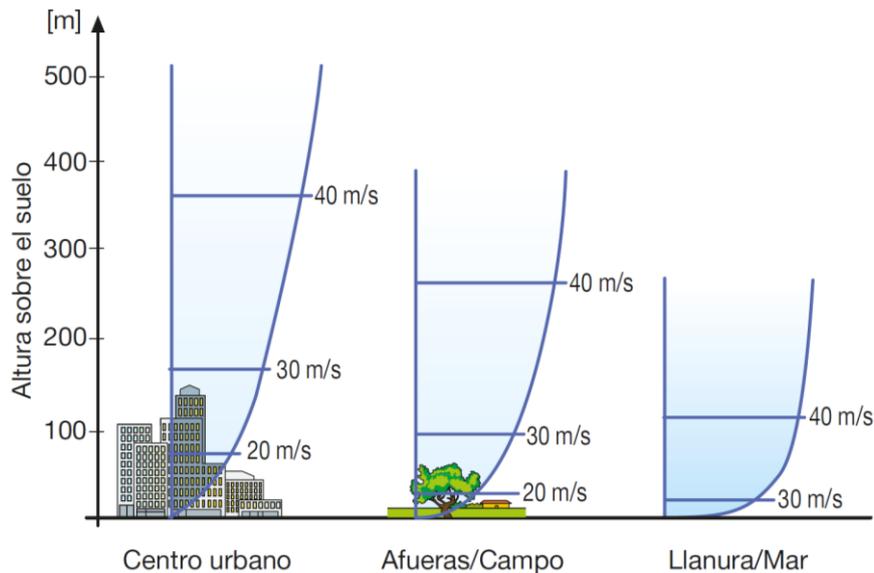


Fig. 14.7. Perfil vertical del viento [30]

La siguiente expresión permite calcular el perfil de velocidad del viento en función de la altura, dando la velocidad V_i a la altura i , siempre que se conozca la velocidad V_0 a la altura Z_0 y la rugosidad del terreno α :

$$V_i = V_0 \cdot \left(\frac{Z_i}{Z_0}\right)^\alpha \quad (14.13)$$

Donde:

V_0 : Velocidad conocida a una altura Z_0

Z_i : Altura al nivel del buje del aerogenerador

α : Rugosidad del terreno

En un análisis preliminar, pueden tomarse como valores indicativos del coeficiente α los que se dan en la tabla 14.2.

Rugosidad del terreno α	Descripción del terreno
0,09	Mar en calma
0,12	Zonas agrícolas abiertas con presencia limitada de obstáculos de poca altura
1	Zonas agrícolas abiertas con presencia limitada de obstáculos de altura media (6 – 8 m)
1,5	Zonas agrícolas abiertas con presencia de numerosos obstáculos de altura media (6 – 8 m)
2	Zonas urbanas, bosques

Tabla 14.2. Rugosidad del terreno [30]

14.7. Windnavigator

Tal como se ha comentado, para determinar la producción de un aerogenerador, deben conocerse los factores de escala (A) y forma (K) de la distribución de Weibull en la ubicación donde se pretende realizar la instalación. Para ello, debe utilizarse una herramienta software que esté especialmente diseñada para el sector eólico. Se han revisado múltiples herramientas y sin duda la mejor es Windnavigator (Figura 14.8). Se trata de una herramienta de reconocido prestigio en el sector eólico cuyo funcionamiento se detalla a continuación.

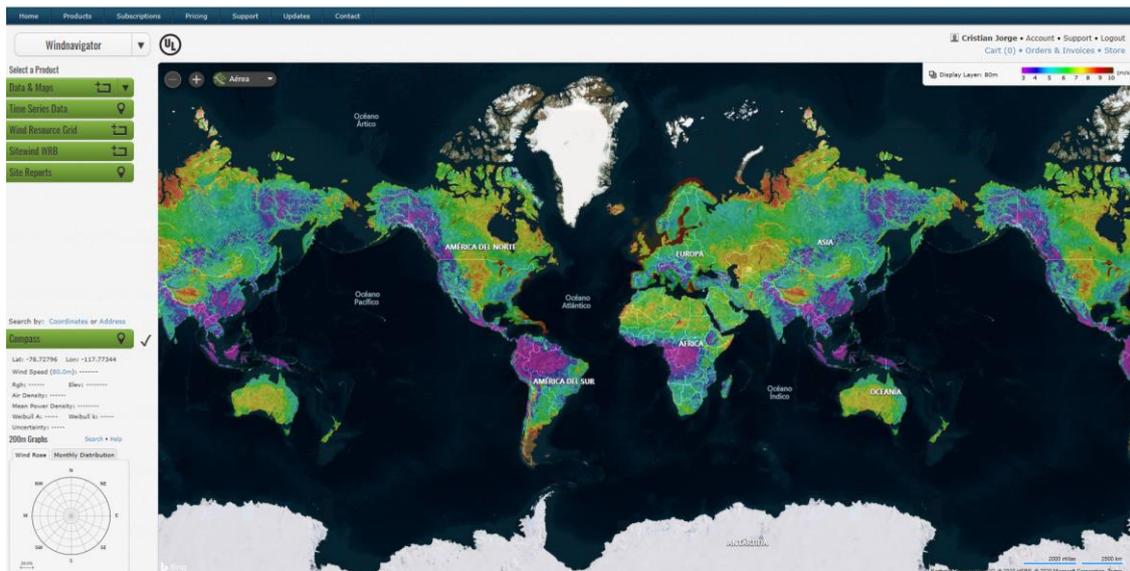


Fig. 14.8. Windnavigator [114]

Con Windnavigator se pueden obtener, entre otros muchos datos, los factores de escala (A) y forma (K) de la distribución de Weibull, la velocidad media anual, la velocidad media mensual de un año completo y la rosa de los vientos. En primer lugar deben introducirse las coordenadas de la instalación eólica (Figura 14.9).

Fig. 14.9. Coordenadas de la vivienda aislada en Windnavigator [114]

Se puede determinar la altura a la cual se quiere obtener los datos. En este caso se han seleccionado 10m desde el suelo obteniendo la imagen con la ubicación del sistema (Figura 14.10).

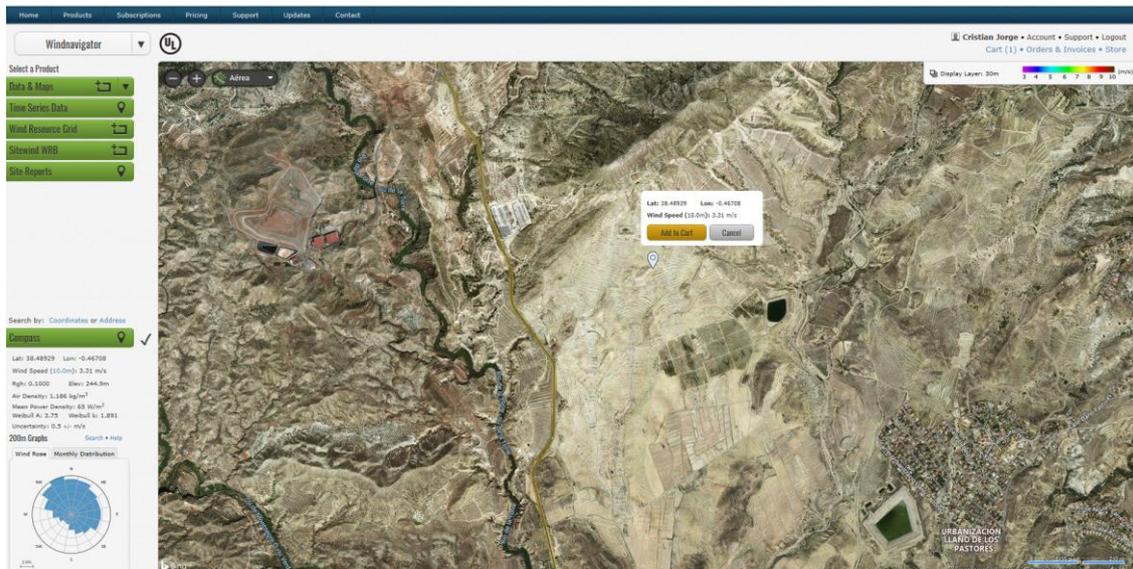


Fig. 14.10. Ubicación de la vivienda aislada en Windnavigator [114]

En la figura 14.11 se muestran los resultados de Windnavigator a 10 m de altura.

Latitude: 38.48929 Longitude: -0.46708

Wind Speed (10.0 m): 3.31 m/s

Roughness: 0.1000 m Elevation: 244.9 m (803.5 ft)

Air Density: 1.186 kg/m³

Mean Power Density: 65 W/m²

Uncertainty Value: 0.50 +/- m/s

Weibull A: 3.75 Weibull k: 1.89

Fig. 14.11. Resultados de Windnavigator a 10m de altura [114]

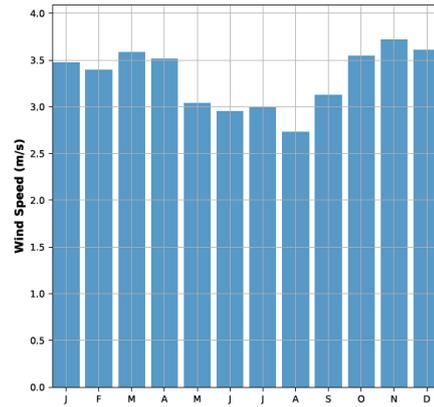
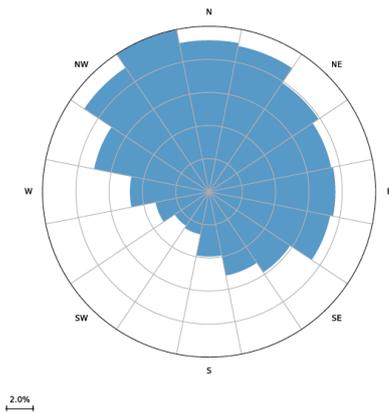
Los datos que se necesitan son los siguientes:

$$\text{Velocidad media } (V_m) = 3,31 \text{ m/s}$$

$$\text{Factor de escala } (A) = 3,75 \text{ m/s}$$

$$\text{Factor de forma } (K) = 1,89$$

Windnavigator también proporciona la rosa de los vientos y la velocidad media mensual durante un año (Figura 14.12).



Wind Rose

Monthly Distribution

Fig. 14.12. Rosa de los vientos y velocidad media mensual durante un año a 10m de altura [114]

Los datos obtenidos son a 10m de altura pero se necesitan a la altura del buje del aerogenerador. En el caso de una vivienda aislada, las recomendaciones del fabricante son que el aerogenerador debe situarse a 10m por encima del obstáculo más alto y a una distancia doble de la altura de dicho obstáculo (Figura 14.13). Suponiendo que la vivienda tiene 6m de altura, se colocará el aerogenerador a 16m de altura del buje y a una distancia de 12m de la vivienda.

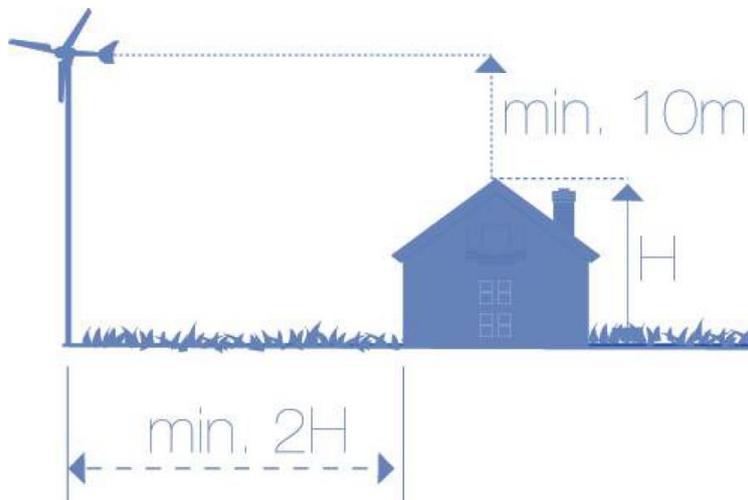


Fig. 14.13. Altura del buje del aerogenerador [115]

Dado que se conoce la velocidad media (V_m) a 10m de altura se puede obtener la que se tendría a 16m con la fórmula (14.13). Por las características donde está situada la vivienda (Zonas agrícolas abiertas con presencia limitada de obstáculos de poca altura), de la tabla 14.2 se toma $\alpha = 0,12$ y por lo tanto queda lo siguiente:

$$\text{Velocidad media a 16m de altura} = V_i = V_0 \cdot \left(\frac{Z_i}{Z_0}\right)^\alpha = 3,31 \left(\frac{16}{10}\right)^{0,12} = 3,5 \text{ m/s}$$

Una vez obtenida la velocidad media (V_m) a 16m, suponiendo que el factor de forma (K) no varía, ya se puede obtener el factor de escala (A) mediante la fórmula (14.3):

$$A = \frac{V_m}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{K}\right)} = \frac{3,5}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{1,89}\right)} = 3,9436 \text{ m/s}$$

Para comprobar los valores a 16m de altura se vuelve a utilizar Windnavigator obteniendo los datos de la figura 14.14.

Latitude: 38.48929 Longitude: -0.46708

Wind Speed (16.0 m): 3.49 m/s

Roughness: 0.1000 m Elevation: 244.9 m (803.5 ft)

Air Density: 1.185 kg/m³

Mean Power Density: 64 W/m²

Uncertainty Value: 0.50 +/- m/s

Weibull A: 3.95 Weibull k: 1.89

Fig. 14.14. Resultados de Windnavigator a 16m de altura [114]

Se observa que los resultados obtenidos con Windnavigator son muy parecidos a los calculados. Por lo tanto, los datos que se utilizarán para calcular la producción del aerogenerador serán los siguientes:

Velocidad media (V_m) = 3,49 m/s

Factor de escala (A) = 3,95 m/s

Factor de forma (K) = 1,89

También se tendrá que utilizar la rosa de los vientos y la velocidad media mensual durante un año.

14.8. Selección del aerogenerador

Con los datos obtenidos en Windnavigator ($K = 1,89$ y $A = 3,95$ m/s) ya se puede representar la distribución de Weibull (Figura 14.15).

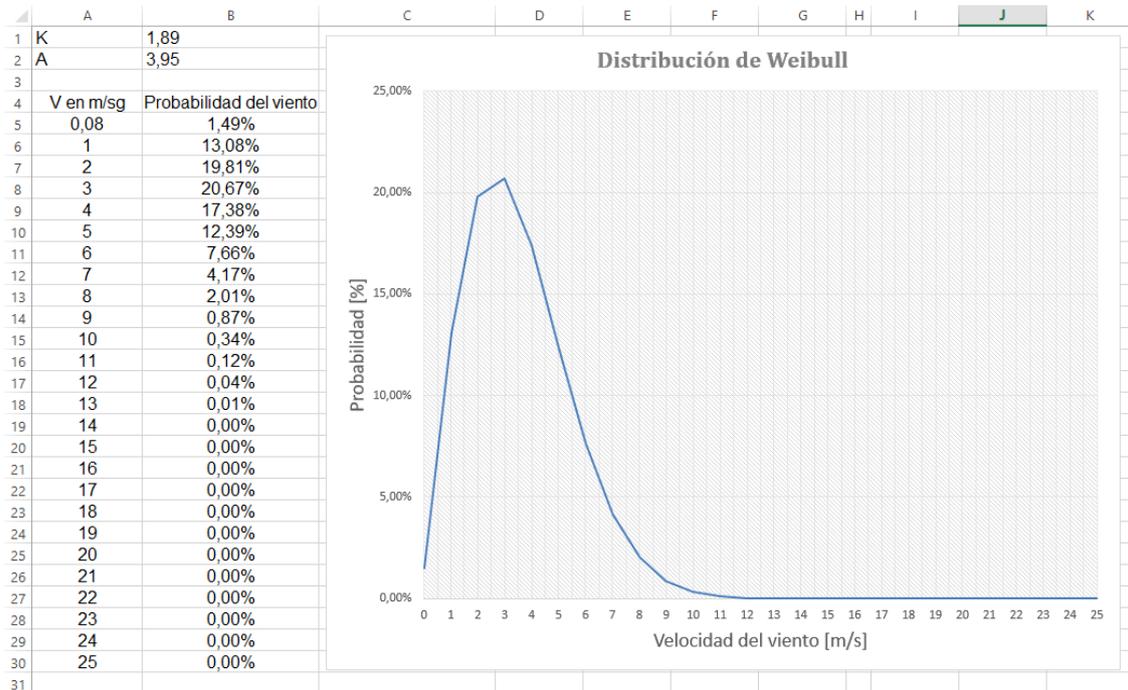


Fig. 14.15. Distribución de Weibull

Con los parámetros K y A se construye la curva de distribución de frecuencias de velocidades (Figura 14.16).

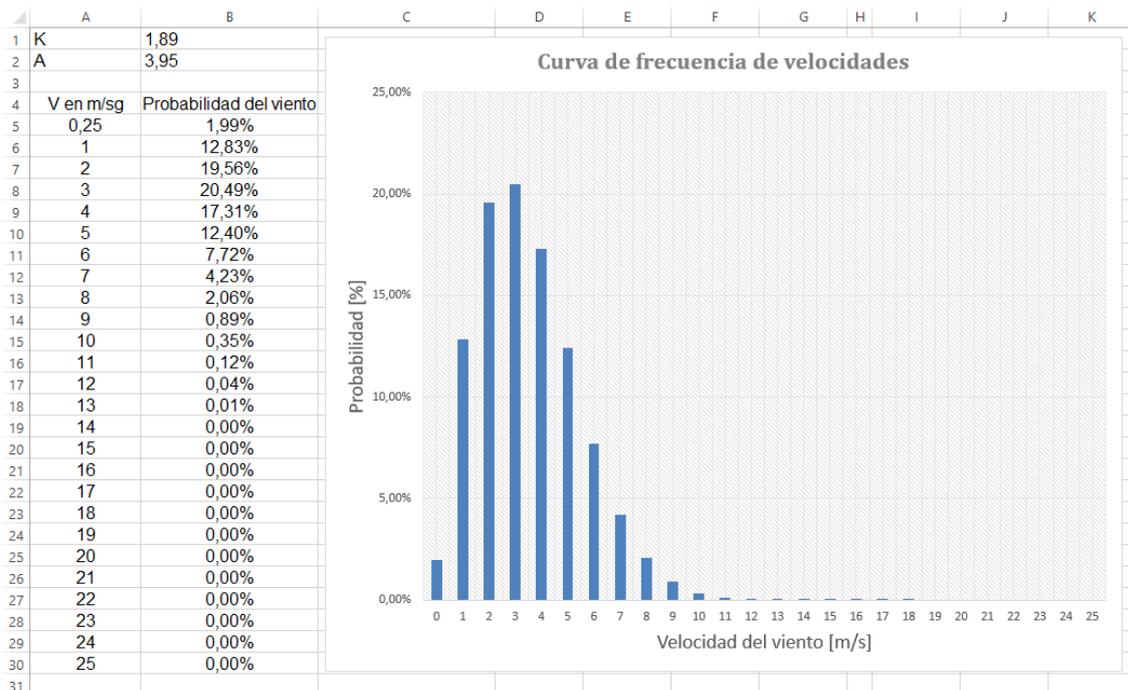


Fig. 14.16. Curva de frecuencia de velocidades

Se puede representar la distribución de Weibull sobre la curva de frecuencia de velocidades para ver la gran similitud existente entre ambas (Figura 14.17).

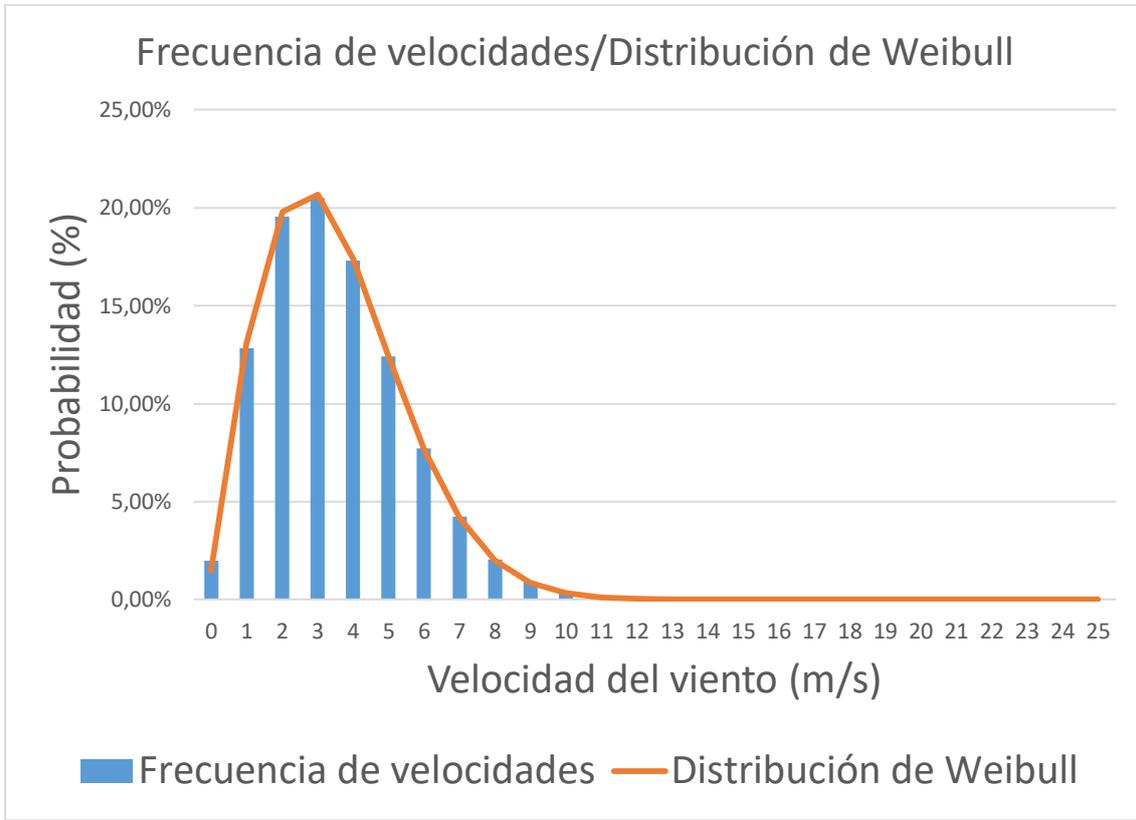


Fig. 14.17. Distribución de Weibull sobre curva de frecuencia de velocidades

Para calcular la producción de un aerogenerador se necesita su curva de potencia donde viene reflejada la potencia que puede entregar el equipo a distintas velocidades. Se empezará con un aerogenerador de pequeña potencia para después compararlo con otros de mayor potencia para poder determinar cuál es el equipo que mejor se adapta a las características del emplazamiento.

La curva de potencia del aerogenerador WindSpot 1.5 se muestra en la figura 14.18. El aerogenerador tiene una potencia nominal de 1,43 kW y alcanza una potencia máxima de 1800 W para una velocidad del viento de 20 m/s.

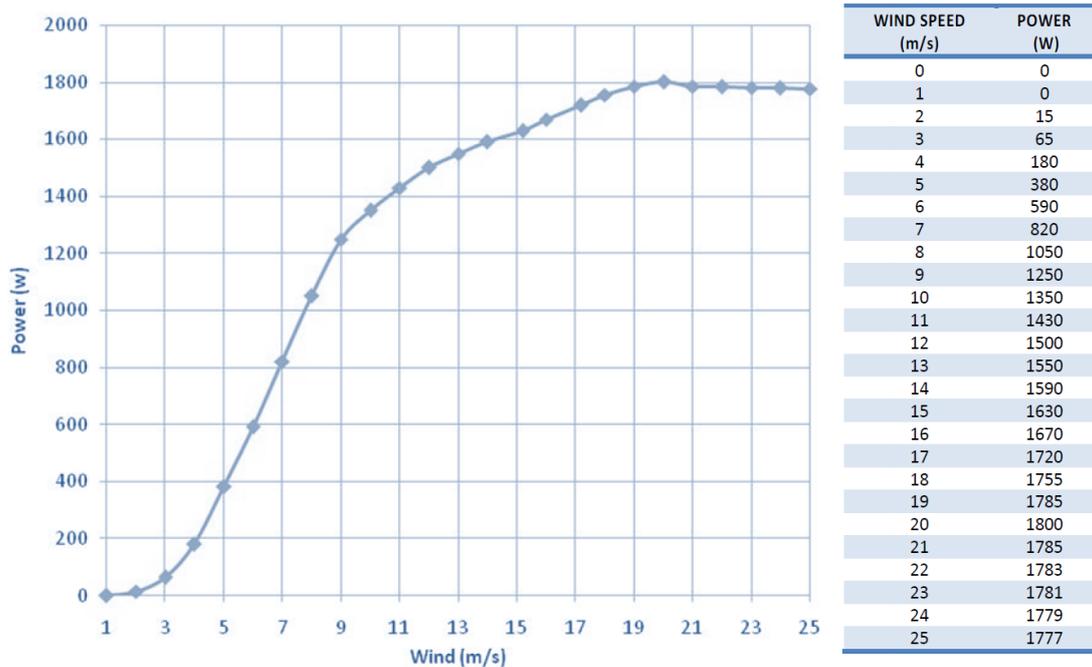


Fig. 14.18. Curva de potencia del aerogenerador WindSpot 1.5 [116]

La producción de energía de un aerogenerador se calcula aplicando la curva de potencia de la máquina elegida a la curva de distribución de velocidades del viento. Para poder comparar varios aerogeneradores y determinar así cuál es el que mejor se adapta a la condiciones del emplazamiento, es muy importante determinar también las horas equivalentes y el factor de utilización.

En la figura 14.19 se representa la producción, tanto diaria como anual, junto a las horas equivalentes y el factor de utilización del aerogenerador WindSpot 1.5. Se observa que la producción diaria es de sólo 5,15 kWh/día que es muy inferior a los 20 kWh/día que necesitamos para la vivienda aislada.

K: 1,89		Potencia Nominal (kW):		1,43	
A (m/s): 3,95					
Aerogenerador WindSpot 1.5					
Velocidad (m/s)	Frecuencia del viento (%)	Potencia Aerogenerador (W)	Horas	Producción (Wh)	
0,25	1,99%	0	0,48	0,00	
1	12,83%	0	3,08	0,00	
2	19,56%	15	4,69	70,40	
3	20,49%	65	4,92	319,70	
4	17,31%	180	4,15	747,72	
5	12,40%	380	2,98	1130,88	
6	7,72%	590	1,85	1092,78	
7	4,23%	820	1,01	832,19	
8	2,06%	1050	0,49	518,42	
9	0,89%	1250	0,21	268,13	
10	0,35%	1350	0,08	112,83	
11	0,12%	1430	0,03	41,90	
12	0,04%	1500	0,01	13,90	
13	0,01%	1550	0,00	4,11	
14	0,00%	1590	0,00	1,09	
15	0,00%	1630	0,00	0,26	
16	0,00%	1670	0,00	0,06	
17	0,00%	1720	0,00	0,01	
18	0,00%	1755	0,00	0,00	
19	0,00%	1785	0,00	0,00	
20	0,00%	1800	0,00	0,00	
21	0,00%	1785	0,00	0,00	
22	0,00%	1783	0,00	0,00	
23	0,00%	1781	0,00	0,00	
24	0,00%	1779	0,00	0,00	
25	0,00%	1777	0,00	0,00	
Total de Frecuencia:	100,00%	Total de horas:	24,00		
		Producción Total Diaria en Wh/Día:		5154,38	
		Producción Total Diaria en KWh/Día:		5,15	
		Producción Total Anual en KWh/Año:		1881,35	
		Horas Equivalentes (Horas):		1315,63	
		Factor de utilización (%):		15,02%	

Fig. 14.19. Producción, horas equivalentes y factor de utilización WindSpot 1.5

Ahora se utilizará el aerogenerador Enair 30 PRO que tiene una potencia nominal de 1,9 kW y que alcanza una potencia máxima de 2500 W a partir de una velocidad del viento de 12 m/s (Figura 14.20).

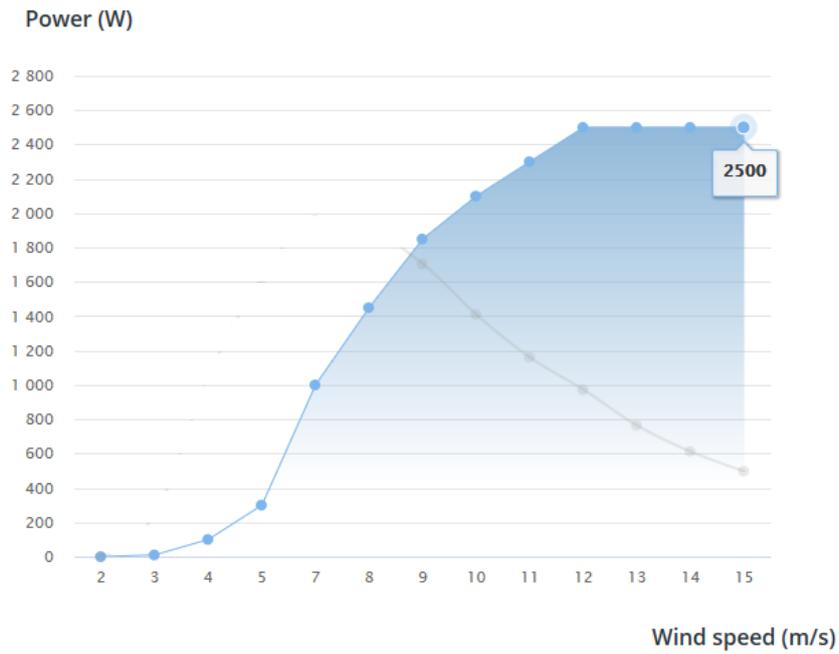


Fig. 14.20. Curva de potencia aerogenerador Enair 30 PRO [117]

En la figura 14.21 se representa la producción, tanto diaria como anual, junto a las horas equivalentes y el factor de utilización del aerogenerador Enair 30 PRO. Se observa que a pesar de utilizar un aerogenerador de mayor potencia, la producción, las horas equivalentes y el factor de utilización han disminuido.

K: 1,89	Potencia Nominal (kW):	1,9		
A (m/s): 3,95				
Aerogenerador Enair 30 PRO				
Velocidad (m/s)	Frecuencia del viento (%)	Potencia Aerogenerador (W)	Horas	Producción (Wh)
0,25	1,99%	0	0,48	0,00
1	12,83%	0	3,08	0,00
2	19,56%	0	4,69	0,00
3	20,49%	10	4,92	49,19
4	17,31%	100	4,15	415,40
5	12,40%	300	2,98	892,80
6	7,72%	650	1,85	1203,91
7	4,23%	1000	1,01	1014,87
8	2,06%	1450	0,49	715,91
9	0,89%	1850	0,21	396,84
10	0,35%	2100	0,08	175,52
11	0,12%	2300	0,03	67,39
12	0,04%	2500	0,01	23,16
13	0,01%	2500	0,00	6,62
14	0,00%	2500	0,00	1,71
15	0,00%	2500	0,00	0,40
16	0,00%	2500	0,00	0,09
17	0,00%	2500	0,00	0,02
18	0,00%	2500	0,00	0,00
19	0,00%	2500	0,00	0,00
20	0,00%	2500	0,00	0,00
21	0,00%	2500	0,00	0,00
22	0,00%	2500	0,00	0,00
23	0,00%	2500	0,00	0,00
24	0,00%	2500	0,00	0,00
25	0,00%	2500	0,00	0,00
Total de Frecuencia:	100,00%	Total de horas:	24,00	
		Producción Total Diaria en Wh/Día:		4963,82
		Producción Total Diaria en KWh/Día:		4,96
		Producción Total Anual en KWh/Año:		1811,79
		Horas Equivalentes (Horas):		953,58
		Factor de utilización (%):		10,89%

Fig. 14.21. Producción, horas equivalentes y factor de utilización Enair 30 PRO

Finalmente, se utilizará el aerogenerador WindSpot 3.5 que tiene una potencia nominal de 3,47 kW y que alcanza una potencia máxima de 4214 W a partir de una velocidad del viento de 25 m/s (Figura 14.22).

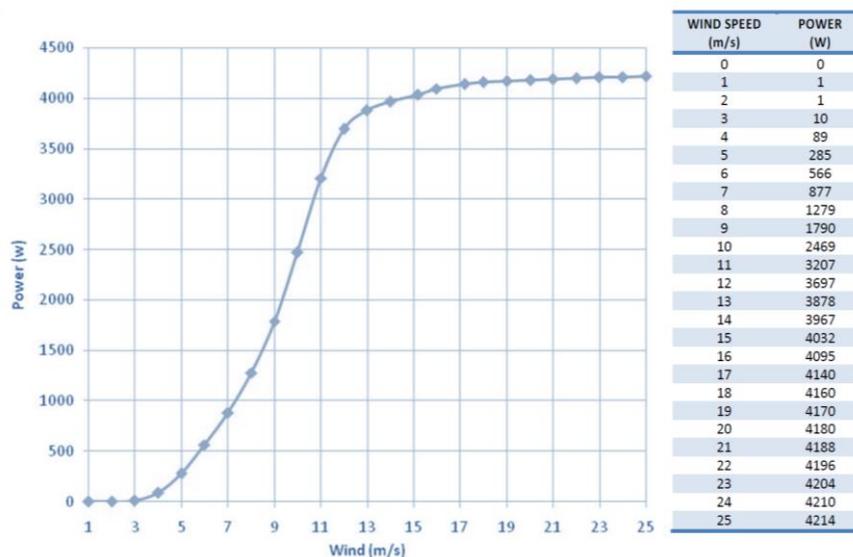


Fig. 14.22. Curva de potencia aerogenerador WindSpot 3.5 [116]

En la figura 14.23 se representa la producción, tanto diaria como anual, junto a las horas equivalentes y el factor de utilización del aerogenerador WindSpot 3.5.

K: 1,89		Potencia Nominal (kW):		3,47		
A (m/s): 3,95						
Aerogenerador WindSpot 3.5						
Velocidad (m/s)	Frecuencia del viento (%)	Potencia Aerogenerador (W)	Horas	Producción (Wh)		
0,25	1,99%	0	0,48	0,00		
1	12,83%	1	3,08	3,08		
2	19,56%	1	4,69	4,69		
3	20,49%	10	4,92	49,19		
4	17,31%	89	4,15	369,70		
5	12,40%	285	2,98	848,16		
6	7,72%	566	1,85	1048,33		
7	4,23%	877	1,01	890,04		
8	2,06%	1279	0,49	631,48		
9	0,89%	1790	0,21	383,97		
10	0,35%	2469	0,08	206,36		
11	0,12%	3207	0,03	93,97		
12	0,04%	3697	0,01	34,25		
13	0,01%	3878	0,00	10,27		
14	0,00%	3967	0,00	2,72		
15	0,00%	4032	0,00	0,65		
16	0,00%	4095	0,00	0,14		
17	0,00%	4140	0,00	0,03		
18	0,00%	4160	0,00	0,00		
19	0,00%	4170	0,00	0,00		
20	0,00%	4180	0,00	0,00		
21	0,00%	4188	0,00	0,00		
22	0,00%	4196	0,00	0,00		
23	0,00%	4204	0,00	0,00		
24	0,00%	4210	0,00	0,00		
25	0,00%	4214	0,00	0,00		
Total de Frecuencia:		100,00%	Total de horas:	24,00		
			Producción Total Diaria en Wh/Día:		4577,03	
			Producción Total Diaria en KWh/Día:		4,58	
			Producción Total Anual en KWh/Año:		1670,61	
			Horas Equivalentes (Horas):		481,45	
			Factor de utilización (%):		5,50%	

Fig. 14.23. Producción, horas equivalentes y factor de utilización WindSpot 3.5

Se observa que a medida que aumentamos la potencia del aerogenerador, la producción, las horas equivalentes y el factor de utilización van disminuyendo. Ello es debido a que los aerogeneradores de mayor potencia son más eficientes cuanto mayor es la velocidad del viento y son poco eficientes a velocidades bajas. En este caso, los mayores porcentajes de frecuencia del viento se producen a unas velocidades de entre 2 y 5 m/s y en ese rango de velocidad la mayor parte de aerogeneradores apenas produce energía.

Por lo tanto, se selecciona el aerogenerador WindSpot 1.5 (Figura 14.24) que es el más eficiente y el que mayor producción obtiene. Dada la poca producción que se obtiene con el aerogenerador, se toma la energía eólica como fuente secundaria y la energía solar fotovoltaica será la fuente principal del sistema.



Fig. 14.24. Aerogenerador WindSpot 1.5 [116]

Hasta ahora, se ha tomado de referencia la velocidad media anual (3,49 m/s). Sin embargo, en un sistema aislado, en el que se depende totalmente del viento y del Sol, se tiene que tener en cuenta la variabilidad del viento durante el año y diseñar el sistema para el mes menos ventoso asegurando así que se dispondrá de la energía suficiente el resto del año. Si se observa la distribución del viento mensual a lo largo del año (Figura 14.25) se comprueba que en el mes de agosto la velocidad media disminuye por debajo de los 3 m/s.

Se comprueba en la figura 14.25 que la energía eólica y solar son totalmente complementarias. En los meses de mayo a septiembre, es cuando menos viento se tiene que coincide con los meses de mayor radiación solar y de octubre hasta abril son los meses más ventosos que coinciden con los de menor radiación solar.

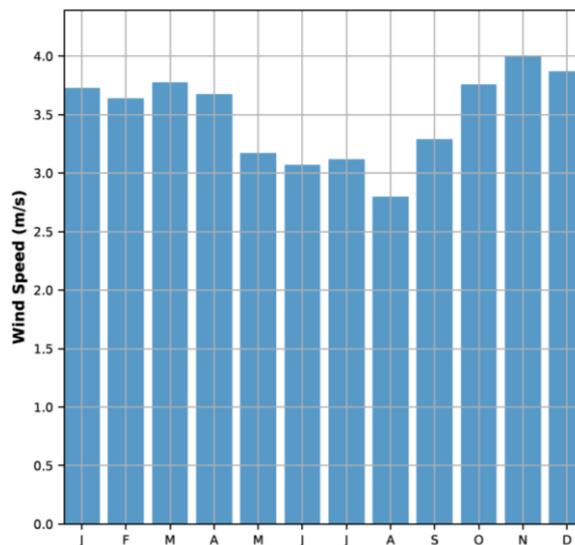


Fig. 14.25. Velocidad media del viento durante un año a 16m de altura [114]

Si se representan las velocidades del viento medias mensuales (Figura 14.26) se observa que en agosto la velocidad media (V_m) es de 2,78 m/s por lo que el factor de escala (A) es de 3,1323 m/s.

	Latitud:	38,489289
	Longitud:	-0,467078
	Altura del buje (m):	16
	Velocidad media anual (m/s):	3,49
	K:	1,89
	Velocidad media (m/s)	A (m/s)
Enero	3,71	4,1802
Febrero	3,62	4,0788
Marzo	3,78	4,2591
Abril	3,67	4,1351
Mayo	3,18	3,5830
Junio	3,07	3,4591
Julio	3,11	3,5042
Agosto	2,78	3,1323
Septiembre	3,29	3,7070
Octubre	3,76	4,2365
Noviembre	4,00	4,5070
Diciembre	3,87	4,3605

Fig. 14.26. Datos del viento a lo largo del año

Por lo tanto, la producción eólica diaria ($P_{Eólica/Día}$) que se tomará de referencia será la del mes de agosto que es de 2789,03 Wh/día (Figura 14.27).

K: 1,89		Potencia Nominal (kW):		1,43
A (m/s): 3,1323				
Aerogenerador WindSpot 1.5		Producción en Agosto		
Velocidad (m/s)	Frecuencia del viento (%)	Potencia Aerogenerador (W)	Horas	Producción (Wh)
0,25	3,07%	0	0,74	0,00
1	18,95%	0	4,55	0,00
2	25,94%	15	6,22	93,37
3	22,92%	65	5,50	357,51
4	15,37%	180	3,69	663,92
5	8,25%	380	1,98	752,24
6	3,63%	590	0,87	514,47
7	1,33%	820	0,32	262,27
8	0,41%	1050	0,10	103,54
9	0,11%	1250	0,03	32,15
10	0,02%	1350	0,01	7,70
11	0,00%	1430	0,00	1,54
12	0,00%	1500	0,00	0,26
13	0,00%	1550	0,00	0,04
14	0,00%	1590	0,00	0,00
15	0,00%	1630	0,00	0,00
16	0,00%	1670	0,00	0,00
17	0,00%	1720	0,00	0,00
18	0,00%	1755	0,00	0,00
19	0,00%	1785	0,00	0,00
20	0,00%	1800	0,00	0,00
21	0,00%	1785	0,00	0,00
22	0,00%	1783	0,00	0,00
23	0,00%	1781	0,00	0,00
24	0,00%	1779	0,00	0,00
25	0,00%	1777	0,00	0,00
Total de Frecuencia: 100,00%		Total de horas: 24,00		
		Producción Total Diaria en Wh/Día:		2789,03
		Producción Total Diaria en KWh/Día:		2,79
		Producción Total Anual en KWh/Año:		1018,00
		Horas Equivalentes (Horas):		711,88
		Factor de utilización (%):		8,13%

Fig. 14.27. Producción, horas equivalentes y factor de utilización en agosto

En cuanto a cuál será la mejor orientación del aerogenerador, si se observa la rosa de los vientos de Windnavigator (Figura 14.28), se comprueba que la mayor parte de las veces el viento proviene del NNO (337,5°).

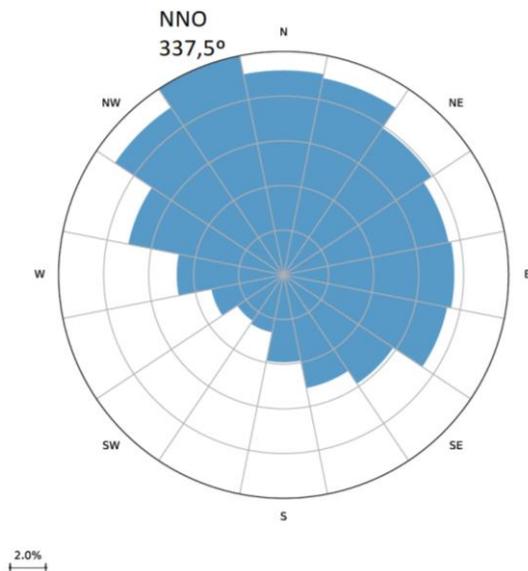


Fig. 14.28. Rosa de los vientos a 16m de altura [114]

El aerogenerador WindSpot 1.5 es un aerogenerador de eje horizontal a barlovento con aleta direccional (Figura 14.29). Tal como se representa en la rosa de los vientos, la mayor parte del tiempo el aerogenerador estará orientado hacia el NNO pero el resto del tiempo estará cambiando su orientación a la dirección predominante del viento para maximizar la conversión de la energía eólica.



Fig.14.29. Aerogenerador de eje horizontal a barlovento con aleta direccional [30]

El aerogenerador WindSpot 1.5 (Figura 14.30) utiliza la orientación por timón de cola (Tail), en la cual se diseña la superficie de la aleta y la longitud de la barra o larguero que la soporta para que con una mínima brisa lateral se produzca un par suficiente que haga girar el rotor de la turbina hacia la dirección del viento.

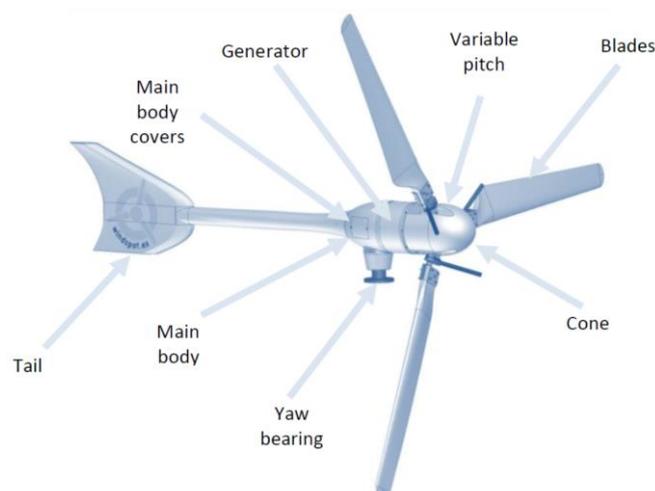


Fig. 14.30. Descripción del aerogenerador WindSpot 1.5 [116]

En la figura 14.30, el variable pitch es un sistema de control de potencia de paso variable que evita que en el caso de velocidades del viento altas se produzcan sobrecargas que perjudiquen tanto al aerogenerador como a la electrónica del conjunto. A través de un mecanismo amortiguado robusto y fiable, este sistema pasivo utiliza la fuerza centrífuga producida por el giro del aerogenerador para cambiar el ángulo de

ataque de las palas. Gracias a su funcionamiento y a la utilización de materiales de alta calidad, como acero inoxidable, aluminio anodizado y bronce, el aerogenerador WindSpot 1.5 consigue un funcionamiento suave incluso con altas velocidades de viento.

14.9. Selección del regulador eólico

El aerogenerador WindSpot 1.5 utiliza un generador eléctrico síncrono de imanes permanentes de 3 fases. El generador síncrono, al disponer de excitación propia mediante imanes permanentes, puede operar aislado de la red eléctrica fácilmente, aumentando su velocidad de rotación al aumentar la velocidad del viento. Al variar la velocidad de rotación, variará la frecuencia de la señal alterna de salida.

El aerogenerador produce corriente alterna trifásica que varía en tensión y en frecuencia con la velocidad del viento por lo que no puede ser utilizada directamente para el suministro eléctrico y tampoco puede conectarse el aerogenerador directamente a las baterías. Por eso es imprescindible un regulador eólico que rectifique la corriente alterna del aerogenerador para convertirla en corriente continua compatible con las baterías.

Aunque hay en el mercado reguladores híbridos eólico-solares, son mucho más fiables los reguladores específicos para energía eólica. Además, así se dispondrá de dos reguladores independientes para que en el caso de que se produzca una avería en uno de ellos el sistema pueda seguir funcionando. El regulador eólico tendrá que ser de una potencia superior a la que entrega el aerogenerador que es de 1800 W.

En la figura 14.31 se muestran las características de los reguladores eólicos Bornay WIND 13+ y WIND 25+. En este caso se utilizará el WIND 13+ que tiene una potencia máxima de 3000 W. El rango de tensión de entrada en alterna es de 80 a 480 Vac y la salida es en corriente continua a una tensión de 12V/24V/48V en función de la tensión de las baterías.

	WIND 13+	WIND 25+
ALIMENTACION		
Voltaje	12V / 24V / 48V	
Consumo en vacío	< 3W	
Consumo máximo	< 30W	
Observaciones	El equipo se autoalimenta desde el aerogenerador cuando esta funcionando	
AEROGENERADOR		
Tipo entrada	Trifásica (sin importancia el orden de fases)	
Conexión de entrada	Mediante conectores MC4	
Rango de entrada	80 - 480 Vac	
Voltaje máximo	510 Vac	
Potencia máxima	3000W	6000W
Potencia máxima de frenado	5000W	10000W
SALIDA		
Tipo	DC	
Conexión	2 x M10	
Rango de salida	12V / 24V / 48V	
Observaciones	Salida protegida mediante fusible 125A	

Fig. 14.31. Especificaciones de los reguladores eólicos Bornay WIND 13+ y WIND 25+ [118]

El regulador WIND 13+ es un regulador eólico MPPT que rectifica, controla y filtra la energía producida por el aerogenerador entregando energía apta para la carga de baterías. El regulador optimiza y genera el máximo de energía posible desde el aerogenerador gracias al seguimiento del punto de máxima potencia MPPT.

El regulador toma la energía alterna trifásica del aerogenerador y la transforma en corriente continua, apta para la carga de baterías. Al mismo tiempo, se encarga de controlar continuamente la velocidad de giro del aerogenerador, evitando en todo momento que se des controle. Para poder controlar las revoluciones del aerogenerador, el regulador incorpora unas resistencias de frenado en su interior por las que deriva energía en el caso de ser necesario.

El regulador tiene una entrada única de tipo alterna trifásica y una salida en corriente continua. El regulador incorpora un sistema de control automático que mantiene siempre el aerogenerador en situación de control. El aerogenerador se mantendrá trabajando en situación MPPT siempre que sea posible. El regulador detendrá completamente al aerogenerador si se cumple alguna de las siguientes situaciones:

- Pulsación del paro de emergencia físico del regulador.
- Revoluciones máximas excedidas.
- Viento elevado.
- Temperatura interna excedida.
- Exceso de corriente.
- Exceso de voltaje.

En la figura 14.32 se muestran las conexiones del regulador WIND 13+ donde se observan las entradas para las 3 fases del aerogenerador y las 2 salidas para su conexión a las baterías. En el conector 2 se puede conectar un anemómetro para poder monitorizar la velocidad del viento.

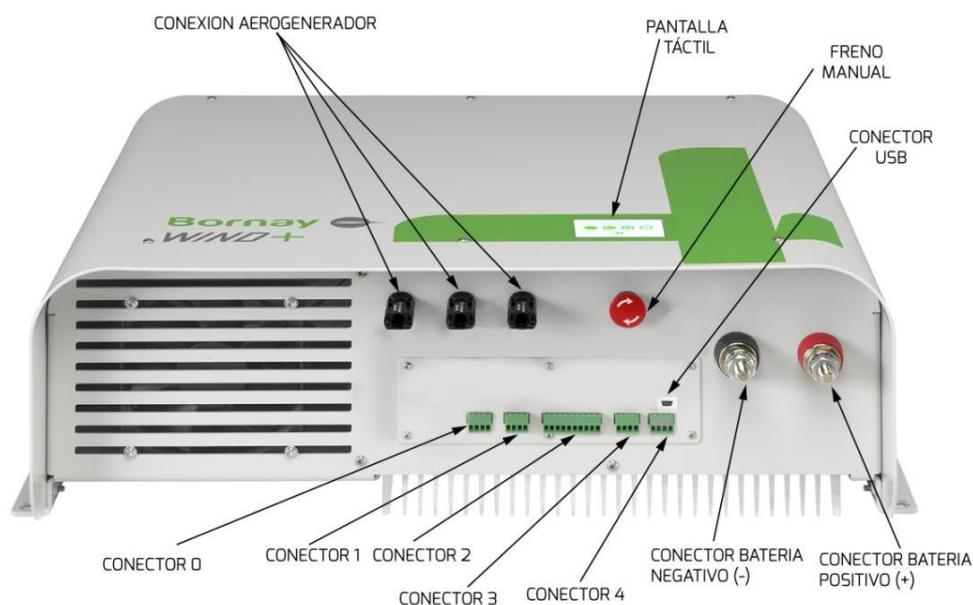


Fig. 14.32. Conexiones regulador eólico Bornay WIND 13+ [118]

15. Dimensionado del sistema solar fotovoltaico

La producción eólica diaria ($P_{Eólica/Día}$) que se toma de referencia es la del mes de agosto que es de 2789,03 Wh/día.

Dado que el consumo diario de la vivienda aislada es de 20025 Wh/día, la producción mínima diaria del sistema solar fotovoltaico ($P_{Solar/Día}$) será:

$$P_{Solar/Día} = 20025 - P_{Eólica/Día} = 17235,97 \text{ Wh/día} \quad (15.1)$$

La producción mínima anual del sistema solar fotovoltaico ($P_{Solar/Año}$) será:

$$P_{Solar/Año} = 6291,129 \text{ kWh/Año} \quad (15.2)$$

En la tabla 15.1 se muestra la producción mínima mensual que tendrá que tener el sistema solar fotovoltaico para poder abastecer las necesidades energéticas de la vivienda aislada. Si se cumplen los valores de la tabla 15.1 se podrá dar servicio a la vivienda aislada sin necesidad de instalar ningún grupo electrógeno de apoyo.

Sistema solar fotovoltaico	
Mes	Producción mínima mensual
Enero	534,315 kWh
Febrero	482,607 kWh
Marzo	534,315 kWh
Abril	517,079 kWh
Mayo	534,315 kWh
Junio	517,079 kWh
Julio	534,315 kWh
Agosto	534,315 kWh
Septiembre	517,079 kWh
Octubre	534,315 kWh
Noviembre	517,079 kWh
Diciembre	534,315 kWh

Tabla 15.1. Producción mínima mensual del sistema solar fotovoltaico

15.1. Tablas de radiación solar

Para poder efectuar el diseño de la instalación solar fotovoltaica es preciso conocer la radiación diaria en el lugar de instalación de los módulos fotovoltaicos con la misma orientación e inclinación que estos. Una forma de obtener estos datos puede ser mediante unas tablas de radiación solar de la provincia en la cual se pretenda realizar la instalación. En este caso, la tabla de radiación solar en la provincia de Alicante (Tabla 15.2) está efectuada para una superficie inclinada con unos ángulos de inclinación de 0°, 30°, 45° y 60°. La radiación viene expresada en $\text{kJ}/\text{m}^2/\text{día}$ y la orientación de los módulos fotovoltaicos debe ser al sur (0°) para captar la máxima energía solar posible.

Ángulo	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
0°	9360	13540	16244	20746	23720	25870
30°	15096	19370	19606	21940	22946	24010
45°	16748	20708	19750	20882	20878	21356
60°	17424	20846	18832	18746	17802	17764
Ángulo	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0°	26088	22446	18522	13386	9264	7502
30°	24656	22910	21372	17736	14052	12340
45°	22134	21406	21104	18506	15336	13786
60°	18564	18810	19700	18250	15752	14440

Tabla 15.2. Radiación solar en la provincia de Alicante en $\text{kJ}/\text{m}^2/\text{día}$ [63]

Mediante el uso de la tabla 15.2 se puede definir el ángulo de inclinación más idóneo para obtener la máxima radiación solar en un determinado mes. Se observa que julio es el mes más favorable mientras que diciembre es el más desfavorable.

Se observa que a medida que se acerca el verano, la radiación máxima se produce a un ángulo de inclinación del módulo más pequeño, debido a la altura que va tomando el Sol. Lo contrario ocurre en invierno, cuando los rayos del Sol no son perpendiculares a la superficie terrestre, sino mucho más inclinados. Esto se puede ver más claramente en la tabla 15.3 donde se enumeran las radiaciones mensuales máximas en la provincia de Alicante con los ángulos de inclinación de los módulos correspondientes.

Mes	Radiación máxima ($\text{kJ}/\text{m}^2/\text{día}$)	Ángulo de inclinación(°)
Enero	17424	60
Febrero	20934	55
Marzo	19820	40
Abril	22048	25
Mayo	23964	10
Junio	25910	5
Julio	26208	5
Agosto	23254	20
Septiembre	21412	35
Octubre	18536	50
Noviembre	15752	60
Diciembre	14474	65

Tabla 15.3. Radiación máxima y ángulo de inclinación en la provincia de Alicante [63]

Una de las conversiones más importantes es la que relaciona la radiación recibida con la energía que nos va a generar un módulo fotovoltaico. La radiación recibida es la obtenida de las tablas mencionadas anteriormente, y dada en $\text{kJ}/\text{m}^2/\text{día}$. Los fabricantes de módulos fotovoltaicos expresan las características eléctricas referidas a una potencia de la radiación solar incidente de $1 \text{ kW}/\text{m}^2$.

Bastará entonces establecer un nexo de unión entre la energía solar recibida y la cantidad de energía proporcionada por el módulo fotovoltaico a una radiación de $1 \text{ kW}/\text{m}^2$. A este valor se le da el nombre de Hora Solar Pico (H.S.P.) y representa el número de horas diarias de Sol, con una intensidad de radiación de $1 \text{ kW}/\text{m}^2$, incidiendo

perpendicularmente sobre la superficie del módulo fotovoltaico. Para relacionar la radiación solar en $kj/m^2/día$ con la H.S.P. se puede utilizar la siguiente expresión:

$$1 \text{ H.S.P.} = 3600 \text{ kj}/m^2/día = 1 \text{ kWh}/m^2/día \quad (15.3)$$

Por lo tanto, simplemente se tiene que dividir la radiación solar en $kj/m^2/día$ por 3600 para obtener la H.S.P. y de esta forma se puede determinar cuál será la energía que va a generar el módulo fotovoltaico en el lugar donde va a realizarse la instalación.

Por ejemplo, se podría saber cuál sería la energía máxima diaria que podría producir en la provincia de Alicante un módulo fotovoltaico que tuviera una potencia máxima (P_{max}) de 80 W y una intensidad de potencia máxima (I_{mp}) de 4,55 A. Estas características están obtenidas bajo unas condiciones estándar que suponen una radiación incidente de $1 \text{ kW}/m^2$, es decir, que por cada H.S.P., el módulo proporciona 80 Wh/día y 4,55 Ah/día. En la tabla 15.3, se observa que la radiación solar máxima del año es de 26208 $Kj/m^2/día$, que corresponde al mes de julio con un ángulo de inclinación del módulo de 5° y por lo tanto se tiene lo siguiente:

$$26208 \text{ kj}/m^2/día = 7,28 \text{ kWh}/m^2/día = 7,28 \text{ HSP}$$

Según lo anterior, en el mes de julio y con una inclinación de 5° , la energía en Wh/día producida por el módulo, $E_{MOD}(Wh/día)$, será la siguiente:

$$E_{MOD}(Wh/día) = P_{max} \cdot 7,28 \text{ H.S.P.} = 582,4 \text{ Wh}/día$$

Y como por cada H.S.P., el módulo nos genera 4.55 Ah/día, la energía en Ah/día producida por el módulo, $E_{MOD}(Ah/día)$, será la siguiente:

$$E_{MOD}(Ah/día) = I_{mp} \cdot 7,28 \text{ H.S.P.} = 33,124 \text{ Ah}/día$$

Para realizar el dimensionado de un sistema fotovoltaico es conveniente disponer de una tabla en la cual se reflejen las H.S.P. durante el año para distintos ángulos de inclinación de los módulos. En la tabla 15.4 se muestra la radiación solar anual en la provincia de Alicante expresada en $kWh/m^2/día$, es decir, expresada en H.S.P., con los ángulos de inclinación de los módulos fotovoltaicos correspondientes.

Ángulo	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
0°	2,6	3,761	4,512	5,762	6,588	7,186
30°	4,193	5,38	5,446	6,094	6,373	6,669
45°	4,652	5,752	5,486	5,8	5,799	5,932
60°	4,84	5,79	5,231	5,207	4,945	4,934
Ángulo	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0°	7,246	6,235	5,145	3,718	2,573	2,083
30°	6,848	6,363	5,936	4,926	3,903	3,427
45°	6,148	5,946	5,862	5,14	4,26	3,829
60°	5,156	5,225	5,472	5,069	4,375	4,011

Tabla 15.4. Radiación solar en la provincia de Alicante en $kWh/m^2/día$ (H.S.P.) [63]

Normalmente, al realizar la instalación de un sistema fotovoltaico, el ángulo de inclinación de los módulos es fijo y se debe averiguar cuál será el ángulo idóneo para aprovechar al máximo la radiación solar a lo largo del año. Para ello, se debe calcular la H.S.P. media anual sumando la radiación anual y dividiéndola después por los meses del año. En la tabla 15.5 se muestra la H.S.P. media anual en la provincia de Alicante, para un ángulo de inclinación de los módulos de entre 0° y 90°.

Ángulo de inclinación (°)	H.S.P. media anual ($kWh/m^2/día$)
0	4,784
5	4,968
10	5,126
15	5,255
20	5,354
25	5,425
30	5,463
35	5,47
40	5,443
45	5,384
50	5,292
55	5,17
60	5,021
65	4,845
70	4,642
75	4,414
80	4,161
85	3,892
90	3,606

Tabla 15.5. H.S.P. media anual en la provincia de Alicante [63]

Al observar la tabla 15.5 se comprueba que la H.S.P. media anual máxima corresponde a un ángulo de inclinación de los módulos de 35°. Por lo tanto, para instalaciones fotovoltaicas en la provincia de Alicante, la orientación de los módulos será hacia el sur y el ángulo de inclinación idóneo para aprovechar al máximo la radiación solar será de 35°, obteniendo una H.S.P. media anual de $5,47 kWh/m^2/día$ lo que equivale a una irradiación anual de $1996,55 kWh/m^2$.

15.2. Sistema de información geográfica fotovoltaica (PVGIS)

El problema de las tablas de radiación solar del apartado anterior es que puede que no estén actualizadas y además sus datos no están tomados exactamente en la ubicación donde se pretende instalar el sistema por lo que pueden tener algún pequeño error. Por ello, se compararán los datos del apartado anterior con los de una herramienta software que permita obtener la radiación solar en la ubicación exacta del sistema.

PVGIS (Figura 15.1) es un sitio web oficial de la Unión Europea que proporciona información sobre la radiación solar y el rendimiento del sistema fotovoltaico. Permite calcular cuanta energía se puede obtener de diferentes tipos de sistemas fotovoltaicos en cualquier lugar del mundo.



Fig. 15.1. PVGIS (Sistema de Información Geográfica Fotovoltaica) [06]

En primer lugar se introducen las coordenadas para poder obtener los datos de radiación solar en la ubicación exacta del sistema (Figura 15.2).

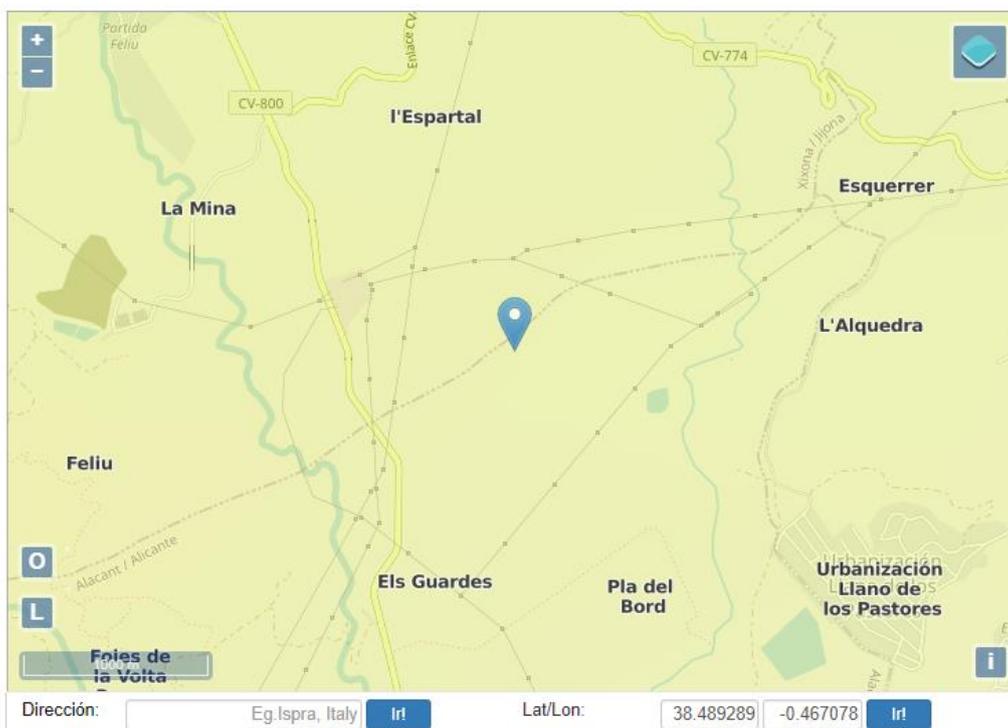


Fig. 15.2. Coordenadas del sistema en PVGIS [6]

En la figura 15.3 se representa mediante PVGIS la irradiación global horizontal que es la suma mensual de la radiación solar que llega, por metro cuadrado, a un plano horizontal, expresada en kWh/m^2 .

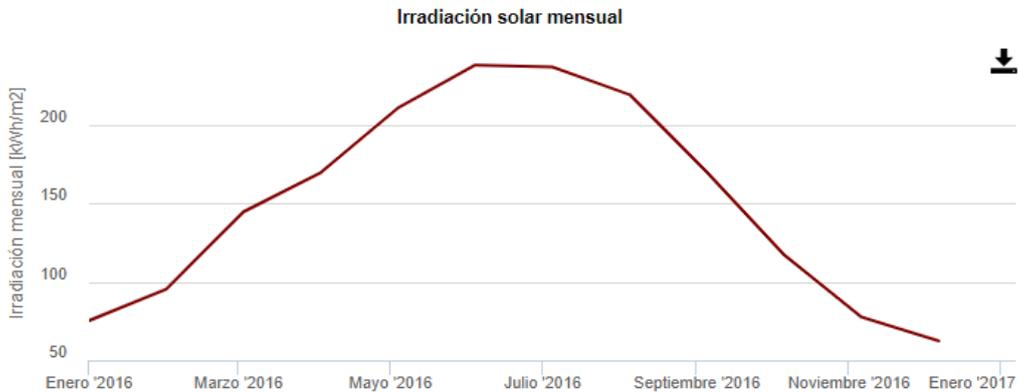


Fig. 15.3. Irradiación global horizontal [6]

Esta es la irradiación que llega a un plano horizontal, es decir, que se corresponde con la del ángulo a 0° de la tabla 15.4. PVGIS entrega los valores mensuales en $kWh/m^2/mes$ (Figura 15.4).

Irradiación global horizontal

Mes	2016
Enero	75.25
Febrero	95.21
Marzo	144.39
Abril	169.34
Mayo	210.29
Junio	237.62
Julio	236.39
Agosto	218.86
Septiembre	169.66
Octubre	116.98
Noviembre	77.59
Diciembre	62.31

Fig. 15.4. Datos mensuales de irradiación global horizontal en $kWh/m^2/mes$ [6]

Al comparar los datos de PVGIS con los de las tablas de radiación (Figura 15.5) se observa que hay muy poca diferencia. La HSP media anual en un plano horizontal ha aumentado de 4,784 a 4,969 $kWh/m^2/día$. La irradiación anual aumenta de 1746 a 1813 $kWh/m^2/año$.

		Irradiación global horizontal (KWh/m ² /día)	
	Mes	Tablas	PVGIS
	Enero	2,6	2,427
	Febrero	3,761	3,4
	Marzo	4,512	4,657
	Abril	5,762	5,644
	Mayo	6,588	6,783
	Junio	7,186	7,92
	Julio	7,246	7,625
	Agosto	6,235	7,06
	Septiembre	5,145	5,655
	Octubre	3,718	3,773
	Noviembre	2,573	2,586
	Diciembre	2,083	2,01
H.S.P. Media anual (KWh/m ² /día):		4,784	4,969
Irradiación anual (KWh/m ² /año):		1746,16	1813,89

Fig. 15.5. Comparativa PVGIS y tablas de radiación con ángulo de inclinación a 0°

A continuación se comparan los datos de irradiación con un ángulo de inclinación de los módulos de 35° (Figura 15.6).

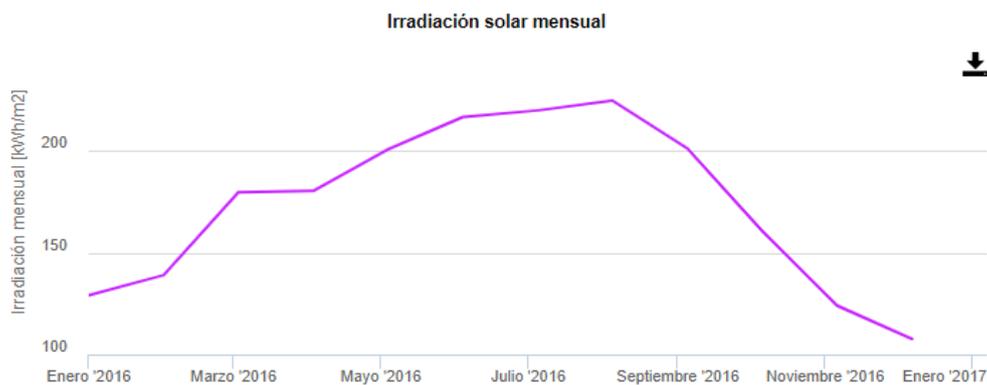


Fig. 15.6. Irradiación global con un ángulo de inclinación de 35° [6]

Se observa en la figura 15.7 que al fijar un ángulo de inclinación de 35° en los módulos se consigue aumentar la irradiación prácticamente en casi todos los meses del año.

Irradiación global con el ángulo seleccionado

Mes	2016
Enero	129.15
Febrero	138.98
Marzo	179.75
Abril	180.43
Mayo	200.82
Junio	216.7
Julio	219.95
Agosto	224.74
Septiembre	201.25
Octubre	160.61
Noviembre	124.01
Diciembre	107.63

Fig. 15.7. Irradiación global en kWh/m²/mes para un ángulo de inclinación de 35° [6]

PVGIS nos puede indicar cuál es el ángulo idóneo de inclinación de los módulos fotovoltaicos que permite maximizar la radiación solar recibida a lo largo del año. En este caso PVGIS nos indica que el ángulo óptimo es de 34° (Figura 15.8).

Irradiación global con el ángulo óptimo

Mes	2016
Enero	127.79
Febrero	138.03
Marzo	179.33
Abril	180.89
Mayo	202.14
Junio	218.43
Julio	221.73
Agosto	225.7
Septiembre	201.12
Octubre	159.79
Noviembre	122.9
Diciembre	106.46

Fig. 15.8. Irradiación global en $kWh/m^2/mes$ con un ángulo óptimo de inclinación de 34° [6]

Al comparar los datos de PVGIS para un ángulo de inclinación de 34° y 35° se comprueba que son prácticamente iguales (Figura 15.9). Se confirma que el ángulo de inclinación idóneo de 35° de las tablas de radiación es correcto dado que en PVGIS prácticamente no hay diferencia entre un ángulo de 34° y uno de 35°.

		Irradiación global en PVGIS (KWh/m ²)	
		Ángulo de inclinación: 35°	34°
	Enero	129,15	127,79
	Febrero	138,98	138,03
	Marzo	179,75	179,33
	Abril	180,43	180,89
	Mayo	200,82	202,14
	Junio	216,7	218,43
	Julio	219,95	221,73
	Agosto	224,74	225,7
	Septiembre	201,25	201,12
	Octubre	160,61	159,79
	Noviembre	124,01	122,9
	Diciembre	107,63	106,46
H.S.P. Media anual PVGIS (KWh/m ² /día):		5,7096	5,7104
Irradiación anual PVGIS (KWh/m ² /año):		2084,02	2084,31

Fig. 15.9. Comparativa PGIS. Inclinación de los módulos a 34° y 35°

En la tabla 15.6 se muestra la comparativa entre las tablas de radiación y PVGIS referente a la irradiación diaria y anual obtenida en función del ángulo de inclinación de los módulos. Se concluye que las tablas de radiación son un método válido como primera aproximación para calcular el ángulo de inclinación idóneo de los módulos y la irradiación solar pero que los datos de PVGIS son más exactos al estar tomados en la ubicación exacta del sistema y al tener una base de datos (PVGIS-SARAH) más actualizada.

Ángulo de orientación al sur (0°)	Irradiación diaria (kWh/m ² / día)	Irradiación anual (kWh/m ²)
Tablas de radiación solar Ángulo de inclinación: 35°	5,47	1996,55
PVGIS Ángulo de inclinación: 35°	5,7096	2084,02
PVGIS Ángulo de inclinación: 34°	5,7104	2084,31

Tabla 15.6. Comparativa PVGIS y Tablas. Irradiación y ángulo de inclinación

Por lo tanto, según PVGIS, la orientación de los módulos será hacia el sur y el ángulo de inclinación idóneo para aprovechar al máximo la radiación solar será de 34°, obteniendo una H.S.P. media anual de 5,7104 kWh/m²/día lo que equivale a una irradiación anual de 2084,31 kWh/m². Se observa que hay una pequeña diferencia entre los resultados de las tablas de radiación y PVGIS. Más adelante, para poder determinar el ángulo idóneo de inclinación de los módulos del sistema, se realizará también una comparativa con PVsyst y seleccionando la opción que nos proporcione una mayor H.S.P. media anual y una mayor irradiación anual.

15.3. Selección del módulo fotovoltaico

Tal como se comentó en el apartado 7.11, se utilizarán los módulos fotovoltaicos de silicio monocristalino. En este apartado se compararán varios módulos comerciales seleccionando el más idóneo para la instalación. En la figura 15.10 se muestran los 10 mayores fabricantes de módulos fotovoltaicos del mundo en 2019.



2019 ranking	Solar PV manufacturer	Change vs 2018	2018 shipments	2019 shipments	% Growth
1	Jinko Solar Holding Co., Ltd.	-	11.4	14.2	25%
2	JA Solar Holdings Co Ltd	-	8.8	10.3	17%
3	Trina Solar Limited	-	8.1	9.7	20%
4	LONGi Solar Technology Co Ltd	-	7.2	9.0	25%
5	Canadian Solar Inc	-	7.1	8.5	20%
6	Hanwha Q CELLS Co., Ltd.	-	5.5	7.3	33%
7	Risen Energy Co., Ltd.	-	4.8	7.0	46%
8	First Solar Inc.	+3	2.7	5.5	104%
9	GCL System Integration Technology Co., Ltd.	-1	4.1	4.8	17%
10	Shunfeng Photovoltaic International Limited	-1	3.3	4.0	21%

Fig. 15.10. Los 10 mayores fabricantes de módulos fotovoltaicos del mundo [119]

Para comparar los módulos hay que fijarse principalmente en su potencia y en su eficiencia. Para que la comparativa sea efectiva todos los módulos tienen que ser de la

misma tecnología y se debe tomar el mismo rango de potencia para todos ellos. En este caso, todos los módulos son de silicio monocristalino y se toma un rango de potencia de 300-340W. Empezando por Jinko Solar, se observa en la figura 15.11 que para un rango de potencia 295-315 W obtienen una eficiencia 18,02-19,24%.

Module Type	JKM295M-60		JKM300M-60		JKM305M-60		JKM310M-60		JKM315M-60	
	STC	NOCT								
Maximum Power (Pmax)	295Wp	220Wp	300Wp	224Wp	305Wp	227Wp	310Wp	231Wp	315Wp	235Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	32.4V	30.4V	32.6V	30.6V	32.8V	30.8V	33.0V	31.0V	33.2V	31.2V
Maximum Power Current (Imp)	9.10A	7.24A	9.21A	7.32A	9.30A	7.40A	9.40A	7.49A	9.49A	7.56A
Open-circuit Voltage (Voc)	39.7V	36.8V	40.1V	37.0V	40.3V	37.2V	40.5V	37.4V	40.7V	37.6V
Short-circuit Current (Isc)	9.61A	7.89A	9.72A	8.01A	9.83A	8.12A	9.92A	8.20A	10.04A	8.33A
Module Efficiency STC (%)	18.02%		18.33%		18.63%		18.94%		19.24%	

Fig. 15.11. Características módulos fotovoltaicos Jinko Solar [50]

En la figura 15.12 se muestran las características de los módulos JA Solar que para un rango de potencia de 300-320 W obtienen una eficiencia 18-19,2 %.

TYPE	JAM60S03 -300/PR	JAM60S03 -305/PR	JAM60S03 -310/PR	JAM60S03 -315/PR	JAM60S03 -320/PR
Rated Maximum Power(Pmax) [W]	300	305	310	315	320
Open Circuit Voltage(Voc) [V]	39.05	39.32	39.61	39.93	40.22
Maximum Power Voltage(Vmp) [V]	32.23	32.50	32.78	33.07	33.34
Short Circuit Current(Isc) [A]	9.90	9.97	10.03	10.10	10.16
Maximum Power Current(Imp) [A]	9.31	9.39	9.46	9.53	9.60
Module Efficiency [%]	18.0	18.3	18.6	18.9	19.2

Fig. 15.12. Características de los módulos fotovoltaicos JA Solar [120]

En la figura 15.13 se muestran las características de los módulos Trina Solar que para un rango de potencia de 315-335 W obtienen una eficiencia 18,5-19,7 %.

ELECTRICAL DATA @ STC	TSM-315 DE06H(II)	TSM-320 DE06H(II)	TSM-325 DE06H(II)	TSM-330 DE06H(II)	TSM-335 DE06H(II)
Peak Power Watts-P _{MAX} (Wp)*	315	320	325	330	335
Power Output Tolerance-P _{MAX} (W)	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5	0/+5
Maximum Power Voltage-U _{MPP} (V)	33.4	33.7	34.0	34.3	34.6
Maximum Power Current-I _{MPP} (A)	9.44	9.50	9.56	9.63	9.69
Open Circuit Voltage-U _{OC} (V)	41.1	41.5	41.9	42.2	42.6
Short Circuit Current-I _{SC} (A)	9.96	10.01	10.06	10.14	10.20
Module Efficiency η_m (%)	18.5	18.8	19.1	19.4	19.7

Fig. 15.13. Características de los módulos fotovoltaicos Trina Solar [121]

En la figura 15.14 aparecen las características de los módulos Longi Solar que para un rango de potencia de 300-320 W obtienen una eficiencia 18,3-19,6 %.

Model Number	LR6-60PE-300M		LR6-60PE-305M		LR6-60PE-310M		LR6-60PE-315M		LR6-60PE-320M	
Testing Condition	STC	NOCT								
Maximum Power (Pmax/W)	300	222.2	305	225.9	310	229.6	315	233.4	320	237.1
Open Circuit Voltage (Voc/V)	40.1	37.4	40.2	37.5	40.3	37.6	40.5	37.8	40.8	38.1
Short Circuit Current (Isc/A)	9.81	7.91	9.94	8.01	9.98	8.04	10.10	8.14	10.19	8.21
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	32.8	30.3	33.0	30.5	33.2	30.7	33.4	30.9	33.6	31.0
Current at Maximum Power (Imp/A)	9.15	7.34	9.24	7.41	9.35	7.50	9.43	7.56	9.52	7.64
Module Efficiency(%)	18.3		18.7		19.0		19.3		19.6	

Fig. 15.14. Características de los módulos fotovoltaicos Longi Solar [122]

Finalmente, en la figura 15.15, se muestran las características de los módulos LG NeON 2 que para un rango de potencia 325-340 W obtienen una eficiencia 19-19,8 %. Se observa que son los que mayor potencia y eficiencia obtienen por lo que serán los que se utilizarán en el sistema eólico-solar.

Model		LG340N1C-A5	LG335N1C-A5	LG330N1C-A5	LG325N1C-A5
Maximum Power (Pmax)	[W]	340	335	330	325
MPP Voltage (Vmpp)	[V]	34.5	34.1	33.7	33.3
MPP Current (Imp)	[A]	9.86	9.83	9.80	9.77
Open Circuit Voltage (Voc)	[V]	41.1	41.0	40.9	40.8
Short Circuit Current (Isc)	[A]	10.53	10.49	10.45	10.41
Module Efficiency	[%]	19.8	19.6	19.3	19.0

Fig. 15.15. Características de los módulos fotovoltaicos LG NeON 2 [123]

Se utilizará el módulo LG 340 N1C-A5 que tiene una potencia máxima de 340 W y una eficiencia de un 19,8%. Los módulos LG NeON 2 son más caros que los que aparecen en la figura 15.10 pero tienen unas mejores prestaciones que vamos a describir a continuación:

Rendimiento. Los módulos LG NeON 2 mantienen un mejor rendimiento durante la vida útil del módulo. A los 25 años de vida, estos módulos consiguen mantener un 89,6 % de rendimiento frente al 80,2 % del resto de fabricantes (Figura 15.16).

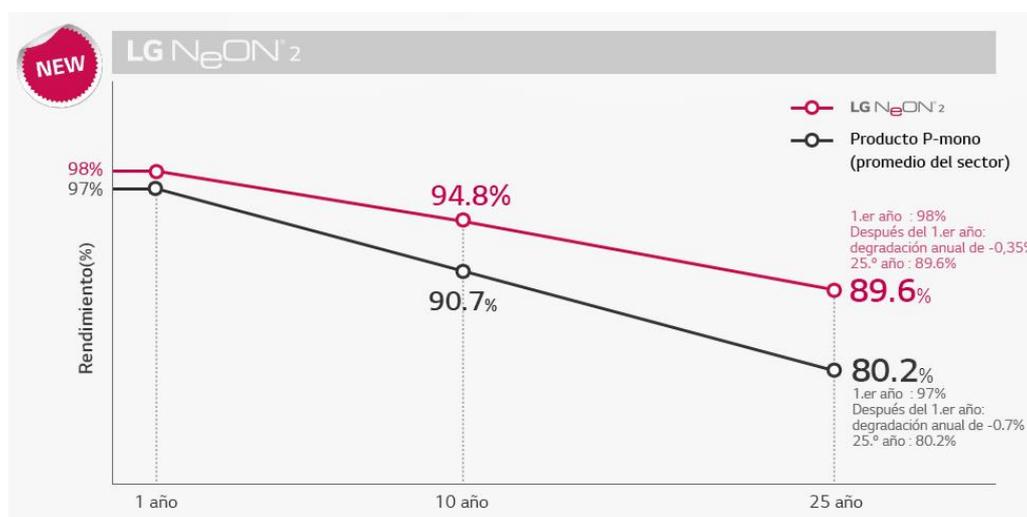


Fig. 15.16. Rendimiento de los módulos LG NeON 2 [123]

Tecnología Cello Technology. Los módulos NeON 2 utilizan 12 cables basados en la tecnología Cello Technology (Figura 15.17) mejorando la absorción de la luz y reduciendo las pérdidas eléctricas.



Fig. 15.17. Tecnología Cello Technology de 12 cables [123]

En un módulo LG NeON 2, gracias a la sección transversal cilíndrica, la luz incidente se refleja en varios ángulos y luego se absorbe en mayor medida en las células solares (Figura 15.18).

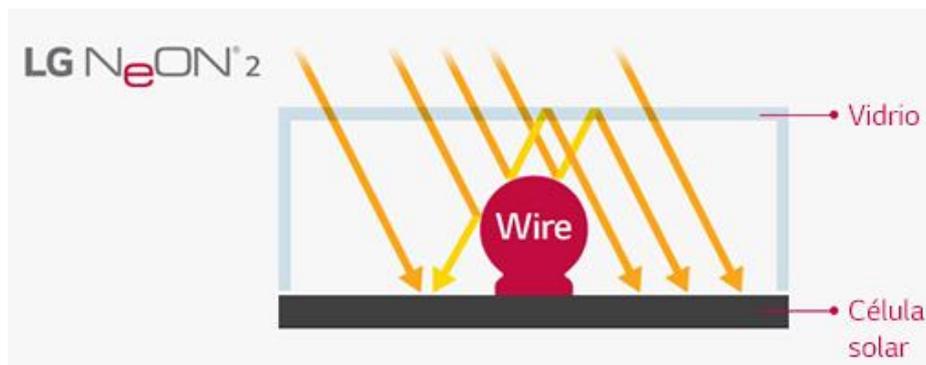


Fig. 15.18. Sección transversal cilíndrica. Módulo LG NeON 2 [123]

Sin embargo, en un módulo con cinta convencional, debido a la sección transversal rectangular, la luz incidente perpendicular se refleja y se pierde hacia el exterior del módulo (Figura 15.19).

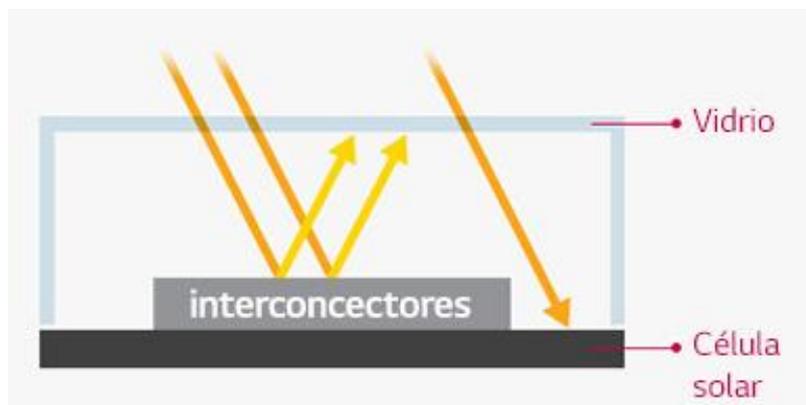


Fig. 15.19. Sección transversal rectangular. Módulo convencional [123]

Los 12 cables del módulo NeON 2 reducen la resistencia global y minimizan la pérdida eléctrica (Figura 15.20).

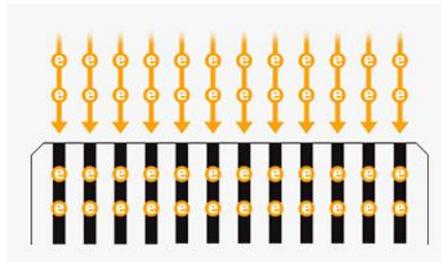


Fig. 15.20. Los 12 cables del NeON 2 reducen las pérdidas eléctricas [123]

Sin embargo, una célula convencional sólo tiene 4 cintas que actúan como trayectorias eléctricas, lo que provoca pérdidas eléctricas debido a su alta resistencia (Figura 15.21).

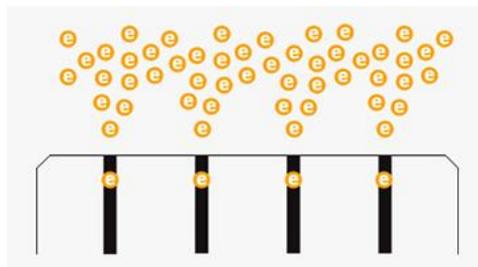


Fig. 15.21. Pérdidas eléctricas en una célula convencional [123]

Confiabilidad. En los módulos LG NeON 2 se mejora la confiabilidad a largo plazo. Cuando se producen microgrietas o erosión en los electrodos por la degradación natural de los mecanismos que se encuentran en el exterior de la célula solar, el módulo LG NeON 2 mitiga la disminución del rendimiento bloqueando la trayectoria eléctrica, gracias a la disposición compacta del cableado (Figura 15.22).

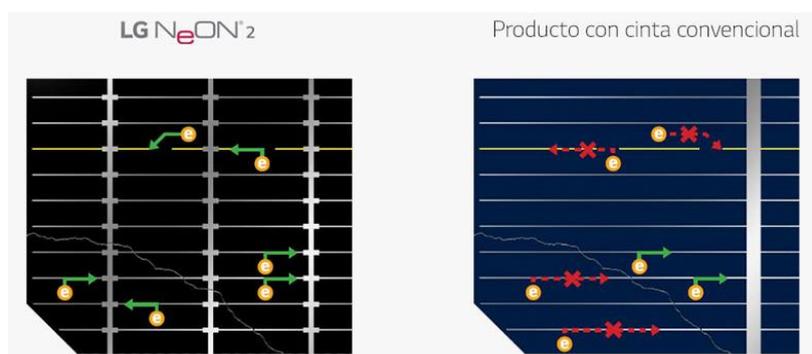


Fig. 15.22. Trayectoria eléctrica múltiple mantenida por cables en módulo LG NeON 2 [123]

Alta energía. El módulo LG NeON 2 produce más energía que los módulos convencionales, lo que permite obtener la energía necesaria en menos espacio. (Figura 15.23).



Fig. 15.23. Comparación de la producción eléctrica de las matrices de 12 módulos [123]

Excelente rendimiento en entornos diversos. El módulo LG NeON 2 consigue generar un 4,1 % más de energía que los módulos múltiples de tipo P en condiciones de alta temperatura y de baja irradiación (Figura 15.24).

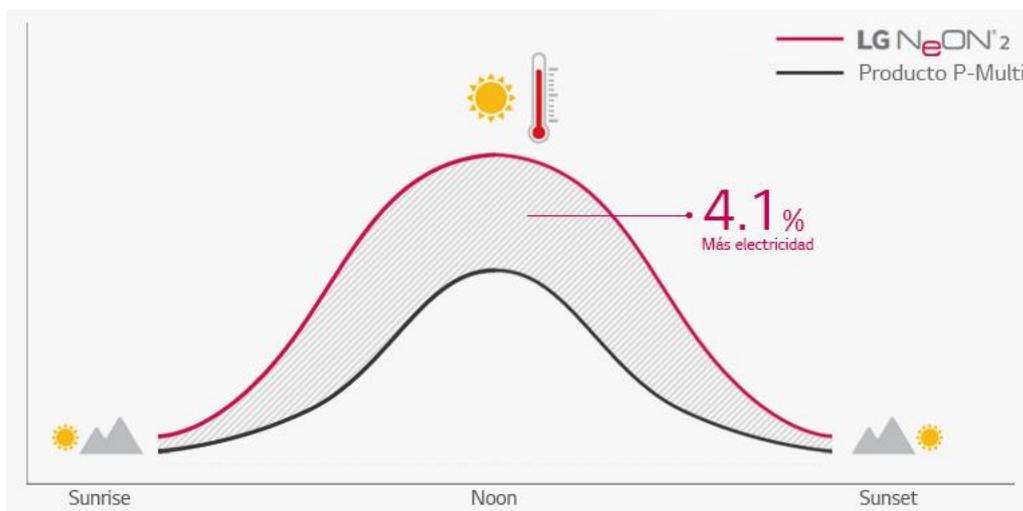


Fig. 15.24. El módulo LG NeON 2 produce más energía en entornos diversos [123]

15.4. Dimensionado del generador fotovoltaico

En primer lugar se debe definir cuál será la tensión de trabajo del sistema eólico-solar fotovoltaico que depende de la potencia demandada (Tabla 15.7).

Potencia demandada por el sistema	Tensión de trabajo del sistema
Menos de 1000 W	12 V
Entre 1000 W y 2000 W	24 V
Entre 2000 W y 5000 W	48 V

Tabla 15.7. Tensión de trabajo del sistema eólico-solar fotovoltaico [63]

En este caso la potencia máxima simultánea demandada por el sistema es de 2825 W y por lo tanto la tensión de trabajo (V_T) será de 48 V.

El consumo total diario de energía eléctrica (C_T) es el siguiente:

$$C_T = 20025 \text{ Wh/día}$$

La energía total diaria consumida por la instalación en Ah/día (E_T) será:

$$E_T = \frac{C_T}{V_T} = \frac{20025 \text{ Wh/día}}{48 \text{ V}} = 417,1875 \text{ Ah/día} \quad (15.4)$$

Las características del módulo LG340N1C-A5 están reflejadas en la figura 15.25.

Model		LG340N1C-A5
Maximum Power (Pmax)	[W]	340
MPP Voltage (Vmpp)	[V]	34.5
MPP Current (Impp)	[A]	9.86
Open Circuit Voltage (Voc)	[V]	41.1
Short Circuit Current (Isc)	[A]	10.53
Module Efficiency	[%]	19.8

Fig. 15.25. Características del módulo fotovoltaico LG340N1C-A5 [123]

Tal como se comentó, la H.S.P. media anual es:

$$H.S.P. \text{ media anual} = 5,7104 \text{ KWh/m}^2/\text{día}$$

El módulo LG340N1C-A5 tiene una intensidad de potencia máxima (I_{mp}):

$$I_{mp} = 9,86 \text{ A}$$

La energía generada en Ah/día (E_{MOD}) por un módulo LG340N1C-A5 será:

$$E_{MOD} = 5,7104 \text{ H.S.P.} \cdot I_{mp} = 56,3 \text{ Ah/día} \quad (15.5)$$

El número de módulos en paralelo (N_{MP}) será el resultado de dividir el consumo diario de la instalación entre la producción diaria del módulo LG340N1C-A5 redondeando al entero superior:

$$N_{MP} = \frac{E_T}{E_{MOD}} = \frac{417,1875 \text{ Ah/día}}{56,3 \text{ Ah/día}} = 7,41 \rightarrow 8 \text{ módulos en paralelo} \quad (15.6)$$

El número de módulos en serie (N_{MS}) será el resultado de dividir la tensión de trabajo de la instalación (V_T) entre la tensión nominal del módulo fotovoltaico (V_{NM}) redondeando al entero superior. En este caso el módulo LG340N1C-A5 tiene una V_{NM} de 29 V y por lo tanto queda lo siguiente:

$$N_{MS} = \frac{V_T}{V_{NM}} = \frac{48 V}{29 V} = 1,65 \rightarrow 2 \text{ módulos en serie} \quad (15.7)$$

El número total de módulos fotovoltaicos (N_{TM}) es igual al producto de los módulos en paralelo (N_{MP}) y en serie (N_{MS}):

$$N_{TM} = N_{MP} \cdot N_{MS} = 8 \cdot 2 = 16 \text{ módulos} \quad (15.8)$$

Por lo tanto el generador fotovoltaico estará formado por 16 módulos, 8 ramas en paralelo formadas por 2 módulos en serie cada una. Las características del generador fotovoltaico serán las siguientes.

La potencia máxima del generador (P_{maxG}) será:

$$P_{maxG} = N_{TM} \cdot P_{max} = 16 \cdot 340 W = 5440 W \quad (15.9)$$

La intensidad de potencia máxima del generador (I_{mpG}) será:

$$I_{mpG} = N_{MP} \cdot I_{mp} = 8 \cdot 9,86 A = 78,88 A \quad (15.10)$$

La intensidad de cortocircuito del generador (I_{SCG}) será:

$$I_{SCG} = N_{MP} \cdot I_{SC} = 8 \cdot 10,53 A = 84,24 A \quad (15.11)$$

La tensión de potencia máxima del generador (V_{mpG}) será:

$$V_{mpG} = N_{MS} \cdot V_{mp} = 2 \cdot 34,5 V = 69 V \quad (15.12)$$

La tensión en circuito abierto del generador (V_{OCG}) será:

$$V_{OCG} = N_{MS} \cdot V_{OC} = 2 \cdot 41,1 V = 82,2 V \quad (15.13)$$

En la figura 15.26 se muestra el esquema del generador fotovoltaico junto a sus características eléctricas más importantes.

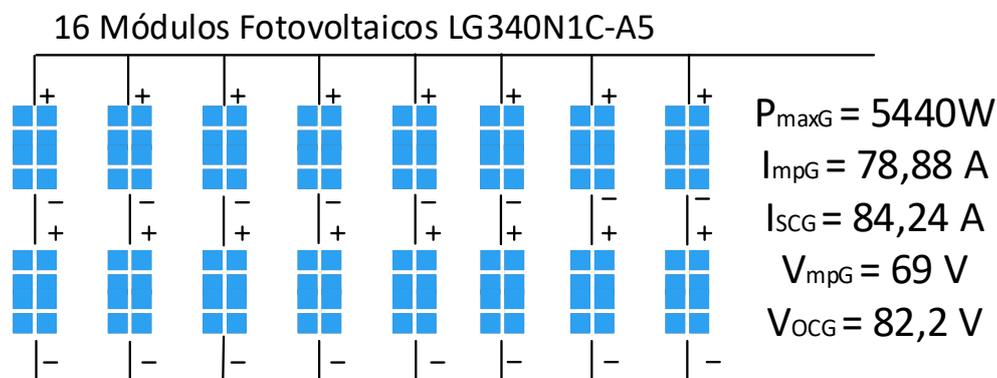


Fig. 15.26. Características del generador fotovoltaico

15.5. Selección del regulador fotovoltaico

La tensión nominal de trabajo del regulador (V_{NR}) debe coincidir con la tensión de trabajo del sistema (V_T):

$$V_{NR} = V_T = 48 \text{ V} \quad (15.14)$$

La máxima tensión que el regulador es capaz de aguantar (V_{RM}) debe ser superior a la máxima tensión que es capaz de proporcionar el generador fotovoltaico (V_{OCG}):

$$V_{RM} > V_{OCG} > 82,2 \text{ V} \quad (15.15)$$

La máxima intensidad que el regulador es capaz de aguantar (I_{RM}) debe ser superior a la máxima intensidad que es capaz de proporcionar el generador fotovoltaico (I_{SCG}):

$$I_{RM} > I_{SCG} > 84,24 \text{ A} \quad (15.16)$$

Inicialmente se utilizará un regulador PWM para ver si cumple los requerimientos del sistema. Más adelante, se realizará la simulación en PVsyst tanto con un regulador PWM como con un regulador MPPT y se compararán los resultados para poder determinar cuál se ajusta mejor a las necesidades del sistema.

En la figura 15.27 se muestran las características de los reguladores PWM Steca Power Tarom. Se observa que hay tres modelos que permiten una tensión de trabajo de 48 V. En el sistema se utilizará el modelo 4110.

	2070	2140	4055	4110	4140
Funcionamiento					
Tensión del sistema	12 V (24 V)			48 V	
Consumo propio	14 mA				
Datos de entrada CC					
Tensión de circuito abierto del módulo solar (con temperatura de servicio mínima)	< 50 V			< 100 V	
Corriente del módulo	70 A	140 A	55 A	110 A	140 A

Fig. 15.27. Características reguladores PWM Steca Power Tarom [61]

El regulador PWM Steca Power Tarom 4110 (Figura 15.28) tiene las siguientes características que cumplen los requerimientos del sistema:

$$V_{NR} = 48 \text{ V}$$

$$V_{RM} = 100 \text{ V}$$

$$I_{RM} = 110 \text{ A}$$



Fig. 15.28. Regulador Steca Power Tarom 4110 [61]

16. Dimensionado del resto de elementos y valoración económica

En este apartado se realizará el dimensionado del acumulador y del inversor, se calculará la sección de los conductores y se presentará la valoración económica de todos los elementos del sistema.

16.1. Selección del tipo de acumulador

Tal como se comentó en el capítulo 10, las baterías más extendidas en los sistemas eólico-solares son las de plomo-ácido que son las que se utilizarán en el sistema. Dentro de las baterías de plomo-ácido, las más utilizadas son las de plomo-antimonio, las de plomo-calcio (Gel) y las AGM. El parámetro más importante de una batería de plomo-ácido es su vida útil que viene definida por el número de ciclos en función de la profundidad de descarga (DOD).

Se realizará una comparativa de la vida útil de distintos tipos de baterías de varios fabricantes para seleccionar cuál es la que mejor se adapta al sistema. Las mejores baterías eólico-solares de plomo-antimonio y de plomo-calcio (Gel) son Hoppecke y BAE. En cuanto a las baterías AGM, Trojan es de los mejores fabricantes del mercado.

En la figura 16.1 se analizan las baterías AGM de Trojan. Se observa que su vida útil es de 4500 ciclos para una DOD del 20 % y de 600 ciclos para una DOD del 100 %.

SOLAR CYCLE-LIFE

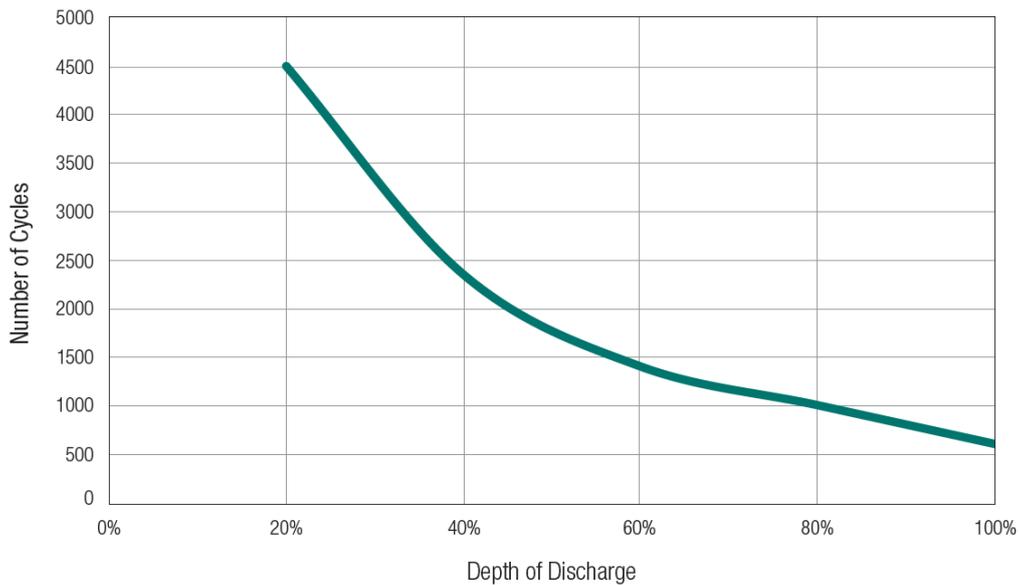


Fig. 16.1. Vida útil baterías AGM de Trojan [57]

En la figura 16.2 se reflejan las baterías de plomo-calcio (Gel) de Hoppecke. Se observa que su vida útil es de 8500 ciclos para una DOD del 20 % y de 1500 ciclos para una DOD del 80 %.

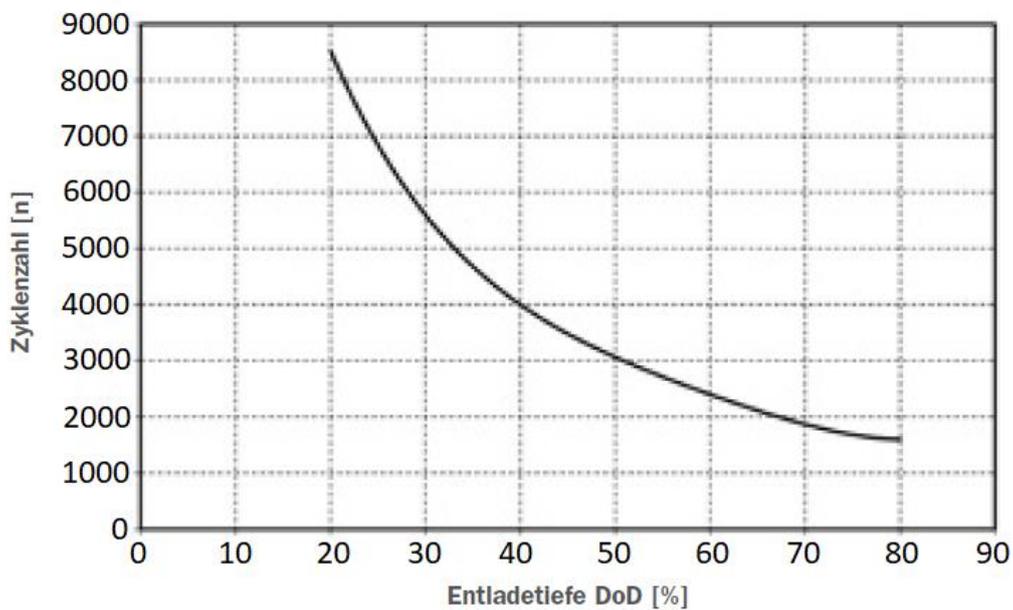


Fig. 16.2. Vida útil baterías de Gel de Hoppecke [124]

En la figura 16.3 se muestra la vida útil de las baterías de plomo-calcio (Gel) de BAE. Se observa que su vida útil es de 13000 ciclos para una DOD del 10 % y de 1500 ciclos para una DOD del 80 %.

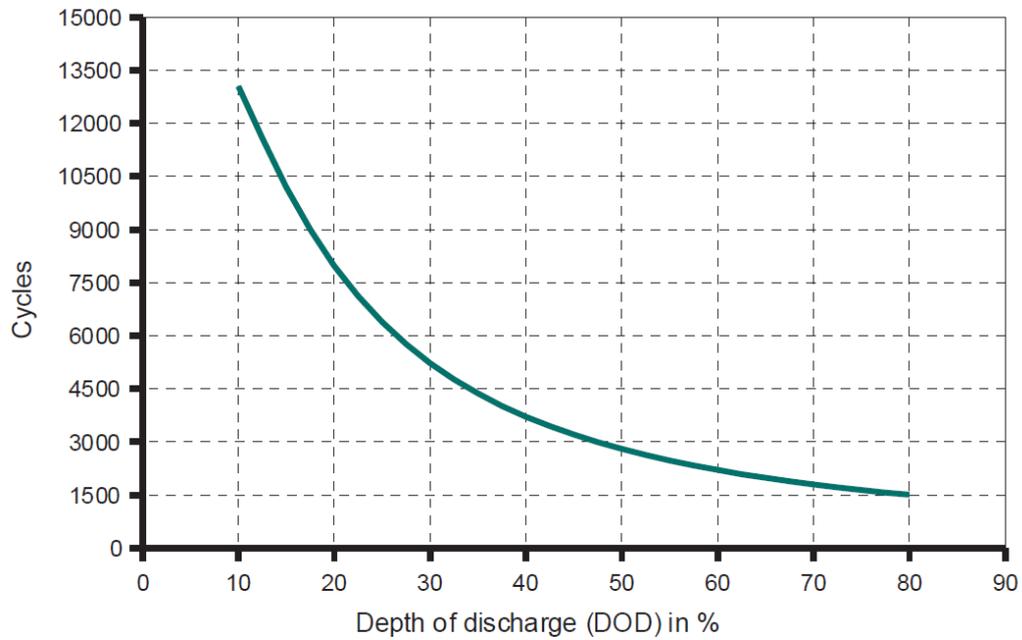


Fig. 16.3. Vida útil de las baterías de Gel de BAE [56]

En la figura 16.4 se observa la vida útil de las baterías de plomo-antimonio de Hoppecke. Se comprueba que su vida útil es de 8000 ciclos para una DOD del 20 % y de 1500 ciclos para una DOD del 80 %.

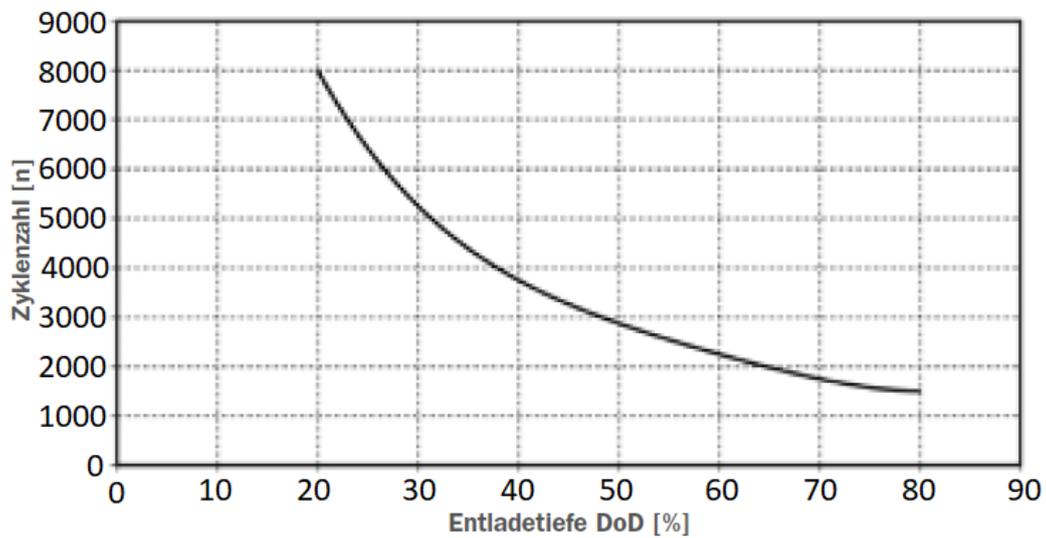


Fig. 16.4. Vida útil de las baterías de plomo-antimonio de Hoppecke [124]

Finalmente, en la figura 16.5 se observa la vida útil de las baterías de plomo-antimonio de BAE. Su vida útil es de 15000 ciclos para una DOD del 10 % y de 1500 ciclos para una DOD del 80 %.

Number of cycles as function of DOD (Depth of discharge)

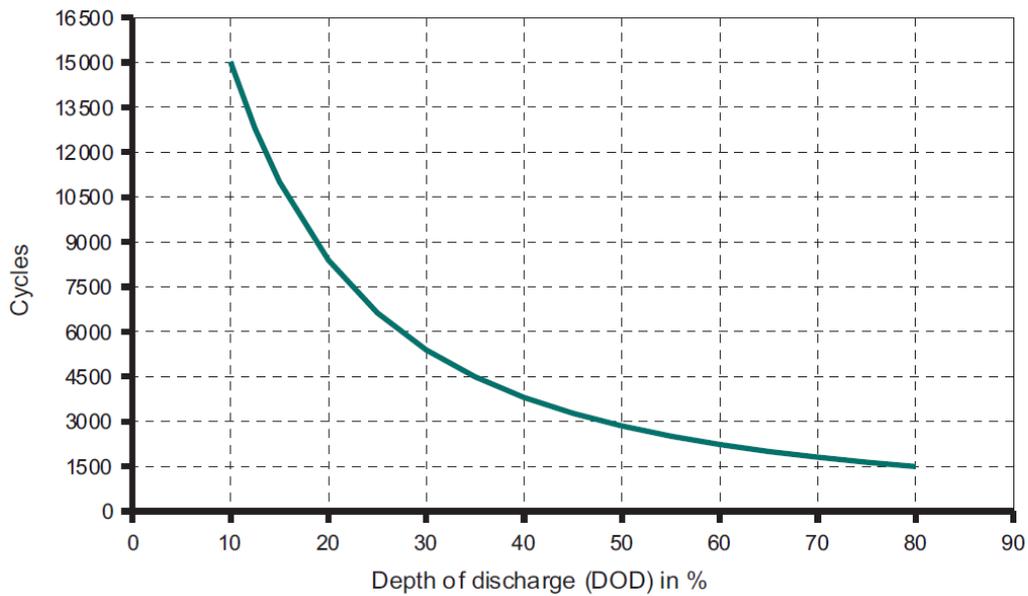


Fig. 16.5. Vida útil de las baterías de plomo-antimonio de BAE [56]

En la tabla 16.1 se muestra la comparativa de la vida útil de los distintos tipos de baterías y fabricantes. Las baterías AGM tienen la ventaja de que no hay que realizar un control estricto de la descarga dado que pueden descargarse al 100 % sin dañarse pero el problema es que tienen muy poca vida útil aunque la DOD sea muy pequeña. Las baterías de gel de Hoppecke tienen una mayor vida útil que las de BAE para una DOD del 20 y del 50 % pero sólo pueden cargarse al 80 % (SOC=80 %) mientras que las de BAE permiten alcanzar una carga del 90 % (SOC=90 %) aumentando así su vida útil.

En la tabla 16.1 se comprueba que las baterías BAE de plomo-antimonio superan a las de Hoppecke para una DOD del 20 y además son las que más vida útil consiguen cuando la carga es de un 90 % (SOC=90 %) por lo que son las que se utilizarán en el sistema.

	Profundidad de descarga (DOD)					
	10 %	20 %	50 %	80 %	90 %	100 %
AGM Trojan Vida útil (Ciclos)	-----	4500	1750	1000	800	600
Gel Hoppecke Vida útil (Ciclos)	-----	8500	3000	1500	-----	-----
Gel BAE Vida útil (Ciclos)	13000	8000	2900	1500	-----	-----
Plomo-Antimonio Hoppecke Vida útil (Ciclos)	-----	8000	2900	1500	-----	-----
Plomo-Antimonio BAE Vida útil (Ciclos)	15000	8250	2900	1500	-----	-----

Tabla 16.1. Vida útil de las baterías eólico-solares de plomo-ácido

16.2. Dimensionado del sistema de acumulación

Tal como se comentó en el apartado anterior, se utilizarán las baterías de plomo-antimonio de BAE. En este tipo de baterías es muy importante que la profundidad de descarga no sea muy elevada para alargar así la vida del acumulador. Se establecerá una profundidad de descarga máxima de un 45 %, es decir, que quedará siempre una capacidad residual del 55 % sin utilizar para alargar así la vida útil de las baterías.

Por otro lado, también es muy importante no cargar la batería totalmente y dejar siempre un 10 % sin cargar, es decir, que la profundidad de descarga mínima sea de un 10 %. Hay que tener en cuenta, que por definición, el estado de carga (SOC) y la profundidad de descarga (DOD) suman el 100 %. Por ejemplo, una batería descargada al 75 % (DOD=75 %) tiene un estado de carga del 25 % (SOC=25 %). Por lo tanto, las condiciones que tiene que cumplir el sistema de acumulación son las siguientes:

$$0,1 \leq DOD \leq 0,45 \rightarrow 10\% \leq DOD\% \leq 45\% \quad (16.1)$$

$$0,55 \leq SOC \leq 0,9 \rightarrow 55\% \leq SOC\% \leq 90\% \quad (16.2)$$

Otro factor que hay que tener en cuenta para diseñar el sistema de acumulación son los días de autonomía de la instalación (D_A). Cuando se trata de una instalación independiente eólica o solar, la probabilidad de tener varios días sin Sol o sin viento aumenta. Sin embargo, en un sistema híbrido eólico-solar fotovoltaico es altamente improbable tener varios días sin Sol ni viento. Aunque es muy improbable tener 4 días sin Sol ni viento, en este caso se tomarán 4 días de autonomía ($D_A = 4$) pero hay que tener en cuenta además que en invierno cuando hay poco Sol, el viento es más fuerte y viceversa.

El consumo total diario de energía eléctrica (C_T) es de 20025 Wh/día, la tensión de trabajo (V_T) es de 48 V, la profundidad de descarga es de un 45 % (DOD=0,45) y se toman 4 días de autonomía ($D_A = 4$). Por lo tanto, la capacidad necesaria del sistema de acumulación (C_B) será:

$$C_B = \frac{C_T \cdot D_A}{V_T \cdot DOD} = \frac{20025 \frac{Wh}{día} \cdot 4días}{48 V \cdot 0,45} = 3708,33 Ah \quad (16.3)$$

De esta forma, la descarga de la batería hasta llegar a una profundidad de descarga del 45 % se deberá producir, en caso de ausencia de viento y de Sol, a los cuatro días que se han establecido de autonomía, es decir, al cabo de 4 x 24 horas (96 horas). Por lo tanto, la batería debe ser del tipo C100 que alcanza la descarga a las 100 horas.

En este punto, es importante destacar que nunca deben conectarse las baterías en paralelo. Las imperfecciones intrínsecas de los materiales, las pequeñas variaciones en la fabricación, además de los diferentes factores físicos que afectan a las baterías, hacen que no haya dos baterías iguales. En cada conexión (los terminales, el crimpado, los tornillos de la batería, etc.) se crea una pequeña resistencia sobre el cable.

Cuando se conectan baterías en paralelo, se crea un circuito cerrado entre las baterías, que permite el paso de corrientes de desequilibrio (debidas a las diferencias entre baterías y conexiones) que circulan de una batería a otra para intentar equilibrarlas. Estas corrientes de desequilibrio se producen de forma permanente aunque no haya ningún consumo conectado y por lo tanto aceleran el proceso de degradación de las baterías. Cuanto mayor sean las diferencias entre baterías y conexiones, mayor serán estas corrientes de desequilibrio y mayor será la degradación producida. En un sistema en paralelo no se cargan todas las baterías por igual y es por ello que siempre hay una mínima transferencia de energía entre una batería y otra.

Por lo tanto, en el sistema no se colocarán baterías en paralelo. Para ello, tendrá que seleccionarse una batería que tenga una capacidad mínima de 3708 Ah/C100. En la figura 16.6 se reflejan las características de las baterías BAE de plomo-antimonio. Para seleccionar el acumulador adecuado, se observará la columna de C_{100h} eligiendo la primera batería que sobrepase la capacidad requerida de 3708 Ah. Se observa que el acumulador idóneo para el sistema es el modelo 20 PVS 3800 que tiene una capacidad de 3750 Ah/C100.

Type	C_{1h} Ah	C_{10h} Ah	C_{20h} Ah	C_{72h} Ah	C_{100h} Ah	C_{120h} Ah	C_{240h} Ah	R_{i1} mΩ	I_k 2) kA	Length mm	Width mm	Height mm	Weight (dry) kg	Weight (filled) kg
2 PVS 140	54	111	128	156	160	162	166	1.90	1.27	105	208	420	9.3	14.3
3 PVS 210	79	162	187	226	231	234	240	1.27	1.62	105	208	420	11.3	16.3
4 PVS 280	99	201	232	278	285	286	295	0.95	2.16	105	208	420	12.5	17.0
5 PVS 350	127	257	298	358	366	369	379	0.76	2.70	126	208	420	15.2	21.0
6 PVS 420	156	317	368	444	454	458	470	0.63	3.24	147	208	420	17.8	25.0
5 PVS 550	211	371	414	475	488	496	528	0.70	2.90	126	208	535	20.0	27.0
6 PVS 660	263	468	522	604	620	628	669	0.58	3.48	147	208	535	22.8	32.0
7 PVS 770	306	543	606	700	718	729	777	0.50	4.06	168	208	535	26.4	37.0
6 PVS 900	359	670	752	900	933	944	976	0.47	4.32	147	208	710	32.7	46.0
8 PVS 1200	494	932	1,044	1,260	1,300	1,308	1,365	0.35	5.76	215	193	710	44.6	64.0
10 PVS 1500	589	1,090	1,226	1,468	1,510	1,536	1,588	0.28	7.20	215	235	710	54.3	75.9
12 PVS 1800	714	1,320	1,490	1,792	1,840	1,860	1,934	0.23	8.64	215	277	710	63.4	89.7
12 PVS 2280	882	1,670	1,866	2,181	2,250	2,280	2,397	0.22	9.18	215	277	855	75.4	110.0
16 PVS 3040	1,139	2,130	2,380	2,779	2,860	2,904	3,024	0.17	12.24	215	400	815	117.9	150.0
20 PVS 3800	1,470	2,780	3,100	3,643	3,750	3,804	3,984	0.14	15.30	215	490	815	127.0	187.0
22 PVS 4180	1,617	3,060	3,420	4,003	4,130	4,188	4,392	0.12	16.83	215	580	815	141.0	205.0
24 PVS 4560	1,814	3,470	3,880	4,564	4,710	4,776	5,016	0.11	18.36	215	580	815	146.0	218.8
26 PVS 4940	1,911	3,620	4,040	4,737	4,880	4,956	5,184	0.10	19.97	215	580	815	156.0	231.0

Fig. 16.6. Características de las baterías BAE de plomo-antimonio [56]

La batería BAE 20 PVS 3800 tiene una tensión nominal (V_{NB}) de 2 V por elemento y una capacidad (C_{NB}) de 3750 Ah. Por lo tanto, el número de elementos acumuladores individuales que deben conectarse en serie (N_{BS}) será:

$$N_{BS} = \frac{V_T}{V_{NB}} = \frac{48 V}{2 V} = 24 \text{ acumuladores en serie} \quad (16.4)$$

El número de elementos acumuladores en paralelo (N_{BP}) será:

$$N_{BP} = \frac{C_B}{C_{NB}} = \frac{3708,33 \text{ Ah}}{3750 \text{ Ah}} = 0,988 \rightarrow 1 \text{ acumulador en paralelo} \quad (16.5)$$

16.3. Selección del inversor

La tensión nominal de trabajo del inversor (V_{NI}) debe coincidir con la tensión de trabajo del sistema (V_T):

$$V_{NI} = V_T = 48 \text{ V} \quad (16.6)$$

Tal como se comentó, la potencia máxima simultánea demandada por el sistema es:

$$\sum \text{Potencias receptores simultáneos} = 2825 \text{ W}$$

Es recomendable un cierto sobredimensionado de la potencia del inversor en servicio continuo, por ejemplo, un 30 %, para situaciones no previstas de funcionamiento simultáneo de grandes receptores. Por lo tanto, la potencia de salida del inversor en régimen constante (P_{SRC}) será:

$$P_{SRC} \geq 1,30 \cdot \left(\sum \text{Potencias receptores simultáneos} \right) \geq 3672,5 \text{ W} \quad (16.7)$$

Aparte de una P_{SRC} mínima de 3672,5 W, el inversor tendrá que ser capaz de suministrar un potencia de salida pico de arranque (P_{SPA}) lo suficientemente elevada para cubrir las posibles puntas de potencia de arranque de los equipos de consumo. El inversor también tendrá que suministrar una tensión de salida de onda senoidal pura y tendrá que tener una distorsión armónica inferior al 2% y un rendimiento superior al 95 %.

En la figura 16.7 se muestran las características de los inversores Steca XTH. Se observa que hay dos modelos que permiten trabajar a una tensión de 48 V. En este caso se utilizará el modelo XTH 6000-48.

Modelo	XTH 3000-12	XTH 5000-24	XTH 6000-48	XTH 8000-48
Inversor				
Tensión nominal de batería	12 Vdc	24 Vdc	48 Vdc	
Rango de tensión de entrada	9.5 - 17 Vdc	19 - 34 Vdc	38 - 68 Vdc	
Potencia continua @ 25°C	2500 VA	4500 VA	5000 VA	7000 VA
Potencia 30 min. @ 25°C	3000 VA	5000 VA	6000 VA	8000 VA
Potencia 5 sec. @ 25°C	7.5 kVA	12 kVA	15 kVA	21 kVA
Carga máxima	Hasta corto circuito			
Carga asimétrica	Hasta Ppoint			
Detección de carga (stand-by)	2 a 25 W			
Cos φ	0.1-1			
Rendimiento máximo	93 %	94 %	96 %	
Consumo OFF/Stand-by/ON	1.2 W / 1.4 W / 14 W	1.4 W / 1.8 W / 18 W	1.8 W / 2.2 W / 22 W	1.8 W / 2.4 W / 30 W
Tensión de salida	Sinusoidal pura 230 Vac (+/- 2 %) / 120 Vac ⁽¹⁾			
Frecuencia de salida	Ajustable 45 - 65 Hz ⁽¹⁾ ± 0.05 % (controlado por cuarzo)			
Distorsión armónica	< 2 %			
Protección de sobrecarga y corto circuito	Desconexión automática con 3 intentos de reinicio			
Protección de sobre temperatura	Alarma antes de corte y reinicio automático			

Fig. 16.7. Características inversores Steca XTH [61]

El inversor Steca XTH 6000-48 tiene las siguientes características que cumplen los requerimientos del sistema:

$$V_{NI} = 48 V$$

$$P_{SRC} = 5000 VA$$

$$P_{SPA} = 15000 VA$$

$$\text{Rendimiento máximo} = 96 \%$$

Tensión de salida = 230 Vac Onda Senoidal Pura

Distorsión armónica < 2 %



Fig. 16.8. Inversores Steca XTH [61]

16.4. Cálculo de la sección de los conductores

En la figura 16.9 se muestra el esquema completo del sistema híbrido eólico-solar fotovoltaico. Es importante destacar que el inversor se debe conectar directamente a las baterías siguiendo las recomendaciones del fabricante. Si se conectase el inversor al regulador, el inversor pediría la energía necesaria para el consumo de la instalación al regulador, en lugar de a las baterías y el regulador podría quemarse por un exceso de demanda del inversor. Normalmente, la corriente de consumo que va a solicitar el inversor va a superar claramente a la que pueda ofrecer el regulador y por eso el inversor siempre debe conectarse directamente a las baterías.

Al conectar el inversor directamente a las baterías, el regulador controla la carga de las baterías pero no la descarga. Eso no es problema dado que el propio inversor tiene una protección de bajo voltaje del acumulador que protege la batería de una descarga excesiva desconectándola de las cargas de la vivienda. Además, se ha dimensionado el sistema de acumulación para que la profundidad máxima de descarga de la batería

sea de un 45 % por lo que las baterías nunca tendrían que desconectarse de las cargas de la vivienda por tener un voltaje excesivamente bajo.

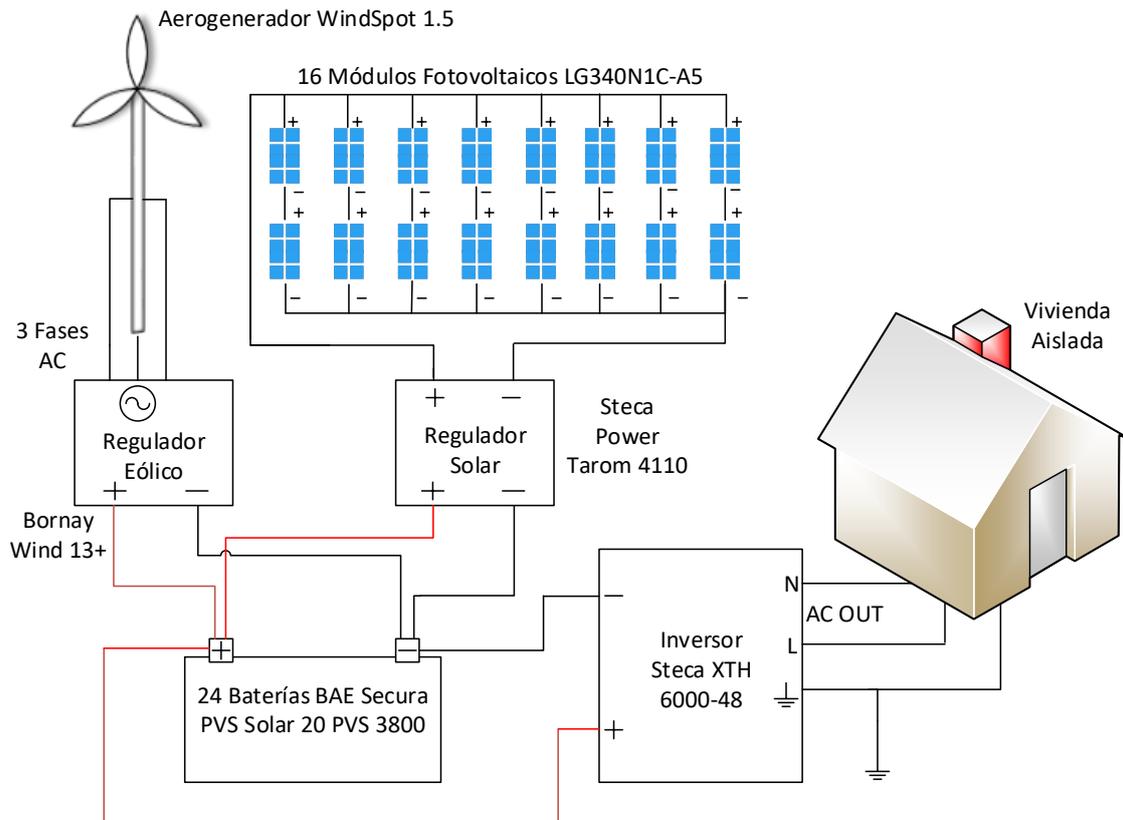


Fig. 16.9. Esquema del sistema híbrido eólico-solar fotovoltaico

El cálculo de la sección del conductor a utilizar en un sistema eólico-solar es muy importante, debido fundamentalmente a que se trabaja con corriente continua de bajo valor (48V) y como consecuencia la intensidad aumenta considerablemente haciendo que las pérdidas en los conductores eléctricos sean notorias si éstos no están bien dimensionados.

El valor de la resistencia de un conductor viene dada por:

$$R = \frac{\rho \cdot L}{S} = \frac{L}{\sigma \cdot S} \quad (16.8)$$

Donde:

R : Resistencia (Ω)

ρ : Resistividad ($\Omega \cdot mm^2/m$)

S : Sección del conductor (mm^2)

L : Longitud del conductor (m)

σ : Conductividad

En este caso se utilizarán conductores de cobre ($\rho = 0,01786 \Omega \cdot mm^2/m$). A lo largo de una línea eléctrica por la que circula una cierta intensidad de corriente se produce una

caída de tensión, que, en el caso de líneas de corriente continua viene dada por la expresión:

$$\Delta V = 2 \cdot R \cdot I \quad (16.9)$$

Por lo tanto, la fórmula siguiente permite obtener la sección del conductor en una línea de cobre de corriente continua, en función de la longitud, la intensidad y la caída de tensión:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{max}}{56 \cdot \Delta V} \quad (16.10)$$

Donde:

S : Sección del conductor (mm^2)

L : Longitud del conductor (m)

I_{max} : Intensidad máxima que puede circular por el conductor (A)

ΔV : Caída de tensión admisible (V)

La instalación se realizará mediante conductores de cobre unipolares aislados en tubos en montaje superficial o empotrados en obra (método de instalación B1 PVC2). Una vez obtenida la sección necesaria con la expresión 16.10, se comprobará en la tabla 16.2 si dicha sección soporta la intensidad máxima calculada (I_{max}) según norma UNE-HD 60364-5-52:2014.

Sección nominal (mm^2)	Intensidad máxima admisible (A)
1,5	15
2,5	21
4	27
6	36
10	50
16	66
25	84
35	104
50	125
70	160

Tabla 16.2. Intensidad máxima admisible en conductores de cobre. Método de instalación B1 PVC2 [125]

En la tabla 16.3 se muestra la sección del conductor en función del tipo de línea.

Tipo de línea	Conductor de cobre ($\rho = 0,01786 \Omega \cdot mm^2/m$)
Corriente Continua	$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{max}}{56 \cdot \Delta V}$
Corriente Alterna Monofásica	$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{max} \cdot \cos \varphi}{56 \cdot \Delta V}$
Corriente Alterna Trifásica	$S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I_{max} \cdot \cos \varphi}{56 \cdot \Delta V}$

Tabla 16.3. Sección del conductor en función del tipo de línea [126]

La instalación de los conductores cumplirá el REBT (ITC-BT19). Las longitudes y las caídas de tensión en los distintos tramos están reflejadas en la tabla 16.4.

	Longitud	Caída de tensión
Aerogenerador-Regulador eólico	25 m	1 %
Regulador eólico-Baterías	5 m	0,5 %
Generador fotovoltaico-Regulador solar	10 m	1 %
Regulador solar-Baterías	5 m	0,5 %
Inversor-Baterías	5 m	1 %
Inversor-CGBT de la vivienda	20 m	1 %

Tabla 16.4. Longitud y caída de tensión de los distintos tramos

Las secciones de los conductores en los distintos tramos serán las siguientes:

- Tramo Aerogenerador-Regulador eólico:

$$L = 25 \text{ m}$$

$$\text{Caída de tensión} = 1 \%$$

La tensión y la intensidad del aerogenerador van variando en función de la velocidad del viento. La potencia máxima suministrada por el aerogenerador es de 1800 W. En este caso, para determinar la sección de los tres cables que van desde el aerogenerador al regulador eólico deben seguirse las especificaciones del fabricante (Figura 16.10). El fabricante indica que para el regulador eólico Bornay Wind 13+ y una longitud de 25m debe utilizarse una sección de 4 mm². Por lo tanto, según tabla 16.2, la intensidad máxima admisible en cada cable será de 27 A.

Secciones y cableado

Sección de cable desde el aerogenerador hasta el regulador.

Modelo	0-20m	20-50m	50-80m	80-150m	150-200m
Bornay 13+	2.5mm ²	4 mm ²	6 mm ²	10 mm ²	16mm ²
Bornay 25.2+	4 mm ²	6 mm ²	10 mm ²	16 mm ²	25 mm ²
Bornay 25.3+	6 mm ²	10 mm ²	16mm ²	25 mm ²	35 mm ²

Fig. 16.10. Sección de los conductores Aerogenerador-Regulador eólico [118]

- Tramo Regulador eólico-Baterías:

$$L = 5 \text{ m}$$

$$\text{Caída de tensión} = 0,5 \%$$

$$\text{Potencia máxima del aerogenerador } (P_{max}) = 1800 \text{ W}$$

$$I_{max} = \frac{P_{max}}{V_{BAT}} = \frac{1800 \text{ W}}{48 \text{ V}} = 37,5 \text{ A}$$

$$\Delta V = 0,005 \cdot V_{BAT} = 0,005 \cdot 48 \text{ V} = 0,24 \text{ V}$$

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{max}}{56 \cdot \Delta V} = \frac{2 \cdot 5 \text{ m} \cdot 37,5 \text{ A}}{56 \cdot 0,24 \text{ V}} = 27,9 \text{ mm}^2 \rightarrow 35 \text{ mm}^2$$

- Tramo Generador fotovoltaico-Regulador solar:

$$\begin{aligned}
 L &= 10 \text{ m} \\
 \text{Caída de tensión} &= 1 \% \\
 I_{max} &= I_{SCG} = N_{MP} \cdot I_{SC} = 8 \cdot 10,53 \text{ A} = 84,24 \text{ A} \\
 \Delta V &= 0,01 \cdot N_{MS} \cdot V_{mp} = 0,01 \cdot 2 \cdot 34,5 \text{ V} = 0,69 \text{ V} \\
 S &= \frac{2 \cdot L \cdot I_{max}}{56 \cdot \Delta V} = \frac{2 \cdot 10 \text{ m} \cdot 84,24 \text{ A}}{56 \cdot 0,69 \text{ V}} = 43,6 \text{ mm}^2 \rightarrow 50 \text{ mm}^2
 \end{aligned}$$

- Tramo Regulador solar-Baterías:

$$\begin{aligned}
 L &= 5 \text{ m} \\
 \text{Caída de tensión} &= 0,5 \% \\
 I_{max} &= I_{SCG} = N_{MP} \cdot I_{SC} = 8 \cdot 10,53 \text{ A} = 84,24 \text{ A} \\
 \Delta V &= 0,005 \cdot V_{BAT} = 0,005 \cdot 48 \text{ V} = 0,24 \text{ V} \\
 S &= \frac{2 \cdot L \cdot I_{max}}{56 \cdot \Delta V} = \frac{2 \cdot 5 \text{ m} \cdot 84,24 \text{ A}}{56 \cdot 0,24 \text{ V}} = 62,678 \text{ mm}^2 \rightarrow 70 \text{ mm}^2
 \end{aligned}$$

- Tramo Inversor-Baterías:

$$\begin{aligned}
 L &= 5 \text{ m} \\
 \text{Caída de tensión} &= 1 \% \\
 I_{max} &= \frac{P_{SRC}}{V_{min} \cdot \eta_{INV}}
 \end{aligned}$$

La menor tensión en CC con la que puede trabajar el inversor (V_{min}) Steca XTH 6000-48 es de 38 V y su rendimiento (η_{INV}) es de un 96 % y por lo tanto:

$$\begin{aligned}
 I_{max} &= \frac{P_{SRC}}{V_{min} \cdot \eta_{INV}} = \frac{5000 \text{ VA}}{38 \text{ V} \cdot 0,96} = 137,06 \text{ A} \\
 \Delta V &= 0,01 \cdot V_{BAT} = 0,01 \cdot 48 \text{ V} = 0,48 \text{ V} \\
 S &= \frac{2 \cdot L \cdot I_{max}}{56 \cdot \Delta V} = \frac{2 \cdot 5 \text{ m} \cdot 137,06 \text{ A}}{56 \cdot 0,48 \text{ V}} = 50,98 \text{ mm}^2 \rightarrow 70 \text{ mm}^2
 \end{aligned}$$

- Tramo Inversor-CGBT de la vivienda:

$$\begin{aligned}
 L &= 20 \text{ m} \\
 \text{Caída de tensión} &= 1 \% \\
 I_{max} &= \frac{P_{SPA}}{V_{Alterna}} = \frac{15000 \text{ VA}}{230 \text{ V}} = 65,217 \text{ A} \\
 \Delta V &= 0,01 \cdot V_{Alterna} = 0,01 \cdot 230 \text{ V} = 2,3 \text{ V} \\
 S &= \frac{2 \cdot L \cdot I_{max} \cdot \cos \varphi}{56 \cdot \Delta V} = \frac{2 \cdot 20 \text{ m} \cdot 65,217 \text{ A} \cdot 1}{56 \cdot 2,3 \text{ V}} = 20,25 \text{ mm}^2 \rightarrow 25 \text{ mm}^2
 \end{aligned}$$

16.5. Coste económico de la instalación

En la tabla 16.5 se muestra el coste con IVA incluido de los distintos elementos del sistema eólico-solar fotovoltaico.

Elemento	Precio unitario	Unidades	Total
Aerogenerador WindSpot 1.5	4700,00 €	1	4700,00 €
Torre de celosía de 16 m	1990,00 €	1	1990,00 €
Regulador eólico Bornay Wind 13+	1236,62 €	1	1236,62 €
Módulo LG340N1C-A5	279,09 €	16	4465,44 €
Regulador Steca Power Tarom 4110	1764,30 €	1	1764,30 €
Batería BAE 20 PVS 3800	974,33 €	24	23383,92 €
Inversor Steca XTH 6000-48	4624,34 €	1	4624,34 €
		Total :	42164,62 €

Tabla 16.5. Coste económico del sistema híbrido eólico-solar fotovoltaico

17. Dimensionado de un sistema híbrido eólico-solar mediante PVsyst

Los programas informáticos de sistemas eólico-solares se presentan hoy en día como la mejor opción para diseñar, dimensionar y predecir la producción energética y el rendimiento del sistema. Por medio del uso de estos programas, es posible acelerar el proceso de planificación del sistema así como también evitar errores.

En la actualidad, los programas de simulación son desarrollados principalmente por grupos pequeños de desarrolladores o instituciones educativas. Debido a los costes de estos programas y al feedback de errores muchas veces escaso, difícilmente se mantiene y desarrolla ampliamente el software una vez lanzado al mercado.

Es de suma importancia seleccionar el software más adecuado para llevar a cabo el diseño del sistema, teniendo presente la complejidad del mismo y los factores que intervienen en el proceso. Para usar un software de simulación primero hay que asegurarse que el programa permite tener en cuenta todas las variables presentes en el sistema a estudiar. Después de una revisión exhaustiva de los programas presentes en el mercado, se ha optado por la utilización del programa comercial PVsyst debido a las razones que se expondrán en los siguientes apartados.

17.1. Características principales de PVsyst

PVsyst (Figura 17.1) es un potente software para el estudio, diseño y simulación de sistemas fotovoltaicos desarrollado por la Universidad de Ginebra. Es el más utilizado por arquitectos, ingenieros e investigadores. PVsyst está en constante desarrollo, con varias versiones actualizadas cada año. Permite la importación de datos de otros programas y la introducción de datos manuales. Facilita la interpretación de resultados gracias a un completo reporte y a la posibilidad de cambiar las variables de los diferentes elementos que intervienen en el sistema.

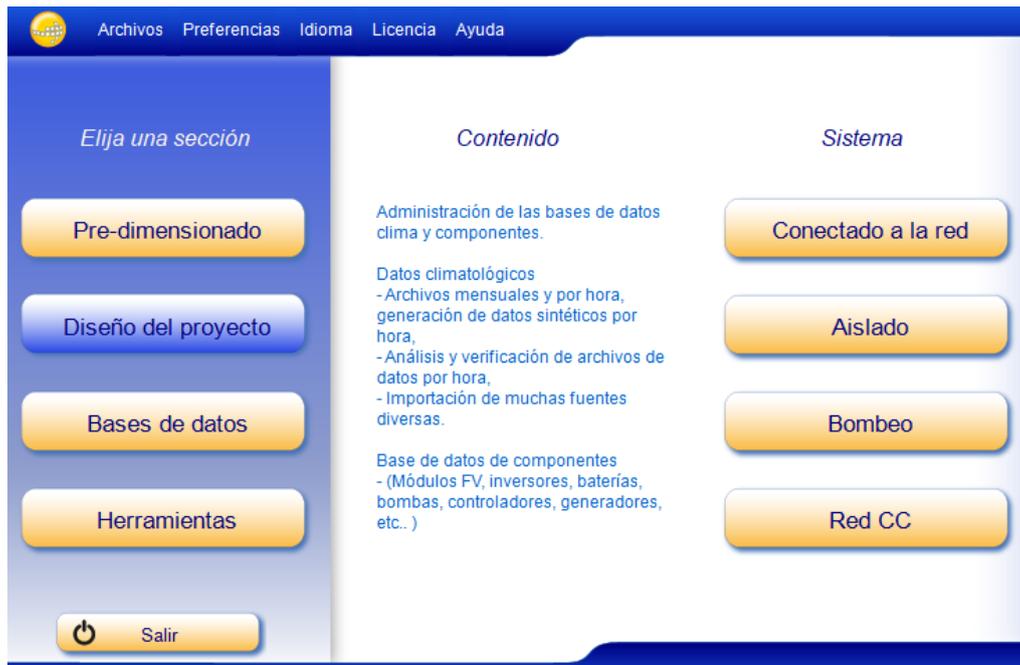


Fig. 17.1. PVsyst [07]

PVsyst dispone de 4 secciones principales:

- **Pre-dimensionado.** Para realizar un pre-dimensionado del sistema sin componentes reales. Se utiliza para una primera evaluación de las dimensiones del sistema y sus componentes. Permite una evaluación rápida de la producción del sistema calculada utilizando valores mensuales. Se basa en estimaciones brutas que no sirven para poder presentar un proyecto detallado. PVsyst permite realizar un pre-dimensionado de sistemas conectados a red, de sistemas aislados, y de sistemas de bombeo de agua.
- **Diseño del proyecto.** Es para realizar el estudio y análisis completo de un sistema. Permite un cálculo preciso de la producción del sistema utilizando simulaciones detalladas por hora. Diversas variantes de la simulación pueden ser interpretadas y comparadas. Se puede realizar un análisis detallado de las pérdidas, la producción y el rendimiento del sistema. Esta es la opción que se utilizará en este TFM para el diseño del sistema fotovoltaico de la vivienda aislada. Al igual que el pre-dimensionado, el diseño del proyecto se puede realizar para sistemas conectados a red, sistemas aislados y sistemas de bombeo de agua.
- **Bases de datos.** Se utiliza para la administración de las bases de datos del clima y de los distintos elementos del sistema. Para los datos meteorológicos se pueden analizar archivos mensuales y por hora y se pueden exportar datos de muchas fuentes externas. Para los datos de los componentes se pueden analizar bases de datos de múltiples fabricantes de todos los elementos del sistema (Módulos, inversores, baterías, reguladores, bombas, etc.).

- **Herramientas.** Es para la utilización de herramientas solares y para el análisis de datos medidos en sistemas reales. Se pueden utilizar herramientas solares para la geometría solar, optimización de la orientación, cálculos de clima con condiciones específicas, etc. Se puede realizar el análisis y la comparación de datos realmente medidos en sistemas existentes.

17.2. Añadir los datos de ubicación del sistema en PVsyst

Lo primero que debe realizarse antes de empezar a trabajar con PVsyst es comprobar si el programa tiene precargada en su base de datos la ubicación geográfica de la ciudad donde se pretende realizar la simulación. PVsyst tiene precargados los datos de las principales ciudades del mundo.

En este caso se comprueba que Alicante no se encuentra entre las ciudades precargadas en PVsyst por lo que se tendrán que añadir los datos de ubicación del sistema para que el programa los tenga en cuenta al realizar la simulación. Para ello, se introducirán los datos de ciudad, país, región, coordenadas, altitud sobre el nivel del mar y huso horario.

17.3. Importar los datos climatológicos del sistema en PVsyst

Una vez introducidos los datos geográficos del sistema, el siguiente paso será importar los datos climatológicos (Figura 17.2).

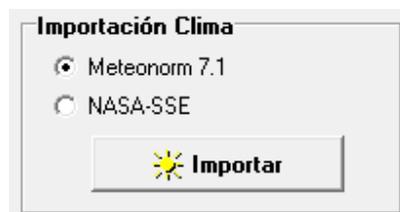


Fig. 17.2. Importar los datos climatológicos [07]

Aunque PVsyst tiene la opción de importar los datos climatológicos desde múltiples fuentes, se utiliza Meteonorm al ser la más precisa y la que tiene unos datos más fiables. Meteonorm suministra datos meteorológicos precisos para cualquier lugar del mundo: irradiación, temperatura, humedad, viento, precipitación y demás parámetros climáticos. Dispone de datos de 8325 estaciones meteorológicas y cinco satélites geoestacionarios. Con 30 años de experiencia, Meteonorm incluye los modelos de interpolación más avanzados que permiten la entrega de los datos climáticos más precisos del mercado.

Una vez importados los datos climatológicos, PVsyst ya puede proporcionar los datos en la ubicación en la cual se pretende realizar la instalación. Por ejemplo, en la figura 17.3 se muestra la irradiación global horizontal, es decir, con un ángulo de inclinación de 0°. Se observa que los datos de Meteonorm son parecidos a los obtenidos con las tablas de radiación y con PVGIS (Figura 15.5). En las tablas se obtenía una irradiación de 1746, en PVGIS 1813 y en PVsyst 1833 $kWh/m^2/año$.

Lugar	Alicante
Origen de datos	Meteonorm
Irrad. Global	
kWh/m ² .mes	
Enero	83.1
Febrero	92.2
Marzo	142.6
Abril	180.2
Mayo	213.3
Junio	231.5
Julio	242.8
Agosto	209.3
Septiembre	157.3
Octubre	120.7
Noviembre	87.3
Diciembre	72.7
Año	1833.0

Fig. 17.3. Irradiación global horizontal mensual obtenida de Meteonorm [07]

La ventaja de PVsyst es que proporciona muchos más datos y además permite seleccionar directamente las unidades de las medidas. Por ejemplo, al seleccionar $kWh/m^2/día$ (Figura 17.4), se obtiene la irradiación global horizontal diaria, es decir, la H.S.P. media anual diaria para un ángulo de inclinación de los módulos de 0° (Figura 17.5).

Unidades de insolación

kWh/m².día

kWh/m².mes

MJ/m².día

MJ/m².mes

W/m²

Índice de claridad Kt

Fig. 17.4. Selección de las unidades de los datos climatológicos [07]

Al comparar los datos de la figura 17.5 con los de la figura 15.5 se observa que en las tablas se tenía 4,784, en PVGIS 4,969 y en PVsyst 5,02 $kWh/m^2/día$.

Lugar	Alicante
Origen de datos	Meteonorm
Irrad. Global	
kWh/m ² .día	
Enero	2.68
Febrero	3.29
Marzo	4.60
Abril	6.01
Mayo	6.88
Junio	7.72
Julio	7.83
Agosto	6.75
Septiembre	5.24
Octubre	3.89
Noviembre	2.91
Diciembre	2.34
Año	5.02

Fig. 17.5. Irradiación global horizontal diaria obtenida de Meteonorm [07]

También se tiene la opción de introducir los datos medidos en un sistema real o importar los datos de otras fuentes. Por ejemplo, se pueden importar los datos que se obtuvieron en PVGIS con la base de datos PVGIS-SARAH (Figura 17.6).

Geographic site parameters, new site

Geographical Coordinates | Climatología Mensual | Mapa i

Lugar **Alicante (España)**

Origen de datos PVGIS-SARAH-2016

	Irrad. Global kWh/m ² .mes	Difuso kWh/m ² .mes	Temp. °C
Enero	75.3	0.0	11.9
Febrero	95.2	0.0	12.4
Marzo	144.4	0.0	12.9
Abril	169.3	0.0	15.7
Mayo	210.3	0.0	18.6
Junio	237.6	0.0	24.0
Julio	236.4	0.0	26.0
Agosto	218.9	0.0	25.2
Septiembre	169.7	0.0	23.2
Octubre	117.0	0.0	19.2
Noviembre	77.6	0.0	13.5
Diciembre	62.3	0.0	11.0
Año	1813.9	0.0	17.8

Pegar Pegar Pegar

Fig. 17.6. Datos importados de PVGIS [07]

De esta forma, ahora ya se tendrían en PVsyst los datos climatológicos en Alicante tanto de la base de datos de Meteonorm como de PVGIS-SARAH.

17.4. Orientación e inclinación de los módulos fotovoltaicos en PVsyst

Para empezar el proyecto de la vivienda aislada en PVsyst se selecciona la sección “Diseño del proyecto” y el tipo de sistema “Aislado”. Después se tiene que crear el proyecto (Proyecto Alicante.PRJ) y cargar los archivos de ubicación y de datos climatológicos de Meteonorm que se han creado anteriormente. Para poder determinar la orientación e inclinación de los módulos fotovoltaicos se selecciona “Orientación” dentro de los parámetros de entrada.

Si se pretende simular el sistema con módulos fijos, se selecciona en Tipo de campo “Plano Inclinado Fijo” (Figura 17.7). La optimización del sistema se puede realizar con respecto a los meses de verano (Abril-Septiembre), los meses de invierno (Octubre-Marzo) o respecto a todo el año. En los sistemas aislados fotovoltaicos, la optimización se hace para los meses de invierno para satisfacer las demandas de energía eléctrica durante la temporada más desfavorable, de forma que el resto del año, el sistema pueda suministrar sobradamente la energía eléctrica demandada por los receptores.

Sin embargo, en este caso, al ser un sistema híbrido eólico-solar fotovoltaico, ya se ha comprobado que en invierno el viento tiene una mayor velocidad y el aerogenerador aumenta su producción por lo que nos interesa realizar una optimización con respecto

a todo el año. De esta forma, en verano, que es cuando menos viento se tiene, la producción solar aumentará y en invierno, la menor producción solar será compensada por el aumento de la producción eólica.

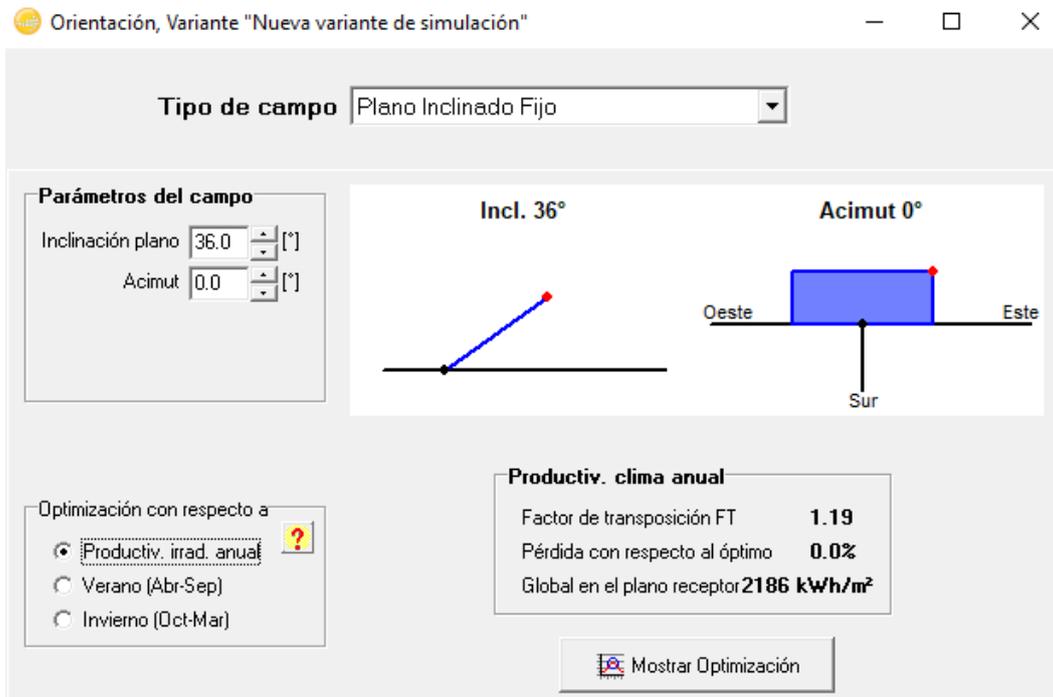


Fig. 17.7. Ajuste orientación e inclinación de los módulos fotovoltaicos [07]

En la figura 17.7, para determinar la orientación (acimut) e inclinación óptimos de los módulos, hay que fijarse en la pérdida con respecto al óptimo y en la irradiación anual en kWh/m^2 . Se debe ir variando uno de los dos parámetros (acimut o inclinación) manteniendo fijo el otro hasta que la pérdida sea nula y la irradiación anual sea máxima. En la tabla 17.1 se puede ver el proceso de ajuste de la inclinación óptima del módulo fotovoltaico manteniendo fijo el acimut a 0° . Se observa que el ángulo de inclinación óptimo que permite maximizar la irradiación anual es de 36° .

Inclinación del módulo manteniendo fijo el acimut a 0°	Pérdida con respecto al óptimo	Irradiación anual (kWh/m^2)
30°	-0,5 %	2174
31°	-0,4 %	2178
32°	-0,2 %	2181
33°	-0,1 %	2183
34°	-0,1 %	2184
35°	-0,0 %	2185
36°	-0,0 %	2186
37°	-0,0 %	2185
38°	-0,0 %	2184
39°	-0,1 %	2183
40°	-0,2 %	2182

Tabla 17.1. Proceso de ajuste del ángulo de inclinación óptimo del módulo

Para poder obtener el acimut óptimo se mantiene fija la inclinación a 36° y se varía el acimut (Tabla 17.2). Se observa que la orientación (acimut) óptima que maximiza la irradiación anual es de 0° .

Acimut del módulo manteniendo fija la inclinación a 36°	Pérdida con respecto al óptimo	Irradiación anual (kWh/m^2)
-5°	-0,1 %	2184
-4°	0,0 %	2184
-3°	0,0 %	2185
-2°	0,0 %	2185
-1°	0,0 %	2185
0°	0,0 %	2186
1°	0,0 %	2185
2°	0,0 %	2185
3°	0,0 %	2185
4°	0,0 %	2184
5°	-0,1 %	2184

Tabla 17.2. Proceso de ajuste de la orientación (acimut) óptima del módulo

Al pulsar en “Mostrar Optimización” se observa que con una inclinación de 36° y un acimut de 0° se alcanza un punto óptimo que permite aprovechar al máximo la radiación solar a lo largo del año (Figura 17.8).

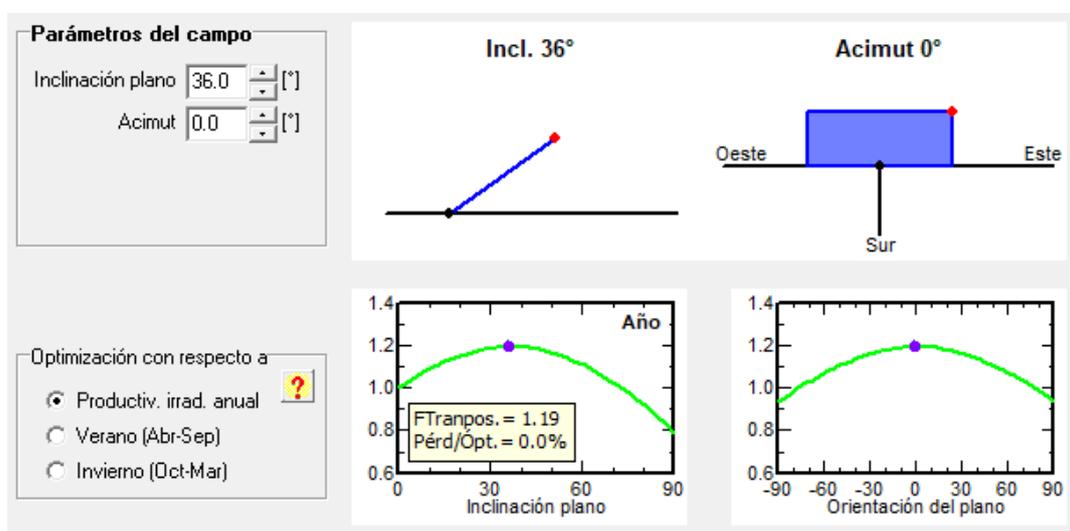


Fig. 17.8. Optimización de la irradiación anual con respecto al punto óptimo [07]

En la tabla 17.3 se muestra la comparativa de la irradiación diaria y anual obtenida en PVGIS, PVsyst y las tablas de radiación. Al variar el ángulo de inclinación del módulo manteniendo fija la orientación hacia el sur (0°) se observa que el ángulo de inclinación que permite maximizar la irradiación diaria y anual es de 36° . Por lo tanto, en el sistema, la orientación de los módulos será hacia el sur (0°) y el ángulo de inclinación idóneo para aprovechar al máximo la radiación solar será de 36° , obteniendo una H.S.P. media anual de $5,989 kWh/m^2/día$ lo que equivale a una irradiación anual de $2186 kWh/m^2$.

Orientación hacia el sur (0°)	Irradiación diaria (kWh/m ² /día)	Irradiación anual (kWh/m ²)
Tablas de radiación solar Ángulo de inclinación: 35°	5,47	1996,55
PVGIS Ángulo de inclinación: 35°	5,7096	2084,02
PVsyst Ángulo de inclinación: 35°	5,9863	2185
PVGIS Ángulo de inclinación: 34°	5,7104	2084,31
PVsyst Ángulo de inclinación: 34°	5,9835	2184
PVsyst Ángulo de inclinación: 36°	5,989	2186

Tabla 17.3. Comparativa orientación e inclinación de los módulos

17.5. Definir el perfil de carga diario en PVsyst

PVsyst permite incorporar el perfil de carga diario del sistema para poder simular el funcionamiento con el consumo real de la instalación. Para poder definir el perfil de carga diario se selecciona “Necesidades usuario” dentro de los parámetros de entrada (Figura 17.9).

Definition of Daily Household consumptions, year

Consumptions | Hourly distribution

Daily consumptions

Number	Appliance	Power	Daily use	Hourly distrib	Daily energy
16	Iluminación	15 W/lamp	4.0 h/day	OK	960 Wh
1	2 Televisores/1 Ordenador	200 W/app.	15.0 h/day	OK	3000 Wh
1	Planch/Tost/Asp/Cafetera	900 W/app.	2.5 h/day	OK	2250 Wh
1	Frigorífico/Congelador	1.80 kWh/day	24.0 h/day	OK	1800 Wh
1	Lavad/Lavavaj/Secadora	350.0 W aver.	7.0 h/day	OK	2450 Wh
1	Horno/Vitroce/Microondas	1450 W/app.	3.5 h/day	OK	5075 Wh
1	Bomba Frio-Calor/Calentad	850 W/app.	5.0 h/day	OK	4250 Wh
Stand-by consumers		10 W tot	24 h/day		240 Wh
Total daily energy					20025 Wh/day
Total monthly energy					600.8 kWh/month

Consumption definition by

Year

Seasons

Months

Week-end or Weekly use

Use only during

days in a week

Fig. 17.9. Consumo diario de las cargas de la vivienda aislada [07]

En PVsyst, sólo hay 7 posiciones para introducir las diferentes cargas del sistema por lo que simplemente deben formarse 7 grupos con las cargas e indicar la potencia eléctrica que consumen y el número de horas al día que funciona cada tipo de receptor (Figura 17.9). Se observa que se obtiene el mismo consumo diario de 20025 Wh/día. El consumo se define para todo el año, 7 días a la semana, dado que es una vivienda de uso habitual. En el apartado “Hourly distribution” se indica la distribución horaria del consumo de cada una de las cargas (Figura 17.10).

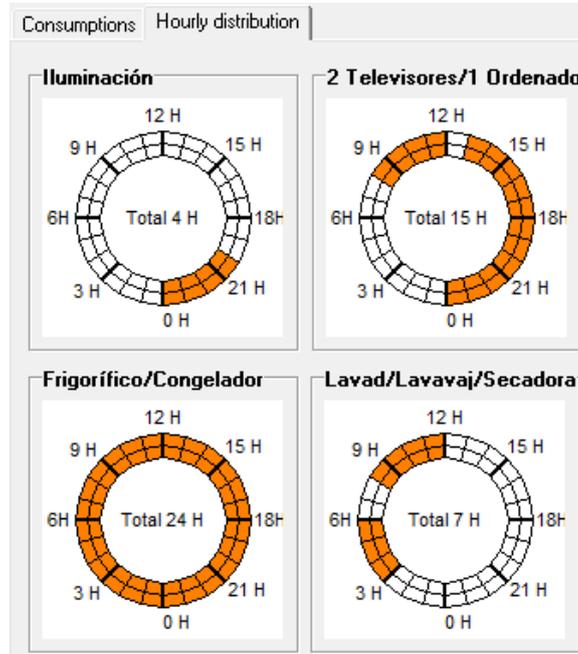


Fig. 17.10. Distribución horaria del consumo de las cargas [07]

Se ajusta la distribución horaria de las cargas en franjas de media hora (Figura 17.11).

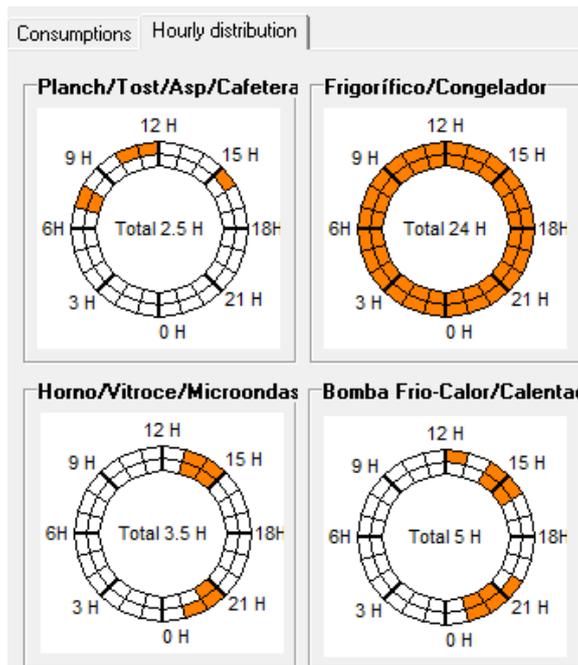


Fig. 17.11. Distribución horaria del consumo de las cargas [07]

Al terminar de introducir la distribución horaria de todas las cargas se obtiene el perfil de carga diario (Figura 17.12). Se observa que el perfil de carga diario de PVsyst es exactamente igual al que se obtuvo en la figura 13.2 y con la misma potencia máxima simultánea demandada por la instalación de 2825 W.

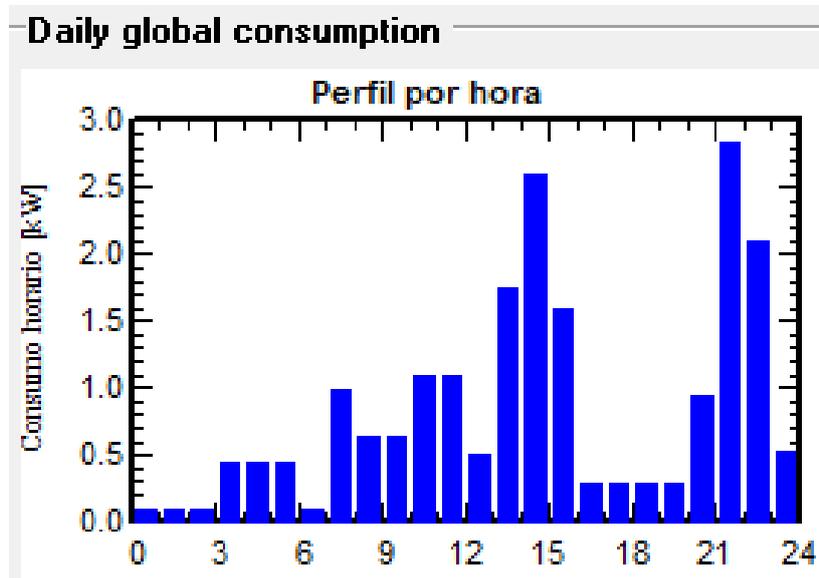


Fig. 17.12. Perfil de carga diario de la vivienda aislada [07]

17.6. Dimensionar el sistema de acumulación en PVsyst

Para dimensionar los distintos elementos del sistema se selecciona “Sistema” dentro de los parámetros de entrada. Al haber introducido el perfil de carga, el programa ya detecta que el consumo diario del sistema es de 20,025 kWh/día. Se establecen 4 días de autonomía para el sistema y una tensión de trabajo de 48 V.

Se selecciona el acumulador BAE Secura PVS Solar 20 PVS 3800 (Figura 17.13). El sistema de acumulación está formado por 24 baterías. PVsyst proporciona una serie de datos como el número de ciclos al 50 % de DOD, el peso, la energía almacenada al 80% del DOD o la energía total almacenada a lo largo de la vida útil de la batería. Se observa que los 2900 ciclos al 50% de DOD coinciden con lo reflejado en la tabla 16.1.

Specify the Battery set

Sort Batteries by voltage capacity manufacturer

BAE Secura 2V 2780 Ah Pb Open Tub PVS Solar 20 PVS 380 Since 2011 Open

Pb-ácido

24	<input checked="" type="checkbox"/> Batterys in serie	Number of batteries	24				
1	<input checked="" type="checkbox"/> Batterys in parallel	Number of elements	24		Battery pack voltage	48 V	
					Global capacity	2780 Ah	
					Stored energy (80% DOD)	107 kWh	
					Total weight	4488 kg	
					Nb. cycles at 50% DOD	2900	
					Total stored energy during the battery life	211.6 MWh	

Fig. 17.13. Selección del acumulador [07]

En la figura 17.13, la capacidad del acumulador de 2780 Ah que muestra PVsyst es a C10 que coincide con las especificaciones del fabricante de la figura 17.14. El peso de 4488 kg es el correspondiente a las 24 baterías (187 kg de la figura 15.31 x 24 baterías).

Type	C _{1h} Ah	C _{10h} Ah	C _{20h} Ah	C _{72h} Ah	C _{100h} Ah	C _{120h} Ah	C _{240h} Ah	R _{i1} mΩ	I _{k2} kA	Length mm	Width mm	Height mm	Weight (dry) kg	Weight (filled) kg
20 PVS 3800	1,470	2,780	3,100	3,643	3,750	3,804	3,984	0.14	15.30	215	490	815	127.0	187.0

Fig. 17.14. Especificaciones del fabricante del acumulador BAE 20 PVS 3800 [56]

Al pulsar en “Open” en la figura 17.13, se pueden comprobar distintos datos del acumulador como la tensión nominal, la resistencia interna o la eficiencia (Figura 17.15).

Basic parameters

Nb of elements in Series:

Nominal Voltage: V/ elem.

Capacity at C10: Ah

Internal Resistance @ Ref. Temp.: mOhm

Reference temperature: °C

Coulombic Efficiency: %

Fig. 17.15. Parámetros del acumulador [07]

En la pestaña “Graphs” se puede probar el funcionamiento del acumulador durante la carga y descarga variando la intensidad y la temperatura. Por ejemplo, en la fórmula 16.3, se calculó que para obtener 4 días de autonomía (96 horas) se necesitaba un acumulador con una capacidad mínima de 3708 Ah. Eso significa que si se le aplica una descarga constante de 38A, el acumulador debe tardar 4 días en descargarse. Se puede probar en PVsyst cuál es la intensidad que hace que el acumulador se descargue en 4 días que tendrá que ser igual a los 38 A calculados.

En la figura 17.16 se observa que se cumplen los cálculos realizados dado que para una intensidad de 38 A, el acumulador tarda 4 días (96 horas) en descargarse. También se comprueba que para una intensidad de 50 A la descarga se produce en 3 días (72 horas) y con 130 A el acumulador se descargaría en 24 horas. Se observa que cuanto mayor es la intensidad, menor es el voltaje del acumulador al final de la descarga.

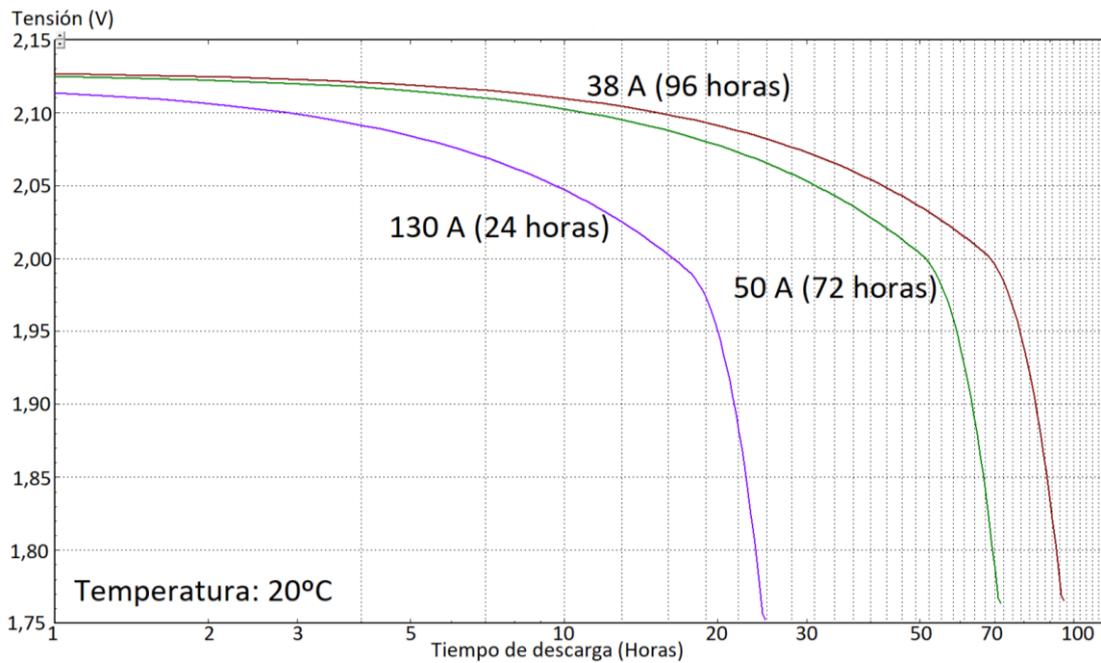


Fig. 17.16. Descarga del acumulador a 130 A (1 día), 50 A (3 días) y 38 A (4 días) [07]

En la figura 17.17 se aplican las mismas intensidades durante la carga. Para una intensidad de 130 A, el acumulador se carga en 24 horas, a 50 A tarda 3 días y a 38 A tarda 4 días en cargarse. Se observa que cuanto mayor es la intensidad, mayor es el voltaje del acumulador al final de la carga.

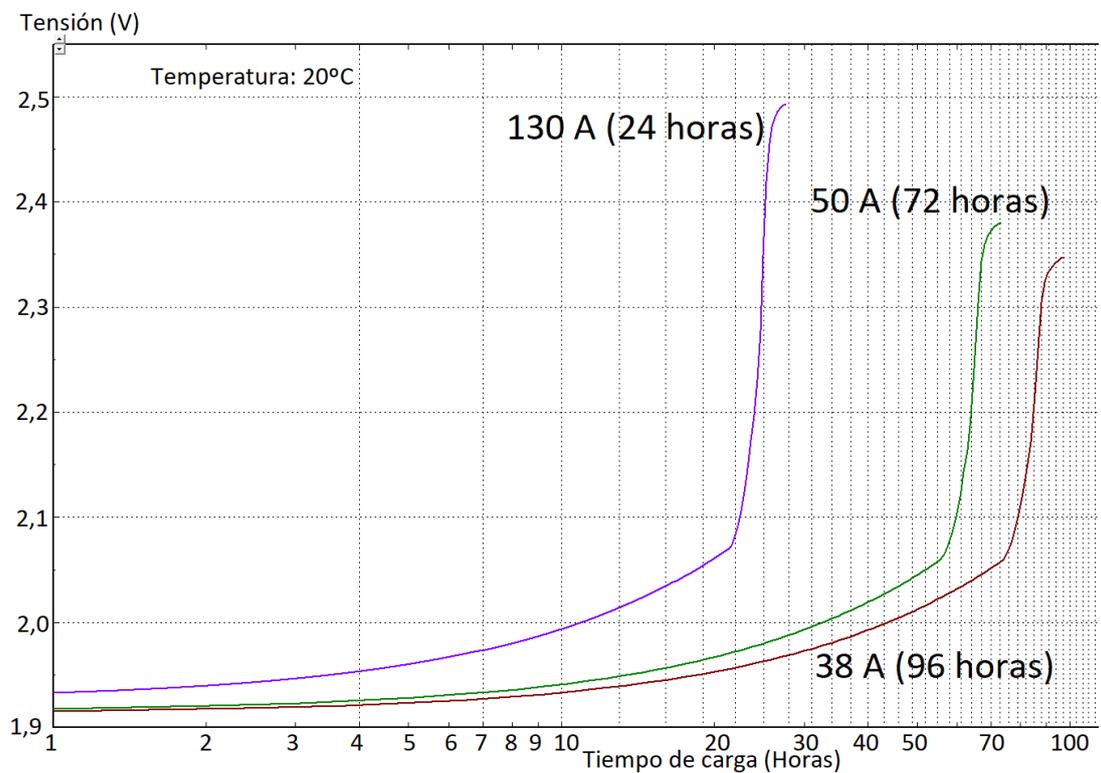


Fig. 17.17. Carga del acumulador a 130 A (1 día), 50 A (3 días) y 38 A (4 días) [07]

17.7. Dimensionar el generador fotovoltaico en PVsyst

Se selecciona el módulo fotovoltaico de silicio monocristalino LG 340N1C-A5 de 340 Wp de potencia y 29 V de tensión nominal (Figura 17.18).

Select the PV module

Todos los módulos Sort modules by: power technology

LG Electronics 340 Wp 29V Si-mono LG 340 N1C-A5 Since 2017 Manufacturer 201

Sizing voltages: Vmpp (60°C) **29.8 V**
Voc (-10°C) **45.3 V**

Fig. 17.18. Selección del módulo fotovoltaico [07]

Se introducen las dimensiones del generador fotovoltaico, 2 módulos en serie y 8 módulos en paralelo (16 módulos en total). PVsyst proporciona datos del generador fotovoltaico a varias temperaturas (Figura 17.19). Se observa que los resultados son muy parecidos a los calculados en la figura 15.25.

Operating conditions :		
V _{mpp} (60°C)	60 V	
V _{mpp} (20°C)	70 V	
V _{oc} (-10°C)	91 V	
Plane irradiance	1000 W/m²	
I _{mpp} (STC)	79.6 A	Max. operating power
I _{sc} (STC)	84.9 A	en 1000 W/m ² y 50°C
I _{sc} (at STC)	84.2 A	Array's nom. power (STC)
		4.9 kW
		5.4 kWp

Fig. 17.19. Datos del generador fotovoltaico a varias temperaturas [07]

En la figura 17.18, al pulsar “Open”, se obtienen los datos del módulo (Figura 17.20). Se observa que la eficiencia de la célula es de un 21,96 % que es superior a la del módulo (19,87 %). La resistencia serie es de 0,21 Ω y la resistencia paralelo es de 250 Ω .

Potencia nom **340.0** Wp Tol. +/- **0.0** **3.0** % Tecnología Si-mono

(en STC)

Especificaciones del fabricante o otras medidas

Cond. de referencia: G_{Ref} **1000** W/m² T_{Ref} **25** °C

Corriente de cortocircuito I_{sc} **10.530** A Circuito abierto Voc **41.10** V

Punto Potencia Máximo: I_{mpp} **9.860** A V_{mpp} **34.50** V

Coefficiente de temperatura mil_{sc} **3.2** mA/°C **N° células 60 en serie**

o mil_{sc} **0.030** %/°C

Resultado del modelo interno

Cond. de funcionamiento G_{Oper} **1000** W/m² T_{Oper} **25** °C

Punto Potencia Máximo: P_{mpp} **340.3** W Coef. temperatura **-0.37** %/°C

Corriente I_{mpp} **9.95** A Tensión V_{mpp} **34.2** V

Corriente de cortocircuito I_{sc} **10.53** A Circuito abierto Voc **41.1** V

Eficiencia / Sup. células **21.96** % / Sup. módulo **19.87** %

Resumen del modelo

Parámetro principal

R_{paral.} **250 ohm**

R_p (G=0) **3500 ohm**

R_{serie modelo} **0.21 ohm**

R_{serie máx.} **0.22 ohm**

R_{serie aparente} **0.36 ohm**

Parámetros modelo

Gamma **0.988**

I_{o Ref} **0.02 nA**

muVoc **-123 mV/°C**

miP_{máx} fijado **-0.37 /°C**

Fig. 17. 20. Especificaciones del módulo fotovoltaico [07]

En la pestaña “Gráficos” se pueden representar las curvas características del módulo variando sus principales parámetros. Por ejemplo, se puede representar la curva de corriente vs tensión en función de la irradiancia incidente para una temperatura de 25 °C (Figura 17.21). La potencia generada por el módulo a una irradiancia de 1000 W/m^2 es de 340,3 W y disminuye hasta los 66,6 W para una irradiancia de 200 W/m^2 .

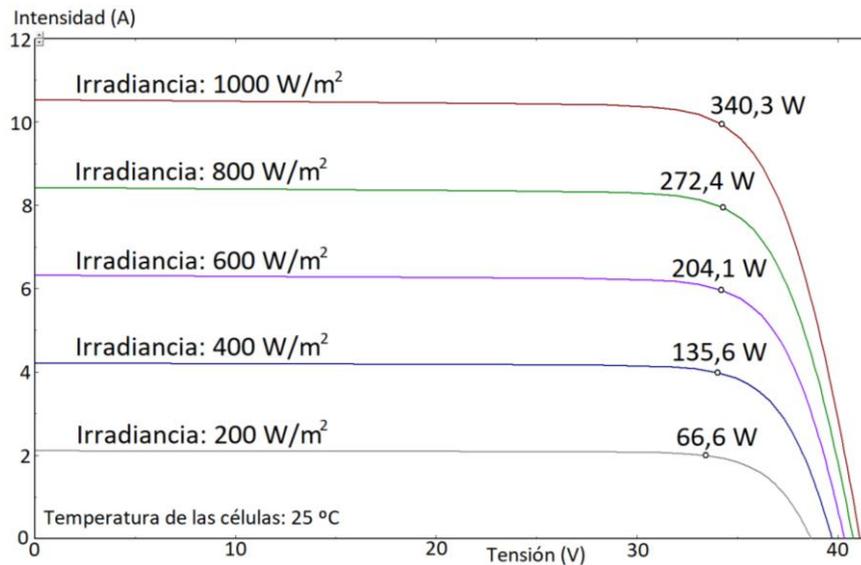


Fig. 17.21. Curva corriente vs tensión en función de la irradiancia incidente [07]

También se puede ver el efecto que tiene la variación de las resistencias serie y paralelo en el funcionamiento del módulo. La variación de la resistencia paralelo tiene un efecto muy reducido pero la resistencia serie sí que es un parámetro que hay que tener en cuenta dado que un aumento de su valor disminuye la potencia del módulo. Si se mantiene la resistencia paralelo a 250 Ω con una irradiancia de 1000 W/m^2 y una temperatura de 25 °C, y se varía la resistencia serie desde 0,2 a 1 Ω , se observa que la potencia del módulo disminuye desde los 341,4 W hasta los 264,8 W (Figura 17.22).

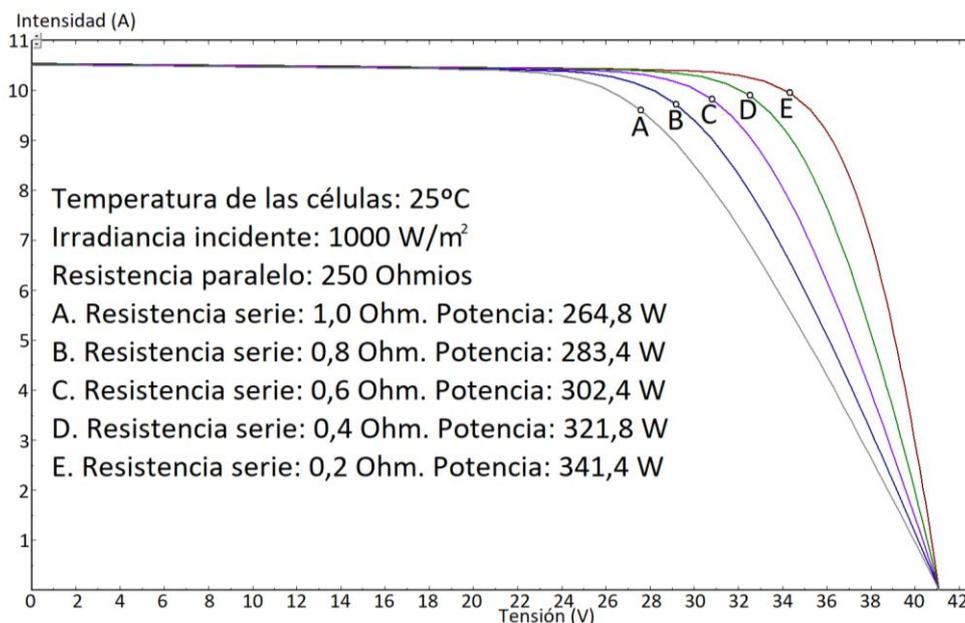


Fig. 17.22. Disminución de la potencia del módulo al aumentar la resistencia serie [07]

Otro parámetro muy importante es la temperatura que al aumentar disminuye la potencia del módulo. Para una irradiancia de 1000 W/m^2 , a una temperatura de $10 \text{ }^\circ\text{C}$, la potencia del módulo es de $358,7 \text{ W}$ y disminuye hasta los $282,8 \text{ W}$ cuando la temperatura es de $70 \text{ }^\circ\text{C}$ (Figura 17.23).

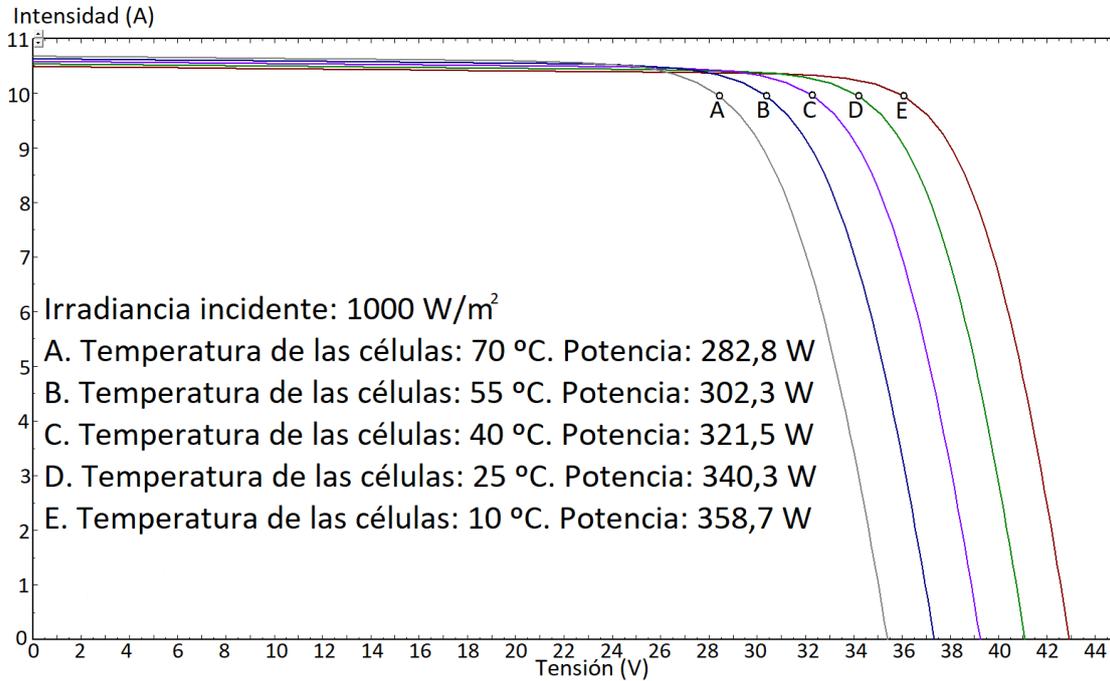


Fig. 17.23. Disminución de la potencia del módulo al aumentar la temperatura [07]

La temperatura también afecta mucho a la eficiencia del módulo. En la figura 17.24 se observa que, para una irradiancia de 1000 W/m^2 , la eficiencia del módulo es de un $21,5 \%$ a $0 \text{ }^\circ\text{C}$ y disminuye a $15,8 \%$ a una temperatura de $80 \text{ }^\circ\text{C}$.

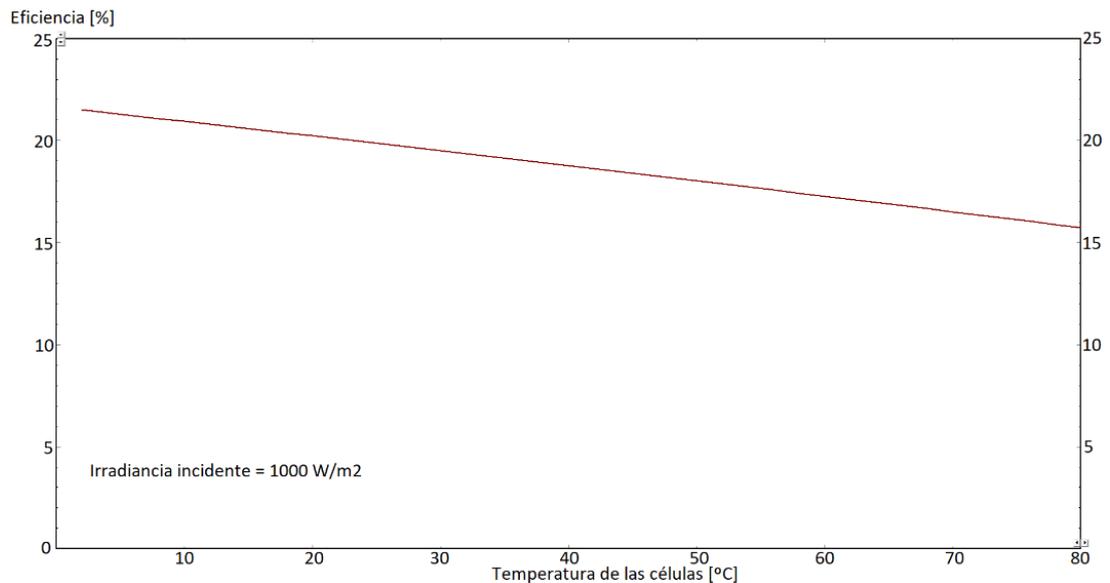


Fig. 17.24. Disminución de la eficiencia del módulo al aumentar la temperatura [07]

17.8. Elección del regulador en PVsyst

Se selecciona el regulador PWM Steca Power Tarom 4110 (Figura 17.25).

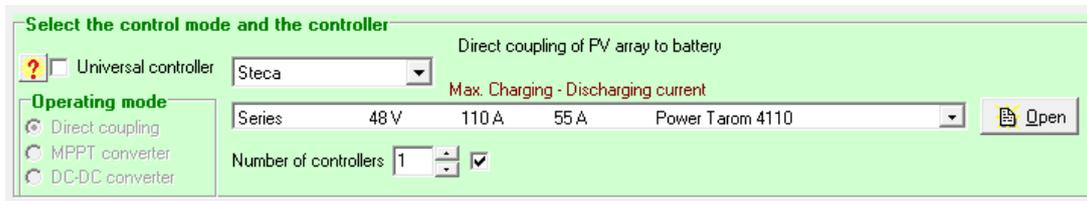


Fig. 17.25. Selección del regulador [07]

Lo más importante en el regulador de carga es ajustar los umbrales de carga y descarga. El umbral máximo de carga (U_{maxc}) y el umbral mínimo de descarga (U_{mind}) se ajustarán siempre para evitar daños en el acumulador. En este caso, se comprueba en la figura 17.26, que el acumulador se puede cargar como máximo al 90% (SOC=90%) y se puede descargar como máximo al 80% (SOC=20%).

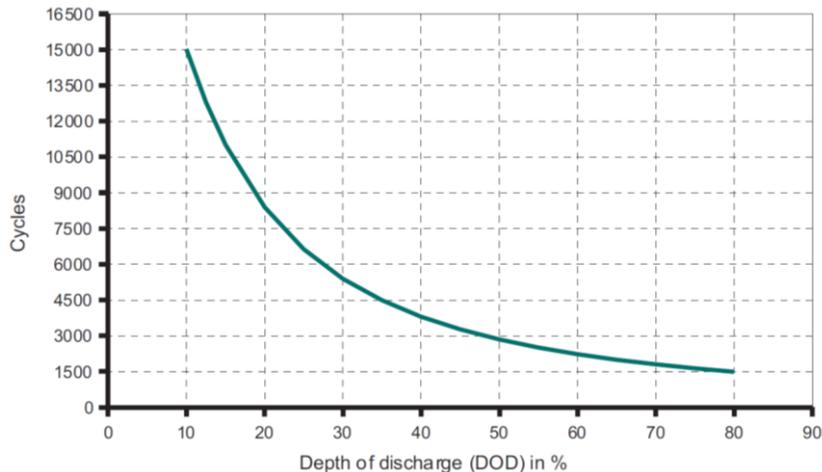


Fig. 17.26. Vida útil del acumulador en función de la DOD [56]

Durante la carga, cuando el SOC sea de un 90%, el regulador desconectará la batería del generador fotovoltaico para protegerla. En ese instante, el voltaje del acumulador empezará a disminuir y cuando el SOC sea de un cierto valor (por ejemplo del 75%) el regulador volverá a conectar el acumulador al generador fotovoltaico. Por lo tanto, en este caso, los umbrales de carga serán:

$$U_{maxc} = 0,90 \text{ (SOC = 90 \%)}$$

$$U_{minc} = 0,75 \text{ (SOC = 75 \%)}$$

Durante la descarga, cuando el SOC sea de un 20%, el regulador desconectará la batería de las cargas de la vivienda para protegerla. En ese instante, el voltaje del acumulador empezará a aumentar y cuando el SOC sea de un cierto valor (por ejemplo del 45 %) el regulador volverá a conectar el acumulador a las cargas de la vivienda. Por lo tanto, en este caso, los umbrales de descarga serán:

$$U_{minD} = 0,20 \text{ (SOC = 20 \%)}$$

$$U_{maxD} = 0,45 \text{ (SOC = 45 \%)}$$

Estos son los umbrales que deben introducirse en PVsyst (Figura 17.27). Se observa que durante la carga, cuando la tensión en el sistema de acumulación sea de 52,51 V, el regulador desconectará las baterías del generador fotovoltaico. Durante la descarga, cuando la tensión en el sistema de acumulación sea de 47,21 V, el regulador desconectará las baterías de las cargas de la vivienda.

Description **Steca, Power Tarom 4110**

Controller device with adjustable thresholds

Input (PV solar) side

Charging Thresholds Default

Triggering OFF (Vmax)	52.51 V	SOC	0.90	<input type="checkbox"/>
Triggering ON (Vmin)	50.15 V	SOC	0.75	<input checked="" type="checkbox"/>

Load management

Discharging Thresholds

Triggering OFF (Vmin)	47.21 V	SOC	0.20	<input checked="" type="checkbox"/>
Triggering ON (Vrecov.)	48.87 V	SOC	0.45	<input checked="" type="checkbox"/>

Fig. 17.27. Ajuste de los umbrales de carga y descarga del regulador [07]

Tal como se comentó, se ha diseñado el sistema de acumulación con $0,55 \leq SOC \leq 0,9$ alargando la vida de las baterías y se ha conectado el inversor directamente a las baterías. Por lo tanto, durante la descarga, será el inversor el que controle la descarga de las baterías que nunca tendrán que desconectarse de las cargas de la vivienda al estar siempre con un estado de carga superior al 55%. Este tema debe controlarse durante la simulación revisando que siempre se cumpla que $SOC \geq 0,55$.

17.9. Elección del inversor en PVsyst

En PVsyst, en los sistemas aislados, no se tiene en cuenta el inversor. En PVsyst, las necesidades del usuario se especifican en términos de energía (Wh). Esta energía puede usarse de cualquier forma, ya sea directamente por dispositivos de CC o por dispositivos de CA a través de un inversor. En sistemas aislados, el dimensionado del inversor se realiza fuera de PVsyst tal como se realizó en el apartado 16.3.

En la figura 17.28 se representa el esquema que utiliza PVsyst para los sistemas aislados. Se observa que en PVsyst se podría dimensionar un grupo electrógeno de apoyo (Back-up generator) que en este caso, al ser un sistema híbrido eólico-solar, no se necesita. Este esquema que utiliza PVsyst sería el que se utilizaría si las cargas fuesen en CC. En este caso, al ser un sistema con cargas en CA para una vivienda, se conecta el inversor directamente a las baterías para evitar dañar el regulador.

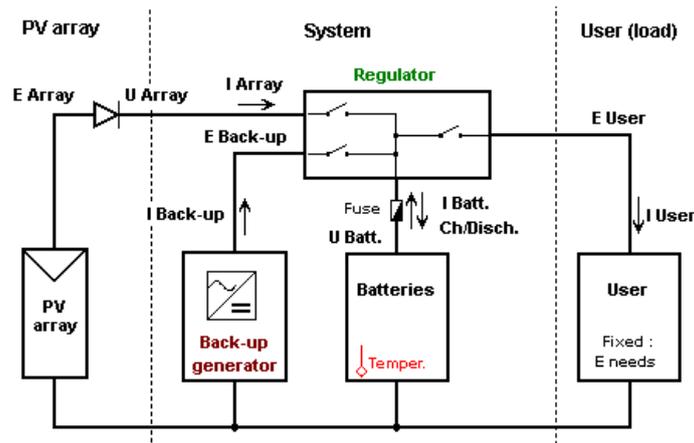


Fig. 17.28. Esquema de sistemas aislados en PVsyst [07]

El no tener inversor no afecta para nada a la simulación dado que se ha introducido en PVsyst exactamente el mismo perfil de carga que tiene la instalación lo que nos va a permitir observar el comportamiento del generador fotovoltaico, el regulador y los acumuladores en las mismas condiciones que tiene el sistema.

17.10. Simulación del sistema fotovoltaico en PVsyst

Antes de empezar con la simulación se reflejan en la tabla 17.4 las características que deben cumplir el sistema de acumulación y el sistema fotovoltaico. Se refleja la producción mensual en MWh que es como la presenta PVsyst para poder compararlas mejor. Si se cumplen las condiciones de la tabla 17.4, el sistema eólico-solar podrá ser totalmente independiente de la red eléctrica y tampoco necesitará un grupo electrógeno de apoyo.

Estado de carga sistema de acumulación: $0,55 \leq SOC \leq 0,9$	
Producción mínima mensual del sistema fotovoltaico	
Enero	0,534 MWh
Febrero	0,482 MWh
Marzo	0,534 MWh
Abril	0,517 MWh
Mayo	0,534 MWh
Junio	0,517 MWh
Julio	0,534 MWh
Agosto	0,534 MWh
Septiembre	0,517 MWh
Octubre	0,534 MWh
Noviembre	0,517 MWh
Diciembre	0,534 MWh

Tabla 17.4. Condiciones del sistema de acumulación y del generador fotovoltaico

La simulación del sistema en PVsyst se ejecuta con "Run Simulation". En la figura 17.29 se muestran los resultados principales de la simulación. Se observa que el factor de

rendimiento es de un 60,87% y que la energía faltante es de 0,20 MWh/año debiendo comprobar si podrá ser compensada con la energía eólica.

Sistema Aislado: Resultados principales

Proyecto : Vivienda aislada en Alicante

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema		Tipo de sistema	Aislado	
Orientación Campos FV	inclinación	36°	acimut	0°
Módulos FV	Modelo	LG 340 N1C-A5	Pnom	340 Wp
Generador FV	N° de módulos	16	Pnom total	5.44 kWp
Batería	Modelo	PVS Solar 20 PVS 3800		Pb-ácido, abierta, tubular
Banco de baterías	N° de unidades	24	Tensión/Capacidad	48 V / 2780 Ah
Necesidades de los usuarios	Cons. domésticos diarios	Constante durante el año	Global	7309 kWh/año

Resultados principales de la simulación

Producción del Sistema	Energía disponible	8.49 MWh/año	Produc. específico	1561 kWh/kWp/año
	Energía utilizada	7.11 MWh/año	Exced. (inutilizado)	1.09 MWh/año
	Factor de rendimiento (PR)	60.87 %	Fracción solar SF	97.24 %
Pérdida de carga	Fracción de tiempo	2.8 %	Energía faltante	0.20 MWh/año

Fig. 17.29. Resultados principales de la simulación [07]

En la figura 17.30 se muestran las producciones normalizadas por kWp instalado. Se observa que la energía suministrada al usuario es constante de Marzo a Octubre pero se produce una disminución de Noviembre a Febrero. Esto significa, que en los meses de menor radiación solar, el sistema fotovoltaico no será capaz de suministrar toda la energía solicitada por las cargas de la vivienda. Sin embargo, en los meses de mayor radiación solar, se observa un excedente de energía no utilizada por el sistema.

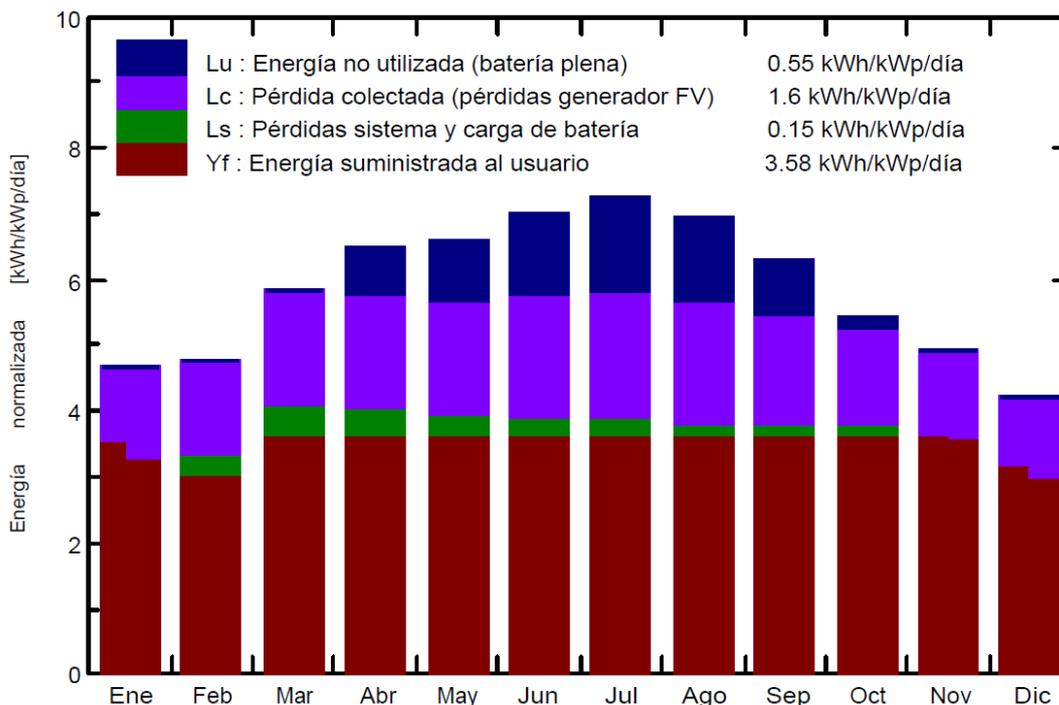


Fig. 17.30. Producciones normalizadas (por kWp instalado) [07]

En la figura 17.31 se muestra el factor de rendimiento (PR) y la fracción solar (SF). Se observa que la fracción solar es constante de Marzo a Noviembre pero disminuye de

Diciembre a Febrero. Esto es debido a que la SF es mayor cuanto mayor es la energía suministrada al usuario según la expresión 17.1. Por eso, la SF es mayor en los meses de mayor radiación solar.

$$SF = \frac{E_{User}}{E_{Load}} = \frac{\text{Energía suministrada al usuario}}{\text{Energía solicitada por el usuario}} \quad (17.1)$$

Por el contrario, el factor de rendimiento (PR) disminuye en los meses de mayor radiación solar. Esto es debido a que el PR es inversamente proporcional a la irradiación global incidente:

$$PR = \frac{E_{User}}{GlobInc \cdot P_{nom\ total}} \quad (17.2)$$

Donde:

$GlobInc$: Irradiación Global Incidente en el plano receptor [kWh/m^2]

$P_{nom\ total}$: P_{maxG} : Potencia nominal del generador fotovoltaico: 5,44 kWp

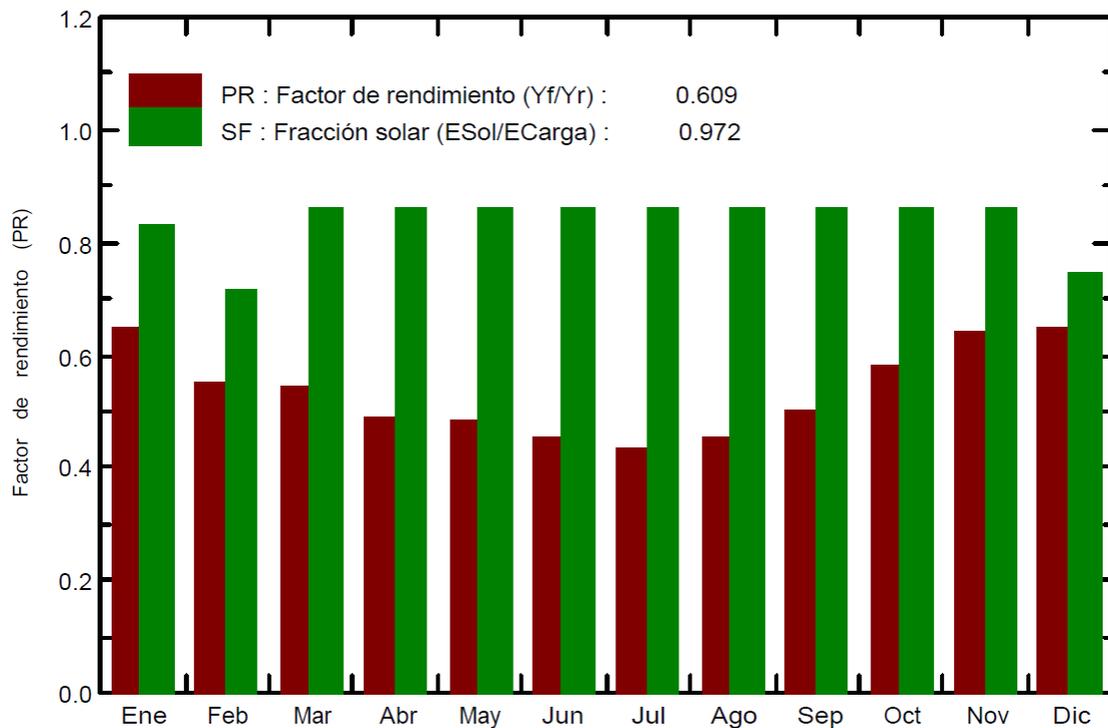


Fig. 17.31. Factor de rendimiento (PR) y Fracción solar (SF) [07]

En la figura 17.32 se muestran en una tabla los resultados principales de irradiación y energía. Se observa que en los meses de Diciembre a Febrero el sistema fotovoltaico no puede satisfacer las necesidades de energía de la vivienda. En los meses de Diciembre y Enero, esa falta de energía sería compensada por la energía eólica pero se ha marcado en rojo el mes de Febrero en el cual la energía suministrada al usuario está por debajo del mínimo reflejado en la tabla 17.4.

	GlobHor kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	E Avail MWh	EUnused MWh	E Miss MWh	E User MWh	E Load MWh	SolFrac
Enero	83.1	143.3	0.558	0.000	0.023	0.597	0.621	0.962
Febrero	92.2	130.8	0.512	0.000	0.096	0.465	0.561	0.829
Marzo	142.6	177.1	0.698	0.000	0.000	0.621	0.621	1.000
Abril	180.2	190.1	0.778	0.117	0.000	0.601	0.601	1.000
Mayo	213.3	198.6	0.815	0.150	0.000	0.621	0.621	1.000
Junio	231.5	203.5	0.837	0.198	0.000	0.601	0.601	1.000
Julio	242.8	218.6	0.899	0.238	0.000	0.621	0.621	1.000
Agosto	209.3	210.7	0.866	0.220	0.000	0.621	0.621	1.000
Septiembre	157.3	184.9	0.758	0.132	0.000	0.601	0.601	1.000
Octubre	120.7	165.9	0.675	0.031	0.000	0.621	0.621	1.000
Noviembre	87.3	146.0	0.589	0.000	0.000	0.601	0.601	1.000
Diciembre	72.7	129.3	0.507	0.000	0.082	0.538	0.621	0.867
Año	1833.0	2098.8	8.492	1.087	0.202	7.107	7.309	0.972

Leyendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	E Miss	Energía faltante
	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	E User	Energía suministrada al usuario
	E Avail	Energía Solar Disponible	E Load	Necesidad de energía del usuario (Carga)
	EUnused	Pérdida de energía no utilizada (batería plena)	SolFrac	Fracción solar (EUtilizada/ECarga)

Fig. 17.32. Principales resultados de irradiación y energía [07]

Con los datos de la figura 17.32 ya se puede calcular la fracción solar (SF). La energía anual solicitada por la vivienda ($E Load$) es:

$$E Load = 20025 \frac{Wh}{día} \cdot 365 días = 7309,125 kWh/año$$

La energía faltante ($E Miss$) será:

$$E Miss = E Load - E User = 7309,125 kWh - 7107 kWh = 202,125 kWh/año$$

Por lo tanto, la fracción solar (SF) será:

$$SF = \frac{E User}{E Load} = \frac{7107 kWh/año}{7309,125 kWh/año} = 0,972$$

Para calcular el factor de rendimiento (PR) se necesita el valor de $GlobInc$ que no aparece en la figura 17.32. De los resultados de la simulación se obtiene la tabla de la figura 17.33 que compara la irradiación global horizontal ($GlobHor$) y la irradiación global incidente en el plano receptor ($GlobInc$).

Por lo tanto, el factor de rendimiento (PR) será:

$$PR = \frac{E User}{GlobInc \cdot Pnom total} = \frac{7107 kWh}{2146,4 \frac{kWh}{m^2} \cdot 5,44 kWp} = 0,6086 \rightarrow 60,86\%$$

	GlobHor kWh/m ²	GlobInc kWh/m ²
Enero	83.1	145.5
Febrero	92.2	133.3
Marzo	142.6	180.7
Abril	180.2	195.0
Mayo	213.3	204.1
Junio	231.5	209.6
Julio	242.8	224.7
Agosto	209.3	216.0
Septiembre	157.3	189.1
Octubre	120.7	168.9
Noviembre	87.3	148.2
Diciembre	72.7	131.2
Año	1833.0	2146.4

Fig. 17.33. Irradiación global horizontal e irradiación global incidente en el plano receptor [07]

En la figura 17.34 se muestra la energía mensual solicitada por las cargas de la vivienda (*E Load*) y la energía suministrada por el sistema fotovoltaico a la vivienda (*E User*). El mes de Febrero es el más desfavorable dado que es cuando hay un mayor desfase entre las necesidades de la vivienda y el suministro de energía que le proporciona el sistema.

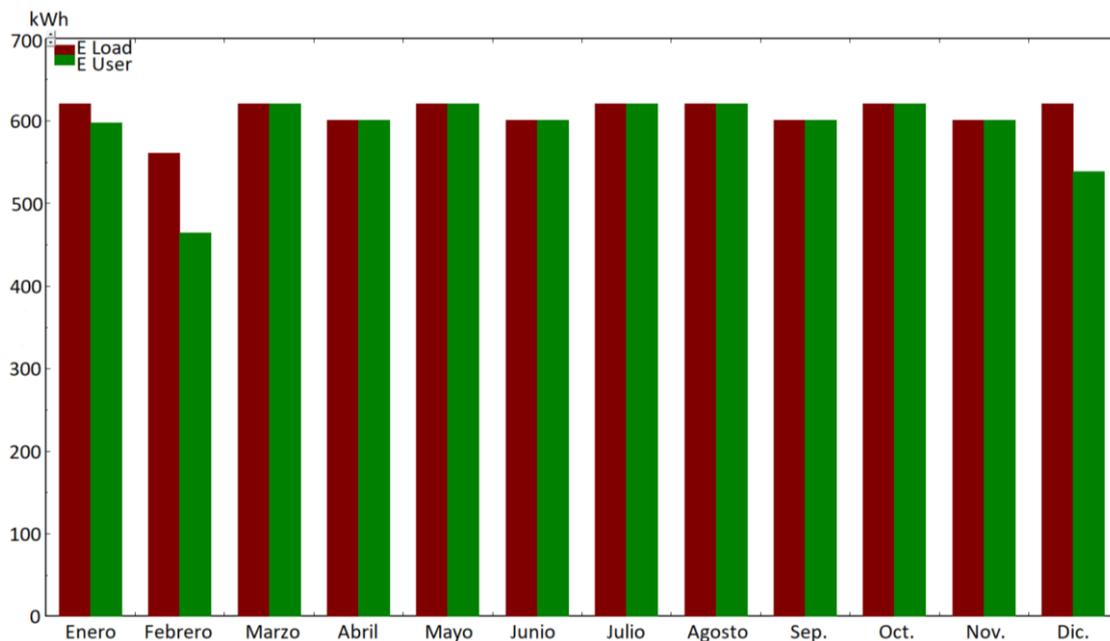


Fig. 17.34. Relación entre la energía solicitada por la vivienda y la proporcionada por el sistema [07]

A continuación se comprobará el comportamiento que ha tenido el sistema de acumulación durante la simulación. En la figura 17.35 se muestra una tabla con la tensión media de la batería (*U Batt*), el estado de carga medio (*SOCmean*) y el estado de carga final (*SOC End*). Se han marcado en color rojo los valores del estado de carga que no cumplen las condiciones de la tabla 17.4 ($SOC < 0,55$). Se observa que desde Diciembre a Marzo, el sistema de acumulación no cumple las condiciones impuestas en el diseño original.

	U Batt	SOCmean	SOC End
	V		
Enero	48.3	0.333	0.288
Febrero	48.5	0.375	0.415
Marzo	48.9	0.459	0.644
Abril	50.7	0.840	0.837
Mayo	50.8	0.858	0.883
Junio	50.9	0.873	0.880
Julio	50.9	0.875	0.878
Agosto	50.9	0.871	0.839
Septiembre	50.7	0.847	0.836
Octubre	50.4	0.811	0.816
Noviembre	50.1	0.730	0.621
Diciembre	48.6	0.405	0.363
Año	50.0	0.691	0.363

Fig. 17.35. Tensión media de las baterías, SOC medio y SOC final [07]

En la figura 17.36 se muestra el estado de carga inicial, medio y final de las baterías a lo largo del año. Se observa que en los meses de mayor radiación solar, el regulador PWM consigue mantener a las baterías en un estado de carga cercano al 90% pero desde Diciembre a Marzo, el estado de carga disminuye por debajo del 45%.

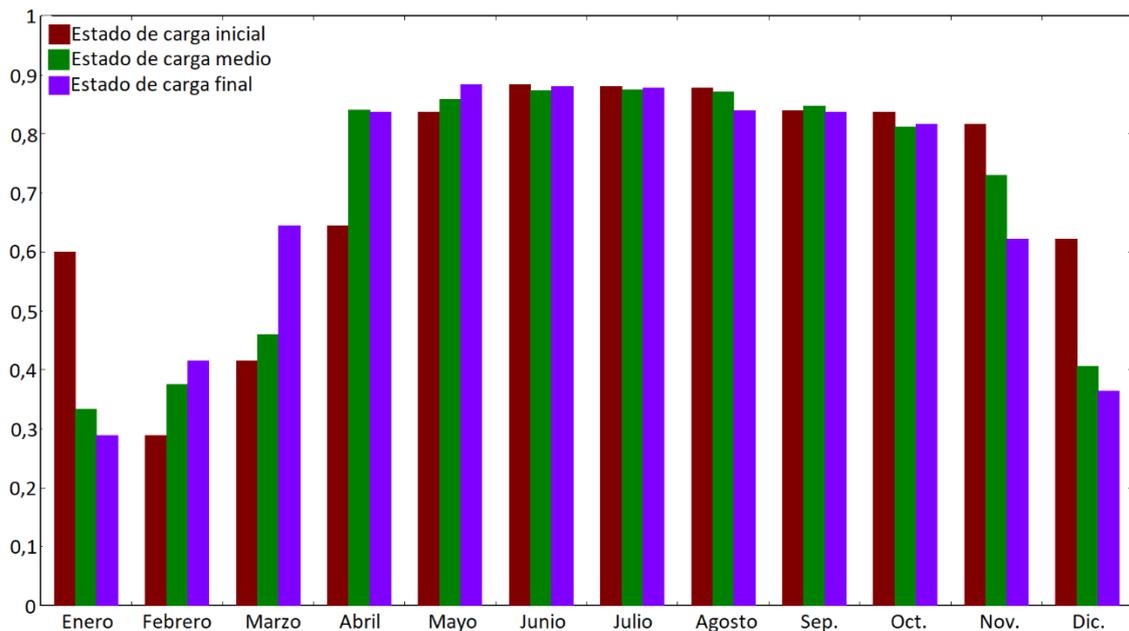


Fig.17.36. Estado de carga inicial, medio y final de las baterías a lo largo del año [07]

17.11. Estudio comparativo de un regulador PWM y MPPT en PVsyst

Tal como se ha comprobado en el apartado anterior, el regulador PWM no ha conseguido alcanzar los objetivos de diseño en cuanto a producción y estado de carga de las baterías. En este apartado se realizará un estudio comparativo del funcionamiento del sistema al utilizar un regulador PWM y uno MPPT.

Se utilizará el regulador MPPT Studer VarioTrack VT80-48V cuyas características aparecen en la figura 17.37. El regulador MPPT dispone de 4 etapas de carga y una eficiencia del 98 %.

Electrical characteristics PV array side	VT-65			VT-80		
	12 V	24 V	48 V	12 V	24 V	48 V
Maximum Solar power recommended (IGSTC)	1000 W	2000 W	4000 W	1250 W	2500 W	5000 W
Maximum Solar Open Circuit Voltage	80 Vdc		150 Vdc	80 Vdc		150 Vdc
Maximum Solar functional circuit voltage	75 Vdc		145 Vdc	75 Vdc		145 Vdc
Electrical characteristics Battery side						
Maximum Output Current	65 A			80 A		
Nominal Battery Voltages	automatic / manual set to 12, 24 or 48 Vdc					
Operating voltage range	above battery voltage, minimum 7 V					
Performances of the device						
Power Conversion Efficiency (in a 48 V typical-system)	98 %					
Maximum Stand-By Self-consumption (48 V)	25 mA > 1.2 W					
Maximum Stand-By Self-consumption (24 V)	30 mA > 0.8 W					
Maximum Stand-By Self-consumption (12 V)	35 mA > 0.5 W					
Charging stages	4 stages : Bulk, Absorption, Float, Equalization					

Fig. 17.37. Características regulador MPPT Studer VarioTrack VT80-48V [127]

Se selecciona en PVsyst el regulador MPPT (Figura 17.38).

Fig. 17.38. Selección del regulador MPPT en PVsyst [07]

Al pulsar en “Open” se muestran las características eléctricas del regulador MPPT (Figura 17.39).

Fig. 17.39. Características eléctricas del regulador MPPT [07]

También se pueden comprobar los parámetros de entrada y salida del regulador MPPT (Figura 17.40).

Input side (DC PV field)		Output (Battery and Load)	
Minimum MPP Voltage	54 V	Nominal output voltage	48 V
Maximum MPP Voltage	145 V	Nominal Output Power	5.00 kW
Maximum Array Voltage	150 V	Maximal Output Power	5.00 kW
Power Threshold	50.0 W	Nominal Output Current	104 A

Fig. 17.40. Parámetros de entrada y salida del regulador MPPT [07]

En la figura 17.41 se muestran los datos de eficiencia del regulador MPPT en función de la potencia de entrada. Se observa que la eficiencia del regulador MPPT se mantiene por encima del 90 % entre 0,5 y 5,5 kW.

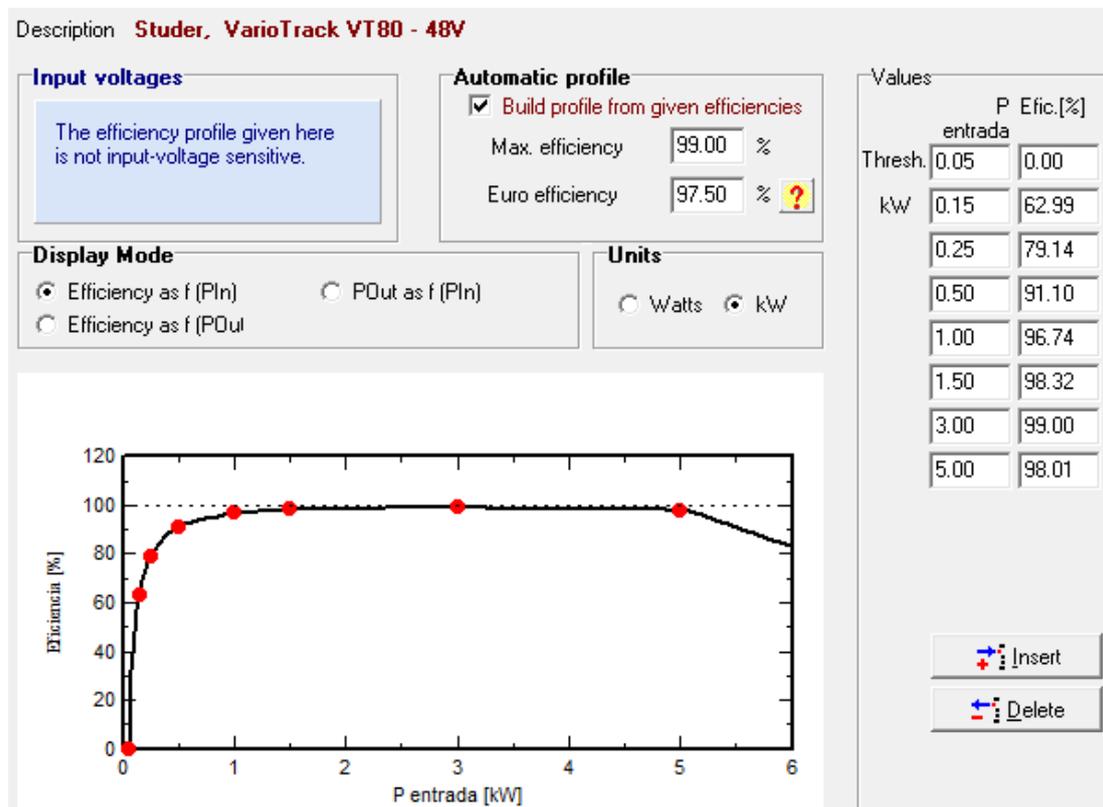


Fig. 17.41. Eficiencia del regulador MPPT [07]

Para comparar los dos reguladores en las mismas condiciones, se ajustan los mismos umbrales de carga y descarga en el regulador MPPT que los que se fijaron en el regulador PWM (Figura 17.42).

Description **Studer, VarioTrack VT80 - 48V**

Controller device with adjustable thresholds

Input (PV solar) side

Charging Thresholds Default

Triggering OFF (Vmax) V SOC

Triggering ON (Vmin) V SOC

Load management

Discharging Thresholds

Triggering OFF (Vmin) V SOC

Triggering ON (Vrecov.) V SOC

Fig. 17.42. Umbrales de carga y descarga del regulador MPPT [07]

Al realizar la simulación con el regulador MPPT se comprueba que la producción, el rendimiento y la fracción solar han aumentado (Figura 17.43).

Resultados principales de la simulación

Producción del Sistema	Energía disponible	10.00 MWh/año	Produc. específico	1837 kWh/kWp/año
	Energía utilizada	7.31 MWh/año	Exced. (inutilizado)	2.25 MWh/año
	Factor de rendimiento (PR)	62.60 %	Fracción solar SF	100.00 %
Pérdida de carga	Fracción de tiempo	0.0 %	Energía faltante	0.00 MWh/año

Fig. 17.43. Resultados principales de la simulación con el regulador MPPT [07]

En la figura 17.44 se muestran las producciones normalizadas (por kWp instalado) a lo largo del año. Se observa que con el regulador MPPT se consigue mantener constante la energía suministrada al usuario durante todo el año.

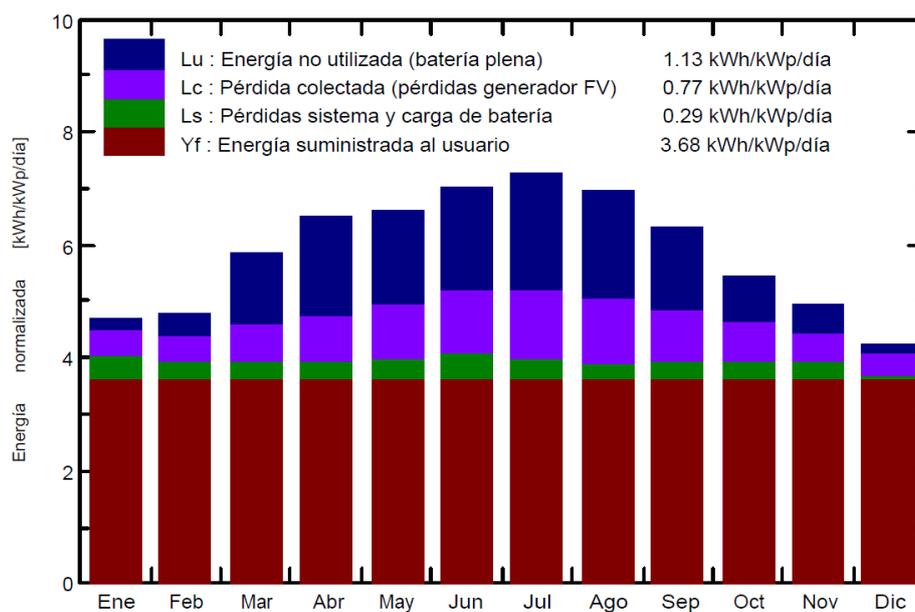


Fig. 17.44. Producciones normalizadas (por kWp instalado) a lo largo del año [07]

En la figura 17.45 se muestra el factor de rendimiento y la fracción solar. Se observa que con el regulador MPPT aumenta el rendimiento de un 60,7 % a un 62,6 % y la fracción solar ha pasado del 97,24 % al 100 %.

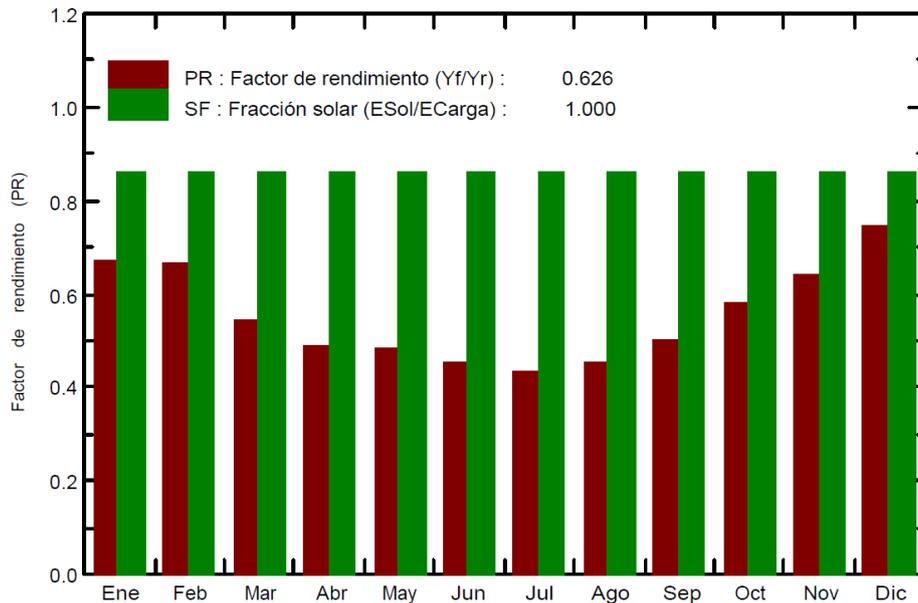


Fig. 17.45. Factor de rendimiento y fracción solar [07]

En la figura 17.46 se muestra una tabla con los principales resultados de irradiación y energía. Se observa que con el regulador MPPT se consigue suministrar a la vivienda toda la energía solicitada a lo largo del año (E User = E Load) y por lo tanto ya no se tiene energía faltante (E Miss = 0).

	GlobHor kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	E Avail MWh	EUnused MWh	E Miss MWh	E User MWh	E Load MWh	SolFrac
Enero	83.1	143.3	0.709	0.032	0.000	0.621	0.621	1.000
Febrero	92.2	130.8	0.647	0.052	0.000	0.561	0.561	1.000
Marzo	142.6	177.1	0.854	0.202	0.000	0.621	0.621	1.000
Abril	180.2	190.1	0.917	0.278	0.000	0.601	0.601	1.000
Mayo	213.3	198.6	0.941	0.275	0.000	0.621	0.621	1.000
Junio	231.5	203.5	0.951	0.289	0.000	0.601	0.601	1.000
Julio	242.8	218.6	1.005	0.342	0.000	0.621	0.621	1.000
Agosto	209.3	210.7	0.969	0.318	0.000	0.621	0.621	1.000
Septiembre	157.3	184.9	0.863	0.229	0.000	0.601	0.601	1.000
Octubre	120.7	165.9	0.789	0.135	0.000	0.621	0.621	1.000
Noviembre	87.3	146.0	0.712	0.079	0.000	0.601	0.601	1.000
Diciembre	72.7	129.3	0.640	0.022	0.000	0.621	0.621	1.000
Año	1833.0	2098.8	9.996	2.253	0.000	7.309	7.309	1.000

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal E Miss Energía faltante
 GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados E User Energía suministrada al usuario
 E Avail Energía Solar Disponible E Load Necesidad de energía del usuario (Carga)
 EUnused Pérdida de energía no utilizada (batería plena) SolFrac Fracción solar (EUtilizada/ECarga)

Fig. 17.46. Principales resultados de irradiación y energía [07]

A continuación se comprueba el comportamiento que ha tenido el sistema de acumulación durante la simulación con el regulador MPPT. En la figura 17.47 se muestra

una tabla con la tensión media de la batería (U Batt), el estado de carga medio (SOCmean) y el estado de carga final (SOC End). Se observa que con el regulador MPPT el estado de carga mínimo a lo largo del año es de un 68,5 %.

	U Batt	SOCmean	SOC End
	V		
Enero	49.9	0.685	0.773
Febrero	50.3	0.771	0.838
Marzo	50.6	0.834	0.831
Abril	50.7	0.851	0.851
Mayo	50.7	0.851	0.836
Junio	50.7	0.858	0.860
Julio	50.7	0.859	0.859
Agosto	50.7	0.857	0.827
Septiembre	50.6	0.844	0.826
Octubre	50.6	0.842	0.828
Noviembre	50.6	0.837	0.840
Diciembre	50.5	0.812	0.689
Año	50.5	0.825	0.689

Fig. 17.47. Tensión media, estado de carga medio y estado de carga final de las baterías [07]

En la figura 17.48 se muestra el estado de carga inicial, medio y final de las baterías a lo largo del año. Se observa que con el regulador MPPT, el estado de carga se mantiene todo el año por encima del 60 %.

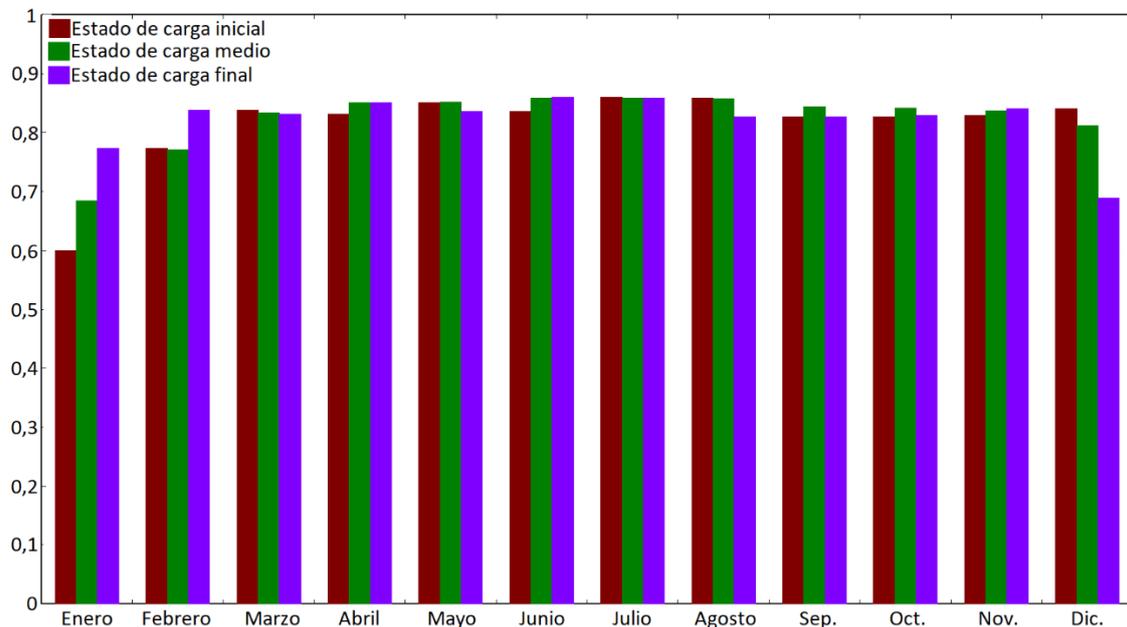


Fig. 17.48. Estado de carga inicial, medio y final de las baterías [07]

Se ha comprobado que con el regulador MPPT se podría abastecer de energía a la vivienda incluso sin el apoyo de la energía eólica. Si el sistema fuese únicamente solar fotovoltaico esta sería la mejor opción. Sin embargo, en este caso, al tener un sistema híbrido eólico-solar, se puede aumentar el rendimiento y la producción a costa de reducir el estado de carga y la energía suministrada al usuario haciendo así que nuestro sistema

sea más eficiente. Dicha disminución del estado de carga y de la energía suministrada al usuario será compensada por la energía eólica.

Si se revisa la fórmula del factor de rendimiento (PR), se observa que es inversamente proporcional a la potencia nominal del generador fotovoltaico. Por lo tanto, si se reduce el número de módulos fotovoltaicos, aumentará el rendimiento pero la energía suministrada al usuario (E_{User}) y el estado carga (SOC) disminuirán:

$$Si P_{nom\ total} \downarrow \rightarrow PR \uparrow; E_{User} \downarrow; SOC \downarrow$$

Por lo tanto, para conseguir que el sistema sea más eficiente, debe reducirse el número de módulos fotovoltaicos y elegir la opción que permita cumplir las condiciones de la tabla 17.4 y cuya producción sea lo mayor posible.

En la tabla 17.5 se muestran las principales características del sistema en función del tipo de regulador y del número de módulos fotovoltaicos instalados.

	SOC Mínima (%)	SOC Máxima (%)	E User Mínima (MWh)	PR (%)	SF (%)	Producción (kWh/kWp/año)
PWM (2x8)	28,8	88,3	0,597 (Enero) 0,465 (Feb.) 0,538 (Dic.)	60,87	97,24	1561
MPPT (2x8)	68,5	86	E User = E Load	62,6	100	1837
MPPT (3x5)	59,5	86	E User = E Load	66,77	100	1843
MPPT (2x7)	37	86,2	E User = E Load	71,54	100	1835
MPPT (2x6)	27,5	86,9	0,575 (Enero) 0,443 (Feb.) 0,557 (Nov.) 0,447 (Dic.)	79,12	94,8	1831
MPPT (3x4)	28	86,9	0,576 (Enero) 0,445 (Feb.) 0,549 (Nov.) 0,466 (Dic.)	79,27	94,98	1838

Tabla 17.5. Comparativa regulador PWM y regulador MPPT

En la tabla 17.5 se observa que a medida que se reduce el número de módulos, aumenta el rendimiento pero esto produce una reducción del estado de carga y de la energía suministrada al usuario que en los meses de Febrero y Diciembre no puede ser compensada por la energía eólica.

Se ha resaltado en amarillo la mejor opción que consiste en utilizar un regulador MPPT con un generador fotovoltaico de 3x5 (3 módulos en serie x 5 módulos en paralelo). Esta opción permite alcanzar los objetivos de diseño del estado de carga y de la energía

mínima suministrada al usuario. Además, el rendimiento aumenta al 66,77 %, se obtiene una fracción solar del 100 % y se consigue la mayor producción con 1843 kWh/kWp/año.

En este apartado se han comprobado las múltiples ventajas al usar un regulador MPPT frente a un regulador PWM:

- Se reduce el número de módulos fotovoltaicos en una unidad con el consiguiente ahorro económico y de espacio. Con 16 módulos (regulador PWM) el área ocupada por el generador fotovoltaico es de 27m². Con 15 módulos (regulador MPPT) el área ocupada por el generador fotovoltaico es de 26m².
- Aumenta la fracción solar en un 2,76 %.
- Se consigue suministrar la energía necesaria a las cargas de la vivienda durante todo el año.
- Aumenta un 5,9 % el rendimiento del sistema.
- Aumenta el estado de carga mínimo un 30,7 % alargando la vida útil de las baterías.
- Aumenta en un 18 % la producción.

17.12. Estudio del seguimiento solar de un eje horizontal en PVsyst

En este apartado se estudiará el comportamiento de un sistema de seguimiento solar de un eje horizontal comparándolo con su sistema equivalente con módulos fijos. Para ello, se utilizará el sistema MPPT (3x5) resaltado en amarillo en la tabla 17.5 al cual se le añadirá un seguimiento solar de un eje horizontal comparando los resultados respecto de los obtenidos con módulos fijos.

Se selecciona en PVsyst el sistema de seguimiento solar de un eje horizontal (Figura 17.49). El seguimiento en un eje horizontal permite el giro en el eje longitudinal del módulo ajustando la inclinación del mismo de forma automática. Para ello, en PVsyst se mantiene la orientación (acimut) a 0° tal como estaba y se ajusta el sistema de seguimiento para que vaya variando la inclinación de los módulos desde -90° a 90°.

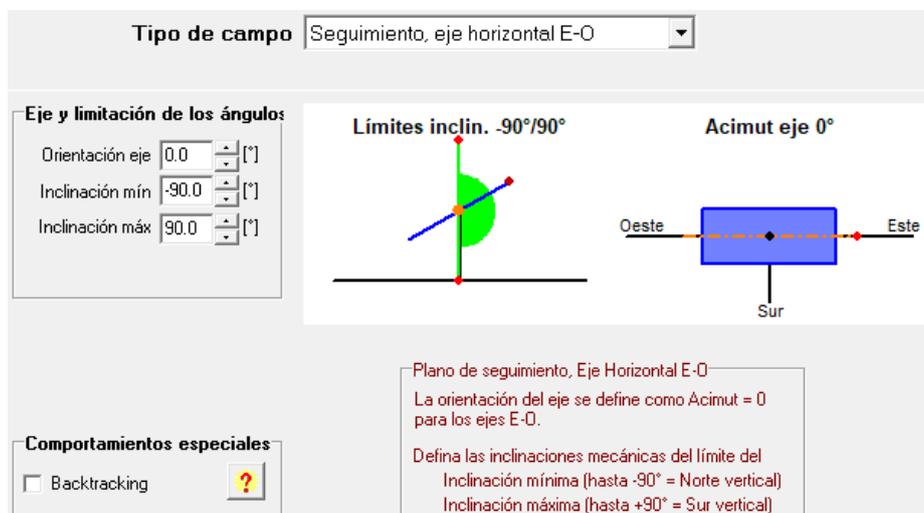


Fig. 17.49. Ajuste del seguimiento solar de un eje horizontal [07]

En la figura 17.50 se muestran los principales resultados de la simulación. Se observa que la producción ha aumentado pero que el rendimiento ha disminuido respecto del sistema con módulos fijos.

Sistema Aislado: Resultados principales				
Proyecto :		Vivienda aislada en Alicante		
Variante de simulación :		Nueva variante de simulación		
Parámetros principales del sistema		Tipo de sistema	Aislado	
Orientación Campos FV	Seguimiento, eje horizontal E-O	Acimut normal al eje	0°	
Módulos FV	Modelo	LG 340 N1C-A5	Pnom	340 Wp
Generador FV	N° de módulos	15	Pnom total	5.10 kWp
Batería	Modelo	PVS Solar 20 PVS 3800	Pb-ácido, abierta, tubular	
Banco de baterías	N° de unidades	24	Tensión/Capacidad	48 V / 2780 Ah
Necesidades de los usuarios	Cons. domésticos diarios	Constante durante el año	Global	7309 kWh/año
Resultados principales de la simulación				
Producción del Sistema	Energía disponible	10.12 MWh/año	Produc. específico	1984 kWh/kWp/año
	Energía utilizada	7.31 MWh/año	Exced. (inutilizado)	2.40 MWh/año
	Factor de rendimiento (PR)	62.04 %	Fracción solar SF	100.00 %
Pérdida de carga	Fracción de tiempo	0.0 %	Energía faltante	0.00 MWh/año

Fig. 17.50. Principales resultados de la simulación [07]

En la figura 17.51 se muestran las producciones normalizadas por kWp instalado. Se observa que la energía suministrada al usuario es constante durante todo el año pero ahora la energía no utilizada ha aumentado considerablemente.

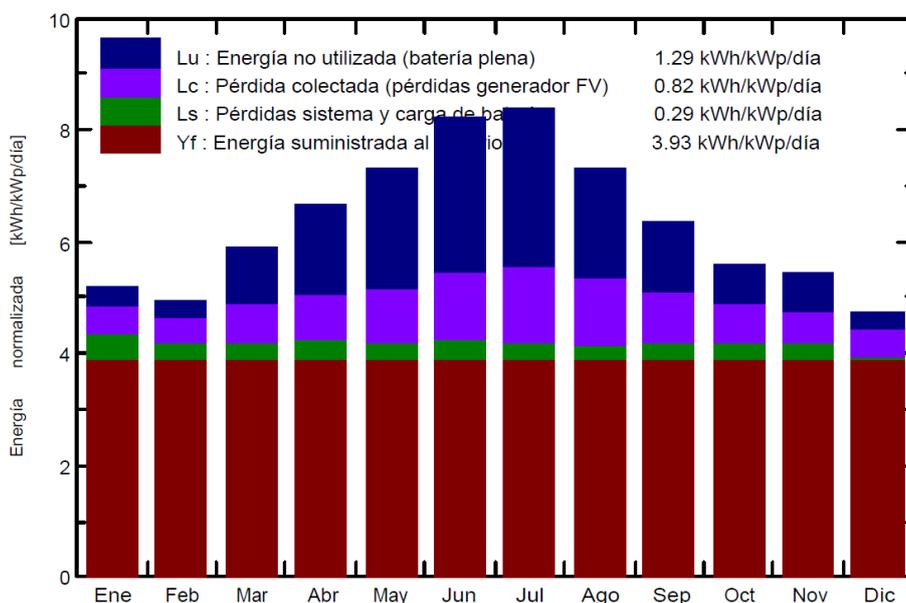


Fig. 17.51. Producciones normalizadas por kWp instalado [07]

En la figura 17.52 se muestra el factor de rendimiento y la fracción solar. Se observa que el rendimiento ha disminuido y que su disminución es mayor en los meses de mayor radiación solar. Esto es debido a que el sistema produce mucha más energía de la que la vivienda necesita y parte de esa energía se desperdicia lo que provoca que el rendimiento disminuya.

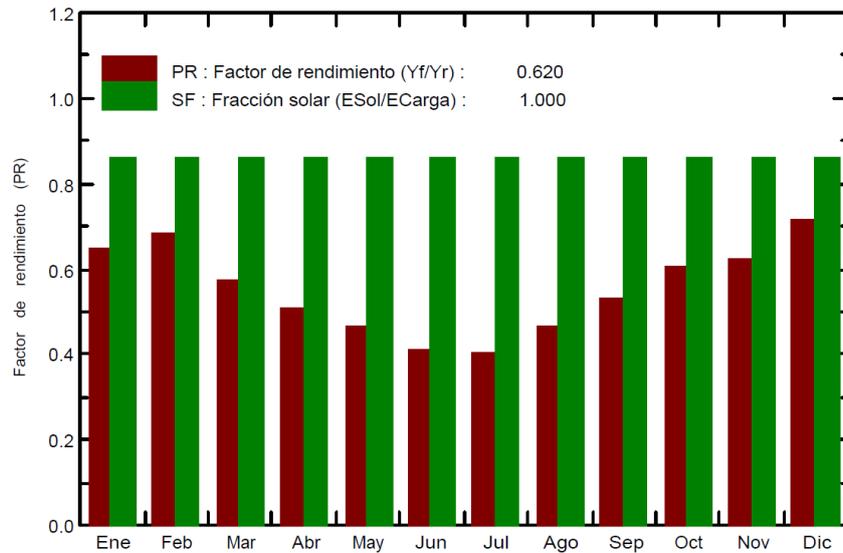


Fig. 17.52. Factor de rendimiento y fracción solar [07]

En la figura 17.53 se muestran los resultados principales de irradiación y energía. Se observa que el sistema es capaz de suministrar toda la energía solicitada por la vivienda a lo largo del año. El problema es que hay una gran cantidad de energía que no está aprovechada. De los 10,118 MWh disponibles, 2,404 MWh se pierden al no poder ser utilizados.

	GlobHor kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	E Avail MWh	EUnused MWh	E Miss MWh	E User MWh	E Load MWh	SolFrac
Enero	83.1	159.0	0.732	0.053	0.000	0.621	0.621	1.000
Febrero	92.2	135.7	0.629	0.037	0.000	0.561	0.561	1.000
Marzo	142.6	177.8	0.806	0.153	0.000	0.621	0.621	1.000
Abril	180.2	193.5	0.880	0.240	0.000	0.601	0.601	1.000
Mayo	213.3	220.5	0.987	0.332	0.000	0.621	0.621	1.000
Junio	231.5	240.5	1.061	0.415	0.000	0.601	0.601	1.000
Julio	242.8	253.2	1.100	0.441	0.000	0.621	0.621	1.000
Agosto	209.3	220.3	0.955	0.304	0.000	0.621	0.621	1.000
Septiembre	157.3	185.4	0.813	0.182	0.000	0.601	0.601	1.000
Octubre	120.7	170.5	0.760	0.106	0.000	0.621	0.621	1.000
Noviembre	87.3	160.0	0.727	0.094	0.000	0.601	0.601	1.000
Diciembre	72.7	145.2	0.667	0.047	0.000	0.621	0.621	1.000
Año	1833.0	2261.6	10.118	2.404	0.000	7.309	7.309	1.000

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal E Miss Energía faltante
 GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados E User Energía suministrada al usuario
 E Avail Energía Solar Disponible E Load Necesidad de energía del usuario (Carga)
 EUnused Pérdida de energía no utilizada (batería plena) SolFrac Fracción solar (EUtilizada/ECarga)

Fig. 17.53. Resultados principales de irradiación y energía [07]

En la figura 17.54 se muestra la irradiación global horizontal (*GlobHor*) y la irradiación global incidente en el plano receptor (*GlobInc*). Al utilizar un sistema de seguimiento solar de un eje horizontal, *GlobInc* ha aumentado respecto del sistema con módulos fijos y por lo tanto el factor de rendimiento disminuye:

$$PR = \frac{E \text{ User}}{GlobInc \cdot Pnom \text{ total}} = \frac{7309 \text{ kWh}}{2310,2 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} \cdot 5,1 \text{ kWp}} = 0,62035 \rightarrow 62,035\%$$

	GlobHor kWh/m ²	GlobInc kWh/m ²
Enero	83.1	161.0
Febrero	92.2	138.4
Marzo	142.6	181.9
Abril	180.2	199.0
Mayo	213.3	226.1
Junio	231.5	246.1
Julio	242.8	258.9
Agosto	209.3	225.8
Septiembre	157.3	190.1
Octubre	120.7	173.8
Noviembre	87.3	162.2
Diciembre	72.7	147.0
Año	1833.0	2310.2

Fig. 17.54. Irradiación global horizontal e irradiación global incidente en el plano receptor [07]

En la tabla 17.6 se realiza una comparativa de los sistemas con regulador MPPT y módulos fijos para varias configuraciones de generador fotovoltaico y sus equivalentes con un sistema de seguimiento solar de un eje horizontal (SSEH). Se refleja en color azul el aumento en la producción y en color rojo la disminución en el rendimiento.

	SOC Mínima (%)	SOC Máxima (%)	E User Mínima (MWh)	PR (%)	SF (%)	Producción kWh/kWp/año
Fijo (3x5)	59,5	86	E User=E Load	66,77	100	1843
SSEH (3x5)	69,8	86,1	E User=E Load	62,04 (-4,73%)	100	1984 (+7,651 %)
Fijo (2x7)	37	86,2	E User=E Load	71,54	100	1835
SSEH (2x7)	63,5	86,2	E User=E Load	66,47 (-5,07%)	100	1975 (+7,63 %)
Fijo (2x6)	27,5	86,9	0,575 (Enero) 0,443 (Feb.) 0,557 (Nov.) 0,447 (Dic.)	79,12	94,8	1831
SSEH (2x6)	31	86,5	0,457 (Feb.) 0,525 (Dic.)	75,43 (-3,69%)	97,27	1971 (+7,647 %)
Fijo (3x4)	28	86,9	0,576 (Enero) 0,445 (Feb.) 0,549 (Nov.) 0,466 (Dic.)	79,27	94,98	1838
SSEH (3x4)	32,2	86,5	0,460 (Febrero) 0,528 (Dic.)	75,50 (-3,77%)	97,36	1979 (+7,672 %)

Tabla 17.6. Comparativa sistemas con módulos fijos y con seguimiento solar de un eje horizontal

La principal ventaja del sistema de seguimiento solar de un eje horizontal es que presenta un aumento de la producción de un 7,6 % respecto de su sistema equivalente con módulos fijos.

La principal desventaja del sistema de seguimiento solar de un eje horizontal es que presenta una reducción de entre un 3 y un 5 % del rendimiento en relación a su sistema equivalente con módulos fijos. Aunque en un principio pueda parecer extraño que el rendimiento disminuya al instalar un sistema de seguimiento solar esto es debido a la pérdida de energía no utilizada (*EUnused*) que se produce en un sistema aislado con baterías.

Al utilizar un sistema de seguimiento solar, aumenta la energía solar disponible (*E Avail*) lo que provoca que las baterías se llenen completamente y se produzca un excedente de energía que no puede aprovecharse lo que provoca que el rendimiento disminuya. En verano este problema se acentúa y por eso el rendimiento es menor en los meses de mayor radiación solar. Este es el motivo por el que los sistemas de seguimiento solar se suelen instalar siempre en grandes instalaciones conectadas a red donde se puede aprovechar toda la energía producida.

17.13. Estudio del seguimiento solar de un eje vertical en PVsyst

Se selecciona en PVsyst el sistema de seguimiento solar de un eje vertical (Figura 17.55). En el seguimiento en un eje vertical el módulo gira según un eje perpendicular al plano terrestre ajustando la orientación (acimut) del mismo de forma automática. Para ello, en PVsyst se deja la inclinación a 36° tal como estaba y se ajusta el sistema de seguimiento para que vaya variando el acimut de los módulos desde -180° a 180°.

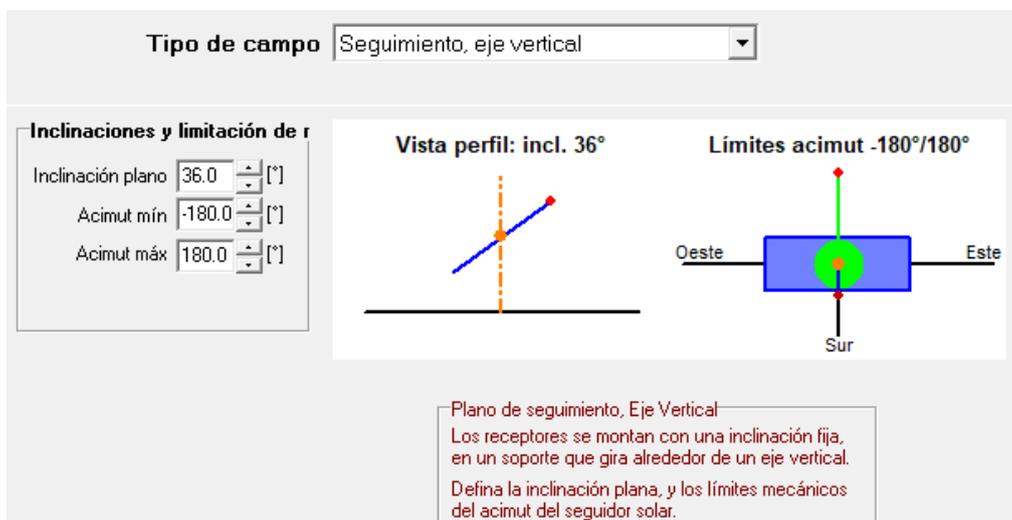


Fig. 17.55. Ajuste del seguimiento en un eje vertical [07]

Al realizar la simulación se observa que la producción ha aumentado respecto del sistema de seguimiento en un eje horizontal pero que el rendimiento es inferior. (Figura 17.56).

Sistema Aislado: Resultados principales

Proyecto : Vivienda aislada en Alicante

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema		Tipo de sistema	Aislado	
Orientación Campos FV	Plano de seguimiento, Eje Vertical		Inclinación plano	36°
Módulos FV	Modelo	LG 340 N1C-A5	Pnom	340 Wp
Generador FV	N° de módulos	15	Pnom total	5.10 kWp
Batería	Modelo	PVS Solar 20 PVS 3800		Pb-ácido, abierta, tubular
Banco de baterías	N° de unidades	24	Tensión/Capacidad	48 V / 2780 Ah
Necesidades de los usuarios	Cons. domésticos diarios	Constante durante el año	Global	7309 kWh/año

Resultados principales de la simulación				
Producción del Sistema	Energía disponible	11.97 MWh/año	Produc. específico	2346 kWh/kWp/año
	Energía utilizada	7.31 MWh/año	Exced. (inutilizado)	4.24 MWh/año
	Factor de rendimiento (PR)	52.58 %	Fracción solar SF	100.00 %
Pérdida de carga	Fracción de tiempo	0.0 %	Energía faltante	0.00 MWh/año

Fig. 17.56. Resultados principales de la simulación [07]

En la figura 17.57 se muestran las producciones normalizadas por kWp instalado. La energía suministrada al usuario se mantiene constante durante todo el año. La energía no utilizada ha aumentado significativamente respecto del seguimiento en un eje horizontal. Las pérdidas del generador fotovoltaico han aumentado ligeramente y las pérdidas del sistema y carga de batería son las mismas que las del sistema de seguimiento en un eje horizontal.

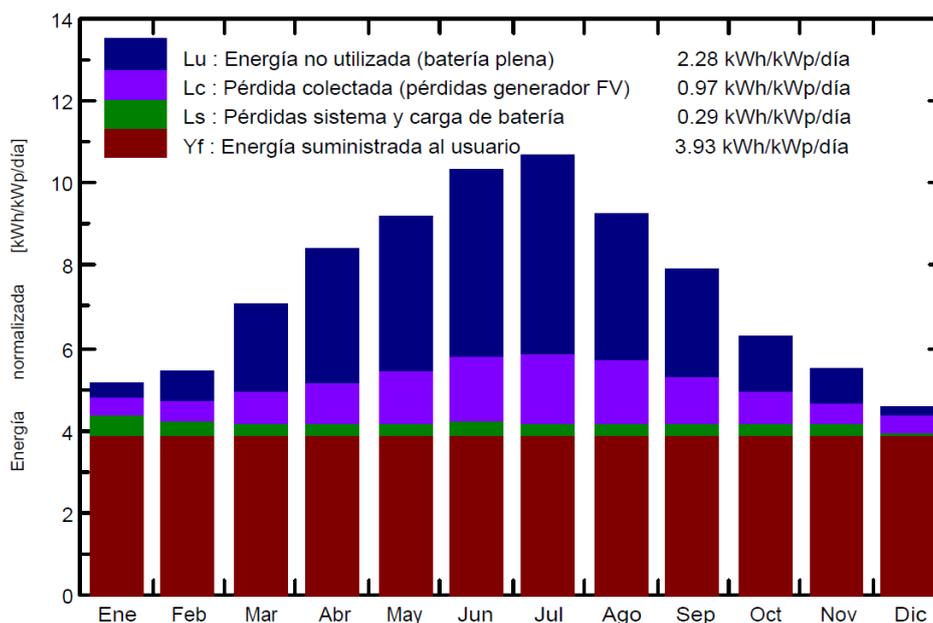


Fig. 17.57. Producciones normalizadas por kWp instalado [07]

En la figura 17.58 se muestra el factor de rendimiento (PR) y la fracción solar (SF). El PR ha disminuido respecto del seguimiento en un eje horizontal debido a que la energía no utilizada es mayor en el seguimiento en un eje vertical.

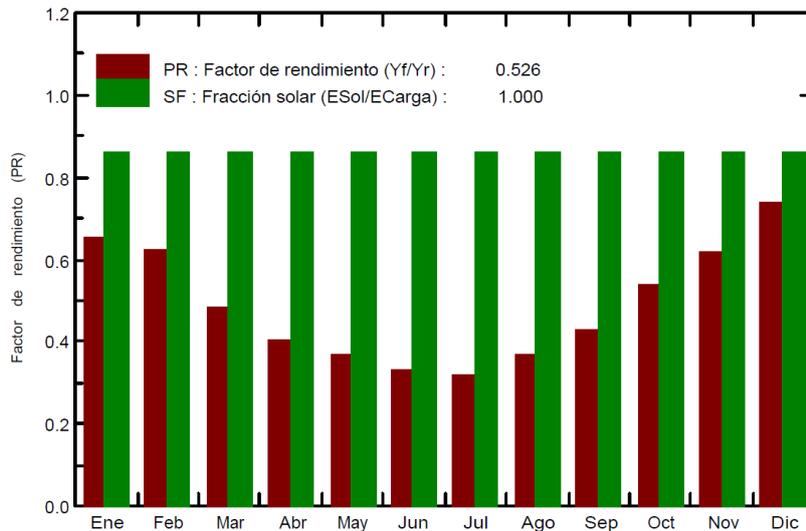


Fig. 17.58. Factor de rendimiento y fracción solar [07]

En la figura 17.59 se muestran los resultados principales de irradiación y energía. En relación al seguimiento en un eje horizontal, la energía solar disponible (E Avail) ha pasado de 10,118 MWh a 11,965 MWh y la pérdida de energía no utilizada (EUnused) casi se ha duplicado (de 2,404 MWh ha pasado a 4,237 MWh).

	GlobHor kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	E Avail MWh	EUnused MWh	E Miss MWh	E User MWh	E Load MWh	SolFrac
Enero	83.1	158.2	0.734	0.052	0.000	0.621	0.621	1.000
Febrero	92.2	149.1	0.692	0.092	0.000	0.561	0.561	1.000
Marzo	142.6	214.8	0.970	0.318	0.000	0.621	0.621	1.000
Abril	180.2	248.2	1.118	0.483	0.000	0.601	0.601	1.000
Mayo	213.3	281.1	1.241	0.586	0.000	0.621	0.621	1.000
Junio	231.5	304.9	1.327	0.679	0.000	0.601	0.601	1.000
Julio	242.8	326.9	1.398	0.745	0.000	0.621	0.621	1.000
Agosto	209.3	283.9	1.215	0.557	0.000	0.621	0.621	1.000
Septiembre	157.3	234.0	1.021	0.385	0.000	0.601	0.601	1.000
Octubre	120.7	192.4	0.856	0.202	0.000	0.621	0.621	1.000
Noviembre	87.3	162.9	0.745	0.116	0.000	0.601	0.601	1.000
Diciembre	72.7	139.9	0.649	0.023	0.000	0.621	0.621	1.000
Año	1833.0	2696.2	11.965	4.237	0.000	7.309	7.309	1.000

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal E Miss Energía faltante
 GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados E User Energía suministrada al usuario
 E Avail Energía Solar Disponible E Load Necesidad de energía del usuario (Carga)
 EUnused Pérdida de energía no utilizada (batería plena) SolFrac Fracción solar (EUtilizada/ECarga)

Fig. 17.59. Resultados principales de irradiación y energía [07]

En la figura 17.60 se muestra la irradiación global horizontal (*GlobHor*) y la irradiación global incidente en el plano receptor (*GlobInc*). Al utilizar un sistema de seguimiento solar de un eje vertical, *GlobInc* ha aumentado respecto del sistema con seguimiento solar de un eje horizontal y por lo tanto el factor de rendimiento disminuye:

$$PR = \frac{E User}{GlobInc \cdot Pnom total} = \frac{7309 kWh}{2725,9 \frac{kWh}{m^2} \cdot 5,1 kWp} = 0,52574 \rightarrow 52,574 \%$$

	GlobHor kWh/m ²	GlobInc kWh/m ²
Enero	83.1	159.9
Febrero	92.2	151.0
Marzo	142.6	217.2
Abril	180.2	251.2
Mayo	213.3	284.2
Junio	231.5	308.2
Julio	242.8	329.9
Agosto	209.3	286.9
Septiembre	157.3	236.5
Octubre	120.7	194.6
Noviembre	87.3	164.6
Diciembre	72.7	141.6
Año	1833.0	2725.9

Figura 17.60. Irradiación global horizontal e irradiación global incidente en el plano receptor [07]

En la tabla 17.7 se realiza una comparativa de los sistemas con regulador MPPT y módulos fijos para varias configuraciones de generador fotovoltaico y sus equivalentes con un sistema de seguimiento solar de un eje vertical (SSEV). Se refleja en color azul el aumento en la producción y en color rojo la disminución en el rendimiento.

	SOC Mínima (%)	SOC Máxima (%)	E User Mínima (MWh)	PR (%)	SF (%)	Producción kWh/kWp/año
Fijo (3x5)	59,5	86	E User=E Load	66,77	100	1843
SSEV (3x5)	70	86,2	E User=E Load	52,58 (-14,19%)	100	2346 (+27,293 %)
Fijo (2x7)	37	86,2	E User=E Load	71,54	100	1835
SSEV (2x7)	60,7	86,1	E User=E Load	56,33 (-15,21%)	100	2336 (+27,303 %)
Fijo (2x6)	27,5	86,9	0,575 (Enero) 0,443 (Feb.) 0,557 (Nov.) 0,447 (Dic.)	79,12	94,8	1831
SSEV (2x6)	31,9	86,2	0,512 (Feb.) 0,555 (Dic.)	64,68 (-14,44%)	98,42	2334 (+27,472 %)
Fijo (3x4)	28	86,9	0,576 (Enero) 0,445 (Feb.) 0,549 (Nov.) 0,466 (Dic.)	79,27	94,98	1838
SSEV (3x4)	33	86,2	0,510 (Febrero) 0,558 (Dic.)	64,70 (-14,57%)	98,44	2344 (+27,53 %)

Tabla 17.7. Comparativa sistemas con módulos fijos y con seguimiento solar de un eje vertical

Se observa que al reducir los módulos del generador fotovoltaico aumenta el rendimiento del sistema de seguimiento de un eje vertical pero para rendimientos

superiores al 60 % ya no se cumplen los requisitos del estado de carga mínimo ni se puede proporcionar a la vivienda toda la energía que requiere durante los meses de Febrero y Diciembre.

La principal ventaja del sistema de seguimiento solar de un eje vertical es que presenta un aumento de la producción de un 27 % respecto de su sistema equivalente con módulos fijos.

Su principal desventaja es que su rendimiento disminuye entre un 14 y un 15 % frente a su sistema equivalente con módulos fijos. Esto se debe a que en instalaciones aisladas el sistema de seguimiento de un eje vertical produce mucha energía que la vivienda no puede aprovechar por lo que queda desperdiciada.

Para sistemas aislados, el seguimiento de un eje vertical es menos recomendable que el de un eje horizontal dado que su producción es mayor y se desperdicia una mayor cantidad de energía y por eso su rendimiento disminuye.

Sin embargo, para sistemas conectados a red, el seguimiento de un eje vertical es más recomendable que el de un eje horizontal dado que se puede aprovechar toda la energía producida y su producción y rendimiento será mayor.

17.14. Estudio del seguimiento solar de dos ejes en PVsyst

Se selecciona en PVsyst el sistema de seguimiento solar de dos ejes (Figura 17.61). En los sistemas de seguimiento solar de 2 ejes el módulo se mueve en 2 ejes de forma que siempre se encuentra perpendicular al Sol captando de esta forma la máxima energía posible. Para ello, en PVsyst, se define una inclinación entre -90° y 90° y un acimut entre -180° y 180° .

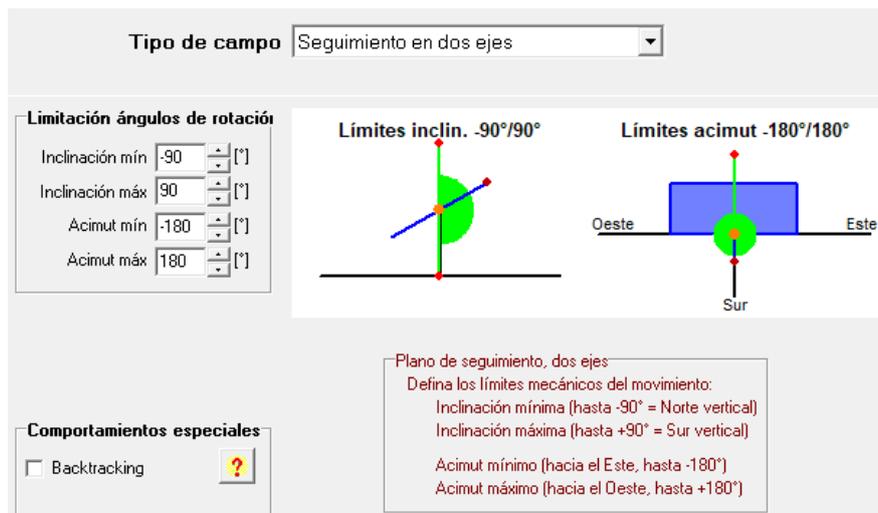


Fig. 17.61. Ajuste del seguimiento solar en dos ejes [07]

Al realizar la simulación se observa que la producción ha aumentado respecto de los sistemas de seguimiento de un eje pero que su rendimiento es muy bajo (Figura 17.62).

Sistema Aislado: Resultados principales

Proyecto : Vivienda aislada en Alicante

Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema		Tipo de sistema	Aislado	
Orientación Campos FV	Seguimiento en dos ejes			
Módulos FV	Modelo	LG 340 N1C-A5	Pnom	340 Wp
Generador FV	Nº de módulos	15	Pnom total	5.10 kWp
Batería	Modelo	PVS Solar 20 PVS 3800		Pb-ácido, abierta, tubular
Banco de baterías	Nº de unidades	24	Tensión/Capacidad	48 V / 2780 Ah
Necesidades de los usuarios	Cons. domésticos diarios	Constante durante el año	Global	7309 kWh/año

Resultados principales de la simulación				
Producción del Sistema	Energía disponible	12.89 MWh/año	Produc. específico	2528 kWh/kWp/año
	Energía utilizada	7.31 MWh/año	Exced. (inutilizado)	5.15 MWh/año
	Factor de rendimiento (PR)	48.59 %	Fracción solar SF	100.00 %
Pérdida de carga	Fracción de tiempo	0.0 %	Energía faltante	0.00 MWh/año

Fig. 17.62. Resultados principales de la simulación [07]

En la figura 17.63 se muestran las producciones normalizadas por kWp instalado. Se observa que el seguimiento en dos ejes es el que tiene una mayor cantidad de energía sin utilizar y el que presenta unas mayores pérdidas en el generador fotovoltaico. Las pérdidas del sistema y carga de batería han aumentado un poco respecto de los sistemas de seguimiento de un eje. La energía suministrada al usuario se mantiene constante durante todo el año.

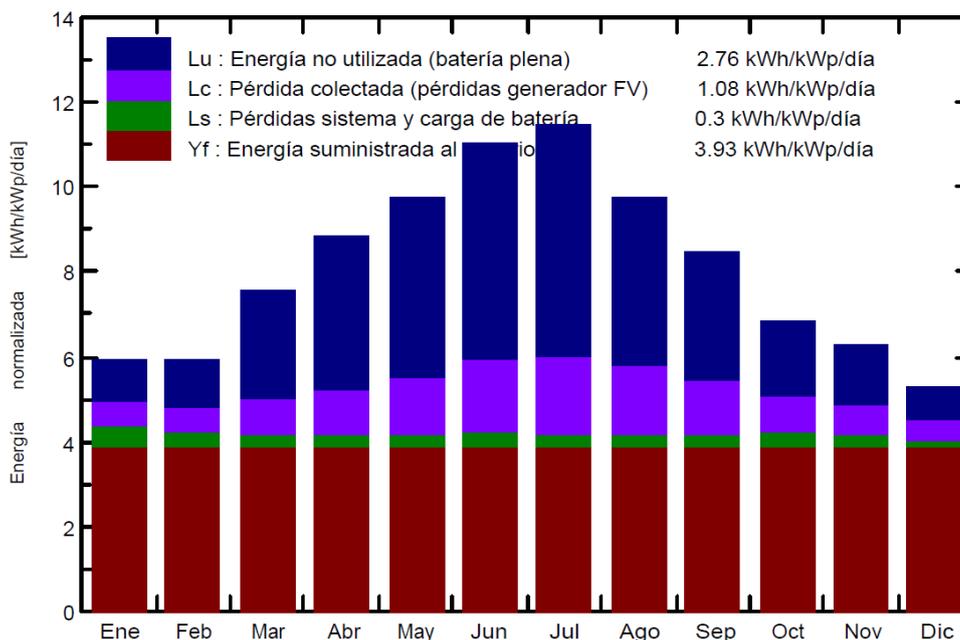


Fig. 17.63. Producciones normalizadas por kWp instalado [07]

En la figura 17.64 se muestra el factor de rendimiento (PR) y la fracción solar (SF). El PR es muy bajo en los meses de Junio y Julio dado que es cuando se desperdicia la mayor cantidad de energía. La SF se mantiene constante al 100% dado que se puede suministrar sin problemas la energía requerida por la vivienda durante todo el año.

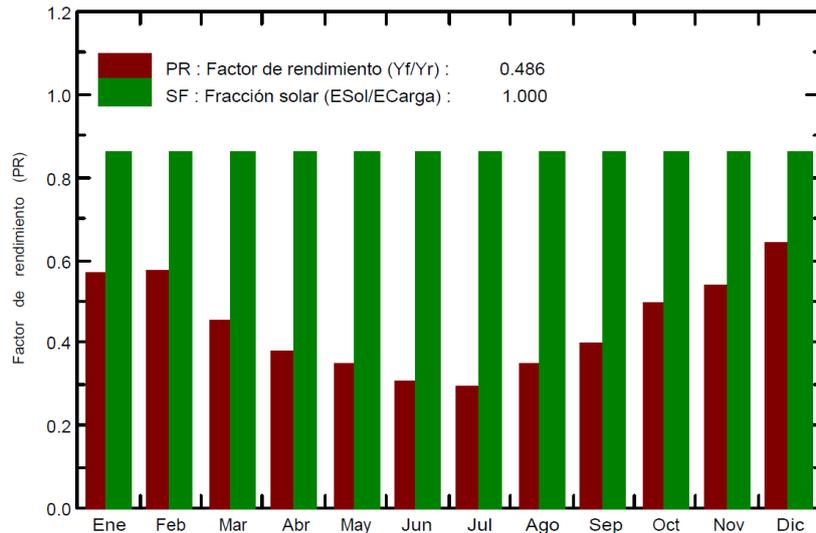


Fig. 17.64. Factor de rendimiento y fracción solar [07]

En la figura 17.65 se muestran los resultados principales de irradiación y energía. Con el seguimiento en dos ejes se consigue la mayor energía solar disponible (12,895 MWh) pero también es el sistema que más energía desperdicia (5,147 MWh).

	GlobHor kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	E Avail MWh	EUnused MWh	E Miss MWh	E User MWh	E Load MWh	SolFrac
Enero	83.1	182.5	0.834	0.150	0.000	0.621	0.621	1.000
Febrero	92.2	163.4	0.752	0.148	0.000	0.561	0.561	1.000
Marzo	142.6	230.2	1.034	0.384	0.000	0.621	0.621	1.000
Abril	180.2	262.2	1.176	0.540	0.000	0.601	0.601	1.000
Mayo	213.3	298.3	1.312	0.657	0.000	0.621	0.621	1.000
Junio	231.5	327.1	1.418	0.770	0.000	0.601	0.601	1.000
Julio	242.8	351.0	1.495	0.842	0.000	0.621	0.621	1.000
Agosto	209.3	298.9	1.275	0.618	0.000	0.621	0.621	1.000
Septiembre	157.3	251.1	1.091	0.454	0.000	0.601	0.601	1.000
Octubre	120.7	209.6	0.925	0.265	0.000	0.621	0.621	1.000
Noviembre	87.3	186.6	0.841	0.208	0.000	0.601	0.601	1.000
Diciembre	72.7	162.2	0.740	0.111	0.000	0.621	0.621	1.000
Año	1833.0	2923.1	12.895	5.147	0.000	7.309	7.309	1.000

Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal E Miss Energía faltante
 GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados E User Energía suministrada al usuario
 E Avail Energía Solar Disponible E Load Necesidad de energía del usuario (Carga)
 EUnused Pérdida de energía no utilizada (batería plena) SolFrac Fracción solar (EUtilizada/ECargo)

Fig. 17.65. Resultados principales de irradiación y energía [07]

En la figura 17.66 se muestra la irradiación global horizontal (*GlobHor*) y la irradiación global incidente en el plano receptor (*GlobInc*). Vemos que el sistema de seguimiento solar de dos ejes es el que consigue una mayor *GlobInc* lo que provoca un mayor desperdicio de energía y por lo tanto es el sistema que tiene un menor rendimiento:

$$PR = \frac{E \text{ User}}{GlobInc \cdot Pnom \text{ total}} = \frac{7309 \text{ kWh}}{2949,3 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} \cdot 5,1 \text{ kWp}} = 0,48592 \rightarrow 48,592 \%$$

	GlobHor kWh/m ²	GlobInc kWh/m ²
Enero	83.1	183.8
Febrero	92.2	165.1
Marzo	142.6	232.4
Abril	180.2	264.9
Mayo	213.3	301.1
Junio	231.5	330.1
Julio	242.8	353.7
Agosto	209.3	301.7
Septiembre	157.3	253.4
Octubre	120.7	211.6
Noviembre	87.3	188.0
Diciembre	72.7	163.5
Año	1833.0	2949.3

Fig. 17.66. Irradiación global horizontal e irradiación global incidente en el plano receptor [07]

En la tabla 17.8 se realiza una comparativa de los sistemas con reguladores MPPT y módulos fijos para varias configuraciones de generador fotovoltaico y sus equivalentes con un sistema de seguimiento solar de dos ejes (SS2E). Se refleja en color azul el aumento en la producción y en color rojo la disminución en el rendimiento.

	SOC Mínima (%)	SOC Máxima (%)	E User Mínima (MWh)	PR (%)	SF (%)	Producción kWh/kWp/año
Fijo (3x5)	59,5	86	E User=E Load	66,77	100	1843
SS2E (3x5)	74,9	86,1	E User=E Load	48,59 (-18,18%)	100	2528 (+37,168 %)
Fijo (2x7)	37	86,2	E User=E Load	71,54	100	1835
SS2E (2x7)	71,4	86,1	E User=E Load	52,06 (-19,48%)	100	2518 (+37,221 %)
Fijo (2x6)	27,5	86,9	0,575 (Enero) 0,443 (Feb.) 0,557 (Nov.) 0,447 (Dic.)	79,12	94,8	1831
SS2E (2x6)	51,9	86,2	E User=E Load	60,74 (-18,38%)	100	2517 (+37,466 %)
Fijo (3x4)	28	86,9	0,576 (Enero) 0,445 (Feb.) 0,549 (Nov.) 0,466 (Dic.)	79,27	94,98	1838
SS2E (3x4)	52,7	86,2	E User=E Load	60,74 (-18,53%)	100	2526 (+37,432 %)

Tabla 17.8. Comparativa sistemas con módulos fijos y con seguimiento solar de dos ejes

Se observa que al reducir los módulos del generador fotovoltaico aumenta el rendimiento del sistema de seguimiento de dos ejes pero para rendimientos superiores al 60 % ya no se cumple el requisito de que el estado de carga mínimo sea superior al

55% ($SOC \geq 55\%$). El seguimiento solar en dos ejes es el único sistema que consigue mantener el pleno suministro de energía requerida por la vivienda durante todo el año en todas las configuraciones pero a costa de malgastar 5,147 MWh de energía al año.

La principal ventaja del sistema de seguimiento solar de dos ejes es que presenta un aumento de la producción de un 37 % respecto de su sistema equivalente con módulos fijos. Su principal desventaja es que su rendimiento disminuye entre un 18 y un 19 % frente a su sistema equivalente con módulos fijos. Esto se debe a que en instalaciones aisladas el sistema de seguimiento de dos ejes es el que mayor energía produce y la vivienda no la puede aprovechar por lo que queda desperdiciada.

Para sistemas aislados, el seguimiento de dos ejes es el menos recomendable dado que es el que mayor producción tiene y es el que desperdicia una mayor cantidad de energía y por eso es el que peor rendimiento tiene. Sin embargo, para sistemas conectados a red, el seguimiento de dos ejes es el más recomendable dado que se puede aprovechar toda la energía producida y su producción y rendimiento supera al de los sistemas de seguimiento de un eje.

En general, se puede afirmar que los sistemas de seguimiento solar no son eficientes en las instalaciones aisladas dado que no se puede aprovechar su aumento de producción y se desperdicia mucha energía. Aunque los sistemas de seguimiento solar consiguen reducir el número de módulos del generador fotovoltaico esto provoca que no se cumpla el requisito de que el estado de carga sea superior al 55% ($SOC \geq 55\%$). Además, los sistemas de seguimiento solar tienen un coste muy elevado y necesitan un mayor mantenimiento y por eso sólo se suelen instalar en grandes instalaciones conectadas a red donde se puede aprovechar toda su energía.

Tras revisar las tablas comparativas 17.5, 17.6, 17.7 y 17.8 se concluye que el mejor sistema es el formado por módulos fijos con regulador MPPT y generador fotovoltaico de 3x5 (3 módulos en serie x 5 módulos en paralelo). Por lo tanto, el generador fotovoltaico estará formado por 15 módulos, 5 ramas en paralelo formadas por 3 módulos en serie cada una. Las características del generador fotovoltaico serán las siguientes. La potencia máxima del generador (P_{maxG}) será:

$$P_{maxG} = N_{TM} \cdot P_{max} = 15 \cdot 340 \text{ W} = 5100 \text{ W} \quad (17.3)$$

La intensidad de potencia máxima del generador (I_{mpG}) será:

$$I_{mpG} = N_{MP} \cdot I_{mp} = 5 \cdot 9,86 \text{ A} = 49,3 \text{ A} \quad (17.4)$$

La intensidad de cortocircuito del generador (I_{SCG}) será:

$$I_{SCG} = N_{MP} \cdot I_{SC} = 5 \cdot 10,53 \text{ A} = 52,65 \text{ A} \quad (17.5)$$

La tensión de potencia máxima del generador (V_{mpG}) será:

$$V_{mpG} = N_{MS} \cdot V_{mp} = 3 \cdot 34,5 \text{ V} = 103,5 \text{ V} \quad (17.6)$$

La tensión en circuito abierto del generador (V_{OCG}) será:

$$V_{OCG} = N_{MS} \cdot V_{OC} = 3 \cdot 41,1 V = 123,3 V \quad (17.7)$$

En la figura 17.67 se muestra el esquema del generador fotovoltaico junto a sus características eléctricas más importantes.

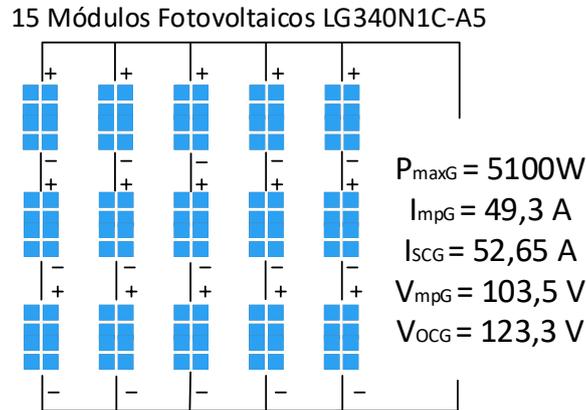


Fig. 17.67. Generador fotovoltaico y sus principales características

En la figura 17.68 se muestra el esquema completo definitivo del sistema híbrido eólico-solar fotovoltaico con módulos fijos y regulador MPPT.

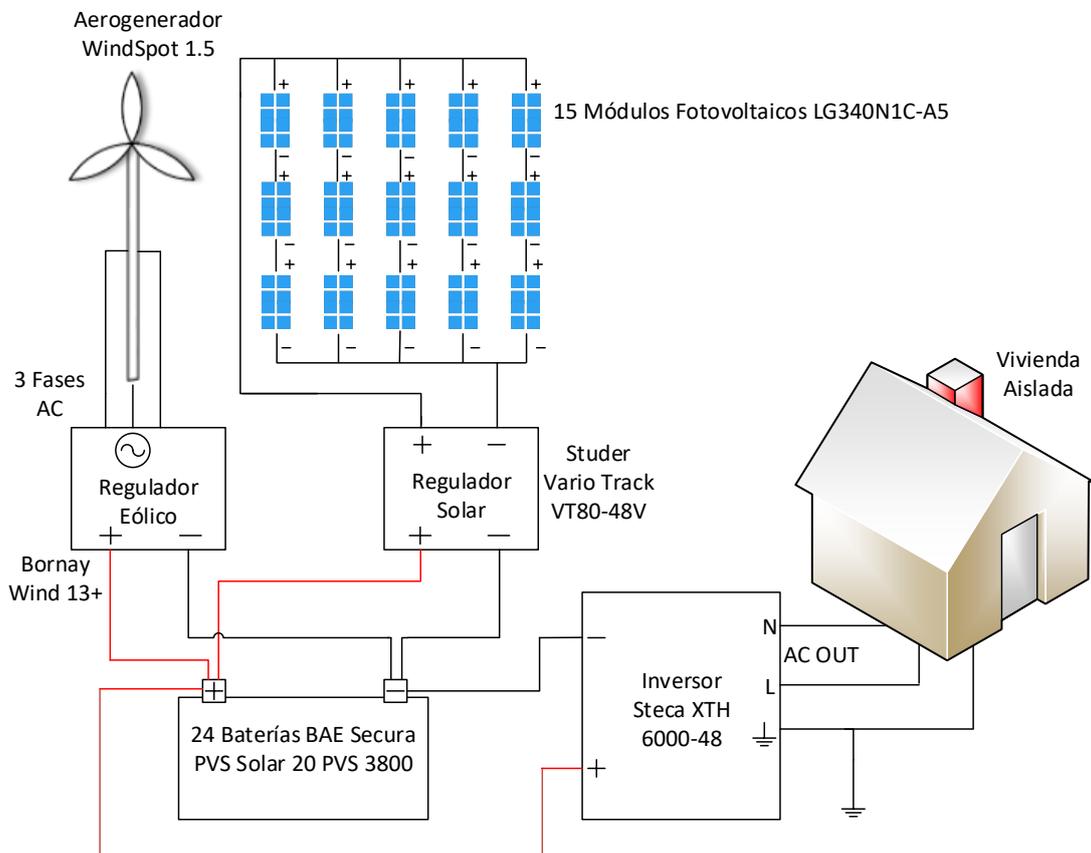


Fig. 17.68. Esquema general del sistema definitivo con el regulador MPPT

En la tabla 17.9 se muestra el coste con IVA incluido del sistema definitivo al reducir el número de módulos fotovoltaicos y sustituir el regulador PWM por un MPPT. Se consigue un ahorro de 938,39 € respecto de la tabla 16.5. Además, se obtiene un sistema más eficiente y se ha conseguido alargar la vida útil de las baterías.

Elemento	Precio unitario	Unidades	Total
Aerogenerador WindSpot 1.5	4700,00 €	1	4700,00 €
Torre de celosía de 16 m	1990,00 €	1	1990,00 €
Regulador eólico Bornay Wind 13+	1236,62 €	1	1236,62 €
Módulo LG340N1C-A5	279,09 €	15	4186,35 €
Regulador Studer VarioTrack VT80	1105,00 €	1	1105,00 €
Batería BAE 20 PVS 3800	974,33 €	24	23383,92 €
Inversor Steca XTH 6000-48	4624,34 €	1	4624,34 €
		Total :	41226,23 €

Tabla 17.9. Coste económico del sistema definitivo con regulador MPPT

18. Conclusiones y líneas futuras

En este capítulo se realiza una descripción de las conclusiones del TFM y se indican las líneas futuras de trabajo que no se han podido explorar y que han quedado pendientes.

18.1. Conclusiones

En este TFM se ha comprobado que es muy importante obtener el perfil de carga diario que proporciona información sobre la simultaneidad de los consumos y que sirve para calcular los sistemas de acondicionamiento de potencia y distribución. En este caso se tenía una potencia total instalada de 11615 W pero al realizar el perfil de carga se ha podido determinar que la potencia máxima simultánea demandada por la instalación es de 2825 W. De esta forma, por ejemplo, no se ha sobredimensionado el inversor aprovechando así el máximo rendimiento del mismo y evitando aumentar su coste de forma innecesaria.

En este caso se ha seleccionado un inversor con una potencia en régimen constante de 5000 VA que es más que suficiente para el sistema. Se observa que es un valor que se asemeja al de una vivienda estándar de consumo medio que suele tener una potencia contratada de 3,45 kW o 4,6 kW. Si no se hubiese realizado el perfil de carga se podría pensar de forma errónea en instalar un inversor que soporte los 11615 W, es decir, 3 inversores de 5000 VA. Cada inversor tiene un coste de 4624 € por lo que el sobrecoste que se hubiera realizado de forma innecesaria es de 9248 €.

También se ha comprobado que para poder determinar cuál es la producción del aerogenerador es muy importante conocer los factores de escala y forma de la distribución de Weibull y la velocidad media del viento en la ubicación del sistema. Para ello resulta imprescindible utilizar una herramienta software especialmente diseñada para el sector eólico como Windnavigator. Aunque en un principio se pudiera pensar

que un aerogenerador de mayor potencia obtendría una mayor producción y eficiencia se ha comprobado que ha sido justo al contrario.

Ello es debido a que los aerogeneradores de mayor potencia son más eficientes cuanto mayor es la velocidad del viento y son poco eficientes a velocidades bajas. En este caso, los mayores porcentajes de frecuencia del viento se producen a unas velocidades de entre 2 y 5 m/s y en ese rango de velocidad la mayor parte de aerogeneradores apenas produce energía. Por ello, se selecciona el aerogenerador de menor potencia que es el que consigue una mayor producción y eficiencia y además se reduce el coste del sistema al ser el más económico.

También se ha comprobado que las baterías de plomo-ácido ven drásticamente reducida su vida útil cuanto mayor es la profundidad de descarga. Las baterías son los elementos más caros del sistema y por eso es muy importante reducir al máximo la profundidad de descarga para poder alargar su vida útil. En ese sentido se ha comprobado mediante PVsyst que es imprescindible utilizar un regulador MPPT.

Con el regulador MPPT se ha conseguido que la profundidad de descarga máxima sea de un 40,5 % dejando siempre una capacidad residual del 59,5 % sin utilizar para alargar así la vida útil de las baterías. En comparación a un sistema con regulador PWM, el regulador MPPT reduce la profundidad de descarga un 39,7 %. Además, con el regulador MPPT, aumenta la producción y el rendimiento del sistema por lo que se puede reducir el número de módulos fotovoltaicos con el consiguiente ahorro económico y de espacio.

Con PVsyst también se ha comprobado que un sistema de seguimiento solar permite aumentar la producción respecto de un sistema con módulos fijos (Tabla 18.1).

Aumento de la producción respecto de un sistema con módulos fijos	
Sistema de seguimiento solar de un eje horizontal	7,6 %
Sistema de seguimiento solar de un eje vertical	27 %
Sistema de seguimiento solar de dos ejes	37 %

Tabla 18.1. Aumento de la producción de los sistemas de seguimiento solar

Se ha comprobado que los sistemas de seguimiento solar no son eficientes en las instalaciones aisladas dado que no se puede aprovechar su aumento de producción y se desperdicia mucha energía. Aunque los sistemas de seguimiento solar consiguen reducir el número de módulos del generador fotovoltaico esto provoca que no se cumpla el requisito de que el estado de carga sea superior al 55% ($SOC \geq 55\%$). Además, los sistemas de seguimiento solar tienen un coste muy elevado y necesitan un mayor mantenimiento y por eso sólo se suelen instalar en grandes instalaciones conectadas a red donde se puede aprovechar toda su producción.

En general, se puede afirmar que se han alcanzado todos los objetivos planteados inicialmente. Al realizar el diseño desde una triple vertiente (teórica-práctica-simulación) se ha conseguido optimizar los costes, el rendimiento y la producción del sistema. La utilización de Windnavigator y de PVsyst ha permitido modificar el sistema inicialmente

diseñado reduciendo costes y aumentando el rendimiento, la producción y la vida útil de las baterías.

18.2. Líneas futuras

Como línea futura sería muy interesante estudiar la generación de hidrógeno y electricidad a partir de energías renovables. Se puede aprovechar la energía eólica y la energía solar para generar hidrógeno, almacenarlo, y posteriormente utilizar este hidrógeno para producir energía eléctrica y agua como subproducto. De esta forma se obtiene un sistema 100% limpio, es decir, el hidrógeno estaría exento de emisiones contaminantes no solo durante su uso, sino también durante su producción.

Entre las técnicas utilizadas para obtener el hidrógeno, la más prometedora y de menor impacto ambiental es la electrólisis del agua (Figura 18.1). Se utiliza agua como materia prima y haciendo pasar una corriente eléctrica establecida a través de ella, se descompone en sus constituyentes, hidrógeno y oxígeno. El hidrógeno generado se almacena en recipientes adecuados para tal fin, mientras que el oxígeno se deja escapar al medio ambiente.

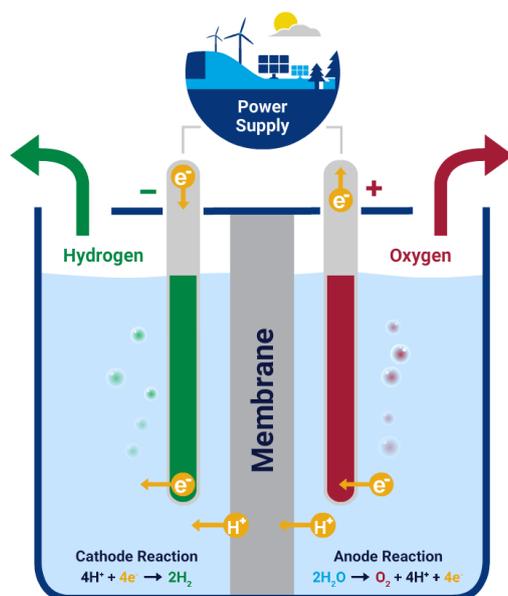


Fig. 18.1. Obtención de hidrógeno mediante electrólisis del agua a partir de energías renovables [128]

El mecanismo de electrólisis es el siguiente: en una célula electroquímica hay dos electrodos (cátodo y ánodo) unidos por un medio conductor formado por iones H⁺ (protones) disueltos en agua. El paso de corriente eléctrica entre cátodo y ánodo hace que el agua se disocie, formándose hidrógeno en el cátodo y oxígeno en el ánodo.

Para la obtención de electricidad a partir del hidrógeno se realiza precisamente la reacción inversa que para la obtención de hidrógeno. En este caso se hace reaccionar hidrógeno con oxígeno, obteniendo calor, electricidad y agua. El dispositivo encargado de realizar esta reacción es la pila de combustible (Figura 18.2). Una pila de combustible

es un dispositivo electroquímico que transforma, de forma directa, la energía química de un combustible en electricidad de manera eficiente, silenciosa y fiable. Las pilas de combustible son dispositivos electroquímicos, no máquinas térmicas, y, por tanto, su rendimiento no se encuentra limitado por el límite de Carnot.

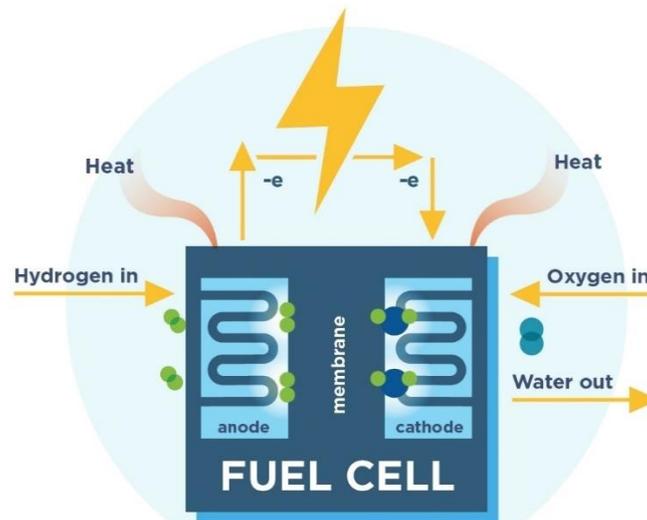


Fig. 18.2. Pila de combustible [129]

La pila de combustible no funciona por combustión, sino por vía electroquímica, por lo que alcanza mayores eficiencias que los motores de combustión interna. No tienen partes móviles por lo que no generan ruido, ni vibraciones y su mantenimiento es más sencillo. Además, no generan emisiones contaminantes, ni gases de efecto invernadero; sólo agua.

Una de las primeras aplicaciones prácticas de las pilas de combustible fue en vehículos espaciales, donde además del suministro eléctrico, el agua resultante puede usarse por los astronautas para beber, o para refrigerar los sistemas de la nave. De esta forma, la generación de electricidad con pilas de combustible a partir de hidrógeno es 100% limpia, y además como subproducto se genera agua potable.

El sector del transporte es probablemente el área donde el hidrógeno podrá imponerse de forma más efectiva. Los vehículos eléctricos de pila de combustible de hidrógeno reducirán la contaminación del aire local porque, al igual que los vehículos eléctricos de batería, tienen cero emisiones de gases contaminantes y ambos son también igual de silenciosos.

El almacenamiento de la energía es uno de los principales retos al que se enfrentarán los vehículos eléctricos de batería en los próximos años. Las tecnologías de baterías han evolucionado mucho, pero la cuestión del almacenamiento a largo plazo no la resuelven aún. Es en este escenario donde el hidrógeno podría ser de gran utilidad. No solo por su capacidad de almacenar energía por largos períodos de tiempo, sino también porque será mucho más fácil de manejar, dado que su peso será menor, porque la densidad de energía de los tanques de hidrógeno comprimido es superior a la de las baterías de los vehículos eléctricos convencionales.

Las ventajas de los vehículos eléctricos de pila de combustible de hidrógeno son las siguientes:

- Un vehículo de hidrógeno puede tardar en repostar entre 3 y 5 minutos, un tiempo similar al que demanda uno de gasolina o de diésel. En este aspecto, los vehículos eléctricos de baterías quedan relegados, ya que precisan como mínimo de 30 minutos para el repostaje.
- Si se compara con los vehículos con motores de combustión, el mantenimiento del motor de estos coches es mínimo, y mucho más sencillo.
- Los vehículos de hidrógeno tienen una mayor autonomía que los vehículos eléctricos convencionales. Mientras que los vehículos eléctricos de baterías tienen una autonomía media de 300 kilómetros con una sola carga, los de hidrógeno pueden alcanzar más del doble.
- El precio del hidrógeno es bastante más asequible que el de la gasolina o el gasóleo. Aunque en España hay actualmente muy pocas estaciones de hidrógeno, se espera que en los próximos años las principales ciudades europeas crearán la infraestructura de recarga de hidrógeno necesaria para que estos vehículos puedan ser competitivos comercialmente.

Pero el campo de actuación del hidrógeno no se resume a los turismos. En vehículos de mayor tamaño como camiones, autobuses, trenes, barcos o incluso en aviones, la alternativa eléctrica con baterías muchas veces se descarta por el peso que implican las baterías. El hidrógeno representa una forma mucho más ligera de transportar la capacidad de alimentar un motor eléctrico. El hidrógeno además se puede convertir en combustibles a base de hidrógeno, incluidos metano sintético, metanol, amoníaco y combustibles líquidos sintéticos, que tienen una gama de usos potenciales en el transporte.

El hidrógeno obtenido a partir de energías renovables es el combustible del futuro. La capacidad de emplear un combustible con una huella de CO_2 nula representa una revolución en el sector de la energía y el transporte. La gasolina, el gas, el carbón y todo el resto de combustibles serán desplazados paulatinamente por el hidrógeno. Desde el uso industrial hasta el doméstico, el camino a seguir es la utilización del hidrógeno como combustible principal.

El esquema básico de la producción de hidrógeno y electricidad a partir de energías renovables se representa en la figura 18.3.

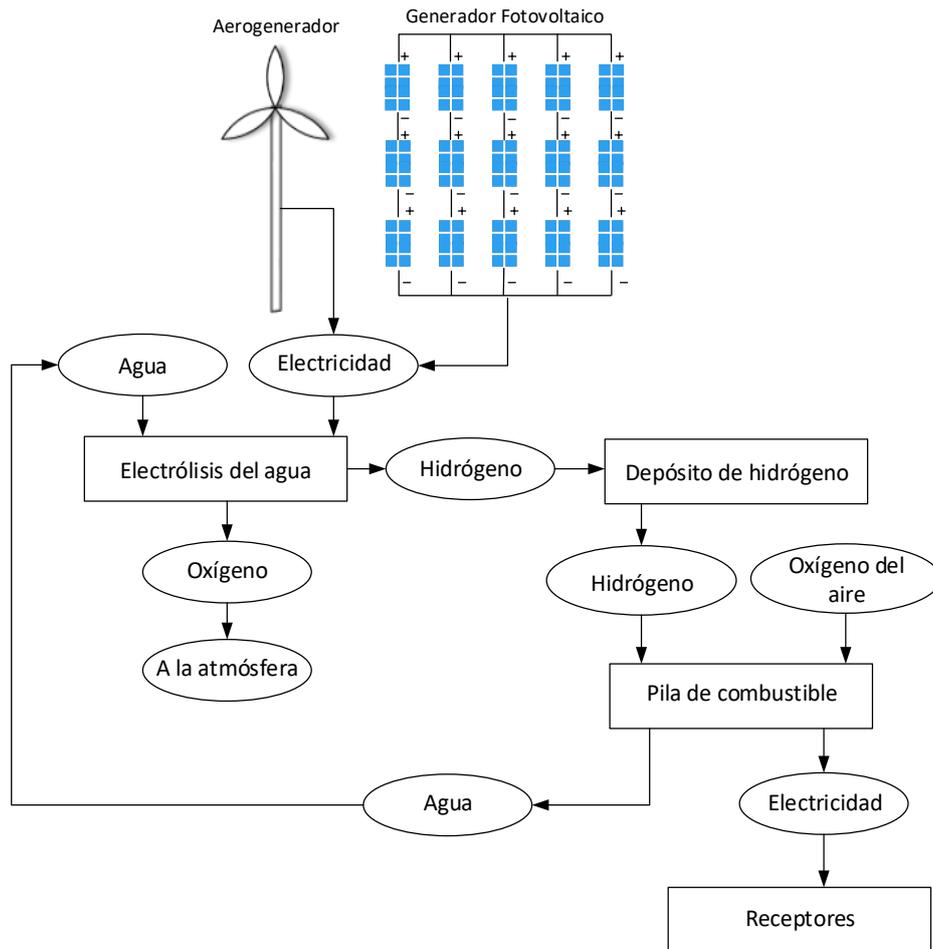


Fig. 18.3. Producción de hidrógeno y electricidad a partir de energías renovables

19. Glosario

AC. Alternating Current. Corriente alterna.

ACS. Agua Caliente Sanitaria.

AGM. Absorbed Glass Mat.

AM. Air Mass. Masa de aire.

a-Si. Silicio Amorfo.

BMS. Battery Management System.

BSF. Back Surface Field.

CdS. Sulfuro de cadmio.

CdTe. Telururo de cadmio.

CdTeS. Telururo de cadmio-sulfuro de cadmio.

CI. Certificado de Instalación.

CIGS. Cobre, Indio, Galio y Selenio.

CIGSS. Cobre, Indio, Galio, Selenio y Azufre.

CIS. Cobre, Indio y Selenio.

Cp. Coeficiente de potencia.

c-Si. Silicio Monocristalino.

DC. Direct Current. Corriente continua.

DOD. Depth Of Discharge. Profundidad de Descarga.

DSC. Dye-Sensitized Solar Cell. Célula solar sensibilizada por colorante.

EVA. Etileno-vinil-acetato.

FF. Factor de Forma.

GaAS. Arseniuro de galio.

HF. High Frequency. Alta frecuencia.

HSP. Hora Solar Pico.

IEA. International Energy Agency.

IoT. Internet of Things.

IRC. Índice de reproducción de color.

ITO. Óxido de indio y estaño.

KOH. Hidróxido Potásico.

LCoE. Levelized Cost of Energy.

LED. Light Emitting Diode. Diodo emisor de luz.

LF. Low Frequency. Baja frecuencia.

LVD. Low Voltage Disconnect.

M2M. Machine to Machine.

mc-Si. Silicio Policristalino.

MJ Cell. Multi-Junction Cell. Célula multi-unión.

Mo. Molibdeno.

MPPT. Maximum Power Point Tracking. Seguidor del punto de máxima potencia.

MTD. Memoria Técnica de Diseño.

Ni-Cd. Niquel-Cadmio.

NOCT. Nominal Operating Cell Temperature.

OLED. Organic Light Emitting Diode. Diodo orgánico emisor de luz.

OPV. Célula solar orgánica.

PERC. Passivated Emitter Rear Cell.

PLED. Polymer Light Emitting Diode.

PR. Factor de rendimiento.

PWM. Pulse Width Modulation. Modulación por ancho de pulso.

REBT. Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

SFA. Sistema Fotovoltaico Aislado de la red eléctrica.

SF. Fracción solar.

SM-OLED. Small Molecule-Organic Light Emitting Diode.

SOC. State Of Charge. Estado de Carga.

STC. Standard Test Conditions. Condiciones de prueba estándar.

TFM. Trabajo Final de Máster.

THD. Total Harmonic Distortion. Distorsión armónica total.

TSR. Tip Speed Ratio.

UE. Unión Europea.

UV Radiation. Ultraviolet Radiation. Radiación Ultravioleta.

VIV. Vortex Induced Vibration.

VLA. Vented Lead Acid.

VRLA. Valve Regulated Lead Acid.

WBS. Work Breakdown Structure.

20. Bibliografía

- [01] ABB. Cuaderno de aplicaciones técnicas nº10
Plantas fotovoltaicas
- [02] Energía Eólica. Guía Técnica. Junta de Andalucía.
Agencia Andaluza de la Energía.
Consejería de Innovación, Ciencia y Empresa
- [03] Green Sarawak
<https://greensarawak.com/things-to-know-before-going-solar/going-solar-chapter-11-know-your-solar-pv-panels-mounts-and-supports/>
- [04] International Energy Agency
<https://iea-pvps.org/>
- [05] Censolar
<https://www.censolar.org/legislacion-fotovoltaica-es-2019/>
- [06] PVGIS
<https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>
- [07] PVsyst
<https://www.pvsyst.com/>
- [08] Sistemas de energía solar fotovoltaica aplicados a viviendas residenciales en entorno urbano
Carlos Sánchez Pacheco
Universidad Internacional de Andalucía
- [09] Análisis y diseño de una instalación solar fotovoltaica de autoconsumo con baterías de Litio en una vivienda unifamiliar con datos de consumo reales
Ana Isabel Balbastre Valero
Universidad Politécnica de Valencia
- [10] Diseño de un parque eólico de 6MW en Malpica de Bergantiños, La Coruña

- Bayón Gómez, Roberto
Cebadera Miranda, Laura
Del Castillo Gómez, Raquel
EOI. Escuela de Negocios
- [11] Abastecimiento energético de una vivienda aislada de la red
Francisco Carlos Palma Tomás
Universidad Politécnica de Valencia
- [12] Instalación Eólico-Fotovoltaica para suministro eléctrico a un sistema de riego por goteo para uso agrícola
Santos Ansón Fernández
Universidad Politécnica de Cartagena
- [13] Estudio de una instalación mixta, fotovoltaica y eólica, aplicada a una casa rural
Hernández Fernández, Luis Fernando
Zapatero Rodríguez, Miguel
Universidad de Valladolid
- [14] Sistema híbrido renovable con almacenamiento para el abastecimiento de la isla de La Gomera
Marcos Del Blanco Adán
Natalia del Cerro Díaz Jiménez
Javier Gómez De Garay
Pablo Casanova Falcón
EOI. Escuela de Organización Industrial
- [15] Proyecto de instalación solar fotovoltaica para bloque de viviendas
Roberto Pons Tabascar
Universidad Politécnica de Valencia
- [16] Suministro de energía eléctrica a una vivienda rural aislada mediante fuentes de energía renovables
Steluta Nedelcu
Universitat Rovira i Virgili
- [17] Instalación solar fotovoltaica para vivienda rural
Estefanía Sánchez Ferradal
Universidad de La Coruña
- [18] Instalación fotovoltaica aislada de autoconsumo y huerto solar
Miguel Girón Poves
Universidad Politécnica de Cuenca
- [19] Estudio de viabilidad acerca de instalación de energías renovables, Smartgrid, y mejora de eficiencia energética en núcleos rurales, aplicado en el pueblo de La Almolda
Adolfo Terreu Zaballos

Universidad de Zaragoza

- [20] Proyecto de una instalación fotovoltaica de autoconsumo de 99,84 kWp de una planta industrial
Ángel Palacios Saura
Universitat Jaume I

- [21] Diseño de una instalación solar fotovoltaica de 1,1 MWp conectada a red de media tensión
Pedro Sancho Álvarez
Universitat Jaume I

- [22] Suministro eléctrico de una masía mediante sistemas renovables
Javier Morillo López
Universidad Politécnica de Cataluña

- [23] Sistema de energía solar fotovoltaica aislado para alimentación de estaciones de comunicaciones aisladas
Rodrigo González González
Universidad Carlos III de Madrid

- [24] Diseño de un sistema de generación de energía eléctrica basado en la utilización de las energías solar y eólica, e integrado en el medio natural
Diego Martínez Navarro
Universidad Politécnica de Cartagena

- [25] Estudio de instalaciones solares fotovoltaicas de autoconsumo para la tarifa 3.0A con diferentes perfiles de consumo en las distintas zonas climáticas de España
Verónica Fernández Muñoz
Universidad de León

- [26] Instalación Solar Fotovoltaica de 20kW para conexión a red
Silvia Sacristán Benito
Universidad de Valladolid

- [27] Desalación con Energía Solar Fotovoltaica: Impacto en la Región de Murcia
Daniel Dato Andúa
Universidad Politécnica de Cartagena

- [28] Wikipedia. Energía Eólica
https://es.wikipedia.org/wiki/Energía_eólica

- [29] Conagua. Comisión Nacional del Agua
<https://www.gob.mx/conagua>

- [30] ABB. Cuaderno de aplicaciones técnicas nº12
Plantas eólicas

- [31] Wikipedia. Savonius wind turbine
https://es.m.wikipedia.org/wiki/Archivo:Savonius_wind_turbine.jpg
- [32] Wikipedia. Darrieus rotor
https://de.wikipedia.org/wiki/Datei:Darrieus_rotor002.jpg
- [33] Wikipedia. Darrieus-Savonius
https://es.wikipedia.org/wiki/Aerogenerador_Darrieus
- [34] EcoInventos
<https://ecoinventos.com/que-es-un-aerogenerador/>
- [35] Ecología Hoy
<https://ecologiahoy.net/energias/viento-es-fuente-de-energia-renovable/>
- [36] Ades
<http://www.ades.tv/energias-renovables/productos-servicios/energia-eolica-turbinas-eolicas-pendulares/id/24>
- [37] Wikipedia. Aerogenerador multipala
https://es.wikipedia.org/wiki/Bombeo_eólico
- [38] Nuevas energías
<https://nuevasenergias.es/aerogenerador-de-conexion-a-red/236-aerogenerador-enair-70-220v-5500wp-inversor-de-5kw.html>
- [39] Endef Solar Solutions
<https://endef.com/panel-solar-hibrido-ii/>
- [40] Tomás Perales Benito
Guía del instalador de energías renovables
Creaciones Copyright, S.L. ISBN: 84-96300-14-5
- [41] Módulos fotovoltaicos SHARP
<https://www.sharp.es/cps/rde/xchg/es/hs.xsl/-/html/modulos-solares.htm>
- [42] M. Ibañez Plana, J.R. Rosell Polo, J.I. Rosell Urrutia
Tecnología Solar
Ediciones Mundi-Prensa. ISBN: 84-8476-199-1
- [43] José Javier García-Badell Lapetra
Cálculo de la energía solar
Bellisco Ediciones Técnicas y Científicas. ISBN: 84-95279-72-X
- [44] NRGSystems. Piranómetro
<https://es.nrgsystems.com/products/met-sensors/pyranometers/detail/hukseflux-sr11-pyranometer>

- [45] DARRERA. Pirheliómetro
<https://www.darrera.com/wp/es/producto/lppyrhe16-pirheliometro-primera-clase/>
- [46] Tiempo.com. Heliógrafo Campbell-Stokes
<https://www.tiempo.com/ram/1762/el-helgrafo-de-campbell-stokes/>
- [47] ArchiExpo. Célula fotovoltaica
<https://www.archiexpo.fr/prod/jinko-solar/product-68245-567537.html>
- [48] Wikipedia. Panel fotovoltaico
https://es.wikipedia.org/wiki/Panel_fotovoltaico
- [49] Enrique Alcor Cabrerizo
Instalaciones Solares Fotovoltaicas
Editorial Artes Gráficas Gala S.L. ISBN: 84-95693-00-3
- [50] Jinko Solar
<https://jinkosolar.eu/en/>
- [51] Público. Elementos de un módulo fotovoltaico
<https://blogs.publico.es/ignacio-martil/2017/06/23/como-lograr-energia-limpia-y-abundante-de-la-celula-solar-al-sistema-fotovoltaico/>
- [52] Jordi Serrano
La cadena de valor del módulo fotovoltaico
REC Spain S.L.U.
- [53] AutoSolar
<https://autosolar.es/blog/aspectos-tecnicos/conexion-de-las-placas-solares-tipos-y-puntos-a-tener-en-cuenta>
- [54] Miguel Alonso Abella
Sistemas Fotovoltaicos
S.A.P.T. Publicaciones Técnicas S.L. ISBN: 84-86913-09-8
- [55] Generatuluz. Elementos de un acumulador fotovoltaico
<https://www.generatuluz.com/tu-propia-instalacion-aislada/tipos-de-baterias-y-sus-caracteristicas/baterias-agm/>
- [56] BAE. Energy from Batteries
<https://www.bae-berlin.de/>
- [57] Trojan. Battery Company
<https://www.trojanbattery.com/es/solar-agm/>
- [58] PB Design. Batería de Niquel Cadmio
<https://www.pbdesign.co.uk/products/nickel-cadmium-batteries/9/>

- [59] Victron Energy.
<https://www.victronenergy.com.es/>
- [60] MK Battery
<https://www.mkbattery.com/>
- [61] Steca.
<https://www.steca.com/>
- [62] Plasmatronics.
<http://www.plasmatronics.com.au/>
- [63] Manuel Tobajas Vázquez
Energía Solar Fotovoltaica
Ediciones Ceysa S.L. ISBN: 84-86108-22-5
- [64] Jiaqi Wang
Solar Power System Modeling and Performance Analysis
University of Denver
<https://digitalcommons.du.edu/etd/689>
- [65] Morningstar.
<https://www.morningstarcorp.com/>
- [66] Leyu Electric. Regulador PWM
<http://www.leyuelec.com/>
- [67] Generatuluz. Funcionamiento de un regulador PWM
<https://www.generatuluz.com/tu-propia-instalacion-aislada/controladores-carga/reguladores/funciones-regulador-solar-pwm/>
- [68] Ubaid U. Khan, Musa Raheem, Suleman Ata, Z. H. Khan
Design and Implementation of a low-cost MPPT Controller for Solar PV System
Riphah International University, I-14, Islamabad, Pakistan
- [69] Konrad Mertens
Photovoltaics: Fundamentals, Technology and Practice
Editorial Wiley. ISBN: 9781119401049
- [70] Kyocera
<https://spain.kyocera.com/>
- [71] Fronius
<https://www.fronius.com/es-es/spain/energia-solar/productos>
- [72] Atersa
<http://www.atersa.com/es/>

- [73] DCU Tecnologic
<https://www.dcutec.com/es/>
- [74] Etiquetado energético
<http://www.controlastuenergia.gob.es/consumo-inteligente/Paginas/etiquetado-energetico.aspx>
- [75] IDAE. Guía eficiencia energética iluminación
<https://www.idae.es/>
- [76] Enkalux
<http://www.enkalux.es/?id=148:niveles-luz-segun-los-espacios>
- [77] IDAE. Guía Técnica de Eficiencia Energética en Iluminación Hospitales y Centros de Atención Primaria
- [78] Philips. Lámpara fluorescente compacta integrada
<https://www.lighting.philips.es/prof/lamparas-y-tubos-convencionales/fluorescentes-compactas-integradas>
- [79] IDAE. Guía Práctica de la Energía Consumo Eficiente y Responsable
- [80] OSRAM. Lámparas LED
<https://www.osram-lamps.es/bombillas-led/index.jsp>
- [81] LEDVANCE
<https://www.ledvance.es/>
- [82] Iluminet
<https://www.iluminet.com/oleds-el-futuro-de-la-iluminacion/>
- [83] Antonio Creus Solé
Energías renovables
Ediciones Ceysa. ISBN: 84-86108-54-3
- [84] Hi Tech Solar
hitechsolar.co.uk/product/turbo-power-60-monocrystalline-photovoltaic-module/
- [85] Medio
<https://www.medio.co.in/>
- [86] Essei Servizi
<http://www.essai.it/it/prod/20-interporto-1-987-932-kwp.html>
- [87] Sunflare
<https://www.sunflaresolar.com/>

- [88] Alba Renova
<https://albarenova.com/60-anos-del-lanzamiento-del-primer-satelite-espacial-paneles-solares/>
- [89] InfinityPV
<https://infinitypv.com/press/downloads>
- [90] Hannes Michaels, Michael Rinderle, Richard Freitag, Iacopo Benesperi, Tomas Edvinsson, Richard Socher, Alessio Gagliardi, Marina Freitag
Dye-sensitized solar cells under ambient light powering machine learning: towards autonomous smart sensors for the internet of things
<https://pubs.rsc.org/en/content/articlelanding/sc/2020/c9sc06145b#!divAbstract>
- [91] DeepResource
<https://deepresource.wordpress.com/2012/05/12/solar-power-to-dye-for/>
- [92] Célula DSC
https://es.wikipedia.org/wiki/Celda_Solar_Graetzel#/media/Archivo:Operating_diagram_of_DSC.svg
- [93] Vidriera formada por células DSC
<https://marjanvanaubel.com/dev/current-window-2/>
- [94] Espectro electromagnético
<https://sites.google.com/site/ondaselecmag/espectro-electromagnetico>
- [95] HG. Ingeniería y Construcciones
<https://www.hgingeneria.com.co/modulos-solares-perc-en-que-consiste-esta-tecnologia/>
- [96] The Solarbrogger
<http://www.solarblogger.net/2017/04/what-is-perc-solar-cell.html>
- [97] LG. Célula bifacial.
<https://www.lg.com/es/business/neon-2-bifacial>
- [98] Soltec. Módulo bifacial
<https://soltec.com/>
- [99] William Shockley and Hans J. Queisser
Detailed Balance Limit of Efficiency of p-n Junction Solar Cells
- [100] A. Richter; M. Hermle; S.W. Glunz
Reassessment of the limiting efficiency for crystalline silicon solar cells
- [101] Células MJ
https://en.wikipedia.org/wiki/Multi-junction_solar_cell

- [102] NREL. Best Research-Cell Efficiencies 2020
<https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>
- [103] Valldoreix
<http://www.valldoreix-gp.com/the-benefits-of-solar-trackers/>
- [104] Clean Point
<https://cleanpointenergy.com/services/suntracker/>
- [105] Energética
<http://www.energetica21.com/articulos-y-entrevistas-online-ver/viabilidad-de-la-instalacion-de-seguidores-solares-de-1-eje-respecto-instalaciones-fijas-en-aplicaciones-de-riego-bombeo-solar-y-autoconsumo>
- [106] SRPS
<https://www.srps.com/>
- [107] Kansas Wind Power
https://www.kansaswindpower.net/solar_mounts.htm
- [108] PV Magazine
<https://pv-magazine-usa.com/2018/08/10/virginia-approves-500-mw-of-solar-power-plant/>
- [109] EcoDiseño
<https://ecodiseno.tumblr.com/post/145228193647/vortex-aerogeneradores-sin-aspas-vortex-un>
- [110] Ambientologa.Net
<http://www.ambientologa.net/2016/03/los-aerogeneradores-del-futuro-molinos.html>
- [111] Vortex Bladeless
<https://vortexbladeless.com/>
- [112] David Jesús Yáñez Villarreal. Vortex Bladeless S.L.
VIV resonant wind generators
- [113] Miguel Ángel Sánchez Hidalgo. Ricardo Atienza Pascual
Nuevo concepto de generación eólica
Aerogenerador sin palas por vorticidad
Universidad Alfonso X el Sabio
Revista Tecnológí@ y desarrollo
Editor: Javier Morales Pérez – tecnologia@uax.es
ISSN: 1696-8085
- [114] Windnavigator
<https://dashboards.awstruepower.com/subscriptions/windnavigator>

- [115] Ekidom
<http://www.ekidom.com/tecnologia-minieolica>
- [116] Aerogenerador WindSpot
<http://www.teican.com/pdf/EOLICA.pdf>
- [117] Aerogenerador Enair 30 PRO
<https://www.enair.es/en/small-wind-turbines/e30pro>
- [118] Bornay
<https://www.bornay.com/es>
- [119] GlobalData
<https://www.globaldata.com/>
- [120] JA Solar
<https://www.jasolar.com/html/en/>
- [121] Trina Solar
<https://www.trinasolar.com/us>
- [122] Longi Solar
<https://en.longi-solar.com/>
- [123] LG NeON 2
<https://www.lg.com/es/business/neon-2>
- [124] Baterías Hoppecke
<https://www.hoppecke.com/es/>
- [125] Norma UNE-HD 60364-5-52:2014
<https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma/?Tipo=N&c=N0054027>
- [126] Mario Ortega Rodríguez
Energías Renovables
Thomson Editores Spain. Paraninfo S.A. ISBN: 84-283-2582-0
- [127] Studer
<https://www.studer-innotec.com/es/productos/gama-variortrack/>
- [128] Wood Mackenzie
<https://www.woodmac.com/news/editorial/the-future-for-green-hydrogen/>
- [129] FCHEA. Fuel Cell Hydrogen Energy Association
<http://www.fchea.org/h2-day-2019-events-activities/2019/8/1/fuel-cell-amp-hydrogen-energy-basics>