

**TECNOLOGÍAS DE ALIMENTACIÓN RENOVABLE  
PARA INVERNADEROS AVANZADOS:  
DISEÑO, CARACTERIZACIÓN, DIMENSIONADO Y  
CAPTADORES FOTOVOLTAICOS**

**Irune Moriana García**

<https://doi.org/10.48035/Tesis/2454/42498>



**TECNOLOGÍAS DE ALIMENTACIÓN RENOVABLE  
PARA INVERNADEROS AVANZADOS:  
DISEÑO, CARACTERIZACIÓN, DIMENSIONADO Y  
CAPTADORES FOTOVOLTAICOS**

Memoria que, para optar al grado de  
Doctor Ingeniero Industrial, presenta

**Irene Moriana García**

Realizada bajo la dirección de

**Pablo Sanchis Gúrpide**



Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

Pamplona, 2015



# AGRADECIMIENTOS

Deseo utilizar estas líneas para agradecer su apoyo a todas las personas que me han apoyado a lo largo de todos estos años de realización de esta tesis.

Al mi director de tesis, Pablo Sanchis, por haber tenido siempre tiempo para mí. Por su paciencia, su dedicación y por saber decirme siempre las palabras perfectas para seguir adelante.

A Miguel y Javi, por la colaboración y ayuda prestada en el estudio de silicio amorfo. A Julio, por la colaboración en el montaje de la instalación fotovoltaica y la toma de datos y posterior análisis de los mismos.

A todos mis compañeros del grupo INGEPER, por las horas de trabajo compartido y toda la ayuda prestada.

Al personal de la finca de Sartaguda, por su total disponibilidad y su contribución en el análisis del invernadero de Sartaguda que ha permitido el desarrollo de una parte importante de esta tesis.

Al personal de Acciona Energía por su contribución en el proyecto que ha permitido el desarrollo de esta tesis.

A mis padres y mi hermano porque siempre confiaron en mí.

A Iñako por su apoyo incondicional y por compartir conmigo buenos y malos momentos.

A mis hijos por haber comprendido que en muchos momentos mamá no podía jugar. porque tenía que trabajar. Ellos son mi principal motivación cada día.

A mi abuela



# CONTENIDOS

<b>1</b>	<b>INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>SISTEMAS HÍBRIDOS EÓLICO-FOTOVOLTAICOS</b>	<b>9</b>
2.1	Introducción / 9	
2.2	Configuración de los sistemas híbridos/ 12	
2.3	Diseño de sistemas híbridos / 17	
2.4	Control de sistemas híbridos / 18	
2.4.1	Formas de control / 19	
2.4.2	Control de carga / 20	
2.4.3	Supervisión / 21	
2.4.4	Estrategias de control del sistema de baterías / 21	
2.4.5	Implementación de las estrategias de control / 24	
2.5	Dimensionado de sistemas híbridos / 25	
<b>3</b>	<b>MÉTODO AVANZADO DE DIMENSIONADO DE SISTEMAS HÍBRIDOS EÓLICO-FOTOVOLTAICOS</b>	<b>29</b>
3.1	Introducción / 29	
3.2	Condiciones de partida para el dimensionado de un sistema híbrido / 30	
3.2.1	Condiciones medioambientales: análisis de los recursos / 30	
3.2.2	Características de la instalación receptora / 33	
3.2.3	Especificaciones de los elementos a emplear en la generación de energía / 35	
3.3	Cálculo de la generación de energía por unidad de área / 36	
3.4	Dimensionado de los subsistemas de generación eólica y fotovoltaica / 39	
3.5	Dimensionado del subsistema de almacenamiento: probabilidad de pérdida de suministro energético y coste del sistema / 44	
3.5.1	Sistema sin desfase energético / 44	
3.5.2	Sistema con desfase energético / 47	
3.5.2.1	Relación entre el número de baterías y Probabilidad de Pérdida de Suministro Energético / 49	
3.5.2.2	Relación entre coste y Probabilidad de Pérdida de Suministro Energético / 51	
3.5.2.3	Otros posibles criterios para la elección del sistema / 53	

<b>4</b>	<b>TECNOLOGÍA DE INVERNADEROS</b>	<b>55</b>
4.1	Introducción / 55	
4.2	Concepto de invernadero / 55	
4.3	Tipos de invernaderos / 57	
4.3.1	Clasificación según su perfil externo / 58	
4.3.2	Otras clasificaciones / 62	
4.4	Posibles elementos de consumo eléctrico de un invernadero / 62	
4.4.1	Sistema de refrigeración / 63	
4.4.1.1	Sistemas que reducen la radiación solar / 64	
4.4.1.2	Sistemas de ventilación / 65	
4.4.1.3	Sistemas de evaporación de agua / 65	
4.4.2	Sistema de riego hidropónico / 66	
4.4.3	Iluminación / 67	
4.4.4	Sistema de recogida de lixiviados / 68	
4.4.5	Otros sistemas / 68	
4.5	Utilización de energías renovables en invernaderos / 68	
4.5.1	Alimentación con energía solar fotovoltaica / 69	
4.5.1.1	Introducción / 69	
4.5.1.2	Refrigeración fotovoltaica en invernaderos / 70	
4.5.1.3	Sistemas PV/térmicos en invernaderos / 73	
4.5.2	Alimentación con energía eólica / 74	
4.5.2.1	Alimentación de invernaderos con energía eólica / 75	
4.5.2.2	Calefacción con energía eólica en invernaderos / 76	
4.5.2.3	Riego con energía eólica en invernaderos / 77	
4.5.3	Conclusiones/ 77	
4.6	Aplicaciones similares a las de los invernaderos basadas en energías renovables / 78	
4.6.1	Refrigeración / 78	
4.6.2	Bombeo / 79	
4.6.3	Riego / 80	
4.6.4	Calefacción / 80	
<b>5</b>	<b>DESCRIPCIÓN DEL INVERNADERO PROTOTIPO</b>	<b>83</b>
5.1	Introducción / 83	
5.2	Descripción del invernadero / 84	
5.3	Análisis de los elementos de consumo eléctrico / 88	
5.3.1	Sistemas de climatización / 89	



5.3.1.1	Refrigeración / 89	
5.3.1.2	Calefacción / 97	
5.3.2	Sistema de riego / 101	
5.3.3	Equipos de programación / 105	
5.3.3.1	Programador de ventilación (MINICLIM 2000 de ULMA) / 106	
5.3.3.2	Programador de riego (AGRONIC 6000) / 106	
5.3.3.3	Programador de la pantalla de sombreado / 106	
5.3.3.4	Programador de los equipos de calefacción / 106	
5.3.3	Resumen de los elementos de consumo / 107	
<b>6</b>	<b>METODOLOGÍA DE ESTIMACIÓN DE CONSUMOS INDIVIDUALIZADOS: APLICACIÓN AL INVERNADERO DE SARTAGUDA</b>	<b>109</b>
6.1	Introducción / 109	
6.2	Análisis del consumo eléctrico global del invernadero / 111	
6.2.1	Estudio del perfil diario de consumo / 111	
6.2.1.1	Análisis del consumo eléctrico de un día de verano / 111	
6.2.1.2	Análisis del consumo eléctrico de un día de invierno / 115	
6.2.2	Evolución del consumo diario del invernadero / 120	
6.3	Proceso de desglose de la potencia global en potencias individuales / 124	
6.3.1	Fases del trabajo realizado/ 124	
6.3.2	Información de partida para realizar la programación / 127	
6.3.3	Estructura del programa / 133	
6.3.4	Resultados obtenidos / 137	
6.3.4.1	Consumo eléctrico global del invernadero / 137	
6.3.4.2	Análisis individual de los consumos por cargas / 141	
6.3.4.3	Comparación de los consumos eléctricos de las cargas del invernadero / 154	
<b>7</b>	<b>DISEÑO Y DIMENSIONADO DEL SISTEMA HÍBRIDO EÓLICO-FOTOVOLTAICO DE ALIMENTACIÓN PARA EL INVERNADERO DE SARTAGUDA</b>	<b>159</b>
7.1	Introducción / 159	
7.2	Condiciones de partida para el dimensionado del sistema híbrido / 160	
7.2.1	Condiciones medioambientales: análisis de los recursos / 160	
7.2.1.1	Descripción de la estación/ 160	
7.2.1.2	Análisis de los datos registrados/ 161	
7.2.2	Características de la instalación receptora: análisis de la demanda de energía / 164	

7.2.3	Especificaciones de los elementos a emplear en la generación de energía / 164	
7.2.3.1	Aerogenerador INCLIN 6000 / 165	
7.2.3.2	Módulos fotovoltaicos IS-75/12 / 166	
7.2.3.3	Baterías FIAM LM 300 / 166	
<b>7.3</b>	<b>Cálculo de la generación de energía por unidad de área / 166</b>	
<b>7.4</b>	<b>Dimensionado de los subsistemas de generación eólica y fotovoltaica / 167</b>	
<b>7.5</b>	<b>Dimensionado del subsistema de almacenamiento: Probabilidad de pérdida de suministro energético y coste del sistema / 171</b>	
7.5.1	Sistema sin desfase energético / 171	
7.5.2	Sistema con desfase energético / 179	
<b>7.6</b>	<b>Dimensionado del sistema híbrido para otras necesidades de demanda / 181</b>	
7.6.1	Diseño del sistema para el invernadero sin consumo eléctrico de calefacción / 182	
7.6.2	Diseño del sistema para el invernadero sin consumo eléctrico de la calefacción y con ajuste de grupo de presión / 185	
<b>8</b>	<b>INTEGRACIÓN DE TECNOLOGÍAS DE SILICIO AMORFO EN CAPA DELGADA Y FLEXIBLE EN INVERNADEROS</b>	<b>191</b>
<b>8.1</b>	<b>Introducción / 191</b>	
<b>8.2</b>	<b>Módulos de silicio amorfo: comportamiento y características / 192</b>	
8.2.1	Tecnologías del silicio / 192	
8.3.2	Células multiunión / 193	
8.3.3	Degradación de las células de silicio amorfo / 195	
8.3.4	Influencia espectral / 197	
8.3.5	Otros efectos / 199	
8.3.5.1	Efecto del ángulo de incidencia / 199	
8.3.5.2	Influencia de la temperatura / 199	
<b>8.3</b>	<b>Descripción de la instalación y del módulo ensayado / 201</b>	
8.3.1	Módulo ensayado: UNI-SOLAR PVL-136 / 201	
8.3.2	Estructuras / 203	
8.3.3	Medida de la temperatura del panel. Termorresistencias / 206	
8.3.4	Medida de la irradiancia. Células calibradas / 210	
8.3.5	Inversor Mastervolt / 212	
8.3.6	Trazador de curvas I-V: PVPM 1000C / 213	
8.3.7	Registrador de datos. Yokogawa DC100 / 214	
8.3.8	Esquema del sistema / 215	
<b>8.4</b>	<b>Caracterización del módulo y efecto degradación / 217</b>	

---

8.4.1	Caracterización del módulo: curvas I-V y obtención de la potencia en condiciones estándares / 217	
8.4.2	Influencia de la temperatura / 221	
8.4.3	Degradación del módulo y evolución de la potencia CEM / 222	
8.4.4	Funcionamiento en condiciones anómalas / 224	
8.4.4.1	Máximos locales múltiples / 224	
8.4.4.2	Sombras parciales / 226	
8.4.4.3	Otros fenómenos adversos / 227	
<b>8.5</b>	<b>Comportamiento en superficie curva y estimación de la producción / 228</b>	
8.5.1	Introducción / 228	
8.5.2	Método convencional de estimación de las componentes de la radiación solar sobre plano inclinado / 229	
8.5.2.1	Separación de las componentes de la radiación solar sobre plano horizontal / 229	
8.5.2.2	Cálculo de las componentes de la irradiancia sobre superficie inclinada / 232	
8.5.3	Nuevo método desarrollado para la estimación de las componentes de la radiación solar sobre plano inclinado / 234	
8.5.4	Metodología para la estimación de la producción diaria de energía / 237	
8.5.5	Estimación de la producción anual de energía / 249	
8.5.6	Conclusiones / 250	
<b>9</b>	<b>CONCLUSIONES Y LINEAS FUTURAS</b>	<b>255</b>
9.1	Conclusiones / 255	
9.2	Aportaciones / 257	
9.3	Líneas futuras / 258	
	<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>261</b>
	<b>NOMENCLATURA</b>	<b>267</b>



# CAPÍTULO 1

---

## Introducción y objetivos

El aumento constante del consumo de energía proveniente de combustibles fósiles y la finitud de las reservas de éstos serían razones suficientes para buscar con gran interés nuevas alternativas a la generación de energía. A ello se debe añadir la polarización existente entre zonas productoras y consumidoras, ya que los países consumidores, de gran desarrollo económico y alto consumo de petróleo, no son productores, y sus economías resultan dependientes y muy sensibles a cualquier crisis en la producción.

Sin embargo, el motivo más importante para sustituir los combustibles fósiles por fuentes de energía renovables es el impacto ambiental producido en la combustión de aquellos, ocasionado por la emisión de óxidos de carbono, de azufre y de nitrógeno (el CO<sub>2</sub> es el causante del efecto invernadero, mientras que los óxidos de azufre y nitrógeno dan lugar a la lluvia ácida). De este modo, si el esperado fuerte crecimiento de la demanda energética se satisface desde fuentes fósiles, el aumento de emisión de CO<sub>2</sub> y otros gases de efecto invernadero podría llegar a causar deterioros irreversibles en el medio ambiente.

Bajo el peso de las evidencias acumuladas y las pruebas que confirman los efectos de la subida de las concentraciones de los gases invernadero, y a pesar del rechazo manifestado por ciertos cuerpos científicos y sociales, el mundo se acabó convenciendo de la necesidad de afrontar esta amenaza y de realizar acciones encaminadas a disminuir la cantidad de estos gases emitida a la atmósfera. Estos motivos llevaron a que a partir de 1985 se sucedieran las conferencias, informes y convenios relacionadas con este tema, que culminaron el 11 de diciembre de 1997, cuando más de 150 naciones adoptaron el Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, un acuerdo sin precedentes cuyo objetivo era limitar las emisiones de estos gases.

El objetivo del Protocolo de Kyoto es que los países industrializados tengan establecidas unas metas de obligado cumplimiento, en cuanto a sus niveles de emisión de gases invernadero, y dado que la quema de combustibles fósiles es el mayor responsable de la contribución al calentamiento global, el mayor esfuerzo por cumplir los compromisos del protocolo debe centrarse en la aplicación de fuentes de energía limpias y el ahorro energético.

Por lo tanto, las energías renovables representan sin duda alguna la opción de futuro más acorde con el medio ambiente. Este es el aspecto más positivo que aportan, aunque no el único, ya que realizan la explotación de recursos inagotables, tienen un moderado impacto ambiental en su explotación, e incorporan aspectos sociales como reequilibrio territorial, creación de empleo en los lugares de explotación, etc.

En resumen, se pueden destacar las siguientes ventajas de las energías renovables frente a los combustibles fósiles:

- Ventajas medioambientales, ya que no producen emisiones de CO<sub>2</sub> y otros gases contaminantes a la atmósfera, no generan residuos de difícil tratamiento y son inagotables. Al contrario que los combustibles fósiles, que son finitos.
- Ventajas estratégicas, dado que son autóctonas, lo que evita en gran medida la dependencia exterior. Por el contrario, los combustibles fósiles existen únicamente en un número limitado de países, haciendo necesarias las importaciones.
- Ventajas socioeconómicas, ya que contribuyen decisivamente al equilibrio interterritorial porque suelen instalarse en zonas rurales, al contrario que las energías tradicionales, que se sitúan en general cerca de zonas muy desarrolladas y permiten a muchos países desarrollar tecnologías propias en lugar de importarlas de otros países.
- En algunos casos presentan elevados rendimientos en el proceso de generación, en comparación con las energías tradicionales. La eficiencia energética con fuentes renovables es comparativamente alta, cercana al 90% para la hidráulica, y cercana al 60% para los sistemas avanzados de producción con biomasa, frente a un valor medio del 35% de la generación con energía térmica convencional.
- Se diseñan para una demanda de energía definida (una inversión apropiada a la demanda) y, por ser modulares, se puede incrementar su potencia cuando crece la demanda. Esta modularidad permite además que puedan ser reubicados fácilmente.

La creciente importancia de este tipo de tecnologías puede verse reflejada en los datos del "Renewables Global Status Report" de 2015 del REN21 [REN 15]. Según dicha fuente el 22,8% de la energía eléctrica generada a nivel mundial en 2014 se obtuvo a

partir de fuentes de energía renovables. De este porcentaje, la mayor parte (el 16,6% de la energía total generada) fue de origen hidráulico mientras que la energía eólica y la solar fotovoltaica supusieron el 3,1% y el 0,9% de la energía total, respectivamente. Estos datos suponen un incremento del 0,7% en el porcentaje de energía eléctrica total de origen renovable y 0,2% en los porcentajes de energía eólica y solar fotovoltaica respecto de los datos del informe del REN21 de 2014 [REN 14].

En lo que respecta a las dos fuentes de energía renovables que centran el interés de esta tesis, en ambos casos se produjo un notable incremento de la potencia instalada en el año 2014 acorde a la tendencia observada en los últimos años. En el caso de la energía solar fotovoltaica en 2014 fueron instalados un total de 39 GW nuevos en 2014, lo que supone un incremento del 28% respecto de la potencia que ya había instalada, alcanzando los 177 GW. En cuanto a la evolución en los últimos diez años, la potencia instalada se ha multiplicado casi por 50, dado que la potencia instalada en 2004 era de 3,7 GW. Por su parte, la nueva potencia eólica instalada en 2014 fue de 51 GW, lo que supone un incremento del 16%, alcanzando los 370 GW totales. Observando la tendencia de los últimos 10 años, la potencia actual es 8 veces la potencia instalada en 2004.

En el caso de España ninguna de las dos tecnologías experimentaron cambios en cuanto a potencia instalada en 2014. La potencia fotovoltaica instalada actualmente en España es de unos 6 GW (7º país a nivel mundial en potencia fotovoltaica instalada) y la eólica de unos 22 GW (4º país a nivel mundial en potencia eólica instalada).

No obstante, los sistemas que utilizan una sola fuente de energía (renovable o convencional), no permiten garantizar la generación de energía con un coste similar al que supone la conexión a la red general. En el caso de los sistemas que emplean una sola fuente de energía renovable, la variabilidad y aleatoriedad de los recursos en que están basados, hace que se requiera una gran capacidad de almacenamiento de energía para poder cubrir la demanda, cuando la generación por parte del resto del sistema no sea suficiente. Esto hace que al diseñarla, la instalación quede sobredimensionada, existiendo un exceso en la producción de energía durante la mayor parte del tiempo. Surge así la necesidad de utilizar sistemas híbridos de generación de energía.

Un sistema híbrido es aquel que combina dos o más fuentes de energía de distinto tipo. La combinación de diversas fuentes permite reforzar las cualidades de cada una de ellas, puesto que se complementan las unas a las otras obteniéndose de este modo ventajas tanto de carácter económico como relacionadas con la flexibilidad y la fiabilidad del sistema.

Se pueden combinar diversas fuentes de energía en este tipo de instalaciones, lo que da lugar a gran cantidad de sistemas híbridos diferentes. Concretamente, el sistema híbrido que centra el interés de esta tesis es de tipo eólico-fotovoltaico.

El uso de energías renovables y en particular de sistemas híbridos cobra aún más importancia en aquellas situaciones en que la conexión a la red general resulta inviable o conlleva un coste demasiado elevado. En las zonas rurales la implementación de estos sistemas supone una alternativa al uso de los generadores diesel.

El propósito general de esta tesis consiste en el estudio y análisis de los sistemas híbridos eólico-fotovoltaicos de generación de energía eléctrica y su implementación en invernaderos. Concretamente, el trabajo realizado se enmarca en el CENIT (Consortios Estratégicos Nacionales en Investigación Técnica) MEDIODÍA ("Multiplicación de Esfuerzos para el Desarrollo, Innovación, Optimización y Diseño de Invernaderos Avanzados"). El objetivo general de este proyecto consistió en realizar una investigación de carácter estratégico en el campo de la agricultura bajo plástico, para la obtención de nuevos conocimientos multidisciplinares que permitieran el futuro desarrollo de un nuevo concepto de invernadero avanzado. En este sentido, se definieron tres invernaderos prototipo de tres regiones climáticas en España: uno de cultivo hortícola en Almería, representativo de clima mediterráneo, otro de cultivo ornamental en Madrid, ejemplo de un clima continental, y otro de cultivo hortícola en Sartaguda, Navarra, representativo del clima típico del Valle del Ebro.

El trabajo que aquí se presenta se enmarca dentro de la colaboración entre ACCIONA ENERGÍA y el Grupo de investigación en Ingeniería Eléctrica, Electrónica de Potencia y Energías Renovables (INGEPER) de la Universidad Pública de Navarra, dentro del mencionado proyecto CENIT MEDIODIA. El objetivo de Acciona dentro del proyecto consistió en desarrollar la tecnología de captador solar fotovoltaico mediante células poliméricas, investigar en nuevos captadores solares térmicos (integrados o de tipo cilindro parabólico con ciclo ORC), mejorar la eficiencia energética y analizar la desalación con energía solar. A su vez, el trabajo del grupo INGEPER consistió en desarrollar sistemas de energías renovables para cubrir las necesidades energéticas de suministro eléctrico de climatización, electricidad de proceso y control de un polígono de invernaderos, de manera centralizada y distribuida.

La presente tesis se centra en el estudio de mejoras tecnológicas para el invernadero de Sartaguda. Como se ha indicado, el trabajo se llevó a cabo con el apoyo de la empresa ACCIONA ENERGÍA, y se enfocó, principalmente, en tres direcciones: desarrollo de metodologías de análisis de consumos eléctricos en invernaderos, diseño avanzado de sistemas de alimentación renovables para invernaderos (especialmente de tipo eólico-fotovoltaico), y análisis y modelado de la producción eléctrica de sistemas fotovoltaicos basados en capa delgada y flexible para su incorporación a los invernaderos de tipo capilla.



De este modo, el contenido de esta memoria está estructurado en 3 grandes bloques. El primer bloque está constituido por los capítulos 2 y 3 y trata sobre los sistemas híbridos de generación de energía eléctrica, haciendo hincapié en el dimensionado de los mismos. El segundo bloque lo componen los capítulos 4, 5, 6 y 7 y describe la aplicación de este tipo de sistemas en esta tesis: los invernaderos. El capítulo 7 supone la integración de ambos bloques dado que aplica la metodología de dimensionado de sistemas híbridos descrita en el primer bloque a los perfiles de consumo del invernadero obtenidos en los capítulos anteriores del segundo bloque. Por último, el tercer y último bloque de la tesis, compuesto por el capítulo 8, se centra en la integración del silicio amorfo en el sistema híbrido diseñado la satisfacer las necesidades de consumo eléctrico del invernadero. A continuación, se describe brevemente el contenido de cada uno de los capítulos.

El capítulo 2 describe la situación de los sistemas híbridos eólico-fotovoltaicos. En primer lugar, se establecen algunos conceptos básicos sobre la energía, estudiando más a fondo el papel de las energías renovables en el panorama energético actual y los motivos que llevan a considerar los sistemas híbridos como una de las alternativas mejor valoradas en el caso de las aplicaciones alejadas de la red eléctrica. Asimismo, se describe la configuración de los mismos y se presentan algunas nociones acerca de las estrategias de control de este tipo de sistemas. Finalmente, se hace un resumen de las metodologías de dimensionado de sistemas híbridos encontradas en la bibliografía.

En el capítulo 3 se describe en profundidad la metodología de dimensionado de sistemas híbridos desarrollada en esta tesis. Se busca con este método dimensionar el sistema de manera global, con especial atención al cálculo del subsistema de almacenamiento, buscando cumplir los objetivos de fiabilidad y coste de la aplicación. Se presenta la metodología propuesta tanto de manera teórica como con su aplicación a un posible sistema híbrido eólico-fotovoltaico, realizando un análisis crítico de los resultados obtenidos para este sistema. Esta aplicación ficticia descrita en este capítulo busca un mejor entendimiento de los fundamentos teóricos del método y previo a la aplicación real de la metodología de dimensionado que se describe en el capítulo 7.

Una vez descrito el tipo de sistema de generación de energía eléctrica y los fundamentos de la metodología desarrollada para su dimensionado comienza el bloque centrado en la instalación en la cual se va a aplicar el sistema. Así, en el capítulo 4 se analiza el estado tecnológico actual de los invernaderos. Se comienza definiendo brevemente el concepto de invernadero y describiendo el desarrollo alcanzado por estas estructuras. A continuación, se procede a analizar los distintos tipos que existen y se describen los posibles elementos de consumo eléctrico de un invernadero. Por último se describen las aplicaciones de energía eólica y solar fotovoltaica en invernaderos encontradas en la bibliografía analizada.

El capítulo 5 se centra en la descripción del invernadero concreto que centra el interés de la tesis, el invernadero prototipo de Sartaguda, ejemplo de cultivo hortícola en clima típico del Valle del Ebro. Tras una descripción del invernadero a nivel estructural se procede a analizar los distintos elementos de consumo eléctrico del invernadero. En el análisis de cada uno de estos elementos se incluye un ejemplo de perfil de consumo de potencia que fue obtenido empleando la metodología descrita en el siguiente capítulo. Aunque dicha metodología se describa más adelante se considera importante incluir algunos de los resultados en este capítulo a fin de dar una información más completa y compacta de los elementos de consumo eléctrico.

Como ya se ha anticipado, el capítulo 6 detalla la metodología de estimación de consumos individualizados desarrollada para el invernadero de Sartaguda. Aunque en un principio se esperaba disponer de perfiles reales de demanda eléctrica, la imposibilidad de conseguir dichos perfiles obligó a plantear la instalación de un sistema de medición de consumos en el mencionado invernadero de Sartaguda, así como la elaboración de un protocolo de recogida y tratamiento de datos. Se describe en este capítulo la herramienta informática desarrollada para obtener los consumos individualizados de cada uno de los elementos del invernadero a partir de los datos de consumo eléctrico global del invernadero. Se muestran asimismo los resultados obtenidos mediante la aplicación de dicha herramienta. Y se desarrollan perfiles prototipo de consumos útiles para caracterizar de forma general un invernadero.

El capítulo 7 aplica la metodología de dimensionado de sistemas híbridos descrita en el capítulo 3 al diseño de un sistema capaz de satisfacer con el mejor compromiso entre fiabilidad y coste los consumos eléctricos del invernadero de Sartaguda mostrados en el capítulo 6. Se analizan en primer lugar tanto los recursos renovables disponibles en el emplazamiento del invernadero como los elementos elegidos para configurar el sistema híbrido de generación de energía eléctrica. El desarrollo del método y la presentación de los resultados se realiza según la misma estructura que se siguió en el capítulo 3 para describir la metodología.

El capítulo 8 analiza la tecnología de capa fina de silicio amorfo sobre paneles flexibles y su aplicación al invernadero prototipo. Para la incorporación masiva de las energías renovables aún queda mucho trabajo por realizar; sin embargo, un aspecto esencial, en el caso de los sistemas fotovoltaicos, es la integración constructiva de los mismos. En ese sentido, una tecnología que pudiera ser de interés es la flexible de capa delgada. Ante la ausencia de estudios en este sentido, se decidió, a petición de las empresas participantes en el proyecto CENIT MEDIODIA, estudiar a fondo la caracterización de estos paneles y el modelado de su producción en función de su geometría y del tipo de irradiancia recibida.

Finalmente, el Capítulo 9 recoge las conclusiones finales del trabajo desarrollado a lo largo de la tesis. A su vez, en este capítulo también se muestran las aportaciones que, hasta la fecha, ha dado lugar el trabajo realizado. Por último, se proponen las líneas futuras que permitirán dar continuidad a la labor investigadora en las diferentes temáticas tratadas en la tesis.



# CAPÍTULO 2

---

## Sistemas híbridos eólico-fotovoltaicos

### 2.1 INTRODUCCIÓN

La energía se define de forma general como la capacidad para producir un trabajo. Prácticamente, la totalidad de la energía de que se dispone proviene del sol. Produce los vientos, la evaporación de las aguas superficiales, la formación de nubes, las lluvias y, por consiguiente, los saltos de agua. Además, su calor y su luz constituyen la base de numerosas reacciones químicas indispensables para el desarrollo de los vegetales y de los animales que, con el paso de los siglos, originaron los combustibles fósiles.

Para obtener la energía se debe partir de algún cuerpo o materia que la tenga almacenada, pudiendo aprovecharla directamente o por medio de una transformación física o química. A estos cuerpos se les llama fuentes de energía.

Según sea su disponibilidad, las fuentes de energía se pueden clasificar en renovables y no renovables. Las fuentes de energía renovables son aquellas cuyo potencial es inagotable por provenir de la energía que llega a nuestro planeta de forma continua. Son energías renovables la energía solar, la eólica, la hidráulica, la biomasa y la debida a las mareas, olas y gradientes térmicos permanentes. Las fuentes de energía no renovables son aquellas que existen en una cantidad limitada en la naturaleza. No se renuevan a corto plazo y por lo tanto se agotan cuando se utilizan. Dentro de este grupo de fuentes de energía se encuentran los combustibles fósiles y el uranio.

El aumento constante del consumo de energía proveniente de combustibles fósiles y la finitud de las reservas de éstos serían razones suficientes para buscar con gran interés

nuevas alternativas a la generación de energía. A ello se debe añadir la polarización existente entre zonas productoras y consumidoras, ya que los países consumidores, de gran desarrollo económico y alto consumo de petróleo, no son productores y sus economías resultan dependientes y muy sensibles a cualquier crisis en la producción. Sin embargo, el motivo más importante para sustituir los combustibles fósiles por fuentes de energía renovables es el impacto ambiental producido en la combustión de aquellos, que ocasiona la emisión de óxidos de carbono, de azufre y de nitrógeno.

La energía tiene un fuerte impacto en el desarrollo de las zonas rurales y en la creación de oportunidades de trabajo; sin embargo, todavía existen zonas en las que la extensión de la red eléctrica normalmente resulta impracticable, debido a la dispersión de la población, a las características del terreno, o a ambas causas. Incluso en el caso de que la conexión a la red sea posible, ésta queda rechazada en muchos casos debido al alto coste que conlleva. Por este motivo en la actualidad todavía mil millones de personas carecen de acceso a la red eléctrica, lo que supone el 15% de la población mundial [REN15]. Surge en estos casos la necesidad de utilizar sistemas de generación de energía no conectados a la red y surgen de este modo los sistemas aislados de generación de energía, que proporcionan electricidad de forma independiente de la red eléctrica local.

En estos puntos en que la conexión a la red no es conveniente o simplemente no es posible, los grupos electrógenos han sido siempre los equipos más empleados para generar energía. Este tipo de sistemas proporciona una fuente de energía fiable y su adquisición resulta más económica que la de otros equipos. Sin embargo, factores como los costes de combustible, el ruido producido, la baja eficiencia en funcionamiento a media carga o el impacto ambiental que generan hacen que vayan perdiendo protagonismo. Por este motivo, la mayor parte de los sistemas aislados que se instalan en la actualidad estén basados en energías renovables, que en ocasiones se combinan con generadores diesel.

Entre las fuentes de energía renovables más empleadas en este tipo de aplicaciones se encuentran la energía eólica y la energía solar fotovoltaica, aunque en ocasiones puede resultar más recomendable el empleo de otras fuentes debido a los requerimientos específicos de energía o a los recursos renovables disponibles en la zona.

En cualquier caso, una desventaja fundamental de los sistemas que utilizan una sola fuente de energía es su incapacidad para garantizar la generación de energía de manera fiable e ininterrumpida a un coste comparable con el del suministro habitual por medio de la conexión a la red general. Surge así la necesidad de utilizar sistemas híbridos de generación de energía.

Un sistema híbrido, también llamado mixto, es aquel que utiliza dos o más fuentes de energía de distinto tipo. La combinación de distintas fuentes de energía permite obtener las siguientes ventajas:

- Rentabilidad económica. Una gran parte del coste de una instalación fotovoltaica o eólica proviene de la necesidad de dimensionar el sistema para el supuesto de las peores condiciones meteorológicas. Esto hace que, en muchos casos, el sistema quede sobredimensionado de tal modo que, durante la mayor parte del año, se produzca energía en exceso, con el coste que esto conlleva.
- Aumento de la fiabilidad del sistema. El hecho de tener más de una fuente de energía genera redundancia y generalmente una mayor fiabilidad global.
- Mayor flexibilidad en el diseño. Se puede cubrir una determinada demanda mediante distintas combinaciones de las fuentes de energía; el sistema elegido dependerá de las necesidades que se vayan a cubrir, de la disponibilidad de recursos en la zona y de las posibilidades económicas.

En la actualidad, los sistemas híbridos más empleados son aquellos que utilizan una fuente de energía renovable junto con un generador diesel, como son los eólico-diesel o los fotovoltaico-diesel; por el contrario, los que combinan distintas formas de energía renovable han alcanzado un menor grado de desarrollo.

La combinación de energías renovables, como la energía fotovoltaica y la eólica, se está convirtiendo en una idea atractiva, y está siendo ampliamente utilizada para reducir los problemas de contaminación.

Como en la mayoría de los emplazamientos el viento no sopla durante todo el año y tampoco está presente en todo momento la radiación solar, los sistemas que utilizan una sola de las fuentes resultan ser insuficientes. En estos casos, la combinación de ambas, utilizando además alguna forma de almacenamiento de energía, supone una alternativa para poder cubrir la demanda durante todo el año, sin necesidad de sobredimensionar el sistema.

Por lo tanto, el primer paso antes de decidirse por este tipo de instalación es la valoración de los recursos eólico y solar, siendo necesario que éstos sean complementarios, una condición que se suele cumplir puesto que, normalmente, los vientos son más fuertes en invierno y la radiación solar es más intensa en los meses de verano.

De este modo, una combinación adecuada de las distintas fuentes de energía permite obtener una generación estable de energía, minimizando la dependencia de ésta con los cambios estacionales, y optimizando la utilización de los recursos.

Sin embargo, en la mayoría de los casos, la utilización de, únicamente, energías renovables no permite cubrir el cien por cien de la demanda todo el tiempo. Por lo tanto, cuando se quiera asegurar el suministro de energía, se deberá conectar el sistema a la red (en el caso de que esto sea posible y una opción económicamente factible), o bien utilizar generadores diesel, de modo que la energía que no pueda ser generada por los sistemas renovables, será producida por el generador o comprada de la red.

Al igual que ocurre con el resto de sistemas híbridos, los sistemas híbridos eólico-fotovoltaicos se pueden utilizar también en aplicaciones conectadas a la red; sin embargo, debido a sus características, es más frecuente encontrarlos en configuraciones aisladas.

## 2.2 CONFIGURACIÓN DE LOS SISTEMAS HÍBRIDOS

En general, el modo de operación de un sistema híbrido eólico-fotovoltaico es el definido en [ELH 00] y descrito a continuación. La energía producida por los paneles fotovoltaicos y los aerogeneradores alimenta las cargas que componen la demanda. Según los valores de la generación y la demanda se pueden encontrar distintas posibilidades:

1. Cuando los subsistemas renovables producen la energía en exceso, ésta es almacenada en las baterías. El objetivo de estos elementos es poder acumular energía o disponer de ella dependiendo de la situación. En el momento que la batería se carga por completo y no admite la entrada de más energía, el exceso de energía es enviado a la carga de disipación.
2. Por el contrario, en el caso de que la generación de energía sea inferior al valor requerido para satisfacer la demanda, el déficit energético es cubierto bien por las baterías o bien por el generador de combustible. La utilización de uno u otro elemento vendrá determinada por las estrategias de control definidas para el sistema.

Para funcionar de este modo, el esquema empleado en este tipo de sistemas es el mostrado en la Figura 2.1:



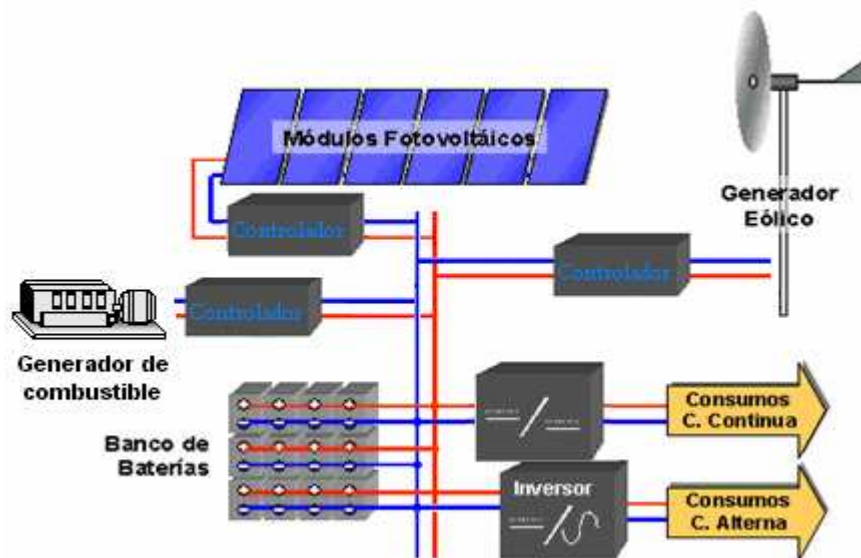


Figura 2.1. Configuración general de un sistema híbrido eólico-fotovoltaico.

Como se observa en este esquema, una instalación que combina la generación de energía fotovoltaica y la eólica presenta los mismos subsistemas que un sistema puramente eólico o puramente fotovoltaico:

- Subsistema de captación.

Es aquel formado por los módulos fotovoltaicos, el generador eólico y el de combustible.

- Subsistema de almacenamiento.

La utilización conjunta de energías renovables con sistemas de almacenamiento siempre ha estado asociada a sistemas renovables autónomos o aislados de la red, ya que la necesidad de abastecer la demanda de energía al 100%, independientemente del recurso instantáneo, obligaba a disponer de un sistema de almacenamiento, de distinta tecnología dependiendo de la aplicación pero que, en la mayoría de los casos, era una batería electroquímica de plomo-ácido.

Los requerimientos de sistemas de almacenamiento de energía pueden ir desde minutos hasta horas. Hoy en día la autonomía de horas sólo se puede garantizar mediante dispositivos de almacenamiento electroquímicos, especialmente baterías de plomo-ácido. Existen otros sistemas de almacenamiento, pero su densidad de energía es mucho menor. Es el caso de los volantes de inercia, las bobinas superconductoras o los volantes de inercia.

- Subsistema de regulación:

Para un funcionamiento satisfactorio de la instalación ha de incluirse un sistema de regulación de carga. El regulador tiene como misión fundamental impedir que la batería continúe recibiendo energía del subsistema de captación una vez que ha alcanzado su carga máxima. Otra función del regulador es la prevención de la sobredescarga, con el fin de evitar que se agote en exceso la carga de la batería, siendo éste un fenómeno que puede provocar una sensible disminución en la capacidad de carga de la batería en sucesivos ciclos.

- Subsistema de acondicionamiento de corriente.

Su finalidad es adaptar las características de la corriente generada a la demandada total o parcialmente por las aplicaciones. Está constituido por convertidores, inversores, rectificadores, etc.

A la hora de configurar un sistema, existen múltiples alternativas. Dependiendo de la forma en que se conecten los elementos, se habla de distintas arquitecturas. La clasificación de éstas no es siempre la misma, sino que distintos autores presentan diversas posibilidades. En este caso, se describen los casos de [NAY 89] y [ORT 03].

Nayar analiza en [NAY 89] tres tipos de configuraciones, como se muestra en la Figura 2.2

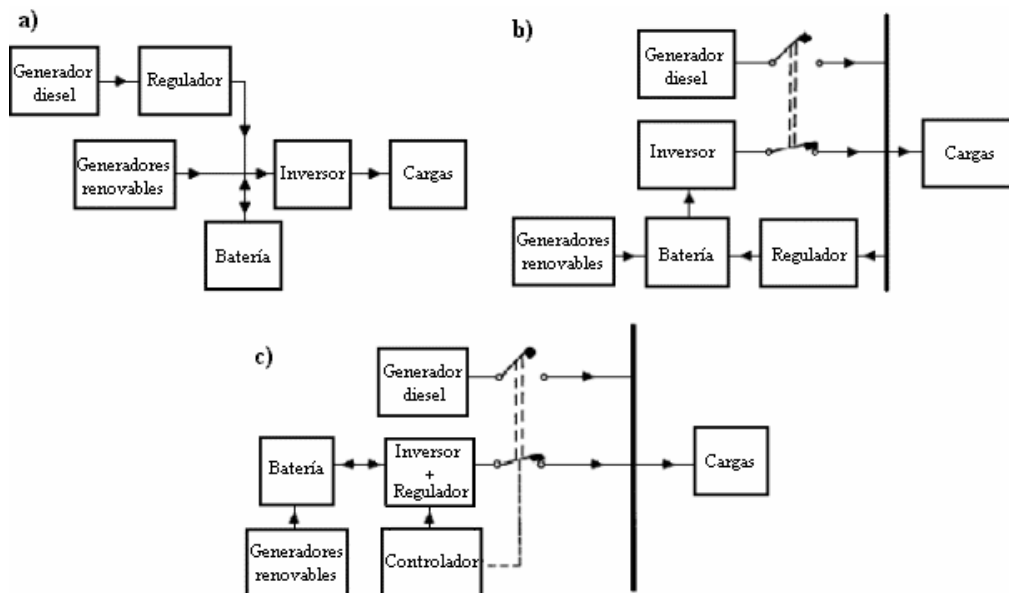


Figura 2.2. Posibles configuraciones de un sistema híbrido según [NAY 89].

- Configuración a: Serie. La energía fluye en serie desde el generador de combustible hacia el regulador de la batería. En esta configuración, tanto la energía proveniente del sistema renovable como la del generador de combustible se emplean para mantener la batería cargada. Una vez extraída de la batería, la corriente pasa por el inversor y alimenta las cargas.
- Configuración b: Switched. La batería y el generador diesel se conectarán dependiendo del nivel de demanda (pero nunca operarán al mismo tiempo). El generador diesel suministra la energía durante el día, mientras que la energía de la batería (procedente de las renovables y del exceso del diesel) es empleada durante la noche, permitiendo así la eliminación del ruido del generador.
- Configuración c: Paralelo. La configuración es totalmente flexible, las fuentes pueden operar independientemente o en paralelo. Esta disposición presenta las ventajas de que permite utilizar, tanto el generador de combustible, como los generadores renovables de la manera más eficiente posible. Además, los tamaños de los equipos pueden ser reducidos sin dejar de cubrir la demanda.

Para utilizar este tipo de configuración es necesario el uso de controladores que implementen un modo u otro de funcionamiento, dependiendo de las necesidades y la disponibilidad de recursos.

Debe tenerse en cuenta que esta clasificación de las posibles configuraciones de un sistema híbrido corresponde al año 1989, cuando éstos apenas estaban desarrollados y prácticamente no se disponía de estrategias de control adecuadas para su funcionamiento.

[ORT 03] distingue asimismo tres tipos de arquitecturas, para la conexión del sistema a una red local, cuyos esquemas son los mostrados en la Figura 2.3:

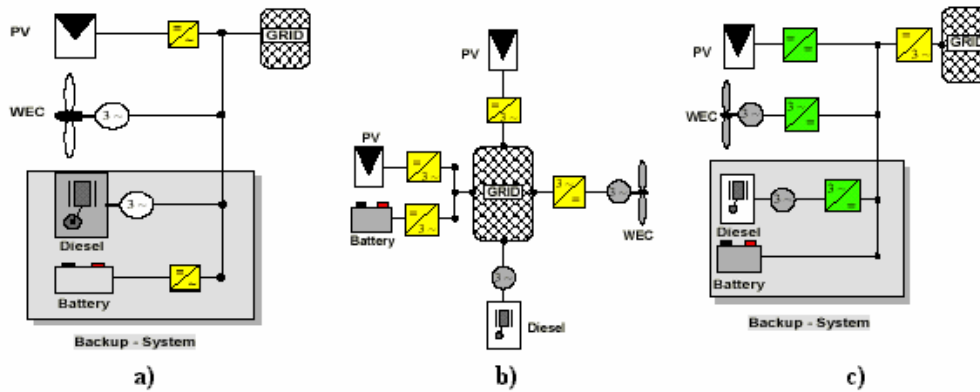


Figura 2.3. Arquitecturas de sistemas híbridos descritas en [ORT 03]

Las configuraciones propuestas en este caso son:

- Configuración a: Arquitectura centralizada con bus AC. Los generadores y la batería se instalan en un determinado lugar y se conectan a un bus AC antes de hacerlo a la red. El sistema es centralizado en el sentido de que toda la energía procedente de los distintos generadores y de la batería alimenta la red a través de un único punto. Para ello, la corriente obtenida de los paneles fotovoltaicos y de la batería debe ser invertida antes de conectar al bus.
- Configuración b: Arquitectura distribuida. Las distintas fuentes de energía no necesitan ser conectadas a un bus principal, ni ser ubicadas unas cerca de otras. Los equipos se colocan en distintos puntos y son conectados a la red separadamente. En este caso, cada uno de los subsistemas necesitará su propio acondicionamiento de corriente de acuerdo con las necesidades de la red. El principal inconveniente que presenta esta arquitectura es la complejidad del control del sistema cuando el generador de combustible está desconectado.
- Configuración c: Arquitectura centralizada con bus DC. Esta configuración es similar a la primera, puesto que todos los elementos son conectados a un bus principal; sin embargo, en este caso, el bus es de continua. Al contrario que antes, ahora los flujos de energía que necesitan pasar por una etapa de rectificación antes de ser conectados al bus son los procedentes del aerogenerador y del generador de combustible.

La arquitectura sugerida por Ortjohann en [ORT 03] es una versión de la arquitectura centralizada con bus DC, con la adición de convertidores continua/continua a los módulos

fotovoltaicos y la batería. Se consigue de este modo el desacoplo entre los parámetros correspondientes a los sistemas de generación de energía y las variables de la red.

Este desacoplo hace posible que las posibles variaciones de los recursos renovables no produzcan perturbaciones en la red, permitiendo un mejor control del sistema. Igualmente, los cambios en la demanda no afectarán al subsistema de generación.

Se comprueba, por lo tanto, cómo el paso del tiempo ha hecho que se dé más importancia a los aspectos relacionados con las estrategias de control de los sistemas híbridos, lo cual está permitiendo realizar diseños más eficientes de las instalaciones.

Las configuraciones presentadas se emplean en sistemas híbridos aislados de la red eléctrica y con almacenamiento de energía en baterías; sin embargo, se pueden encontrar sistemas que presentan algunas modificaciones respecto de este caso general. Algunos ejemplos de estas variantes son los siguientes:

- Sistemas híbridos eólico-fotovoltaicos conectados a la red, cuya configuración puede ser similar a la mostrada en [GEI 04].
- Sistemas híbridos eólico-fotovoltaicos con almacenamiento en forma de hidrógeno, como el del proyecto PHOEBUS 3, descrito por Meurer en [MEU 99].
- Sistemas híbridos eólico-fotovoltaicos con sistemas de almacenamiento alternativos, como microhidráulica ([MAN 98]), pastillas de zinc ([ISH 00]), volantes de inercia...
- Sistemas híbridos eólico-fotovoltaicos combinados con energía hidráulica, como el descrito en [SEE 98].
- Sistemas híbridos eólico-fotovoltaicos combinados con energía solar térmica. Un ejemplo de este tipo de instalación se muestra en [BAK 01].

## 2.3 DISEÑO DE SISTEMAS HÍBRIDOS

A la hora de instalar un sistema híbrido, es necesario que su diseño se realice de la manera más efectiva posible. Se puede formular el problema de la optimización del diseño de un sistema híbrido de la siguiente manera [SEE 98]:

“Dado un perfil de demanda eléctrica para una determinada localización, y teniendo en cuenta una estimación de las condiciones meteorológicas, así como de los costes de los componentes, mano de obra, transporte y mantenimiento, encontrar el sistema, compuesto por una o más fuentes de energía, que cubra la demanda de modo fiable y que ofrezca el menor coste de ciclo de vida.”

En muchos casos, hablar de diseño de sistemas fotovoltaicos queda reducido a calcular el número de paneles, aerogeneradores y el tamaño del sistema de almacenamiento de energía. Sin embargo, el concepto de diseño es mucho más amplio y debe englobar todas aquellas tareas y especificaciones que se han de tener en cuenta para que el sistema funcione satisfactoriamente, con el menor coste y con la mayor fiabilidad técnica. En consecuencia se trata de encontrar la mejor solución de compromiso entre coste y fiabilidad.

Dentro del problema de diseño se pueden distinguir dos tareas:

- Dimensionado del sistema.
- Definición de las estrategias de control del sistema.

Por lo tanto, para sacar el máximo partido posible a las ventajas que ofrece este tipo de sistema resulta imprescindible realizar un adecuado dimensionado y control de la instalación. Es necesario reducir el desequilibrio entre la generación y la demanda de energía, consiguiendo al mismo tiempo que los distintos equipos operen eficientemente.

A la hora de precisar el modo de control del sistema se deberán tener muy en cuenta el tamaño de las instalaciones eólica y fotovoltaica o la capacidad de las baterías. Dependiendo de estos parámetros, así como de la aplicación, se pueden encontrar gran diversidad de estrategias de control. Por ejemplo, se pueden emplear estrategias en las que los generadores de energía renovable suministren la mayoría de la carga (90-95%), las baterías cubran los picos de demanda y el generador diesel se utilice únicamente para cargar las baterías, minimizando así el consumo de combustible. O, por el contrario, se puede hablar de técnicas basadas en el funcionamiento del generador en las que los paneles fotovoltaicos y los aerogeneradores se utilicen para reducir el consumo de combustible.

A continuación se analizará brevemente el proceso de control de un sistema híbrido. En cuanto al dimensionado, se analizarán en este capítulo los métodos encontrados en la bibliografía y será en el siguiente capítulo cuando se desarrolle el método propuesto en esta tesis

## 2.4 CONTROL DE SISTEMAS HÍBRIDOS

En cualquier instalación de generación de energía es necesario establecer unas estrategias de control adecuadas a cada situación, de modo que queden totalmente establecidas las condiciones de operación de cada uno de los elementos de la instalación. Sólo de este modo se podrá conseguir un comportamiento óptimo del

sistema, utilizando cada uno de los equipos de la manera más eficiente posible. Un ejemplo de la importancia de la elección de dicha estrategia se describe en [BAR 01].

Una estrategia de control óptima será aquella que consiga minimizar el coste global del sistema. Por lo tanto, se deberá prestar especial atención a:

- Minimizar el uso de combustible en el generador. Como primera aproximación se podría decir que cuanta más energía suministre el generador, más combustible será consumido; sin embargo, hay que tener en cuenta que el funcionamiento más eficiente del mismo se produce cuando trabaja a plena carga.
- Minimizar las operaciones de mantenimiento en el generador. El empleo del generador conlleva un desgaste del mismo. Algunos de los motivos que pueden empeorar esta situación son la utilización del generador a media carga y las frecuentes conexiones del mismo, especialmente cuando no se producen a la temperatura adecuada.
- Maximizar la vida de la batería. Debe tenerse en cuenta que factores como un ciclado excesivo de la batería o mantenerla en un bajo estado de carga pueden tener como resultado un envejecimiento prematuro de la misma.

#### 2.4.1 Formas de control

Tal y como queda establecido en [USH 98], a la hora de hablar del control de un sistema híbrido se pueden distinguir tres aspectos distintos:

- Control dinámico: Trata de mantener las características de la forma de onda de salida en los niveles deseados, independientemente de la demanda y de la generación de energía por parte de los distintos equipos.
- Control de carga: Es aquel que se encarga de regular los flujos de corriente en la batería, especialmente en los instantes finales del proceso de carga y descarga de la misma.
- Supervisión: Esta parte del control está relacionada con las fuentes y los destinos de los distintos flujos de energía, y adquiere una gran importancia cuando se añaden las baterías y el generador de combustible a un sistema de energías renovables, como es el caso de los sistemas híbridos.

De estas tres formas de control, el control dinámico está asociado al control de los convertidores electrónicos y buses eléctricos del sistema, mientras que los controles de carga y supervisión tienen un carácter más energético. Dada la mayor cercanía a la temática de esta tesis, estos dos últimos controles son analizados a continuación.

### 2.4.2 Control de carga

El control de carga consiste en regular los flujos de corriente que entran y salen de la batería. Se trata de un procedimiento común a todas las instalaciones que emplean almacenamiento en forma de baterías (no exclusivo de sistemas híbridos) para mantener unos niveles aceptables de autonomía y eficiencia y prolongar el ciclo de vida de las baterías.

El elemento encargado de llevar a cabo esta función es el regulador de carga, o controlador en el caso que incluya las funciones de convertidor. Puede seguir dos estrategias distintas:

- Interrupción del flujo: el regulador actúa como un interruptor, permitiendo el paso de toda la corriente proveniente de los sistemas de generación para cargar la batería entre unos determinados valores de tensión de la misma.
- Carga a tensión constante: en este caso los flujos de corriente son regulados continuamente de manera que la batería permanezca en la tensión de regulación todo el tiempo.

En la práctica, los reguladores de carga utilizan una estrategia que combina las dos anteriores, en la cual toda la corriente proporcionada por el subsistema de generación es empleada para cargar las baterías hasta que éstas alcanzan una determinada tensión, y a partir de este momento se produce la carga a tensión constante.

En el caso de un sistema híbrido, el control de carga difiere del caso de un sistema puramente renovable en los siguientes aspectos:

- Los sistemas híbridos suelen utilizar baterías de menor tamaño que los sistemas puros debido a la presencia de una segunda fuente de energía en la instalación. Esto hace que su ciclado sea más frecuente, aumentando de este modo el riesgo de estratificación y limitando la vida de la batería. Para evitar este problema, se hace necesario aplicar una carga de igualación, la cual se verá favorecida por la utilización del generador.
- La existencia de un generador de combustible hace que muchas de las irregularidades asociadas con el proceso de carga a partir de fuentes de energía intermitentes sean eliminadas, simplificando de este modo las estrategias de control.
- Los sistemas híbridos son utilizados normalmente para cubrir demandas mayores que las de los sistemas puros. La instalación de sistemas de mayor tamaño permite el empleo de controladores más complejos y menos económicos sin que apenas se resienta el coste de la instalación global.



- Las corrientes de carga de la batería pueden ser bastante altas, sobre todo en el caso de que el generador haya sido sobredimensionado.

### 2.4.3 Supervisión

Como se ha indicado antes, este tipo de control se encarga de gestionar los distintos flujos de energía en el sistema. Dado que, en principio, en ningún momento se va a actuar sobre la generación por parte de los sistemas renovables, las estrategias de control en la distribución de energía se encargarán de regular el funcionamiento del generador diesel. Así, se establecerán los criterios en base a los cuales el controlador decide cuándo se pone en funcionamiento el generador de combustible, a qué potencia, cuándo se desconecta, etc.

En cuanto a la conexión del generador, normalmente éste se conecta automáticamente cuando la tensión en la batería desciende hasta un cierto valor, previamente establecido, y permanece en ese estado hasta que la tensión alcanza un determinado valor o hasta que transcurre un mínimo periodo de tiempo. Asimismo, la mayoría de los generadores se ponen en funcionamiento cuando la carga neta (el valor de la demanda menos la energía generada a partir de las fuentes de energía renovables) excede un cierto nivel.

Respecto al modo de funcionamiento, los generadores de combustible funcionan la mayor parte del tiempo a plena carga, de modo que toda aquella energía que no sea requerida para satisfacer la demanda es utilizada para cargar las baterías. El funcionamiento a carga parcial se emplea en los casos en que la batería se aproxima al estado de plena carga y no es capaz de aceptar toda la corriente suministrada por el generador.

### 2.4.4 Estrategias de control del sistema de baterías

Entre las posibles estrategias de control de baterías a implementar en un sistema híbrido se pueden encontrar las siguientes:

- Seguimiento de carga: Las baterías nunca son cargadas por el generador diesel.
- Plena carga: Las baterías se cargan hasta el 100% de su capacidad cada vez que se conecta el generador.
- Control predictivo: Las baterías son cargadas en base al conocimiento de las condiciones futuras.

Las técnicas de control están basadas en un parámetro denominado carga crítica. Dicha carga crítica depende de los costes de uso de la batería y del generador diesel, los cuales se representan en la Figura 2.4.

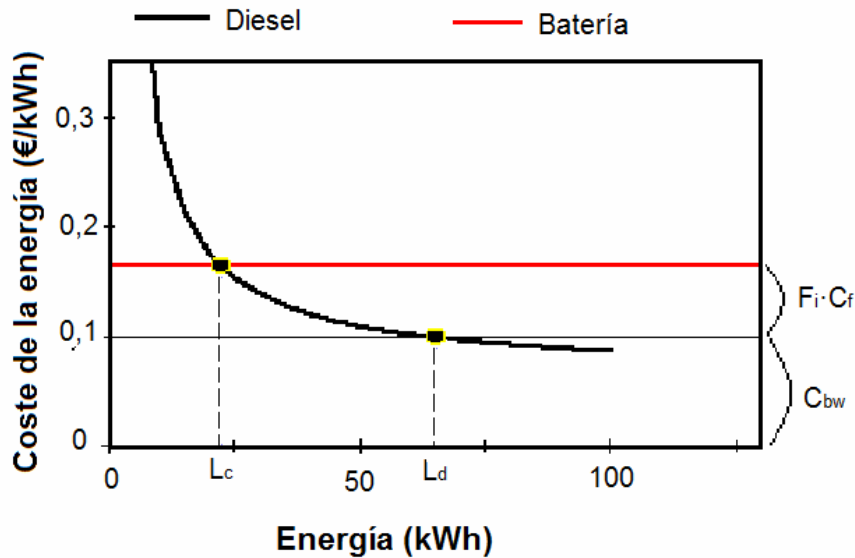


Figura 2.4. Comparación de los costes del generador y la batería

$C_{bw}$  es el coste asociado al desgaste de la batería, que se produce al extraer la energía previamente almacenada,  $F_i$  el consumo de combustible por unidad de energía generada (l/kWh) y  $C_f$  el coste del combustible (€/l).

A su vez,  $L_d$  es la carga crítica para la descarga y no tiene en cuenta los costes que se producen al utilizar el generador para cargar las baterías, mientras que  $L_c$  es la carga crítica para el ciclado, que tiene en cuenta el coste total de uso de la batería.

Inicialmente, cuando la demanda neta es mayor que  $L_d$ , resulta más económico cubrirla mediante el empleo del generador. Sin embargo, cuando es menor, es preferible desde el punto de vista económico utilizar la energía almacenada en las baterías. Si resulta necesario conectar el generador, surgen dos posibilidades: si la demanda neta es mayor que  $L_c$ , resulta más económico cubrirla utilizando directamente la energía procedente del generador; sin embargo, si la demanda neta es menor que  $L_c$ , entonces en algún instante anterior de funcionamiento del generador, usando la predicción, éste habrá tenido que producir energía en exceso, para poder cargar las baterías lo suficiente como para satisfacer la demanda en cuestión.

Además de decidir la puesta en marcha o no del generador, el controlador/supervisor deberá establecer su modo de funcionamiento, para lo cual existen dos estrategias:

- Seguimiento de la carga: el generador funciona a media carga, proporcionando únicamente la energía requerida para satisfacer la demanda neta. En este tipo de estrategias el generador no se utiliza para cargar las baterías, a no ser que la potencia mínima que puede generar sea mayor que la demanda neta. El equipo permanecerá conectado hasta que dicha carga neta a cubrir caiga por debajo de un determinado límite.
- Funcionamiento del generador a plena carga: este modo de operación utiliza la energía que no sea necesaria para cubrir la demanda, para cargar las baterías. Si la conexión del generador se produjo al alcanzarse la máxima profundidad de descarga en la batería, entonces permanecerá conectado hasta que transcurra un mínimo periodo de tiempo. Pero si el funcionamiento del generador se debía a la existencia de una demanda de energía sin cubrir, entonces la desconexión tendrá lugar cuando se alcance un valor mínimo en el estado de carga en la batería y la demanda neta sea inferior al valor límite. En el caso de que la batería ya esté cargada pero la demanda aún sea importante (superior a la potencia crítica), se pasaría a utilizar la estrategia del seguimiento de carga.

Estas estrategias, para el modo de funcionamiento del generador una vez conectado, presentan algunos inconvenientes:

- En el caso del seguimiento de carga, como el generador no se utiliza nunca para cargar las baterías, surge el problema de que éstas no estén suficientemente cargadas cuando deban entrar en funcionamiento.
- Por el contrario, cuando funciona a plena carga, se debe tener en cuenta que si la energía producida por el generador se utiliza para cargar las baterías, se elimina la posibilidad de almacenar la energía procedente de las fuentes de energía renovables. De este modo, las ventajas de utilizar el generador a plena carga se ven eclipsadas por el hecho de que la energía de las baterías podía haber provenido del subsistema renovable.

Por estos motivos, es necesario el empleo de estrategias de control predictivo, que permitan optimizar el funcionamiento de cada uno de los elementos del sistema. Estas estrategias, además de utilizar los valores de carga crítica, se basan en el conocimiento de la demanda y la disponibilidad de recursos en el futuro. Permiten, de este modo, un funcionamiento intermedio entre las dos estrategias antes desarrolladas. El generador diesel producirá una potencia u otra, en función de la demanda neta que vaya a existir más adelante. En [BAR 98] se ilustra un ejemplo en el que se compara esta técnica con las estrategias de seguimiento de carga o de plena carga, nombradas anteriormente.

### 2.4.5 Implementación de las estrategias de control

El esquema de funcionamiento de un sistema híbrido se muestra de manera esquemática en la Figura 2.5. Como se puede comprobar, la energía puede provenir de cuatro fuentes distintas: paneles fotovoltaicos, aerogenerador, generador de combustible y baterías; y puede ser consumida por carga en continua y en alterna.

Para decidir en cada momento la opción óptima en el funcionamiento del sistema y gestionar los flujos de energía entre los distintos elementos, se dispone del equipo de regulación y conversión.

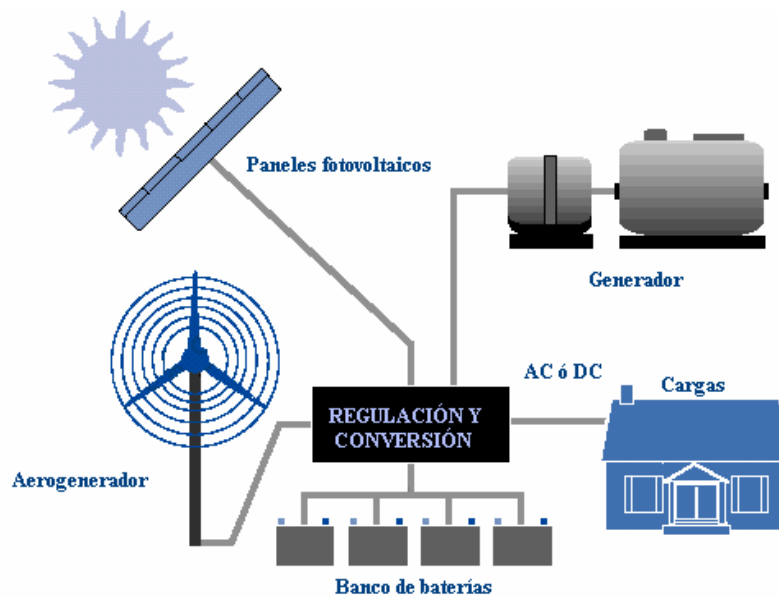


Figura 2.5. Esquema básico de un sistema híbrido eólico-fotovoltaico

El esquema de la Figura 2.5 reúne todas las tareas de control del sistema en un único bloque, que está relacionado con todos los elementos de la instalación. Sin embargo, en los casos reales, la configuración más habitual para gestionar el sistema es la indicada en la Figura 2.6.

En este caso, cada una de las fuentes de generación de energía (eólica, fotovoltaica, diesel) utiliza su propio controlador. Este elemento reúne las funciones de convertidor (DC/DC en el caso de los paneles fotovoltaicos y AC/DC en los otros dos) y regulador, de modo que se encarga de implantar en el sistema la solución óptima de control. Este proceso se lleva a cabo conectando y desconectando los equipos, regulando los flujos de corriente, etc.

Sin embargo, para que esto sea posible, debe existir un equipo capaz de recibir toda la información relativa al sistema (condiciones meteorológicas, flujos de corriente, estados de carga, potencias generadas,...) y decidir, en función de ésta, el modo de operación de los distintos elementos para alcanzar la solución óptima, tanto desde el punto de vista económico como funcional. De esta labor se encarga el supervisor, que se comunica con los distintos controladores con el fin de enviar las órdenes para su funcionamiento.

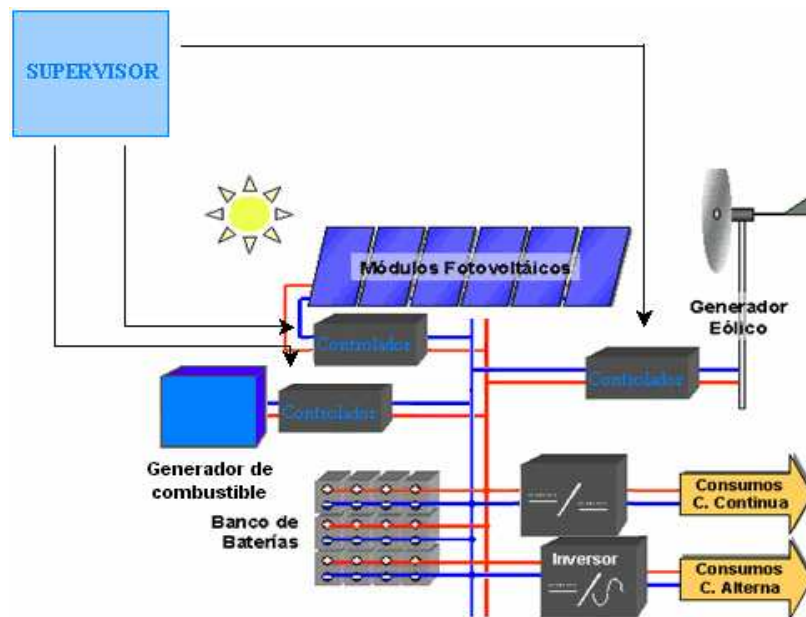


Figura 2.6. Modo de control de un sistema híbrido

## 2.5 DIMENSIONADO DE SISTEMAS HÍBRIDOS

El cálculo de una instalación basada en energías renovables, orientado fundamentalmente a establecer el número y características de los distintos elementos que componen los subsistemas de generación (paneles fotovoltaicos, aerogeneradores...) y, en su caso, el tamaño del subsistema de almacenamiento, junto con las características de los equipos encargados del acondicionamiento de la señal, se enfrenta con el problema de la componente aleatoria de los recursos renovables y en muchas ocasiones de la demanda eléctrica. Esto hace que el dimensionado de este tipo de instalaciones sea un proceso complejo, especialmente en el caso de los sistemas que integran más de una fuente de energía renovable. Por este motivo, los métodos de diseño empleados son muy

diversos y son múltiples las publicaciones aparecidas con respecto a dichos métodos. Estos procedimientos de dimensionado comprenden desde los más simples, que realizan únicamente cálculos manuales, hasta los más complejos, basados en teorías probabilísticas. Igualmente, son numerosas las herramientas de software empleadas en el cálculo de los sistemas híbridos.

Markvart describe en [MAR 96] un procedimiento que determina los tamaños del subsistema eólico y el subsistema fotovoltaico en un sistema híbrido que no dispone de subsistema de almacenamiento de energía. El método representa gráficamente el conjunto de combinaciones de ambos subsistemas que satisfacen la demanda de energía durante todo el año. Siendo  $d$  la demanda de una determinada instalación,  $W$  y  $S$  la generación de energía fotovoltaica y eólica diaria por unidad de área y  $a_S$  y  $a_W$  las áreas de los subsistemas, debe cumplirse:

$$d \leq W \cdot a_W + S \cdot a_S \quad (2.1)$$

Dicho análisis puede llevarse a cabo empleando valores medios estacionales de demanda, valores mensuales o incluso intervalos de tiempo menores de modo que el conjunto de soluciones que satisfacen la igualdad de la expresión 2.1 constituya una curva.

Para determinar cuál de las múltiples configuraciones que cumplen la ecuación anterior es la óptima se emplea un criterio económico que consiste en minimizar el coste total del sistema:

$$\text{Coste} = C_{PV,a} \cdot a_{PV} + C_{W,a} \cdot a_W \quad (2.2)$$

donde  $C_{PV,a}$  y  $C_{W,a}$  representan el coste de cada subsistema por unidad de área.

Así, combinando el análisis técnico y el económico, finalmente se encuentra la solución óptima al problema de dimensionado.

El principal problema que presenta este método es que el sistema no dispone de subsistema de almacenamiento de energía y por lo tanto los tamaños de los subsistemas de generación eólica y fotovoltaica pueden resultar muy elevados.

Otros autores simplifican el cálculo de la instalación híbrida fijado el tamaño de uno de los subsistemas y limitando el problema de dimensionado a la determinación del tamaño del otro subsistema. Es el caso de Borowy que en [BOR 94] dimensiona, al igual que Markvart, un sistema que carece de elementos de almacenamiento de energía. En este caso se evalúa el mérito del sistema como paso previo al dimensionado. Para ello se emplea el método de mínimos cuadrados para determinar la relación óptima entre las áreas de los subsistemas eólico y fotovoltaico. A continuación, una vez fijado el tamaño del subsistema eólico, se toma el número de módulos fotovoltaicos igual a uno y se va

aumentando hasta encontrar la solución que satisface la demanda energética. [BOR 96] y [YAN 03] presentan nuevas versiones de dicho modo, aplicadas esta vez a sistemas que incluyen equipos de almacenamiento de energía. La finalidad de estos métodos consiste en establecer una combinación óptima de paneles fotovoltaicos y baterías, para lo cual emplean el concepto de "Probabilidad de Pérdida de Suministro Energético" (LPSP), que representa una medida de la fiabilidad del sistema. Conocido el valor de LPSP más apropiado para la aplicación, un programa determina el conjunto de combinaciones de paneles y baterías que satisfacen dicho valor y seguidamente se elige la opción de menor coste. Asimismo, [KAA 10] emplea el concepto de LPSP para llevar a cabo el proceso de dimensionado de un sistema híbrido eólico-fotovoltaico con baterías.

Del mismo modo que en los casos anteriores, [BAG 96] desarrolla un método de dimensionado que parte de un tamaño del subsistema eólico determinado y únicamente determina el tamaño de los subsistemas fotovoltaico y de almacenamiento. Sin embargo, en esta ocasión Bagul emplea un método basado en técnicas probabilísticas.

[PRO 92] dimensiona un sistema híbrido con sistema de almacenamiento de energía. El dimensionado de los subsistemas de generación se realiza empleando los datos de generación y demanda energética de un mes ficticio obtenido como promedio de los 12 meses del año. Esta opción puede resultar algo peligrosa debido a la variabilidad de los recursos (especialmente el recurso eólico), que puede hacer que el sistema resultante sea insuficiente en muchas ocasiones. Por el contrario, se desarrolla una posible variante que dimensiona los subsistemas a partir de datos diferentes puesto que dimensiona cada uno para aquel mes que resulte menos favorable desde el punto de vista de su recurso. Al contrario que ocurría con los datos promedio, el sistema así generado puede resultar muy sobredimensionado, de tal manera que gran parte de la energía generada no pueda llegar a ser aprovechada. Otras variantes de este método son descritas en [MOR 96], [PRO 97], [CEL 98], [CEL 02] y [CEL 03].

Además de los criterios habituales de minimización de costes y maximización de fiabilidad del sistemas pueden tenerse en cuenta otros. Es el caso de [PER 13] que emplea técnicas de optimización multiobjetivo para minimizar al mismo tiempo el coste del sistema y la emisión de gases contaminantes en sistemas híbridos con generadores de combustible de apoyo. Igualmente, [GUP 11] tiene en cuenta el coste asociado a las emisiones de gases contaminantes a la atmósfera en el proceso de dimensionado.

Finalmente [ERD 12] hace un balance de las distintas técnicas de dimensionado desarrolladas hasta el momento puntualizando que la elección de la técnica más apropiada dependerá de factores tales como el emplazamiento o la demanda a cubrir.





## CAPÍTULO 3

---

# Método avanzado de dimensionado de sistemas híbridos eólico-fotovoltaicos

### 3.1 INTRODUCCIÓN

En el capítulo anterior se ha mencionado el concepto de dimensionado de un sistema de generación de energía eléctrica, concretamente de un sistema híbrido eólico-fotovoltaico. Asimismo, se ha indicado que son múltiples las metodologías empleadas para llevarlo a cabo. Sin embargo, las carencias presentadas por estas tecnologías motivaron la elaboración de un método propio de dimensionado de sistemas híbridos eólico-fotovoltaicos para esta tesis. Este método avanzado de dimensionado se desarrolla a lo largo del presente capítulo. Se comenzará analizando la información de partida necesaria para llevar a cabo el proceso para, a continuación, calcular la generación de energía por unidad de área y con ello el tamaño de los subsistemas de generación y almacenamiento que componen la instalación. Durante todo el capítulo se complementarán las explicaciones teóricas del método con el desarrollo de un ejemplo práctico del mismo. Este ejemplo consiste en el dimensionado de un sistema híbrido eólico-fotovoltaico ubicado en el Campus de la Universidad Pública de Navarra y diseñado para la electrificación de una población aislada. El ejemplo se desarrolla en [MOR10].

## 3.2 CONDICIONES DE PARTIDA PARA EL DIMENSIONADO DE UN SISTEMA HÍBRIDO

Como se ha indicado anteriormente los métodos desarrollados para el dimensionado de un sistema híbrido eólico-fotovoltaico son muy diversos; sin embargo, existe una serie de aspectos que son analizados inicialmente en todos los casos:

- Condiciones medioambientales.
- Características de la instalación receptora.
- Especificaciones de los equipos a emplear en la generación de energía y aspectos económicos de la instalación.

Aunque ya se han visto las múltiples ventajas que presentan los sistemas híbridos eólico-fotovoltaicos frente a los sistemas basados en una sola fuente de energía renovable, las cualidades de este tipo de instalación no podrán ser aprovechadas si la aplicación en cuestión no es la adecuada para la misma. Por lo tanto, antes de llevar a cabo el proceso de dimensionado, se debe recoger y analizar información acerca de la demanda que se quiere cubrir con el sistema (características de la instalación receptora) y de los recursos de la zona (condiciones medioambientales: radiación solar y características del viento).

Asimismo, para poder realizar el proceso de diseño correctamente, deben conocerse algunas características de los elementos que van a constituir el sistema híbrido (especificaciones de los equipos).

### 3.2.1 Condiciones medioambientales: análisis de los recursos

Como ya se ha indicado, un sistema híbrido es aquel que utiliza dos o más fuentes de energía de distinto tipo. En el caso de un sistema eólico-fotovoltaico dichas fuentes de energía son el viento y la radiación solar. Para que este tipo de sistema resulte apropiado para una determinada aplicación, es imprescindible que ambos recursos se comporten de manera complementaria. Asimismo, para que la instalación considerada cumpla con los requisitos impuestos por la demanda, es importante que la zona disponga de un importante potencial energético en lo que a capacidad fotovoltaica y eólica se refiere.

Es por este motivo que, antes de decidirse por la utilización de este tipo de sistema, es preciso estudiar los recursos que presenta el emplazamiento en cuestión. Igualmente, los datos obtenidos de este estudio permitirán llevar a cabo a continuación un adecuado diseño del sistema.

Para realizar el dimensionado de un sistema híbrido eólico-fotovoltaico se requieren aquellos datos que definan el potencial eólico de la zona, así como información sobre la

radiación solar. El estudio de dichos valores permite determinar si la zona posee suficiente potencial eólico y fotovoltaico para que la instalación del sistema híbrido resulte conveniente. Además, los datos de velocidad de viento y radiación solar son necesarios para determinar la generación de energía eólica y fotovoltaica por unidad de área para cada día del año.

En cuanto a la duración del periodo de tiempo analizado y la periodicidad de los datos empleados, cuanto más largo sea el tiempo en el que se conocen los recursos más fiable será la información de partida y cuanto mayor sea la frecuencia de los datos empleados, más preciso será el método. Como se verá más adelante, la frecuencia con la que se registra la información de recursos es especialmente importante en el caso de la velocidad de viento puesto que las variaciones del recurso son mucho más rápidas y la generación de energía se obtiene a partir de la curva característica del aerogenerador, proporcional al cubo de la velocidad.

Para el caso concreto del sistema híbrido analizado en [MOR10], se examinaron los datos de radiación global y velocidad de viento registrados por la estación meteorológica de la Escuela Técnica de Ingenieros Agrónomos de la Universidad Pública de Navarra situada junto al edificio conocido como El Sario. Dichos datos corresponden al periodo de tiempo comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2005. Hay que admitir que, en general, el hecho de asumir un año concreto como año típico para realizar los cálculos puede no ser realista si en dicho año se han producido condiciones meteorológicas extremas. Si se dispusiera de los valores de los recursos correspondientes a más de un año, el sistema resultaría indudablemente mejor dimensionado.

Concretamente, se evaluaron los valores diezminutales de ambas magnitudes para comprobar si los recursos energéticos con los que cuenta la zona resultan apropiados para la instalación de un sistema híbrido eólico-fotovoltaico. Dichos valores se organizaron en grupos correspondientes a los distintos intervalos de velocidad de viento y radiación solar. En la Figura 3.2 y la Figura 3.2, se muestra cuál fue el resultado.

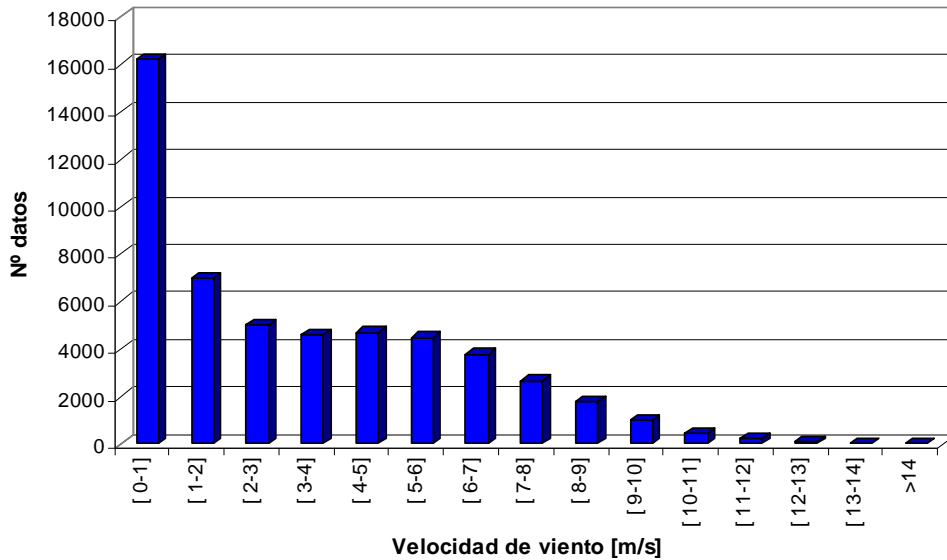


Figura 3.1. Distribución de los datos de velocidad de viento

Los valores representados en la gráfica de la Figura 3.1 corresponden a los datos de velocidad de viento a la altura a la cual se encontrará el buje del aerogenerador. Como los datos proporcionados por el Gobierno de Navarra en la mencionada estación de la UPNa son medidos a una altura menor, fue necesario recalcular la velocidad de viento a la altura del buje mediante la siguiente expresión:

$$v = v_{ref} \frac{\ln\left(\frac{h}{h_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_{ref}}{h_0}\right)} \quad (3.1)$$

donde  $h_{ref}$  es la altura a la que fueron tomados los datos,  $h$  la altura a la que se quiere conocer la velocidad de viento,  $h_0$  la longitud de rugosidad,  $v_{ref}$  la velocidad a la altura  $h_{ref}$  y  $v$  la velocidad a la altura  $h$ . Para decidir el valor de  $h_0$  se empleó la tabla de clases y longitudes de rugosidad que aparece en la página [www.windpower.org](http://www.windpower.org).

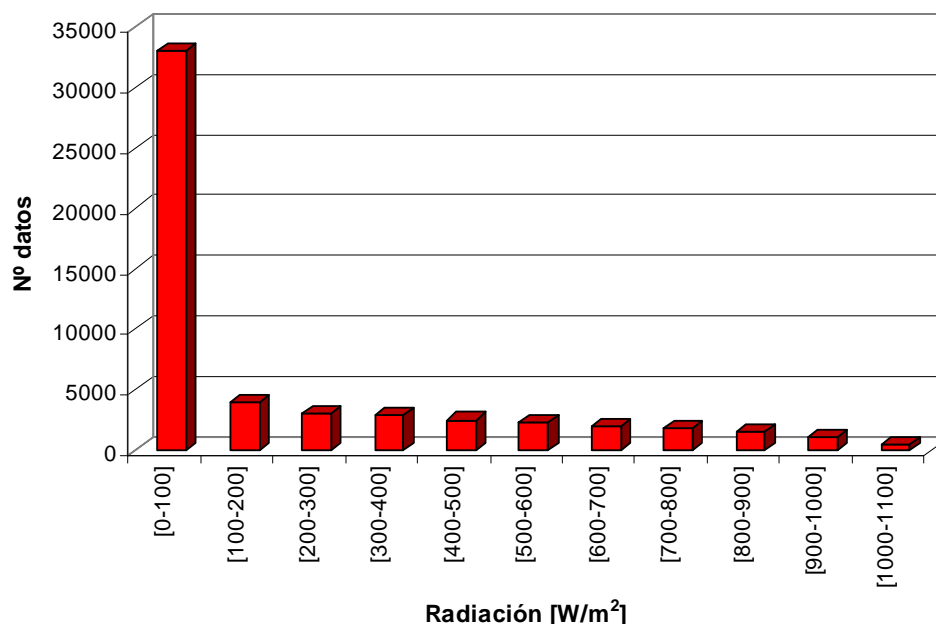


Figura 3.2. Distribución de los datos de radiación solar

En cuanto a los valores de la gráfica de la Figura 3.2, se trata de datos de radiación solar global medida sobre plano horizontal.

Como se verá más adelante, será necesario transformar estos datos de radiación sobre plano horizontal en datos de radiación sobre plano inclinado, dado que los paneles se colocarán con una determinada inclinación, antes de obtener la generación fotovoltaica por unidad de área.

### 3.2.2 Características de la instalación receptora

En el caso de instalaciones aisladas de la red eléctrica, el conocimiento del perfil de demanda de la aplicación para la que se va a emplear el sistema híbrido adquiere una relevancia similar a la del análisis de los recursos.

Cuando el usuario del sistema está conectado a la red eléctrica principal, éste posee una gran flexibilidad de elección en cuanto al consumo de energía, de manera que un aumento o disminución de dicho consumo no influye en el sistema suministrador de la energía. Por el contrario, en el caso de que la aplicación esté aislada de la red, la determinación detallada de los consumos es una labor clave en el proceso de diseño del sistema de generación eléctrica. El conocimiento del comportamiento de los receptores, a los que se destina la electricidad producida, juega un papel primordial ya que debe

establecerse una comparación entre la energía producida y la demandada. De otro modo, el sistema obtenido en el proceso de dimensionado podría estar sobredimensionado y, como resultado, ser excesivamente caro o, por el contrario, no ser capaz de suministrar la energía demandada.

El principal objetivo del análisis de consumo es obtener datos de la calidad y cantidad de la energía demandada o consumida por las cargas, definiendo su tipo y tamaño o por futuras instalaciones previstas de forma que se puedan establecer los perfiles de carga que se puedan utilizar en el diseño del sistema. Deben recogerse todos los datos posibles de cada uno de los sistemas, compararlos y lograr un perfil general de consumo lo más representativo posible. Se analizará el tipo de aplicación, consumo número de personas, niveles de consumo, hábitos de los consumidores, límites en cuando a la calidad de la energía que pueden ser asumidos (márgenes de tensión y frecuencia).

La definición de los perfiles de consumo comienza por realizar una clasificación de las cargas que desea abastecerse por orden de importancia, en cargas prioritarias o primarias y cargas secundarias, que a su vez se dividen en dos tipos: cargas regulables y cargas opcionales. Las cargas primarias son aquellas cuyo suministro debe estar garantizado, mientras que las regulables son las que se pueden desconectar en caso de déficit de energía disponible y conectar en caso de sobregeneración. Ejemplos de este tipo de cargas son una lavadora, el bombeo de agua o la desalación de agua. Por último las opcionales son cargas que deben abastecerse en determinados periodos difíciles de predecir, por ejemplo sistemas de generación de calor o aire acondicionado.

Hay determinados casos en los que la determinación de los consumos es extremadamente simple, como por ejemplo en sistemas de telecomunicación o en aplicaciones con un consumo fijo. Sin embargo, los cálculos son más complejos en aquellas aplicaciones que involucran sistemas multi-propósito en los que el uso energético depende de las actividades humanas y sus preferencias.

En el caso de la aplicación a la electrificación de población aislada que se presenta en este capítulo, la energía demandada por la misma presenta una variación estacional acorde a las necesidades energéticas. El valor de dicha demanda para cada mes del año se muestra en la Tabla 3.1.

MES	$Q_D(\text{kWh})$
ENERO	373,7
FEBRERO	335,8
MARZO	337,4
ABRIL	327,6
MAYO	352,5
JUNIO	334,5
JULIO	383,5
AGOSTO	442,1
SEPTIEMBRE	415,0
OCTUBRE	429,0
NOVIEMBRE	346,8
DICIEMBRE	359,5

Tabla 3.1. Demanda mensual de energía.

### 3.2.3 Especificaciones de los elementos a emplear en la generación de energía

Los distintos elementos que componen el sistema híbrido deben ser acordes tanto al tipo de recursos disponibles en la zona como a la distribución de la demanda en el tiempo. Por este motivo, es necesario prestar especial atención al estudio de las características más importantes de los distintos elementos, para posteriormente decidir cuáles son los más adecuados para la aplicación. Los elementos empleados en este tipo de sistemas se clasifican según su función en captadores, subsistemas de almacenamiento de energía, subsistemas auxiliares y equipos de conversión electrónica.

Captadores:

- Fotovoltaicos: Paneles. Para llevar a cabo el dimensionado del sistema es necesario conocer el área de cada panel ( $A_{PV,u}$ ), la eficiencia de los mismos ( $\eta_{PV}$ ) y la inclinación con la que van a ser colocados ( $\beta$ ). En el ejemplo desarrollado, los paneles son ISOFOTON 75.
- Eólicos: Aerogeneradores. Se requiere para dimensionar el sistema disponer de la información relativa a la curva de potencia del aerogenerador, el área barrida por las palas ( $A_{W,u}$ ) y la altura a la cual se va a colocar el buje ( $h$ ). En el caso analizado, se emplearon aerogeneradores INCLIN. Debido a la falta de modularidad de los aerogeneradores, no se estableció de inicio un modelo concreto de máquina sino que se consideró la posibilidad de emplear los equipos de 600 W, 1500 W, 3000 W y 6000 W, en función de la energía a ser cubierta por el subsistema eólico.

#### Subsistemas de almacenamiento de energía

- Baterías. De los elementos de acumulación de energía es preciso conocer su tensión nominal ( $V_{Sis}$ ), su capacidad ( $S_{Bat}$ ) y la máxima profundidad de descarga ( $P_{des}$ ). Las baterías empleadas en el ejemplo son de FIAMM (12V, 300Ah)

#### Subsistemas auxiliares

- Grupo electrógeno. No empleado en el caso del ejemplo.

#### Equipos de conversión:

- Convertidores: Las eficiencias de estos elementos son un parámetro a tener en cuenta en el dimensionado del sistema. En la aplicación analizada se tomó una eficiencia de los equipos de conversión de 95%.

Además de los parámetros técnicos que definen los equipos que constituyen la instalación, hay que considerar los aspectos económicos de la misma. El coste total de un sistema de generación de energía incluye:

- Costes capitales iniciales de todos y cada uno de los componentes.
- Costes derivados de operación y mantenimiento.
- Costes financieros asociados a préstamos, desgravaciones, subvenciones, etc.

Como el sistema calculado en el ejemplo es de pequeño tamaño, y con el fin de simplificar los cálculos, únicamente los costes capitales fueron considerados en este estudio. Así,  $C_{PV}$  es el coste unitario de los paneles fotovoltaicos,  $C_W$  corresponde al coste de un aerogenerador y  $C_{Bat}$  es el coste unitario de las baterías. Por lo tanto, el coste total del sistema es la suma de los costes capitales de cada grupo de estos elementos.

### 3.3 CÁLCULO DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA POR UNIDAD DE ÁREA

Este primer paso del dimensionado concluirá con la obtención de las áreas del subsistema eólico y el subsistema fotovoltaico necesarias para satisfacer la demanda, así como del número de unidades de cada uno de los elementos de generación de energía (aerogeneradores y módulos fotovoltaicos) con que se corresponden los valores de dichas áreas.

Para poder llevar a cabo el dimensionado del sistema es necesario en primer lugar transformar la información relativa a los recursos (velocidad de viento y radiación solar) en datos de generación de energía por unidad de área. En este caso es necesario



conocer los valores de energía generada por unidad de área y demanda tanto diarios como mensuales.

En el caso del recurso eólico se dispone de valores de velocidad de viento con periodicidad diezminutal. Estos datos vienen dados a una determinada altura y es necesario transformarlos a la altura real en que se va a encontrar el buje como se hace en la aplicación práctica. Una vez transformados los datos, se pueden obtener datos diezminutales de potencia eólica por medio de la ecuación que aproxima la curva de potencia del aerogenerador. Multiplicando estos resultados por el periodo de tiempo en cuestión (en este caso 1/6 de hora) y dividiendo por el área barrida por las palas, se consiguen los datos diezminutales de energía eólica generada por unidad de área.

Sumando los valores diezminutales correspondientes al día  $j$  se obtiene la energía eólica diaria generada por unidad de área,  $e_{W,j}$ , con  $j$  entre 1 y 365 (366 en caso de año bisiesto).

Integrando los valores diarios de cada mes se generan los correspondientes valores mensuales,  $q_{W,i}$ , con  $i$  entre 1 y 12.

En el caso de la radiación solar se parte de valores medios diarios de radiación solar global sobre plano horizontal. Dado que los paneles fotovoltaicos se colocan con una cierta inclinación sobre la superficie horizontal, el primer paso para determinar la energía fotovoltaica consiste en calcular la radiación solar global sobre plano inclinado. Para llevar a cabo este proceso, se consultaron distintas fuentes y finalmente se optó por el método seguido por E. Lorenzo en [LOR 94] para estimar las componentes de la radiación solar sobre plano horizontal (directa y difusa) y el método de A. Luque en [LUQ 03] para transformar estas componentes al plano inclinado.

Una vez conocida la radiación global media que recibe el panel cada hora y teniendo en cuenta su rendimiento, se obtienen los valores de energía fotovoltaica (que en este caso coincide con la potencia por tratarse de un intervalo de tiempo de una hora) diaria generada por unidad de área,  $e_{PV,j}$ , con  $j$  entre 1 y 365 (366 en caso de año bisiesto).

En la Figura 3.3 se muestra la evolución de ambas generaciones diarias (eólica y fotovoltaica) a lo largo del año en el ejemplo mostrado. Se puede observar claramente como la producción diaria de energía eólica es mucho más variable que la fotovoltaica. Esto es consecuencia de la mayor variabilidad del recurso eólico en términos diarios. Además las variaciones en la velocidad de viento se convierten en variaciones mayores de energía generada debido a la ecuación que relaciona ambas magnitudes.

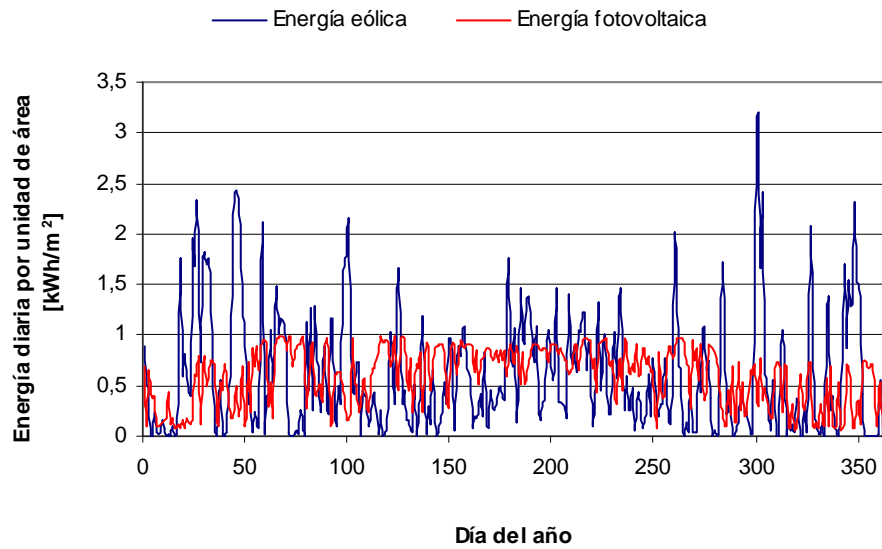


Figura 3.3. Evolución de la generación diaria de energía

Integrando los valores diarios de cada mes se generan los correspondientes valores mensuales,  $q_{PV,i}$  con  $i$  entre 1 y 12. La Figura 3.4 presenta dichos valores mensuales (junto con el de la demanda) en la aplicación de la Universidad Pública de Navarra. En este caso la variabilidad mensual de la generación fotovoltaica es ligeramente mayor que la de la generación eólica debido a la mayor variación estacional del recurso.

Tanto para calcular la generación eólica como en el caso de la generación fotovoltaica fue necesario considerar además el rendimiento de los equipos de conversión situados a continuación de los generadores. En ambos casos se tomó un valor del 95%.

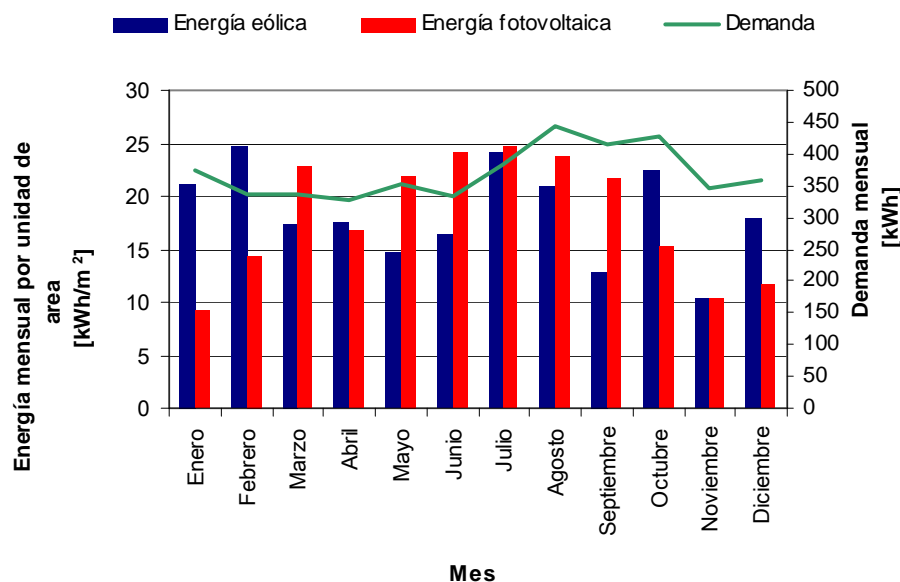


Figura 3.4. Evolución de la generación de energía y la demanda mensuales

### 3.4 DIMENSIONADO DE LOS SUBSISTEMAS DE GENERACIÓN EÓLICA Y FOTOVOLTAICA

Una vez determinada la generación de energía eólica y fotovoltaica es necesario establecer algunos conceptos. El uso de dos fuentes de energía renovables hace que la generación de energía se divida en dos partes: se denomina fracción fotovoltaica,  $f$ , a la fracción de la demanda que es cubierta por el sistema fotovoltaico y  $(1-f)$  a la fracción que corresponde al sistema eólico. De este modo se puede expresar el balance de energía de la siguiente manera:

$$A_{PV} \cdot q_{PV} = f \cdot Q_D \quad (3.2)$$

$$A_W \cdot q_W = (1 - f) \cdot Q_D \quad (3.3)$$

En la expresión anterior  $A_{PV}$  y  $A_W$  son las áreas de los subsistemas fotovoltaico y eólico ( $m^2$ ),  $q_{PV}$  y  $q_W$  las energías por unidad de área de los mismos subsistemas ( $kWh/m^2$ ) y  $Q_D$  la demanda de energía ( $kWh$ ).

Los resultados obtenidos en el cálculo de las áreas de ambos subsistemas dependerán del valor de dicha fracción fotovoltaica. En este caso la metodología se

desarrolla para valores de  $f$  que varían entre 0 y 1 con un paso de 0.1 (0, 0.1, 0.2..., 0.9, 1). De este modo,  $f = 0$  corresponde a un sistema puramente eólico, mientras que  $f = 1$  representa un sistema puramente fotovoltaico. Las áreas de los subsistemas de generación se calculan para cada uno de los valores de la fracción fotovoltaica.

Para poder llevar a cabo el dimensionado de los subsistemas de generación se emplean los datos de generación y demanda de energía correspondientes a un periodo de un mes. En concreto se considera el mes menos favorable (mes peor) desde el punto de vista global. La elección de este mes como base para el dimensionado representa una solución intermedia entre el empleo de un mes con datos promedios anuales (que daría lugar a un sistema insuficiente) y el cálculo de cada uno de los subsistemas de manera independiente para sus respectivos meses peores (que daría lugar a un sistema sobredimensionado). Esto supone realizar el dimensionado para aquel mes en el cual el área total (fotovoltaica + eólica) necesaria para cubrir la demanda sea máxima, calculándose las áreas del modo desarrollado a continuación.

Es importante destacar que el mes peor no se corresponde necesariamente con aquel mes de mayor demanda o el de menor generación energética sino que se trata de aquel con una peor relación entre ambas, lo que provoca que el área requerida sea mayor.

De acuerdo con lo anterior se calculan en primer lugar las áreas de fotovoltaica y eólica para cada mes y cada valor de  $f$ :

$$A_{PV,i} = f \frac{Q_{D,i}}{q_{PV,i}} \quad (3.4)$$

$$A_{W,i} = (1 - f) \frac{Q_{D,i}}{q_{W,i}} \quad (3.5)$$

En las expresiones anteriores el subíndice  $i$  indica el mes en cuestión (1,2...12) y  $q_{PV,i}$ ,  $q_{W,i}$  y  $Q_{D,i}$  son los valores de generación fotovoltaica, generación eólica y demanda correspondientes a dicho mes  $i$ .

Para cada valor de  $f$  y cada mes se obtiene el área total como suma de las áreas de fotovoltaica y eólica:

$$A_i = A_{PV,i} + A_{W,i} \quad (3.6)$$

Del cálculo de las áreas para cada uno de los valores de  $f$  y para cada uno de los meses se obtiene una tabla, que en el caso del ejemplo es la Tabla 3.2 (los valores mostrados corresponden a dichas áreas en  $m^2$ ).

f	0			0,1			0,2			0,3		
MES	A <sub>W</sub>	A <sub>PV</sub>	A <sub>T</sub>	A <sub>W</sub>	A <sub>PV</sub>	A <sub>T</sub>	A <sub>W</sub>	A <sub>PV</sub>	A <sub>T</sub>	A <sub>W</sub>	A <sub>PV</sub>	A <sub>T</sub>
ENERO	17,70	0,00	17,70	15,93	4,04	19,96	14,16	8,07	22,23	12,39	12,11	24,50
FEBRERO	13,63	0,00	13,63	12,27	2,34	14,61	10,91	4,68	15,59	9,54	7,02	16,57
MARZO	19,48	0,00	19,48	17,53	1,48	19,01	15,58	2,96	18,54	13,64	4,44	18,07
ABRIL	18,68	0,00	18,68	16,81	1,96	18,77	14,94	3,92	18,86	13,07	5,87	18,95
MAYO	23,92	0,00	23,92	21,53	1,61	23,14	19,13	3,22	22,36	16,74	4,84	21,58
JUNIO	20,35	0,00	20,35	18,32	1,39	19,70	16,28	2,77	19,06	14,25	4,16	18,41
JULIO	15,93	0,00	15,93	14,33	1,56	15,89	12,74	3,11	15,85	11,15	4,67	15,82
AGOSTO	21,20	0,00	21,20	19,08	1,86	20,94	16,96	3,73	20,69	14,84	5,59	20,43
SEPTIEMBRE	32,48	0,00	32,48	29,23	1,90	31,14	25,99	3,81	29,80	22,74	5,71	28,45
OCTUBRE	19,15	0,00	19,15	17,23	2,82	20,05	15,32	5,65	20,96	13,40	8,47	21,87
NOVIEMBRE	33,49	0,00	33,49	30,14	3,36	33,50	26,79	6,71	33,50	23,44	10,07	33,51
DICIEMBRE	20,06	0,00	20,06	18,05	3,09	21,14	16,05	6,17	22,22	14,04	9,26	23,30
MES PEOR	NOVIEMBRE			NOVIEMBRE			NOVIEMBRE			NOVIEMBRE		

f	0,4			0,5			0,6			0,7		
MES	A <sub>W</sub>	A <sub>PV</sub>	A <sub>T</sub>	A <sub>W</sub>	A <sub>PV</sub>	A <sub>T</sub>	A <sub>W</sub>	A <sub>PV</sub>	A <sub>T</sub>	A <sub>W</sub>	A <sub>PV</sub>	A <sub>T</sub>
ENERO	10,62	16,15	26,76	8,85	20,18	29,03	7,08	24,22	31,30	5,31	28,26	33,57
FEBRERO	8,18	9,36	17,54	6,82	11,70	18,52	5,45	14,05	19,50	4,09	16,39	20,48
MARZO	11,69	5,92	17,61	9,74	7,40	17,14	7,79	8,88	16,67	5,84	10,35	16,20
ABRIL	11,21	7,83	19,04	9,34	9,79	19,13	7,47	11,75	19,22	5,60	13,70	19,31
MAYO	14,35	6,45	20,80	11,96	8,06	20,02	9,57	9,67	19,24	7,18	11,29	18,46
JUNIO	12,21	5,55	17,76	10,18	6,94	17,11	8,14	8,32	16,46	6,11	9,71	15,82
JULIO	9,56	6,23	15,78	7,96	7,78	15,75	6,37	9,34	15,71	4,78	10,90	15,67
AGOSTO	12,72	7,46	20,17	10,60	9,32	19,92	8,48	11,18	19,66	6,36	13,05	19,41
SEPTIEMBRE	19,49	7,62	27,11	16,24	9,52	25,77	12,99	11,43	24,42	9,74	13,33	23,08
OCTUBRE	11,49	11,29	22,78	9,57	14,12	23,69	7,66	16,94	24,60	5,74	19,76	25,51
NOVIEMBRE	20,09	13,43	33,52	16,74	16,79	33,53	13,39	20,14	33,54	10,05	23,50	33,55
DICIEMBRE	12,03	12,35	24,38	10,03	15,43	25,46	8,02	18,52	26,54	6,02	21,60	27,62
MES PEOR	NOVIEMBRE			NOVIEMBRE			NOVIEMBRE			ENERO		

f	0,8			0,9			1		
MES	$A_W$	$A_{PV}$	$A_T$	$A_W$	$A_{PV}$	$A_T$	$A_W$	$A_{PV}$	$A_T$
ENERO	3,54	32,29	35,83	1,77	36,33	38,10	0,00	40,37	40,37
FEBRERO	2,73	18,73	21,45	1,36	21,07	22,43	0,00	23,41	23,41
MARZO	3,90	11,83	15,73	1,95	13,31	15,26	0,00	14,79	14,79
ABRIL	3,74	15,66	19,40	1,87	17,62	19,49	0,00	19,58	19,58
MAYO	4,78	12,90	17,68	2,39	14,51	16,90	0,00	16,12	16,12
JUNIO	4,07	11,10	15,17	2,04	12,49	14,52	0,00	13,87	13,87
JULIO	3,19	12,45	15,64	1,59	14,01	15,60	0,00	15,56	15,56
AGOSTO	4,24	14,91	19,15	2,12	16,78	18,90	0,00	18,64	18,64
SEPTIEMBRE	6,50	15,24	21,73	3,25	17,14	20,39	0,00	19,05	19,05
OCTUBRE	3,83	22,59	26,42	1,91	25,41	27,33	0,00	28,24	28,24
NOVIEMBRE	6,70	26,86	33,56	3,35	30,22	33,57	0,00	33,57	33,57
DICIEMBRE	4,01	24,69	28,70	2,01	27,78	29,78	0,00	30,86	30,86
MES PEOR	ENERO			ENERO			ENERO		

Tabla 3.2. Áreas de los subsistemas de generación.

Como se observa, las áreas de los subsistemas dependen de la fracción fotovoltaica. El mes menos favorable también dependerá de la misma puesto que para cada uno de los valores de  $f$  existe un mes  $i$  para el cuál el área total  $A_i$  es máxima.

Los valores de las áreas resultantes para cada uno de los subsistemas  $A_W$  y  $A_{PV}$  serán los correspondientes a dicho mes. De este modo, el método obtendrá 11 combinaciones distintas de aerogeneradores y paneles fotovoltaicos, que se corresponden con los 11 posibles valores de  $f$ .

En el ejemplo, para los valores de  $f$  cercanos a 1 el mes peor es enero dado que la mayor parte de la energía es cubierta por el subsistema fotovoltaico y enero es el mes de menor generación fotovoltaica. Por otra parte, cuando  $f$  es menor o igual a 0,6 el mes peor es noviembre debido a la mayor contribución del subsistema eólico a la generación total. De este modo, el sistema híbrido es dimensionado empleando los datos (generación y demanda) de enero cuando  $f$  es superior a 0,6 y con la información de noviembre en el resto de los casos.

Los resultados obtenidos representan las áreas exactas necesarias para cubrir la demanda energética. Sin embargo no todos los valores de áreas pueden obtenerse puesto que deberán corresponderse con un número entero de unidades (bien de paneles fotovoltaicos, bien de aerogeneradores). Por este motivo se recalculan los valores de  $A_W$  y  $A_{PV}$  para determinar los valores reales de dichas áreas ( $A_{W,R}$  y  $A_{PV,R}$ ) correspondientes a su número de unidades:

$$A_{W,R} = N_W \left( \frac{A_W}{A_{W,u}} \right) \cdot A_{W,u} \quad (3.7)$$

$$A_{PV,R} = N_{PV} \left( \frac{A_{PV}}{A_{PV,u}} \right) \cdot A_{PV,u} \quad (3.8)$$

donde  $A_{PV,u}$  es el área de una unidad fotovoltaica,  $A_{W,u}$  el área de una unidad eólica y  $N_W$  y  $N_{PV}$  redondean el cociente posterior al número entero más próximo (siempre por encima del valor obtenido) y representan el número de unidades eólicas y fotovoltaicas resultantes.

En el caso estudiado para la Universidad Pública de Navarra, en lugar de considerar la posibilidad de instalar varios aerogeneradores se decidió emplear aerogeneradores de mayor o menor potencia en función de la generación eólica necesaria. La Tabla 3.3 muestra las potencias de los subsistemas eólico y fotovoltaico para cada valor de  $f$ . Se indican tanto los valores exactos obtenidos con las áreas de las ecuaciones (3.4) y (3.5) como los valores reales a los que corresponden teniendo en cuenta la potencia unitaria de paneles y aerogeneradores. Como se observa, en el caso eólico se han considerado las distintas máquinas de INCLIN disponibles: 600 W, 1500 W, 3000 W y 6000 W.

$f$	$P_W(W)$	$P_{PV}(W)$	$P_{W,R}(W)$	$P_{PV,R}(W)$
0	6395,2	0,0	6000,0	0,0
0,1	5755,7	422,4	6000,0	450,0
0,2	5116,2	844,7	6000,0	900,0
0,3	4476,7	1267,0	6000,0	1275,0
0,4	3837,1	1689,4	6000,0	1725,0
0,5	3197,6	2111,7	3000,0	2175,0
0,6	2558,1	2534,1	3000,0	2550,0
0,7	1918,6	2956,4	3000,0	3000,0
0,8	676,0	4062,3	1500,0	4125,0
0,9	338,0	4570,1	600,0	4575,0
1	0,0	5077,8	0,0	5100,0

Tabla 3.3. Potencias exactas y reales para cada subsistema de generación

Como se observa en la tabla, las soluciones que emplean los recursos de un modo más eficiente son aquellas en las que el tamaño del aerogenerador se reduce respecto del valor de  $f$  inmediatamente superior (que se corresponden con  $f = 0$ ;  $f = 0,5$ ;  $f = 0,8$ ;  $f = 0,9$  y  $f = 1$ ) dado que la diferencia entre la potencia real ( $P_{W,R}$ ) y la potencia exacta necesarias ( $P_W$ ) es menor. Sin embargo, cuando  $f$  se aleja de estos valores, las diferencias son mayores y el subsistema eólico queda sobredimensionado. Este problema

no se presenta en el caso fotovoltaico ya que la potencia unitaria del panel es menor y se adapta de mejor manera a la demanda que debe cubrir.

### 3.5 DIMENSIONADO DEL SUBSISTEMA DE ALMACENAMIENTO: PROBABILIDAD DE PÉRDIDA DE SUMINISTRO ENERGÉTICO Y COSTE DEL SISTEMA

En el caso del sistema de almacenamiento de energía, éste puede dimensionarse para dos situaciones distintas: un sistema híbrido sin desfase energético entre generación y demanda o un sistema híbrido en el que si exista desfase entre ambas. La elección de uno u otro dependerá de la aplicación del sistema y más concretamente de la criticidad de las cargas a cubrir.

#### 3.5.1 Sistema sin desfase energético

Los subsistemas de generación se han dimensionado a partir de valores mensuales de generación y demanda de energía, de tal manera que en cada uno de los meses la generación energética sea igual o superior a la demanda. Sin embargo, los tamaños de dichos subsistemas no garantizan un equilibrio diario entre generación y demanda. Por este motivo es necesario el empleo de elementos de almacenamiento de energía.

Para determinar el tamaño de las baterías se utilizan, por lo tanto, los datos de demanda y generación de energía correspondientes a cada día del año, a diferencia del cálculo de los subsistemas de generación que empleaba valores mensuales. Con dichos datos se define el desfase energético ( $D$ ) como la diferencia entre la energía generada por los subsistemas renovables ( $E_{RE}$ ) y la energía demandada ( $E_D$ ). Dicho desfase se calcula igualmente para cada uno de los días del año.

La energía generada el día  $j$  se determina de la manera que se muestra a continuación:

$$E_{REj} = N_W \cdot A_{W,u} \cdot e_{W,j} + N_{PV} \cdot A_{PV,u} \cdot e_{PV,j} \quad (3.9)$$

En la expresión anterior  $e_{W,j}$  es la energía generada por los aerogeneradores por unidad de área el día  $j$  y  $e_{PV,j}$  la energía generada por los módulos fotovoltaicos por unidad de área el mismo día.  $N_W$  y  $N_{PV}$  se corresponden con el número de aerogeneradores y paneles fotovoltaicos obtenidos en el dimensionado de los subsistemas de generación (y son distintos para los distintos valores de la fracción fotovoltaica).



Conocido el valor de la energía generada, el desfase correspondiente al día  $j$  será el siguiente:

$$D_j = E_{REj} - E_{Dj} \quad (3.10)$$

Este desfase será positivo en el caso de que la generación supere a la demanda y negativo en caso contrario.

Considerando un desfase acumulado inicial nulo (que se corresponderá con las baterías totalmente cargadas), se determina el desfase acumulado para cada día del año ( $DA_j$ ), teniendo en cuenta siempre que éste no puede ser positivo puesto que la batería no se puede cargar por encima de su nivel máximo. De este modo, se calcula el desfase acumulado al comienzo del día  $j$  a partir del desfase acumulado al comienzo del día anterior y el desfase propio de dicho día anterior:

$$\begin{aligned} DA_j &= DA_{j-1} + D_j \\ DA_1 &= 0 \end{aligned} \quad (3.11)$$

Si  $DA_j > 0$  se toma  $DA_j = 0$

Una vez obtenidos todos los resultados, el subsistema de acumulación se dimensiona de tal manera que pueda cubrir el máximo desfase acumulado ( $DA_{max}$ ).

$$DA_{max} = \max_{j=1}^{365 \text{ ó } 366} DA_j \quad (3.12)$$

De esta forma, el número de baterías resultante será:

$$N_{Bat} = - \frac{DA_{max} \cdot 1000}{V_{Sis} \cdot S_{Bat}} \cdot \frac{100}{P_{des}} \quad (3.13)$$

siendo  $V_{Sis}$  el voltaje de la batería,  $S_{Bat}$  la capacidad medida en Ah y  $P_{des}$  la máxima profundidad de descarga en tanto por ciento.

Del mismo modo que antes, debe redondearse el tamaño del subsistema a un número entero de baterías.

Dado que la generación de energía ( $E_{RE}$ ), y consecuentemente el desfase ( $D$ ) y el desfase acumulado ( $DA$ ), dependen del número de unidades fotovoltaicas y eólicas y por lo tanto de la fracción fotovoltaica, el número de baterías dependerá igualmente. De este modo, se obtendrán once soluciones distintas, cada una de ellas con un número de aerogeneradores, paneles fotovoltaicos y baterías.

El tamaño del subsistema de almacenamiento así obtenido permite cubrir el desfase entre la generación y la demanda diarias en todas las ocasiones en que éste se produzca a lo largo del año considerado. Sin embargo, como se comprobará más adelante, existe

la posibilidad de utilizar un número menor de baterías, en función del grado de desfase energético que se desee cubrir, asumiendo en ese caso la posibilidad de tener en ocasiones puntuales una falta de suministro eléctrico, que puede ser resuelta mediante el empleo de grupos electrógenos.

Hasta el momento, aplicando el método, se ha obtenido el número de unidades de cada uno de los elementos (aerogeneradores, paneles y baterías) para distintas fracciones de eólica y fotovoltaica. El último paso consiste en determinar cuál de esas once combinaciones (once posibles valores de  $f$ ) es la más apropiada. En este caso, el criterio de elección es exclusivamente económico. Se procede por lo tanto a calcular el coste de cada una de las combinaciones del modo siguiente:

$$C_{TOTAL} = C_W \cdot N_W + C_{PV} \cdot N_{PV} + C_{Bat} \cdot N_{Bat} \quad (3.14)$$

$C_W$ ,  $C_{PV}$  y  $C_{Bat}$  son los costes de un aerogenerador, un módulo fotovoltaico y una batería, respectivamente.

Una vez calculados los costes de cada combinación se obtienen para el ejemplo las combinaciones mostradas en la Tabla 3.4.

$f$	$N_W$	$N_{PV}$	$N_{Bat}$	$C_{TOTAL}$ (€)
<b>0</b>	1 de 6000W	0	97	84766
<b>0,1</b>	1 de 6000W	6	90	81820
<b>0,2</b>	1 de 6000W	12	84	79552
<b>0,3</b>	1 de 6000W	17	78	76984
<b>0,4</b>	1 de 6000W	23	72	74716
<b>0,5</b>	1 de 3000W	29	75	73550
<b>0,6</b>	1 de 3000W	34	69	70982
<b>0,7</b>	1 de 3000W	40	63	68714
<b>0,8</b>	1 de 1500W	55	59	68002
<b>0,9</b>	1 de 600W	61	69	75082
<b>1</b>	0	68	75	71250

Tabla 3.4. Número de elementos y coste de las combinaciones.

El sistema elegido finalmente será aquel que tenga un menor coste. En el caso de la aplicación en la Universidad Pública de Navarra se observa que la solución que tiene un menor coste es aquella en que el 80% de la demanda es cubierta por los paneles fotovoltaicos y el 20% por el aerogenerador ( $f = 0,8$ ). Esta combinación sobredimensiona ligeramente el subsistema eólico ya que emplea un aerogenerador de 1500 W cuando la potencia exacta requerida era de 676 W como se veía en la Tabla 3.3. Este hecho hace que el subsistema de almacenamiento resultante sea menor que en el resto de los casos pero también que la energía desaprovechada sea mayor (considerando energía desaprovechada aquella que es generada en exceso por los subsistemas de generación

y que no puede ser almacenada en el subsistema de almacenamiento por estar las baterías totalmente cargadas).

### 3.5.2 Sistema con desfase energético

Los sistemas obtenidos del anteriormente alcanzan costes muy altos debido al gran tamaño del subsistema de almacenamiento resultante. El elevado número de baterías es consecuencia de que el sistema se dimensiona con el fin de que la demanda sea satisfecha en todo momento bien empleando la energía proveniente de los subsistemas renovables o bien utilizando la energía almacenada en las baterías. Sin embargo, es necesario tener en cuenta que el sistema final puede contar además con un grupo electrógeno que aporte la energía necesaria en caso de desequilibrio entre la generación y la demanda. Este hecho hace posible emplear un número menor de baterías, puesto que no se necesita cubrir el 100% de la demanda. Aparece de este modo el concepto de “Probabilidad de Pérdida de Suministro Energético” (*LPSP* – Loss of Power Supply Probability).

*LPSP*, al igual que la Autonomía y la Probabilidad de fallo en la carga, es una medida de la fiabilidad de un sistema de generación eléctrica y representa la probabilidad de que en un determinado periodo de tiempo la demanda no sea satisfecha por el sistema (en este caso por los aerogeneradores, los módulos fotovoltaicos y las baterías).

*LPSP* se define como el cociente entre el déficit de energía y la demanda para un periodo de tiempo  $T$ , de manera que un valor de *LPSP* igual a 0 indica que la demanda es satisfecha en todo momento (no hay déficit de energía) mientras que *LPSP* es igual a 1 si la demanda nunca es satisfecha. La demanda no es satisfecha cuando la energía generada por el subsistema de generación (aerogeneradores y paneles fotovoltaicos) no es suficiente y la energía almacenada en las baterías está por debajo de su límite inferior de carga. El cálculo de *LPSP* se realiza por lo tanto como se indica a continuación:

$$LPSP = \frac{\sum_{t=1}^T LPS(t)}{\sum_{t=1}^T E_D(t)} \quad (3.15)$$

*LPS* (“Loss of Power Supply”) representa el déficit de energía, la cantidad de energía demandada que no puede ser satisfecha por el sistema en el periodo de tiempo analizado. Se calcula de la manera siguiente:

$$LPS(t) = E_D(t) - E_{RE}(t) - (E_{Bat}(t-1) - E_{Bat,min}) \quad (3.16)$$

En esta expresión  $E_{Bat}(t-1)$  representa el estado de carga de la batería en el instante  $t-1$ ,  $E_{RE}(t)$  es la energía producida por los sistemas renovables en el instante  $t$ ,  $E_D(t)$  es la energía demandada por la carga en el mismo instante y  $E_{Bat,min}$  es el límite inferior de carga de la batería, relacionado con la máxima profundidad de descarga.

En este caso, el tiempo total estudiado es de un año y el déficit de energía y la demanda se calculan para cada uno de los días de modo que la expresión queda de la forma:

$$LPSP = \frac{\sum_{j=1}^{365 \text{ ó } 366} LPS_j}{\sum_{j=1}^{365 \text{ ó } 366} E_{Dj}} \quad (3.17)$$

$$LPS_j = E_{Dj} - E_{REj} - (E_{Bat,j-1} - E_{Bat,min}) \quad (3.18)$$

$E_{Dj}$  y  $E_{REj}$  son las energías empleadas anteriormente para calcular el tamaño del subsistema de almacenamiento y  $E_{bat,min}$  se puede calcular como:

$$E_{Bat,min} = E_{Bat,max} \frac{100 - P_{des}}{100} \quad (3.19)$$

siendo  $E_{bat,max}$  la máxima energía que pueden almacenar las baterías, que se puede determinar a partir del número de baterías y de las características de las mismas:

$$E_{Bat,max} = N_{Bat} \frac{S_{Bat} \cdot V_{Sis}}{1000} \quad (3.20)$$

$LPS_j$  representa el déficit de energía para el día  $j$ , y por lo tanto no puede tomar valores negativos (puesto que esto indicaría que la energía disponible es suficiente para cubrir la demanda y por lo tanto no hay pérdida de suministro energético) de modo que:

$$\text{Si } LPS_j < 0 \text{ se toma } LPS_j = 0 \quad (3.21)$$

Para determinar el valor de  $LPS$  para el día 1 es necesario conocer el estado inicial de las baterías. Se contemplan dos posibilidades:

- Caso 1: Las baterías están inicialmente cargadas.
- Caso 2: Las baterías están inicialmente descargadas (hasta la máxima profundidad de descarga).

De este modo:

$$\bullet \text{ Caso 1} \quad LPS_1 = E_{D1} - E_{RE1} - (E_{Bat,max} - E_{Bat,min}) \quad (3.22)$$

- Caso 2 
$$LPS_1 = E_{D1} - E_{RE1} \quad (3.23)$$

La energía almacenada en las baterías al final del día  $j$  ( $E_{Bat,j}$ ) dependerá de la energía almacenada al final del día  $j-1$  ( $E_{Bat,j-1}$ ) así como de la energía generada el día  $j$  ( $E_{REj}$ ) y la energía demandada ese mismo día ( $E_{Dj}$ ):

$$E_{Bat,j} = E_{Bat,j-1} + D_j = E_{Bat,j-1} + E_{REj} - E_{Dj} \quad (3.24)$$

Se debe tener en cuenta en todo momento que la energía almacenada en las baterías no puede superar la energía de las baterías totalmente cargadas y que la descarga de las baterías no puede superar la máxima profundidad de descarga. De este modo aparecen las condiciones siguientes:

$$\text{Si } E_{Bat,j} < E_{Bat,min} \text{ se toma } E_{Bat,j} = E_{Bat,min} \quad (3.25)$$

$$\text{Si } E_{Bat,j} > E_{Bat,max} \text{ se toma } E_{Bat,j} = E_{Bat,max} \quad (3.26)$$

Para conocer la energía almacenada en las baterías para cada día es necesario conocer en primer lugar la energía almacenada al final del día 1. Del mismo modo que en el cálculo de  $LPS_1$ , al calcular  $E_{Bat,1}$  es necesario conocer el estado inicial de las baterías:

- Caso 1 
$$E_{Bat,1} = E_{Bat,max} + E_{RE1} - E_{D1} \quad (3.27)$$

- Caso 2 
$$E_{Bat,1} = E_{Bat,min} + E_{RE1} - E_{D1} \quad (3.28)$$

En cualquiera de los casos, al igual que para cualquier otro valor de  $j$ :

$$\text{Si } E_{Bat,1} < E_{Bat,min} \text{ se toma } E_{Bat,1} = E_{Bat,min} \quad (3.29)$$

$$\text{Si } E_{Bat,1} > E_{Bat,max} \text{ se toma } E_{Bat,1} = E_{Bat,max} \quad (3.30)$$

El número de baterías calculado anteriormente, y mostrado en la Tabla 3.4, era aquel que cubría el desfase entre generación y demanda de energía en todo momento, es decir, para una Probabilidad de Pérdida de Suministro Energético de 0. A continuación, el método busca nuevas combinaciones (con el mismo número de aerogeneradores y módulos fotovoltaicos, pero menor número de baterías), cuyo coste sea menor aunque sus valores de LPSP ya no sean nulos. Se busca por lo tanto un compromiso entre el coste del sistema y la fiabilidad del mismo. Este compromiso entre coste y fiabilidad puede establecerse a partir de dos relaciones: Número de baterías – Probabilidad de Pérdida de Suministro Energético y Coste - Probabilidad de Pérdida de Suministro Energético.

### 3.5.2.1 Relación entre el número de baterías y Probabilidad de Pérdida de Suministro Energético

Se determina, mediante las ecuaciones anteriores, el valor de  $LPSP$  que resulta para distinto número de baterías (haciendo para cada valor de  $f$  un barrido del número de baterías desde 0 hasta aquel valor que hace que el valor de  $LPSP$  sea nulo).

Para una misma combinación (mismo valor de  $f$ ), el aumento del número de baterías supone un incremento de la capacidad de almacenamiento de energía del sistema, lo que hace posible que la demanda pueda ser cubierta en aquellos casos en los que los subsistemas de generación no proporcionen energía suficiente.

Representando gráficamente se obtienen, como se ve en la aplicación práctica, curvas de la forma que se muestra en la Figura 3.5.

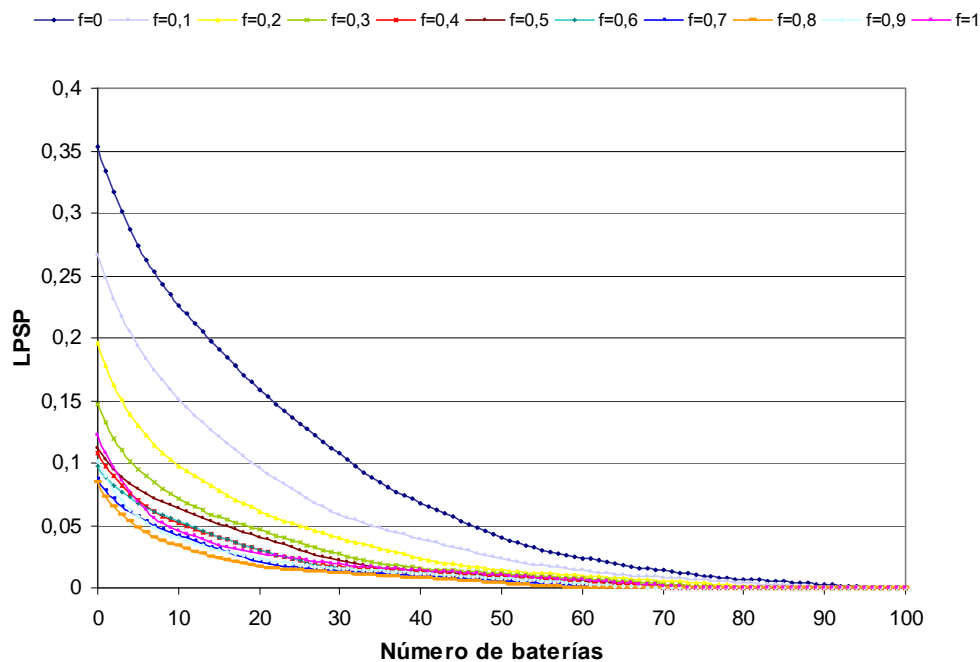


Figura 3.5. Relación entre  $N_{Bat}$  y  $LPSP$

Como se observa en esta figura, cuando la aplicación permite un cierto desfase de energía el número de baterías necesarias disminuye considerablemente respecto de los valores mostrados en la Tabla 3.4 para un valor nulo de  $LPSP$ .

El valor de la Probabilidad de pérdida de suministro energético (*LPSP*) disminuye a medida que aumenta el número de baterías para todos los posibles valores de *f* dado que la energía que puede ser suministrada por las mismas aumenta igualmente. En cuanto a la fracción fotovoltaica, si se analiza un valor concreto de *LPSP* se comprueba que aquellas combinaciones que requieren un menor número de baterías son aquellas basadas principalmente en el subsistema fotovoltaico (valores de *f* cercanos a 1). Por el contrario aquellos sistemas con valores de *f* cercanos a 0 requieren de mayor número de baterías para alcanzar un mismo nivel de fiabilidad.

Asimismo, se observa que todas las curvas alcanzan un valor nulo de *LPSP* para el número de baterías correspondientes al obtenido para un sistema con un desfase energético nulo (Tabla 3.4).

### 3.5.2.2 Relación entre coste y Probabilidad de Pérdida de Suministro Energético

Conocido el coste de cada una de las unidades y el número de cada uno de los elementos empleado, se determina el coste total del sistema para distintos tamaños del subsistema de almacenamiento (distinto número de baterías). Suponiendo únicamente los costes capitales de cada elemento, el coste total será calculado de la siguiente manera:

$$C_{TOTAL}^f = C_W \cdot N_W^f + C_{PV} \cdot N_{PV}^f + C_{Bat} \cdot N_{Bat}^f \quad (3.31)$$

Una vez conocida la relación entre el coste del sistema y el número de baterías y asimismo la relación entre el número de baterías y *LPSP*, se representa en la Figura 3.6 la relación entre el coste del sistema y los valores de *LPSP*.

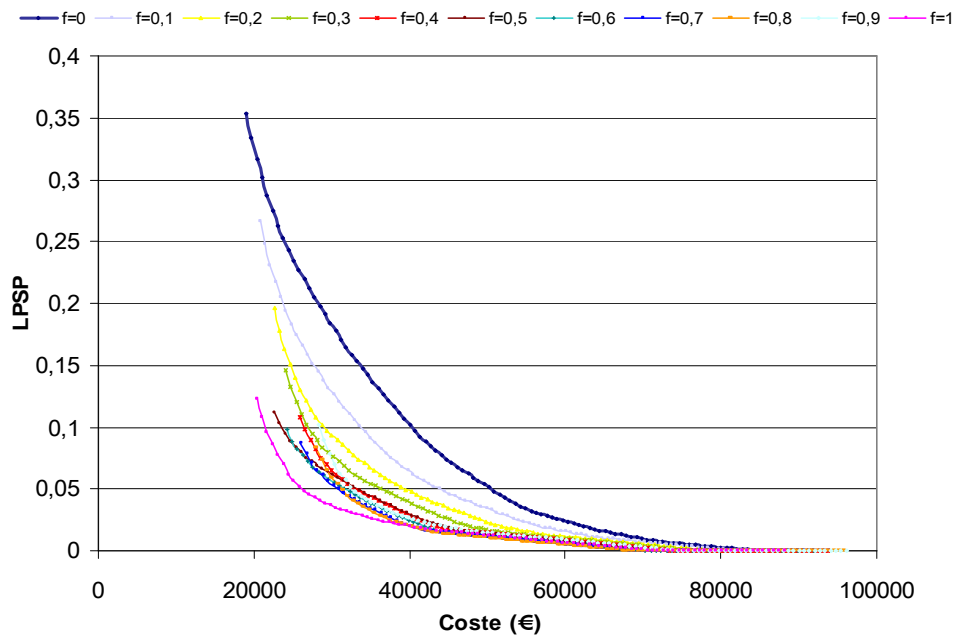


Figura 3.6. Relación entre  $C_{TOTAL}$  y  $LPSP$

En esta última gráfica se comprueba cómo a medida que aumenta el coste de un sistema híbrido aumenta también su fiabilidad. Por lo tanto, habrá que llegar a una solución de compromiso entre ambas.

En la Figura 3.6 se comprueba que para cada valor de  $f$  existe un coste mínimo del sistema. El coste del sistema no puede reducirse por debajo de dicho valor debido al coste de los propios subsistemas de generación obtenidos en el apartado 3.4. Por ejemplo,  $f = 0,8$  alcanza valores de  $LPSP$  inferiores a cualquier otra combinación para costes superiores a 40000 €; sin embargo, no puede ser constituido con un coste inferior a 28000 € ya que éste es el coste que corresponde a un aerogenerador de 1500 W y 4125 W de potencia fotovoltaica instalada.

Analizando los resultados de la Figura 3.5 y la Figura 3.6 es posible escoger la combinación con la mejor relación entre fiabilidad y coste. Las opciones que alcanzan un mejor compromiso entre ambas magnitudes son aquellas con  $f = 0,8$  y  $f = 1$  dado que emplean el recurso eólico de un modo más eficiente. El sistema basado únicamente en la generación fotovoltaica ( $f = 1$ ) es la mejor opción para valores de  $LPSP$  superiores a 0,02 dado que la generación fotovoltaica es más estable que la eólica y por lo tanto se ajusta mejor a la energía demandada por la carga. Sin embargo, si se requiere un valor de



*LPSP* inferior a 0,02, la mejor opción consiste en cubrir el 80% de la demanda con energía fotovoltaica y el resto con energía eólica.

### 3.5.2.3 Otros posibles criterios para la elección del sistema

Del mismo modo que se analiza la relación entre el tamaño del subsistema de almacenamiento y la cantidad de demanda no satisfecha, se puede determinar la energía renovable que se desaprovecha para cada número de baterías. Esta energía será aquella que es generada por los subsistemas renovables y que no puede ser empleada para cubrir la demanda, puesto que ésta ya ha sido satisfecha, ni para cargar la batería, debido a que ésta ya está totalmente cargada. Por lo tanto, se determina del siguiente modo:

$$ED = \sum_{j=1}^{365 \text{ ó } 366} ED_j = \sum_{j=1}^{365 \text{ ó } 366} E_{REj} - E_{Dj} - (E_{Bat} - E_{Bat,j-1}) \quad (3.32)$$

El valor que alcanza la energía desaprovechada depende del estado inicial de las baterías:

- Caso 1  $ED_1 = E_{RE1} - E_{D1} \quad (3.33)$

- Caso 2  $ED_1 = E_{RE1} - E_{D1} - (E_{Bat,max} - E_{Bat,min}) \quad (3.34)$

Al calcular la energía renovable desaprovechada para cualquier día *j* deberá tenerse en cuenta que ésta no puede ser negativa, de modo que:

$$\text{Si } ED_j < 0 \text{ se toma } ED_j = 0 \quad (3.35)$$

En el ejemplo desarrollado a lo largo de este capítulo no se analizó la relación entre el número de baterías y la energía renovable desaprovechada. Sin embargo, para distintos valores de *f* la relación entre ambas en un caso hipotético (no el ejemplo analizado hasta el momento) podría seguir una tendencia similar a la mostrada en la Figura 3.7. No se muestra en este caso valores en el eje vertical puesto que se busca mostrar una posible tendencia y no valores calculados de energía desaprovechada.

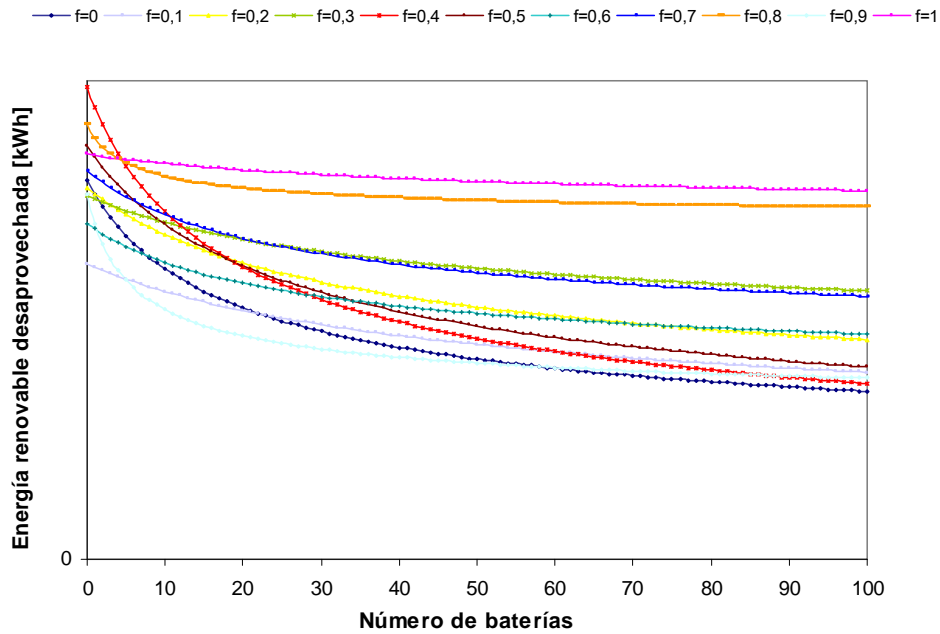


Figura 3.7. Relación entre  $N_{Bat}$  y ED

Para un misma opción (mismo valor de fracción fotovoltaica) el aumento del número de baterías supone un incremento de la capacidad de almacenamiento de energía del sistema, lo que hace que la energía no se desaproveche. Sin embargo, se comprueba como a partir de un determinado número de baterías apenas es posible disminuir la energía desaprovechada.

En lo que al grupo electrógeno se refiere, éste no fue dimensionado puesto que se trata de un equipo de apoyo con capacidad suficiente para cubrir los periodos en los que la energía generada por los aerogeneradores y paneles junto con la energía almacenada en las baterías no sea suficiente.

# CAPÍTULO 4

---

## Tecnología de invernaderos

### 4.1 INTRODUCCIÓN

No se pretende en este capítulo profundizar en las cuestiones más tecnológicas de este tipo de instalaciones, sino conocer cuál es el estado del arte de los invernaderos.

Se comienza definiendo brevemente el concepto de invernadero y describiendo el desarrollo alcanzado por estas estructuras, con especial interés en el caso de los invernaderos instalados en España. En esta introducción al concepto de invernadero, se detallan además cuáles son las principales ventajas que presenta su instalación así como cuáles son sus principios de funcionamiento. Una vez se conocen algunas ideas básicas sobre los invernaderos se procede a analizar los distintos tipos que existen. Para ello se emplean distintas clasificaciones atendiendo a muy diversos criterios como son la forma de su perfil externo, la posibilidad o no de movimiento y los materiales empleados tanto en su estructura como en su cubierta. Para finalizar, se describen los distintos elementos de consumo eléctrico del invernadero. Entre otros, se analizarán en este último punto, los sistemas de refrigeración, los equipos de riego, la iluminación del invernadero o los sistemas de recogida de lixiviados, aunque, como se indica, pueden existir otros posibles sistemas que requieran alimentación eléctrica. Éste es el punto de mayor interés del capítulo puesto que está en relación directa con el objetivo de la tesis de desarrollar sistemas de energías renovables para cubrir las necesidades energéticas de este tipo e instalaciones.

## 4.2 CONCEPTO DE INVERNADERO

Según el Diccionario de la Real Academia de la Lengua Española, un invernadero es “aquel recinto en el que se mantienen constantes la temperatura, la humedad y otros factores ambientales para favorecer el cultivo de plantas”. Serrano precisa más la definición en [SER 05] y señala que un invernadero es “una instalación cubierta y abrigada artificialmente con materiales transparentes para defender las plantas de la acción de los meteoros exteriores”.

Estas instalaciones están constituidas por una estructura o armazón ligero (metálico, madera, hormigón, etc.), sobre la que se asienta una cubierta de material transparente (polietileno, copolímero EVA, policarbonato, policloruro de vinilo, poliéster, cristal, etc.), con ventanas, que pueden tener automatizados su apertura y cierre, y puertas para el servicio del invernadero. Asimismo, dentro del invernadero se puede encontrar una serie de elementos que se encargan de la climatización del recinto. Entre otros se encuentran las pantallas térmicas, los sistemas de ventilación, los programadores climáticos y los sistemas de nebulización de agua.

Este tipo de estructuras ha tenido un gran desarrollo en España en las últimas décadas. Tal ha sido su expansión que, si a comienzos de la década de los setenta la superficie de invernaderos en España era de 2.000 hectáreas, en 2013, y según datos de la Encuesta sobre Superficies y Rendimientos de Cultivos del Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación, esta superficie ascendía a más de 62.000 hectáreas. Este hecho ha permitido a nuestro país situarse a la cabeza por superficie cultivada junto a China y Japón.

Este rápido crecimiento del cultivo protegido tanto en España como en otros países del área mediterránea fue debido, entre otros motivos, a la llegada al mercado de los materiales plásticos y a las ventajas que presenta el clima de la región en el empleo de invernaderos. No obstante, dado que el clima no es uniforme en toda la zona, este tipo de construcciones no se distribuye de manera homogénea dentro de los distintos países que lo albergan. Generalmente las regiones del Sur concentran la mayor parte de la producción. Así, en España la mayoría de los invernaderos se encuentran en la costa Sur, especialmente en las provincias de Almería y Murcia.

Como se especifica en [ANT 04] el mejor aprovechamiento de recursos naturales como el sol, la tierra y el agua es el aspecto más positivo de la utilización de invernaderos. Sin embargo, las ventajas de estas instalaciones son muchas más. A continuación se describen algunas de ellas:

- Permiten cultivar fuera de la época estacional en que se hace al aire libre y realizar cultivos en zonas climáticas en las que no es posible sin estas estructuras.

- Se consigue un crecimiento más rápido de las plantas, disminuyendo así su ciclo vegetativo y aumentando el número de cosechas por año.
- Este rápido desarrollo de las plantas, así como la ausencia de los factores negativos del exterior y el mejor control de los patógenos, hace que se produzca un importante aumento de la producción.
- La producción que se obtiene es de mejor calidad debido a que las plantas no están expuestas a los fenómenos meteorológicos del exterior (lluvia, granizo, viento, etc.)
- Se logra un mejor control de plagas y enfermedades ya que se puede llevar a cabo una programación preventiva, imposible en el caso de los cultivos al aire libre.
- Puesto que el suelo del invernadero no sufre la deshidratación propia de la exposición al viento, este tipo de tecnología permite un considerable ahorro de agua de riego.
- El trabajo de las personas en el interior del invernadero puede desarrollarse con mayor comodidad y seguridad.

Como se observa, son múltiples los beneficios obtenidos con el uso de invernaderos. Pese a ello, también presentan algunos inconvenientes. [MAR 00] indica como principales puntos negativos de los invernaderos las necesidades energéticas de las instalaciones situadas en lugares con climas fríos, la acumulación de residuos plásticos y el impacto visual que producen en el paisaje. [SER 05] añade como desventajas los elevados gastos de producción y la alta especialización necesaria en sus trabajadores.

El desarrollo de las plantas del invernadero depende de variables como la luminosidad, la temperatura o la humedad, entre otras. Para alcanzar los valores óptimos de estas magnitudes el invernadero actúa de la siguiente manera.

Durante el día, una fracción de la radiación total incidente en la cubierta se pierde por reflexión y otra fracción es absorbida por el propio material de cubierta. El resto pasa al interior del invernadero, donde una parte es absorbida por la vegetación, el suelo y la estructura y otra es reflejada por los mismos. De esta fracción reflejada, una parte vuelve a salir a la atmósfera y otra queda retenida dentro de invernadero. La energía obtenida en este proceso se emplea para calentar la vegetación, el suelo, la estructura y la cubierta, así como para realizar los procesos de evaporación y fotosíntesis.

Las pérdidas que se producen por reflexión y absorción en la cubierta dependen tanto de características de la misma, tales como su espesor o el índice de refracción del material, como del ángulo de incidencia de los rayos y la longitud de onda de la radiación.

Asimismo, resultan fundamentales el diseño de la estructura y la orientación de la instalación.

Como se indicará más adelante, actualmente, para mejorar la climatización del recinto en los invernaderos, se recurre además a la instalación de distintos equipos como ventiladores o pantallas térmicas.

## 4.3 TIPOS DE INVERNADEROS

Son múltiples las clasificaciones que se pueden llevar a cabo de los invernaderos, atendiendo a muy diversos criterios. Seguidamente se muestran algunas de ellas.

### 4.3.1 Clasificación según su perfil externo

Esta es la forma más habitual de clasificar los invernaderos, en función de su conformación estructural y su perfil externo. Por este motivo, el empleo de este criterio da lugar a diferentes clasificaciones según los diferentes autores. Según Serrano en [SER 05] se pueden encontrar los siguientes:

- Invernadero plano

Se trata de un invernadero de grandes dimensiones, techo prácticamente plano, estructura de madera, altura aproximada de 2,5 m y ventilación fundamentalmente lateral.

Como se indica en [MAT 89] este tipo de invernadero fue el más característico de Almería al final de la década de los 80, hasta el punto de adoptar el nombre de "invernadero tipo Almería". Sin embargo, la escasa o incluso nula pendiente de su cubierta hace que esta estructura resulte poco aconsejable incluso en zonas tan poco lluviosas. Por este motivo en los últimos años este tipo de construcción ha sido reemplazada por otras más perfeccionadas.

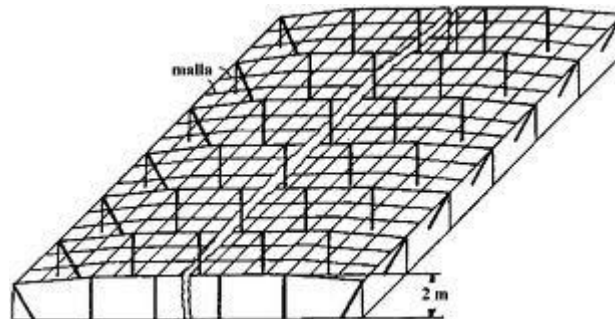


Figura 4.1. Invernadero plano

- Invernadero en raspa y amagado

La estructura de este invernadero es muy similar al plano, pero varía la forma de la cubierta. Se aumenta la altura máxima del invernadero en la cumbre, que oscila entre 3 y 4,2 m, formando lo que se conoce como raspa. En la parte más baja, conocida como amagado, se unen las mallas de la cubierta al suelo mediante vientos y horquillas de hierro que permiten colocar los canalones para el desagüe de las aguas pluviales. La altura del amagado oscila de 2 a 2,8 m y la de las bandas entre 2 y 2,5 m.

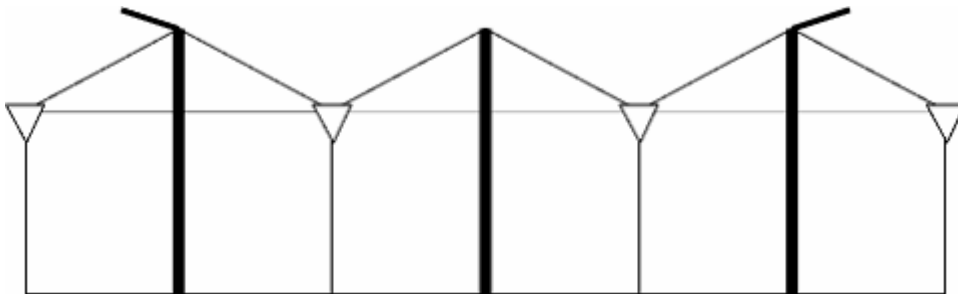


Figura4.2. Invernadero en raspa y amagado

Como se reseña en [MAR 00], éste es el invernadero más empleado en la actualidad en el sudeste de España. Sin embargo, [SER 05] señala que en otras zonas más lluviosas no se han utilizado en la misma medida dado que siguen presentando dificultades para la evacuación del agua.

- Invernadero de capilla

Este tipo de construcción tiene la techumbre formando uno (a un agua) o dos (a dos aguas) planos inclinados lo que favorece la evacuación del agua de lluvia.

Además del invernadero de capilla simple existe el invernadero de doble capilla, que está formado por dos naves yuxtapuestas y escalonadas, lo que favorece la ventilación del invernadero. A pesar de esta ventaja, esta última estructura no se ha extendido puesto que su construcción resulta más cara y presenta más dificultades que la del invernadero de capilla simple.

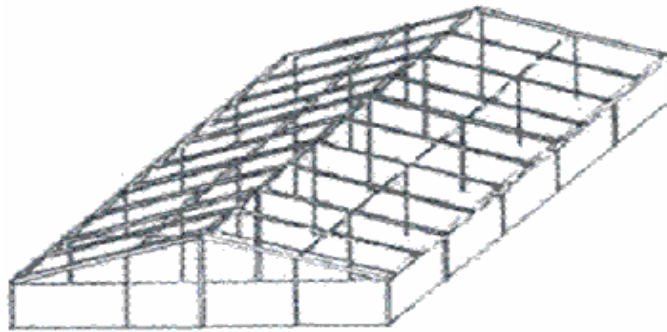


Figura 4.3. Invernadero de capilla

- Invernadero tipo diente de sierra

La unión en batería de naves de capilla a un agua da lugar a este tipo de invernadero. Las características de esta edificación son idénticas al tipo capilla a dos aguas con la ventaja de tener una mayor superficie de ventilación por la abertura cenital que supone el “diente de sierra”.

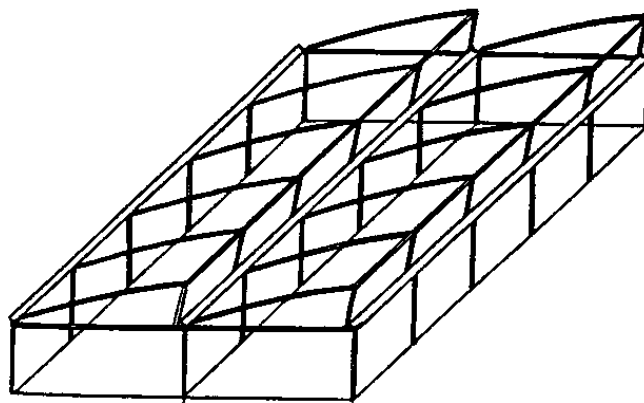


Figura4.4. Invernadero tipo diente de sierra



- Invernadero de túnel o semicilíndrico

Se caracteriza por la forma de arco de su cubierta y por su estructura totalmente metálica. El empleo de este tipo de invernadero se está extendiendo por su mayor capacidad para el control de los factores climáticos, su gran resistencia a fuertes vientos y su rapidez de instalación al ser estructuras prefabricadas. Como indica [SER 05], éste es el invernadero que más se ha impuesto en distintas regiones de España a excepción de la Costa del Sol y Murcia. Una opción con un perfil muy similar al invernadero semicilíndrico es el invernadero semielíptico.

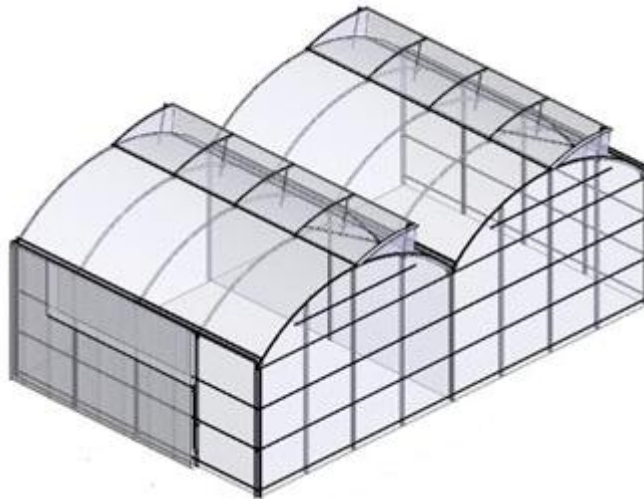


Figura4.5. Invernadero multitúnel

- Invernadero asimétrico (inacral)

Se trata de un invernadero cuya asimetría, debidamente calculada, favorece y proporciona el máximo aprovechamiento de radiación solar por los cultivos implantados en él. Las ventajas que reporta este invernadero vienen dadas, por lo tanto, por la peculiar geometría de su cubierta.

Difiere de los tipo raspa y amagado en el aumento de la superficie en la cara expuesta al sur, con objeto de aumentar su capacidad de captación de la radiación solar. Para ello el invernadero se orienta en sentido este-oeste, paralelo al recorrido aparente del sol. La inclinación de la cubierta debe ser aquella que permita que la radiación solar incida perpendicularmente sobre la cubierta al mediodía solar durante el solsticio de invierno, época en la que el sol alcanza su punto más bajo.

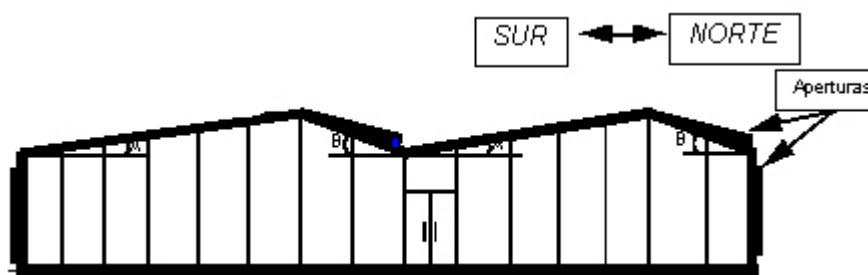


Figura 4.6. Invernadero inacrál

### 4.3.2 Otras clasificaciones

La clasificación de los invernaderos en función de su perfil externo es la más habitual. Sin embargo, existen otras posibilidades entre las cuales se encuentran las siguientes:

- Clasificación según su movilidad

Atendiendo a su capacidad de movimiento se puede hablar de dos tipos de invernaderos: los invernaderos fijos y los invernaderos móviles. Como se señala en [SER 05], a diferencia de los invernaderos fijos, los invernaderos móviles están diseñados para poder cubrir varias superficies de cultivo a lo largo del año, según las necesidades de protección climática, y, también, para cambiar el suelo del invernadero a lo largo del tiempo, cambiando de lugar de instalación.

- Clasificación según el material de la estructura

Los materiales de construcción de la estructura de un invernadero pueden ser diversos. De este modo, se pueden encontrar invernaderos contruidos a partir de madera, de palos y alambre, de metal o de hormigón. En [ING 03] se indican las ventajas del empleo de cada uno de los materiales, así como las del empleo de estructuras combinadas.

- Clasificación según el material de la cubierta

Al igual que ocurre en el caso de la estructura, en la cubierta del invernadero se pueden emplear distintos materiales. Las opciones empleadas habitualmente son lámina flexible (polietileno, copolímero EVA, policloruro de vinilo, polipropileno), placa semirígida (poliéster, policarbonato) o cubierta rígida (cristal). Estas últimas cubiertas se suelen reservar principalmente para las regiones más frías, según se indica en [ANT 04.]

## 4.4 POSIBLES ELEMENTOS DE CONSUMO ELÉCTRICO DE UN INVERNADERO

El rápido aumento experimentado por la superficie de cultivo protegido en los últimos años ha ido unido a un desarrollo tecnológico de las instalaciones que ha permitido mejorar las condiciones de crecimiento de la vegetación. En la actualidad existen desde los invernaderos más sencillos, que no han implementado estas nuevas tecnologías, hasta “invernaderos inteligentes” en los cuales la mayor parte de los procesos (apertura de puertas y ventanas, movimiento de pantallas, etc.) están automatizados.

Este desarrollo tecnológico requiere, entre otras muchas cosas, la instalación en el invernadero de diversos equipos de consumo eléctrico. A continuación se describen algunos de los sistemas que en la actualidad disponen de estos equipos.

### 4.4.1 Sistema de refrigeración

La mayor parte de las mejoras tecnológicas realizadas en los invernaderos están relacionadas con la climatización del recinto. Es el caso de los sistemas de refrigeración.

Con el desarrollo de la horticultura protegida en climas cálidos surgió la necesidad de reducir la temperatura en los invernaderos, en beneficio de los cultivos y de las condiciones de trabajo de los agricultores. Esto es debido a que, como indica [FAO 02a], la temperatura afecta de manera directa a funciones como la fotosíntesis, respiración, absorción de agua y nutrientes, transpiración, actividades enzimáticas, etc.

Varios autores han propuesto distintas clasificaciones para este tipo de sistemas. Según [MON 02b], puede decirse que hay cuatro métodos principales para limitar las temperaturas máximas del recinto:

- Los sistemas que reducen la radiación solar que llega al cultivo.
- Los sistemas de ventilación.
- La refrigeración por evaporación de agua.
- La evapotranspiración del cultivo.

A continuación se desarrollarán los 3 primeros grupos.

#### 4.4.1.1 Sistemas que reducen la radiación solar

Como se señala en [FER 03], dentro del primer bloque se encuentran tanto sistemas estáticos, como por ejemplo el blanqueado del techo o las pantallas de sombreo

estáticas, como sistemas dinámicos que desplazan pantallas en función de los niveles de luz. Este segundo grupo de sistemas es el que requerirá alimentación eléctrica.

La pantalla de sombreado o térmica es una malla que se ubica en la parte superior del invernadero, por encima de los cultivos, cuya misión es producir zona sombreada a éstos con objeto de que en verano el sol no incida directamente sobre las plantas y así evitar las altas temperaturas en el interior del invernadero. También tiene como misión en invierno que la calefacción no deba calentar todo el volumen de aire del invernadero sino sólo aquel aire situado entre el suelo y la pantalla térmica, de manera que se consiga un significativo ahorro energético.

Por todo ello, el uso de la pantalla es diario y hay épocas del año en que su uso se acentúa. En invierno, durante el día la pantalla permanece abierta para permitir la entrada de luz solar a los cultivos y a última hora de la tarde, cuando anochece, se cierra para conseguir un ahorro energético de calefacción.

Aunque también existen pantallas estáticas, las que presentan más ventajas son aquellas que pueden moverse en función de la necesidad de radiación solar, puesto que permiten un uso mucho más eficiente de la misma. El movimiento de estas pantallas se consigue habitualmente por medio de motores eléctricos, que permiten desplegar y plegar la pantalla de manera que se puedan mantener las condiciones de clima requeridas en cada momento. [MON 02b] señala que el sistema se compone además de unos cables, que se enrollan en un eje y desplazan la pantalla, de un conjunto de poleas y un sensor de radiación fotoactiva. Un ejemplo es el invernadero prototipo con el que se trabaja en esta tesis, y que se describirá en detalle más adelante. Como ejemplo, [SAN 04] propone para un invernadero de capilla de 3 naves con una superficie total de 700 m<sup>2</sup> situado en Sartaguda (Navarra) la instalación de un motor de 310 W para alimentar el sistema de pantalla de sombreado. Este invernadero es el analizado a partir del capítulo 5.



Figura 4.7. Ejemplo de pantallas de sombreado

Este método para la refrigeración suele emplearse en combinación con la evaporación de agua y la ventilación cuando estos últimos no mantienen la temperatura interior dentro de unos límites adecuados, como se indica en [FAO 02a].

#### 4.4.1.2 Sistemas de ventilación

Según se destaca en [MON 02a], el intercambio de aire entre el interior y el exterior del recinto tiene un importante efecto, no sólo sobre la temperatura sino también sobre la humedad relativa, la concentración de CO<sub>2</sub> y la evaporación.

Siguiendo la clasificación mostrada en [FER 03] se distinguen dos tipos de ventilación:

- En la “ventilación pasiva” no se emplean elementos que fuerzan la ventilación, sino que se realiza únicamente a través de las ventanas abiertas en la cubierta (tanto ventanas laterales como ventanas cenitales). Estas ventanas a su vez pueden ser abiertas de modo manual o emplear motores eléctricos para su apertura y cierre.
- Por su parte, la “ventilación activa” o “ventilación forzada” recurre a ventiladores. Mediante estos equipos se asegura la renovación del aire aunque no exista viento, de modo que se consigue un control más preciso de la temperatura.

La “ventilación forzada” no siempre puede ser instalada, debido al precio de la instalación y a su consumo de electricidad. Sin embargo, la “ventilación pasiva” también conlleva un consumo eléctrico, cuando para llevar a cabo la apertura y cierre de las ventanas se emplean motores. Es el caso del invernadero de Sartaguda descrito en [SAN 04], donde el sistema de ventilación se pone en funcionamiento gracias a tres motores de 310 W situados en la parte superior del invernadero que permiten levantar las ventanas cenitales hacia arriba con objeto de que pueda entrar aire.

En [BEN 01] se especifica que, tanto los motores empleados en el accionamiento de ventanas como de pantallas térmicas suelen ser de potencias inferiores a los 750 W.

#### 4.4.1.3 Sistemas de evaporación de agua

Este tercer grupo de técnicas de refrigeración se basa en el hecho de que el agua al pasar de estado líquido a vapor, absorbe calor. De este modo, si se dispone de algún equipo capaz de vaporizar agua, ésta absorberá calor del aire del invernadero y, por lo tanto, reducirá la temperatura ambiente. Además, al mismo tiempo que se reduce la temperatura del invernadero, este sistema mantiene la humedad relativa del recinto.

Algunas de las técnicas más empleadas son:

- Producción de niebla a través de boquillas de nebulización

Este método consiste en distribuir por el interior del invernadero gran cantidad de partículas de agua en estado líquido, que permanecen en suspensión el tiempo suficiente para permitir su evaporación. Para ello se inyecta agua a presión en una red de tuberías que se expande por toda la superficie superior del invernadero y que dispone de microaspersores, que hacen que el agua salga al exterior en forma de finas gotas.

Según la presión a la que se encuentra el agua inyectada, se distinguen dos tipos de sistemas. Por una parte se encuentran los sistemas de nebulización a baja presión, cuando se utiliza agua a presión comprendida entre los 4 y 6 kg/cm<sup>2</sup>. Por su parte, en los sistemas de nebulización a alta presión, también llamados “fog system”, se utiliza agua a una presión en torno a los 60-70 kg/cm<sup>2</sup>. En cualquier caso, resulta necesario instalar un sistema de presión que deberá ser alimentado eléctricamente. Por ejemplo, el sistema instalado en el invernadero de Sartaguda descrito en [SAN 04] tiene una potencia de 3300 W.

- Pantallas evaporadoras o “cooling system”

Se trata de un material poroso que se satura de agua por medio de un equipo de riego. Las pantallas se ubican en un extremo del invernadero y en el extremo opuesto se instala un conjunto de ventiladores eléctricos. El aire exterior entra al recinto a través de las pantallas, absorbe humedad y baja la temperatura interior del invernadero. A continuación es expulsado del invernadero por los ventiladores.

#### 4.4.2 Sistema de riego hidropónico

Este sistema de riego trata de llevar a las plantas del invernadero los nutrientes necesarios para su desarrollo.

El sistema de riego hidropónico se compone en general de varios elementos. En primer lugar se encuentra la bomba de suministro de agua al cabezal, la cual introduce agua en éste procedente de los depósitos que se hallan en la finca. A continuación se encuentra un motor agitador de abonos, cuya función consiste en remover la solución salina que contienen los cubos de abono con agua que luego serán introducidos en el cabezal de hidroponía. En este cabezal de hidroponía se produce la mezcla de los diferentes nutrientes disueltos en el agua. La solución nutritiva procedente del cabezal de hidroponía pasa a través del cabezal de riego, el cual hace que se distribuya por todo el cultivo del invernadero.

Como ejemplo, en el caso concreto del sistema desarrollado en la instalación de Sartaguda de [SAN 04] el conjunto del cabezal de riego, el cabezal de hidroponía y la bomba de suministro de agua tiene una potencia total de 5500 W.

Además, como se indica en [LOP 01], tanto este sistema de riego como otros nuevos métodos que se implantan en la actualidad están programados, lo que también conlleva un consumo eléctrico. En concreto, el sistema de riego por hidroponía es un sistema automatizado con un equipo de control (ordenador). Este sistema dispone de una variable de entrada que es el tipo de riego que se va a realizar. En ella el encargado indica si quiere realizar riego por horario, riego por radiación solar o riego por demanda.

El “riego por horario” significa que el sistema hidropónico entrará en funcionamiento todos los días del año a las horas programadas previamente por el usuario en el ordenador. El “riego por radiación solar” se pone en marcha o no en función de la radiación acumulada medida en el interior del invernadero. Cuando ésta sobrepasa cierto valor de consigna, se procede a ejecutar un riego. El “riego por demanda” se produce cuando queda al descubierto un electrodo situado en un recipiente con solución nutritiva. El cultivo va consumiendo la solución que se encuentra en el recipiente hasta que llega un momento en el que el electrodo queda al aire; entonces se lanza un riego que hace cubrir de solución nutritiva el electrodo nuevamente.

#### 4.4.3 Iluminación

Como se apunta en [CAL 07], la luz actúa sobre la asimilación de carbono, la temperatura de las hojas, el balance hídrico y el crecimiento de órganos y tejidos. Igualmente, la luz tiene una influencia directa sobre la temperatura ambiente.

Dada su importancia sobre el crecimiento de los cultivos, no es de extrañar que la iluminación adquiera una especial relevancia en el diseño del invernadero. Como queda señalado en [BEN 01], en los invernaderos se pueden encontrar distintos tipos de iluminación artificial en función de su finalidad:

- Iluminación convencional
- Lámparas para fotosíntesis
- Lámparas para cambiar el fotoperiodo

Las lámparas empleadas en la iluminación convencional permiten las operaciones nocturnas dentro del recinto. Con este propósito se instalan tubos fluorescentes.

El segundo grupo de instalaciones de alumbrado tienen el propósito de incrementar la fotosíntesis para aumentar la producción y la calidad. Como se indica en [PAR 02], en la

iluminación para fotosíntesis interesa que las plantas reciban la máxima cantidad posible de energía en el espectro visible, para lo cual se emplean lámparas de vapor de sodio a alta presión. Este tipo de iluminación es habitual en los invernaderos holandeses, ya que los niveles de radiación son bajos. Sin embargo, en la zona mediterránea la rentabilidad de estos sistemas es dudosa debido a que la radiación solar es mayor.

Por su parte, las lámparas para cambiar el fotoperiodo buscan alterar la época de producción o floración. Para alcanzar este objetivo se extiende la duración del día de manera artificial encendiendo las lámparas al anochecer. Estas lámparas pueden permanecer encendidas durante el tiempo necesario de manera continua o bien ser encendidas por ciclos. En este tipo de iluminación se suelen utilizar lámparas incandescentes, o lámparas fluorescentes en menor medida.

#### **4.4.4 Sistema de recogida de lixiviados**

El exceso de riego requerido por el sustrato en el que se desarrolla la planta, necesario para que se lleve a cabo la alimentación de ésta, es recogido conformando lo que se denomina lixiviados. Estos lixiviados son almacenados en un depósito con objeto de reutilizarlos, para lo cual se dispone de una bomba que introduce estos nutrientes en una cubeta con agua para ser introducidos posteriormente en el cabezal de hidroponía.

#### **4.4.5 Otros sistemas**

Además de los sistemas anteriores, el invernadero puede disponer de otros que incluyan equipos alimentados eléctricamente.

Entre estos sistemas se encuentran los programadores horarios, autómatas y otros dispositivos que captan parámetros externos con objeto de que el funcionamiento de los distintos equipos se produzca exactamente en los momentos requeridos. Dichos aparatos tienen un consumo energético bajo; sin embargo, debido a que funcionan durante todo el día, al final demandan un valor considerable de energía para su funcionamiento.

Otro empleo de sistemas eléctricos es el considerado en [JUN 02], que entre otras opciones valora la posibilidad de emplear una bomba de calor alimentada eléctricamente para la calefacción del invernadero.



## 4.5 UTILIZACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN INVERNADEROS

Una de las posibles aplicaciones de los sistemas de generación eléctrica basados en energías renovables es el caso de los invernaderos. La bibliografía relativa al cultivo en invernadero y su construcción es extensa, como también lo es la información referente a los sistemas basados en energías renovables. Sin embargo, y a pesar del interés de la aplicación, es difícil encontrar referencias de estudios que relacionen ambos conceptos.

Como ya se analizó anteriormente, los principales elementos de consumo eléctrico de un invernadero son iluminación, refrigeración y riego. Además de estos sistemas, en un invernadero se pueden encontrar otras instalaciones que requieren de alimentación eléctrica, como son, calefacción, monitorización de procesos, aplicación de azufre o dióxido de carbono, etc.

El hecho de que las instalaciones agrícolas se encuentren en la mayor parte de los casos en localizaciones aisladas hace que la conexión a la red sea inviable. Por este motivo, la alimentación eléctrica de estos sistemas se realiza habitualmente por medio de generadores de combustible. Sin embargo, las consecuencias medioambientales de su uso y el elevado coste de mantenimiento que conllevan hacen que se busquen nuevas alternativas. Éste es el caso de la alimentación eléctrica de invernaderos y en esta situación el empleo de fuentes de energía renovables supone una alternativa que va cobrando gran importancia.

A continuación se describirán tanto sistemas fotovoltaicos como eólicos aplicados a invernaderos. La escasez de bibliografía sobre el tema ha hecho que no se encuentren ejemplos de sistemas híbridos eólico-fotovoltaicos.

### 4.5.1 Alimentación con energía solar fotovoltaica

#### 4.5.1.1 Introducción

Son diversos los recursos renovables que pueden ser aprovechados; sin embargo, la energía solar fotovoltaica es la opción más empleada dado que el potencial solar en los emplazamientos suele ser elevado y en muchos casos existe una correspondencia directa entre los recursos disponibles (radiación solar) y la demanda de energía eléctrica de la instalación. Esto se cumple especialmente cuando la energía eléctrica generada por los paneles se emplea para alimentar los sistemas de refrigeración instalados en el

invernadero, puesto que el funcionamiento de estos equipos se produce en los periodos de más altas temperaturas y mayor radiación.

Los sistemas fotovoltaicos presentan, entre otras muchas, las siguientes ventajas:

- Son silenciosos
- La necesidad de mantenimiento es escasa
- Resisten condiciones climáticas extremas
- Tienen una larga duración

Asimismo, cuando los sistemas fotovoltaicos se emplean en aplicaciones aisladas suponen un gran ahorro en el transporte de energía en comparación con la conexión a la red, puesto que se encuentran junto al punto de consumo.

#### **4.5.1.2 Refrigeración fotovoltaica en invernaderos**

El principal uso de la energía solar fotovoltaica en invernaderos es la refrigeración. Aunque habitualmente la refrigeración de invernaderos se realiza por medio de sistemas de ventilación, tanto natural como forzada (con ventiladores), en muchos casos este método no es suficiente para alcanzar las condiciones de temperatura y humedad requeridas por el cultivo. Por este motivo, además de colocar ventanas cenitales (y en algunos casos laterales), normalmente se opta por la instalación de pantallas de sombreado o sistemas de refrigeración por evaporación.

Normalmente, estas formas de refrigeración tienen un consumo eléctrico, con lo que resulta necesario instalar un sistema de generación de energía eléctrica (o bien conectar a la red). A continuación se muestran algunas posibilidades de la utilización de sistemas fotovoltaicos para esta aplicación.

#### **Ventilación**

Como se ha indicado anteriormente, la forma más habitual de refrigerar un invernadero es la ventilación. Ésta se lleva a cabo mediante la apertura de ventanas o la instalación de ventiladores. En el caso de la apertura de ventanas, el proceso se ha llevado a cabo habitualmente de manera manual; sin embargo, en la actualidad se tiende a la apertura y cierre automáticos. Es el caso de la instalación descrita en [YAN 07].

Yano analiza en [YAN 07] una instalación para apertura y cierre de ventanas laterales y su control alimentada por módulos fotovoltaicos. Dado que el sistema de alimentación eléctrica se encuentra aislado de la red, debe integrarse en el mismo un elemento de

almacenamiento de energía (baterías) que cubra la demanda en los periodos sin radiación solar en los que los módulos fotovoltaicos no generan electricidad. Junto con la colocación de las baterías es necesaria la instalación de equipos de control, que gestionen el funcionamiento del sistema de tal manera que la tensión de la batería se encuentre siempre entre unos límites previamente establecidos. Asimismo, es necesaria la incorporación de otros elementos, como por ejemplo los convertidores electrónicos que adaptan las características de la corriente generada por el sistema a las que requieren los equipos que constituyen la demanda.

El sistema así constituido satisface la demanda eléctrica de los motores empleados en el proceso. Dichos motores son de corriente continua (24 V y 3 A) y se encargan de hacer girar un tubo, alrededor del cual se enrolla el plástico de la ventana durante su apertura.

En este proceso se permiten varios estados de apertura, para conseguir un mejor ajuste y mantener la temperatura entre los valores requeridos. Con esta finalidad es necesaria la incorporación de un circuito de control que se encargue de gestionar el funcionamiento del motor en función de la temperatura alcanzada y del estado de carga de la batería. Así pues, el sistema fotovoltaico debe generar también la energía eléctrica necesaria para alimentar este circuito de control. La demanda de este circuito es incluso superior a la de los motores.

### **Evaporación**

Como ya se ha mencionado, los sistemas de refrigeración por evaporación también tienen un consumo eléctrico. En ambos casos (pantallas evaporadoras y nebulización) se produce un consumo de agua, bien para mantener mojadas las pantallas en el primer caso o bien para ser distribuida por todo el volumen del invernadero en el segundo. Este hecho hace que en muchos casos sea necesario el empleo de un equipo de bombeo, que habitualmente requiere de alimentación eléctrica. Además de este equipo, pueden existir otros elementos que necesiten alimentación eléctrica. Es el caso de los ventiladores empleados para favorecer el proceso o de los equipos utilizados en caso de monitorización del mismo.

Uno de los primeros casos de alimentación fotovoltaica de sistemas de refrigeración por pantallas evaporadoras se encuentra en [LAU 91]. En esta instalación, la energía eléctrica generada por el sistema satisface la demanda del equipo de bombeo de agua para las pantallas y de los ventiladores que favorecen el flujo de aire a través de dichas pantallas y a lo largo del invernadero. Para satisfacer las necesidades eléctricas de

manera eficiente, el sistema incluye, además de módulos fotovoltaicos (4,8 kW), baterías de plomo-ácido (32,4 kWh), inversor, equipos de control y un generador diesel de apoyo.

Otros ejemplos del uso de sistemas fotovoltaicos para alimentación de pantallas evaporadoras son los encontrados en [ALH 04], [ALH 06] y [ALI 06]. Todas estas aplicaciones son llevadas a cabo en lugares de clima caluroso y seco, donde las pantallas evaporadoras ofrecen buenos resultados.

Al-Helal y Al-Ibrahim describen en estas 3 publicaciones el funcionamiento de un sistema de pantallas evaporadoras (fan-pad) alimentado por un sistema fotovoltaico en un invernadero de tipo túnel con una superficie de 351 m<sup>2</sup>. Como en el caso anterior, el sistema alimenta el motor para bombeo y los ventiladores. En esta ocasión existe también una demanda eléctrica del sistema de recogida de datos. La instalación está integrada por 92 módulos fotovoltaicos con una potencia pico total de 14,72 kW. La corriente extraída de dichos módulos que se emplea en alimentar las cargas es convertida previamente en corriente alterna por medio de un inversor de 10 kVA. Por otro lado, el exceso de energía generada es almacenado en un banco de baterías de 350 kWh. Junto con estos elementos indicados, se incorporan los equipos que se encargan del control del sistema. El funcionamiento del sistema es analizado en [ALH 04] y [ALH 06], observando cómo éste es mucho más eficiente cuando se colocan nuevas pantallas que mejoran el paso del aire a través de ellas y se combina esta forma de refrigeración con el empleo de pantallas de sombreado.

En [ALI 06] se estudia el funcionamiento de este mismo sistema fotovoltaico para alimentación de sistema de refrigeración de pantallas evaporadoras en Arabia Saudí. El sistema es evaluado mediante distintos ensayos con los que se comprueba que existe armonía entre generación y demanda dado que los periodos de mayor consumo se corresponden con los de mayor radiación. Por su parte, las pruebas realizadas sobre la batería muestran que ésta es capaz de satisfacer la demanda durante cuatro días consecutivos en ausencia de radiación solar.

En general, el sistema funciona correctamente a pesar de no haberse empleado ningún método de dimensionado para su diseño, y no se indica si la generación se ajusta a la demanda o se produce un exceso de la misma. Otro posible aspecto a mejorar en estas instalaciones es la colocación de los módulos fotovoltaicos. En todos los casos de refrigeración por evaporación se señala que los paneles han sido colocados en el techo del invernadero. En esta situación y dependiendo de la superficie que ocupen, la sombra que producen sobre el cultivo puede tener consecuencias sobre el crecimiento del mismo.

En lo que respecta a los sistemas de refrigeración por nebulización, se presenta en la bibliografía la posibilidad de emplear un equipo que integra el mecanismo de nebulización en ventilador (misting fan). De esta manera la niebla generada es distribuida por el

invernadero gracias a la corriente de aire producida por el ventilador destratificador. Este dispositivo se describe en [ALS 05] y [ALS 07]. Estos artículos presentan un sistema fotovoltaico con almacenamiento en forma de baterías y conexión a la red. La posibilidad de emplear la energía eléctrica de la red permite reducir la descarga de los elementos de acumulación, alargando la vida de los mismos.

En la primera de las referencias el sistema se emplea para alimentar cuatro ventiladores de 260 W funcionando durante 5 horas al día. A partir de estos datos de demanda y de las especificaciones de cada uno de los elementos se determina el tamaño del sistema. Concretamente, los equipos que necesitan ser dimensionados son los módulos, las baterías, los controladores y los inversores.

Una vez decidida la forma de dimensionar el sistema, el análisis de [ALS 05], [ALS 07] se centra en la monitorización de una instalación similar, aunque de menor tamaño. Se plantea la instalación de sensores de temperatura y humedad para que el sistema funcione cuando las condiciones lo requieran. El sistema así obtenido se observa en la Figura 4.8. Este sistema está programado para funcionar únicamente entre unas determinadas horas. Sin embargo, la colocación de sensores de temperatura y humedad permite que el apagado se realice cuando las condiciones atmosféricas lo requieran. De este modo se consigue reducir la demanda de la instalación, optimizándose su diseño.

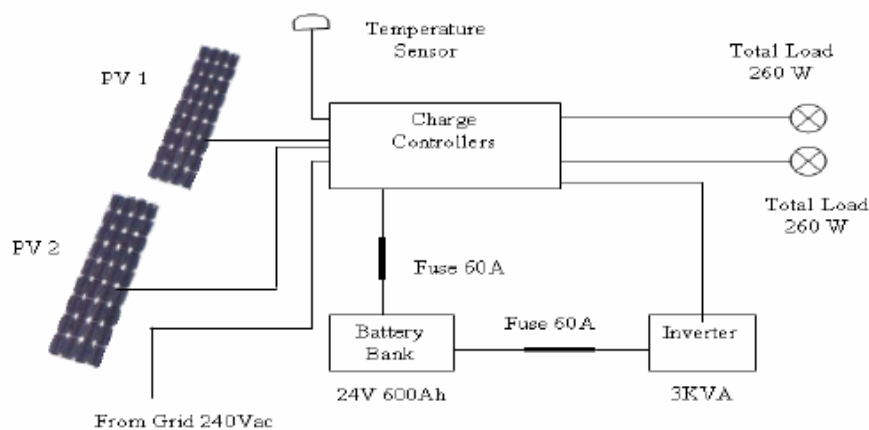


Figura 4.8: Esquema de sistema fotovoltaico para ventilación por nebulización de un invernadero [ALS 05]

#### 4.5.1.3 Sistemas PV/Térmicos en invernaderos

A pesar de las múltiples ventajas que presentan los sistemas fotovoltaicos, existe un aspecto que limita su expansión: su baja eficiencia. Actualmente, la eficiencia de un módulo fotovoltaico está en torno al 15%, de manera que la mayor parte de la energía que recibe en forma de radiación solar se convierte en calor en lugar de en electricidad. Por este motivo se considera interesante el empleo de sistemas híbridos fotovoltaico-térmicos. Estos sistemas híbridos fotovoltaico-térmicos integran las características de sistemas fotovoltaicos y térmicos en un solo dispositivo. Este dispositivo es un panel fotovoltaico que incorpora un absorbedor en su parte posterior, de manera que el fluido que circula por el serpentín del absorbedor adquiere el calor acumulado en el panel y lo refrigera. Por lo tanto, con el empleo de estos sistemas además de producir electricidad es posible recuperar la energía térmica generada, que de otro modo se perdería en la atmósfera. Al mismo tiempo, se consigue reducir la temperatura del módulo, aumentando su eficiencia fotovoltaica.

Este tipo de equipos se emplea en diversas aplicaciones, entre ellas los invernaderos. Ejemplo de ello son los casos descritos en [ROC 06] y [NAY 07].

Roca analiza en [ROC 06] un sistema híbrido fotovoltaico-térmico con circuitos de aire y agua para satisfacer la demanda eléctrica y térmica de un invernadero. En esta instalación los paneles fotovoltaicos permiten generar la energía eléctrica para ventiladores, iluminación, riego y motores, mientras que el calor acumulado en los mismos permite satisfacer parte de las necesidades térmicas del invernadero. Como se ha indicado, el sistema tiene un doble circuito: aire y agua. El aire se emplea para extraer el calor de los paneles en verano. El aire se calienta y sale por las aberturas superiores del invernadero permitiendo la entrada de aire exterior (ventilación natural). Si esto no es suficiente para refrigerar, se emplea la energía eléctrica generada por los paneles para alimentar los ventiladores extractores (ventilación forzada). Por su parte, el agua se emplea en invierno. El agua se calienta al circular junto a los paneles, se almacena y se emplea por la noche para calefacción. Se comprueba cómo la aplicación de este tipo de sistemas en clima mediterráneo permite satisfacer la demanda eléctrica del invernadero. Sin embargo, sólo consigue cubrir parte de las necesidades térmicas. Por este motivo es necesario incorporar a la instalación una fuente de energía convencional.

Por su parte Nayak presenta en [NAY 07] un sistema similar al anterior pero con un solo fluido, aire. Con el sistema se alimentan ventiladores, iluminación y equipos de bombeo, al mismo tiempo que la radiación absorbida y el flujo de aire mantienen la temperatura en el interior del invernadero.

## 4.5.2 Alimentación con energía eólica

La principal ventaja que presenta la energía eólica frente a otras fuentes de energía renovables es que se trata de una de las más baratas, lo que hace que pueda competir en rentabilidad con fuentes de energía convencionales como las centrales térmicas de carbón o la energía nuclear, si se consideran los costes derivados de la reparación de los daños medioambientales. Esta circunstancia, junto con el hecho de que se trata de una tecnología de aprovechamiento madura, hace que sea una de las opciones empleadas en la alimentación de sistemas aislados de la red, como es el caso, en muchas ocasiones, de los invernaderos.

### 4.5.2.1 Alimentación de invernaderos con energía eólica

La única publicación de la bibliografía que plantea la utilización de energía eólica para la alimentación de invernaderos de manera global, sin centrarse en una sola aplicación, es [BOR 06]. Además, el estudio no se realiza para un invernadero en particular sino que se plantean distintas alternativas con distintos elementos de consumo. El sistema propuesto en esta publicación es mostrado en la Figura 4.9.

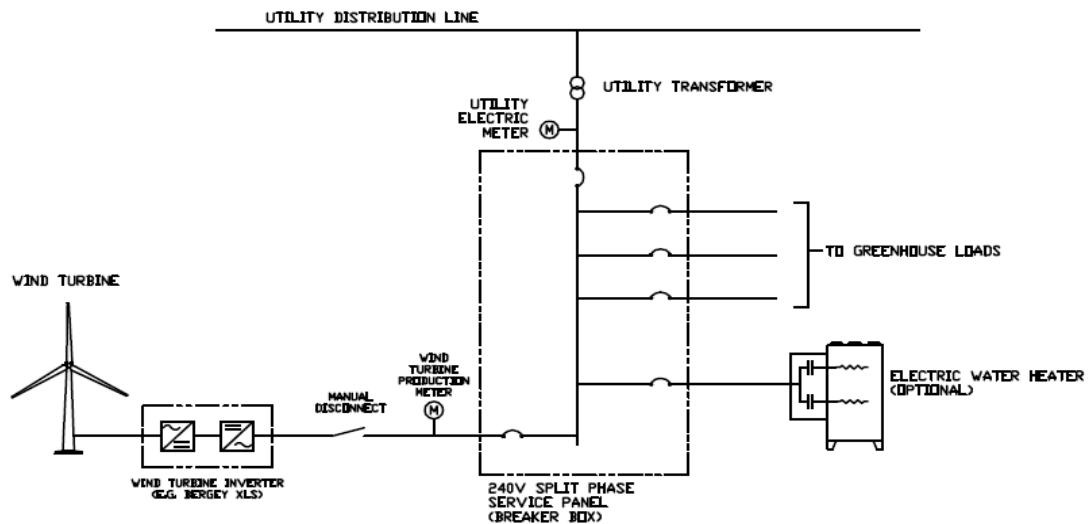


Figura 4.9: Configuración de un sistema eólico para alimentación eléctrica de un invernadero [BOR 06]

La energía eólica no es tan modular como la fotovoltaica, puesto que la potencia de un aerogenerador es mucho mayor que la de un módulo fotovoltaico. Por este motivo, en

muchas ocasiones los sistemas eólicos no pueden adaptarse de manera precisa a la demanda y quedan sobredimensionados, existiendo un exceso de generación de energía eléctrica durante gran parte del año. Este hecho provoca que en [BOR 06] la instalación diseñada se conecte a la red, de manera que el exceso de generación es entregado a la misma.

Sin embargo, la venta a la red no es la única opción para aprovechar el exceso de energía. Existe también la posibilidad de utilizar dicho exceso para calefacción. Esto es posible ya que el agua empleada para calefacción puede ser calentada en cualquier momento, no es una carga crítica.

En lo que respecta a la determinación del tamaño óptimo del sistema eólico ésta se limita a la elección del tipo de aerogenerador más adecuado y del número de unidades necesario, en el caso de que un solo aerogenerador no sea suficiente.

Inicialmente se consideran dos tipos de aerogeneradores, uno con una potencia de 10 kW y el otro 35 kW. Además, para diseñar el sistema se estudian previamente tanto los recursos eólicos del emplazamiento elegido como los perfiles de las cargas eléctricas presentes en el invernadero. Una vez conocidos todos estos datos de partida se procede a optimizar el sistema. Para ello se emplea la herramienta informática HOMER, desarrollada por NREL para asistir en el diseño de sistemas de generación eléctrica distribuidos basados en fuentes de energía renovables. El programa simula el funcionamiento de distintas combinaciones de elementos de generación y presenta los resultados obtenidos con cada uno, para poder elegir el sistema óptimo. Este proceso se repite en este caso para distintos invernaderos con distintas cargas.

El trabajo realizado en [BOR 06] permite una visión global de los invernaderos alimentados con energía eólica. A partir del mismo, podrían empezar a plantearse casos particulares del diseño de invernaderos para situaciones concretas. Además, dependiendo de las condiciones climatológicas del emplazamiento, podría considerarse la integración junto a los aerogeneradores de paneles fotovoltaicos, de modo que la generación global del sistema se ajustase de manera más precisa a la demanda.

Aparte de este estudio, son escasas las publicaciones al respecto de aplicaciones concretas de la energía eólica en invernaderos. [OFL 88] y [CHA 05] son algunos ejemplos, que se analizan a continuación.

#### **4.5.2.2 Calefacción con energía eólica en invernaderos**

O'Flaherty presenta en [OFL 88], un sistema eólico que alimenta una bomba de calor en un invernadero. En este sistema, la energía eléctrica generada por un aerogenerador se



emplea para alimentar el compresor de una bomba de calor, lo que permite generar calor (11 kW) (Ciclo de Carnot). Debido a la aleatoriedad del recurso eólico, el compresor debe conectarse también a la red para obtener la energía en periodos de ausencia de viento. La instalación analizada permite calentar agua, que a su vez calienta una solución hidropónica que circula por surcos en el suelo mejorando el crecimiento de las plantas y calentando el aire del invernadero.

La solución presentada en este estudio tiene la limitación de que apenas puede cubrir un 10% de la demanda. Sin embargo, esto es algo que ocurre habitualmente cuando se emplean fuentes de energía renovables para alimentar la calefacción de un invernadero.

#### 4.5.2.3 Riego con energía eólica en invernaderos

Se plantea en [CHA 05] el empleo de aerogeneradores para alimentar una instalación de bombeo para el riego de un invernadero. El artículo comprueba las ventajas del empleo de bomba eólica en lugar de bombas monoblock o sumergibles alimentadas por generadores de combustible. Para ello se determinan la máxima superficie que puede tener el invernadero (en función del tipo de cultivo y del agua que se descargue), la eficiencia del sistema y el coste de este sistema y de los sistemas que emplean otros tipos de bombas.

Las conclusiones extraídas de este estudio son que la eficiencia global del riego por microtubos en esta aplicación en particular es baja dado que la altura del depósito de agua no es suficiente para proporcionar la presión necesaria y que, a pesar de que requiere un mayor desembolso inicial, el bombeo eólico es más económico que otras opciones ya que carece de costes de operación.

#### 4.5.3 Conclusiones

Como ya se indicó en el anteriormente, la posibilidad de combinar las fuentes de energía solar fotovoltaica y eólica en las instalaciones híbridas hace relativamente poco tiempo que se emplea. Por este motivo, son todavía escasas las aplicaciones que se han llevado a cabo empleando estos sistemas. En particular, en la búsqueda bibliográfica llevada a cabo para la elaboración de este trabajo no se encontraron publicaciones relacionadas con el empleo de sistemas híbridos eólico-fotovoltaicos en invernaderos.

Como se puede observar, las escasas aplicaciones de las fuentes de energía renovables se centran habitualmente en la alimentación de un proceso concreto del invernadero. Esto se debe a que estas tecnologías se encuentran aún en fase de desarrollo y todavía hay muchas opciones para su uso que no han sido estudiadas. Sin

embargo, observando los resultados obtenidos en las investigaciones realizadas hasta el momento, se puede comprobar cómo el uso tanto de la energía eólica como, especialmente, de la energía fotovoltaica para la alimentación eléctrica de los invernaderos en conjunto es una opción con mucho futuro.

## **4.6 APLICACIONES SIMILARES A LAS DE LOS INVERNADEROS BASADAS EN ENERGÍAS RENOVABLES**

Dada la escasa información relativa a la alimentación de invernaderos con fuentes de energía renovables, se analizaron asimismo algunos casos en los que se plantea la posibilidad de alimentar elementos de consumo similares a los de los invernaderos, pero utilizadas en un contexto diferente.

### **4.6.1 Refrigeración**

La aplicación de refrigeración fotovoltaica más parecida al caso de los invernaderos es la descrita en [HIR 02] donde se presenta la posibilidad de emplear la energía fotovoltaica para mejorar la refrigeración de dos casetas. El objetivo es eliminar el calor acumulado en el ático de las casetas para así reducir el flujo de calor que atraviesa la superficie que lo separa de la habitación. Se recurre para ello a la ventilación forzada para lo cual se instala un panel fotovoltaico de 27 W (sin baterías) que alimenta 4 ventiladores de 3 kW. Aunque este ejemplo de la aplicación de energía fotovoltaica para refrigeración de recintos es reciente, se pueden encontrar otros estudiados en años anteriores, como por ejemplo [MCK 89].

Kassels analiza en [KAS 06] el diseño de una unidad de refrigeración por compresión de vapor alimentada con un sistema fotovoltaico. En este caso, el sistema está constituido por módulos fotovoltaicos, baterías y controlador de carga. El objetivo del estudio consiste en obtener el sistema fotovoltaico y el refrigerador óptimos.

El empleo de fuentes de energía renovables para alimentar equipos de refrigeración se limita habitualmente a sistemas de aprovechamiento de la energía solar, tanto térmicos como fotovoltaicos debido a que existe una evolución temporal similar de la demanda y el recurso. En el caso de la energía eólica esta correspondencia no se produce. Por este motivo, los sistemas eólicos no se emplean normalmente en esta aplicación y en la búsqueda realizada no se ha encontrado bibliografía sobre los mismos.

De la misma manera que ocurría en el caso de los invernaderos, en instalaciones de refrigeración tampoco se ha encontrado información sobre el posible empleo de sistemas

híbridos eólico-fotovoltaicos para su alimentación. Este hecho no quiere decir que este tipo de aplicación no se esté estudiando en la actualidad y pueda ser empleada en el futuro.

#### 4.6.2 Bombeo

La impulsión de agua desde pozos o depósitos para abastecer a los núcleos de población o para regar los cultivos ha sido una de las aplicaciones más habituales de las fuentes de energía primarias.

Una de las aplicaciones, cada día más importante, de la energía solar fotovoltaica es la alimentación eléctrica de sistemas de bombeo de agua autónomos, tanto para uso doméstico como agrícola. Los sistemas fotovoltaicos son especialmente apropiados para el suministro de agua en zonas aisladas donde no hay suministro eléctrico por parte de la red debido a la relación existente entre la disponibilidad de radiación solar y las necesidades de agua.

Dadas las ventajas que presenta el bombeo fotovoltaico, estos sistemas han sido ampliamente utilizados, constituyendo una tecnología madura en comparación con el resto de aplicaciones de la energía fotovoltaica. Por consiguiente son múltiples las publicaciones surgidas a este respecto.

Del mismo modo, el bombeo eólico es una tecnología muy extendida, por lo son múltiples las instalaciones de este tipo que se pueden encontrar.

Dada la extensa utilización tanto de los sistemas fotovoltaicos como de los sistemas eólicos y los buenos resultados obtenidos en su funcionamiento, los sistemas híbridos que combinan ambas tecnologías pueden ser considerados como otra posible alternativa en aquellos emplazamientos en que los recursos eólico y fotovoltaico se comportan de manera complementaria.

A pesar de sus ventajas, los sistemas híbridos para bombeo se aplican todavía en contadas ocasiones. Uno de los casos en los que se plantean estas instalaciones es [DAN 01]. En este caso, se busca desarrollar un sistema alimentado 100% por energías renovables para satisfacer la demanda eléctrica de una reserva natural.

Al estudiar el potencial de las distintas fuentes en el emplazamiento se comprueba que el recurso eólico es abundante. Sin embargo, debido a la variabilidad del mismo, un sistema basado únicamente en energía eólica no sería suficiente en algunos meses. Por este motivo se considera la posibilidad de añadir al sistema módulos fotovoltaicos, que por sí solos tampoco serían capaces de satisfacer la demanda en algunos periodos del año.

El sistema así diseñado en incluye asimismo un conjunto de baterías para almacenamiento de energía eléctrica. No obstante, no es preciso que éstas sean de gran tamaño puesto que no se trata de una carga crítica.

### 4.6.3 Riego

El riego constituye una de las aplicaciones directas del bombeo fotovoltaico. Sin embargo, el sistema fotovoltaico se puede emplear para cubrir otros consumos derivados del riego como es el caso de la automatización del proceso.

Un ejemplo del uso de la energía solar fotovoltaica para la automatización del proceso de riego se encuentra en [ALA 01]. En este caso el sistema se emplea para el riego de dos terrenos.

Dado que los sistemas eólicos no se adaptan a las necesidades de riego en misma medida que los sistemas fotovoltaicos, las publicaciones sobre este tipo de instalaciones son más escasas. Uno de los trabajos que centran su atención en el funcionamiento de los sistemas eólicos para aplicaciones de riego es [VIC 98].

Vick explica en [VIC 98] el proceso de selección de los componentes de un sistema eólico para bombeo de agua de riego y su posterior funcionamiento. El elemento principal de este esquema es un aerogenerador de eje horizontal de 10 kW que alimenta a un motor que acciona la bomba. En cuanto al motor, se examinaron tanto los de superficie como los sumergibles. Finalmente, se eligió un motor sumergible de 5,6 kW debido a su mayor durabilidad. Todas las bombas analizadas fueron de tipo sumergible aunque con distintas potencias y diámetros, siendo escogida finalmente una bomba de 3,8 kW.

Del mismo modo que ocurría en el caso del bombeo, el uso de sistemas híbridos en la alimentación de equipos de riego todavía no está muy extendido a pesar de las importantes ventajas que reportan. Uno de los escasos ejemplos de estas instalaciones se encuentra en [KAM 05]. En este trabajo se plantea la posibilidad de sustituir los equipos diesel que alimentan gran cantidad de aplicaciones relacionadas con la agricultura por sistemas basados en fuentes de energía renovables. Se estudia concretamente el caso de un emplazamiento en Egipto en el que no existe la posibilidad de conexión a la red debido a la enorme distancia a la que se encuentra ésta.

### 4.6.4 Calefacción

Aunque no es frecuente encontrar aplicaciones de la energía solar fotovoltaica en instalaciones de calefacción, se han realizado algunas investigaciones al respecto. Éstas

presentan tanto sistemas puramente fotovoltaicos como sistemas híbridos fotovoltaico-térmicos.

El primer caso encontrado en la bibliografía es el presentado por Dougherty en [DOU 02]. En este sistema la corriente continua generada por paneles fotovoltaicos alimenta varios elementos resistivos que están sumergidos en un depósito de almacenamiento de agua. Al paso de esta corriente por las resistencias la energía se disipa en forma de calor, elevando así la temperatura del agua.

Teahan ([TEA 05]) indica como ventajas de esta tecnología la ausencia de baterías y de inversores lo que aumenta la eficiencia del sistema y evita el aumento de costes, problemas medioambientales y labores de mantenimiento.

Para pequeñas aplicaciones aisladas de la red los aerogeneradores pueden ser empleados para convertir la energía cinética del viento en energía térmica directamente. La energía térmica así producida pueden ser empleada para calentar una casa o cualquier otro recinto.

A pesar de esto, son escasas las publicaciones que analizan este tipo de aplicaciones de la energía eólica y las existentes son de escasa relevancia para el estudio llevado a cabo en este trabajo. En cualquier caso en la bibliografía se incluye un ejemplo del empleo de esta tecnología en [KAT 06].

Aunque se han descrito algunas aplicaciones, el empleo de fuentes de energía renovables para generar energía eléctrica para alimentación de instalaciones de calefacción es bastante escaso. Esta falta de sistemas de generación eléctrica con renovables hace que no se disponga de información sobre sistemas híbridos eólico-fotovoltaicos.



# CAPÍTULO 5

---

## Descripción del invernadero prototipo

### 5.1 INTRODUCCIÓN

Como ya se ha indicado anteriormente, cuando se analizan instalaciones aisladas de la red eléctrica, el conocimiento del perfil de demanda de la aplicación para la que se va a emplear el sistema híbrido adquiere una gran relevancia en el proceso de dimensionado.

En aquellos casos en que el usuario del sistema está conectado a la red eléctrica principal, éste posee una gran flexibilidad de elección en cuanto al consumo de energía, de manera que un aumento o disminución de dicho consumo no influye en el sistema suministrador de la energía. Por el contrario, en el caso de que la aplicación esté aislada de la red, la determinación detallada de los consumos es una labor clave en el proceso de diseño del sistema de generación eléctrica. El conocimiento del comportamiento de los receptores, a los cuales se destina la electricidad producida, juega un papel primordial, ya que debe establecerse una comparación entre la energía producida y la demandada. De otro modo, el sistema obtenido en el proceso de dimensionado podría estar sobredimensionado y, como resultado, ser excesivamente caro o, por el contrario, no ser capaz de suministrar la energía demandada.

Hay ciertas situaciones en las que la determinación de los consumos es extremadamente simple, como por ejemplo en sistemas de telecomunicación o en aplicaciones con un consumo fijo. Sin embargo, los cálculos son más complejos en aquellas aplicaciones que involucran sistemas multi-propósito en los que el uso energético depende de las actividades humanas y sus preferencias.

La aplicación para la cual se diseña el sistema híbrido en esta tesis es la alimentación eléctrica de un invernadero. Como ya se ha mencionado en la introducción, en el proyecto CENIT MEDIODIA se definieron tres invernaderos prototipo representativos de distintos climas de España con la finalidad de analizar el comportamiento de diversas tipologías de invernaderos. El invernadero de Sartaguda que se describe a lo largo de este capítulo es el elegido este proyecto como representativo de este tipo de instalaciones en el Valle del Ebro. El análisis de los elementos de consumo de este invernadero se realizó a lo largo de las campañas de cultivo realizadas en los años 2008 y 2009.

## 5.2 DESCRIPCIÓN DEL INVERNADERO

El invernadero en el cual se proyecta la implantación de un sistema de generación de energía eléctrica basado en energías renovables está situado dentro de la finca experimental que el Gobierno de Navarra tiene en Sartaguda. La ubicación de dicha localidad se presenta en la Figura 5.1.



Figura 5.1. Ubicación de Sartaguda en la Comunidad Foral de Navarra



Esta finca es gestionada por el Instituto Técnico y de Gestión Agrícola (ITGA) para el desarrollo de sus estudios y experimentación. Como se comprueba en la Figura 5.2, la finca se sitúa en el Valle del Ebro.

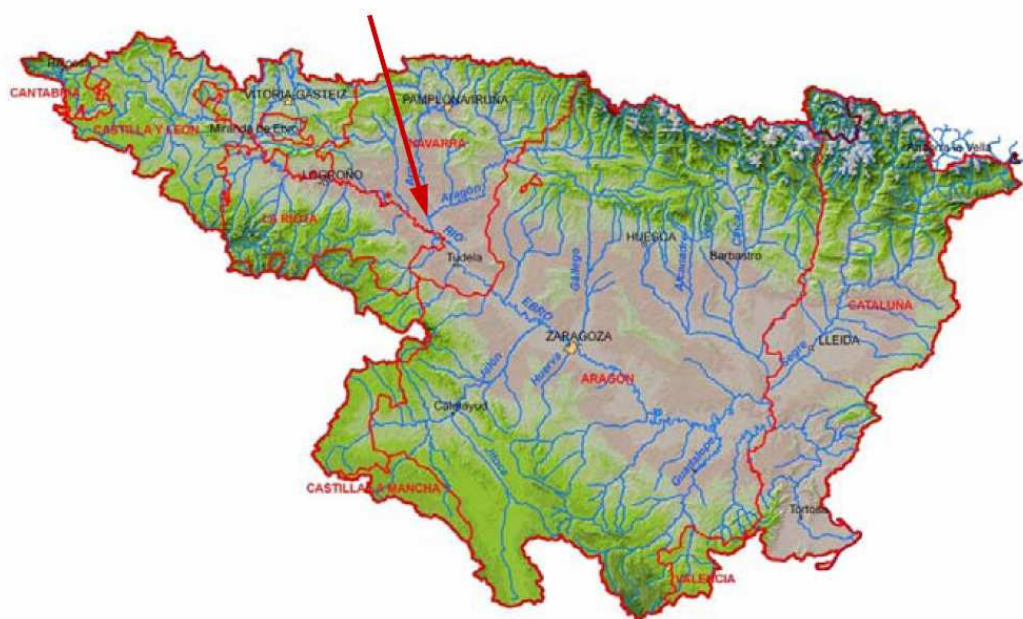


Figura 5.2. Ubicación de Sartaguda en el Valle del Ebro

Concretamente la localidad de Sartaguda se encuentra en la Comarca Agraria VI de Navarra (según la Comarcalización Agraria oficial), que se corresponde con la zona de clima mediterráneo más seco de Navarra. El clima es mediterráneo templado, con veranos secos, grandes oscilaciones anuales de temperatura, pocas lluvias e irregulares (menos de 500 mm anuales) y fuerte presencia del cierzo. La temperatura media anual oscila en torno a los 14°C.

Como se comprueba en la vista aérea de la Figura 5.3, en el recinto de la finca experimental de Sartaguda se ubican varios invernaderos así como otras edificaciones. El invernadero que se analiza en esta tesis es el señalado en esta figura.



*Figura 5.3. Vista aérea de la finca experimental del ITGA en Sartaguda*

El invernadero es multitúnel y se compone de tres túneles de tipo capilla iguales unidos entre sí. Las dimensiones de cada uno de estos túneles o naves son las siguientes: largo 32,7 m, ancho 24 m, altura a canalón 4 m y altura cenital 5,9 m. Estas dimensiones conducen a una superficie aproximada de 750 m<sup>2</sup>. El aspecto exterior de dicho invernadero es el mostrado en la Figura 5.4.



*Figura 5.4. Aspecto exterior del invernadero estudiado*

La estructura del invernadero es metálica galvanizada, cimentada sobre zapatas de hormigón armado. Las paredes tanto laterales como frontales están formadas por placas rígidas de metacrilato de forma ondulada. La cubierta del invernadero es de tipo cenital y está formada por láminas de plástico de 0.2 µm de espesor.

El invernadero dispone de una puerta en uno de los frentes, que se encuentra situada en el centro de la nave central. También dispone en su interior de un pequeño cuarto separado del resto del invernadero mediante placas rígidas de metacrilato. En dicho cuarto se ubican los sistemas de riego de los que dispone el invernadero.

El invernadero está dedicado al cultivo hidropónico de tomate. Esta técnica consiste en desarrollar cultivos cuyas raíces se localizan fuera del suelo. Estas raíces se desarrollan en sustratos inertes desde el punto de vista nutricional y esterilizados, siendo la composición de estos sustratos de perlita, lana de roca, etc. Éstos actúan únicamente como medio físico, en el cual se fijan las raíces, y como reserva de agua. Por lo tanto, los abonos necesarios para la planta deben ser aportados al agua de riego y posteriormente absorbidos por las raíces. De este modo, en cada riego se reciben todos los nutrientes necesarios para el crecimiento de la planta en sus concentraciones adecuadas. En la fotografía de la Figura 5.5 se puede observar una de las plantas de tomate del invernadero.

Las principales ventajas del uso de esta técnica de cultivo son las siguientes:

- Se elimina la realización del laboreo, ya que se prescinde del suelo.
- Permite cultivar en invernaderos con problemas de suelo (salinos, encharcadizos, pedregosos...).
- Las plantas se encuentran en unas condiciones de nutrición ideales, de forma que apenas hay gastos de energía por parte de la planta en la absorción radicular. Además no existen problemas de bloqueos o antagonismos entre los nutrientes, optimizando todo el potencial productivo de los cultivos. Esto permite que se incremente la producción hasta un 15-20% frente a un mismo cultivo en suelo.
- Se eliminan los vertidos de lixiviados al suelo, ya que son recogidos para ser aprovechados de nuevo, bien en la misma explotación, o bien en explotaciones ajenas.
- Puede haber un ahorro en fertilizantes y agua, al ser aprovechados de nuevo en la misma explotación. Por lo tanto se eliminan los problemas de salinización de suelos.
- Se garantiza la sanidad del sistema radicular la planta por el proceso de fabricación del sustrato esterilizado.



*Figura 5.5. Planta de tomate del invernadero analizado en Sartaguda*

En concreto durante el periodo de análisis (01/07/08-30/06/09) se llevaron a cabo dos campañas de tomate hidropónico. La primera tuvo lugar de principios de julio a finales de noviembre y la segunda de mediados de febrero a mediados de junio. Durante el resto del tiempo no se llevó a cabo el cultivo puesto que las bajas temperaturas impiden el correcto crecimiento de la planta.

### **5.3 ANÁLISIS DE LOS ELEMENTOS DE CONSUMO ELÉCTRICO**

Una vez que se ha descrito la estructura general del invernadero, así como su ubicación y el tipo de cultivo llevado a cabo en el mismo, se procede a analizar los elementos de consumo eléctrico presentes en el invernadero.

Los elementos de consumo eléctrico del invernadero forman parte de 3 grupos de sistemas:

- Sistemas de climatización
- Sistemas de riego

- Sistemas de programación

A continuación se analizarán dichos elementos de consumo eléctrico indicando los siguientes aspectos:

- Características técnicas del elemento.
- Modo de funcionamiento del mismo.

Dentro de las características técnicas de los aparatos, se especifican el fabricante, la potencia y el tipo de consumo (monofásico o trifásico). Estos datos se obtuvieron en la mayor parte de las ocasiones de las placas o de las hojas de características de los equipos.

En cuanto al modo de funcionamiento de los equipos se analizan entre otros aspectos la programación o no de los mismos y su perfil de consumo eléctrico. En este caso la información es de tipo práctico ya que se obtuvo a partir de los datos de consumo reales medidos en el invernadero. Aunque en el siguiente capítulo se detallará cómo se ha llevado a cabo dicha toma de datos cabe destacar el trabajo realizado para obtener estos perfiles de funcionamiento dado que la información disponible consistía en registros de potencia eléctrica total consumida por el invernadero y no de consumos individualizados. En aquellos casos en que las placas de características no eran accesibles y las hojas de características no estaban disponibles, la información sobre el tipo de consumo y la potencia de los equipos se obtuvo también a partir de dichos registros de consumo.

### **5.3.1 Sistemas de climatización**

#### **5.3.1.1 Refrigeración**

El proceso de refrigeración consiste en reducir la temperatura del invernadero cuando ésta es demasiado alta para el desarrollo del cultivo. En el invernadero analizado se emplean distintos dispositivos con este objetivo. A continuación se describen estos dispositivos.

#### Sistemas de ventilación

La ventilación del invernadero se lleva a cabo de manera pasiva, es decir, no se emplean elementos que fuerzan el paso de la corriente de aire, sino que se realiza únicamente a través de las ventanas abiertas en la cubierta. Dichas ventanas se encuentran situadas en el techo del invernadero, por lo que se trata de ventilación cenital únicamente. Cada

una de las tres naves que componen el invernadero tiene una ventana cuya longitud es la totalidad del invernadero.

Aunque se incluye este sistema entre las instalaciones empleadas para la refrigeración del invernadero, su finalidad es más amplia puesto que la ventilación permite además alcanzar el nivel de humedad y la concentración de CO<sub>2</sub> óptimos para el crecimiento de la planta.

La apertura y cierre de las ventanas es posible gracias a 3 motores eléctricos cuyo funcionamiento permite el movimiento de la estructura. Cada uno de los tres motores se encuentra en una nave y se encarga de una ventana. Sin embargo, no funcionan de manera independiente sino que funcionan todos a la vez, abriendo o cerrando las 3 ventanas al mismo tiempo. En la Figura 5.6 se puede ver uno de los motores y su disposición en el invernadero.



*Figura 5.6. Ubicación de uno de los motores para apertura y cierre de ventanas*

- Características de los motores

El fabricante de estos motores es Campanelli. Son trifásicos y tienen una potencia nominal de 0,29 kW cada uno.

- Modo de funcionamiento de los motores

En cuanto al funcionamiento de los motores, éste está programado por temperatura, humedad y velocidad de viento. Es decir, un programador climático manda las señales para la apertura y cierre de las ventanas en función de los valores de velocidad de viento

en el exterior del invernadero, humedad relativa en el interior del invernadero, temperatura ambiente (en el exterior del invernadero) y temperatura en el interior del invernadero. Tanto este programador como el resto empleados en otros sistemas del invernadero se describirán al final de este capítulo.

La apertura de las ventanas se realiza por tramos. Cada uno de estos tramos tiene una duración de unos 10-20 segundos. Un ejemplo del perfil de funcionamiento del mismo es el mostrado en la Figura 5.7 y en la Figura 5.8.

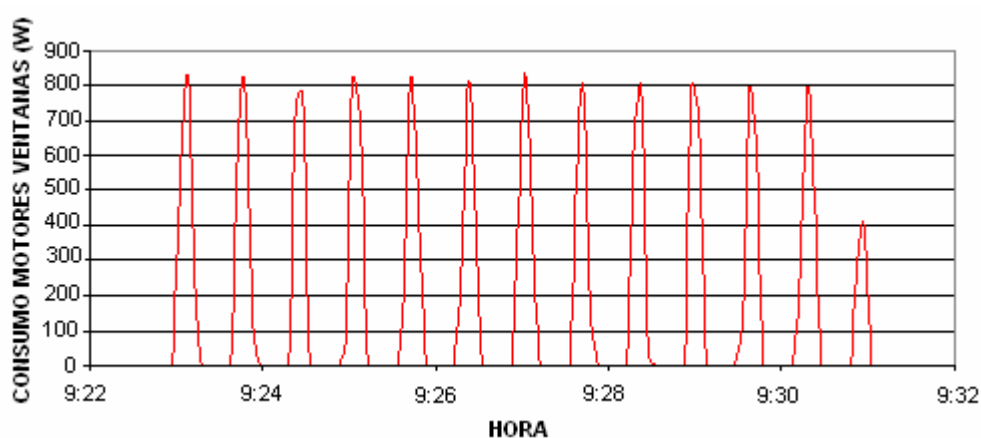


Figura 5.7. Perfil de consumo de los motores de apertura y cierre de ventanas

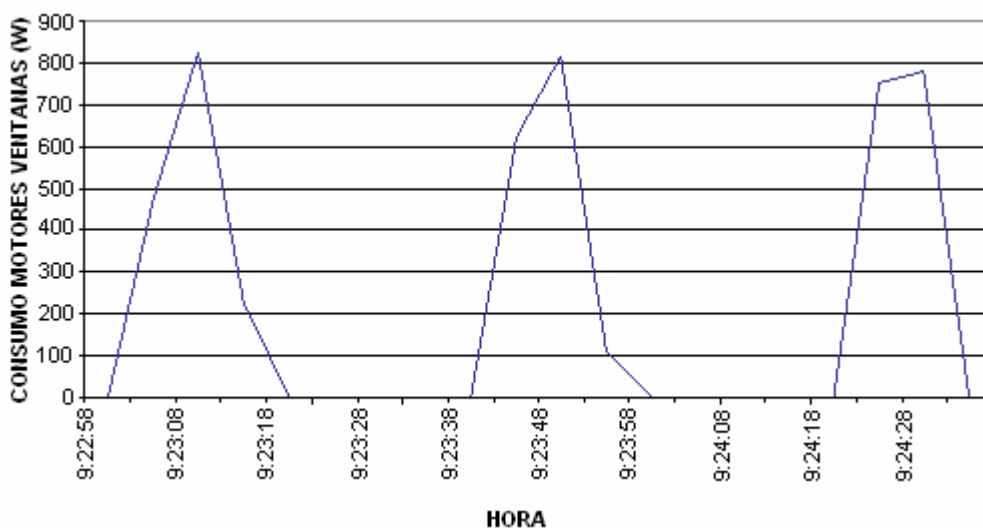


Figura 5.8. Detalle del perfil de consumo de los motores de apertura y cierre de ventanas

En el ejemplo mostrado, la apertura de las ventanas se produjo en 13 tramos, que se corresponden con los 13 picos de consumo. La duración de dichos tramos fue de unos 20 segundos como se muestra en la Figura 5.8. En este caso particular, el consumo total en un ciclo de apertura de las ventanas fue de 26,4 Wh.

El ejemplo mostrado corresponde a un día del mes de agosto. En los meses cálidos las ventanas suelen abrirse totalmente por la mañana y cerrarse por la noche. Sin embargo, en meses de temperaturas intermedias las ventanas están continuamente abriendo y cerrándose puesto que la temperatura en el interior del invernadero se encuentra alrededor de la temperatura programada. Así, cuando la temperatura medida supera la establecida en el equipo, las ventanas se abren. De este modo, la temperatura se reduce hasta valores por debajo del establecido y las ventanas vuelven a cerrarse.

#### Pantalla de sombreo

La pantalla de sombreo es una malla que se ubica en la parte superior del invernadero, por encima de los cultivos, cuya misión es producir zona sombreada a éstos con objeto de que en verano el sol no incida directamente sobre las plantas y así evitar las altas temperaturas en el interior del invernadero.

En el caso del invernadero analizado en Sartaguda, esta pantalla tiene una segunda función. Así, en los meses de invierno la pantalla se mantiene desplegada únicamente durante la noche para que la calefacción no deba calentar todo el aire del invernadero sino sólo el aire situado entre el suelo y la pantalla. En este caso a la pantalla se le suele denominar pantalla térmica y con su empleo se consigue un significativo ahorro energético. Dada la doble finalidad de este elemento, a lo largo del capítulo se le denominará indistintamente pantalla de sombreo o pantalla térmica.

El movimiento de esta pantalla se consigue por medio de un motor eléctrico, que permite desplegar y retirar la pantalla de manera que se puedan mantener las condiciones de clima requeridas en cada momento. La Figura 5.9 muestra este motor.





Figura 5.9. Motor para el accionamiento de la pantalla de sombreo o térmica

- Características del motor

El motor empleado para esta función es trifásico y tiene una potencia nominal de 0,29kW. Se desconoce el fabricante del mismo y otras características técnicas puesto que dada su colocación en la parte superior del invernadero no se tuvo acceso a su placa de características.

- Modo de funcionamiento del motor

El funcionamiento del motor está programado por horario en un equipo de ULMA. Es decir, se establecen la hora exacta en el que debe desplegarse la pantalla y la hora en que debe retirarse.

En lo que respecta a los horarios en los que se pone en marcha el motor, éstos dependen de la época del año estudiada. Así, en los meses de invierno en que la pantalla se emplea para reducir el consumo en calefacción, ésta es desplegada a última hora de la tarde (cuando se pone en marcha la calefacción) y se retira a primera hora de la mañana (cuando deja de funcionar la calefacción). Por el contrario, en verano, cuando la pantalla se utiliza para reducir la radiación que incide sobre las plantas, la malla se despliega por la mañana cuando la radiación comienza a ser elevada y se retira a la tarde cuando apenas existe radiación.

Durante un despliegue o una retirada de la pantalla, el motor trabaja de manera continua y suele estar en funcionamiento durante unos 20-25 minutos. En algunos casos el tiempo es menor ya que la pantalla no es desplegada en su totalidad. Su perfil de funcionamiento es el indicado en la Figura 5.10.

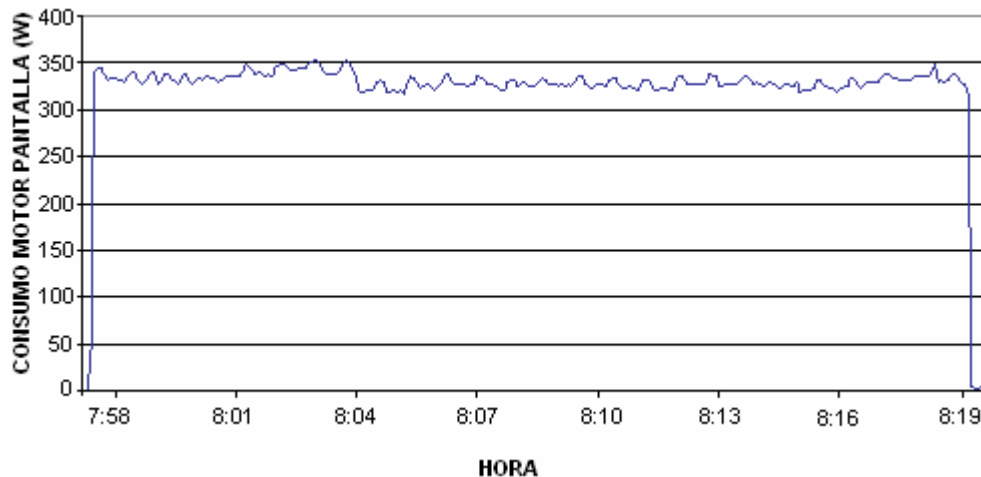


Figura 5.10. Perfil de funcionamiento del motor que mueve la pantalla

Este perfil de consumo se corresponde con un despliegue completo de la pantalla a primera hora de un día de verano. En este caso concreto el motor estuvo funcionando durante 22 minutos y el consumo eléctrico del motor en el despliegue de la pantalla de sombreo fue de 120 Wh.

#### Refrigeración por evaporación: Nebulizadores

Los nebulizadores son unos equipos en los que se pulveriza agua que posteriormente es dispersada por el invernadero gracias a los ventiladores integrados en el mismo aparato. Las gotas de agua esparcidas por el invernadero se evaporan al entrar en contacto con el aire, absorbiendo calor de éste. El resultado de este proceso es que la temperatura del aire baja y además aumenta la humedad relativa del recinto.

En el caso del invernadero de Sartaguda se dispone de 3 nebulizadores con ventilador integrado (1 en cada nave). Como se observa en la Figura 5.11, estos dispositivos se encuentran situados en la parte superior del invernadero.

Para realizar su función, estos equipos disponen de dos motores: uno para pulverizar el agua mediante un sistema centrífugo y otro para mover los ventiladores y dispersar el agua pulverizada. Para hacer llegar el agua con la presión necesaria a estos nebulizadores se dispone además de una bomba con su correspondiente motor. Esta bomba se muestra en la Figura 5.12. En este caso, la bomba se sitúa en la superficie del invernadero junto al cuarto en el que se ubican los equipos para el riego.



Figura 5.11. Equipos de nebulización



Figura 5.12. Equipo de bombeo para los nebulizadores

- Características de los motores

El nebulizador es el modelo AIRCOOL del fabricante TEYME. El consumo de sus motores es monofásico y su potencia nominal es de 0,25 kW en el caso del motor de pulverización y 0,35 kW en el del motor del ventilador.

En cuanto al motor que activa la bomba es del fabricante VENETO, modelo JEXI-100, también es monofásico y tiene una potencia nominal de 0,75 kW.

- Modo de funcionamiento de los motores

El funcionamiento de los nebulizadores puede ser sencillo o doble según se activen un solo motor o los dos. Así, cuando el funcionamiento es sencillo funciona únicamente el motor del pulverizador y, por lo tanto, las gotas de agua no son impulsadas por el ventilador. Por el contrario, en el modo doble ambos motores se ponen en funcionamiento.

Al contrario que en los equipos de refrigeración analizados hasta el momento, los nebulizadores no están programados ni por temperatura ni por horario. En este caso, los equipos son activados y desactivados diariamente por un técnico en función de las condiciones climatológicas de cada día. Una vez que se ponen en marcha, los nebulizadores funcionan de manera continua durante el tiempo (horas) que se considere necesario.

Estos equipos son empleados únicamente durante los meses de mayor temperatura. Así, durante los meses de julio y agosto se ponen en marcha la mayor parte de los días durante casi 12 horas mientras que en meses como junio sólo se activan algunos días y durante menos tiempo.

El perfil de funcionamiento de conjunto nebulizador + motor bomba en un día de verano, funcionando en modo doble, es el indicado en la Figura 5.13.

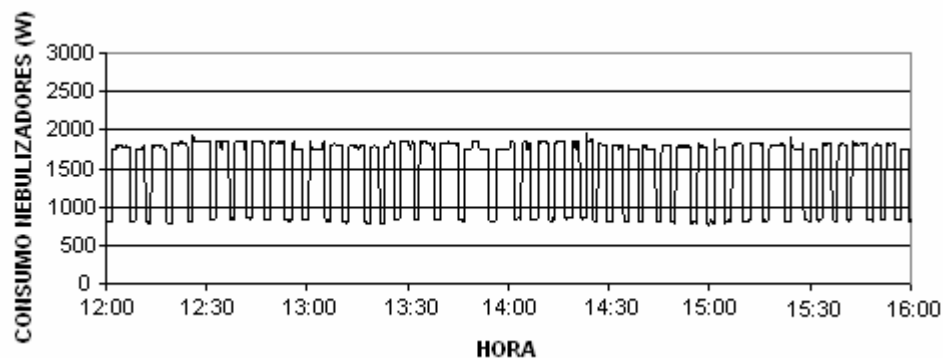


Figura 5.13. Perfil de funcionamiento de los equipos de nebulización

Los consumos más elevados mostrados en la gráfica corresponden a los momentos en los que además de funcionar los motores de pulverización y ventilación de los nebulizadores, también está en marcha el motor de bombeo. Por su parte, los momentos de menor consumo son aquellos en los que únicamente actúan los motores de pulverización y ventilación, ya que el motor de bombeo deja de funcionar debido a su calentamiento.

Como resultado de este funcionamiento, el consumo de los nebulizadores en este día fue de 15,27 kWh. Como se mostrará en el siguiente capítulo, este consumo supone la mayor parte del consumo eléctrico total del invernadero durante los meses de verano.

### 5.3.1.2 Calefacción

La calefacción del invernadero se lleva a cabo mediante 2 calentadores de aire y uno de agua.

#### Caldera de agua

La caldera de agua (Figura 5.14) emplea combustible para calentar el agua. Posteriormente, este agua caliente se distribuye por medio de tubos por debajo del saco de perlita donde está ubicada la raíz de la planta, con la finalidad de calefactarla.



Figura 5.14. Caldera de agua

Este dispositivo consta de un depósito de combustible, gasoil en el caso del invernadero estudiado, la propia caldera de agua, la bomba de impulsión del agua y la red de tuberías. La bomba empleada para impulsar el agua está activada por un motor eléctrico. Asimismo, la caldera dispone de un pequeño ventilador cuya función es expulsar los gases generados en la combustión. Este ventilador es activado por un motor eléctrico.

- Características de los motores

Las características técnicas de los motores empleados en este proceso son desconocidas, puesto que ambos se encuentran en el interior de la caldera. Del análisis de los datos de consumo registrados se deduce que ambos motores son monofásicos.

- Modo de funcionamiento de los motores

La caldera esta programada por temperatura, de modo que cuando la temperatura en el saco de perlita desciende por debajo del valor establecido la caldera se pone en funcionamiento hasta alcanzar de nuevo esa temperatura.

Su uso se reduce a los meses más fríos, pudiendo funcionar tanto durante el día como durante la noche. El tiempo diario que permanece en funcionamiento depende de la evolución de la temperatura a lo largo del tiempo. El perfil consumo eléctrico de la caldera en una activación es el mostrado en la Figura 5.15.

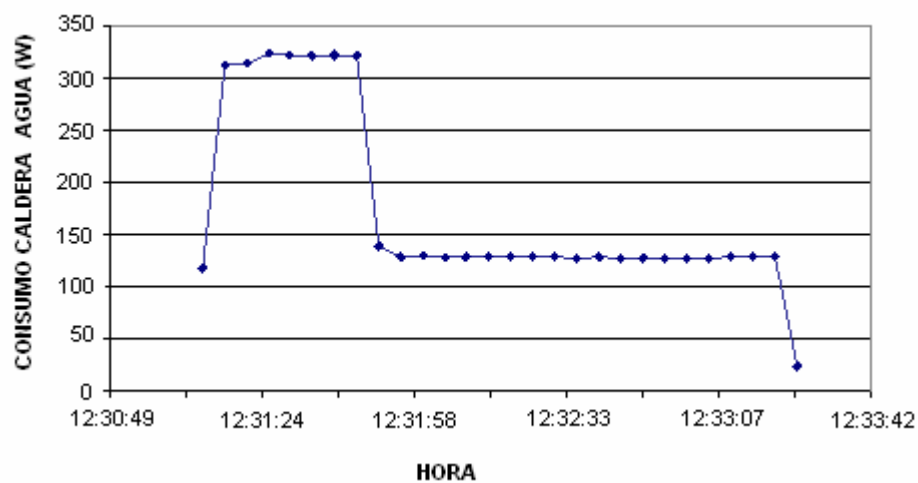


Figura 5.15. Perfil de consumo eléctrico de la caldera de agua

#### Calefactores de aire

Los calefactores de aire son unos depósitos de aire que, una vez que consiguen la temperatura necesaria para el aire, lo expulsan por medio de un ventilador creando una corriente de aire. Su función es aumentar la temperatura del aire del invernadero. En la Figura 5.16 se muestra uno de estos calefactores.



Figura 5.16 Calefactor de aire

El calefactor de aire está formado por una cámara de combustión alimentada por gasoil, un cambiador de calor o generador, en el cual se calienta el aire, y un ventilador (Figura 5.17) para hacer pasar el aire ambiente a través del generador e impulsarlo de nuevo a la atmósfera del invernadero. Además, para mejorar el reparto y la uniformidad de este aire caliente, se utilizan unas mangas de polietileno perforadas acopladas a la salida del calefactor. Asimismo, estas mangas evitan que el flujo de aire caliente incida directamente sobre los cultivos, lo cual podría producir desecaciones.



*Figura 5.17. Ventilador del calefactor de aire*

Para activar este ventilador es necesario disponer de un motor eléctrico. Asimismo, como ocurría en el caso de la caldera, los calefactores disponen de un pequeño ventilador cuya función es expulsar los gases generados en la combustión. Este ventilador es activado por un motor eléctrico.

- Características de los motores

Al igual que en el caso de la caldera, no se tuvo acceso a la placa de características de los motores.

- Modo de funcionamiento de los motores

Como en el caso de la caldera de agua, el calefactor de aire esta programado por temperatura, de modo que cuando la temperatura ambiente del aire del invernadero desciende por debajo del valor señalado el calefactor se pone en marcha hasta alcanzar de nuevo esa temperatura. Su uso también se reduce a los meses más fríos, aunque su



funcionamiento se produce únicamente durante las horas de noche (si bien en los días más fríos se puede prolongar a lo largo de la mañana). El tiempo diario que permanece en marcha depende de la evolución de la temperatura a lo largo del tiempo.

Un ejemplo del perfil de consumo eléctrico de un calefactor en una activación es el mostrado en la Figura 5.18. Sin embargo, éste no siempre es igual puesto que depende de la temperatura a la que se encuentre el aire del invernadero.

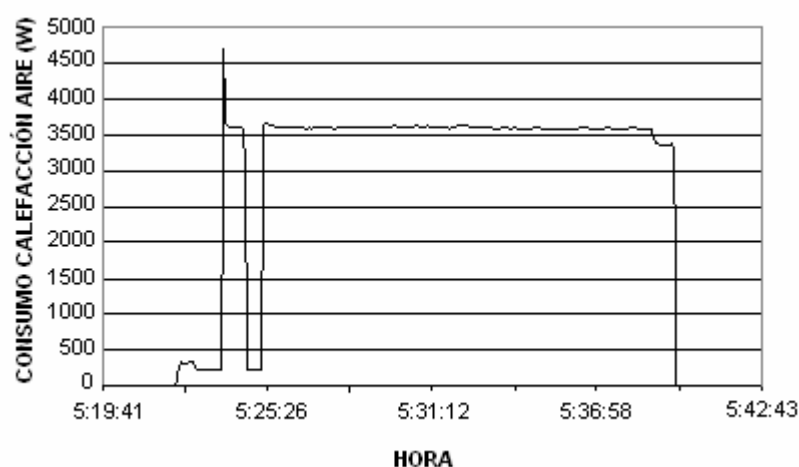


Figura 5.18. Perfil de consumo eléctrico de la calefacción de aire

### 5.3.2 Sistema de riego

Dado que el cultivo es hidropónico, en el riego se suministra al sustrato (perlita) el agua con los nutrientes incorporados. A la aplicación de fertilizantes diluidos en el mismo agua de riego se le denomina fertirriego o fertirriego.

De este modo, para llevar a cabo el riego son necesarios 3 motores:

- Un motor de mezcla que se encarga de mezclar el agua con los distintos fertilizantes en las cantidades programadas.
- Un motor de riego que se encarga de dar la presión necesaria al agua ya mezclada para distribuirse por el invernadero a través de una red de tuberías.
- Un tercer motor se encarga de activar la bomba (grupo de presión) que permite la entrada de agua de un depósito exterior al invernadero.

Los dos primeros motores se muestran en Figura 5.19, mientras que el tercer motor se muestra en la Figura 5.20 junto con su grupo de presión.



*Figura 5.19. Motores de mezcla y de riego*



*Figura 5.20. Grupo de presión del equipo de riego*

- Características de los motores

- El motor de mezcla es del fabricante EBARA, modelo CD 200/3, es trifásico y genera una potencia útil de 0,9 kW, con un consumo de potencia eléctrica de 1,28 kW.

- El motor de riego es también del fabricante EBARA, en este caso el modelo CD 200/25, es trifásico y produce una potencia útil de 1,8 kW, consumiendo para ello una potencia eléctrica de 2,8 kW.

- El motor del grupo de presión es igualmente de EBARA, modelo JE 120, es trifásico y genera una potencia útil de 0,88 kW, con un consumo de 1,30 kW.

- Modo de funcionamiento de los motores

El grupo de presión se encarga de introducir agua del depósito exterior a su calderín. Además dispone de una bombona de plástico que se expande hasta que el agua del calderín alcanza una determinada presión. Este equipo dispone de una válvula que regula el paso del agua del depósito al calderín.

Además existe una segunda electroválvula situada entre el grupo de presión y el depósito de mezcla. Ésta se encuentra en contacto con una boya que flota en dicho depósito, de manera que cuando baja el nivel de agua se abre la válvula, permitiendo el paso de agua. En ese momento el agua sale del calderín del grupo de presión hacia el depósito de mezcla debido a la presión ejercida por el aire encerrado en la bombona. Al cabo de un tiempo la presión en el grupo de presión se reduce por debajo de un determinado límite, lo que hace que su motor se ponga en marcha para introducir agua y aumentar su presión.

Asimismo, a la salida del grupo de presión hay conectados otros elementos además de los de riego (grifos, calefacción, electrobomba de los nebulizadores...) que también requieren de suministro de agua. Cuando estos equipos demandan agua, se abren sus electroválvulas y el agua sale del calderín hacia ellos del mismo modo que en el caso del depósito de mezcla.

Una vez que el depósito de mezcla tiene el agua necesaria entran en funcionamiento los otros dos motores. El motor de abono o de mezcla extrae agua de la parte inferior del depósito de mezcla y la lleva a presión por el circuito de abonos. En este circuito se encuentran las electroválvulas de los abonos, que regulan la entrada de los distintos abonos desde sus depósitos correspondientes al agua que ha salido del depósito. Este circuito que realiza el agua es cerrado puesto que el agua (ahora con los abonos programados) es de nuevo introducida en el depósito de mezcla. Finalmente, el motor de riego (que carece de electroválvulas a su entrada o salida) se encarga de impulsar el agua con abonos del depósito de mezcla a las plantas.

En cuanto a la programación del proceso, el riego está programado mediante un equipo diseñado para esa finalidad. De este modo, los riegos programados pueden ser de dos tipos: riegos programados por horario (que van cambiando a lo largo del año en función de las necesidades del cultivo) y riegos programados por radiación acumulada (se activa el riego cuando la radiación acumulada en el interior del invernadero alcanza el valor establecido, que varía según la época del año, pudiendo ser de 200, 250 ó 300 Wh/m<sup>2</sup>).

En la Figura 5.21 y en la Figura 5.22 se muestran los perfiles de consumo de un riego por horario y un riego por radiación, respectivamente.

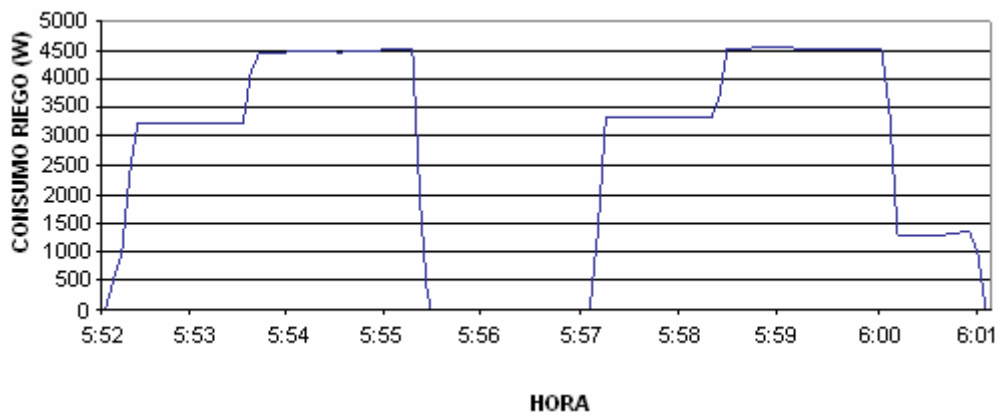


Figura 5.21. Perfil de consumo del sistema de riego en un riego por horario

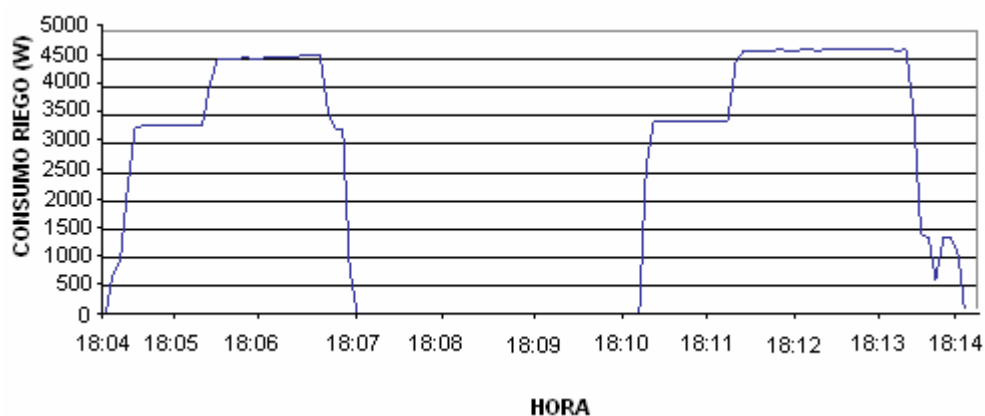


Figura 5.22. Perfil de consumo del sistema de riego en un riego por radiación

En este caso, el riego se lleva a cabo en dos tramos de 3 minutos cada uno. Durante uno de los tramos de riegan dos de las naves y durante el otro la tercera. En cada tramo se activan en primer lugar los motores de riego y mezcla y a continuación el grupo de presión. En algunos casos, cuando los motores de riego y mezcla se desactivan, el grupo de presión sigue funcionando durante un tiempo.

El consumo de un riego como el mostrado en la Figura 5.22 es de 422 Wh.

El número de riegos llevado a cabo durante un día depende fundamentalmente de la radiación, así en un día de verano con gran radiación, como el 24 de agosto de 2008, se registraron 17 riegos, de los cuales 5 fueron por horario y 12 por radiación.

En cuanto al grupo de presión, éste puede funcionar junto con los otros dos motores en un riego o hacerlo de manera independiente en un momento en que sea necesario el bombeo de agua del exterior. Así, el perfil de funcionamiento de este equipo es el indicado en la Figura 5.23. La potencia consumida por el grupo de presión suele ser de unos 1300-1350 W y el tiempo de activación de 40-50 s (siendo las activaciones más cortas pero más frecuentes en verano que en invierno).

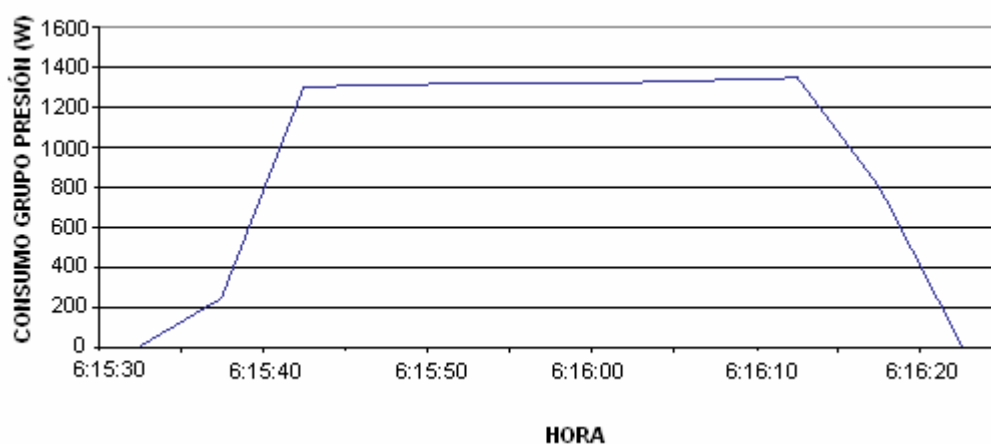


Figura 5.23. Perfil de consumo del motor del grupo de presión

### 5.3.3 Equipos de programación

Existen 4 aparatos que se encargan de dirigir el funcionamiento de algunos de los elementos del invernadero ya comentados, y son los siguientes:

### **5.3.3.1 Programador de ventilación (MINICLIM 2000 de ULMA)**

Este equipo de control climático recibe las señales de las sondas de velocidad de viento, de humedad relativa en el interior del invernadero, de temperatura ambiente (fuera del invernadero) y de temperatura en el interior del invernadero. Así, el programador establece la apertura y cierre de las ventanas en función de los valores de las señales antes mencionadas.

Con el empleo de este sistema se busca alcanzar una temperatura de 25°C con un mínimo de 15 o 16°C y un máximo de 30°C. La humedad que se quiere obtener es del 60-70%.

### **5.3.3.2 Programador de riego (AGRONIC 6000)**

Este equipo permite programar los riegos del invernadero. En función de los programas introducidos, pone en funcionamiento unos motores u otros y durante unos tiempos establecidos. Como ya se ha indicado antes, el riego está programado tanto por horario como por radiación acumulada.

### **5.3.3.3 Programador de la pantalla de sombreo**

Permite programar por horario el despliegue y la retirada de la pantalla. El consumo eléctrico de este programador (y de los dos anteriores) es trifásico, como se observa en las medidas registradas.

### **5.3.3.4 Programador de los equipos de calefacción**

Permite programar por temperatura la puesta en marcha de los equipos de calefacción. Los equipos de calefacción por aire se programan en función de la temperatura ambiente del invernadero, mientras que el funcionamiento de la caldera de agua depende de la temperatura a la que se encuentra el sustrato de las plantas. Su funcionamiento se reduce a aquellos meses más fríos en los que la calefacción es empleada.

Los datos de consumo registrados permiten afirmar que el consumo de este programador es monofásico.

### 5.3.4 Resumen elementos consumo

Por último, se resumen en la siguiente tabla los elementos de consumo eléctrico del invernadero con sus principales características (tipo de consumo, potencia y tipo de programación en el caso de que exista).

SISTEMA		EQUIPOS	TIPO	POTENCIA	PROGRAMACIÓN
CLIMATIZACIÓN: REFRIGERACIÓN	VENTANAS	3 MOT	TF	0,29kW	TEMPERATURA, HUMEDAD Y VIENTO
	PANTALLA	1 MOT	TF	0,29kW	HORARIO
	NEBULIZADORES	3 PULV	MF	0,25kW	SIN PROGRAMAR
		3 VENT	MF	0,35kW	
1 BOMBA		MF	0,75kW		
CLIMATIZACIÓN: REFRIGERACIÓN	CAL AGUA	1 IMPUL	MF		TEMPERATURA
		1 VENT	MF		
	CAL AIRE	1 VENT			
		1 VENT			
RIEGO	1 MEZCLA	TF	1,28kW	HORARIO Y RADIACIÓN	
	1 RIEGO	TF	2,80kW		
	1 BOMBA	TF	1,30kW		
PROGRAMACIÓN	VENTANAS	1 EQUIPO	TF		
	PANTALLA	1 EQUIPO	TF		
	CALEFACCIÓN	1 EQUIPO	TF		
	RIEGO	1 EQUIPO	TF		





# CAPÍTULO 6

---

## Metodología de estimación de consumos individualizados: Aplicación al invernadero de Sartaguda

### 6.1 INTRODUCCIÓN

El principal objetivo de este capítulo es presentar la metodología desarrollada para estimar los consumos de cada uno de los elementos del invernadero así como la aplicación de la misma al invernadero de Sartaguda durante el periodo de tiempo considerado en este estudio.

La toma de datos previa a la elaboración de esta herramienta comenzó el 7 de marzo de 2008, coincidiendo con el inicio de la primera campaña de tomate de ese año, y se prolongó durante todo el año.

El equipo empleado para registrar el consumo eléctrico del invernadero fue el analizador trifásico de calidad eléctrica Fluke 435. Dicho dispositivo mide distintos parámetros del sistema eléctrico, aunque para la elaboración de este análisis se emplearon únicamente los valores de potencia consumida. Concretamente, se registró el valor de la potencia total consumida por el conjunto de todos los elementos del invernadero, así como de las potencias en cada una de las fases. Dichos valores se registraron cada 5 s y se corresponden con el valor medio de la potencia consumida en ese tiempo. En la Figura 6.1 se muestra la conexión de este equipo.



Figura 6.1. Colocación del Fluke 435

Como se indica en el apartado 6.3 la información de partida para conocer los consumos individualizados de los equipos del invernadero es únicamente la obtenida del registrador. El hecho de disponer de un único elemento de registro y carecer de mediciones de las condiciones atmosféricas en el interior del invernadero hace que para desarrollar la herramienta resulte fundamental el análisis previo de los equipos de consumo eléctrico. Dicho análisis previo incluye tareas como la recopilación de información proveniente del personal que trabaja en el invernadero y una exhaustiva labor de inspección visual del comportamiento de los elementos de consumo eléctrico del invernadero.

Cabe destacar la complejidad de la estimación de los consumos individualizados de cada uno de los equipos del invernadero en base a la medición de su consumo global. Sin embargo, esto resultó fundamental para poder analizar posteriormente la capacidad de integración de los distintos consumos con energías renovables y, en su caso, discriminar unos consumos frente a otros.

El capítulo arranca con el análisis inicial de los datos brutos de consumo eléctrico obtenidos con el registrador, comenzando con el estudio de algunos perfiles diarios de consumo para después examinar la evolución de dicho consumo diario a lo largo del tiempo. Los resultados fueron obtenidos mediante un tratamiento manual de los datos y sirvieron para elaborar y validar la herramienta informática que se presenta después en el apartado 6.3. La aplicación de esta herramienta a los datos obtenidos por el registrador permitió conocer el consumo de cada equipo en cada momento.

## 6.2 ANÁLISIS DEL CONSUMO ELÉCTRICO GLOBAL DEL INVERNADERO

### 6.2.1 Estudio del perfil diario de consumo

A partir de las características técnicas de cada uno de los equipos instalados en el invernadero se desglosó el consumo global del invernadero con la finalidad de conocer el consumo individual de cada uno de los aparatos. Este proceso se llevó a cabo tanto para un día típico de verano como para un día típico de invierno, dado que los equipos funcionan de un modo u otro en función de la climatología.

#### 6.2.1.1 Análisis del consumo eléctrico de un día de verano

El día elegido para llevar a cabo este análisis fue el 24 de agosto. En la Figura 6.2 se muestra la evolución del consumo eléctrico del invernadero a lo largo de este día.

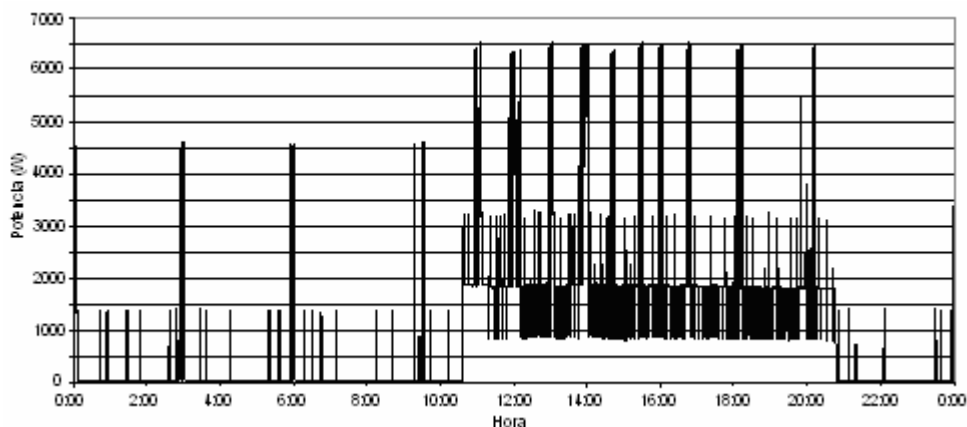


Figura 6.2. Consumo eléctrico de un día de verano (24 de agosto)

A partir de esta gráfica, se determinaron cuáles son los elementos en funcionamiento en cada momento (y posibles combinaciones de los mismos). El proceso de análisis se describe a continuación.

Durante todo el día, se puede distinguir un pequeño consumo base al cual se van añadiendo el resto de los consumos. Este consumo base es de unos 42 W y corresponde a la potencia empleada por los programadores que están conectados durante los meses de verano (programadores de ventanas, pantalla térmica y riego). Estos equipos

funcionan ininterrumpidamente, así que este consumo se produce todo el tiempo durante los meses de verano.

El primer consumo elevado que se observa en este día se debe al funcionamiento del equipo de riego. Se corresponde con el pico de demanda que se produce apenas pasadas las 0:00 h y alcanza una potencia de 4500 W. En este caso se trata del riego por horario programado para las 0:00 h. A lo largo del día se observa este tipo de consumo en 16 ocasiones, de las cuales 5 corresponden a riegos por horario y el resto a riegos por radiación. En el caso particular de este día cada riego está formado por dos picos de consumo consecutivos puesto que en primer lugar se riegan 2 de los túneles del invernadero y unos instantes después el túnel restante.

Entre los picos de consumo de los dos primeros riegos (0:00 h y 3:00 h) se observa el siguiente consumo eléctrico del invernadero. Se trata de un consumo de unos 1400 W y corresponde al funcionamiento independiente (sin formar parte de un riego) del grupo de presión. Como se ha indicado en el apartado anterior, este equipo se pone en marcha para introducir agua del depósito exterior al calderín del propio grupo de presión y mantenerla a presión. Este proceso se repite cada vez que sale del calderín una cantidad de agua suficiente para que la presión disminuya por debajo de un límite establecido previamente. Esto se produce no sólo cuando el agua es extraída para riego sino también cuando es demandada por otros equipos como los grifos o la electrobomba de los nebulizadores. Por este motivo este consumo se repite continuamente hasta en aquellos momentos en los que se producen menos riegos. A lo largo del día el grupo de presión se puso en marcha en 63 ocasiones.

Los tres consumos analizados hasta el momento son los únicos que se producen durante la noche. A continuación se estudian los consumos que se producen únicamente durante las horas de día.

El primer consumo puramente diurno que se observa en la gráfica es el de los motores de las ventanas. Se produce entre las 9:23 h y las 9:31 h (entre los dos tramos del cuarto riego) y alcanza un valor máximo de unos 800 W. En este caso en particular, la apertura se produjo en 13 tramos de entre 10 y 15 segundos cada uno. Los intervalos de tiempo entre el fin de un tramo y el principio del siguiente son de 25 s. Asimismo, en las últimas horas del día se observa un consumo de aspecto muy parecido a éste. Se produce tanto a las 20:00 h como a las 21:16 h y se trata de la potencia consumida por los motores de las ventanas en el cierre de las mismas. En este caso el cierre se produce en menos tramos pero de mayor duración cada uno (20-25 s). El funcionamiento de los motores de las ventanas en este día es el típico de los meses cálidos, en que las ventanas se abren totalmente por la mañana y se cierran por la noche.

Los otros dos consumos puramente diurnos de este día son los que se producen en la zona de la gráfica que queda más elevada (entre las 10:35 h y las 20:46 h). El consumo global del invernadero aumenta debido a la puesta en marcha de los nebulizadores. En esta zona de la gráfica el consumo mínimo es de unos 800 W y corresponde al funcionamiento de nebulizadores y programadores. Sin embargo, durante la mayor parte del tiempo la electrobomba funciona al mismo tiempo que los nebulizadores, de tal manera que el consumo global del invernadero aumenta hasta los 1800 W. Este valor se reduce a 800 W únicamente cuando el funcionamiento de la electrobomba se interrumpe debido a su protección térmica. Por el contrario, el consumo asciende por encima de los 1800 W cuando se activan otros equipos ya analizados.

A modo de resumen en la Figura 6.3 se muestran los distintos consumos que han sido analizados para este día. Aunque no se indica, en cada uno de los casos están funcionando los programadores junto con el elemento o elementos señalados.

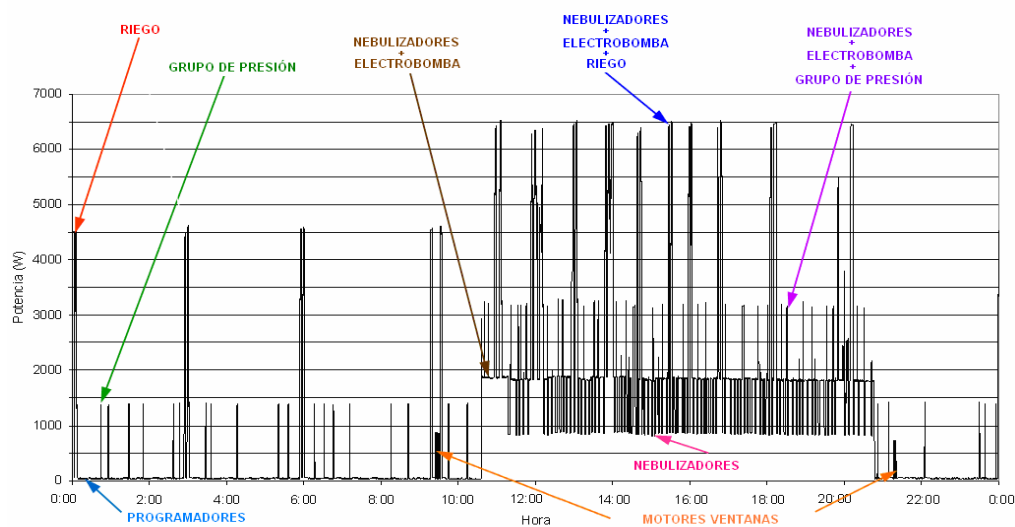


Figura 6.3. Consumo eléctrico desglosado de un día de verano (24 de agosto)

Para finalizar con el análisis de este día de verano se analizó cuál fue la energía eléctrica consumida por cada uno de los equipos y los porcentajes de consumo eléctrico respecto de la energía total (que fue de 23764 Wh). Los resultados, mostrados en porcentajes en la Figura 6.4, fueron los siguientes:

- Nebulizadores (incluido la electrobomba): 15470,35 Wh
- Riego (incluido el grupo de presión): 7185,41 Wh

- Programadores: 1017,32 Wh
- Motores ventanas: 71,42 Wh
- Otros consumos: 19,51 Wh

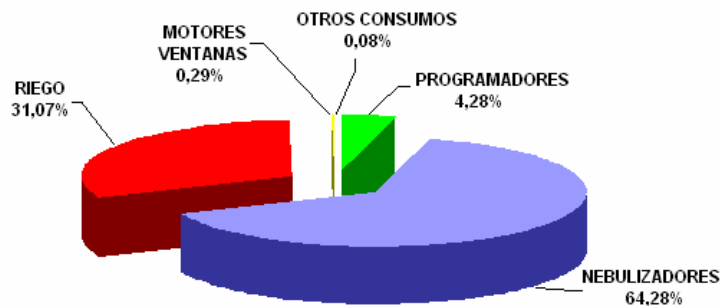


Figura 6.4. Descomposición del consumo eléctrico de un día de verano (24 de agosto)

En el día analizado funcionaron todos los equipos de verano con la excepción de la pantalla de sombreado. Con objeto de analizar el funcionamiento de este elemento, se analizó también el día 15 de junio. La Figura 6.5 muestra el consumo eléctrico de este día en el que la pantalla es desplegada a primera hora de la mañana y retirada al anochecer.

La energía consumida por la pantalla de sombreado en este día es de 222,51 Wh, lo que supone el 3,12% del consumo eléctrico total del invernadero en ese día. Hay que destacar que, en un día de verano en el que se ponen en marcha los nebulizadores, como el 24 de agosto, la energía consumida por la pantalla no llegaría a suponer ni siquiera el 1% del consumo.

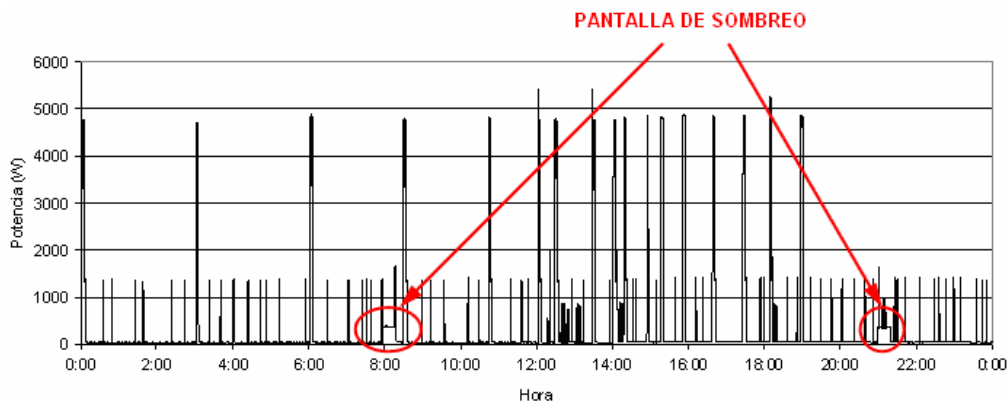


Figura 6.5. Consumo eléctrico de un día de verano con pantalla de sombreo (15 de junio)

### 6.2.1.2 Análisis del consumo eléctrico de un día de invierno

En este caso, el día elegido para llevar a cabo el análisis fue el 1 de noviembre. En la Figura 6.6 se muestra la evolución del consumo eléctrico del invernadero a lo largo de este día.

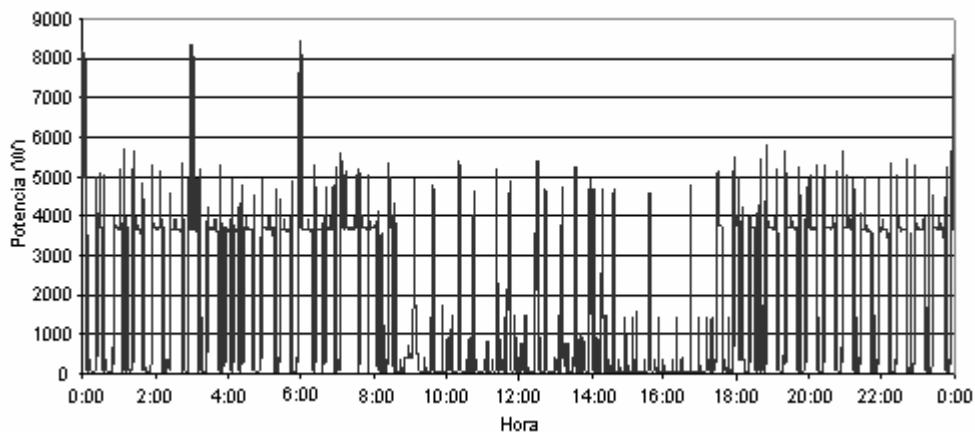


Figura 6.6. Consumo eléctrico de un día de invierno (1 de noviembre)

Durante las 24 horas se puede distinguir un pequeño consumo base al cual se añaden el resto de los consumos. En este caso el consumo base es de unos 78,47 W y corresponde a la potencia empleada por los programadores que están conectados

durante los meses de invierno (programadores de ventanas, pantalla térmica, riego y calefacción). Estos equipos funcionan de manera ininterrumpida, así que este consumo se produce todo el tiempo. A continuación se analizan el resto de consumos que se producen en un día de invierno.

Durante las horas más frías (entre las 17:20 h y las 8:30 h) se observa un perfil de consumo que se repite continuamente con picos en torno a los 5000 W, tras los cuales la potencia se estabiliza en unos 3700 W. Este consumo es debido al funcionamiento de la calefacción de aire. Si la temperatura hubiera sido más alta y sólo se hubiera reducido durante algunas horas, el funcionamiento de los calefactores de aire se hubiera producido en un periodo de tiempo de menor duración.

Durante el resto de las horas del día (de 8:30 h a 17:20 h) también se observan unos picos de demanda de unos 5000 W. En este caso se trata del consumo del equipo de riego. Este consumo se produce también durante las horas de noche, al mismo tiempo que funcionan los calefactores de aire, dando lugar a picos de demanda de más de 8000 W. A lo largo de todo el día se activa el equipo de riego 18 veces, de las cuales 4 corresponden a riegos por horario y el resto a riegos por radiación. En este día cada riego por horario está formado por dos picos de consumo consecutivos puesto que en primer lugar se riegan durante 3 minutos 2 de los túneles del invernadero y unos instantes después el túnel restante durante el mismo tiempo. Por el contrario, los riegos por radiación son simples.

Entre los picos de consumo de los riegos diurnos existe otro consumo eléctrico en el invernadero. Se trata de un consumo de unos 1400 W y se corresponde con el funcionamiento independiente del grupo de presión. Este equipo se pone en marcha tanto para suministrar agua al equipo de riego como para introducir el agua demandada por la caldera de agua. Asimismo el agua puede ser demandada por otros elementos como los grifos. Por este motivo este consumo se repite continuamente hasta en los momentos en los que se producen menos riegos. A lo largo del día el grupo de presión se puso en marcha en 61 ocasiones. Aunque este consumo se observa claramente sólo en las horas de día, se repite igualmente durante las horas de noche si bien en este caso su potencia se suma a la consumida por los calefactores de aire.

Otro elemento que funciona tanto en las horas de día como en las horas de noche es la caldera de agua. Como en el caso del grupo de presión, a pesar de que este consumo se produce durante día y noche, únicamente se distingue su perfil de funcionamiento en las horas de día puesto que durante la noche se encuentra solapado con otros consumos. La caldera de agua se activa cada 13-16 min permaneciendo activado durante aproximadamente 2 min y 20 s. En total funciona en 105 ocasiones.



Los elementos analizados hasta el momento son aquellos a los que corresponde la mayor parte del consumo eléctrico del invernadero durante los días de invierno. Sin embargo, hay otros dos equipos que consumen energía eléctrica en este periodo aunque en menor medida que el resto. Se trata de los motores de las ventanas y el motor de la pantalla térmica.

A diferencia de lo ocurrido en el día de verano, las activaciones de los motores de las ventanas se suceden a lo largo de todo el día. Las ventanas están continuamente abriéndose y cerrándose puesto que la temperatura en el interior del invernadero se encuentra alrededor de la temperatura programada. Concretamente, el 1 de noviembre los motores de las ventanas se pusieron en marcha en 14 ocasiones. Algunas de estas activaciones se produjeron en unos 10 tramos de 10-15 s y otras en menos tramos pero de mayor duración (20-25 s). En todos los casos el intervalo de tiempo entre los tramos es de unos 25 s y la potencia máxima que alcanzan los motores es de 750-850 W.

Por último se puede observar en la grafica un consumo continuo de unos 300 W y una duración de unos 22 min tanto a las 9:00 h como a las 18:00 h. Se trata del perfil de consumo de la pantalla térmica. Tanto en este caso como en el resto de los días de invierno la pantalla se despliega por la tarde (en este caso a las 18:00 h) y permanece colocada durante la noche. El consumo de las 9:00 h corresponde a la retirada de la pantalla.

A modo de resumen se muestran en la Figura 6.7 *los distintos consumos que han sido analizados para este día. Aunque no se indica, en cada uno de los casos están funcionando los programadores junto con el elemento o elementos señalados.*

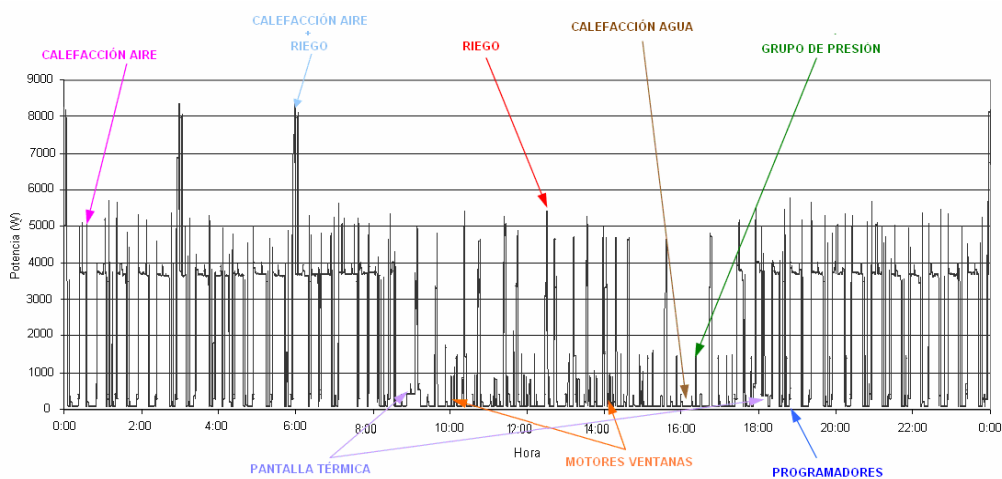


Figura 6.7. Consumo eléctrico desglosado de un día de invierno (1 de noviembre)

El último paso llevado a cabo para analizar este día de invierno consistió en determinar la energía eléctrica consumida por cada uno de los equipos así como los porcentajes de consumo eléctrico respecto de la energía total. Los resultados, que se muestran de manera porcentual en la Figura 6.8, fueron los siguientes:

- Calefacción: 32653,64Wh (Calefacción aire: 32653,25 Wh, calefacción agua: 670,47 Wh)
- Riego (incluido el grupo de presión): 5405,89 Wh
- Programadores: 1883,38 Wh
- Motores ventanas: 302,32 Wh
- Pantalla térmica: 232,99 Wh

CONSUMO TOTAL: 40477,83 Wh

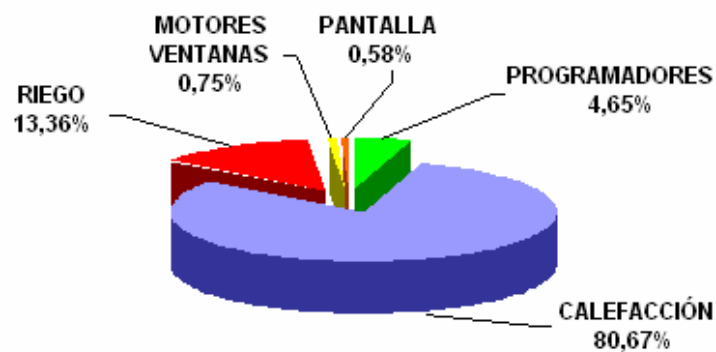


Figura 6.8. Descomposición del consumo eléctrico en un día de invierno (1 de noviembre)

Como ya se ha indicado anteriormente, el cultivo del tomate se llevó a cabo desde principios de marzo hasta finales de noviembre. Por lo tanto, durante el periodo de invierno hay tres meses en los que no existe cultivo de tomate y las necesidades energéticas del invernadero son diferentes. Se muestra en la Figura 6.9 el perfil de demanda eléctrica para un día correspondiente a este periodo de ausencia de cultivo. Concretamente se trata del 9 de diciembre.

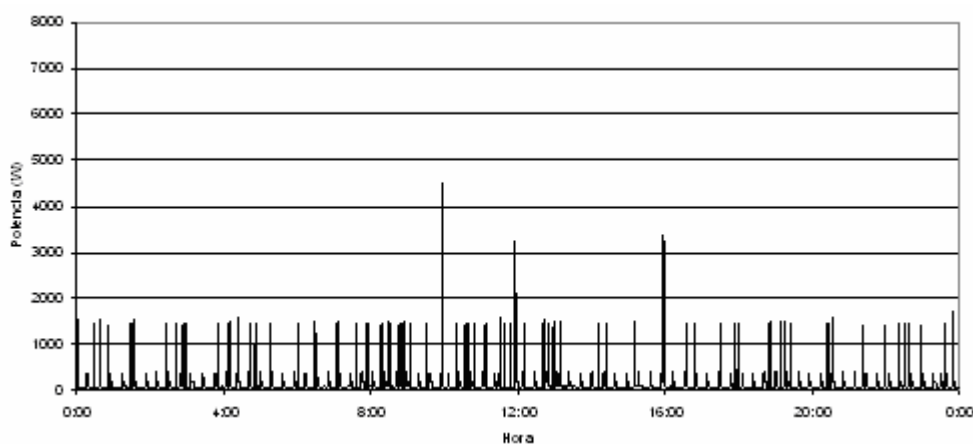


Figura 6.9. Consumo eléctrico de un día de invierno sin cultivo (9 de diciembre)

Los consumos que se observan en un día como éste son únicamente los correspondientes a programadores empleados en invierno, caldera de agua (se activa cada 15 min), equipo de riego (se emplea en pocas ocasiones para regar otras plantas del invernadero) y grupo de presión (suministra el agua a los dos equipos anteriores).

Estos cuatro elementos consumen en total a lo largo de este día 3,8k Wh, lo que no supone ni el 10% del consumo eléctrico de un día de invierno con cultivo como el 1 de noviembre. En la Figura 6.10 se muestran los porcentajes de consumo eléctrico de cada elemento respecto de la energía total consumida en el día (en este caso se ha considerado el consumo del grupo de presión separado del riego puesto que en estos días su funcionamiento es casi siempre independiente).

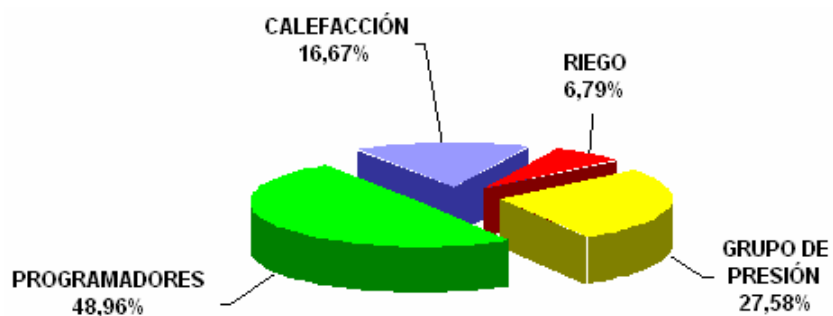


Figura 6.10. Descomposición del consumo eléctrico de un día de invierno sin cultivo (9 de diciembre)

## 6.2.2 Evolución del consumo diario del invernadero

Una vez que se ha analizado el perfil diario de consumo eléctrico del invernadero, se estudia cuál es la evolución de este consumo para poder extraer conclusiones acerca de la relación de la demanda del invernadero con la climatología del lugar. Igual que antes, este estudio se llevará a cabo tanto para verano como para invierno.

En el caso del verano el mes elegido para realizar este análisis es julio. La Figura 6.11 y la Figura 6.12 muestran la evolución del consumo eléctrico diario en este mes y su relación con la temperatura y la radiación solar. Tanto la temperatura como la radiación fueron medidas en el exterior del invernadero, en la estación meteorológica de Riegos de Navarra.

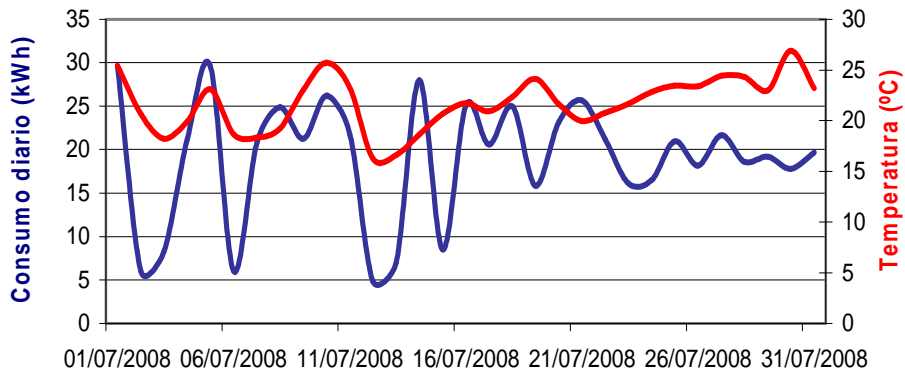


Figura 6.11. Consumo eléctrico diario Vs Temperatura en un mes de verano (julio)

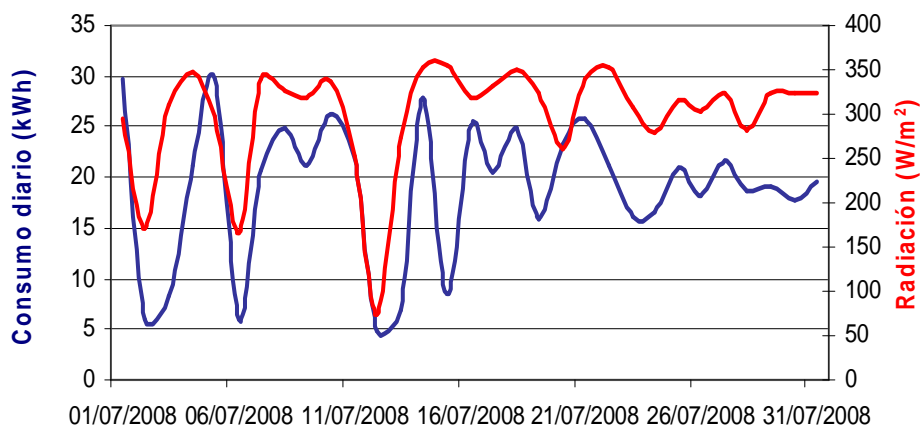


Figura 6.12. Consumo eléctrico diario Vs Radiación en un mes de verano (julio)

En la gráfica de la Figura 6.11 se observa que no existe una relación clara entre el consumo de energía eléctrica y la temperatura. Sin embargo, en la de la Figura 6.12 se comprueba que ambas curvas evolucionan de manera similar, de modo que, habitualmente, un aumento de la radiación solar media del día conlleva un aumento de la energía eléctrica consumida. Este hecho se produce por ejemplo entre los días 12 y 13. El día 12 de julio la radiación solar media en el exterior del invernadero fue de  $76,3 \text{ Wh/m}^2$  y el consumo del invernadero de  $4,8 \text{ kWh}$ . El 13 de julio la radiación aumentó hasta los  $276,6 \text{ Wh/m}^2$  y el consumo llegó a los  $7 \text{ kWh}$ .

Como se ha comprobado anteriormente, en los meses de verano gran parte del consumo diario del invernadero es debido al funcionamiento del equipo de riego. La activación de este sistema está directamente relacionada con la radiación solar puesto que la mayor parte de los riegos se producen por radiación. Así el aumento de radiación solar conlleva un aumento de la frecuencia de los riegos por radiación acumulada.

Sin embargo, no siempre un aumento de la radiación solar produce un aumento del consumo global del invernadero como se observa entre los días 19 y 20 de julio. Observando el perfil de consumo de estos días se comprobó cómo los nebulizadores permanecieron activados durante más tiempo el día de menor radiación, lo que hizo que el consumo global del invernadero fuese mayor a pesar de que se produjesen un menor número de riegos. Este hecho es consecuencia de la activación y desactivación manual de los nebulizadores. En el caso de que éstos estuvieran programados bien por radiación o bien por temperatura, la curva de evolución del consumo eléctrico del invernadero sería aún más parecida a la de la radiación.

Tanto en el caso de los meses de verano como en los de invierno se analizó igualmente la relación del consumo con la velocidad de viento; sin embargo, los resultados indicaron una ausencia total de relación entre ambas magnitudes por lo que las gráficas correspondientes carecen de relevancia en el estudio.

Una vez conocido qué ocurre en los meses de verano se realiza un análisis similar para los meses de invierno. En este caso el mes elegido es octubre. La Figura 6.14 y la Figura 6.14 muestran la evolución del consumo eléctrico diario a lo largo de este mes y su relación tanto con la temperatura como con la radiación solar.

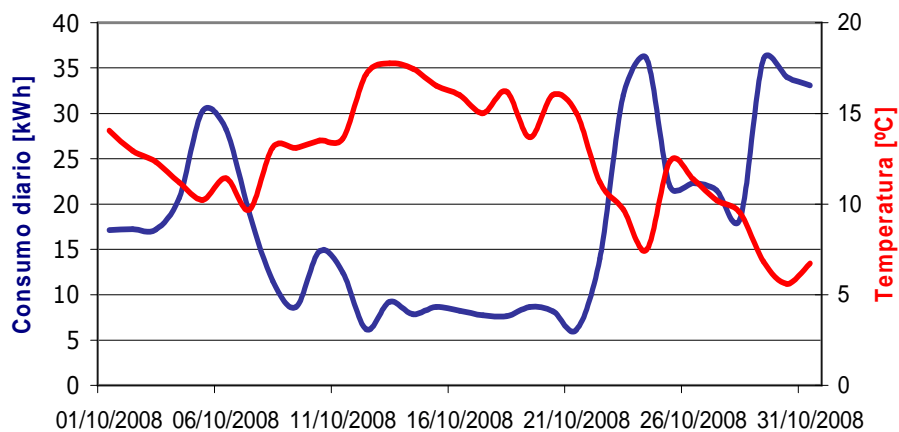


Figura 6.13. Consumo eléctrico diario Vs Temperatura en un mes de invierno (octubre)

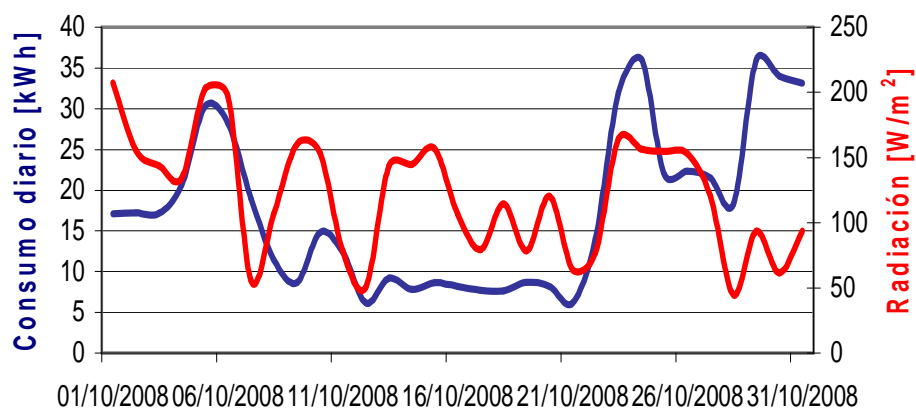


Figura 6.14. Consumo eléctrico diario Vs Radiación en un mes de invierno (octubre)

En este caso ocurre lo contrario que en el caso de verano puesto que no se encuentra ninguna relación entre el consumo eléctrico y la radiación solar. Sin embargo, sí existe una correspondencia entre el consumo y la temperatura, de manera que ambas magnitudes evolucionan de manera contraria. De este modo, aumentos de la temperatura conllevan descensos del consumo eléctrico del invernadero y viceversa. Ocurre por ejemplo entre el 21 y el 22 de octubre.

El motivo de esta relación entre ambas magnitudes es que, en invierno, cuando la temperatura desciende por debajo de un determinado valor, se pone en marcha la calefacción, con su consiguiente consumo eléctrico.

Como ocurría en el mes de julio, no siempre se conserva la relación. Así, por ejemplo, entre los días 6 y 7 de octubre ambas magnitudes descienden al mismo tiempo. Este descenso puede deberse a distintos motivos. En primer lugar, el hecho de que la temperatura media descienda no quiere decir que las temperaturas mínimas del día (que son las que hacen que se active la calefacción) también lo hagan. Así, el día 6 de octubre la temperatura mínima fue de 2,9°C, mientras que el 7 de octubre no se alcanzaron en ningún momento temperaturas inferiores a 4,9°C a pesar de que la temperatura media fue 1,2°C inferior a la del día anterior. En segundo lugar, en algunas ocasiones, al mismo tiempo que el aumento de temperatura media, se produce un aumento de la radiación, lo que hace que se produzcan más riegos por radiación y por lo tanto aumente el consumo global del invernadero.

En resumen, lo que se comprueba es que los mayores consumos del invernadero se deben a la calefacción en los meses de invierno y a los nebulizadores en los meses de verano. Asimismo, comparando dos días de verano con el mismo uso de nebulizadores, el siguiente mayor consumo del invernadero en verano es debido a los riegos. Para confirmar esta relación entre las magnitudes se muestra en la Figura 6.15 la distribución día-noche del consumo diario.

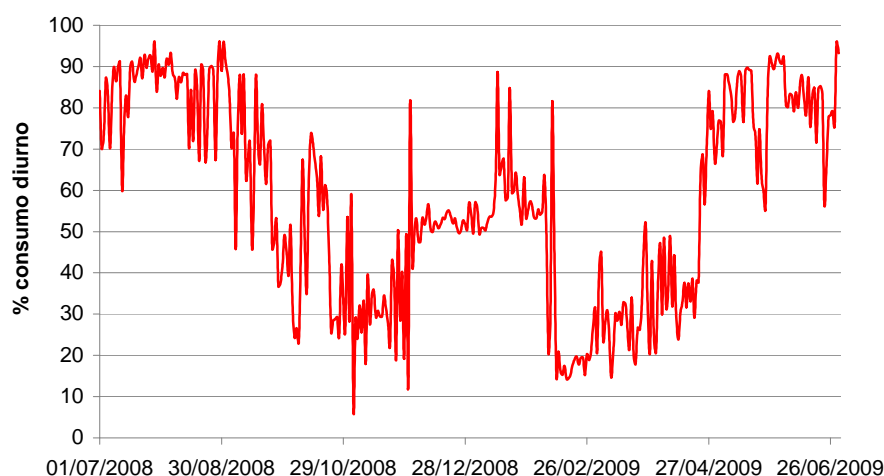


Figura 6.15. Evolución del porcentaje de consumo diario a lo largo del año

En esta gráfica se observa que durante los meses de invierno la mayor parte del consumo se produce durante las horas de noche mientras que en los meses de verano el consumo se produce mayoritariamente durante el día. La zona de la gráfica que en invierno presenta un elevado porcentaje de consumo diurno se corresponde con los meses en los que no hay cultivo. Como ya se ha indicado previamente, el consumo eléctrico en este periodo es muy pequeño y no responde al mismo modo de funcionamiento que en presencia de cultivo. Estos datos corroboran el hecho de que en los meses fríos la mayor parte de la energía eléctrica es consumida por los equipos de calefacción, mientras que en los meses cálidos los equipos que más energía consumen son los nebulizadores y el sistema de riego. Como consecuencia, en los meses de verano el perfil de consumo eléctrico global del invernadero se adapta al recurso solar, mientras que, durante el invierno, la mayor parte de la demanda se produce en los momentos de ausencia de este recurso.

### **6.3 PROCESO DE DESGLOSE DE LA POTENCIA GLOBAL EN POTENCIAS INDIVIDUALES**

Hasta el momento se ha analizado el consumo eléctrico total del invernadero y se han mostrado las energías consumidas por cada uno de los elementos para tres días particulares, uno de verano, uno de invierno y un tercero sin cultivo. Sin embargo, para llevar a cabo una adecuada gestión energética del recinto es necesario automatizar este proceso para poder ampliar el estudio a periodos de tiempo de mayor duración.

Con la finalidad de desglosar el consumo eléctrico total del invernadero se desarrolló una nueva herramienta informática. El objetivo fundamental de dicha herramienta consiste en detectar la combinación de elementos que está funcionando en cada instante para, a continuación, separar la potencia total consumida en las potencias individuales consumidas por cada uno de los motores. En este apartado se describen los aspectos más importantes de esta herramienta.

#### **6.3.1 Fases del trabajo realizado**

Como ya se ha indicado, la herramienta informática desarrollada trata de desglosar el consumo eléctrico del invernadero en los consumos individuales de cada equipo para optimizar a continuación el diseño del sistema de generación y almacenamiento de energía eléctrica basado en fuentes de energía renovables.

La información de partida para llevar a cabo esta tarea es únicamente la obtenida del registrador instalado en el invernadero, es decir, los valores de potencia eléctrica en cada una de las fases y potencia eléctrica total consumidas por toda la instalación. El hecho de



disponer de un único elemento de registro y ningún equipo de medida de las condiciones atmosféricas en el interior del invernadero hace que para desarrollar la herramienta resulte fundamental el análisis previo de los equipos de consumo eléctrico. En la Figura 6.16 se muestra un esquema de cómo fue realizado este análisis. De forma global, las fases incluyeron tres grandes bloques: caracterización de consumos, diseño del sistema de toma de datos y desarrollo de la herramienta informática de discriminación de consumos. En particular, la caracterización de consumos y cargas incluyó cinco fases, que en algunos casos se desarrollaron de manera superpuesta.

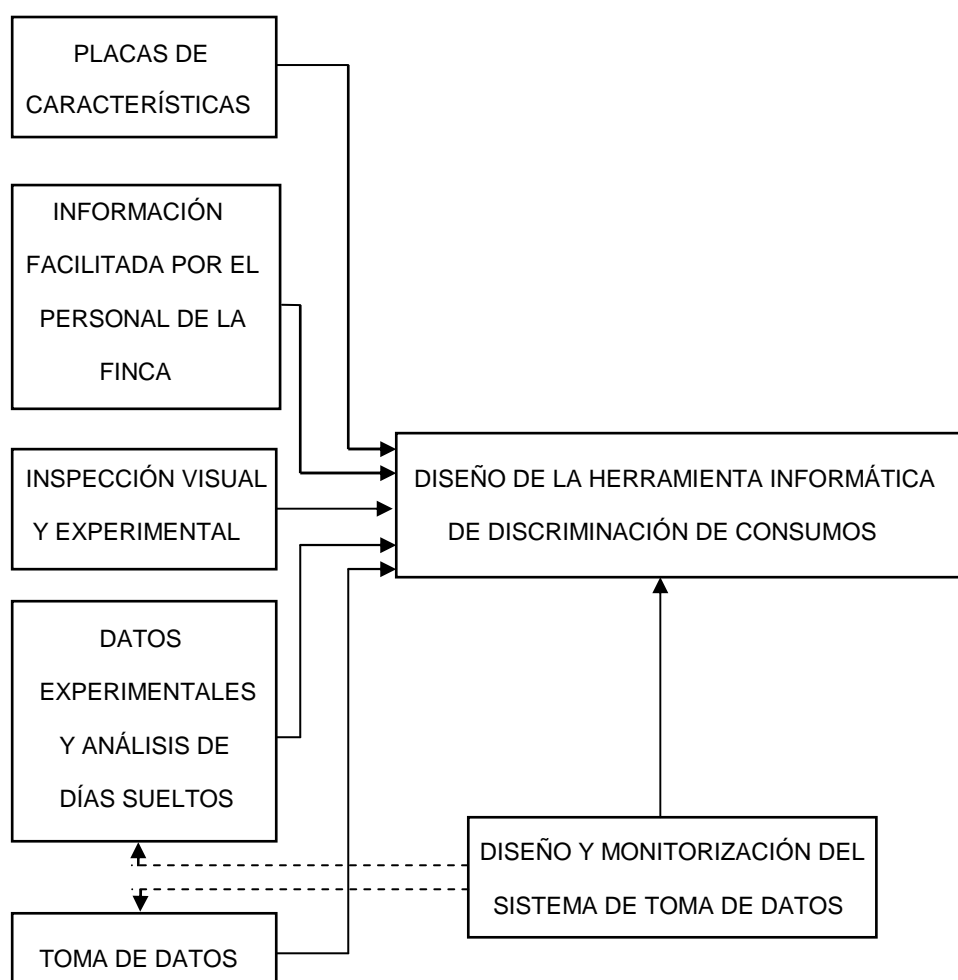


Figura 6.16. Esquema de las fases de elaboración de la herramienta

Como se observa en la Figura 6.16, el primer paso consistió en examinar las placas de características de cada motor para conocer así sus características técnicas. De este

análisis se extrajo la información relativa a la potencia nominal y el modo de funcionamiento (monofásico o trifásico) de cada equipo que se ha presentado en el capítulo anterior. Dado que en muchos casos los equipos se encuentran en ubicaciones inaccesibles, fue necesario solicitar algunos de estos datos al personal de la finca, que dispone de un registro de dichas características. Así, los valores obtenidos directamente de los equipos y la información facilitada por el personal permitieron elaborar una primera relación de aparatos de consumo eléctrico y características técnicas fundamentales.

A pesar de ello, no fue posible conocer las propiedades eléctricas de todos los elementos. En el caso de los equipos de calefacción el personal no disponía de la información correspondiente y los motores se encontraban en el interior de los aparatos. El hecho de no conocer la potencia de éstos hizo que en muchas ocasiones resultase difícil distinguir con precisión su funcionamiento del de otros equipos.

El conocimiento de las características técnicas de los distintos aparatos fue un paso imprescindible para comenzar a diseñar la herramienta informática de desglose de consumos; sin embargo, esta información no era suficiente. Así, fue igualmente necesario analizar el modo de funcionamiento real de los equipos. Dado que el consumo de potencia en un determinado rango de valores podía deberse a distintos aparatos o combinaciones de éstos, fue preciso llevar a cabo una inspección visual y experimental del invernadero para tratar de resolver este problema. De este modo se obtuvo información acerca de su programación (por horario, por temperatura, etc.), sus horarios de puesta en marcha, su duración en funcionamiento, las épocas del año en las que se emplean, etc. La información adquirida por inspección visual fue completada igualmente con entrevistas con el personal, que atesoraba una amplia experiencia tras haber trabajado durante bastante tiempo en ese recinto.

Al mismo tiempo que se recogían las características técnicas y de operación de los equipos se dispuso de los primeros datos de potencia almacenados en el registrador. Un primer análisis de estos valores permitió ampliar el conocimiento acerca del funcionamiento real de la instalación. Asimismo, la inspección de los mismos permitió cambiar algunos parámetros de la toma de datos con la finalidad de obtener el máximo rendimiento de esta tarea. El proceso de la toma de datos y su posterior análisis fue posible gracias al correcto diseño y monitorización del sistema de toma de datos.

Todo este análisis previo a la elaboración de la herramienta informática no se realizó únicamente antes de comenzar a elaborar el programa propiamente dicho sino que se prolongó hasta la finalización del mismo con la finalidad de validar los resultados obtenidos y rediseñar, en su caso, la propia herramienta.

### 6.3.2 Información de partida para realizar la programación

Una vez completado el análisis del invernadero con las fases indicadas en el punto anterior, se comenzó a organizar la información obtenida para poder caracterizar con el máximo detalle posible cada una de las cargas y así poder distinguir claramente el funcionamiento de unas de otras.

En primer lugar, se elaboró una lista de todos los equipos de consumo eléctrico y sus características técnicas. Posteriormente, y con la información basada en la experiencia del personal, se completó dicha documentación con los datos relativos al modo de operación real de los aparatos. Por último, con la toma de datos, y posterior análisis de los mismos, de días en los que se realizó asimismo una inspección visual del funcionamiento de los equipos, se elaboraron los posibles perfiles de funcionamiento de los equipos. Toda esta información es la que se ha desarrollado en el capítulo anterior al describir las cargas.

Una vez conocidas las cargas de manera individual, fue necesario conocer qué combinaciones de las mismas podían presentarse en un momento dado y cuáles no. Como paso previo a este proceso resultó necesario clasificar los equipos de consumo eléctrico según su funcionamiento a lo largo del tiempo. De este modo, se organizaron las cargas en relación a la época del año en que pueden operar. Asimismo, las cargas implicadas en un determinado periodo se ordenaron en función del momento del día en que se ponen en marcha. La Tabla 6.1 resume toda esta información.

PERIODO	MOMENTO DEL DÍA	EQUIPOS
INVIERNO	DÍA	Programadores Motores de riego Grupo de presión Motores de las ventanas Motor de la pantalla Calefacción de aire Calefacción de agua
	NOCHE	Programadores

		Motores de riego Grupo de presión Calefacción de aire Calefacción de agua
PRIMAVERA	DÍA	Programadores Motores de riego Grupo de presión Motores de las ventanas Motor de la pantalla Calefacción de aire Calefacción de agua Nebulizadores
	NOCHE	Programadores Motores de riego Grupo de presión Calefacción de aire Calefacción de agua
VERANO	DÍA	Programadores Motores de riego Grupo de presión Motores de las ventanas Motor de la pantalla Nebulizadores

	NOCHE	Programadores Motores de riego Grupo de presión
OTOÑO	DÍA	Programadores Motores de riego Grupo de presión Motores de las ventanas Motor de la pantalla Calefacción de aire Calefacción de agua Nebulizadores
	NOCHE	Programadores Motores de riego Grupo de presión Calefacción de aire Calefacción de agua

Tabla 6.1. Resumen de la disposición temporal de las cargas eléctricas

Los periodos del año que se indican en la Tabla 6.1 no se corresponden con las estaciones habituales a pesar de que reciben el mismo nombre. En este caso la división del año se realiza exclusivamente en función de la utilización o no de los equipos. Así, aunque la mayoría de los aparatos funcionan durante todo el año, hay algunos que son propios de un determinado período. Este es el caso de los nebulizadores. Sin embargo, y como se observa en la tabla, existe un periodo de tiempo intermedio en que ambos elementos pueden funcionar a lo largo de un mismo día (primavera y otoño). En la Figura 6.17 se muestra un esquema con los citados periodos.

<b>01/07/08</b>	<b>06/09/08</b>	<b>19/09/08</b>	<b>30/11/08</b>		<b>09/02/09</b>	<b>23/03/09</b>	<b>24/04/09</b>	<b>30/06/09</b>
	1º DÍA CON CALEFACCIÓN	ÚLTIMO DÍA CON NEBULIZADORES	FIN 1ª CAMPAÑA		PRINCIPIO 2ª CAMPAÑA	1º DÍA CON NEBULIZADORES	ÚLTIMO DÍA CON CALEFACCIÓN	

Figura 6.17. Evolución temporal de las campañas

En la Figura 6.17 se observa cómo la primera campaña analizada se extiende entre el 1 de julio y el 30 de noviembre de 2008, mientras que la segunda discurre entre el 9 de febrero y el 30 de junio de 2009. En cuanto a las estaciones, hasta el 6 de septiembre no se pone en funcionamiento la calefacción así que hasta entonces se considera la estación de verano. Desde esa fecha y hasta el 19 de septiembre siguen funcionando los nebulizadores así que se trata de otoño, y desde el 19 hasta el final de la campaña se denomina invierno dado que funciona la calefacción y no los nebulizadores. En la segunda campaña ocurre lo mismo pero en orden inverso; así, entre el 9 de febrero y el 23 de marzo es invierno, del 23 de marzo al 24 de abril es primavera y desde ese momento hasta el final de la campaña es verano. De nuevo, se comprueba que la separación en estaciones se hace siguiendo un criterio de cargas utilizadas y no el habitual. Esta clasificación de los días por estaciones permite organizar la programación de la herramienta.

Una vez organizadas temporalmente las cargas se pudo determinar las posibles combinaciones de elementos que pueden darse en cada época del año. Las combinaciones son las mostradas en la Tabla 6.2 y la Tabla 6.3.

		EQUIPOS						
		PROG	RIEGO	G. PRESIÓN	VENTANAS	PANTALLA	CAL AIRE	CAL AGUA
COMBINACIÓN	1	PROG						
	2	PROG	RIEGO					
	3	PROG		G. PRESIÓN				
	4	PROG			VENTANAS			
	5	PROG				PANTALLA		
	6	PROG					CAL AIRE	
	7	PROG						CAL AGUA
	8	PROG	RIEGO		VENTANAS			
	9	PROG	RIEGO			PANTALLA		
	10	PROG	RIEGO				CAL AIRE	
	11	PROG	RIEGO					CAL AGUA
	12	PROG		G. PRESIÓN	VENTANAS			
	13	PROG		G. PRESIÓN		PANTALLA		
	14	PROG		G. PRESIÓN			CAL AIRE	
	15	PROG		G. PRESIÓN				CAL AGUA
	16	PROG			VENTANAS	PANTALLA		
	17	PROG			VENTANAS		CAL AIRE	
	18	PROG			VENTANAS			CAL AGUA
	19	PROG				PANTALLA	CAL AIRE	
	20	PROG				PANTALLA		CAL AGUA
	21	PROG					CAL AIRE	CAL AGUA
	22	PROG	RIEGO		VENTANAS	PANTALLA		
	23	PROG	RIEGO		VENTANAS		CAL AIRE	
	24	PROG	RIEGO		VENTANAS			CAL AGUA
	25	PROG	RIEGO			PANTALLA	CAL AIRE	
	26	PROG	RIEGO			PANTALLA		CAL AGUA
	27	PROG	RIEGO				CAL AIRE	CAL AGUA
	28	PROG		G. PRESIÓN	VENTANAS	PANTALLA		
	29	PROG		G. PRESIÓN	VENTANAS		CAL AIRE	
	30	PROG		G. PRESIÓN	VENTANAS			CAL AGUA
	31	PROG		G. PRESIÓN		PANTALLA	CAL AIRE	
	32	PROG		G. PRESIÓN		PANTALLA		CAL AGUA
	33	PROG		G. PRESIÓN			CAL AIRE	CAL AGUA
	34	PROG			VENTANAS	PANTALLA	CAL AIRE	
	35	PROG			VENTANAS	PANTALLA		CAL AGUA
	36	PROG			VENTANAS		CAL AIRE	CAL AGUA

37	PROG				PANTALLA	CAL AIRE	CAL AGUA
38	PROG	RIEGO		VENTANAS	PANTALLA	CAL AIRE	
39	PROG	RIEGO		VENTANAS	PANTALLA		CAL AGUA
40	PROG	RIEGO		VENTANAS		CAL AIRE	CAL AGUA
41	PROG	RIEGO			PANTALLA	CAL AIRE	CAL AGUA
42	PROG		G. PRESIÓN	VENTANAS	PANTALLA	CAL AIRE	
43	PROG		G. PRESIÓN	VENTANAS	PANTALLA		CAL AGUA
44	PROG		G. PRESIÓN	VENTANAS		CAL AIRE	CAL AGUA
45	PROG		G. PRESIÓN		PANTALLA	CAL AIRE	CAL AGUA
46	PROG			VENTANAS	PANTALLA	CAL AIRE	CAL AGUA
47	PROG	RIEGO		VENTANAS	PANTALLA	CAL AIRE	CAL AGUA
48	PROG		G. PRESIÓN	VENTANAS	PANTALLA	CAL AIRE	CAL AGUA

Tabla 6.2. Posibles combinaciones de elementos en invierno

EQUIPOS							
	PROG	RIEGO	G. PRESIÓN	VENTANAS	PANTALLA	NEBULIZADORES	
COMBINACIÓN	1	PROG					
	2	PROG	RIEGO				
	3	PROG		G. PRESIÓN			
	4	PROG			VENTANAS		
	5	PROG				PANTALLA	
	70	PROG				NEBULIZADORES	
	8	PROG	RIEGO		VENTANAS		
	9	PROG	RIEGO			PANTALLA	
	110	PROG	RIEGO			NEBULIZADORES	
	12	PROG		G. PRESIÓN	VENTANAS		
	13	PROG		G. PRESIÓN		PANTALLA	
	150	PROG		G. PRESIÓN		NEBULIZADORES	
	16	PROG			VENTANAS	PANTALLA	
	180	PROG			VENTANAS	NEBULIZADORES	
	200	PROG				PANTALLA	NEBULIZADORES
	22	PROG	RIEGO		VENTANAS	PANTALLA	
	240	PROG	RIEGO		VENTANAS		NEBULIZADORES
	260	PROG	RIEGO			PANTALLA	NEBULIZADORES
	28	PROG		G. PRESIÓN	VENTANAS	PANTALLA	
	300	PROG		G. PRESIÓN	VENTANAS		NEBULIZADORES
320	PROG		G. PRESIÓN		PANTALLA	NEBULIZADORES	
350	PROG			VENTANAS	PANTALLA	NEBULIZADORES	



	390	PROG	RIEGO		VENTANAS	PANTALLA	NEBULIZADORES
	430	PROG		G. PRESIÓN	VENTANAS	PANTALLA	NEBULIZADORES

Tabla 6.3. Posibles combinaciones de elementos en verano

Debido a que el número de cargas eléctricas presentes en el invernadero durante el invierno es lógicamente superior al de verano, el número de combinaciones posibles en un día de invierno es superior al número de verano. Sin embargo, algunas de las combinaciones presentes en la tabla de invierno no se pueden producir en la práctica dado que corresponden a condiciones atmosféricas incompatibles. Es el caso de todas aquellas combinaciones en las que funcionan al mismo tiempo los motores de las ventanas y la calefacción de aire. Dado que la calefacción de aire se pone en marcha cuando la temperatura del aire del invernadero desciende por debajo de un determinado valor y las ventanas se abren cuando la temperatura supera otro valor considerablemente superior al de la calefacción, estos dos elementos nunca pueden funcionar al mismo tiempo. Por ese motivo, en la Tabla 6.2 se marcan en verde únicamente aquellos números de las combinaciones que son factibles.

Por otra parte, se observa cómo en ambas tablas no se considera la posibilidad de emplear al mismo tiempo riego y grupo de presión. Este hecho se debe a que, como se indicó en el capítulo anterior, el grupo de presión siempre forma parte del proceso de riego, de manera que está considerado dentro del mismo. Así, cuando el grupo de presión aparece en una combinación es porque funciona de manera independiente, es decir, fuera de un riego.

Se considera que durante las horas de día todas estas combinaciones son posibles. Sin embargo, durante las horas de noche sólo pueden darse aquellas en las que no están presentes ni la pantalla ni las ventanas ni los nebulizadores.

Por último, en las tablas no se han mostrado las combinaciones de primavera u otoño. En estas estaciones se considera que durante un intervalo de horas determinado el invernadero funciona como en verano (con la posibilidad de conectar los nebulizadores y sin calefacción) y durante el resto como en invierno (con calefacción y sin nebulizadores).

### 6.3.3 Estructura del programa

Antes de exponer la metodología empleada para llevar a cabo la programación de la herramienta se muestra cuál es la estructura general de la misma. En la Figura 6.18 se presentan de manera esquemática las variables de entrada y salida del programa.

Como se ha indicado previamente, la única información registrada de que se dispone es la potencia total y la potencia de cada fase. Así, lo primero que hace el programa es

cargar los archivos que recogen sus valores. En estos archivos, los valores están organizados en forma de matrices de manera que cada una de las columnas se corresponde con cada uno de los días del año y cada fila con los distintos instantes de registro. El resultado es una matriz de 365 columnas y 17280 filas (dado que se almacenan datos cada 5 s durante 24 h al día).

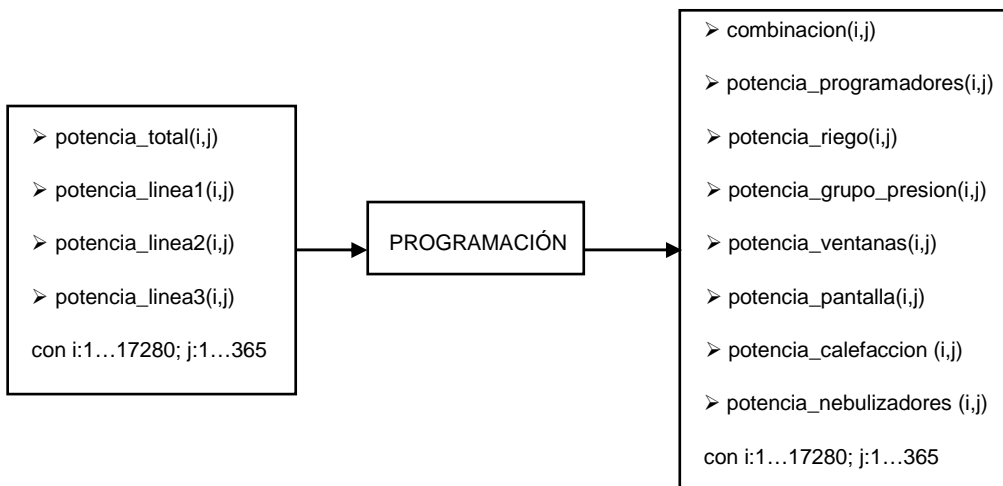


Figura 6.18. Variables de entrada y salida de la herramienta informática

Una vez cargados los datos se ejecutan las distintas órdenes programadas y se obtienen los resultados que se muestran en la Figura 6.18. Para cada uno de los días e instantes se determina la combinación de elementos de consumo que están en funcionamiento (según la numeración de la Tabla 6.2 y la Tabla 6.3) y, en función de la combinación, el programa determina la potencia que corresponde en ese instante a cada uno de los equipos. Al igual que en el caso de las variables de entrada, esta información de salida está ordenada en forma de una matriz de 365 columnas y 17280 filas, que almacena los valores de la variable (bien la combinación o bien la potencia de un determinado equipo) para cada día y cada instante.

Dada la complejidad de la programación desarrollada en la herramienta informática, ésta tuvo que organizarse en forma de programas y subprogramas como se muestra en la Figura 6.19 y se describe en detalle a continuación.

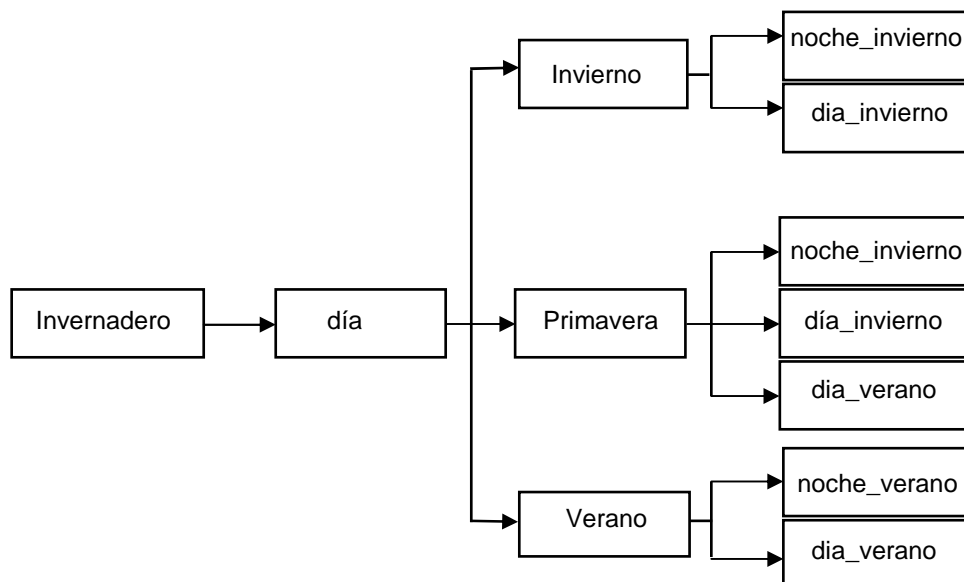


Figura 6.19. Esquema de la programación de la herramienta

En un primer nivel de programación se encuentra el programa inicial de la herramienta. Éste se denomina *invernadero* y se encarga de almacenar y organizar las variables de entrada, y recorrer con un bucle los días que se quieran analizar (en este caso 365). Cada vez que se cambia de día el programa llama al subprograma *día*.

El subprograma *día* se encuentra en el segundo nivel de programación. La única función del este subprograma es relacionar cada día del año con la estación que le corresponda. Así, en función del día del año, se llamará a un subprograma u otro (*invierno, primavera o verano*).

Estos dos niveles de programación emplean programas muy sencillos que podrían haberse unido en un único programa. Sin embargo, se decidió estructurar la herramienta de esta manera para permitir una mayor flexibilidad a la hora de modificar la herramienta en el futuro.

En cuanto a los subprogramas del tercer nivel, relacionados con cada estación, todos ellos están estructurados de la misma manera:

- En primer lugar se calculan las potencias medias consumidas por aquellos elementos que tienen un funcionamiento estable (programadores, pantalla y grupo

de presión). La obtención de estos valores medios facilitó la separación de la potencia total en las potencias consumidas por cada equipo.

- Una vez calculados dichos valores medios, el subprograma en cuestión (invierno, primavera o verano) recorre con un bucle los 17280 instantes del día y para cada instante realiza lo siguiente:
  - Llama a un nuevo subprograma (día o noche), en función de la hora que corresponde al dato. Este subprograma determina la combinación presente.
  - En función de la combinación resultante se desglosa la potencia total en la potencia individual consumida por cada elemento. Así, las salidas de este subprograma son todas las matrices de potencia de los elementos que se mostraban en la parte derecha de la Tabla 6.1.

Por último, y como ya se ha indicado, los subprogramas del último nivel (*noche\_invierno*, *día\_invierno*, *noche\_verano*, *día\_verano*) permiten determinar la combinación en funcionamiento. La estructura de estos subprogramas es la que se expone a continuación. En primer lugar se comprueba si el instante analizado cumple las condiciones necesarias para asignarle una combinación de valor estable. Para que se produzca este tipo de asignación debe existir una continuidad de potencia en un valor correspondiente a una combinación en la que sólo estén presentes programadores, pantalla y/o grupo de presión. Asimismo, se consideran en este apartado aquellas combinaciones formadas por elementos estables y equipos de consumo puramente monofásico ya que en estos casos la potencia de la fase 1 permanece estable. Si una vez realizado este proceso no se ha producido asignación alguna, el criterio que se tiene en cuenta es la combinación presente en el instante anterior. Conociendo ésta, y en función de los valores de potencia en cada fase y sus variaciones temporales, se determina la combinación de elementos.

Los criterios para decidir si la combinación es una u otra son en primer lugar la combinación anterior y después el tipo de consumo: si el desfase es menor de 35 W se considera consumo trifásico y si es mayor hay presente un consumo monofásico. Si estos criterios no son suficientes se tienen en cuenta, además, los valores de la potencia total y de cada fase, su variación respecto a instantes anteriores o posteriores, la presencia o ausencia de un determinado equipo en instantes previos, etc.

Tanto en este proceso de asignación de la combinación como en el desglose de potencias realizado en los subprogramas del tercer nivel, a menudo las alternativas son numerosas y los criterios considerados no son suficientes. Por este motivo, fue necesario comparar los resultados obtenidos con la herramienta con aquellos derivados del estudio a fondo (y sin herramientas informáticas) de aquellos días concretos mostrados en el

apartado 6.2. El continuo análisis de las disconformidades entre ambos grupos de resultados permitió el perfeccionamiento y rediseño de la herramienta.

### 6.3.4 Resultados obtenidos

#### 6.3.4.1 Consumo eléctrico global del invernadero

En la Figura 6.20 se presenta la evolución a lo largo del año de la potencia media diaria consumida por todo el invernadero en su conjunto.

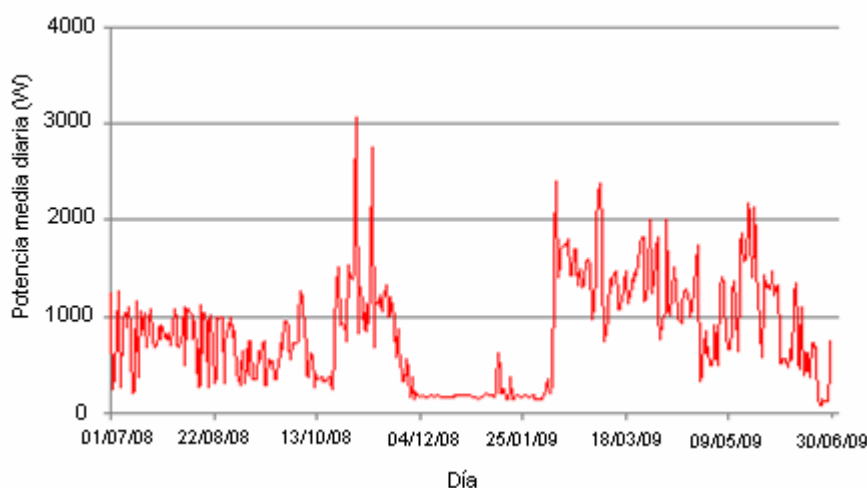
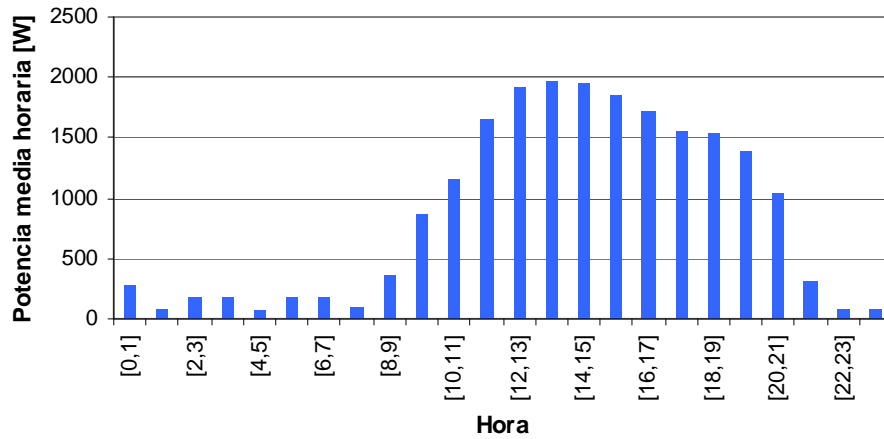
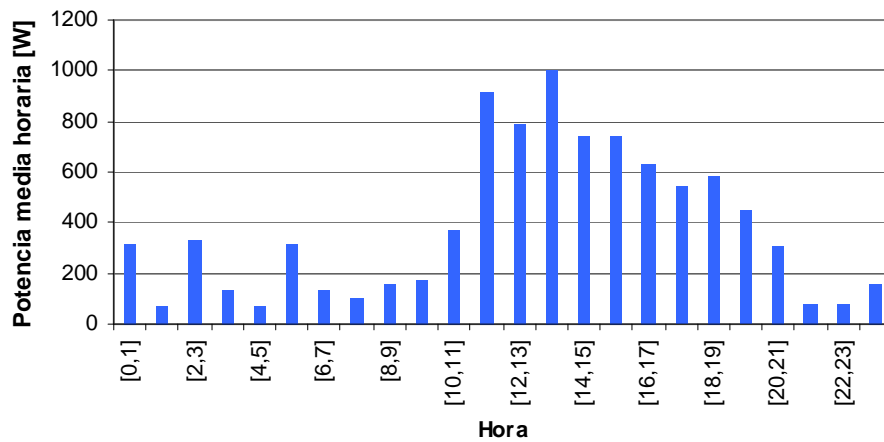


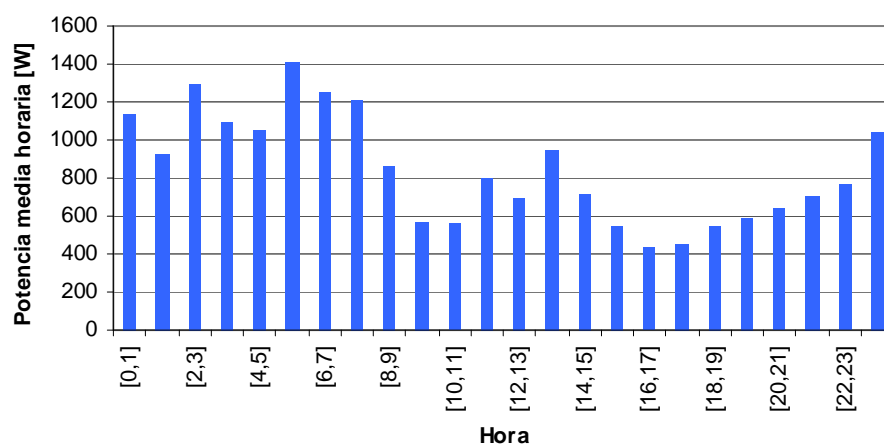
Figura 6.20. Evolución de la potencia media diaria para todo el invernadero

Como se observa en la gráfica, durante la primera campaña la potencia media consumida se mantiene por debajo de 1000 W con la excepción de algunos días de verano y el mes de noviembre en el cual el elevado consumo de calefacción dispara el valor de la potencia total incluso por encima de 2000 W. A continuación la potencia se reduce hasta 200 W ya que se retira el cultivo y sólo permanecen unas pocas plantas que apenas demandan energía eléctrica. Por último, durante la campaña de 2009 se comprueba que los valores de potencia consumida son superiores a los de 2008 debido al mayor consumo de calefacción durante los meses de febrero y marzo y la mayor duración (y por lo tanto mayor consumo) de los riegos durante todo el periodo.

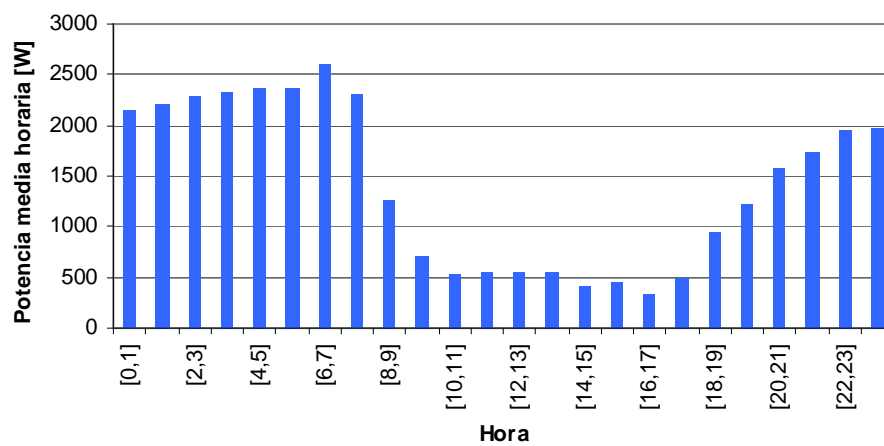
Por otra parte, la Figura 6.21 proporciona información sobre la evolución de la potencia media horaria a lo largo de 6 días prototipo ficticios. Estos días fueron creados para mostrar las diferencias en el consumo entre las distintas épocas del año.

**PROTOTIPO 1: VERANO'08 CON NEBULIZADORES****PROTOTIPO 2: VERANO'08 SIN NEBULIZADORES**

**PROTOTIPO 3: INVIERNO'08**



**PROTOTIPO 4: VERANO'09 CON NEBULIZADORES**



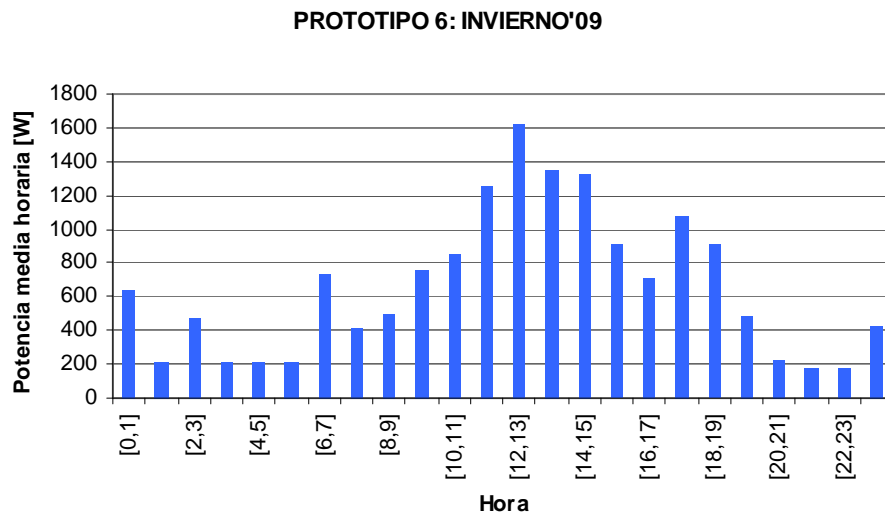
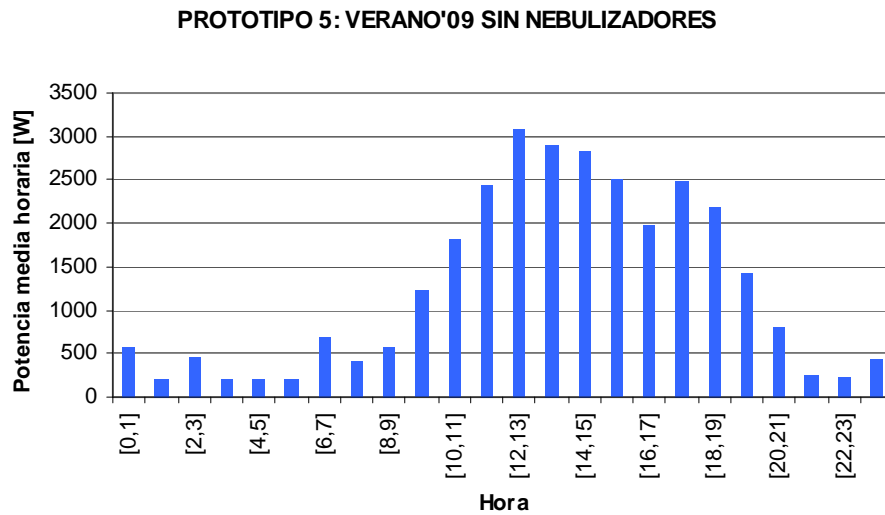


Figura 6.21 Evolución de la potencia media horaria global los días prototipo

Los días prototipo 1 y 4 se elaboraron calculando la media de los valores de potencia para los días de verano con presencia de nebulizadores. El primero de ellos se hizo a partir de los valores de 2008 mientras que el segundo corresponde a 2009. Se comprueba cómo la mayor parte del consumo se da en las horas de día y particularmente



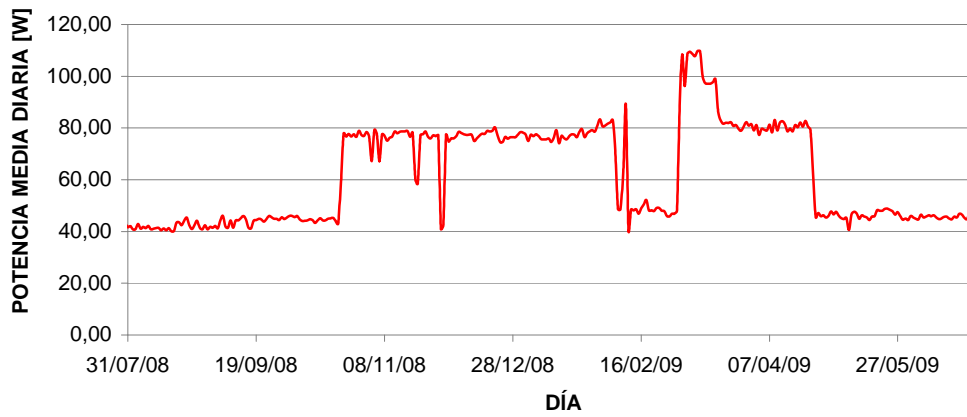
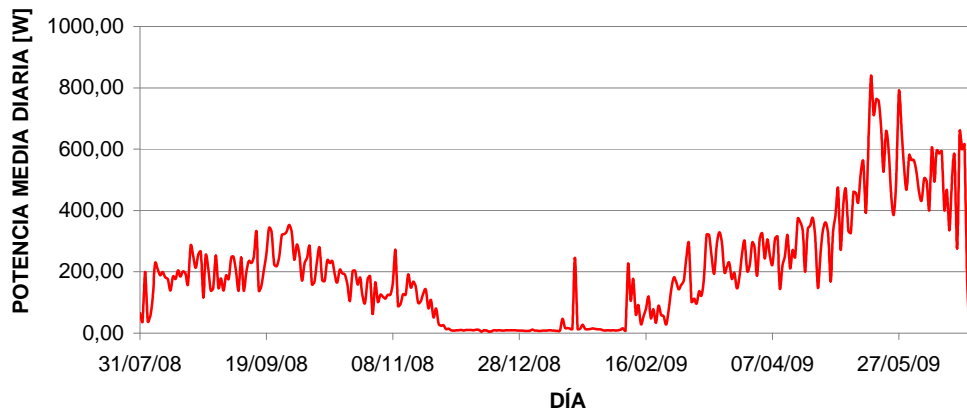
en las horas centrales. Asimismo, se observa que el consumo eléctrico es mayor en 2009 para todas las horas del día, debido a la realización de riegos de mucha mayor duración que en el año anterior.

Los días prototipo 2 y 5 representan la media de los días de verano en que no se emplearon nebulizadores e igual que antes se corresponden con los datos de 2008 y 2009 respectivamente. Como en las gráficas anteriores, se comprueba que el mayor consumo eléctrico se produce en las horas centrales del día. Sin embargo, los valores obtenidos en estos casos son considerablemente menores debido a la ausencia de los nebulizadores. Estos elementos representan la mayor parte del consumo en aquellos días en los que se emplean debido a su elevada potencia nominal y a que funcionan de manera continua durante horas. En ambos casos se observa que el consumo eléctrico nocturno se concentra en aquellos momentos en que se producen los riegos programados por horario.

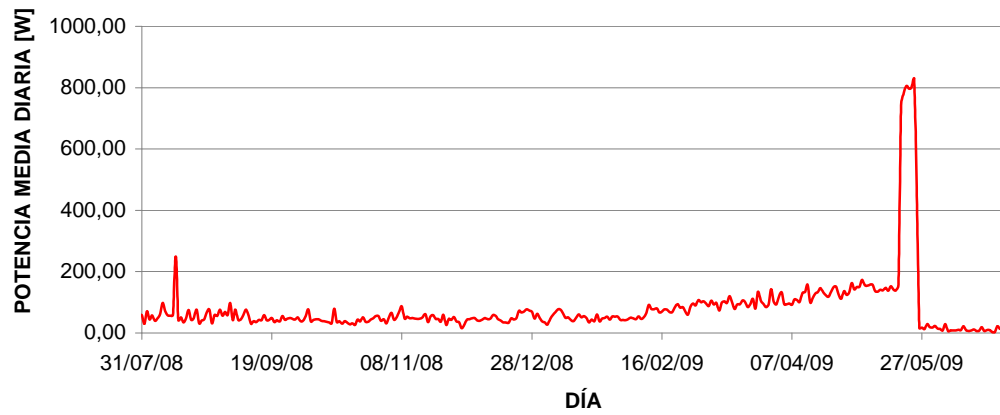
Por último, las gráficas de los días prototipo 3 y 6 muestran la evolución de la potencia media en invierno. Como en los casos anteriores, la primera se realizó con los valores de 2008 y la segunda con los correspondientes a 2009. En este caso, se puede comprobar que la potencia eléctrica consumida es mayor en las horas de noche debido a que el equipo que supone un mayor consumo en esta época del año es la calefacción.

#### **6.3.4.2 Análisis individual de los consumos por cargas**

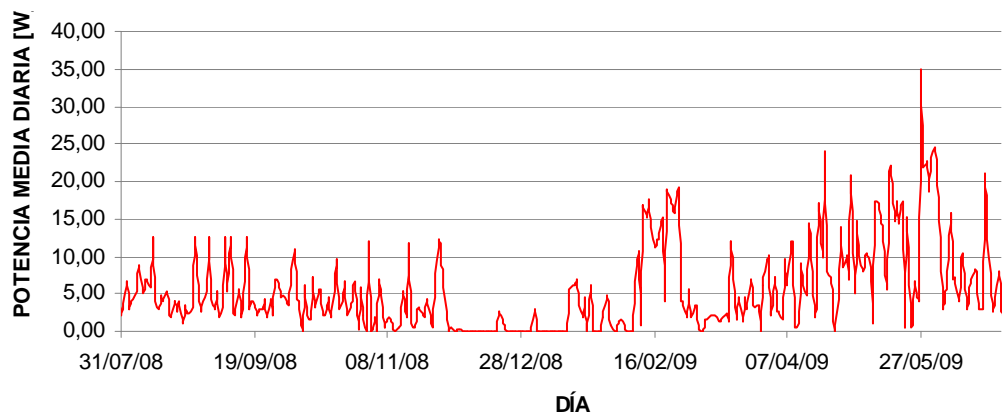
Una vez que se ha analizado la evolución temporal del consumo eléctrico del invernadero en su conjunto se procede a analizar los perfiles de demanda de cada equipo separadamente. Para llevar a cabo este desglose fue necesario emplear la herramienta desarrollada. Se estudia en primer lugar cómo varía a lo largo del año la potencia media diaria consumida por las cargas y a continuación la evolución de la potencia media horaria en los distintos días prototipo. Las gráficas de la Figura 6.22 representan los valores de la potencia media diaria consumida para cada día del año.

**PROGRAMADORES****SISTEMA DE RIEGO**

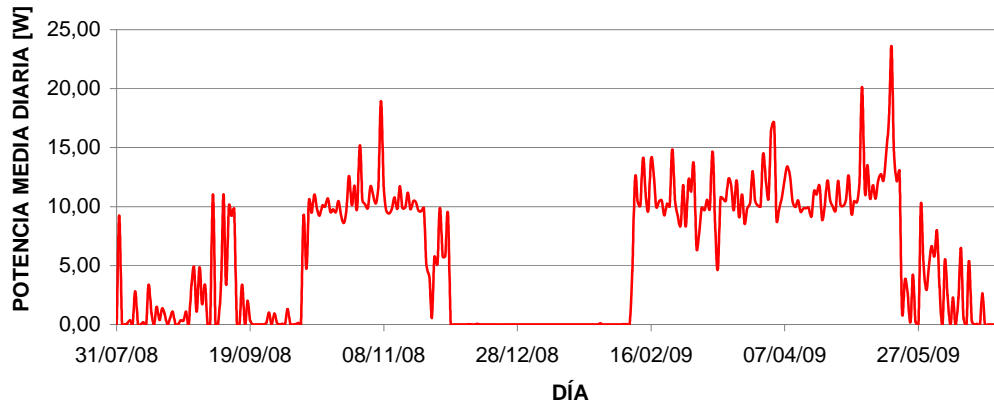
### GRUPO DE PRESIÓN



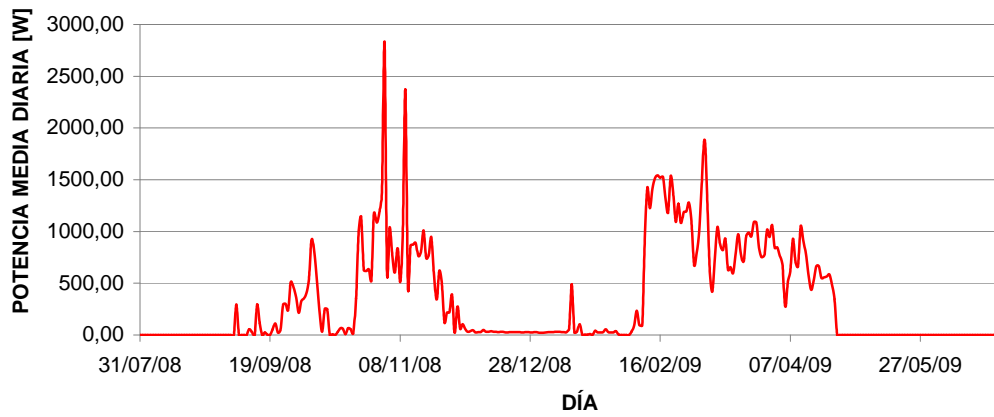
### MOTORES VENTANAS



## MOTOR PANTALLA



## CALEFACCIÓN



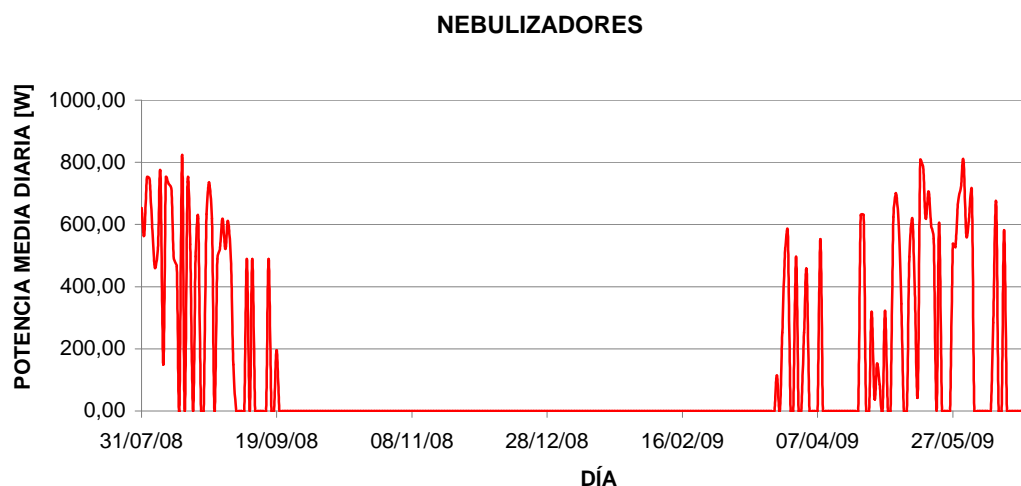


Figura 6.22. Evolución de la potencia media diaria consumida por cada equipo

El primer grupo de elementos analizados es el de programadores. Estos equipos son los únicos que se encuentran en funcionamiento en todo momento. En cuanto a la potencia eléctrica media que consumen, se observa en la primera gráfica de la Figura 6.22 cómo ésta es menor en verano (unos 45 W) y superior durante el invierno (unos 80 W). También se comprueba que los días del mes de febrero y la primera mitad de marzo no responden a este comportamiento ya que durante el comienzo de la campaña el comportamiento de algunos equipos no es el mismo que una vez que la campaña ya está más avanzada.

En el caso del riego se observa en la segunda gráfica de la Figura 6.22 que la potencia media diaria consumida por los este equipo evoluciona de manera distinta durante las dos campañas. En el caso de la campaña de 2009 el consumo eléctrico del riego aumenta a medida que avanza el año debido al aumento de la radiación solar y por lo tanto del número de riegos por radiación acumulada. En el caso de los últimos días que se observan la gráfica no sigue la misma tendencia dado que a mitades del mes de junio finaliza la campaña y hay un intervalo de tiempo antes de comenzar la siguiente.

Por el contrario en la campaña de 2008 no se encuentra una evolución clara de la potencia consumida por el riego. Esto es debido en buena parte a algunos problemas encontrados en el equipo que hacen que durante algunos días de julio y agosto a pesar de la alta temperatura y elevada radiación el número diario de riegos no alcanza los 10 a diferencia de otros días de características similares en que superan los 25. Sin embargo, a partir de finales de septiembre sí se encuentra una tendencia similar a la de 2009. Para mostrar más claramente la relación de la potencia eléctrica consumida en el riego y la radiación solar se presenta la Figura 6.23

Se observa que a partir de finales de septiembre de 2008 existe una correspondencia directa entre radiación solar y consumo de potencia eléctrica en el riego. De este modo, a medida que aumenta la radiación, aumenta el consumo. Esto se debe a que la mayor parte de los riegos que se producen al día son por radiación acumulada y además en las épocas de mayor radiación aumentan considerablemente los riegos manuales realizados. Esta misma tendencia no se observa en el comienzo de la campaña de 2008 debido a los problemas mencionados anteriormente ni durante los meses de diciembre y enero en los que no hay cultivo y la programación de los riegos es distinta.

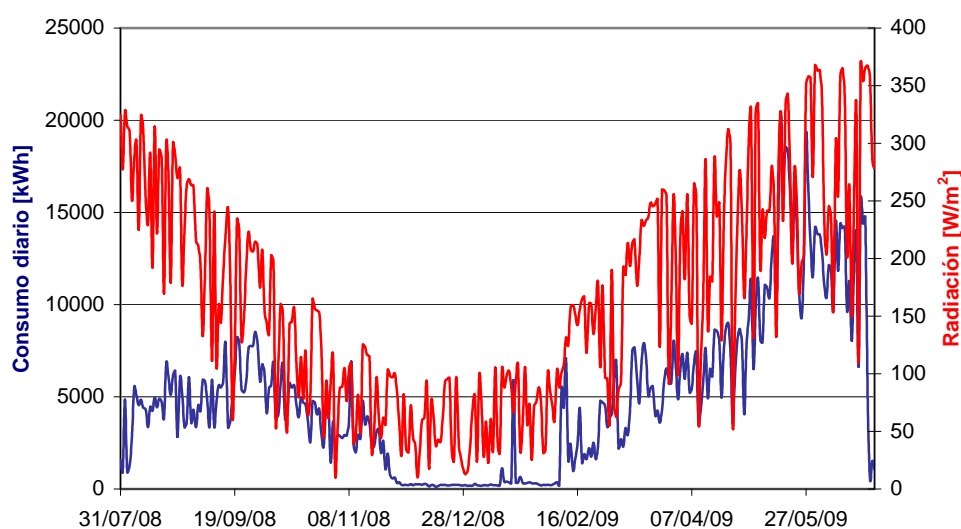


Figura 6.23 Relación entre el consumo eléctrico en el riego y la radiación

La tercera gráfica de la Figura 6.22 muestra que el consumo eléctrico del grupo de presión en los meses de verano evoluciona la mayor parte del tiempo de manera similar al del riego. Esto es motivado porque la principal función del grupo de presión en este periodo es abastecer de agua al sistema de riego. Sin embargo, en los meses de invierno no se produce un descenso significativo como en el riego ya que el agua del grupo de presión es empleada también por los equipos de calefacción. Cabe destacar en esta gráfica el pico de consumo que se produce en el mes de mayo de 2009. Este enorme aumento de la potencia media consumida se debe a que durante varios días de este mes el grupo de presión se empleó de manera continua para labores no habituales que se desconocen. Este hecho hace que la energía total consumida por el invernadero en el mes de mayo aumente por encima del valor correspondiente a circunstancias habituales, lo que debe ser tenido en cuenta a la hora de diseñar el sistema renovable.

En cuanto a la evolución de la potencia eléctrica consumida por los motores que accionan las ventanas (cuarta gráfica de la Figura 6.22) se comprueba que ésta fluctúa continuamente a lo largo del año. En este caso no se puede encontrar relación alguna con los factores ambientales dado que la activación de los motores está motivada por las variaciones de la temperatura alrededor del valor programado para apertura y cierre de ventanas.

La quinta gráfica de la Figura 6.22 representa la evolución temporal de la potencia media diaria consumida por el motor de la pantalla. En este caso se observa claramente cómo esta potencia se emplea de manera continua en los meses de invierno con cultivo y de manera más puntual en verano. Por lo tanto se comprueba que este elemento se emplea más como pantalla térmica para retener en calor de la calefacción que como pantalla de sombreado. Durante los periodos más calurosos la pantalla puede permanecer desplegada sin retirarse durante varios días y por lo tanto no activarse su motor. Sin embargo, en los días fríos la pantalla debe desplegarse al anochecer pero también debe retirarse cuando aumenta la radiación para que el calor llegue a las plantas durante las horas de sol. En cuanto a la diferencia de consumo entre unos días y otros del mismo periodo esto se debe a que en algunas ocasiones la pantalla puede no desplegarse en su totalidad y por lo tanto los motores funcionarán durante menos tiempo.

Como se observa en la Figura 6.22 la calefacción es el elemento que alcanza mayores valores de potencia media diaria consumida. Su consumo se concentra en los meses de octubre, noviembre, febrero y marzo. Esta evolución del consumo está totalmente relacionada con la temperatura registrada, como se observa en la Figura 6.24. También se puede comprobar que la evolución de la potencia consumida por los equipos de calefacción y de la temperatura es totalmente contraria. En aquellos momentos en que la temperatura es menor, el consumo eléctrico es mayor mientras que los picos de temperatura producen reducciones en la potencia. Este comportamiento no se produce en invierno puesto que la programación de los equipos de calefacción no es la habitual.

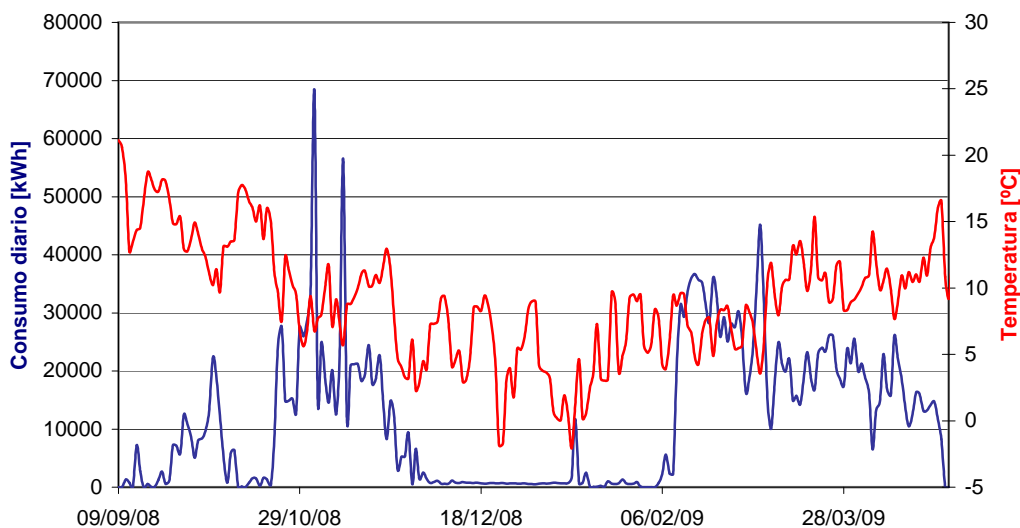


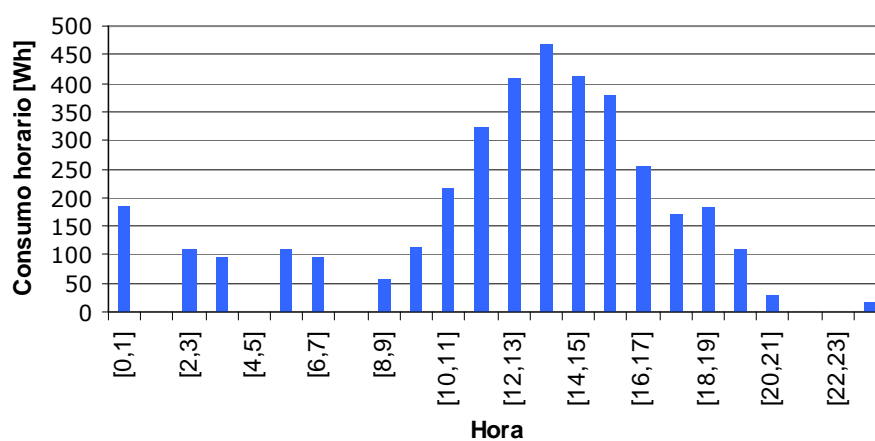
Figura 6.24. Consumo eléctrico de la calefacción Vs Temperatura

Por último, como se muestra en la última gráfica de la Figura 6.22, los nebulizadores se emplean únicamente en los meses de verano y su comportamiento es totalmente irregular como consecuencia de la falta de un equipo para la programación de los mismos. En la gráfica se observa también que la potencia media diaria consumida por los nebulizadores en los meses de septiembre y abril es menor que en los meses de mayor temperatura y radiación puesto que es necesario emplearlos durante menos tiempo para conseguir las condiciones de temperatura y humedad adecuadas para el invernadero.

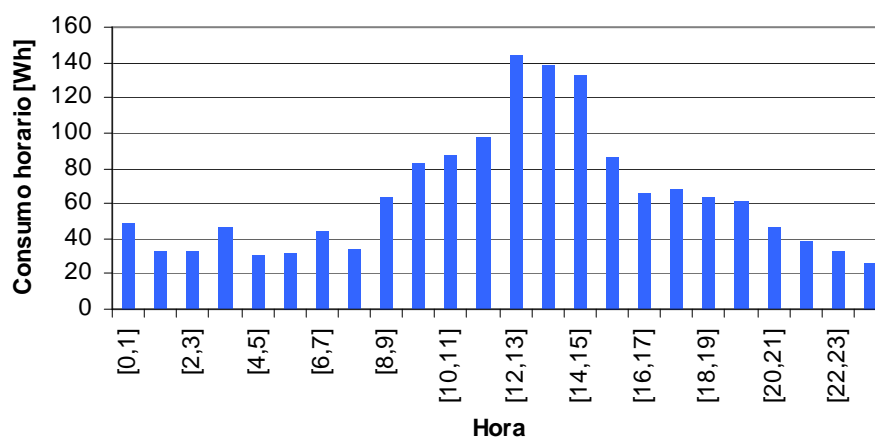
Una vez mostrada la evolución a lo largo de año de la potencia diaria consumida por cada equipo se procede a analizar su perfil diario de consumo en algunos días prototipo. No se analizan los días prototipo 2 y 5 (correspondientes a verano sin nebulizadores) ya que los perfiles de los días sin nebulizadores son semejantes a los de los días con presencia de éstos excepto por su consumo. Se comienza analizando con las gráficas de la Figura 6.25, el día de verano con nebulizadores de la campaña de 2008 (día prototipo 1).

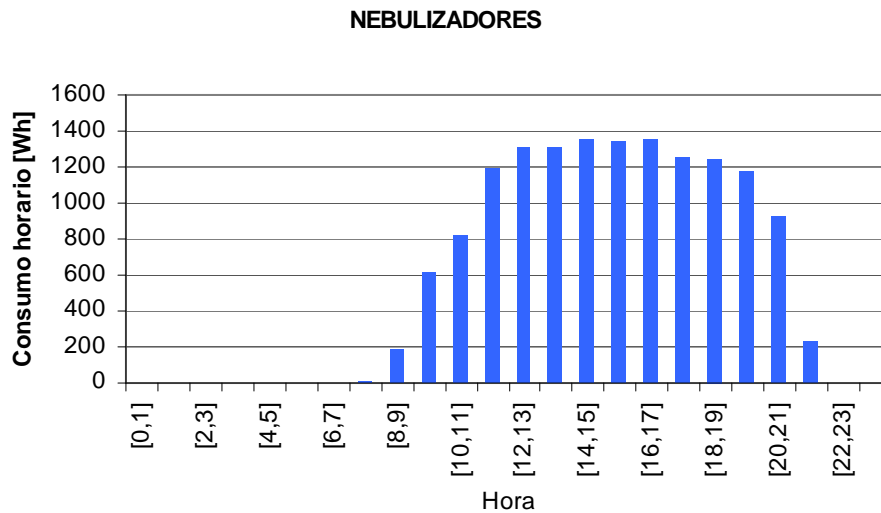


### SISTEMA DE RIEGO



### GRUPO DE PRESIÓN





*Figura 6.25 Evolución de la potencia media horaria del riego, grupo de presión y nebulizadores en día prototipo de verano 2008(día prototipo 1)*

En la primera de las gráficas se observa como el comportamiento del riego es distinto durante las horas de día y las horas de noche. Durante las horas de día el perfil de potencia eléctrica consumida es similar al perfil de la radiación solar. Sin embargo, durante la noche, en ausencia del recurso solar, los riegos que se producen son los programados por horario, de manera que el consumo se concentra en esos momentos de riegos.

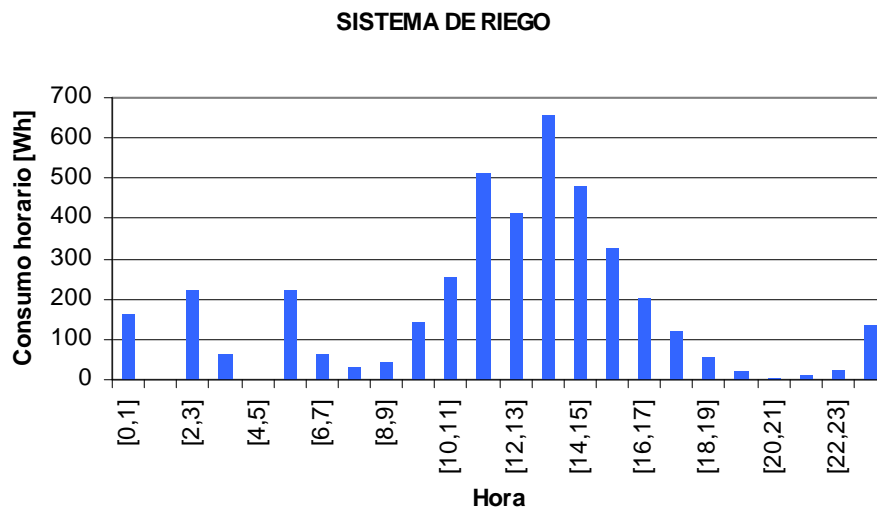
Por su parte el perfil de potencia consumida por el grupo de presión mostrado en la segunda gráfica se comporta de manera similar al riego durante el día pero lo hace de distinto modo durante la noche. Durante la mayor parte del tiempo, el grupo de presión funciona con una frecuencia bastante constante para satisfacer las necesidades de agua del invernadero, pero su funcionamiento se hace más habitual en aquellos momentos de mayor radiación puesto que hay una mayor demanda de agua para riego. De esta manera, el perfil del grupo de presión está formado por una parte de consumo constante a la que se añade una parte variable en función de los riegos. De ahí que la forma del perfil se asemeje más a la del riego durante el día que durante la noche.

En el caso del día prototipo 2, correspondiente a un día de verano sin nebulizadores, los perfiles de riego y grupo de presión serían semejantes a los de las gráficas primera y segunda de la Figura 6.25.

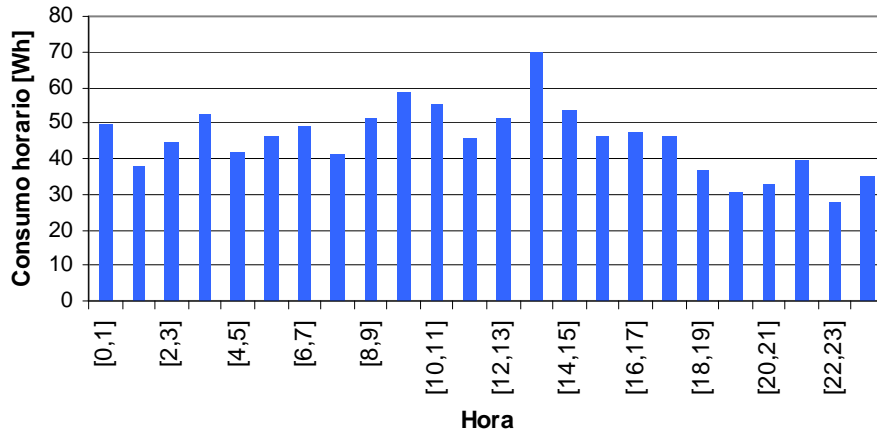
Sin embargo, el mayor consumo eléctrico en días similares al prototipo 1 lo realizan los nebulizadores. En la tercera gráfica de la Figura 6.25 se muestra el perfil de funcionamiento de estos equipos. Se comprueba cómo la potencia permanece constante entre las 12:00 h y las 17:00 h. Sin embargo, fuera de este rango, la potencia se va reduciendo cada vez más ya que ha sido calculada como media de todos los días de verano con nebulizadores y no en todos los casos los equipos han estado activos en ese tiempo.

El resto de los elementos de consumo (programadores, ventanas y pantalla) no se muestran ya que apenas influyen en la demanda total del invernadero en verano. Además, en el caso de ventanas y pantalla, los perfiles de consumo no presentan una forma definida ya que sus horarios de activación varían de un día a otro.

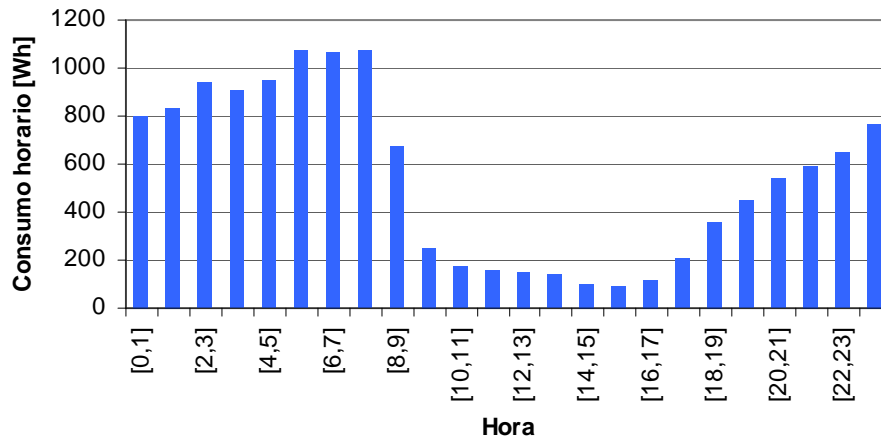
Una vez analizado el día de verano se procede a estudiar el perfil diario del día prototipo de invierno de 2008 (día prototipo 3). Al igual que en el caso de verano, se muestran las gráficas de aquellos elementos que consumen la mayor parte de la potencia eléctrica (en este caso calefacción, riego y grupo de presión). Las gráficas de la Figura 6.26 muestran los resultados obtenidos.



## GRUPO DE PRESIÓN



## CALEFACCIÓN



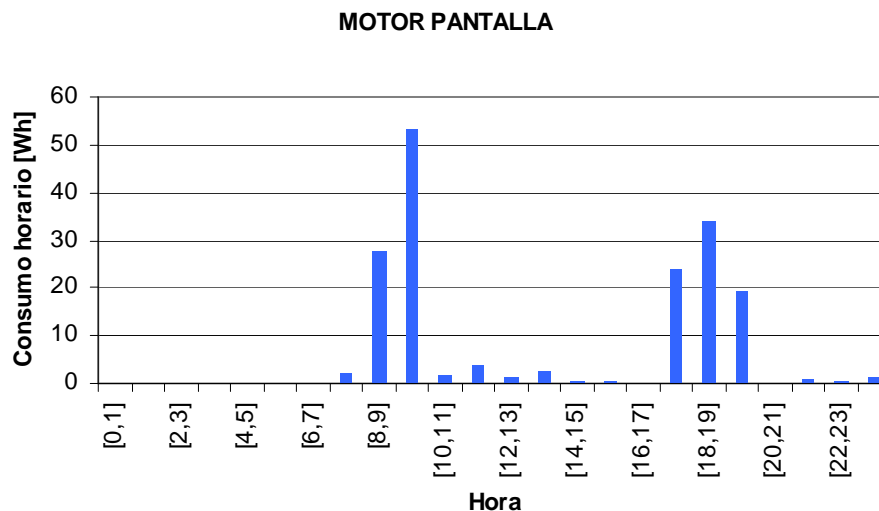


Figura 6.26 Evolución de la potencia media horaria del riego, grupo de presión, calefacción y pantalla en día prototipo de invierno 2008 (día prototipo 3)

En la primera gráfica de la Figura 6.26 se comprueba cómo, igual que en verano, el comportamiento del riego es distinto durante las horas de día y las horas de noche. En cuanto a los niveles de potencia alcanzados, no presentan apenas diferencia con los de verano debido a los problemas que se produjeron con el riego en julio y agosto de 2008, que hicieron que su consumo se redujese incluso por debajo de los niveles de invierno.

Por su parte, el perfil de potencia consumida por el grupo de presión mostrado en la segunda gráfica es bastante similar durante el día y la noche. El motivo de que la potencia media horaria permanezca más estable que en verano es que durante la noche debe suministrar agua a los equipos de calefacción de manera que se compense la falta de demanda de agua del sistema de riego.

Aunque se han estudiado primero los perfiles de consumo eléctrico del riego y del grupo de presión, la carga que demanda más energía eléctrica durante el invierno es la calefacción. En la tercera gráfica se comprueba cómo la potencia eléctrica media consumida por la calefacción supera en algunos momentos los 1000 W mientras que el sistema de riego ni siquiera alcanza los 700 W (de media horaria) en las horas de mayor consumo. Se muestra en la gráfica que el consumo eléctrico de la calefacción se concentra en las horas de noche, en que la temperatura es menor y se pone en marcha la calefacción de aire. Sin embargo, durante las horas de día también existe un consumo, aunque mucho menor, relacionado casi en su totalidad con la calefacción de agua.

Como en el caso del día prototipo 1, no se ha añadido el perfil de consumo de programadores y ventanas. Sin embargo, en esta ocasión se muestra en la cuarta gráfica el perfil de demanda del motor de la pantalla ya que, como se observa, en invierno el uso de la pantalla sí está bastante localizado en el tiempo. Como se muestra en la gráfica la pantalla se despliega normalmente entre las 18:00 h y las 19:00 h y se retira entre las 9:00 h y las 10:00 h para permitir el paso de la radiación solar. Estos horarios pueden variar entre el comienzo y el final del periodo estacional considerado debido a la menor duración del día. Por este motivo, en la gráfica aparece también consumo de la pantalla en otros horarios fuera de los señalados.

Las gráficas obtenidas para el día prototipo de verano de 2009 son similares a las del día prototipo 1, correspondiente al año 2008. En el caso de los perfiles de riego y grupo de presión éstos presentan una forma similar a los de 2008. La diferencia entre ambos se encuentra en los niveles de potencia alcanzados. Mientras el riego en 2008 alcanza una potencia media horaria máxima de 450 W, en 2009 llega incluso a los 1400 W. Por su parte, la potencia consumida por el grupo de presión en 2009 supera hasta en 40 W a la del año anterior. En el caso de los nebulizadores ocurre lo contrario puesto que su uso fue más frecuente en los meses de verano de 2008 que en los de 2009.

De la misma manera, los perfiles obtenidos para el día prototipo de invierno 2009 también son similares a los encontrados en el invierno de 2008.

#### **6.3.4.3 Comparación de los consumos eléctricos de las cargas del invernadero**

En la herramienta anterior para desglose de potencias se han desarrollado también otros programas auxiliares cuya finalidad es integrar los valores de potencia individuales obtenidos y calcular así las energías horarias, diarias o mensuales consumidas por los distintos equipos. Los resultados así obtenidos se muestran a continuación.

Una vez estudiados los perfiles (anual y diario) de consumo global del invernadero y de cada equipo, se procede a agrupar estos consumos en valores mensuales. Los resultados obtenidos en dicho análisis se presentan en la Figura 6.27.

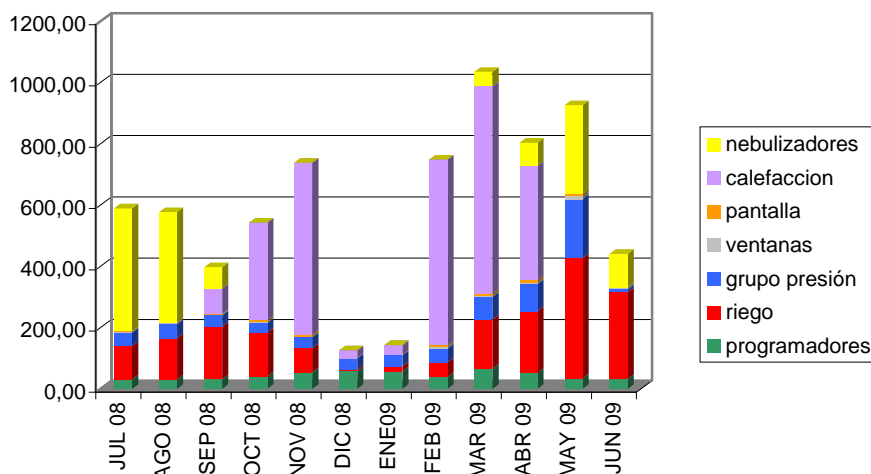


Figura 6.27. Desglose de la energía mensual consumida

La Figura 6.27 muestra la energía consumida por el invernadero y por cada equipo en cada uno de los meses. Como se comprueba, el mes de mayor consumo eléctrico es marzo debido fundamentalmente al frecuente empleo de la calefacción, seguido del mes de mayo en el cual el consumo se dispara debido al aumento de la radiación, la mayor duración de los riegos y el uso excesivo del grupo de presión para tareas no habituales. Entre estos meses se encuentra el mes de abril cuyas condiciones atmosféricas son similares a las de marzo en los primeros días, lo que hace que su consumo también sea elevado. En el mes de noviembre los riegos fueron de menor duración a los de otros meses lo que hace que el consumo eléctrico sea menor al de abril. En el caso de febrero las circunstancias fueron similares a las de marzo; sin embargo, el cultivo no empezó hasta el día 9, lo que hace que la demanda eléctrica no sea tan elevada como la del mes siguiente. En los meses de verano (julio y agosto de 2008 y junio de 2009), en los que el consumo es menor (especialmente en junio dado que el cultivo no permaneció durante todo el mes) pero superior al de septiembre, en que apenas se emplearon los equipos de mayor consumo (calefacción y nebulizadores). Por último, en los meses de diciembre y enero apenas hay consumo de energía eléctrica debido a la ausencia de cultivo.

En cuanto a la evolución de cada consumo, se comprueba que el consumo de calefacción se produce en los meses de invierno, mientras que los nebulizadores se emplean únicamente en verano. Asimismo, se comprueba que el consumo de riego es mayor en los meses de verano que en los de invierno (excepto en los meses de julio y agosto, en los que el riego no funcionó correctamente durante algunos días). El grupo de

presión también presenta un consumo algo mayor en verano que en invierno (especialmente en mayo debido al uso del equipo para tareas no habituales). Los programadores, las ventanas y la pantalla también presentan cambios estacionales aunque no se aprecian en la gráfica dado su pequeño consumo.

El análisis de esta gráfica muestra los cambios estacionales del consumo de cada carga; sin embargo, no muestra la influencia de cada carga en el consumo global del invernadero. Con este propósito, se muestra en la Figura 6.28 el porcentaje de consumo global que se debe a cada uno de los elementos del invernadero. Las doce primeras columnas representan los doce meses analizados y la última el consumo total del año.

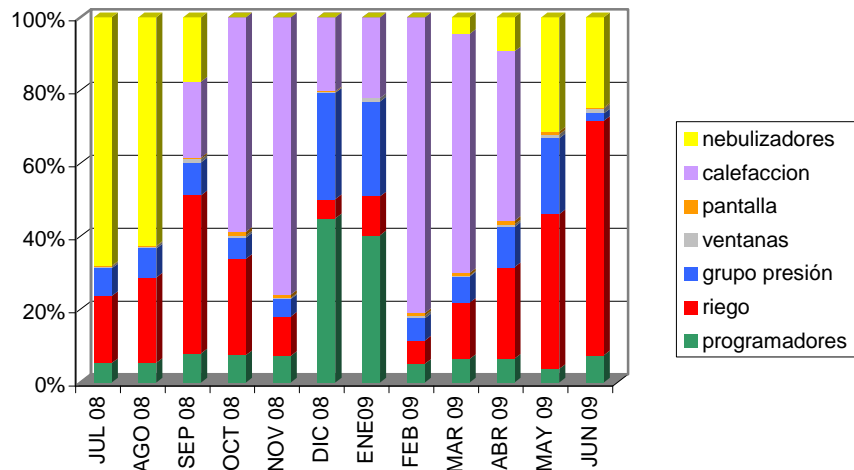


Figura 6.28. Reparto porcentual de las energías mensuales entre los distintos equipos

Como se observa en la figura, durante los meses de invierno (octubre, noviembre, febrero y marzo) la calefacción es el elemento que consume la mayor parte de la energía eléctrica, al igual que en el mes de abril (aunque en menor medida). Tras este equipo, el riego es el que presenta mayor consumo y, tras éste, el grupo de presión, ya que abastece de agua a los dos anteriores. Los programadores no representan ni el 10% del consumo mensual y las ventanas y la pantalla consumen un porcentaje todavía menor.

Analizando los meses de verano, éstos presentan distinto comportamiento en las campañas. Así, en 2008, casi un 70% del consumo es debido al uso de los nebulizadores debido a los problemas del riego, sin los cuales ambos consumos hubieran sido parecidos. Sin embargo, en mayo de 2009 el consumo de riego es mucho más importante



que el de los nebulizadores dado que estos últimos apenas se utilizan y los riegos son de gran duración. En junio, debido a la reducción del riego por falta de cultivo y al mayor uso de los nebulizadores, ambos consumos son más parecidos. Tras estos dos equipos, el elemento de mayor consumo es el grupo de presión. Por su parte, los porcentajes de energía correspondientes a programadores, ventanas y pantalla son mucho menores, igual que en invierno.

Por último, observando la última columna se comprueba que el equipo que más porcentaje de energía consume a lo largo del año es la calefacción, con un 38%, tras la cual se encuentran el riego, con un 24%, y los nebulizadores, con un 19%. El consumo del grupo de presión supone un 10% y el de los programadores un 7%. Las ventanas y la pantalla, ni siquiera alcanzan el 1% del consumo anual de energía eléctrica.



# CAPÍTULO 7

---

## **Diseño y dimensionado del sistema híbrido eólico-fotovoltaico de alimentación para el invernadero de Sartaguda**

### **7.1 INTRODUCCIÓN**

En el capítulo 3 se presentaba la metodología avanzada desarrollada para el dimensionado de sistemas híbridos eólico-fotovoltaicos. Asimismo, los capítulos 5 y 6 realizaban una descripción del invernadero de Sartaguda empleado como referencia en esta tesis y más concretamente de las cargas eléctricas de dicho invernadero. Con esta información se procedió a aplicar el método de dimensionado al cálculo de los subsistemas de generación y almacenamiento necesarios para cubrir la demanda eléctrica del invernadero en cuestión. A lo largo de este capítulo se presentan los resultados así obtenidos.

En primer lugar se realiza un análisis de las condiciones de partida para el dimensionado. Antes de proceder a los cálculos propios de la metodología de dimensionado es necesario examinar la información relativa a los recursos renovables disponibles en el emplazamiento, los equipos que van a componer el sistema híbrido y el

perfil de consumo de la aplicación. El análisis de los dos primeros puntos se describe en este capítulo mientras que el tercero fue detallado a lo largo del capítulo 6.

Con esta información disponible se procede a calcular la generación de energía por unidad de área y con ella los tamaños de los subsistemas de generación. El subsistema de almacenamiento de energía por su parte es determinado tanto para un sistema sin desfase energético como para un valor de *LPSP* distinto de 0.

## **7.2 CONDICIONES DE PARTIDA PARA EL DIMENSIONADO DEL SISTEMA HÍBRIDO**

Como se ha indicado en el capítulo 3 al presentar la metodología de dimensionado creada para esta tesis, antes de decidirse por la utilización de un sistema híbrido eólico-fotovoltaico, es preciso estudiar los recursos que presenta el emplazamiento en cuestión. Los datos obtenidos de este estudio así como la información relativa a la demanda de la aplicación y las especificaciones de los equipos que componen el sistema permitirán llevar a cabo a continuación un adecuado diseño del mismo.

Se expone a continuación la información obtenida para el dimensionado del invernadero de Sartaguda.

### **7.2.1 Condiciones medioambientales: análisis de los recursos**

#### **7.2.1.1 Descripción de la estación**

La información relativa a los recursos renovables en el emplazamiento del invernadero se obtuvo a partir de los datos registrados en la estación meteorológica de Sartaguda. Esta estación está situada dentro de la propia finca experimental del Gobierno de Navarra, a poca distancia del invernadero. En la Figura 7.1 se muestra la localización de esta instalación.



Figura 7.1. Estación meteorológica de Sartaguda

Dicha estación es propiedad de Riegos de Navarra y fue instalada en septiembre de 1997. La altitud a la que se encuentra es de 307 m y sus coordenadas UTM (Sistema de Coordenadas Universal Transversal de Mercator) son las siguientes:

- X (longitud): 578.235 m
- Y (latitud): 4.690.609 m

El funcionamiento de la instalación es automático y mide magnitudes relativas a humedad, precipitación, radiación solar y viento. Estos datos son muestreados cada 10 segundos y registrados cada 30 minutos. Asimismo, se almacenan en la estación los valores medios diarios de las distintas magnitudes. Para realizar el balance energético del invernadero se utilizaron concretamente los siguientes parámetros:

- Radiación global.
- Velocidad de viento a una altura de 2m sobre la superficie.
- Temperatura del aire a una altura de 2m sobre la superficie.

#### 7.2.1.2 Análisis de los datos registrados

Como ya se indicó, para realizar el dimensionado de un sistema híbrido eólico-fotovoltaico se requieren aquellos datos que definan el potencial eólico de la zona, así

como información sobre la radiación solar. Concretamente, para desarrollar la metodología propuesta en esta tesis se emplearon valores semihorarios de velocidad de viento y radiación global sobre plano horizontal. El estudio de dichos valores permite determinar si la zona posee suficiente potencial eólico y fotovoltaico para que la instalación del sistema híbrido resulte conveniente. Además, los datos semihorarios de velocidad de viento y los datos diarios de radiación solar son necesarios para determinar la generación de energía eólica y fotovoltaica por unidad de área para cada día del año.

Como se ha indicado anteriormente, los datos empleados son los registrados en la estación meteorológica de Sartaguda y corresponden al periodo de tiempo transcurrido entre el 1 de julio de 2008 y el 30 de junio de 2009.

Como paso previo al dimensionado se evalúan los valores semihorarios de ambas magnitudes para comprobar si los recursos energéticos con los que cuenta la zona resultan apropiados para la instalación de un sistema híbrido eólico-fotovoltaico. Dichos valores se organizan en grupos correspondientes a los distintos intervalos de velocidad de viento y radiación solar. A continuación, en la Figura 7.2 y la Figura 7.3, se muestra cuál es el resultado obtenido.

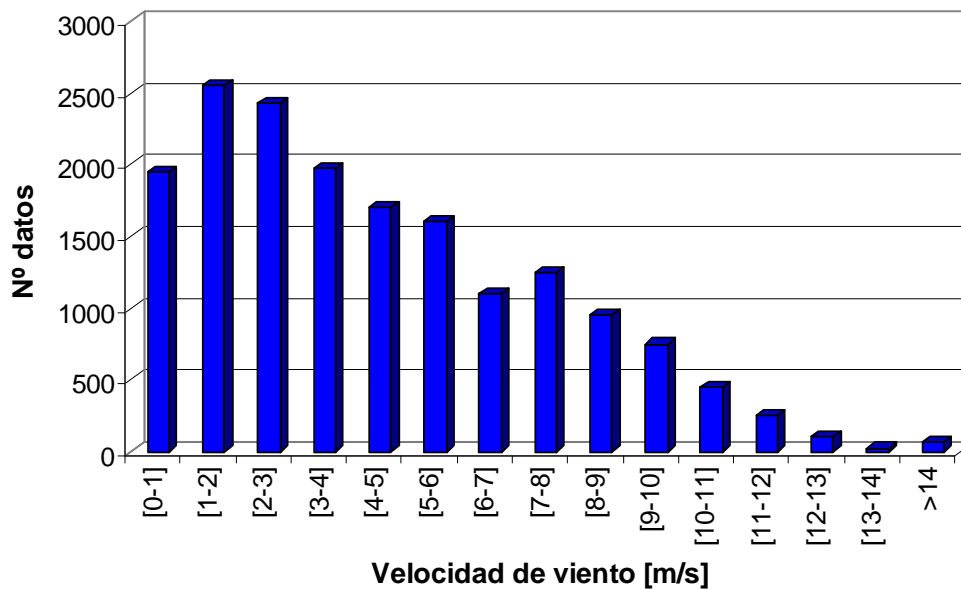


Figura 7.2. Distribución de los datos de velocidad de viento a 23m de altura

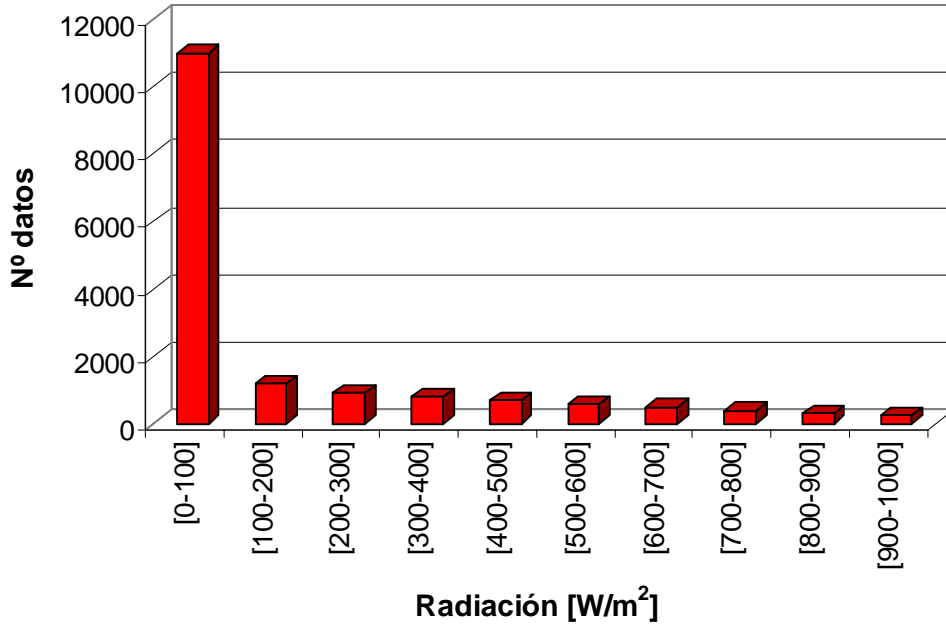


Figura 7.3. Distribución de los datos de radiación solar global sobre plano horizontal

Los valores representados en la Figura 7.2 se corresponden con los datos de velocidad de viento a una altura de 23 m, que es la altura a la cual se encontrará el buje del aerogenerador. Como los datos proporcionados por el Gobierno de Navarra son medidos a una altura de 2 m, fue necesario recalcular la velocidad de viento a 23 m mediante la expresión (3.1).

En esta expresión  $h_{ref}$  representa la altura a la que fueron tomados los datos (en este caso 2 m),  $h$  la altura a la que se quiere conocer la velocidad de viento (en este caso 23 m),  $h_0$  la longitud de rugosidad (se tomó un valor de 0,2 m),  $v_{ref}$  la velocidad a la altura  $h_{ref}$  y  $v$  la velocidad a la altura  $h$ . Para decidir el valor de  $h_0$  se empleó la tabla de clases y longitudes de rugosidad que aparece en la página de [www.windpower.org](http://www.windpower.org).

En cuanto a los valores de Figura 7.3, se trata de datos de radiación solar global medida sobre plano horizontal. Posteriormente los valores de radiación en plano horizontal tuvieron que ser convertidos en radiación sobre plano inclinado a 42°.

## 7.2.2 Características de la instalación receptora: análisis de la demanda de energía

Como se indicaba en el capítulo 3, en el caso de instalaciones aisladas de la red eléctrica, la definición de los perfiles de consumo de la aplicación para la que se va a emplear el sistema híbrido adquiere una relevancia similar a la del análisis de los recursos. En este caso, toda la información relativa al consumo eléctrico del invernadero se ha mostrado a lo largo del capítulo 6.

## 7.2.3 Especificaciones de los elementos a emplear en la generación de energía

Los distintos elementos que componen el sistema híbrido deben ser acordes tanto al tipo de recursos disponibles en la zona como a la distribución de la demanda en el tiempo. Por este motivo, es necesario prestar especial atención al estudio de las características más importantes de los distintos equipos, para posteriormente decidir cuáles son los más adecuados para la aplicación.

La configuración del sistema de generación y almacenamiento de energía considerado para satisfacer la demanda eléctrica del invernadero de Sartaguda es la indicada en la Figura 7.4.

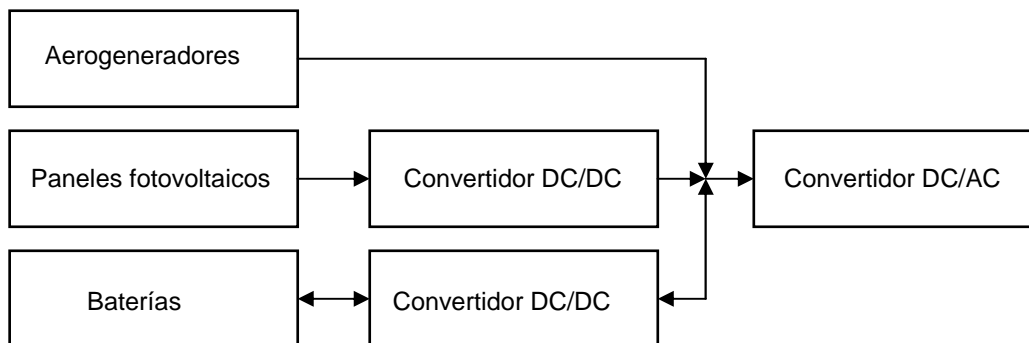


Figura 7.4. Esquema del sistema de generación y almacenamiento de energía

Concretamente los equipos empleados en la instalación son:

- Aerogenerador Inclín 6000, de Bornay.
- Módulos fotovoltaicos IS-75/12, de Isofotón.
- Baterías FIAM LM 300.



En cuanto a los equipos de conversión, no se considera ningún fabricante en particular.

Todas las propiedades de estos elementos se encuentran en las hojas de características que pueden ser obtenidas del fabricante o a través de la web. A continuación se muestran únicamente las más importantes para el llevar a cabo el proceso de dimensionado.

### 7.2.3.1 Aerogenerador INCLIN 6000

La curva de potencia del aerogenerador es la que se muestra en la Figura 7.5. El diámetro del área barrida por las palas del aerogenerador es de 4 m y la altura a la que se encuentra el buje es de 23 m. El coste por unidad es de 19000 €.

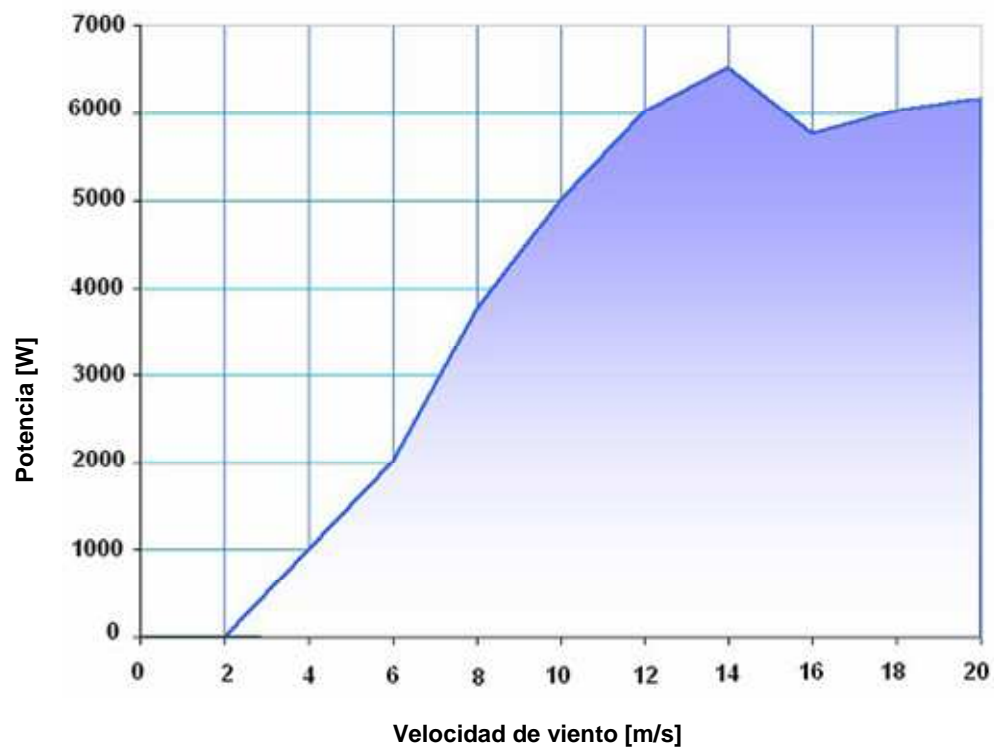


Figura 7.5. Curva de potencia del aerogenerador INCLIN 6000

El diámetro del área barrida por las palas del aerogenerador es de 4m y la altura a la que se encuentra el buje es de 23 m. El coste por unidad es de 19000 €.

### 7.2.3.2 Módulos fotovoltaicos IS-75/12

El área de cada uno de los paneles es de  $0,5962 \text{ m}^2$ , la eficiencia de conversión de los mismos es del 14% y la inclinación con la que se colocan es de  $42,2^\circ$  (latitud del emplazamiento). El coste de cada módulo es de 300 €.

### 7.2.3.3 Baterías FIAM LM 300

Los parámetros más importantes de cada batería son su voltaje, 2 V, su capacidad, 300 Ah y la máxima profundidad de descarga, 50%. Su coste unitario es de 113 €. En el posterior diseño del sistema se considerará que 6 vasos de 2 V constituyen una unidad cuyo coste es de 678 €.

## 7.3 CÁLCULO DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA POR UNIDAD DE ÁREA

El cálculo del número de unidades de aerogeneradores y paneles fotovoltaicos se lleva a cabo según se ha explicado en el apartado 4 del capítulo 3.

Como se indicó en ese capítulo, el primer paso del método consiste en calcular la generación de energía eólica y fotovoltaica por unidad de área para cada uno de los días del año ( $e_{PV,j}$ ,  $e_{W,j}$ ), y a continuación obtener, a partir de dichos valores, la generación energética mensual ( $q_{PV,i}$ ,  $q_{W,i}$ ). Asimismo, será necesario disponer de los valores diarios y mensuales correspondientes a la demanda.

La Tabla 7.1 muestra, para cada uno de los meses, la demanda total de energía ( $Q_D$ ) así como las energías por unidad de área producidas por los componentes renovables ( $q_W$  y  $q_{PV}$ ).

MES	$Q_D$ (kWh)	$q_w$ (kWh/m <sup>2</sup> )	$q_{PV}$ (kWh/m <sup>2</sup> )
ENERO	151,77	85,22	10,65
FEBRERO	779,88	135,11	15,98
MARZO	1092,73	121,71	22,98
ABRIL	853,54	109,82	19,56
MAYO	974,86	99,21	23,31
JUNIO	463,86	64,14	22,92
JULIO	619,88	76,57	25,05
AGOSTO	608,04	47,90	25,29
SEPTIEMBRE	431,72	74,74	25,05
OCTUBRE	573,47	52,60	15,33
NOVIEMBRE	788,18	118,66	11,53
DICIEMBRE	132,24	106,02	7,47

Tabla 7.1. Generación energética y demanda mensuales

Como se puede ver en la tabla el mes de mayor demanda es marzo con 1092,73 kWh mientras que el valor de energía demandada más bajo es de 132,24 en el mes de diciembre. En lo que respecta a la generación de energía, en el caso eólico el mes más desfavorable (el de menor recurso eólico y por lo tanto menor generación) es agosto con 47,9 kWh/m<sup>2</sup>, mientras que en el caso fotovoltaico el mes menos favorable es diciembre con 7,47 kWh/m<sup>2</sup>. Por el contrario los meses con mayor generación eólica y fotovoltaica son marzo (121,71 kWh/m<sup>2</sup>) y agosto (25,29 kWh/m<sup>2</sup>), respectivamente. En el siguiente apartado se analizará cual es el mes con peor relación entre demanda y generación desde el punto de vista de cada uno de los recursos.

## 7.4 DIMENSIONADO DE LOS SUBSISTEMAS DE GENERACIÓN EÓLICA Y FOTOVOLTAICA

Una vez calculados los valores mensuales de generación por unidad de área y demanda, se emplean las expresiones (3.4) y (3.5) para determinar las áreas de eólica y fotovoltaica

( $A_W$  y  $A_{PV}$ ) necesarias para satisfacer la demanda para los distintos valores que puede tomar  $f$  y para los distintos meses.

Los resultados de dichos cálculos así como el área total del sistema ( $A$ ) se presentan en la Tabla 7.2 (los valores mostrados corresponden a dichas áreas en  $m^2$ ).

f	0			0,1			0,2			0,3		
MES	$A_W$	$A_{PV}$	A	$A_W$	$A_{PV}$	A	$A_W$	$A_{PV}$	A	$A_W$	$A_{PV}$	A
ENERO	1,78	0,00	1,78	1,60	1,42	3,02	1,42	2,85	4,27	1,25	4,27	5,52
FEBRERO	5,77	0,00	5,77	5,19	4,88	10,07	4,62	9,76	14,38	4,04	14,64	18,68
MARZO	8,98	0,00	8,98	8,08	4,75	12,83	7,18	9,51	16,69	6,28	14,26	20,54
ABRIL	7,77	0,00	7,77	7,00	4,36	11,36	6,22	8,73	14,95	5,44	13,09	18,53
MAYO	9,83	0,00	9,83	8,84	4,18	13,02	7,86	8,37	16,23	6,88	12,55	19,43
JUNIO	7,23	0,00	7,23	6,51	2,02	8,53	5,79	4,05	9,84	5,06	6,07	11,13
JULIO	8,10	0,00	8,10	7,29	2,47	9,76	6,48	4,95	11,43	5,67	7,42	13,09
AGOSTO	12,69	0,00	12,69	11,42	2,40	13,82	10,15	4,81	14,96	8,89	7,21	16,10
SEPTIEMBRE	5,78	0,00	5,78	5,20	1,72	6,92	4,62	3,45	8,07	4,04	5,17	9,21
OCTUBRE	10,90	0,00	10,90	9,81	3,74	13,55	8,72	7,48	16,20	7,63	11,22	18,85
NOVIEMBRE	6,64	0,00	6,64	5,98	6,83	12,81	5,31	13,67	18,98	4,65	20,50	25,15
DICIEMBRE	1,25	0,00	1,25	1,12	1,77	2,89	5,00	3,54	8,54	0,87	5,31	6,18
MES PEOR	AGOSTO			AGOSTO			NOVIEMBRE			NOVIEMBRE		

f	0,4			0,5			0,6			0,7		
MES	$A_W$	$A_{PV}$	A	$A_W$	$A_{PV}$	A	$A_W$	$A_{PV}$	A	$A_W$	$A_{PV}$	A
ENERO	1,07	5,70	6,77	0,89	7,12	8,01	0,71	8,55	9,26	0,53	9,97	10,50
FEBRERO	3,46	19,52	22,98	2,89	24,40	27,29	2,31	29,29	31,60	1,73	34,17	35,90
MARZO	5,39	19,02	24,41	4,49	23,77	28,26	3,59	28,53	32,12	2,69	33,28	35,97
ABRIL	4,66	17,46	22,12	3,89	21,82	25,71	3,11	26,19	29,30	2,33	30,55	32,88
MAYO	5,90	16,73	22,63	4,91	20,91	25,82	3,93	25,10	29,03	2,95	29,28	32,23
JUNIO	4,34	8,10	12,44	3,62	10,12	13,74	2,89	12,14	15,03	2,17	14,17	16,34
JULIO	4,86	9,90	14,76	4,05	12,37	16,42	3,24	14,85	18,09	2,43	17,32	19,75
AGOSTO	7,62	9,62	17,24	6,35	12,02	18,37	5,08	14,43	19,51	3,81	16,83	20,64
SEPTIEMBRE	3,47	6,89	10,36	2,89	8,62	11,51	2,31	10,34	12,65	1,73	12,06	13,79
OCTUBRE	6,54	14,96	21,50	5,45	18,70	24,15	4,36	22,44	26,80	3,27	26,19	29,46
NOVIEMBRE	3,99	27,33	31,32	3,32	34,17	37,49	2,66	41,00	43,66	1,99	47,83	49,82
DICIEMBRE	0,75	7,08	7,83	0,62	8,85	9,47	0,50	10,62	11,12	0,37	12,39	12,76
MES PEOR	NOVIEMBRE			NOVIEMBRE			NOVIEMBRE			NOVIEMBRE		

f	0,8			0,9			1		
MES	A <sub>W</sub>	A <sub>PV</sub>	A	A <sub>W</sub>	A <sub>PV</sub>	A	A <sub>W</sub>	A <sub>PV</sub>	A
ENERO	0,36	11,40	11,76	0,18	12,82	13,00	0,00	14,25	14,25
FEBRERO	1,15	39,05	40,20	0,58	43,93	44,51	0,00	48,81	48,81
MARZO	1,80	38,04	39,84	0,90	42,79	43,69	0,00	47,55	47,55
ABRIL	1,55	34,92	36,47	0,78	39,28	40,06	0,00	43,64	43,64
MAYO	1,97	33,46	35,43	0,98	37,65	38,63	0,00	41,83	41,83
JUNIO	1,45	16,19	17,64	0,72	18,22	18,94	0,00	20,24	20,24
JULIO	1,62	19,79	21,41	0,81	22,27	23,08	0,00	24,74	24,74
AGOSTO	2,54	19,24	21,78	1,27	21,64	22,91	0,00	24,04	24,04
SEPTIEMBRE	1,16	13,79	14,95	0,58	15,51	16,09	0,00	17,23	17,23
OCTUBRE	2,18	29,93	32,11	1,09	33,67	34,76	0,00	34,71	34,71
NOVIEMBRE	1,33	54,67	56,00	0,66	61,50	62,16	0,00	68,33	68,33
DICIEMBRE	0,25	14,16	14,41	0,12	15,93	16,05	0,00	17,70	17,70
MES PEOR	NOVIEMBRE			NOVIEMBRE			NOVIEMBRE		

Tabla 7.2. Áreas de los subsistemas de generación y área total para los distintos meses

Se puede observar en la Tabla 7.2 cómo el mes peor desde el punto de vista global depende de las fracciones de energía eólica y fotovoltaica consideradas. Así, para casi todos los valores de  $f$ , el mes peor es noviembre debido a una mayor influencia de la generación fotovoltaica. Sin embargo, para los valores de  $f$  más cercanos a 0 el mes peor es agosto (mes peor desde el punto de vista eólico) puesto que en ese caso la demanda es satisfecha fundamentalmente por el subsistema de generación eólica.

A partir de estos resultados se comprueba cómo el sistema debe dimensionarse empleando los datos del mes de noviembre para valores de  $f$  mayores o iguales a 0,2 y para el mes de agosto para el resto de valores de  $f$ . A partir de las áreas obtenidas, se determina el número de unidades que componen cada subsistema. Dichos resultados se muestran a continuación en la Tabla 7.3.

f	$A_W(m^2)$	$A_{PV}(m^2)$	$N_W$	$N_{PV}$	$N_W$	$N_{PV}$
			Unidades exactas		Unidades enteras	
0	12,69	0,00	1,01	0,00	2	0
0,1	11,42	2,40	0,91	4,03	1	5
0,2	5,31	13,67	0,42	22,92	1	23
0,3	4,65	20,50	0,37	34,38	1	35
0,4	3,99	27,33	0,32	45,85	1	46
0,5	3,32	34,17	0,26	57,31	1	58
0,6	2,66	41,00	0,21	68,77	1	69
0,7	1,99	47,83	0,16	80,23	1	81
0,8	1,33	54,67	0,11	91,69	1	92
0,9	0,66	61,50	0,05	103,15	1	104
1	0,00	68,33	0,00	114,61	0	115

Tabla 7.3. Áreas y número de elementos de las combinaciones resultantes

Se puede advertir en la Tabla 7.3 como las combinaciones obtenidas sólo admiten tres posibles valores de  $N_W$ , de manera que únicamente pueden existir sistemas con 2, 1 ó ningún aerogenerador. Así, gran parte de las opciones quedan sobredimensionadas. Se comprueba este hecho observando las áreas reales de cada alternativa ( $A_{W,R}$  y  $A_{PV,R}$ ) como se muestra en la Tabla 7.4. Se observa cómo las variaciones importantes se producen en las áreas eólicas, mientras que las áreas instaladas de fotovoltaica se aproximan bastante a las áreas exactas calculadas. Esto se debe al menor tamaño de los elementos de generación fotovoltaica, que permiten una mayor flexibilidad en el diseño.

f	$A_W(m^2)$	$A_{PV}(m^2)$	$A_{W,R}(m^2)$	$A_{PV,R}(m^2)$
0	12,69	0,00	25,13	0,00
0,1	11,42	2,40	12,57	2,98
0,2	5,31	13,67	12,57	13,71
0,3	4,65	20,50	12,57	20,87
0,4	3,99	27,33	12,57	27,43
0,5	3,32	34,17	12,57	34,58
0,6	2,66	41,00	12,57	41,14
0,7	1,99	47,83	12,57	48,29
0,8	1,33	54,67	12,57	54,85
0,9	0,66	61,50	12,57	62,00
1	0,00	68,33	0,00	68,56

Tabla 7.4. Comparación entre áreas reales y exactas de las combinaciones resultantes

Las combinaciones que realizan un mejor aprovechamiento de los recursos son las correspondientes a  $f = 0,1$  y  $f = 1$ , puesto que las áreas reales instaladas apenas superan a las áreas exactas que satisfacen la demanda. Sin embargo, a medida que los valores de  $f$  se alejan de éstos, las diferencias son mayores. Este problema podría reducirse mediante el empleo de aerogeneradores de menor potencia que permitieran una mayor modularidad. Por este motivo, el resto del análisis se hará empleando considerando áreas de generación exactas de manera que el estudio resulte más general. En algunos casos se incluirán los resultados obtenidos con unidades enteras a fin de comparar ambas situaciones.

## **7.5 DIMENSIONADO DEL SUBSISTEMA DE ALMACENAMIENTO: PROBABILIDAD DE PÉRDIDA DE SUMINISTRO ENERGÉTICO Y COSTE DEL SISTEMA**

Una vez determinados los tamaños de los subsistemas de generación se procede a calcular el subsistema de almacenamiento de energía necesario para cubrir los desequilibrios diarios entre generación y demanda.

### **7.5.1 Sistema sin desfase energético**

En este primer dimensionado de la instalación se determinará el sistema de almacenamiento de energía únicamente para el caso de un sistema sin desfase energético, es decir, para que la Probabilidad de Pérdida de Suministro Energético sea cero. Más adelante, y considerando aquellos cambios en la instalación receptora que permitan un mayor aprovechamiento energético, se analizará también la posibilidad de diseñar un sistema que permita un cierto desfase entre generación y demanda, a fin de reducir los tamaños de los subsistemas de generación y almacenamiento.

Aplicando las expresiones (3.9), (3.10) y (3.11) se obtiene el valor del desfase acumulado de energía para cada día del año y para cada uno de los valores de  $f$ . Se representa gráficamente la evolución del desfase acumulado a lo largo del año para cada fracción fotovoltaica en las figuras 7.6 a 7.14. Este cálculo se hace considerando las áreas exactas de generación que aparecen en la Tabla 7.4.

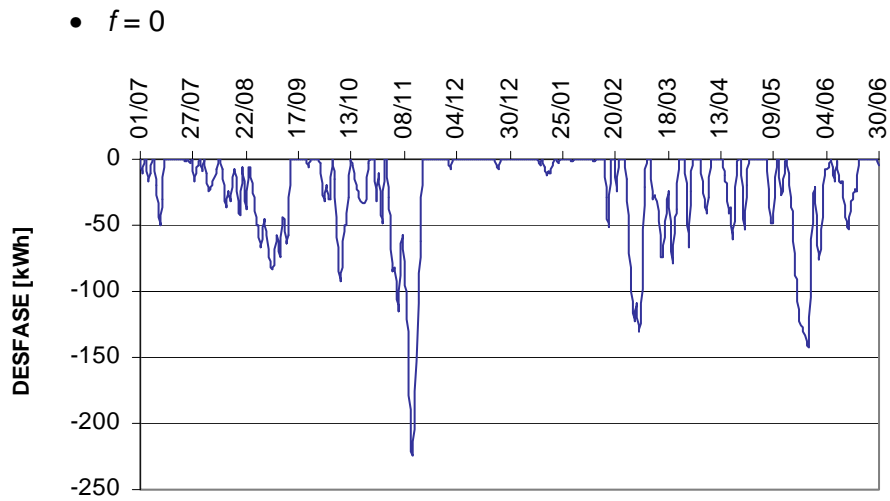


Figura 7.6; Evolución del desfase energético para  $f=0$

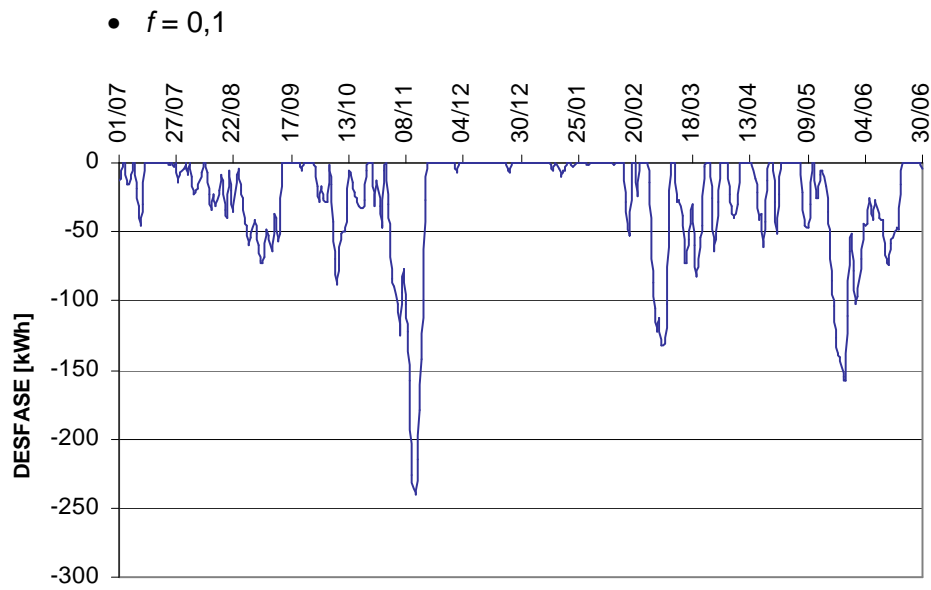


Figura 7.7; Evolución del desfase energético para  $f=0,1$



- $f = 0,2$

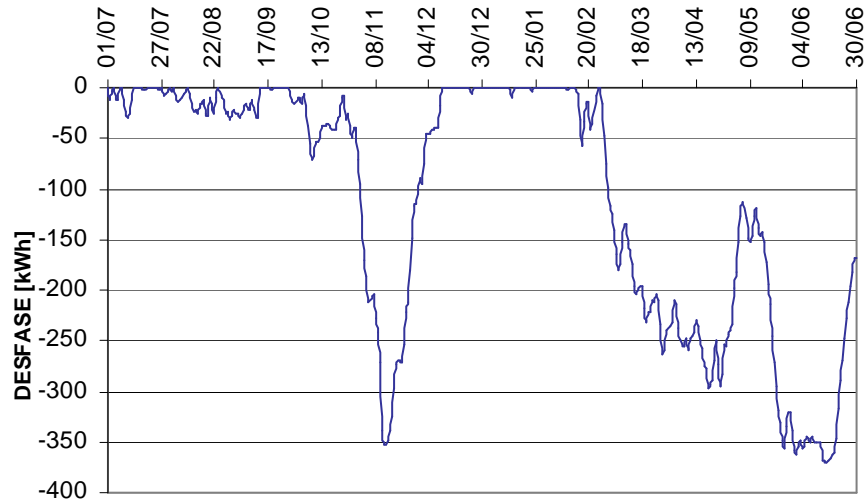


Figura 7.8; Evolución del desfase energético para  $f=0,2$

- $f = 0,3$

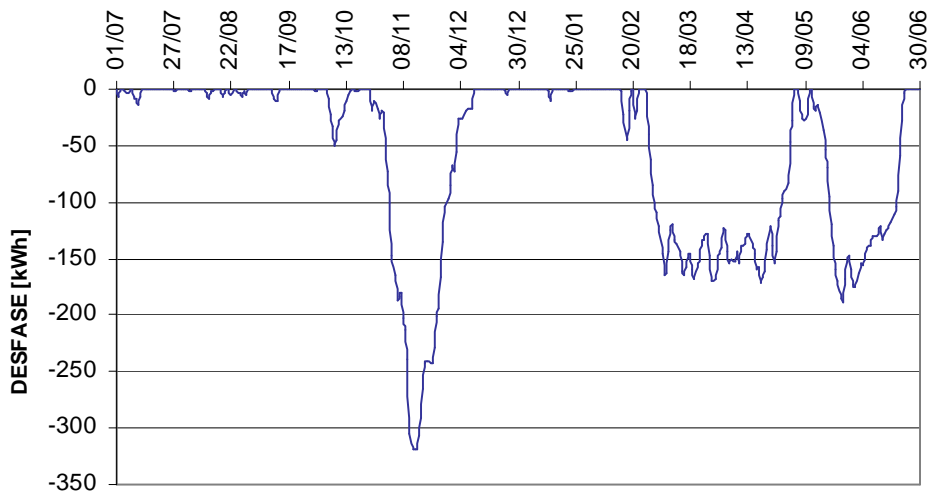


Figura 7.9; Evolución del desfase energético para  $f=0,3$

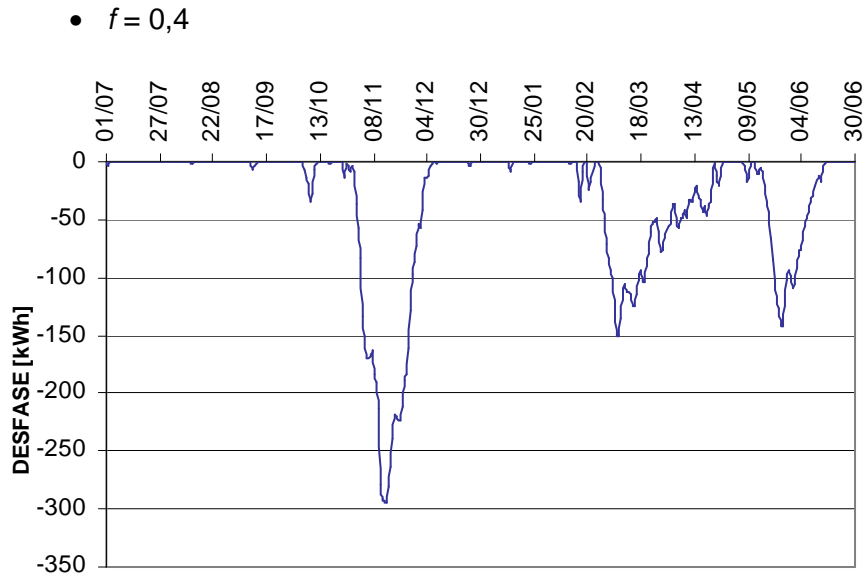


Figura 7.10; Evolución del desfase energético para  $f=0,4$

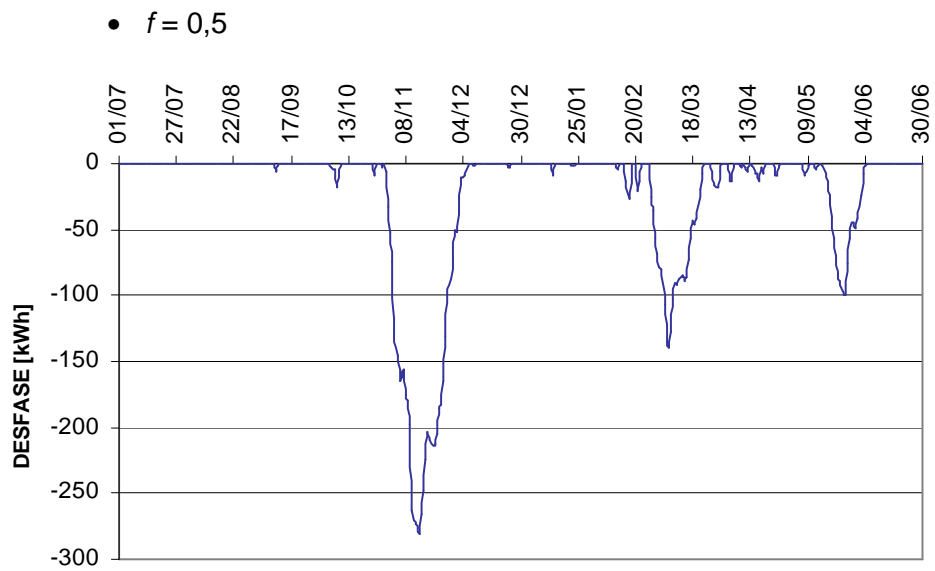


Figura 7.11. Evolución del desfase energético para  $f=0,5$

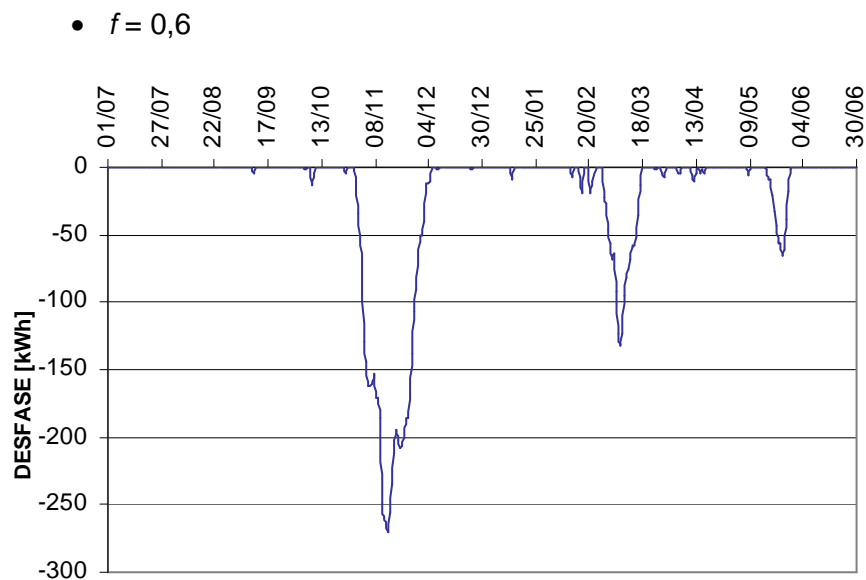


Figura 7.12. Evolución del desfase energético para  $f=0,6$

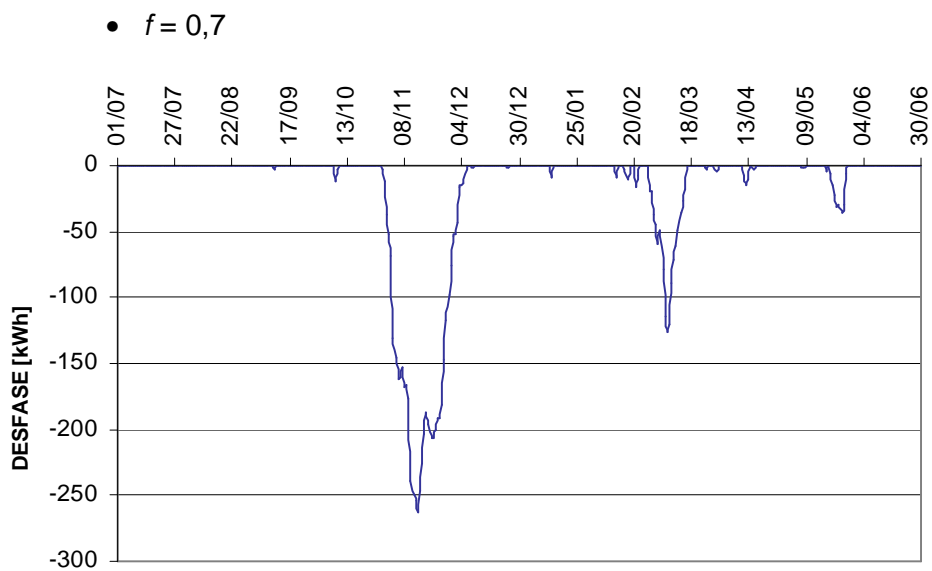


Figura 7.13. Evolución del desfase energético para  $f=0,7$

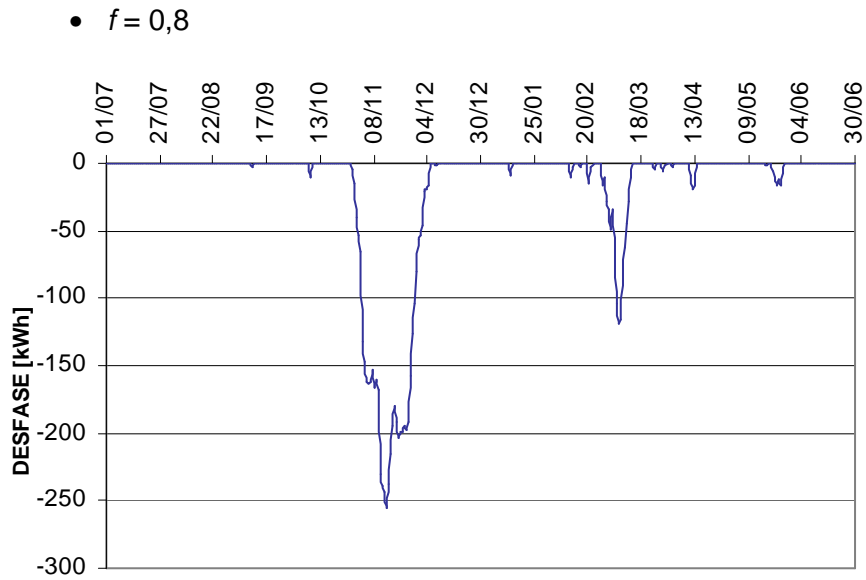


Figura 7.14. Evolución del desfase energético para  $f=0,8$

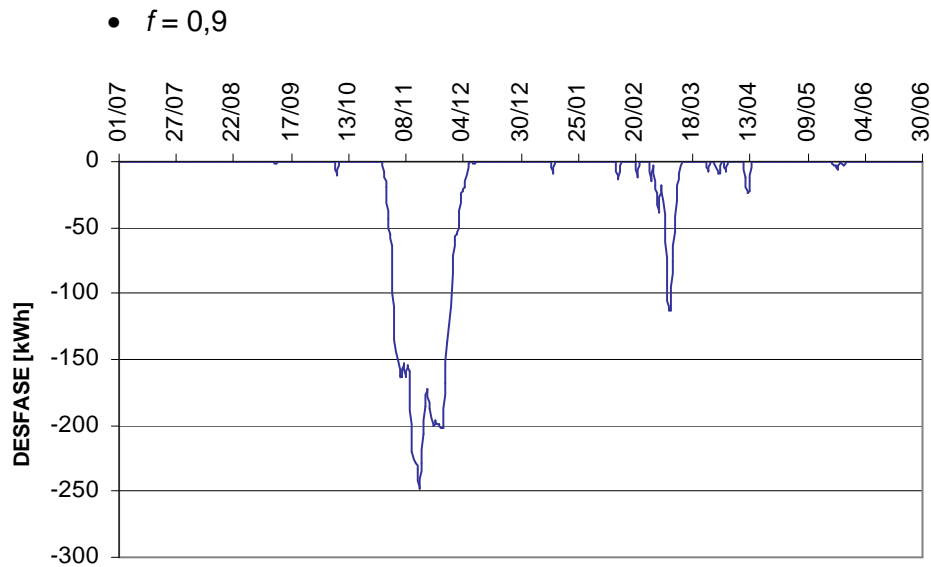


Figura 7.15. Evolución del desfase energético para  $f=0,91$

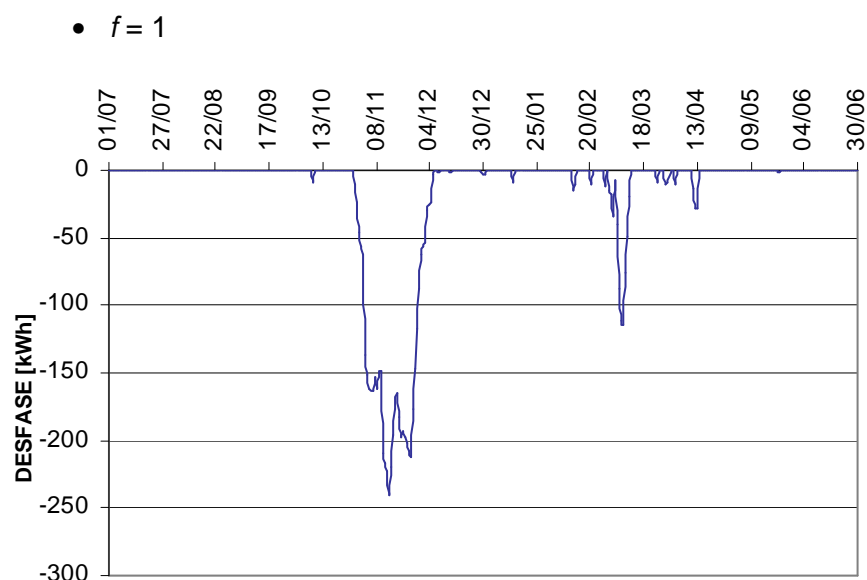


Figura 7.16: Evolución del desfase energético para  $f=1$

Agrupando los desfases acumulados máximos obtenidos para cada valor de  $f$  (en kWh), se obtiene la Tabla 7.5.

$f$	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
<b>Máximo desfase acumulado (kWh)</b>	224,9	239,7	369,6	318,8	294,4	280,6	270,6	263,2	255,9	248,5	241,2

Tabla 7.5. Máximo desfase acumulado para cada valor de  $f$

Si se dimensiona el subsistema de almacenamiento para cubrir estos valores de desfase energético según la expresión (3.13) y se calcula el coste de cada uno de los sistemas resultantes por medio de la expresión (3.14), se obtienen finalmente los resultados mostrados en la Tabla 7.6.

<b>f</b>	<b>N<sub>W</sub></b>	<b>N<sub>PV</sub></b>	<b>N<sub>Bat</sub></b>	<b>C<sub>TOTAL</sub> (€)</b>
<b>0</b>	1,01	0,00	143	116148
<b>0,1</b>	0,91	4,03	153	122210
<b>0,2</b>	0,42	22,92	235	174242
<b>0,3</b>	0,37	34,38	203	154981
<b>0,4</b>	0,32	45,85	188	147252
<b>0,5</b>	0,26	57,31	179	143584
<b>0,6</b>	0,21	68,77	172	141257
<b>0,7</b>	0,16	80,23	168	140980
<b>0,8</b>	0,11	91,69	163	140025
<b>0,9</b>	0,05	103,15	158	139070
<b>1</b>	0,00	114,61	154	138798

Tabla 7.6. Combinaciones y costes resultantes

Como se observa en la tabla, la solución más rentable es aquella que emplea únicamente energía eólica para satisfacer la demanda, con un coste de 116148 €. Sin embargo, esta elección responde a un criterio puramente económico y no tiene en cuenta otros factores como la energía generada en exceso, que en el caso de que la instalación esté totalmente aislada de la red resulta finalmente desaprovechada.

De cualquier manera, el número de baterías que requiere cada una de las configuraciones es muy elevado. Lógicamente, en el cálculo del desfase se hubieran empleado un número entero de unidades de aerogeneradores y paneles fotovoltaicos, el sobredimensionado de los subsistemas de generación hubiera reducido el desfase acumulado y por lo tanto el tamaño del sistema de almacenamiento.

Observando la gráfica de desfase acumulado correspondiente a un valor de  $f = 0$ , se comprueba cómo el desfase de energía para el cual se ha dimensionado el subsistema de almacenamiento se produce de manera puntual, siendo el resto de los picos de la gráfica de mucho menor tamaño. Así, otro motivo que hace que el sistema de almacenamiento resultante sea de gran tamaño es que ha sido dimensionado para cubrir toda la energía demandada a lo largo del año, sin tener en cuenta la posibilidad de dejar de satisfacer en algunos momentos concretos la demanda (siempre que la carga en cuestión no resulte crítica). Esta posibilidad o el empleo de generadores auxiliares para esos desfases puntuales permitirían una importante reducción del sistema de almacenamiento.

### 7.5.2 Sistema con desfase energético

En el capítulo 3 se indicó la necesidad de que la metodología de dimensionado incluya la posibilidad de que el sistema de generación y almacenamiento no deba cubrir en todo momento el 100% de la demanda sino que se permita un cierto desfase. La decisión acerca del valor de desfase permitido dependerá en cada caso de la criticidad de las cargas y de la existencia o no de un grupo electrógeno de apoyo.

En el análisis realizado para un desfase energético nulo se han obtenido sistemas con un número de baterías entre 143 y 235 con el consiguiente coste. Concretamente, el coste de las baterías supone en estas combinaciones entre el 75 y el 91% del coste total del sistema híbrido. A continuación se presentan los resultados obtenidos en el caso de que se permita un valor de LPSP distinto de 0.

En la Figura 7.17 se presentan los resultados del análisis cuando la elección de los sistemas de generación se toma en base a unidades enteras. La probabilidad de pérdida de suministro energético está expresada en tanto por uno. Como se observa en la gráfica, para cualquier valor de  $f$  se produce un descenso acusado de LPSP para las primeras baterías incorporadas por el sistema. Este descenso tiende a ser más importante para valores extremos de  $f$ , dado que en esos casos se depende mayoritariamente de una de las dos fuentes renovables, y en particular para valores pequeños de  $f$ , esto es, con gran parte del sistema basado en energía eólica. El valor de LPSP disminuye hasta hacerse cero, momento en el cual el número de baterías coincide con el obtenido anteriormente cuando se dimensionó el sistema sin desfase energético. La elección del sistema de almacenamiento óptimo, dada la forma de la curva, se sitúa en el codo de la misma. Valores menores de baterías implican un rápido deterioro de la probabilidad de pérdida de suministro energético, mientras que un número superior no supone una mejora apreciable de dicho valor. De acuerdo con la gráfica, el número de baterías óptimo se encuentra en este sistema en un valor cercano a 5 para valores de  $f$  altos, y a 10 para valores de  $f$  pequeños. Es interesante destacar que el requisito de desfase energético nulo implica un número de baterías que alcanza la cifra de 47 para el caso más desfavorable, mientras que asumir una probabilidad de pérdida de suministro energético de tan solo el 2% (0,02), supone una reducción de más de 40 baterías dependiendo del valor concreto de  $f$ , lo que proporcionalmente supone ahorrar en torno al 85% del sistema de almacenamiento.

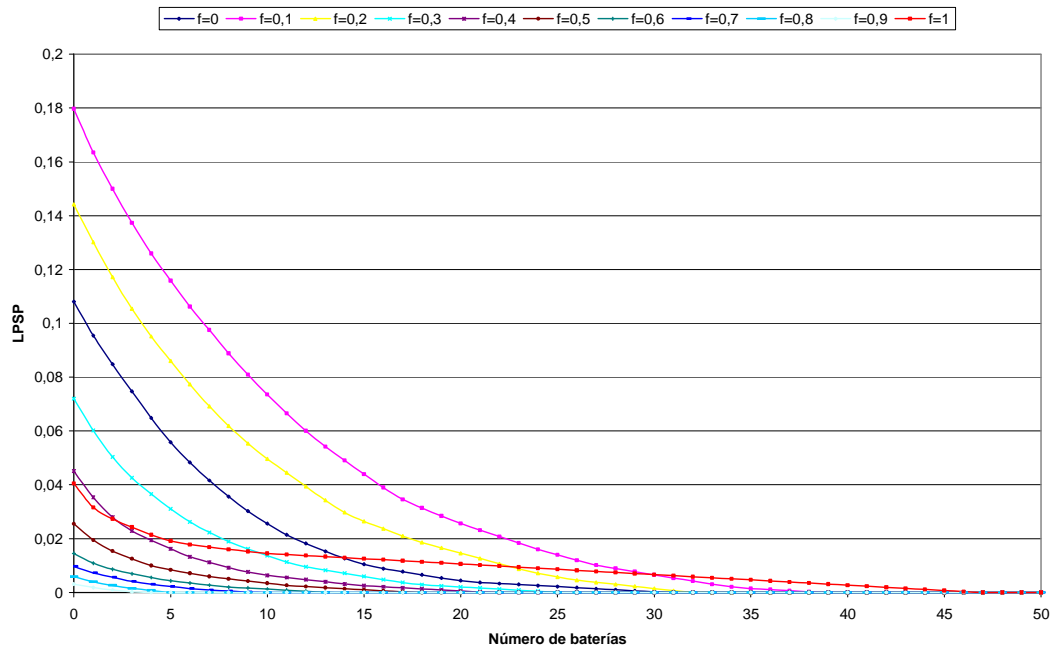


Figura 7.17: LPSP frente al número de baterías requerido (unidades enteras de generación)

Para el caso en que el análisis mantenga unidades no enteras de los subsistemas de captación eólico y fotovoltaico sino las unidades exacta de la Tabla 7.6, los resultados son lo que se muestran en la Figura 7.18. La tendencia de las curvas es similar a la gráfica anterior. En este caso el número de baterías para similares valores de  $LPSP$  es mayor dado que los sistemas de generación son de menor tamaño.



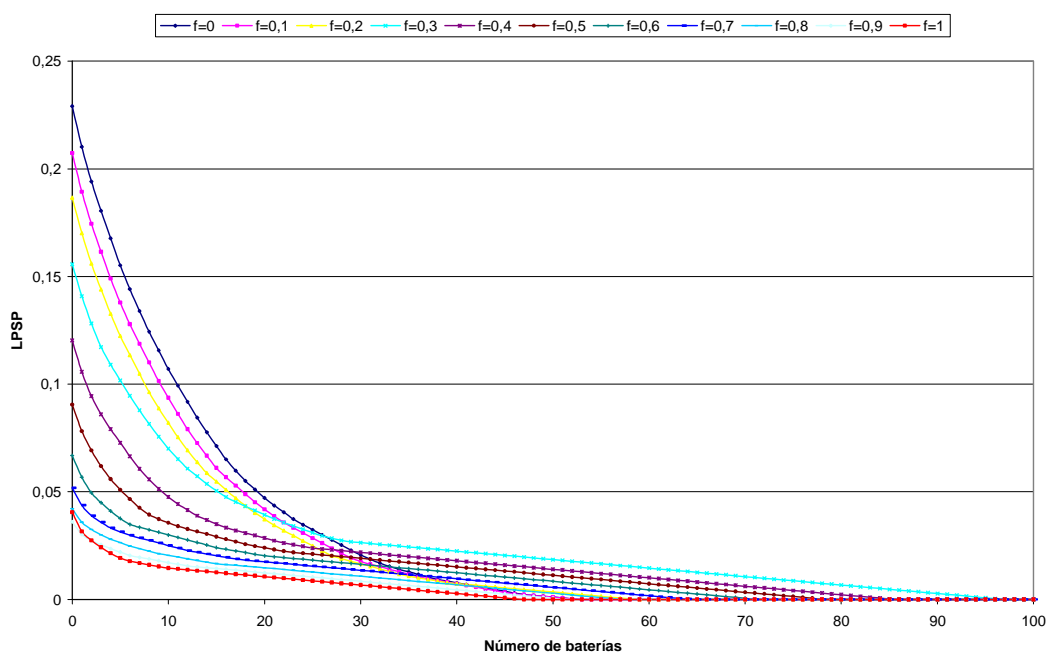


Figura 7.18.: LPSP frente al número de baterías requerido (unidades exactas de generación)

## 7.6 DIMENSIONADO DEL SISTEMA HÍBRIDO PARA OTRAS NECESIDADES DE DEMANDA

Hasta el momento se han presentado los resultados obtenidos al diseñar un sistema de generación y almacenamiento de energía para cubrir la energía total del invernadero en el periodo de tiempo analizado. Se han obtenido así el número de aerogeneradores, paneles y baterías necesarios para garantizar el consumo global del invernadero.

Los resultados obtenidos en este análisis muestran cómo el sistema de almacenamiento necesario para cubrir el desfase energético diario entre generación y demanda adquiere un tamaño muy grande para todos los casos analizados (para las distintas fracciones fotovoltaicas,  $f$ ), con el consiguiente aumento del coste del sistema.

Analizando la evolución de la demanda energética del invernadero (tanto a nivel global como para cada uno de los elementos) y los resultados obtenidos en el dimensionado inicial del sistema se decidió realizar algunas modificaciones en el proceso con la finalidad de optimizar la relación entre demanda y generación.

### 7.6.1 Diseño del sistema para el invernadero sin consumo eléctrico de calefacción

En el análisis de la demanda llevado a cabo en el capítulo 6 se comprobó que el elemento que más energía eléctrica consume a lo largo tiempo analizado es la calefacción. Asimismo, se observó que este consumo se produce en su mayor parte durante las horas de noche, en las cuales no se dispone de recurso fotovoltaico y la energía obtenida a partir del recurso eólico difícilmente puede satisfacer en muchos casos la demanda. Como consecuencia de todo esto el sistema obtenido en el dimensionado adquiere un gran tamaño.

Sin embargo, la solución adoptada al diseñar el sistema en los apartados anteriores no puede considerarse una solución general aplicable a otros invernaderos dado que el consumo eléctrico que conlleva la calefacción es muy diferente. En la actualidad existen numerosas técnicas más avanzadas para este proceso de calefacción que no conllevan estos elevados consumos eléctricos. Por este motivo se procedió a llevar a cabo el dimensionado para una nueva demanda que no tuviera en cuenta la parte asignada a la calefacción. Se muestran a continuación los resultados obtenidos.

En primer lugar se muestra en la Tabla 7.7 cuál es la nueva demanda total de energía ( $Q_D$ ) así como las energías por unidad de área producidas por los componentes renovables ( $q_W$  y  $q_{PV}$ ) para cada uno de los meses.

MES	$Q_D(\text{kWh})$	$q_W(\text{kWh/m}^2)$	$q_{PV}(\text{kWh/m}^2)$
ENERO	118,53	85,22	10,65
FEBRERO	142,00	135,11	15,98
MARZO	379,97	121,71	22,98
ABRIL	461,05	109,82	19,56
MAYO	974,86	99,21	23,31
JUNIO	463,86	64,14	22,92
JULIO	619,88	76,57	25,05
AGOSTO	608,04	47,90	25,29
SEPTIEMBRE	344,87	74,74	25,05
OCTUBRE	238,14	52,60	15,33
NOVIEMBRE	198,29	118,66	11,53
DICIEMBRE	105,44	106,02	7,47

Tabla 7.7. Generación energética y demanda mensuales sin calefacción

Si se comparan los valores mostrados en la Tabla 7.7 con los presentados en el capítulo anterior se comprueba que la demanda se ha reducido en todos los meses

excepto en los de verano (mayo, junio, julio y agosto) y este descenso ha sido más importante en los meses de noviembre y febrero.

Como ocurría en el dimensionado inicial, el mes peor desde el punto de vista global depende de las fracciones de energía eólica y fotovoltaica consideradas. Aunque en este caso no se muestra la tabla con todas las posibles soluciones, sí se presenta a continuación un resumen. Para casi todos los valores de  $f$ , el mes peor es mayo debido a que al eliminar la calefacción de la demanda, el mes de noviembre ya no resulta tan desfavorable, mientras que mayo, en cambio, mantiene unos elevados niveles de consumo eléctrico. Sin embargo, para los valores de  $f$  más cercanos a 0 ( $f = 0$  y  $f = 0,1$ ) el mes peor continúa siendo agosto (mes peor desde el punto de vista eólico) puesto que en este mes no ha habido ninguna variación respecto del dimensionado inicial.

Teniendo en cuenta estos resultados el sistema debe dimensionarse empleando los datos del mes de mayo para valores de  $f$  mayores o iguales a 0,2 y para el mes de agosto para  $f = 0$  y  $f = 0,1$ . A partir de las áreas obtenidas, se determina el número de unidades que componen cada subsistema. Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 7.8.

f	$A_w(m^2)$	$A_{PV}(m^2)$	$N_w$	$N_{PV}$	$N_w$	$N_{PV}$
			Unidades exactas		Unidades enteras	
0	12,69	0,00	1,01	0,00	2	0
0,1	11,42	2,40	0,91	4,03	1	5
0,2	7,86	8,37	0,63	14,03	1	15
0,3	6,88	12,55	0,55	21,05	1	22
0,4	5,90	16,73	0,47	28,06	1	29
0,5	4,91	20,91	0,39	35,08	1	36
0,6	3,93	25,10	0,31	42,10	1	43
0,7	2,95	29,28	0,23	49,11	1	50
0,8	1,97	33,46	0,16	56,13	1	57
0,9	0,98	37,65	0,08	63,14	1	64
1	0,00	41,83	0,00	70,16	0	71

Tabla 7.8: Áreas y número de elementos de las combinaciones resultantes.

Una vez determinados los tamaños de los subsistemas de generación se procede a calcular el subsistema de almacenamiento de energía necesario para cubrir los desequilibrios diarios entre generación y demanda para el caso de un sistema sin desfase energético.

Aplicando las expresiones (3.9), (3.10) y (3.11) se obtiene el valor del desfase acumulado de energía para cada día del año y para cada uno de los valores de  $f$ .

Agrupando los desfases acumulados máximos obtenidos para cada valor de  $f$  (en kWh) se obtiene la Tabla 7.9.

$f$	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
<b>Máximo desfase acumulado (kWh)</b>	143,0	158,1	210,2	199,1	188,1	177,1	166,0	155,0	144,0	132,9	122,0

Tabla 7.9: Máximo desfase acumulado para cada valor de  $f$

Se comprueba cómo si se diseña un sistema para satisfacer la demanda del invernadero sin incluir la calefacción, los desfases de energía obtenidos son mucho menores dado que los mayores desfases se producían en casi todas las combinaciones en noviembre debido al gran consumo eléctrico de la calefacción en ese mes. De este modo, los sistemas de almacenamiento obtenidos son mucho menores, con el consiguiente ahorro económico. En la Tabla 7.10 se resume el número de elementos de cada una de las combinaciones resultantes junto con el coste total.

$f$	$N_W$	$N_{PV}$	$N_{Bat}$	$C_{TOTAL}$ (€)
0	1,01	0,00	91	80890
0,1	0,91	4,03	101	86961
0,2	0,63	14,03	134	106947
0,3	0,55	21,05	127	102820
0,4	0,47	28,06	120	98694
0,5	0,39	35,08	113	94567
0,6	0,31	42,10	106	90440
0,7	0,23	49,11	99	86313
0,8	0,16	56,13	92	82186
0,9	0,08	63,14	85	78059
1	0,00	70,16	78	73932

Tabla 7.10: Combinaciones y costes resultantes para un sistema sin calefacción

Se comprueba que los resultados obtenidos al retirar la calefacción de la demanda son distintos a los derivados del estudio inicial. En todas las posibles combinaciones se ha producido una considerable reducción del sistema de almacenamiento, puesto que antes el número de baterías llegaba incluso a 235 en el caso más desfavorable y ahora en la peor de las soluciones (desde el punto de vista del almacenamiento) su número se reduce a 134. Además, mientras que en el caso de considerar la demanda completa del

invernadero se concluía que la opción más adecuada era la puramente eólica, en este caso la solución más rentable es la que emplea únicamente un sistema de generación fotovoltaico. Esta combinación emplea 70,16 paneles fotovoltaicos y 78 baterías, con un coste resultante de 73932 €. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que el criterio tenido en cuenta a la hora de elegir una de las combinaciones es puramente económico y no se trata de un criterio permanente en el tiempo dada la variabilidad de los costes de cada uno de los elementos. En cualquier caso, e igual que antes, los costes de los sistemas obtenidos dependen principalmente del número de baterías así que el criterio a tener en cuenta a la hora de elegir un sistema u otro debería ser, en principio, reducir el tamaño del sistema de almacenamiento de energía.

### **7.6.2 Diseño del sistema para el invernadero sin consumo eléctrico de la calefacción y con ajuste de grupo de presión**

Se ha comprobado en el apartado anterior que la eliminación de la calefacción de la demanda supone una importante reducción del sistema de almacenamiento de energía, no sólo por el consumo que implica sino también por su perfil estacional a lo largo del año. Sin embargo, existen todavía circunstancias que hacen que el dimensionado llevado a cabo no sea el óptimo.

Como se ha indicado previamente, al excluir la calefacción de la demanda total del invernadero el mes más desfavorable para garantizar el suministro eléctrico con energía fotovoltaica y eólica ha pasado a ser mayo en la mayoría de los casos (para una fracción fotovoltaica mayor o igual a 0,2). Esta modificación en el mes peor (antes era noviembre) es debida al gran consumo que se produce en el mes de mayo, lo cual viene motivado por dos razones. En primer lugar, la radiación del mes de mayo es ya de por sí muy elevada y esto lleva a un elevado número de riegos diarios. Además estos riegos tienen una duración mucho mayor a los realizados en julio o agosto (periodos prácticamente equivalentes desde el punto de vista atmosférico) lo que hace que el consumo de energía eléctrica aumente considerablemente. En segundo lugar, como ya se indicó en el capítulo 3, durante un periodo de tiempo de este mes se produjo una utilización continua del grupo de presión para usos no habituales que hizo que el consumo de este equipo se disparase. En lo que respecta al primer motivo, no se puede realizar modificación alguna puesto que se considera que ese consumo de riego era el adecuado para la planta. Sin embargo, el uso excesivo del grupo de presión no está ligado a las necesidades del invernadero y por lo tanto lo más indicado es eliminarlo del estudio con objeto de que éste sea lo más representativo posible de un invernadero genérico.

De este modo, se calcula a través de métodos de estimación cuál es el consumo del grupo de presión que se produciría en circunstancias habituales y es éste el que se

considera para dimensionar de nuevo el sistema. De esta manera la demanda eléctrica del mes de mayo se modifica, como se muestra en la Tabla 7.11.

MES	$Q_D(\text{kWh})$	$q_W(\text{kWh/m}^2)$	$q_{PV}(\text{kWh/m}^2)$
ENERO	118,53	85,22	10,65
FEBRERO	142,00	135,11	15,98
MARZO	379,97	121,71	22,98
ABRIL	461,05	109,82	19,56
MAYO	888,97	99,21	23,31
JUNIO	463,86	64,14	22,92
JULIO	619,88	76,57	25,05
AGOSTO	608,04	47,90	25,29
SEPTIEMBRE	344,87	74,74	25,05
OCTUBRE	238,14	52,60	15,33
NOVIEMBRE	198,29	118,66	11,53
DICIEMBRE	105,44	106,02	7,47

Tabla 7.11: Demanda y generaciones renovables para los distintos meses

Empleando este nuevo valor de demanda, el mes peor continúa siendo mayo para aquellos valores de  $f$  superiores a 0,2 pero para este valor de  $f$  ( $f = 0,2$ ) el mes más desfavorable pasa a ser noviembre, como ya era en las combinaciones de  $f = 0$  y  $f = 0,1$ . De este modo las áreas que se obtienen de cada subsistema son las indicadas en la Tabla 7.12.

f	$A_W(\text{m}^2)$	$A_{PV}(\text{m}^2)$	$N_W$	$N_{PV}$	$N_W$	$N_{PV}$
			Unidades exactas		Unidades enteras	
0	12,69	0,00	1,01	0,00	2	0
0,1	11,42	2,40	0,91	4,03	1	5
0,2	10,15	4,81	0,81	8,07	1	9
0,3	6,27	11,44	0,50	19,19	1	20
0,4	5,38	15,26	0,43	25,59	1	26
0,5	4,48	19,07	0,36	31,99	1	32
0,6	3,58	22,89	0,29	38,39	1	39
0,7	2,69	26,70	0,21	44,78	1	45
0,8	1,79	30,52	0,14	51,18	1	52
0,9	0,90	34,33	0,07	57,58	1	58
1	0,00	38,14	0,00	63,98	0	64

Tabla 7.12: Áreas y número de elementos de las combinaciones resultantes

Observando la Tabla 7.12 se comprueba que las áreas de los subsistemas de generación han disminuido. Esta disminución no produce una reducción del número entero de aerogeneradores necesarios pero sí del de módulos fotovoltaicos. Este cambio de tamaño de los subsistemas generadores hace que la evolución del desfase diario entre generación y demanda también varíe, de manera que se obtienen nuevos desfases acumulados máximos. La Tabla 7.13 presenta los valores de este desfase.

f	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
<b>Máximo desfase acumulado (kWh)</b>	83,1	82,9	92,4	152,6	134,6	123,5	112,4	101,2	90,1	80,9	73,8

Tabla 7.13: Máximo desfase acumulado para cada valor de f

Finalmente, la Tabla 7.14 muestra cuáles son las soluciones obtenidas para cada f calculando el número de baterías a partir de los nuevos desfases.

Dado que en este caso la modificación realizada en la demanda ha afectado únicamente a un mes, los meses peores apenas han cambiado y por lo tanto la solución con un menor número de baterías continúa siendo la que satisface toda la demanda a partir de energía fotovoltaica. Sin embargo, se comprueba que este número de baterías se ha reducido, ya que en el análisis anterior la elección adoptada constaba de 78 baterías y ésta emplea únicamente 47.

f	N <sub>W</sub>	N <sub>PV</sub>	N <sub>Bat</sub>	C <sub>TOTAL</sub> (€)
0	1,01	0,00	53	55128
0,1	0,91	4,03	53	54410
0,2	0,81	8,07	59	57776
0,3	0,50	19,19	97	81008
0,4	0,43	25,59	86	74114
0,5	0,36	31,99	79	69933
0,6	0,29	38,39	72	65751
0,7	0,21	44,78	65	61570
0,8	0,14	51,18	58	57388
0,9	0,07	57,58	52	53885
1	0,00	63,98	47	51059

Tabla 7.14: Combinaciones y costes resultantes

Por último, y a modo de resumen, se muestra en la Tabla 7.15 una comparación entre los resultados obtenidos inicialmente con la demanda completa y los alcanzados al hacer las modificaciones indicadas en los consumos de la calefacción y del grupo de presión.

f	$N_W$	$N_{PV}$	$N_{Bat}$
<b>DIMENSIONADO INICIAL Solución óptima con f=0</b>	1,01	0	143
<b>DIMENSIONADO FINAL Solución óptima con f=1</b>	0	63,98	47

*Tabla 7.15: Comparación entre los resultados obtenidos antes y después de modificar la demanda*

Todos los resultados presentados hasta el momento se han obtenido empleando áreas de los subsistemas eólico y fotovoltaico correspondientes a un número exacto de unidades de generación (en el caso de las gráficas de LPSP los cálculos también rehicieron para unidades enteras a fin de comparar resultados). Como se indicó previamente, se tomó esta decisión para eliminar los problemas generados por la falta de modularidad del subsistema eólico. Una vez ajustada la demanda y alcanzada una solución óptima para el sistema se presentan los resultados que se obtienen empleando unidades enteras al eliminar la calefacción y reajustar el grupo de presión. En lo que respecta al número de aerogeneradores y módulos fotovoltaicos, éstos son los que se mostraban en las dos últimas columnas de la Tabla 7.12, dado que el proceso de cálculo de los subsistemas de generación es el mismo. Sin embargo, el desfase diario entre generación y demanda es distinto en el caso de optar por las áreas correspondientes a un número entero de unidades y por lo tanto, el desfase acumulado para el que se calcula el número de baterías también es distinto, como se muestra a continuación, en la Tabla 7.16.



f	Máximo desfase con unidades exactas	Máximo desfase con unidades enteras
0	83,13	47,97
0,1	82,85	60,80
0,2	92,42	50,75
0,3	152,59	39,71
0,4	134,64	33,69
0,5	123,51	27,67
0,6	112,38	20,65
0,7	101,24	14,63
0,8	90,11	7,81
0,9	80,90	5,81
1	73,84	73,71

Tabla 7.16: Comparación del máximo desfase acumulado para cada valor de f

Como se comprueba, los desfases acumulados en el caso de emplear un número entero de unidades son mucho menores que en el caso de emplear las áreas exactas debido al sobredimensionado del sistema de generación, especialmente del subsistema eólico. Como consecuencia, el número de baterías también es mucho menor, como se muestra en la Tabla 7.17, que presenta la solución final alcanzada utilizando unidades enteras de generación.

f	N <sub>W</sub>	N <sub>PV</sub>	N <sub>Bat</sub>	C <sub>TOTAL</sub> (€)
0	2	0	31	59000
0,1	1	5	39	46900
0,2	1	9	33	44100
0,3	1	20	26	42600
0,4	1	26	22	41716
0,5	1	32	18	40804
0,6	1	39	14	40192
0,7	1	45	10	39280
0,8	1	52	5	37990
0,9	1	58	4	39112
1	0	64	47	51100

Tabla 7.17: Combinaciones y costes resultantes empleando unidades enteras

Se comprueba cómo, en el caso de emplear unidades enteras, el coste total del sistema ya no es proporcional al número de baterías como ocurría en los casos

anteriores. El motivo de este cambio es que al coger un número entero de unidades de generación existen más variaciones entre los costes de los subsistemas de generación resultantes para las distintas fracciones de fotovoltaica.

# CAPÍTULO 8

---

## Integración de tecnologías de silicio amorfo en capa delgada y flexible en invernaderos

### 8.1 INTRODUCCIÓN

Las tecnologías de silicio amorfo en capa delgada se plantean en la actualidad como una opción interesante de integración arquitectónica en superficies curvadas. La fabricación de paneles flexibles de esta tecnología permite su incorporación en edificios, elementos arquitectónicos urbanos, fábricas, etc. En concreto, puede ser utilizado en las cubiertas de invernaderos como el estudiado en esta tesis.

Este capítulo analiza la tecnología de capa fina de silicio amorfo montada sobre paneles flexibles, la caracteriza en detalle y desarrolla una metodología específica para estimar su producción eléctrica. El panel utilizado para la validación experimental, tanto de la tecnología como de las metodologías de cálculo de potencias desarrolladas, es el PVL-136, de la empresa UNI-SOLAR® y cedido por Acciona para el CENIT MEDIODÍA.

En el apartado 0 se presentan los principales aspectos teóricos relativos a los módulos de silicio amorfo. En concreto, se describe la tecnología actual, así como los fenómenos de degradación, la influencia espectral y la dependencia con la temperatura y el ángulo de incidencia.

El panel mencionado anteriormente se analizó a través de diversas estructuras montadas en el Campus de Arrosadía (en Pamplona) de la Universidad Pública de Navarra. La instalación completa, incluyendo la parte de sensado y monitorización, así

como los equipos adicionales, como son el trazador de curvas, el inversor utilizado y el registrador de datos, se describen en la sección 8.3.

En el apartado 8.4 comienza la caracterización del panel y sus fenómenos asociados. En este caso, el panel se sitúa en superficie plana, con objeto de modelar sus principales parámetros y caracterizarlo en condiciones estándares de medida. En particular, se obtuvieron sus curvas I-V, su potencia estándar y la degradación del módulo con el paso del tiempo.

El apartado 0 es el más relevante dado que analiza el panel en superficie curvada. La literatura científica apenas analiza esta situación, ya que tradicionalmente los captadores fotovoltaicos han sido rígidos, y aún hoy en día lo siguen siendo de forma mayoritaria. Por ello, en este apartado se desarrolla una metodología de estimación de la potencia producida por el panel en superficies curvas que se basa en el establecimiento de superficies equivalentes para cada tipo de irradiancia. De este modo, una vez calculadas las diferentes componentes de la irradiancia incidente, se aplicaron dichas componentes a superficies equivalentes del panel obtenidas en función de la superficie total del mismo y de su proyección sobre el plano sobre el que se sitúa la superficie curvada. Para ello, es por tanto necesario diferenciar con la mayor precisión posible las componentes de la irradiancia incidente. Sin embargo, los métodos tradicionalmente empleados hacen depender dicho cálculo, entre otros aspectos, de la fracción de difusa, parámetro altamente variable. La metodología propuesta calcula dicha fracción a partir de mediciones de irradiancia y posteriormente la utiliza para la descomposición en cada una de sus componentes. Los resultados muestran que el método desarrollado alcanza resultados satisfactorios y permite plantear su extrapolación a otros emplazamientos basados igualmente en superficies curvas.

## 8.2 MÓDULOS DE SILICIO AMORFO: COMPORTAMIENTO Y CARACTERÍSTICAS

### 8.2.1 Tecnologías del silicio

Dentro del campo fotovoltaico existen dos tecnologías relevantes: por un lado la del silicio cristalino y multicristalino, y por otro la de las láminas delgadas. La primera de ellas resulta fiable y presenta buenas eficiencias de conversión; sin embargo, las técnicas de obtención de obleas presentan problemas de consumo energético y emisión de CO<sub>2</sub>.

En el caso de la lámina delgada se han ensayado materiales novedosos, pero implican la utilización de elementos altamente tóxicos o de escasa disponibilidad. La alternativa es la tecnología de silicio amorfo (a-Si), que es la que ha tenido un mayor éxito

en su implantación industrial dentro del ámbito de las láminas delgadas hasta el momento.

El silicio amorfo presenta varias ventajas frente al silicio cristalino. En primer lugar, es más absorbente a la luz visible lo que permite aprovechar la mayor parte de la radiación solar útil con espesores de absorbente muy pequeños, del orden de  $0,5 \mu\text{m}$ , frente a  $300 \mu\text{m}$  que suele tener una célula convencional de silicio cristalino, con la consiguiente reducción de los costes de producción.

Además, debido a su amorficidad, este material se puede depositar sobre cualquier substrato barato, incluso flexible, con tal de que pueda soportar la temperatura de preparación. Por último, las variables del proceso de preparación del silicio amorfo son fácilmente controlables y el diseño del módulo puede ser monolítico, es decir, el conformado y la conexión de células individuales dentro del módulo forman parte del mismo proceso de fabricación.

En lo que respecta a sus inconvenientes, el más importante es la notable degradación que sufren sus características eléctricas cuando se expone prolongadamente a la radiación solar, lo que reduce notablemente su eficiencia, menor que la del silicio cristalino. Este problema ha suscitado una abundante actividad investigadora gracias a la cual la foto-degradación de los dispositivos fotovoltaicos de silicio amorfo es un proceso cada vez mejor controlado y de menores proporciones, con productos comerciales de buenas eficiencias estabilizadas. En cualquier caso, el estudio del comportamiento de estos dispositivos frente a la acción continuada de la radiación solar tiene un gran interés científico y tecnológico.

### 8.2.2 Células multiunión

Diferentes grupos de investigación han demostrado que la estabilidad de los módulos de silicio amorfo se puede mejorar haciendo dispositivos de capa fina, factor que, sin embargo, limita la eficiencia de la célula solar de unión simple. Con objeto de no reducir la eficiencia en las células solares de silicio amorfo, surgen las llamadas células tándem o multiunión. Éstas parten de la idea de aprovechar más eficientemente la radiación solar a base de disponer, una tras otra, dos o más células con un absorbente de gap progresivamente más pequeño, de modo que la radiación no absorbida en la primera célula pueda alcanzar las siguientes, donde los fotones restantes, cada vez menos energéticos, encuentren absorbentes más ajustados a su longitud de onda. Además, cada una de las células individuales cuenta con capas más finas que en un dispositivo de unión simple, de modo que se minimiza el efecto Staebler-Wronski, que luego se analizará, y se consigue una mayor estabilidad.

Un ejemplo de células multiunión son las que componen el panel PVL-136 de UNI-SOLAR®, analizado en este estudio. Este modulo fotovoltaico se compone de células solares de silicio de capa fina de triple unión (ver Figura 8.1), que absorben la luz solar azul, verde y roja en diferentes capas de la célula, obteniendo así un mayor rendimiento (ver Figura 8.2). Esta capacidad de división del espectro de luz es la clave para la obtención de una mayor eficiencia, especialmente en niveles de baja incidencia solar y con luz difusa.

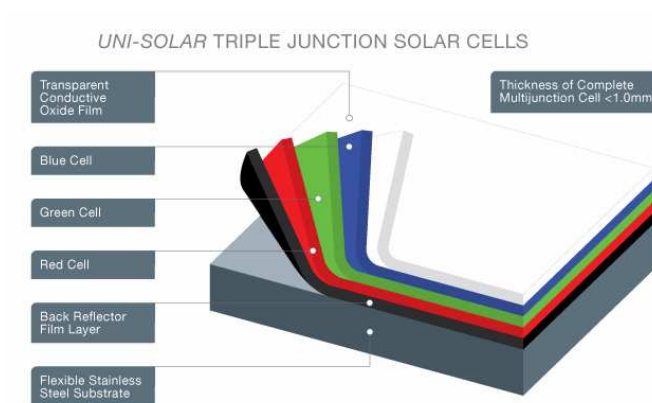


Figura 8.1. Capas que conforman el panel PVL-136 de UNI-SOLAR

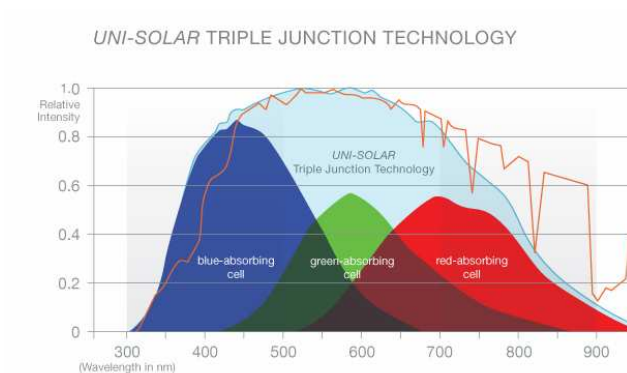


Figura 8.2. Fracción del espectro que absorben los paneles PVL-136 de UNI-SOLAR

### 8.2.3 Degradación de las células de silicio amorfo

En 1977, Staebler y Wronski [STA 77] descubrieron que el silicio amorfo hidrogenado experimenta cambios reversibles cuando es sometido a exposición luminosa. Su estudio puso de manifiesto que la acción prolongada de la luz disminuye la conductividad del material, tanto en oscuridad como en iluminación, y que es posible restaurar los valores originales de la misma mediante recocido de las películas en oscuridad.

La foto-degradación que sufren las células de silicio amorfo, denominado efecto Staebler-Wronski en honor a sus descubridores, hace que su potencia caiga bruscamente durante los primeros meses de funcionamiento (normalmente durante los primeros 6 meses [OSB 03]). Esa caída de potencia inicial suele oscilar, normalmente, entre un 15% y un 20% [OSB 03], [KHO 97], [KIN 00], aunque en algunos casos se han encontrado degradaciones, tras un año de exposición al sol, cercanas al 25% [CAR 04], [RUT 03] (estas últimas en módulos a-Si triple unión). A partir de ese primer año de exposición, la degradación tiende a reducirse notablemente y se considera que la potencia de estos módulos está “estabilizada”. Sin embargo, sigue existiendo una degradación anual que, según aseguran ciertos autores [GRE 05], [OSB 03], es similar a la de los módulos de silicio cristalino. No obstante, aunque resulta complicada de medir, en muchos estudios se ha estimado que esta degradación anual puede estar en torno al 1%-2% [CUE 99], valor superior a la degradación “teórica” del silicio cristalino (se estima que ésta es inferior al 1% por año).

Parece claro que la degradación por el efecto Staebler-Wronski es un fenómeno reversible, de forma que resulta posible recuperar, prácticamente, la potencia inicial de los módulos sometiéndolos a elevadas temperaturas durante un determinado tiempo [LUC 06]. Son varios los autores que afirman que este comportamiento no puede explicarse mediante un único mecanismo de degradación y que realmente son dos los mecanismos implicados [YAN 93], [ROE 91]: uno rápido, con una energía de activación pequeña, en el que la pérdida de potencia asociada se puede recuperar sometiendo al módulo a temperaturas moderadas (40°C-70°C) y otro lento, de mayor energía de activación, que produce una disminución en la eficiencia del módulo que no se puede recuperar con temperaturas inferiores a unos 70°C [CUE 99], [ROE 00].

Los anteriores efectos de foto-degradación y recuperación térmica son los responsables en parte de que la eficiencia de los módulos (en condiciones estándar) presente variaciones estacionales, con diferencias que pueden estar en torno al 5%-8% entre los meses de verano y de invierno [OSB 03].

Lo expuesto en los párrafos precedentes da como resultado una evolución temporal de la potencia CEM (en Condiciones Estándar de Medida) similar a la que se muestra en la Figura 8.3 ([MUI 96]).

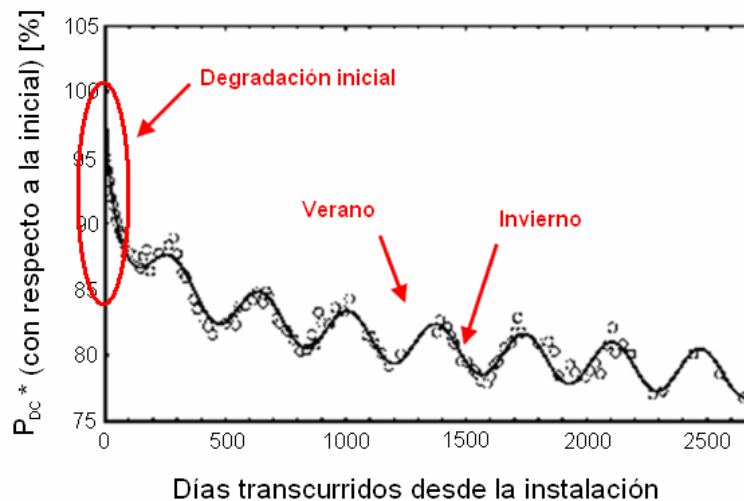


Figura 8.3. Evolución temporal típica de la potencia CEM de un módulo de silicio amorfo. Valores referidos a la potencia CEM inicial ([MUI96])

Esta evolución temporal de la potencia CEM se puede modelar mediante dos términos: uno logarítmico que tiene en cuenta la degradación global, y otro sinusoidal que permite considerar las variaciones estacionales, tal y como se indica en la siguiente expresión [MUI 96]:

$$\frac{P_{DC}^*}{P_{DC\_nom}^*} = C_0 - C_1 \cdot \text{sen}[2\pi(t - C_2)/365,25] - C_3 \ln(t + C_4) \quad (8.1)$$

En la expresión anterior  $P_{DC}^*$  es la potencia CEM del módulo,  $P_{DC\_nom}^*$  es el valor nominal de la misma,  $t$  es el tiempo en días transcurrido desde su instalación, y  $C_0$ ,  $C_1$ ,  $C_2$ ,  $C_3$  y  $C_4$  son coeficientes empíricos que se pueden ajustar por regresión. La expresión permite obtener el valor de potencia CEM real respecto al valor nominal de catálogo en función del tiempo transcurrido desde la instalación de los módulos. El coeficiente  $C_0$  indica la potencia inicial (referida a la nominal),  $C_1$  corresponde a la mitad de la variación de potencia entre verano e invierno y  $C_2$  está expresado en días y sirve para tener en cuenta el momento del año en el que se instalaron los módulos. Así, la parte senoidal de la expresión representa los cambios estacionales de potencia. Finalmente, los coeficientes  $C_3$  y  $C_4$  sirven para ajustar la parte logarítmica de la expresión, que se corresponde con la degradación global.



### 8.2.4 Influencia espectral

La eficiencia de cualquier módulo fotovoltaico depende, entre otros aspectos, de la composición espectral de la radiación incidente. La respuesta espectral de las células de silicio amorfo es más estrecha que la de las células de silicio cristalino y está desplazada hacia longitudes de onda más pequeñas [ZDA 04].

La composición espectral de la radiación incidente depende de diversos factores como la fracción de radiación difusa (que guarda relación con el grado de nubosidad), la humedad relativa, la presión atmosférica y la masa de aire (AM). Los primeros aspectos son de carácter aleatorio y resulta complicado modelar su influencia. Sin embargo, en días despejados, la composición espectral de la radiación depende, fundamentalmente, de la masa de aire, AM.

La masa de aire permite caracterizar el camino que deben recorrer los rayos solares a través de la atmósfera antes de alcanzar la tierra. Cuando el ángulo cenital del Sol es 0, la masa de aire es igual a la unidad, y a medida que éste se incrementa, el camino recorrido por los rayos solares aumenta y con ello AM. Cuando esto ocurre, disminuye la proporción de irradiancia que llega al panel respecto de la que llega al exterior de la atmósfera, pero además la parte azul del espectro se filtra con más intensidad que la roja haciendo que la respuesta del panel sea distinta para una misma irradiancia. Este fenómeno debe ser tenido en cuenta, ya que la masa de aire en invierno toma valores mínimos de 2,48 (solsticio de invierno en Pamplona, latitud 42°49' Norte), lo que hace que los paneles fotovoltaicos, especialmente los de a-Si de triple unión, se comporten de manera muy diferente a como lo hace en Condiciones Estándar de Medida.

Para tener en cuenta el efecto de la masa de aire sobre la irradiancia incidente sobre una superficie, se propone en la bibliografía [KIN98] un factor corrector,  $f(AMa)$ . Este factor fue estimado de manera experimental para el panel objeto de estudio en esta parte de la tesis.

Previamente a la determinación de este factor es necesario definir el concepto de masa de aire absoluta (AMa). Ésta es la masa de aire que se obtiene teniendo en cuenta la altitud del lugar. En aquellos emplazamientos situados a mayor altura, el camino recorrido por los rayos solares será menor y por lo tanto AM también. Para calcularla es necesario multiplicar la masa de aire a nivel del mar por un término que es el cociente de la presión a nivel del mar y la presión a la altura a la que se encuentra el panel. Este cociente está relacionado con la altitud sobre el nivel del mar de la siguiente manera:

$$P/P_0 \approx \exp(-0,0001184 \cdot h_a) = 0,9481 \quad (8.2)$$

donde  $h$  es la altitud sobre el nivel del mar del emplazamiento del panel. En el caso del emplazamiento empleado para realizar este estudio (Pamplona), esta altitud es de 450 m y el cociente entre ambas presiones es aproximadamente 0,9481.

Una vez conocido el valor de la masa de aire absoluta se puede determinar el factor  $f(\text{AMa})$ . [KIN98] establece la relación entre  $\text{AMa}$  y  $f(\text{AMa})$  como:

$$f(\text{AMa}) = 0,976 + 8,25 \cdot 10^{-2} \cdot \text{AMa} - 5,707 \cdot 10^{-2} \cdot \text{AMa}^2 + 8,24 \cdot 10^{-3} \cdot \text{AMa}^3 - 3,919 \cdot 10^{-4} \cdot \text{AMa}^4 \quad (8.3)$$

En el gráfico de la Figura 8.4 se puede ver cómo, cuando el valor de  $\text{AMa}$  se encuentra entorno a 1,5, el factor  $f(\text{AMa})$  es prácticamente 1, pero desciende de manera considerable a medida que crece la masa de aire.

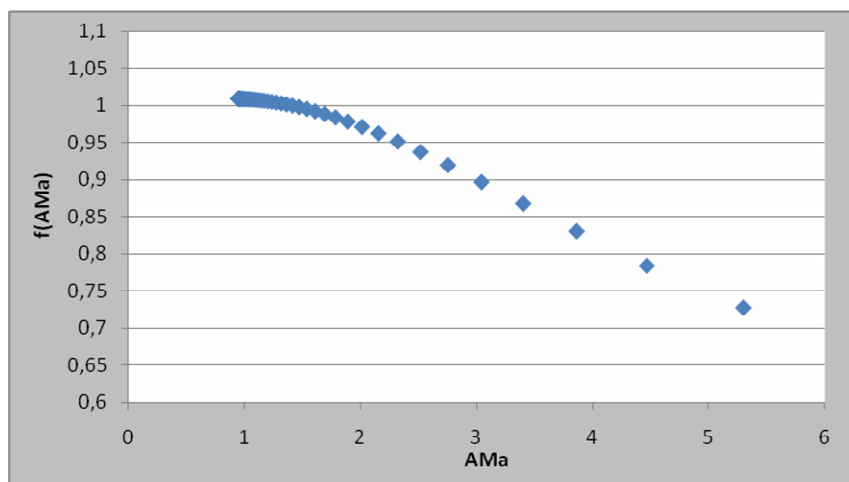


Figura 8.4. Gráfico de  $f(\text{AMa})$  para los módulos de la serie PLV de UNI-SOLAR

Como se ha indicado anteriormente, la masa de aire depende del ángulo cenital y es mayor cuanto menor sea éste. Así pues, al amanecer y al atardecer, la masa de aire será mayor que al mediodía. Pero, lo que es más importante, durante el mediodía el factor  $f(\text{AMa})$  es menor en invierno que en verano, como se puede ver en la Figura 8.5, lo que indica (según la Figura 8.4) que la masa de aire es mayor. Este hecho es responsable, junto a la recuperación térmica, de los cambios estacionales en la potencia máxima en CEM [GOT 03].

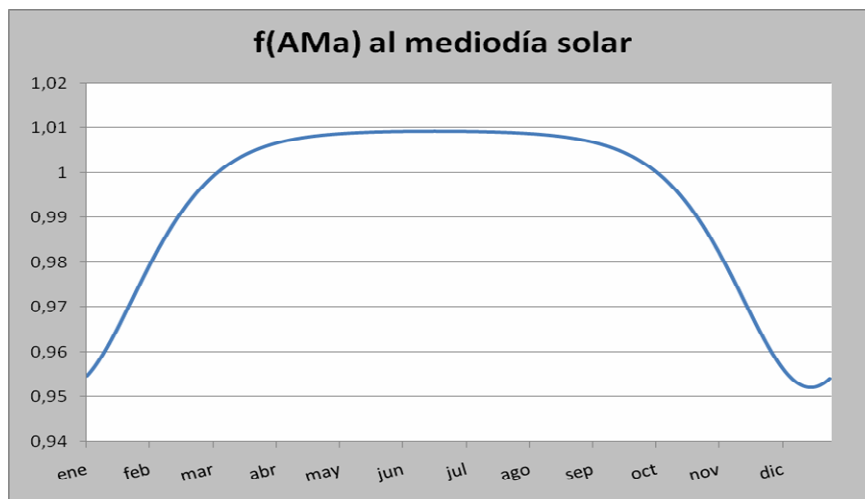


Figura 8.5.  $f(AMa)$  durante el mediodía para el panel estudiado y localizado en Pamplona (lat. 42°49' N)

## 8.2.5 Otros efectos

### 8.2.5.1 Efecto del ángulo de incidencia

La reflectancia y la transmitancia de los materiales ópticos dependen del ángulo de incidencia de la radiación. Se han desarrollado varias formulaciones teóricas para modelar el efecto del ángulo de incidencia en la transmitancia del vidrio [ASH 77], que es el material utilizado como cobertura en la mayor parte de los módulos que existen en el mercado. También existen formulaciones empíricas basadas en el ajuste de los datos experimentales a un polinomio [KIN 98]. En [MAR 01] se propone una forma más adecuada para describir las formas reales de la transmitancia del vidrio que, a diferencia de las anteriores, permite tener en cuenta los efectos del polvo.

Sin embargo, algunos módulos de a-Si, como los PVL-136 de UNI-SOLAR, emplean un polímero transparente (TEFZEL®) como material de cobertura, cuyas propiedades ópticas difieren ligeramente de las del vidrio.

### 8.2.5.2 Influencia de la temperatura

Ya se ha dicho que cuando se somete un módulo de a-Si a temperaturas superiores a un cierto valor durante algún tiempo, se da un fenómeno de recuperación térmica ("thermal

annealing”) que hace que parte de la eficiencia perdida por foto-degradación se recupere. Sin embargo, el efecto instantáneo de un aumento de temperatura en los módulos es una disminución en la tensión y un incremento de la corriente. El efecto de la disminución en la tensión en la potencia es superior al que tiene el aumento de la corriente, por lo que la potencia disminuye a medida que aumenta la temperatura (ver Figura 8.6). No obstante, esta disminución es inferior a la que se da en los módulos de silicio monocristalino.

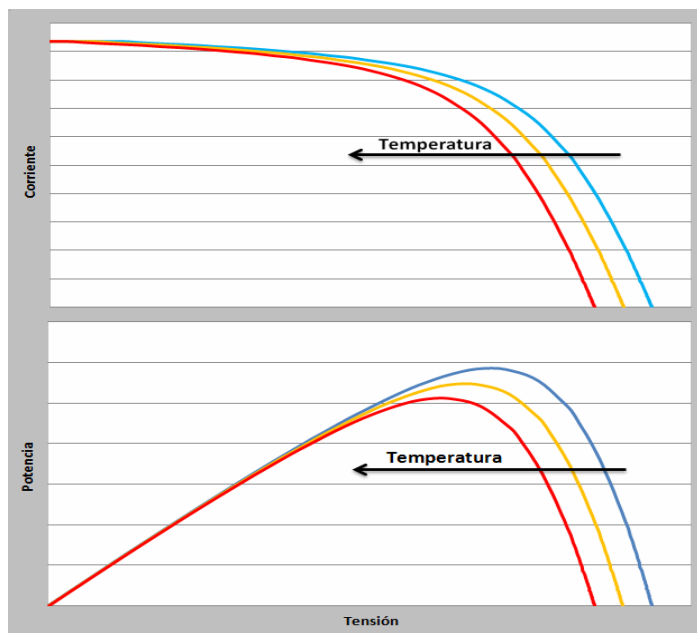


Figura 8.6. Influencia de la temperatura en los paneles fotovoltaicos.

En la Tabla 8.1 se recogen algunos valores de los coeficientes de temperatura de la tensión, corriente y potencia máxima medidos en [KIN 00] para módulos de a-Si triple unión. A modo de comparación, se indican también los medidos en ese mismo estudio para ciertos módulos de silicio cristalino así como los dados por el fabricante en el módulo objeto de estudio.

Módulo	$dI_{sc}/dt$ %/°C	$dI_{mp}/dt$ %/°C	$dV_{oc}/dt$ %/°C	$dV_{mp}/dt$ %/°C	$dP_{mp}/dt$ %/°C
<b>PVL-136</b>	0,1	0,1	-0,38	-0,21	-0,31
<b>a-Si - TJ</b>	0,08	0,15	-0,46	-0,44	-0,3
<b>c-Si</b>	0,03	-0,05	-0,39	-0,48	-0,52

Tabla 8.1. Coeficientes de temperatura de algunos módulos medidos en [KIN 00]

### 8.3 DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN Y DEL MÓDULO ENSAYADO

Para poder llevar a cabo el análisis descrito en este capítulo fue necesario emplear una instalación constituida por el propio panel fotovoltaico, las estructuras necesarias para colocarlo y los equipos requeridos para la toma de medidas. Cada uno de estos elementos es descrito a continuación.

#### 8.3.1 Módulo ensayado: UNI-SOLAR PVL-136

El generador objeto de estudio de esta parte de la tesis es el modelo PVL-136 de UNI-SOLAR, que se muestra en la Figura 8.7

El módulo es una lámina fotovoltaica fabricada por UNI-SOLAR, de potencia nominal 136 W bajo CEM (Condiciones Estándar de Medida: 1000 W/m<sup>2</sup>, temperatura de célula 25°C y AM 1,5). Sus dimensiones son 5468 mm x 394 mm. Como se puede ver en la Figura 8.7, una de sus principales características es su flexibilidad, la cual permite instalarlo en cubiertas donde los paneles rígidos, que además son generalmente más pesados, no podrían instalarse. Este es el caso de algunos invernaderos, aplicación que centra el interés de esta tesis.



Figura 8.7. Módulo PVL-136 de UNI-SOLAR

Como se muestra en la Figura 8.7, el módulo está constituido por 22 células de silicio amorfo y triple unión, de 356 mm x 239 mm cada una, conectadas en serie con sendos diodos de paso. La colocación de estos diodos permite el correcto funcionamiento del panel aún en el caso de que en un determinado instante sus células reciban diferente

cantidad de irradiancia. Este efecto podría deberse a sombreados parciales o, como en el caso estudiado, a la colocación del módulo sobre una superficie curvada.

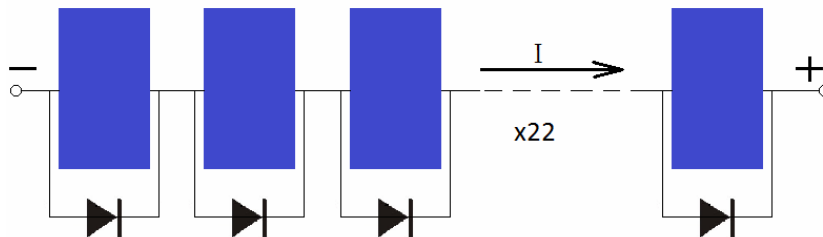


Figura 8.8. Células en serie con diodos de paso

Las células están encapsuladas entre una fina lámina de acero por su parte posterior, que aporta resistencia sin añadir mucho peso, y un polímero de alta resistencia y transparencia y baja reflectividad por su parte delantera. Asimismo, una capa autoadhesiva permite su aplicación directa sobre superficies adecuadas para ello.

El silicio amorfo es un material poco eficiente a la hora de transformar la energía de la luz en energía eléctrica debido a que sólo es capaz de absorber un estrecho rango de longitudes de onda. Por este motivo, UNI-SOLAR utiliza la tecnología de triple unión, que consiste en superponer tres células de silicio amorfo de capa fina, cada una de las cuales absorbe una parte del espectro solar como ya se indicaba en un apartado anterior. Cada una de estas células, al ser iluminada, genera una tensión de 0,7 V en circuito abierto, y por lo tanto la triple unión genera 2,1 V. Esto hace que la tensión en circuito abierto del módulo sea de 46,2 V (2,1 V/célula x 22 células).

Como se ha indicado anteriormente, la utilización de la tecnología de silicio amorfo tiene la desventaja de la baja eficiencia que ofrece en comparación con la del monocristalino. En el caso particular del panel PVL-136 de UNI-SOLAR su eficiencia es del 7,3% cuando trabaja en CEM y se considera la irradiancia que incide sobre la superficie útil del panel. Esta eficiencia se reduce al 6,3% si se tiene en cuenta la superficie total del módulo, la cual es considerablemente inferior al 13% de eficiencia de un módulo de silicio monocristalino comercial. Frente a este problema, los paneles de silicio amorfo tienen la ventaja de usar menos cantidad de silicio y energía en su fabricación, como ya se ha comentado.

La corriente generada por el panel es extraída directamente en DC a través de dos cables con conectores Multi-Contact (MC®) o a través de la caja de conexiones opcional integrada en el panel.

A continuación se muestra un resumen de los valores nominales de las principales características eléctricas del panel en CEM (obtenidas de la hoja de características completa del mismo [UNI11]):

- Potencia nominal ( $P_{DC_{nom}}$ ): 136,0 W
- Intensidad de cortocircuito ( $I_{sc}$ ): 5,1 A
- Tensión de circuito abierto ( $V_{oc}$ ): 46,2 V
- Intensidad de máxima potencia ( $I_{mp}$ ): 4,1 A
- Tensión de máxima potencia ( $V_{mp}$ ): 33,0 V

### 8.3.2 Estructuras

Con el propósito de realizar una caracterización continua en el tiempo para módulos de capa fina de silicio amorfo, tanto para perfil plano como curvado, y para distintos ángulos de inclinación y elevación, se diseñó una instalación de aluminio versátil que fuera capaz de realizar dicho estudio.

La instalación de la UPNA se diseñó con el objetivo de que permitiera el estudio del módulo señalado anteriormente y de que sirviera para ubicación tanto plana como curvada. Por ello, se diseñó una estructura doble, compuesta por una primera estructura plana, y una segunda curvada pensada para instalarse sobre la primera. La inclinación se realiza sobre la primera, y permite, de forma segura, variar la inclinación de forma continua. Asimismo, se diseñó una tercera estructura que permite la elevación de la estructura curvada hasta alcanzar el ángulo deseado. En el estudio realizado la estructura se eleva hasta formar un ángulo de 50° con el suelo dado que esta posición permite simular la colocación de los módulos sobre la cubierta de un invernadero. Las fotografías de la Figura 8.9 muestran el panel colocado sobre la estructura curvada y sobre la superficie plana.



Figura 8.9. Panel colocado sobre estructura curva y plana.

En la Figura 8.10 se muestra el plano en Autocad de la estructura plana en la cual se realizan los ensayos de los módulos sobre superficie plana. Esta estructura puede ser girada sobre un eje longitudinal para buscar la orientación óptima y captar la mayor irradiancia posible. Asimismo, como se ha indicado, esta estructura sirve de base para la estructura curvada. Con la finalidad de facilitar los continuos cambios del panel de superficie plana a superficie curvada se emplearon 2 unidades de esta estructura. Una de las unidades constituía la base de la estructura curvada y la segunda se empleó para ensayar el panel sobre superficie plana y obtener así sus características y su degradación con el paso del tiempo.

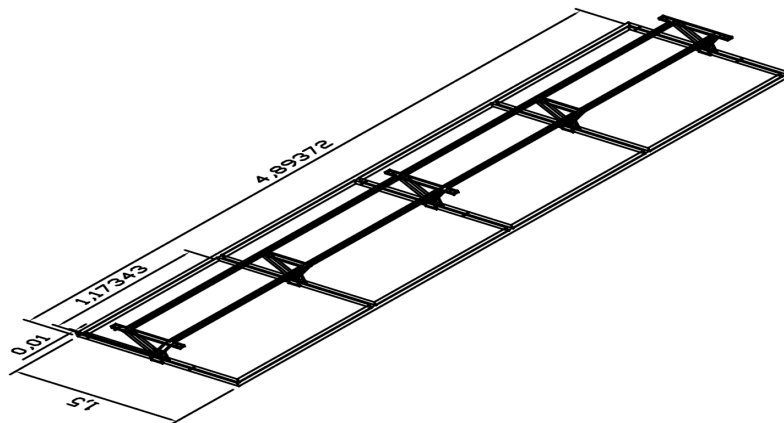


Figura 8.10. Detalles de la estructura plana diseñada en la UPNA



A continuación, en la Figura 8.11 se presenta el plano en Autocad de la estructura curvada. Esta estructura fue construida con las dimensiones necesarias para simular la cubierta de un invernadero y se colocó sobre la primera estructura con la finalidad de poder inclinarla.

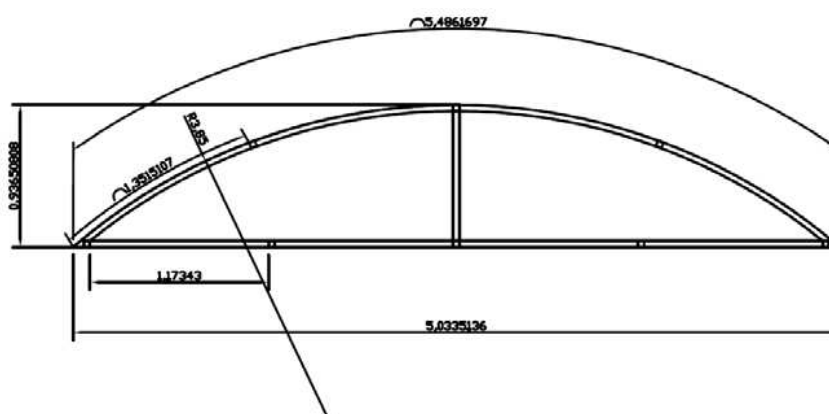


Figura 8.11. Detalles de la estructura curvada diseñada en la UPNA

Por último, en la Figura 8.12 se observa la agrupación de las tres estructuras. La estructura curvada se apoyó sobre la estructura plana y a su vez el conjunto de ambas se unió a la estructura de elevación.

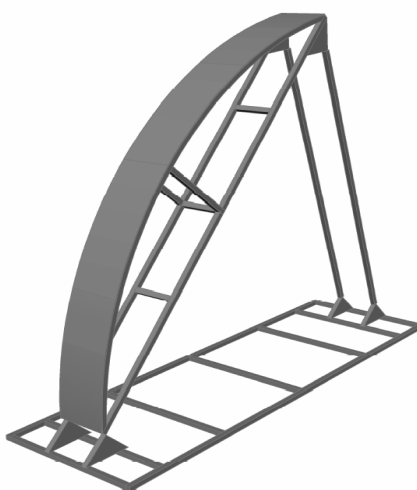


Figura 8.12. Conjunto de las tres estructuras diseñadas en la UPNA

Las estructuras se situaron sobre el edificio del Centro de I+D en Electrónica y Comunicaciones Jerónimo de Ayanz, situado en las cercanías del Edificio Los Pinos, en el que se ubica el Grupo de Investigación UPNA-INGEPER. En la Figura 8.13 se observa este edificio y, sobresaliendo de su tejado, la estructura completa.



Figura 8.13. Centro de I+D en Electrónica y Comunicaciones Jerónimo de Ayanz

### 8.3.3 Medida de la temperatura del panel. Termorresistencias

Para medir la temperatura del panel, se utilizaron 21 sensores del fabricante Horaeus distribuidos en siete grupos de tres por la parte posterior de las células 3, 6, 9, 11, 14, 17 y 20. Se protegieron del ambiente empleando un aislante térmico y se acoplaron térmicamente al panel impregnando la unión con silicona para semiconductores. En la Figura 8.14 se presenta la colocación de estos sensores en el panel.

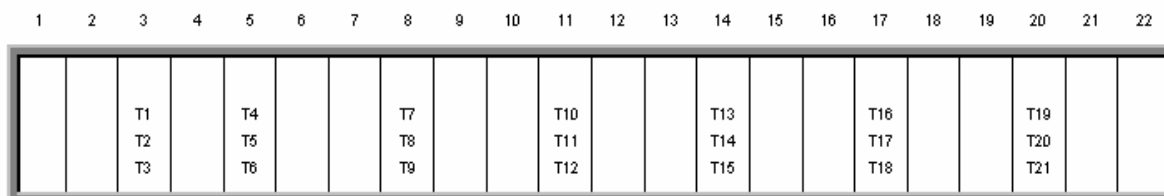


Figura 8.14. Posición de los sensores de medida de temperatura en el módulo

Las termorresistencias Pt100, utilizadas en este proyecto, basan su funcionamiento en la variación de la resistencia del platino con la temperatura. Ésta es lineal en un rango de temperaturas que excede el del panel, por lo que se puede saber la temperatura del panel mediante observación directa de la resistencia de la Pt100 conocida la variación de la resistencia, que responde a la siguiente fórmula:

$$R = R_0 \cdot [1 + 0,00385 \cdot (T - T_0)] \quad (8.4)$$

siendo R la resistencia a temperatura T ( $\Omega$ ), T la temperatura de la Pt100 ( $^{\circ}\text{C}$ ),  $T_0$  ( $0^{\circ}\text{C}$ ) la temperatura nominal,  $R_0$  ( $100 \Omega$ ) la resistencia nominal (resistencia a temperatura nominal) y  $0,00385^{\circ}\text{C}^{-1}$  el coeficiente de temperatura.

De la expresión anterior se puede obtener la temperatura a la que se encuentra el platino de la PT100:

$$T = T_0 + \frac{\left(\frac{R}{R_0} - 1\right)}{0,00385} = \frac{R - 100}{0,385} \quad (8.5)$$

Nótese que en el rango de temperaturas en el que el panel trabaja, la resistencia varía muy poco. Por ejemplo, entre  $-10^{\circ}\text{C}$  y  $70^{\circ}\text{C}$ , la resistencia varía unos  $30 \Omega$  (de  $96,15 \Omega$  a  $126,95 \Omega$ ). Este hecho hace necesario que la medida de la resistencia se lleve a cabo con precisión. Para evitar distorsiones debidas a la propia resistencia de los cables que conectan la Pt100 al registrador, la resistencia se mide a tres hilos. Esta técnica consiste en conectar uno de los bornes de la termorresistencia con dos hilos (y el otro borne con sólo uno) de forma que se pueda medir la resistencia del cable por separado, para luego restárselo a la medida de la resistencia total de la Pt100 y así obtener únicamente el valor de resistencia del platino. Las termorresistencias utilizadas vienen preparadas con los tres hilos y el registrador se encarga automáticamente de hacer las operaciones necesarias para devolver directamente el resultado de la temperatura en  $^{\circ}\text{C}$ . Cada grupo de tres Pt100 está situado detrás de una célula como indica la Figura 8.15.

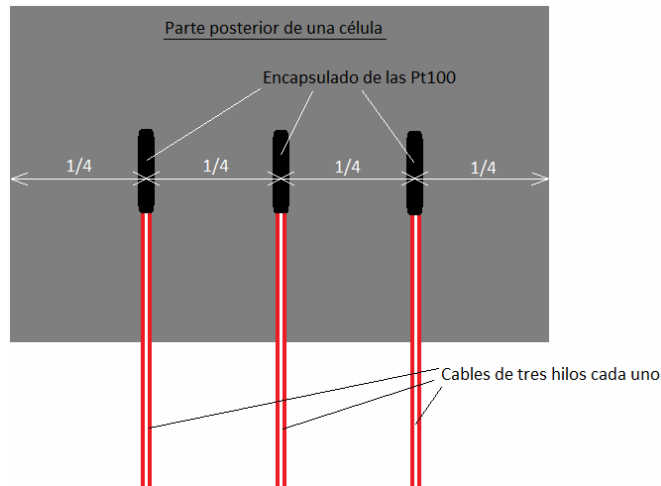


Figura 8.15. Colocación de las Pt100

La temperatura de la célula se determina haciendo la media de las temperaturas dadas por las tres Pt100. Así, se da más peso a la temperatura registrada por las Pt100 de las zonas medias frente a la tomada en el centro. Las temperaturas tomadas por las termorresistencias de las zonas medias serán iguales entre sí y tendrán un valor cercano a la temperatura media de la célula. La Pt100 del centro registrará una temperatura ligeramente mayor. Como se comprueba en la Figura 8.16, este gradiente de temperaturas (bordes fríos y centro caliente) es fácilmente observable mediante la cámara termográfica.

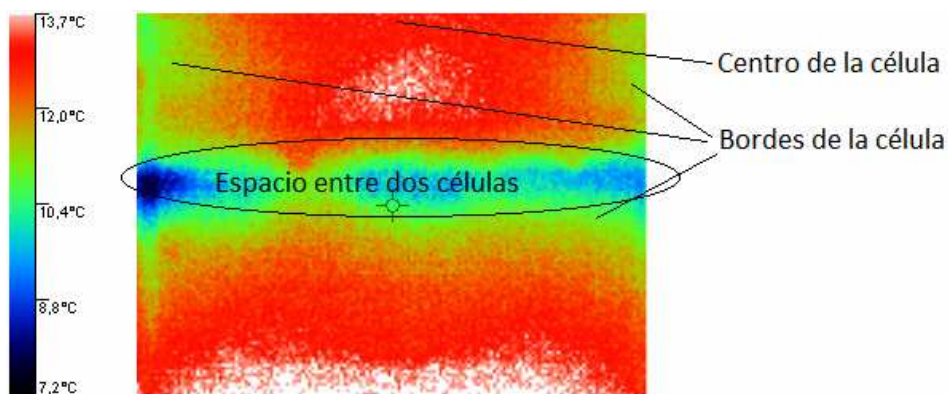


Figura 8.16. Imagen tomada con la cámara termográfica de la junta de dos células

Una vez obtenidas las temperaturas de las células (a través de las correspondientes medias de las mediciones de sus sondas respectivas), éstas son tratadas de manera diferente según esté el panel plano o curvado. En el primer caso, todas las temperaturas deben ser iguales ya que el panel recibe la misma irradiación en todos sus puntos por lo que se realiza una media global. En el segundo caso, las temperaturas de las células más expuestas al sol y las que reciben los rayos con menor ángulo son muy distintas y su tratamiento debe ser diferente.

En la Figura 8.17, se pueden observar las medidas de temperatura de las 21 Pt100 registradas el 5 de febrero de 2011 (día en que el panel se encontraba en la estructura curvada).

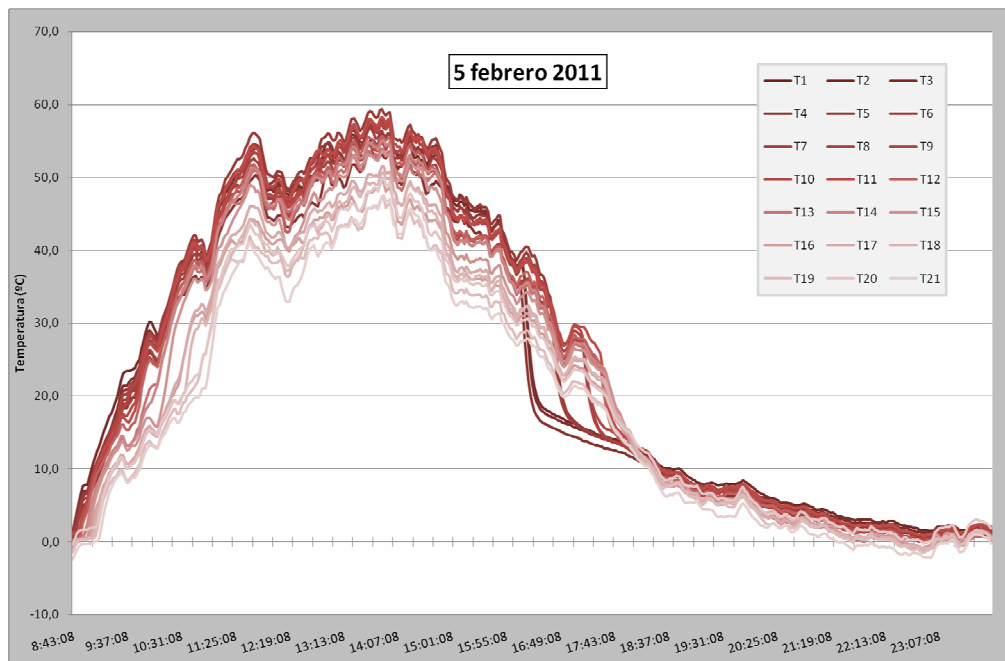


Figura 8.17. Temperaturas del día 5 de febrero de 2011

Se puede apreciar en la figura cómo las células de la parte baja del panel ( $T_1$ ,  $T_2$ ,  $T_3$ ...) registran temperaturas más altas que las de la parte más alta ( $T_{15}$ ,  $T_{16}$ ,  $T_{17}$ ...) al incidirles el sol con un ángulo menor. También se puede observar cómo las temperaturas caen bruscamente hacia las 16:30, momento en que se empieza a sombrear el panel empezando por la parte baja ( $T_1$ ,  $T_2$ ,  $T_3$ ), después ( $T_4$ ,  $T_5$ ,  $T_6$ ) y así sucesivamente hasta la puesta del sol.

### 8.3.4 Medida de la irradiancia. Células calibradas

La medida de la irradiancia se realizó con células fotovoltaicas calibradas ISET de IKS Photovoltaik. Se utilizaron tres unidades de silicio amorfo y una de silicio monocristalino. Las células de a-Si se colocaron a lo largo del panel, una en su parte más inferior (A1), otra en el centro (A2) y otra en el extremo superior (A3), y la de c-Si (CR) se situó junto a la célula A2 como se puede ver en la Figura 8.18. Esta colocación permitió obtener el valor de la irradiancia en puntos del panel con distinta inclinación.

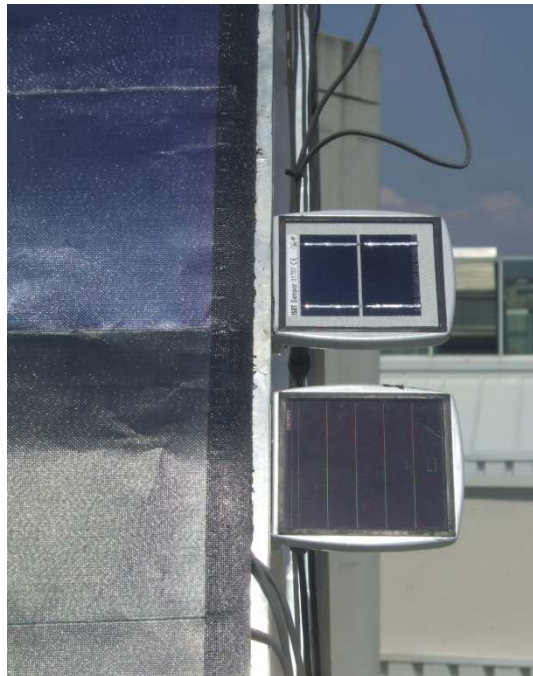


Figura 8.18. Células A2 y CR

Las células calibradas estaban cortocircuitadas internamente mediante una resistencia shunt y la lectura que se hizo es la caída de tensión en esa resistencia. La relación entre la tensión en la resistencia e irradiancia es constante y conocida. Su valor se obtiene de las hojas de calibración que se pueden encontrar en [ISE11]. No es necesario tener en cuenta los efectos de la temperatura ya que la corriente de cortocircuito apenas depende de ésta. Además, la resistencia shunt estaba acoplada térmicamente a la carcasa, lo cual compensó las pequeñas variaciones que podían producirse.

En la figura 8.14 puede verse la evolución a lo largo de un día de la irradiancia capturada por las tres células de silicio amorfo. Como se puede comprobar, la célula que

menos irradiancia absorbió es la A3, que es la que está situada en la parte alta de la estructura, en posición casi horizontal. Por el contrario, la A2 es la célula sobre la que más irradiancia incidió puesto que su inclinación es la más cercana a la óptima.

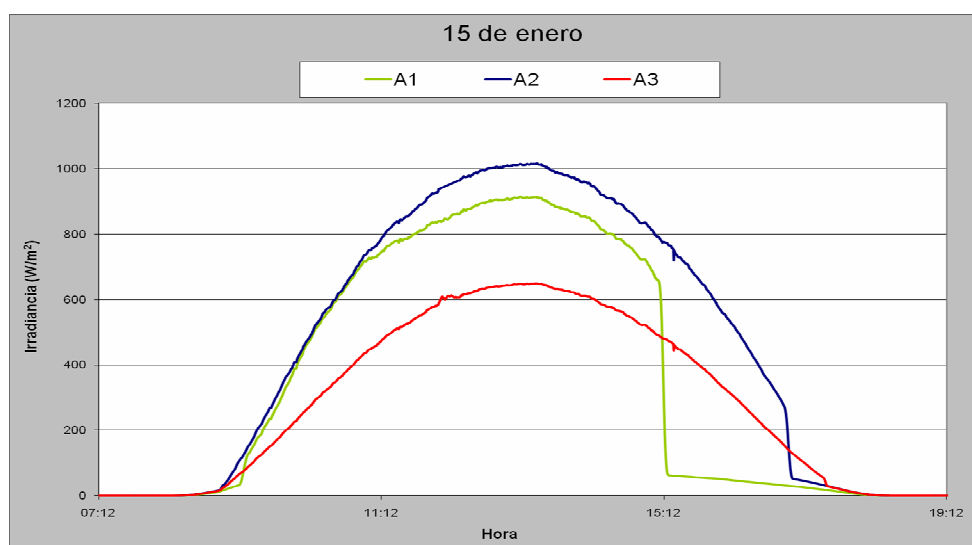


Figura 8.19. Irradiancia registrada por las células de silicio amorfo

En días con pocas nubes y mucho viento, éstas pasan sombreando el panel constantemente, produciendo continuos cambios en la irradiancia. Para poder registrar estos cambios se registra el valor de la irradiancia cada 20 segundos. A continuación, en la Figura 8.19, se puede observar la gráfica de un día con gran variabilidad de irradiancia debido a la nubosidad. Como se observa, el sistema registró estos cambios con precisión.

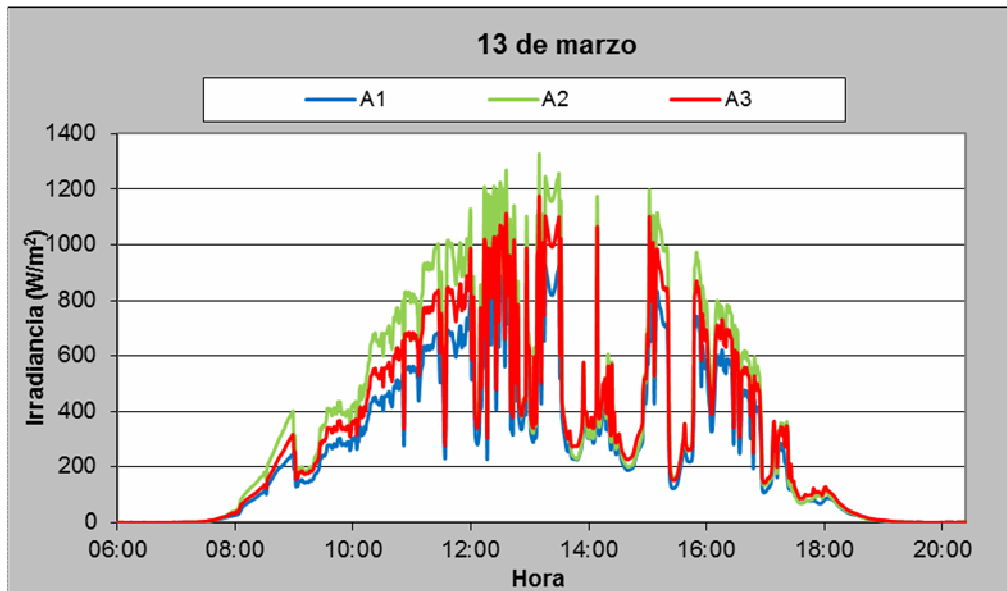


Figura 8.20. Irradiación en un día con nubes intermitentes

### 8.3.5 Inversor Mastervolt

Encontrar un inversor de las características requeridas para este panel fue complicado debido a su baja tensión y potencia. Después de contactar sin éxito con distintos distribuidores se presentó la oportunidad de un inversor de la planta fotovoltaica Montes del Cierzo, en Tudela, propiedad de Acciona.

Este inversor estaba equipado con un seguidor del punto de máxima potencia que permite que el generador fotovoltaico funcione siempre en su punto de trabajo óptimo y así maximizar la energía extraída del módulo fotovoltaico. El algoritmo del seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) integrado en este inversor funciona haciendo trabajar al panel al 75% de la tensión de circuito abierto medida en cada momento. Debido al factor de forma (FF) de este panel, esta estrategia no da exactamente el punto de máxima potencia, sino un 5% menos aproximadamente. Por ello, este error se anula posteriormente en el tratamiento de los datos introduciendo un coeficiente corrector.

En la Figura 8.21. se puede comprobar cómo el MPPT hace trabajar al panel al 75% de su tensión de circuito abierto instantánea. En la gráfica se representa el cociente entre el voltaje al que el inversor hace trabajar al panel, denominado  $V(P_{max, inversor})$  y el voltaje de circuito abierto del panel en cada momento,  $V_{oc}(carga)$ . La dispersión de la



medida es debida a que el inversor trabaja en intervalos de 1,1 V, lo que supone un error en la medida de  $\pm 3,5\%$  (sobre el Voc medio).

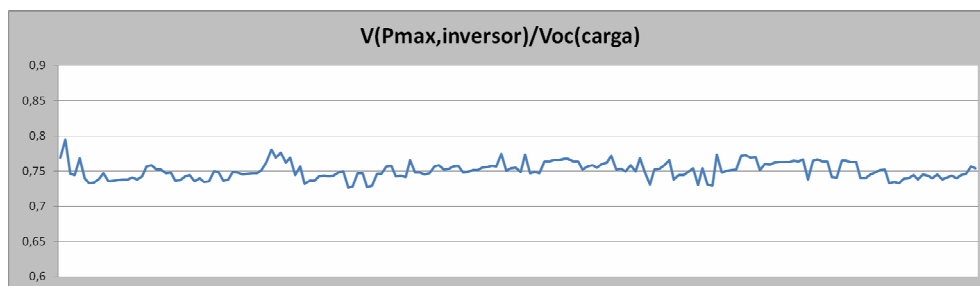


Figura 8.21. Punto de trabajo del panel para distintos días entre junio de 2010 y abril de 2011

### 8.3.6 Trazador de curvas I-V: PVPM 1000C

Para la obtención de las curvas características I-V del panel se utilizó el trazador Peak Power Measuring Device and Curve Tracer for Photovoltaic Modules PVPM1000C de la marca PVE (Photovoltaic Engineering). Este equipo puede medir la irradiancia mediante una célula de c-Si calibrada y la temperatura de esa célula (no del panel) para estimar el valor de potencia CEM del panel. En las hojas de características del equipo [PVE11] se pueden ver, entre otros, los cálculos y aproximaciones que realiza el aparato para estimar la potencia CEM.

Las medidas tomadas por el PVPM 1000C se almacenaron en una memoria interna y se volcaron al ordenador mediante el software incluido con el trazador. En la foto de la Figura 8.22 se puede observar el trazador en el laboratorio, que se conecta al ordenador.

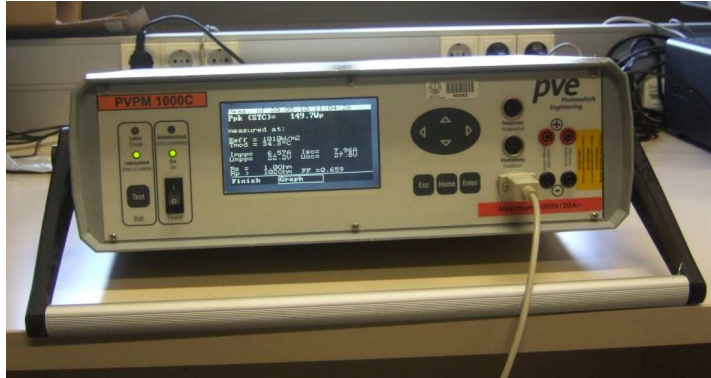


Figura 8.22. Trazador PVPM 1000C

### 8.3.7 Registrador de datos. Yokogawa DC100

Los datos de irradiancia y temperatura del panel fueron medidos con los dispositivos descritos anteriormente y registrados por el Yokogawa DC100. Asimismo, se registraron los valores de la tensión del panel (directamente en continua) y la corriente (también en continua) a través de una resistencia shunt de 25 m $\Omega$ . El registrador se encargó además de transformar la información obtenida por las Pt100 a grados centígrados. La transformación del archivo a .xls se realizó mediante el software DAQ32 Plus Launcher.

Los datos fueron registrados, en funcionamiento habitual, cada 20 segundos. Esta frecuencia de registro de medidas se debe a que en los días de sol y nubes, éstas pasan en cuestión de segundos y es preciso recoger variaciones producidas en las distintas magnitudes. No obstante, una vez recogidos los datos con esta frecuencia, para su posterior tratamiento se realizaron medias diezminutales.

La Figura 8.23 muestra una imagen de este equipo una vez colocado en el armario que lo protege de las inclemencias atmosféricas. En dicho armario se situó también el inversor de Mastervolt.



Figura 8.23. Registrador de datos Yokogawa DC100

### 8.3.8 Esquema del sistema

En la se muestra esquemáticamente el sistema durante su funcionamiento habitual, es decir, con el panel situado sobre la superficie curvada y conectado a red.

Como se observa, las 21 termorresistencias están conectadas en la cara posterior del panel mientras que las 4 células para la medida de la irradiancia se sitúan en su lado visible. Los valores medidos por unas y otras son almacenados en el registrador. Este equipo se conectó además al panel para registrar los valores de tensión y corriente del mismo. Para obtener el valor de esta última fue necesario el empleo de una resistencia shunt. Por último, los terminales de salida del panel se conectaron al inversor que hace trabajar al panel en el punto de máxima potencia.

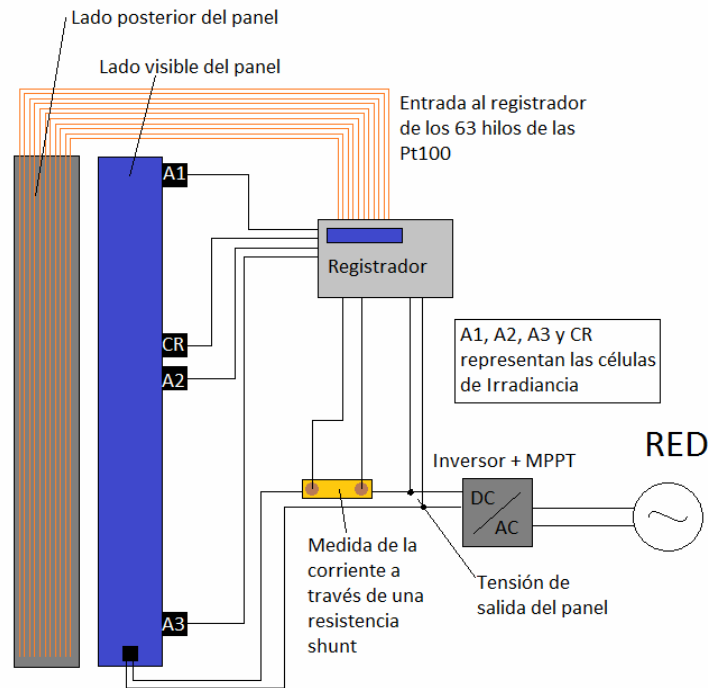


Figura 8.24. Esquema del sistema de recogida de datos en superficie curvada

El esquema de funcionamiento del sistema durante las tomas de curvas I-V en plano se muestra en la Figura 8.25. En este caso, la conexión de las termorresistencias y células de medida de irradiancia es la misma pero el registrador no está conectado al panel puesto que la corriente y la tensión son medidas por la carga. El inversor no es empleado en esta ocasión puesto que el panel no funciona en su punto de máxima potencia sino en todos los posibles puntos de trabajo.

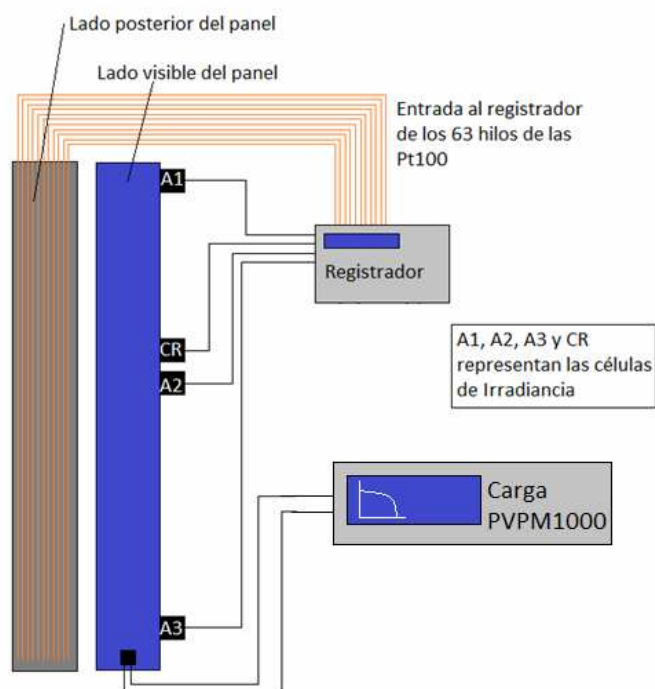


Figura 8.25. Esquema del sistema de recogida de datos en superficie plana

## 8.4 CARACTERIZACIÓN DEL MÓDULO Y EFECTO DEGRADACIÓN

### 8.4.1 Caracterización del módulo: curvas I-V y obtención de la potencia en condiciones estándares

Para caracterizar correctamente el panel, fue imprescindible hacer un estudio del mismo funcionando en condiciones reales. Para ello, se realizaron ensayos a lo largo de un año, desde junio de 2010, para analizar el comportamiento del panel en las condiciones a estudiar, y hacer un seguimiento de sus parámetros principales y de la evolución a lo largo del tiempo.

Para poder comparar datos alejados en el tiempo fue necesario hacerlo siempre en las mismas condiciones. Al ser un experimento que se llevaba a cabo en condiciones reales fue necesario transformar los resultados obtenidos a las denominadas condiciones

estándar de medida o CEM (que son como ya se ha mencionado antes: temperatura del panel de 25°C, irradiancia de 1000 W/m<sup>2</sup> y masa de aire AM=1,5) según la expresión (8.6). En la bibliografía [CIE 00], este problema está resuelto para el caso de paneles planos:

$$P_{est} = P_{CEM} \cdot \frac{E}{1000} \cdot [1 + \gamma \cdot (T - 25)] \quad (8.6)$$

Las magnitudes que aparecen en la expresión anterior son las siguientes:

- $P_{est}$ : Potencia estimada en condiciones reales (W/m<sup>2</sup>)
- $P_{CEM}$ : Potencia en condiciones estándar de medida (W/m<sup>2</sup>)
- $E$ : irradiancia (W/m<sup>2</sup>)
- $T$ : temperatura (°C)
- $\gamma$ : coeficiente de temperatura (°C<sup>-1</sup>)
- Coeficiente 1000: Irradiancia estándar (W/m<sup>2</sup>)
- Coeficiente 25: temperatura estándar (°C)

A partir de la expresión anterior, puede determinarse la potencia que proporcionará el panel en unas condiciones cualesquiera, siendo éstas conocidas y sabiendo los parámetros del panel. Sin embargo, la expresión no está completa si no se incluye el factor de corrección referente a la masa de aire (analizado en el apartado 0). Si se tiene en cuenta dicho parámetro, la expresión queda de la siguiente manera

$$P_{est} = f(AMa) \cdot P_{CEM} \cdot \frac{E}{1000} \cdot [1 + \gamma \cdot (T - 25)] \quad (8.7)$$

Asimismo, para poder aplicar las ecuaciones anteriores se debe disponer de unos valores de  $P_{CEM}$  y  $\gamma$  conocidos y estables. A pesar de que el fabricante proporciona la información relativa a estos valores, éstos son ciertos únicamente en condiciones cercanas a las CEM. Para poder utilizar el valor de  $\gamma$  que proporciona el fabricante, deben tomarse medidas cercanas a los 1000 W/m<sup>2</sup> y masa de aire en torno a 1,5.

Además el valor de  $P_{CEM}$  varía a lo largo de la vida útil del panel, haciendo difícil predecir cuál será la energía producida por éste a largo plazo. Por este motivo, en este estudio se calcula el valor de  $P_{CEM}$  haciendo la operación inversa. Es decir, se parte de medidas de potencia en diferentes (y conocidas) condiciones para poder calcular  $P_{CEM}$  empleando la expresión (8.7). Despejando en esta expresión el valor de  $P_{CEM}$  se obtiene:

$$P_{CEM} = \frac{P_{medida}}{f(AMa)} \cdot \frac{1000}{E} \cdot \frac{1}{[1 + \gamma \cdot (T - 25)]} \quad (8.8)$$

Para poder entender mejor este proceso se explica a continuación un caso práctico. El día 18 de abril se tomaron medidas a lo largo de la mañana tanto de las condiciones de irradiancia y temperatura como de la potencia extraída del panel. A las 13:20 se registraba una irradiancia de 1006,7 W/m<sup>2</sup> y la temperatura media del panel era de 57°C. Dada la fecha y la hora, se pudo calcular el ángulo cenital (34,5°) y a partir de éste la masa de aire absoluta (1,15) y  $f(AMa)$ (1,007). Las condiciones eran óptimas para calcular  $P_{CEM}$ , ya que la irradiancia era muy cercana a 1000 W/m<sup>2</sup> y pudiéndose por tanto tomar el valor del coeficiente de temperatura del panel proporcionado por el fabricante, es decir,  $\gamma = -0,21\%/^{\circ}\text{C}$ .

Conocidos estos datos y la potencia que el panel daba en ese momento, 107,05 W, se puede calcular  $P_{CEM}$  según la expresión (8.8):

$$P_{CEM} = \frac{107,05}{1,997} \cdot \frac{1000}{1006,7} \cdot \frac{1}{[1 - 0,0021 \cdot (57 - 25)]} = 113,18W \quad (8.9)$$

Como se puede observar en la Tabla 8.2, si se repite este cálculo empleando el resto de valores obtenidos en torno a ese instante se obtiene una media de la variable  $P_{CEM}$ .

	Temp	Irrad	Potencia	AngCenital	AM	AMa	f(AMa)	PCEM
Fecha	Media	Cristalino				P/PO (aprox)		
18-abr-11						0,9481145		
Hora	°C	W/m <sup>2</sup>	W	grados	-	-	-	W
12:16:34	56,6	913,641246	<b>97,70379512</b>	40,60246425	1,3158625	1,24758832	1,00514927	113,951708
12:23:04	57,0	935,875403	<b>98,99000254</b>	39,81062809	1,30062196	1,23313854	1,00549656	112,767674
12:33:24	56,5	962,835661	<b>103,0397496</b>	38,62122807	1,27883131	1,21247851	1,00597121	113,909686
12:42:44	57,9	967,024705	<b>102,4441035</b>	37,62646958	1,26156904	1,1961119	1,00632872	113,0829
12:53:14	57,4	976,369495	<b>103,3057646</b>	36,60607166	1,24472233	1,1801393	1,00666167	112,771716
13:07:44	56,5	987,647691	<b>104,8449594</b>	35,38572357	1,22565687	1,16206306	1,00701929	112,891148
13:10:54	57,7	991,729323	<b>104,6083102</b>	35,15045909	1,22211136	1,1587015	1,00708353	112,465323
13:20:44	57,0	1006,65951	<b>107,0544619</b>	34,49581097	1,2124592	1,14955016	1,00725479	113,180042
13:27:44	57,3	1010,63373	<b>107,3527803</b>	34,10256376	1,20680915	1,14419326	1,00735258	113,120909
13:31:44	57,9	1011,81525	<b>107,3423141</b>	33,90603305	1,20402627	1,14155477	1,00740007	113,134315
13:43:34	58,0	1017,72288	<b>108,0788877</b>	33,44868275	1,19765372	1,13551287	1,00750715	113,255259
13:50:04	59,0	1021,58969	<b>107,5072566</b>	33,27843888	1,19531813	1,13329846	1,0075458	112,483143
14:06:44	59,1	1014,82277	<b>107,1957991</b>	33,11132927	1,19304458	1,13114287	1,00758313	112,931609
							Media ----->	113,072726

Tabla 8.2. Cálculo de  $P_{CEM}$  para distintos instantes

En resumen, se trata de aplicar la expresión (8.8) en condiciones cercanas a los 1000 W/m<sup>2</sup> y AM=1,5. De esta manera se consigue que el uso de la fórmula sea válido ya que se asegura que el coeficiente de temperatura sea el que da el fabricante.

Como se verá en el apartado 8.4.3, este mismo ensayo es realizado a lo largo del año para evaluar la evolución de la potencia en CEM del panel.

Además de recoger datos de irradiancia, temperatura y potencia generada, en días puntuales se tomaron curvas IV del panel. En la Figura 8.26 se muestra una de las curvas IV obtenidas empleando el trazador PVPM 1000C. Además, se muestra la potencia para cada punto de trabajo, a través de la curva potencia-voltaje.

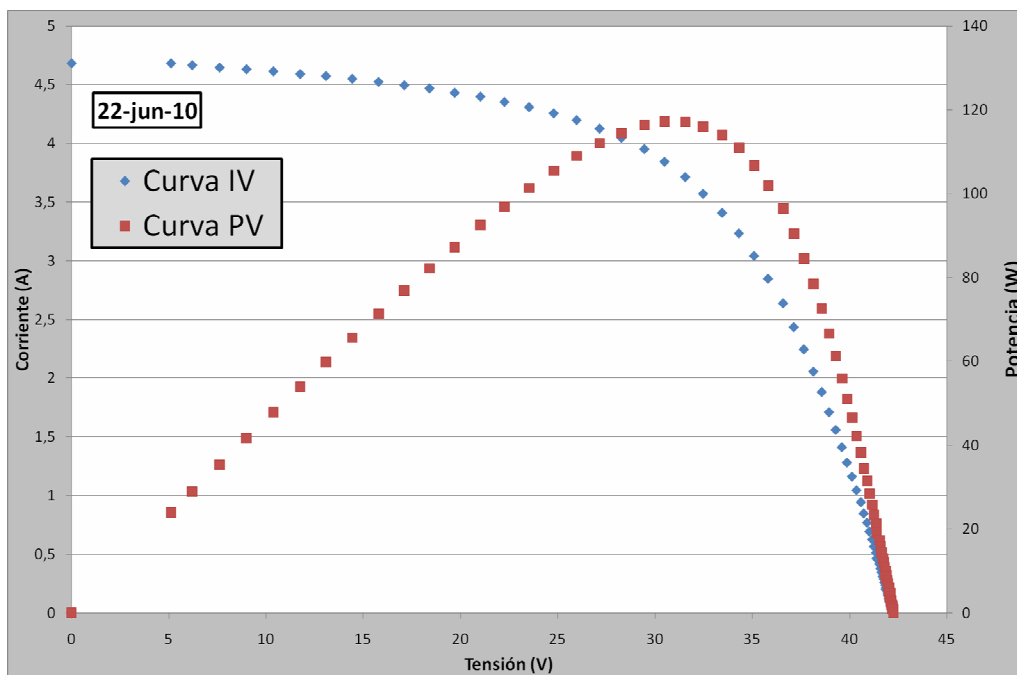


Figura 8.26. Curva I-V. Las condiciones de trabajo del panel son  $936 \text{ W/m}^2$  y temperatura del panel  $48,5^\circ\text{C}$ .

La curva de la Figura 8.26 fue tomada el 22 de junio de 2010 a las 14:40. El ángulo cenital en ese momento era de  $21,59^\circ$  y la masa de aire (AM) correspondiente 1,075. La masa de aire absoluta es el producto de multiplicar a la masa de aire por 0,9481 ( $AMa=1,02$ ). Aplicando la fórmula para el factor de masa de aire absoluta se tiene que  $f(AMa)=1,009$ .

Aplicando la expresión (8.7) y el factor de corrección  $f(AMa)$ , la potencia obtenida en CEM fue:

$$P_{est} = 1,009136 \cdot \frac{936}{1000} \cdot [1 - 0,0021 \cdot (48,5 - 25)] = 122,1 \text{ W} \quad (8.10)$$



Este valor se aproxima a los 117,25 W obtenidos en la realidad. La razón por la cual el resultado empírico es más bajo puede ser la foto-degradación sufrida por el panel ya que como  $P_{CEM}$  se ha utilizado en este caso la  $P_{CEM,nom}$  (potencia nominal en CEM), es decir, la que presenta el panel al principio de su vida (pero tras la degradación inicial).

Por su parte, la tensión de circuito abierto del panel ( $V_{oc}$ ) se ve afectada principalmente por la temperatura y no por la irradiancia. Aceptando esta simplificación, se calcula la tensión en CEM utilizando el coeficiente de temperatura dado por el fabricante para la tensión de vacío ( $\alpha = -0,38\%/^{\circ}\text{C}$ ):

$$V_{oc,est} = V_{CEM} \cdot [1 + \alpha(T - 25)] = 46,2 \cdot [1 - 0,038 \cdot (485 - 25)] = 42,11V \quad (8.11)$$

Este valor también se aproxima al valor experimental obtenido de 42,25 V.

Finalmente se analiza qué ocurre con la corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ). Su coeficiente de temperatura es dado por el fabricante ( $\beta_o = 0,10\%/^{\circ}\text{C}$ ) y se sabe que la intensidad es directamente proporcional al valor de la irradiancia (siempre que nos encontremos en el entorno de los 1000 W/m<sup>2</sup> y AM 1,5). Así pues:

$$I_{sc,est} = I_{CEM} \frac{E}{1000} [1 + \beta_o \cdot (T - 25)] = 5,1 \cdot \frac{936}{1000} \cdot [1 + 0,001 \cdot (485 - 25)] = 4,88A \quad (8.12)$$

El valor experimental de esta corriente fue de 4,68 A.

Los valores estimados son aceptables, si bien hay que tener en cuenta el efecto de la degradación para estimaciones futuras. A continuación se analiza qué ocurre con los coeficientes de temperatura.

#### 8.4.2 Influencia de la temperatura

Como se ha indicado en el apartado 0, la temperatura tiene un efecto negativo instantáneo en los paneles fotovoltaicos, ya que reducen la tensión de circuito abierto y en consecuencia la potencia máxima obtenida.

Este efecto se modela mediante el factor gamma ( $\gamma$ ), que representa el porcentaje de variación de la potencia máxima del panel por cada grado centígrado que se aleja la temperatura de los 25°C, según se ve en la fórmula (8.7) En el caso de este panel el fabricante da un valor de -0,21%/°C.

Se realizaron ensayos para comprobar la posible variación de gamma llegando a la conclusión de que se puede asumir el valor que da el fabricante para las condiciones normales de uso.

### 8.4.3 Degradación del módulo y evolución de la potencia CEM

En el apartado 0 se indicó que los paneles fotovoltaicos sufren una degradación, es decir, una pérdida de la eficiencia a lo largo del tiempo, debido a diferentes fenómenos. En el caso del modelo estudiado la caída de potencia máxima en las primeras 8 a 10 semanas puede llegar a ser del 15% según el fabricante. La tensión caería hasta un 11% y la corriente hasta un 4%. Sin embargo, los valores nominales que da el fabricante son los valores que se estiman tras esta caída de eficiencia, es decir, una vez estabilizado.

Una vez se ha producido esta primera etapa de degradación, se considera que el panel ya está estabilizado. No obstante, su eficiencia sigue reduciéndose, aunque a un ritmo más lento y constante. El fabricante de los módulos garantiza que la potencia nominal del panel al cabo de 20 años será al menos el 80% de la potencia nominal inicial. En este caso extremo, la pérdida en la eficiencia habría sido del 1,1% anual.

Como se ha indicado antes, esta caída logarítmica debida a la degradación viene acompañada de una componente sinusoidal debida tanto a la recuperación térmica como al efecto de la variación estacional del espectro de la luz incidente.

Al calcular la potencia CEM teniendo en cuenta el factor de masa de aire,  $f(AMa)$ , esta componente sinusoidal se ve fuertemente mitigada, pero no eliminada, ya que aún queda sin modelar el efecto de la recuperación térmica. Sin embargo, en este caso este efecto es mucho menor que el de la influencia espectral [GOT 03], y la componente sinusoidal prácticamente desaparece.

En la Figura 8.27 se puede observar la evolución de la degradación así como su estimación sin tener en cuenta los efectos espectrales, es decir, según la metodología clásica.

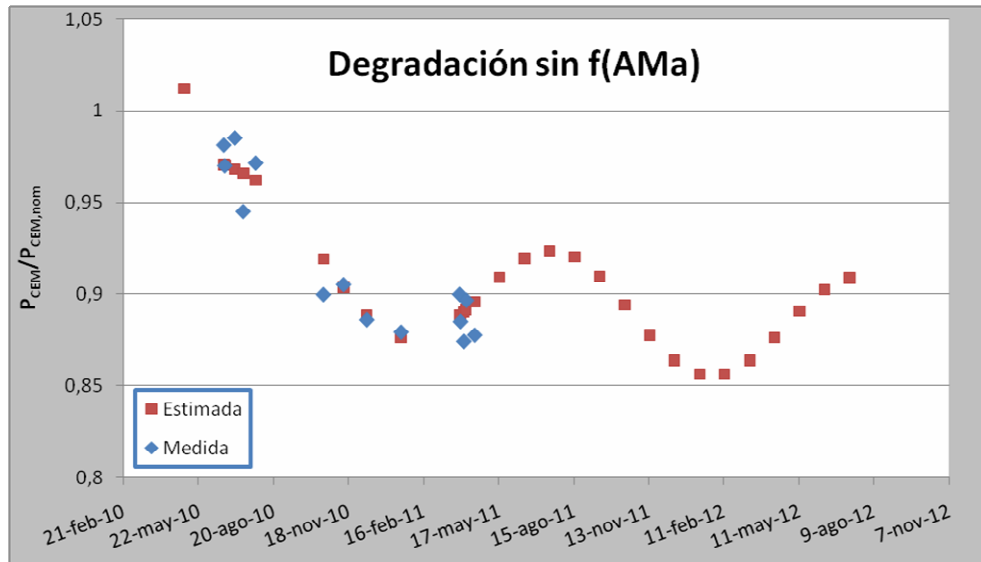


Figura 8.27. Degradación mediante el método clásico

En la Figura 8.28 se muestra a su vez la degradación teniendo en cuenta los efectos espectrales. En este caso la variación estacional es inapreciable.

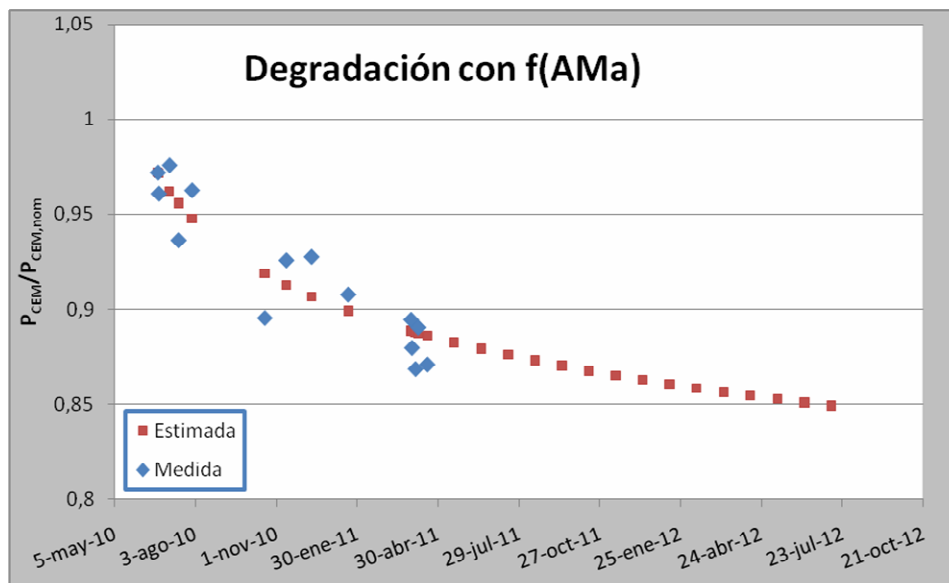


Figura 8.28. Degradación con influencia espectral asumida

Como se explicó en el apartado 0, la expresión que se ajusta a la degradación es la siguiente:

$$\frac{P_{DC}^*}{P_{DC\_nom}^*} = C_0 - C_1 \cdot \text{sen}[2\pi \text{sen}(C_2)/365,25] - C_3 \cdot \ln(t - C_4) \quad (8.13)$$

Los coeficientes para ambos casos (considerando la influencia espectral y sin considerarla) son:

	Influencia espectral	Metodología clásica
C0	1,15	1,04
C1	0	0,03
C2	48	48
C3	0,045	0,024
C4	4	4

Tabla 8.3. Coeficientes de la expresión de ajuste de la degradación

#### 8.4.4 Funcionamiento en condiciones anómalas

Finalmente, en este apartado se realiza un breve análisis sobre la respuesta del panel a diferentes escenarios adversos, tales como sombras parciales o efectos negativos debidos a la curvatura del panel.

##### 8.4.4.1 Máximos locales múltiples

La curvatura del panel provoca que distintas partes del panel reciban niveles de irradiancia diferentes. Esto implica que, obviamente, no todas las células estén en el ángulo óptimo y con lo cual el panel produzca menos potencia de la que podría si estuviera plano y bien orientado.

Lo que es menos evidente es el efecto de los máximos locales múltiples. Este efecto es consecuencia de una irradiancia desigual y del funcionamiento de los diodos de paso.

Cada célula está recibiendo una irradiancia distinta y por lo tanto sus curvas I-V son diferentes entre sí. Todas presentarán una tensión de circuito abierto similar (ya que no depende tanto de la irradiancia como de la temperatura) pero su corriente de cortocircuito será muy diferente

Si no hubiera diodos de paso, la corriente máxima se vería forzada a atravesar células que se convertirían en cargas disipando la potencia en forma de calor y provocando los llamados puntos calientes.

En este caso el panel viene provisto con diodos de paso en todas sus células que evitan el problema del punto caliente. Sin embargo esto nos provoca un problema adicional. Al poder trabajar cada célula a una corriente distinta, sus curvas I-V se suman de forma que queda una curva I-V global como la que se puede ver en la Figura 8.29. Traducido a potencias, queda una curva con varios máximos locales.

Esto podría hacer que algunos seguidores del punto de máxima potencia funcionaran mal alcanzado el panel un máximo local que no sea máximo absoluto, con la consecuente pérdida de potencia.

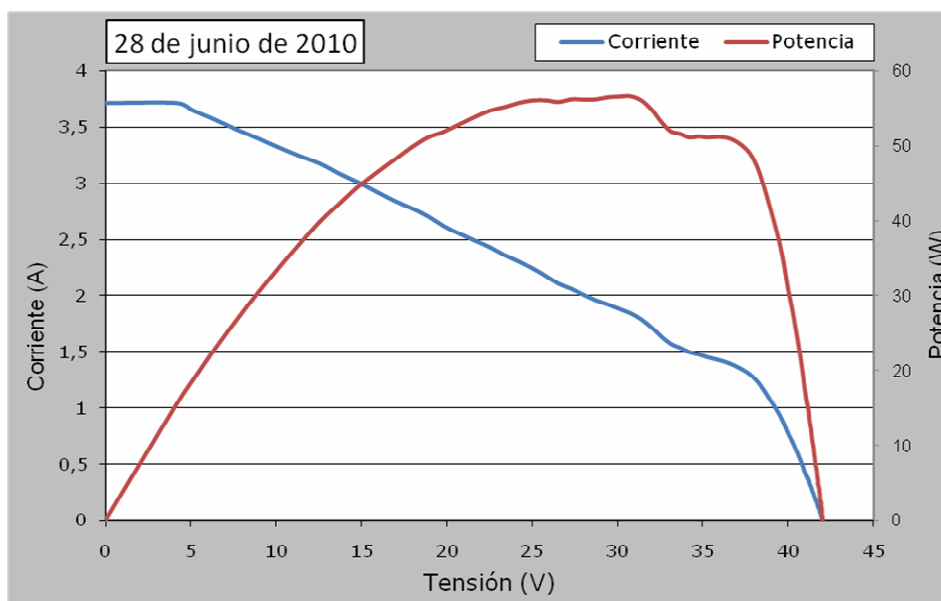


Figura 8.29. Curva IV con máximos locales múltiples

En nuestro caso el seguidor de máxima potencia integrado en el inversor hace trabajar el panel a un voltaje del 75% del de circuito abierto. Por lo tanto la aparición de máximos locales no la afecta directamente. Sin embargo, sí le puede afectar de manera indirecta ya que no sólo aparecen máximos locales sino que el máximo absoluto puede desplazarse. Como se comprobará en el apartado siguiente, este fenómeno es más acusado en el caso de que haya sombreados parciales.

#### 8.4.4.2 Sombras parciales

Se entiende por sombra parcial el sombreado de unas zonas del panel mientras otras quedan irradiadas. Este fenómeno provoca efectos parecidos al descrito en el apartado anterior pero mucho más acusados.

En el caso de sombreadarse varias células por completo, éstas no solo no aportan corriente sino que tampoco aportan tensión. Si se sombreadan parcialmente proporcionan menos corriente y aportan una tensión parecida a si estuvieran totalmente iluminadas (como en el apartado anterior).

En un sombreado parcial del panel, se combinan ambos efectos, ya que algunas células se sombreadan por completo y otras parcialmente. En este caso se producen curvas IV como las de la gráfica de la Figura 8.30. En esta curva los puntos verde y amarillo indican el punto de trabajo del inversor en potencia y en tensión respectivamente.

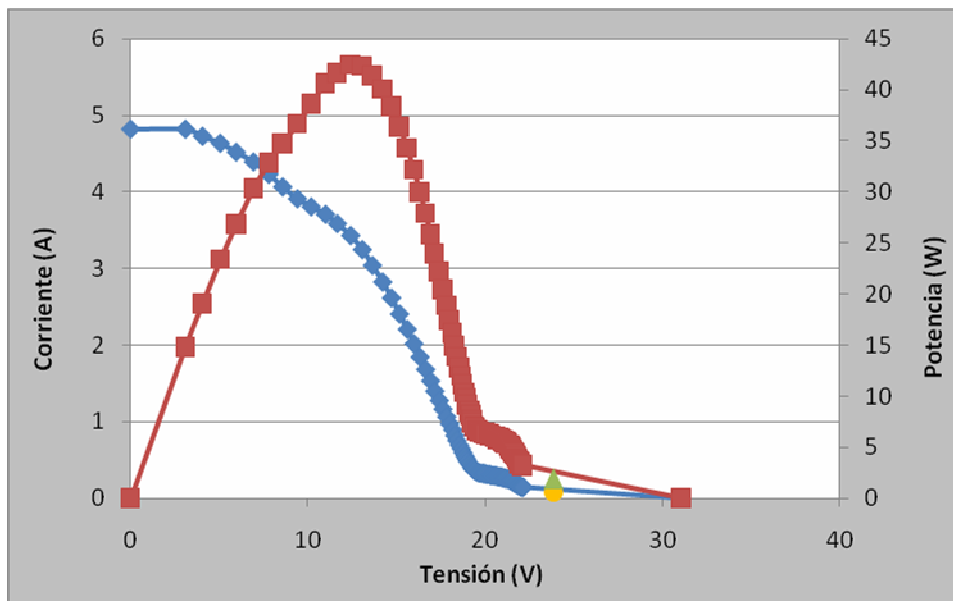


Figura 8.30. Curva IV resultado de un sombreado parcial

En este caso sólo aparece un máximo, lo cual no afectaría a un seguidor que busque la máxima potencia. Sin embargo, este máximo es desplazado hacia la izquierda y hace que un inversor como el utilizado en este análisis sea incapaz de alcanzar la potencia máxima del panel al situarse al 75% de la tensión de vacío, punto en el cual el panel apenas aporta potencia en esta situación.

Estos fenómenos deben ser tenidos en cuenta a la hora de elegir un inversor para una instalación similar.

#### 8.4.4.3 Otros fenómenos adversos

Finalmente cabe destacar dos fenómenos aparecidos durante la duración de los experimentos.

El primero de ellos es la aparición de pequeños puntos calientes de origen desconocido. Éstos son puntos en los que el recubrimiento se ha visto fuertemente deformado aparentemente por el calor. En la Figura 8.31 se observa uno de estos puntos.

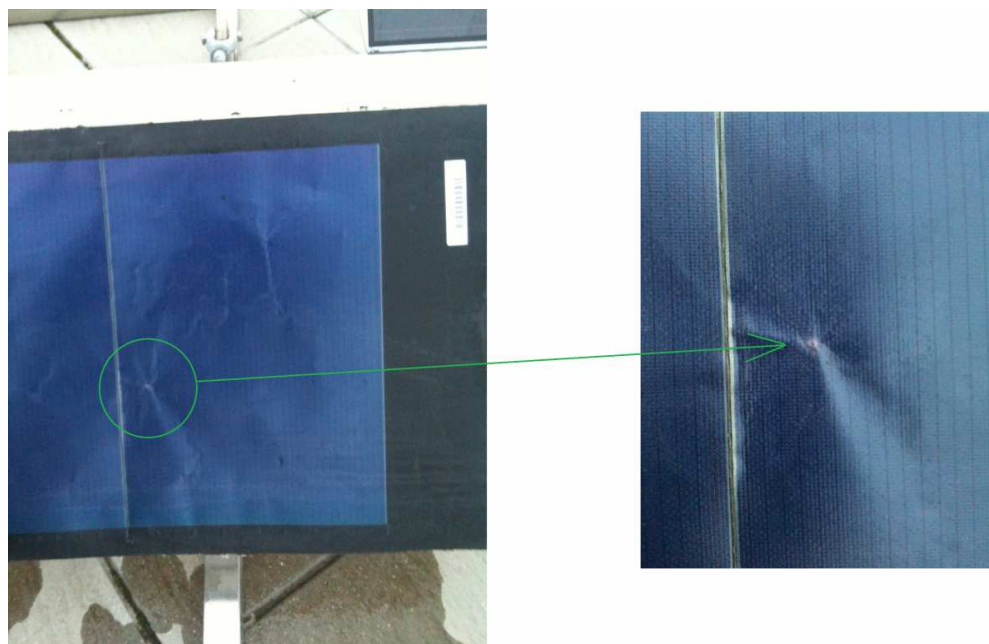


Figura 8.31. Punto dañado del panel

En cualquier caso se descarta que estos defectos hayan tenido consecuencias negativas de importancia en el rendimiento del panel.

El otro fenómeno destacable es referente a la acumulación de suciedad. La capa de revestimiento presenta una superficie granulada que ayuda a evitar reflejos y absorber mejor la luz. Sin embargo, provoca que acumule una suciedad que no es fácil de eliminar, al contrario de lo que ocurre con los paneles recubiertos con cristal. Este es un problema menor que aparece como consecuencia de este nuevo recubrimiento.

## 8.5 COMPORTAMIENTO EN SUPERFICIE CURVA Y ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

### 8.5.1 Introducción

Una vez que se caracterizó el comportamiento del módulo sobre una superficie plana, se procedió a realizar un análisis similar en el caso de que el módulo estuviese situado sobre una superficie curvada. Con esta finalidad se recogieron, en paralelo a los ensayos anteriores, datos del funcionamiento del panel sobre una cubierta curvada. Concretamente, se tomaron datos de tensión, corriente, temperatura e irradiancia cada veinte segundos desde junio de 2010. Además, en días puntuales se tomaron curvas I-V del panel para comprobar fenómenos tales como la aparición de múltiples máximos locales de potencia y la desviación del funcionamiento del inversor respecto al punto de máxima potencia.

El tratamiento de los datos así obtenidos se realizó de manera similar al de los ensayos sobre superficie plana. La única diferencia fue que en este caso, como consecuencia de la curvatura del panel, la irradiancia y temperatura tomaron valores distintos a lo largo de la superficie del panel.

Los captadores fotovoltaicos basados en tecnologías de capa fina de silicio amorfo presentan, entre otras, la ventaja de su flexibilidad, lo que permite que se adapten a una mayor variedad de superficies que los módulos de silicio cristalino tradicionales. En particular, permite la integración de los mismos en invernaderos, lo que hace posible la incorporación de las fuentes de generación de energía renovable a estos recintos. Sin embargo, la colocación de los módulos sobre superficies curvadas hace que la generación de energía en los mismos no se produzca de la misma manera que en el caso de las instalaciones situadas sobre superficie plana. El hecho de que cada punto del panel se encuentre con una orientación distinta respecto del sol hace que la irradiancia que incide sobre las distintas células que componen el módulo sea también diferente. Como consecuencia, la generación de energía a lo largo del tiempo será distinta, así como la curva I-V del módulo.

El objetivo de este apartado consiste en estimar la producción de energía eléctrica del panel PVL-136 de UNISOLAR cuando se coloca sobre una superficie curvada. Para llevar a cabo este proceso no existe en la actualidad ninguna técnica, lo que hace necesario el desarrollo de una nueva metodología. Esta metodología se presenta a continuación.

La metodología seguida para calcular la energía producida por el panel se compone de dos etapas. En primer lugar fue necesario estimar las componentes de la radiación solar sobre un plano inclinado. A continuación, se estimó la producción de energía a partir



de la energía obtenida de cada una de las componentes de la radiación. La producción total será la suma de estas energías.

Ambas etapas se presentan en las tres secciones siguientes. Para el caso de la estimación de las componentes de la radiación se muestra en primer lugar la metodología tradicional que se describe en la bibliografía. Sin embargo, esta metodología no resultará muy robusta, lo que hará necesario el desarrollo de una nueva técnica.

### 8.5.2 Método convencional de estimación de las componentes de la radiación solar sobre plano inclinado

Para llevar el cálculo de las componentes de la radiación sobre una superficie inclinada existen en la bibliografía diversos procedimientos. Entre ellos se encuentra el método seguido por E. Lorenzo en [LOR 94] tanto para estimar las componentes de la radiación solar sobre plano horizontal (directa y difusa) como para transformar estas componentes al plano inclinado. Los pasos seguidos para cada uno de estos casos se describen a continuación.

#### 8.5.2.1 Separación de las componentes de la radiación solar sobre plano horizontal

El método de Lorenzo para estimar las componentes directa y difusa sigue el siguiente proceso:

1. Cálculo del ángulo horario,  $\Gamma$  (en radianes), a partir del día del año,  $d_n$ :

$$\Gamma = \frac{2\pi(d_n - 1)}{365} \quad (8.14)$$

2. Cálculo de la declinación solar,  $\delta$  (en grados) a partir del ángulo horario:

$$\begin{aligned} \delta = & (0,006918 - 0,399912 \cos\Gamma + 0,070257 \operatorname{sen}\Gamma - 0,006758 \cos 2\Gamma + \\ & + 0,000907 \operatorname{sen} 2\Gamma - 0,002697 \cos 3\Gamma + 0,00148 \operatorname{sen} 3\Gamma) \frac{180}{\pi} \end{aligned} \quad (8.15)$$

3. Cálculo del ángulo de salida del sol,  $\omega_s$ , para cada día del año, a partir de la declinación y la latitud del lugar,  $\varphi$  (en este caso  $42,7667^\circ$ ):

$$\omega_s = -\arccos(\operatorname{tg} \delta \cdot \operatorname{tg} \varphi) \quad (8.16)$$

4. Cálculo de la excentricidad de la órbita de la Tierra,  $\varepsilon_0$ , a partir del ángulo diario.

$$\varepsilon_0 = 1,00011 + 0,34221 \cos \Gamma + 0,001280 \operatorname{sen} \Gamma + 0,000719 \cos 2\Gamma + 0,000077 \operatorname{sen} 2\Gamma \quad (8.17)$$

Los parámetros indicados hasta este momento ( $\Gamma$ ,  $\delta$ ,  $\omega_s$ ,  $\varepsilon_0$ ) se calculan de manera diaria. Sin embargo, el resto de pasos que se muestran a continuación se realizan a partir de datos diezminutales.

5. Transformación de la hora oficial en hora solar.

6. Cálculo del ángulo horario,  $\omega$ , para cada hora solar (cada diez minutos):

$$\omega = (\text{hora} - 12) \cdot 15 \cdot \frac{\pi}{180} \quad (8.18)$$

7. Cálculo de distancia cenital,  $\theta_{zs}$ , en función de la declinación ( $\delta$ ), la latitud ( $\varphi$ ) y el ángulo horario ( $\omega$ ):

$$\cos \theta_{zs} = \operatorname{sen} \delta \cdot \operatorname{sen} \varphi + \cos \delta \cdot \cos \varphi \cdot \cos \omega \quad (8.19)$$

8. Cálculo de la irradiancia extraterrestre diezminutal sobre plano horizontal,  $B_{0h}(0)$ .

$$B_{0h}(0) = B_0 \varepsilon_0 \cos \theta_{zs} \quad (8.20)$$

donde  $B_0$  es la constante solar, de valor  $1367 \text{ W/m}^2$ .

9. Cálculo del índice de claridad,  $K_T$ :

$$K_T = \frac{G_h(0)}{B_{0h}(0)} \quad (8.21)$$

siendo  $G_h(0)$  el valor de radiación solar sobre plano horizontal registrado.

10. Estimación de la fracción difusa de la radiación horizontal,  $K_D$ , en función del índice de claridad,  $K_T$ . Para llevar a cabo este proceso existen varias correlaciones posibles entre  $K_D$  y  $K_T$  (Macagnan, Erbs, Orgill...). En un apartado posterior se analiza este punto.

11. A partir de la fracción de difusa se pueden determinar la radiación difusa  $D_h(0)$  y la radiación directa  $B_h(0)$  sobre plano horizontal:

$$D_h(0) = K_D \cdot G_h(0) \quad (8.22)$$

$$B_h(0) = G_h(0) - D_h(0) \quad (8.22)$$

El proceso completo de separación de las componentes de la radiación global sobre plano horizontal se resume en el esquema mostrado en la Figura 8.32.

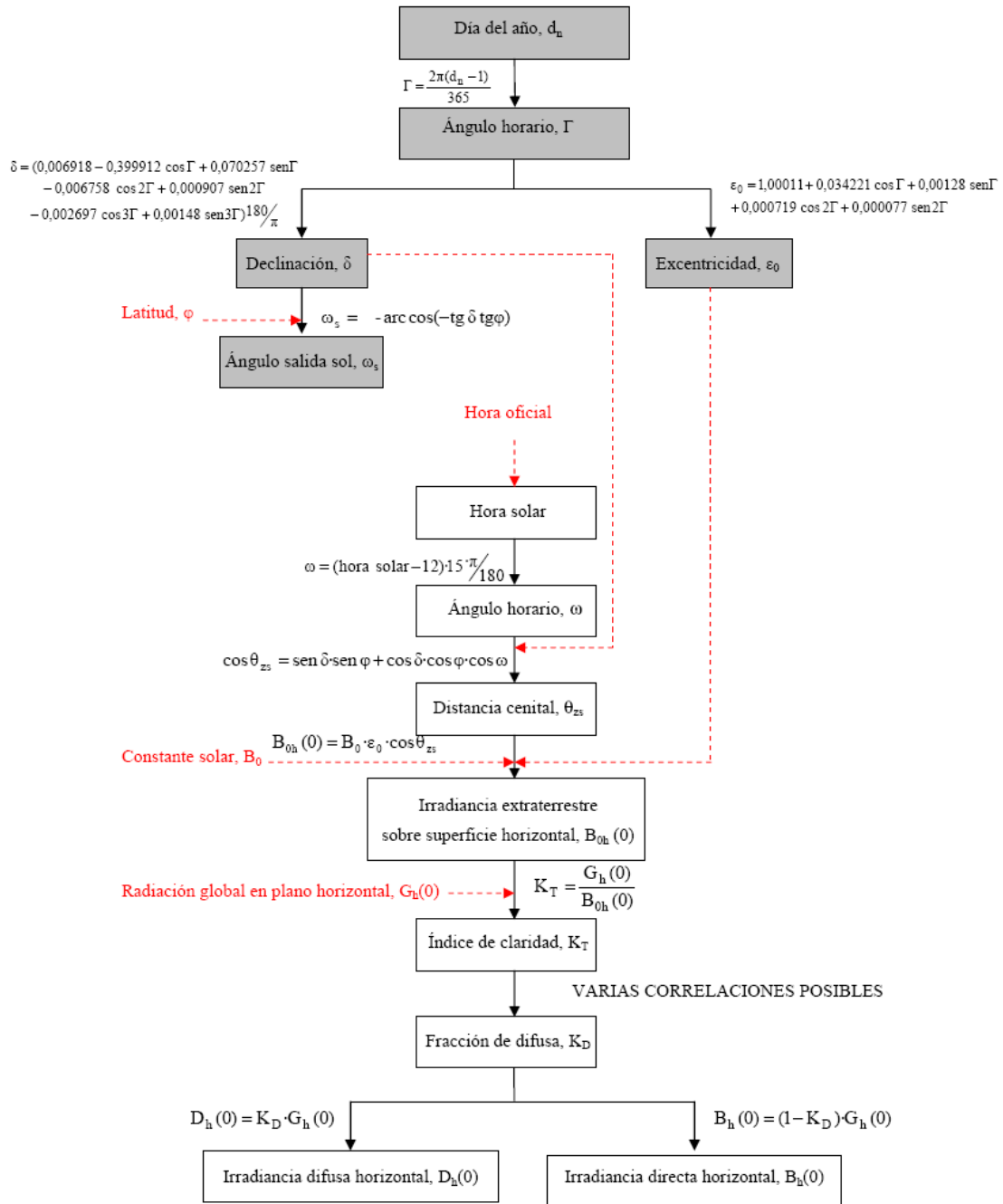


Figura 8.32. Resumen del proceso para el desglose de la radiación solar sobre plano horizontal

### 8.5.2.2 Cálculo de las componentes de la irradiancia sobre superficie inclinada

El método de Lorenzo para determinar la irradiancia diezminutal en plano inclinado (para una superficie orientada al sur (acimut nulo), dada la inclinación del panel ( $\beta$ ), es el siguiente:

- Irradiancia de albedo,  $R_h(\beta)$ :

$$R_h(\beta) = \rho G_h(0) \frac{1 - \cos \beta}{2} \quad (8.23)$$

siendo  $\rho$  el coeficiente de albedo de las superficies que rodean los paneles.

- Irradiancia directa,  $B_h(\beta)$ :

$$B_h(\beta) = B_h(0) \frac{\max(0, \cos \theta_s)}{\cos \theta_{zs}} \quad (8.24)$$

donde  $\theta_s$  es el ángulo de incidencia solar que se calcula de la siguiente manera:

$$\cos \theta_s = \text{sen } \delta \cdot \text{sen } (\phi - \beta) + \cos \delta \cdot \cos (\phi - \beta) \cdot \cos \omega \quad (8.25)$$

- Irradiancia difusa isotrópica,  $D_h^I(\beta)$ :

$$D_h^I(\beta) = D_h(0) \cdot (1 - k_2) \frac{1 + \cos \beta}{2} \quad (8.26)$$

donde  $k_2$  es el índice de anisotropía:

$$k_2 = \frac{B_h(0)}{B_0 \varepsilon_0 \cos \theta_{zs}} \quad (8.27)$$

- Irradiancia difusa circunsolar,  $D_h^C(\beta)$ :

$$D_h^C(\beta) = D_h(0) \cdot k_2 \frac{\max(0, \cos \theta_s)}{\cos \theta_{zs}} \quad (8.28)$$

Una vez calculadas las componentes anteriores, la radiación global en plano inclinado será la suma de las mismas:

$$G_h(\beta) = R_h(\beta) + B_h(\beta) + D_h^I(\beta) + D_h^C(\beta) \quad (8.29)$$

El proceso para la transformación de las componentes de la radiación sobre plano horizontal a las correspondientes sobre plano inclinado se resume en el esquema de la Figura 8.33.

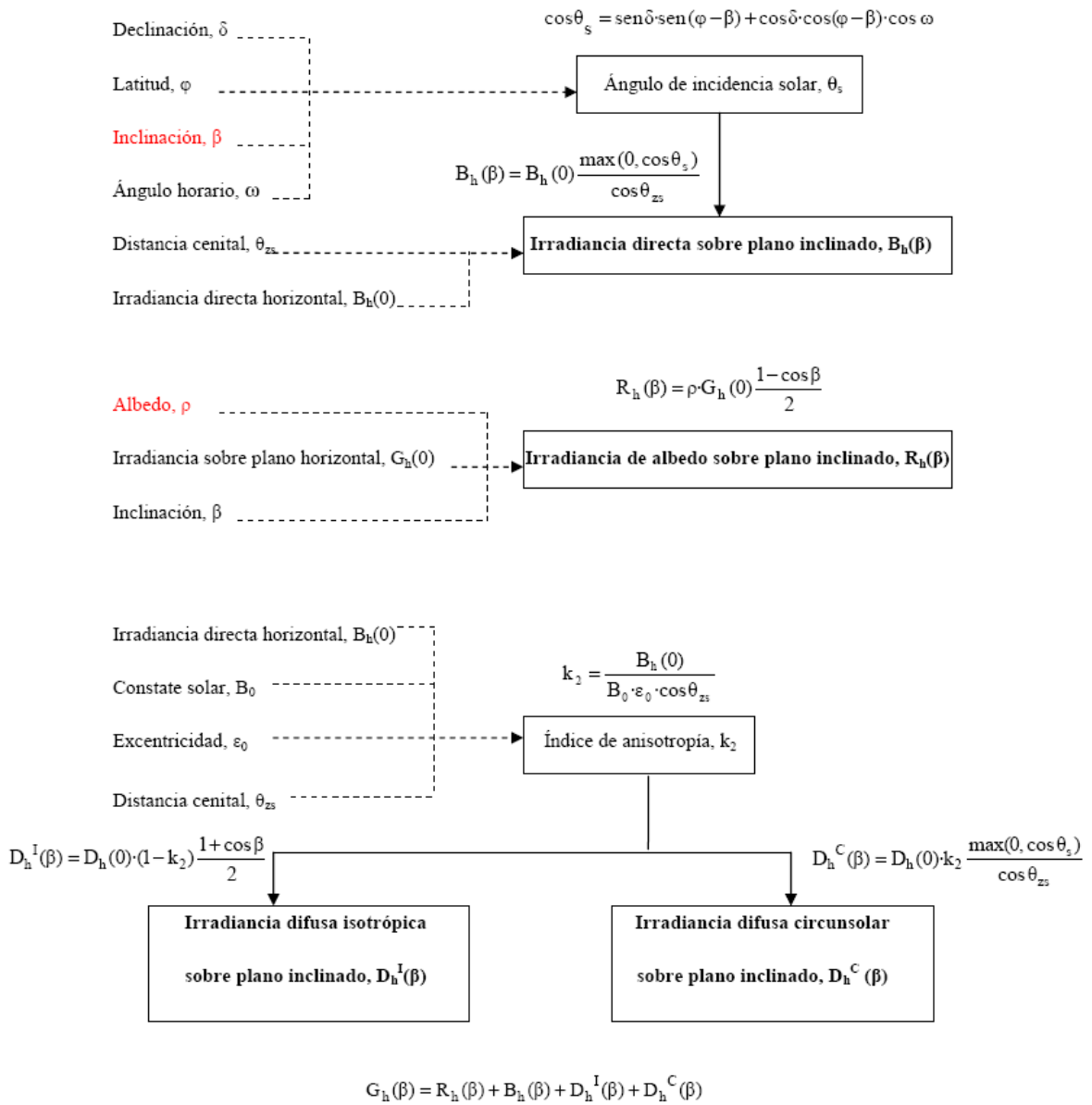


Figura 8.33. Resumen del proceso para la transformación de las componentes de la radiación solar sobre plano horizontal a las correspondientes sobre plano inclinado

### 8.5.3 Nuevo método desarrollado para la estimación de las componentes de la radiación solar sobre plano inclinado

La metodología descrita en el punto anterior tiene el inconveniente de que las posibles correlaciones entre el índice de claridad y la fracción de difusa muestran una alta dispersión. [WRI00] muestra, en la gráfica mostrada en la Figura 8.34, este fenómeno:

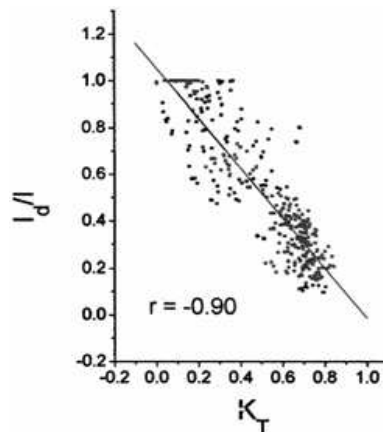


Figura 8.34. Dispersión en la correlación entre  $K_T$  y  $K_D$  [WRI00]

Esta dispersión hace que la estimación de las componentes de la radiación sea poco precisa, lo que conduce a un alto grado de incertidumbre en el cálculo de la producción de energía a nivel diario. Este problema no se plantea cuando se determina la producción anual dado que en este caso se produce una compensación entre los valores de energía diaria de manera que la estimación de la energía anual es más precisa.

Dado que en esta aplicación se busca ajustar el cálculo de la producción de la energía a nivel diario, se plantea una modificación sobre la forma de determinar la fracción de difusa. Esta modificación consiste en calcular la fracción de difusa de la radiación a partir de los valores de radiación global sobre plano inclinado registrados en la instalación en lugar de emplear las correlaciones habituales. El proceso para llevar a cabo dicho cálculo parte de algunas de las expresiones que, para facilitar su comprensión, se exponen de nuevo a continuación.

Sabiendo que:

$$G_d(\beta) = B_d(\beta) + D_d^I(\beta) + D_d^C(\beta) + R_d(\beta) \quad (8.30)$$

siendo

$$B_d(\beta) = B_d(0) \frac{\max(0, \cos \theta_s)}{\cos \theta_{zs}} \quad (8.31)$$

$$D_d^I(\beta) = (1 - k_2) \cdot D_d(0) \frac{1 + \cos \beta}{2} \quad (8.32)$$

$$D_d^C(\beta) = k_2 \cdot D_d(0) \frac{\max(0, \cos \theta_s)}{\cos \theta_{zs}} \quad (8.33)$$

$$D_d^C(\beta) = k_2 \cdot D_d(0) \frac{\max(0, \cos \theta_s)}{\cos \theta_{zs}} \quad (8.33)$$

$$R_d(\beta) = \rho \cdot G_d(0) \frac{1 - \cos \beta}{2} \quad (8.34)$$

y teniendo en cuenta que:

$$B_d(0) = (1 - k_D) \cdot G_d(0) \quad (8.35)$$

$$D_d(0) = k_D \cdot G_d(0) \quad (8.36)$$

$$k_2 = \frac{B_d(0)}{1367 \cdot \epsilon_0 \cdot \cos \theta_{zs}} = \frac{(1 - k_D) \cdot G_d(0)}{1367 \cdot \epsilon_0 \cdot \cos \theta_{zs}} \quad (8.37)$$

se obtienen finalmente las siguientes ecuaciones:

a. Si  $\cos \theta_s > 0$ :

$$\left[ \frac{G_d(0)^2 (1 + \cos \beta)}{2 \cdot 1367 \cdot \epsilon_0 \cdot \cos \theta_{zs}} - \frac{G_d(0)^2 \cdot \cos \theta_s}{1367 \cdot \epsilon_0 \cdot \cos^2 \theta_{zs}} \right] \cdot k_D^2 + \left[ G_d(0) \frac{1 + \cos \beta}{2} + \frac{G_d(0)^2 \cos \theta_s}{1367 \cdot \epsilon_0 \cdot \cos^2 \theta_{zs}} - G_d(0) \frac{\cos \theta_s}{\cos \theta_{zs}} - \frac{G_d(0)^2 (1 + \cos \beta)}{2 \cdot 1367 \cdot \epsilon_0 \cdot \cos \theta_{zs}} \right] \cdot k_D + \left[ \rho \cdot G_d(0) \frac{1 - \cos \beta}{2} + G_d(0) \frac{\cos \theta_s}{\cos \theta_{zs}} - G_d(\beta) \right] = 0 \quad (8.38)$$

b. Si  $\cos \theta_s \leq 0$ :

$$\left[ \frac{G_d(0)^2 (1 + \cos \beta)}{2 \cdot 1367 \cdot \epsilon_0 \cdot \cos \theta_{zs}} \right] \cdot k_D^2 + \left[ G_d(0) \frac{1 + \cos \beta}{2} - \frac{G_d(0)^2 (1 + \cos \beta)}{2 \cdot 1367 \cdot \epsilon_0 \cdot \cos \theta_{zs}} \right] \cdot k_D + \left[ \rho \cdot G_d(0) \frac{1 - \cos \beta}{2} - G_d(\beta) \right] = 0 \quad (8.39)$$

Resolviendo las ecuaciones anteriores se determina el valor de la fracción de difusa,  $K_D$ . El resto del proceso para determinar las componentes de la radiación tanto en plano horizontal como en plano inclinado sería el explicado anteriormente por medio de las ecuaciones (8.22) a (8.29).

En la Figura 8.35. se puede ver cuál es la evolución de la fracción de difusa a lo largo de un día totalmente soleado tomado como ejemplo. Los resultados fueron obtenidos empleando el nuevo método de estimación de las componentes de la radiación. En esta figura se representa el valor de la fracción difusa obtenido para los distintos momentos del día en intervalos diezminutales. Este valor fue obtenido a partir de datos medidos de irradiancia en el plano horizontal y en un plano inclinado. El resultado da el valor real de fracción difusa y no una estimación.

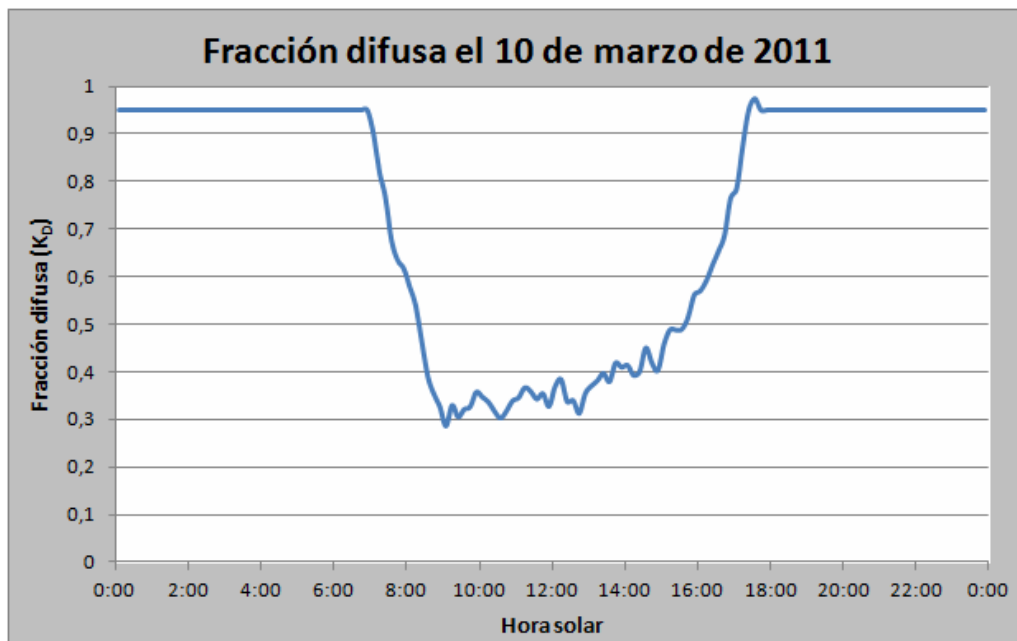


Figura 8.35. Fracción difusa obtenida por el nuevo método desarrollado

El valor de la fracción de difusa fue utilizado a continuación para obtener las distintas componentes de la irradiancia mediante el método explicado anteriormente en este apartado. El resultado está representado en las gráficas de la Figura 8.36.



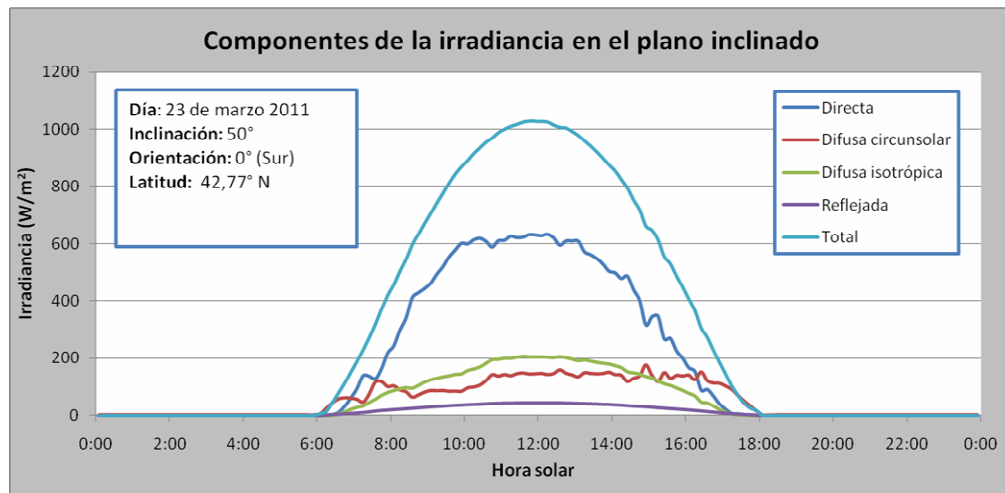


Figura 8.36. Componentes de la irradiancia obtenidas por el nuevo método desarrollado

Conocido el valor de las distintas componentes se puede proceder a estimar la producción del panel. Los pasos seguidos en este proceso se presentan en la sección siguiente.

#### 8.5.4 Metodología para la estimación de la producción diaria de energía

Habitualmente, el cálculo de la potencia generada por un captador fotovoltaico plano se realiza directamente a partir de la irradiancia total incidente sobre el plano del captador. En caso de que la instalación esté formada por varios captadores planos e independientes, y a falta de disponer de sensores de irradiancia para cada captador, el cálculo total de potencia generada se suele realizar estimando la irradiancia media de la planta fotovoltaica y, a partir de ahí, la potencia generada teniendo en cuenta factores correctores que tengan en cuenta las ligeras variaciones de inclinación, orientación e irradiación de los captadores.

La estimación de potencia generada por un captador situado en una superficie curva es algo novedoso, que requiere un planteamiento diferente. En principio, y conociendo la geometría completa del captador, podría estimarse la potencia generada a partir de la integración sobre la geometría del captador de la irradiancia diferencial incidente. Sin embargo, esto implicaría conocer con gran exactitud tanto dicha geometría como la irradiancia incidente en cada punto del panel, y a su vez, añadiría una considerable dificultad al problema de la estimación de potencia.

Como alternativa más eficaz y útil, se propone a continuación una metodología de cálculo de la potencia generada que parte de las componentes de la irradiancia incidente y las aplica de forma diferente sobre la superficie del panel.

La metodología parte de las componentes de la radiación sobre el plano inclinado, cuyo cálculo ha sido descrito en el apartado anterior. La producción de energía del panel se calcula a partir de las producciones debidas a cada una de las componentes de la radiación de manera independiente:

- Potencia producida por la radiación directa ( $P_1$ ).
- Potencia producida por la radiación difusa circumsolar ( $P_2$ ).
- Potencia producida por la radiación difusa isotrópica ( $P_3$ ).
- Potencia producida por la radiación de albedo ( $P_4$ ).

La potencia producida a partir de la radiación directa y la radiación difusa circumsolar se estima como la potencia correspondiente a la radiación directa y difusa circumsolar que incidiría sobre un panel plano ficticio con un área igual a la proyección del panel real curvado sobre la estructura y con un ángulo de inclinación correspondiente a dicha proyección. De este modo, se considera que las pérdidas de potencia causadas por el ángulo de incidencia de la parte del panel curvado que no está orientado hacia la radiación son compensadas por la correspondiente reducción de la superficie útil irradiada.

A su vez, la potencia producida a partir de la radiación reflejada y la radiación difusa isotrópica se estima como la potencia correspondiente a ambas radiaciones (reflejada y difusa isotrópica) suponiendo que éstas inciden sobre un panel recto ficticio con un área igual a la del panel real curvado y con un ángulo de inclinación correspondiente a su proyección. En este caso, dadas las características de ambas componentes de irradiancia, se considera que su impacto sobre el panel es el mismo, al venir de cualquier dirección, y que por tanto la superficie útil irradiada es el panel completo.

La expresión empleada en todos los casos para calcular la potencia producida es la siguiente:

$$P_i = P_{CEM} \cdot f(AMa) \cdot \frac{E_i}{1000} \cdot (1 - \gamma (T_{panel} - 25)) \cdot \frac{A_j}{A_T} \quad , \text{ con } i = 1, 2, 3 \text{ ó } 4 \quad (8.40)$$

donde:

- $P_{CEM}$  es la potencia producida por el panel en condiciones estándar de medida (W).
- $f(AMa)$  es la función de la masa de aire (adimensional).

- $E_i$  es la componente de la radiación incidente sobre un plano inclinado (según la inclinación de la estructura) que corresponde a cada caso ( $W/m^2$ ):
  - $E_1$  es la componente directa.
  - $E_2$  es la componente difusa circunsolar.
  - $E_3$  es la componente difusa isotrópica.
  - $E_4$  es la componente de albedo.
- $\gamma$  es el coeficiente de temperatura del panel ( $1/^\circ C$ ).
- $T_{panel}$  es la temperatura del panel ( $^\circ C$ ). En este caso se toma la temperatura medida por los sensores colocados en el punto medio del panel.
- $A_i$  es el área del panel considerada en cada caso ( $m^2$ ). En el caso de  $P_1$  y  $P_2$  es el área de la proyección del panel mientras que para  $P_3$  y  $P_4$  se toma el área total del panel.
- $A_T$  es el área total del panel ( $m^2$ ).

A partir de las componentes de la potencia se obtiene la potencia total como suma de éstas:

$$P_T = P_0 + P_1 + P_2 + P_3 + P_4 \quad (8.41)$$

Tanto las componentes de la potencia como la potencia total se determinan con una frecuencia diezminutal, de la misma manera que se hace con las componentes de la radiación. Integrando estos valores a lo largo del tiempo se obtienen los valores de potencia media y energía a nivel diario, mensual y anual.

Con objeto de validar la aproximación propuesta para el cálculo de la potencia generada se analizaron múltiples días del año. A modo de ejemplo, se presentan los resultados para unos días concretos, empezando por el 10 de marzo de 2011. En primer lugar, se muestran en la Figura 8.37, las distintas componentes de la potencia. La potencia obtenida a partir de la radiación directa está representada por la línea azul. Por su parte, las líneas roja y verde representan los valores de la potencia generada a partir de la radiación difusa isotrópica y circunsolar respectivamente. Por último, la línea morada indica la energía producida por la radiación reflejada.

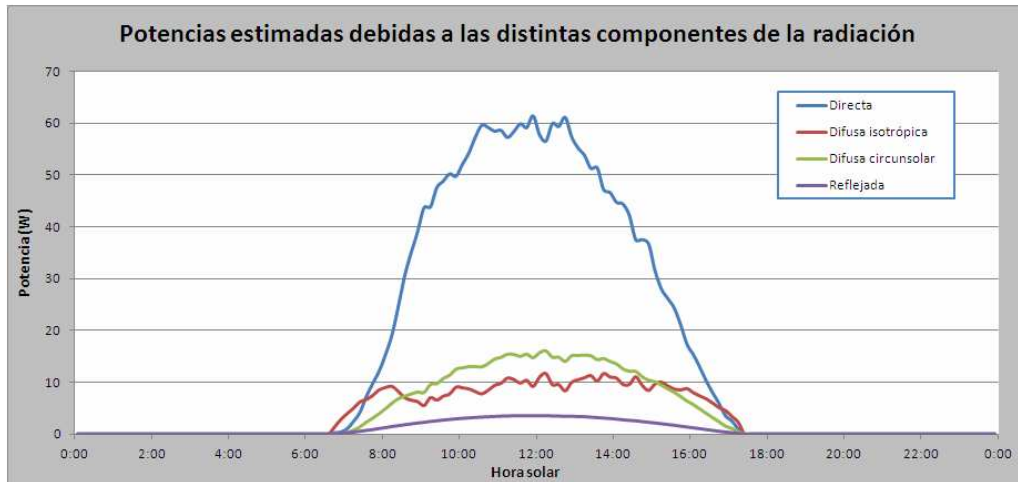


Figura 8.37. Potencia estimada del panel (10 de marzo de 2011)

Como se observa, la radiación directa es la que tiene un mayor peso en la producción de energía a excepción de los momentos del amanecer y el atardecer, en los que la radiación difusa es mayor y por lo tanto también la energía producida a partir de la misma.

A continuación, se muestra en la Figura 8.38. una comparación entre la potencia total producida (obtenida como suma de las cuatro componentes representadas en la Figura 8.37) y la potencia realmente medida y almacenada en el registrador.

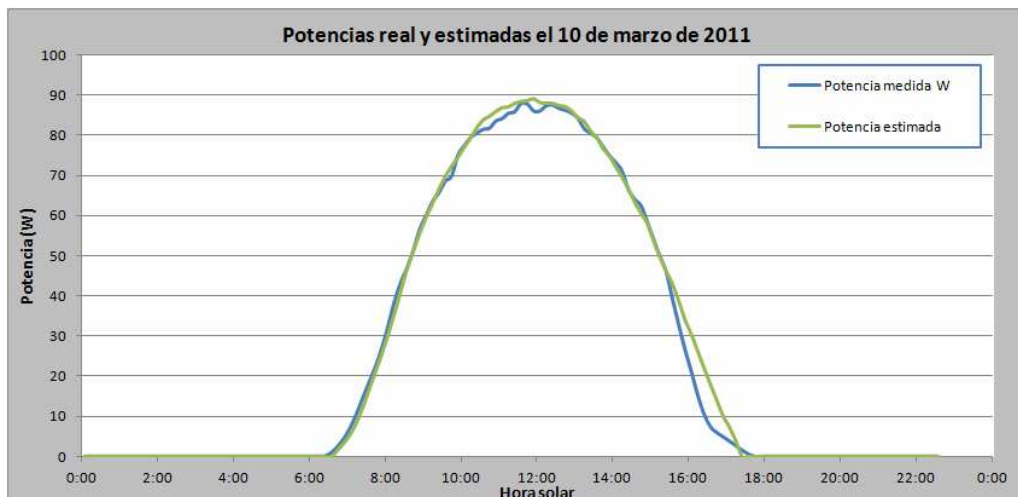


Figura 8.38. Comparación entre las potencias estimada y medida

Como se ha comentado anteriormente, el panel está conectado a un inversor que lo hace funcionar en un punto de trabajo en el que la potencia obtenida es ligeramente inferior a la máxima obtenible de dicho panel. Corregido este fenómeno se obtiene la potencia estimada en condiciones reales de trabajo, que se aproxima con gran exactitud a la potencia medida.

En términos de energía diaria, la producción medida para el 10 de marzo de 2011 fue de 583 Wh mientras que la estimada (teniendo en cuenta los problemas del inversor) es de 595 Wh, sólo un 2% superior.

Como se ha visto, la metodología es válida para el caso de un día totalmente despejado, como fue el 10 de marzo. A continuación se muestran los resultados obtenidos en el caso de días con intervalos nubosos, tomándose como ejemplo el 9 de marzo.

En primer lugar, se presenta en la Figura 8.39. la evolución a lo largo de este día de la radiación incidente sobre plano horizontal.

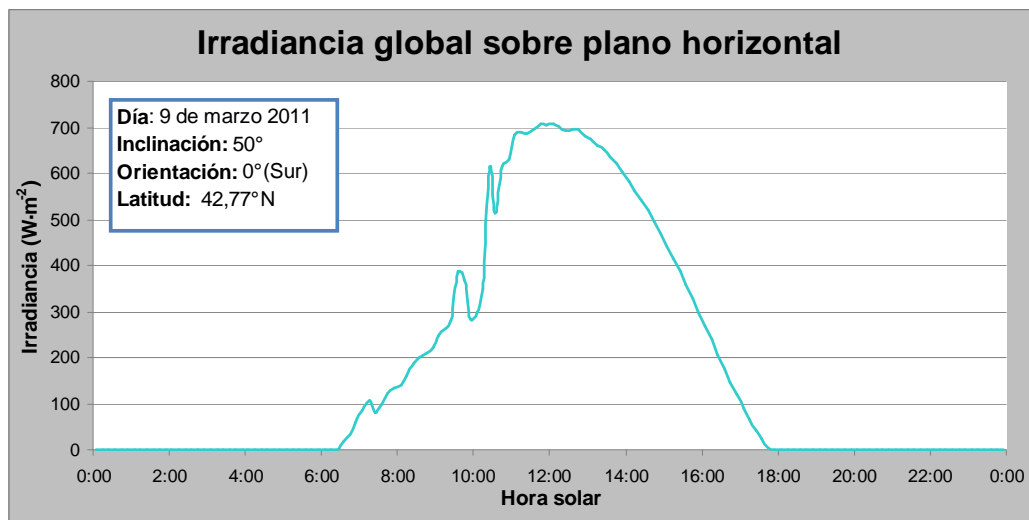


Figura 8.39. Evolución de la radiación solar (9 de marzo de 2011)

En esta gráfica se comprueba cómo el día analizado presenta una menor radiación en las primeras 12 horas, lo que indica que se trata de un día con intervalos nubosos durante este tiempo. En momentos puntuales aparecen picos de irradiancia que hacen suponer instantes en que las nubes no se encontraban en el camino directo de la radiación solar. Sin embargo, a partir del mediodía la curva que representa la radiación solar tiene la forma característica de un día totalmente despejado.

A partir de esta información y de la radiación medida sobre plano inclinado es posible determinar el valor de la fracción de difusa en cada instante a partir de las ecuaciones (8.38) y (8.39). La Figura 8.40. muestra la evolución a lo largo del día del valor de  $K_D$ .

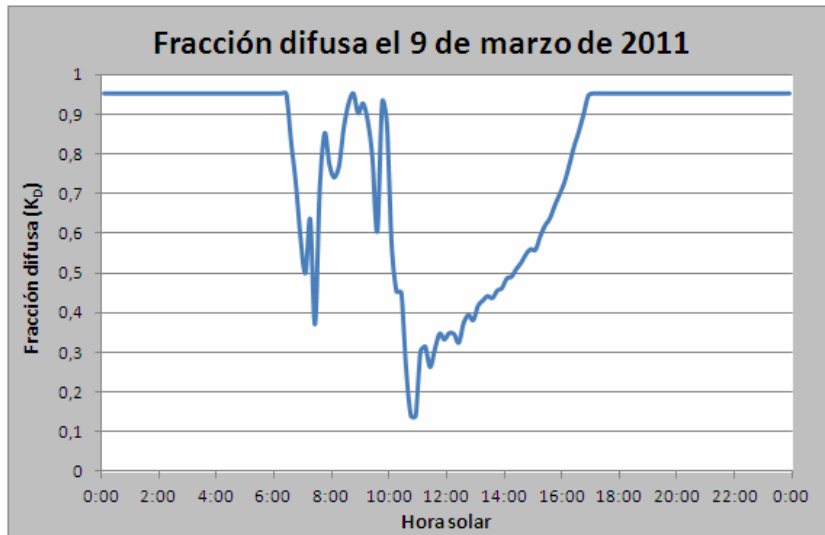


Figura 8.40. Evolución de la fracción de difusa (9 de marzo de 2011)

La gráfica obtenida muestra una evolución del valor de fracción de difusa propia de un día con intervalos nubosos. Así, en las primeras horas con radiación solar el valor de la fracción de difusa es cercano a la unidad debido a la importante presencia de nubes que hace que la radiación difusa constituya la mayor parte de la radiación global. Sin embargo, a partir del mediodía, la gráfica es la típica de un día soleado, con valores de fracción de difusa bajos en las horas centrales del día que van disminuyendo a medida que se acerca el atardecer.

A partir de los valores de  $K_D$  obtenidos para este día y de la radiación global medida sobre superficie horizontal es posible obtener las componentes de esta radiación, así como las componentes de la radiación sobre un plano inclinado  $50^\circ$ , como se muestra en la Figura 8.41.

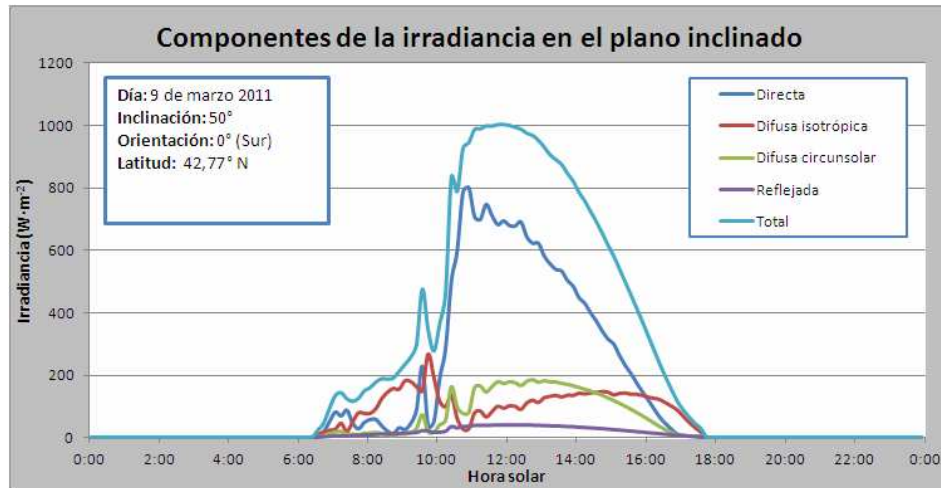


Figura 8.41. Evolución de las componentes de la radiación (9 de marzo de 2011)

La evolución de las distintas componentes de la radiación es acorde a la gráfica de la radiación de difusa anterior. Así, en las horas con una importante presencia de nubes, la radiación global sobre plano inclinado está constituida en su mayoría por radiación difusa. Sin embargo, el aumento de la radiación global cerca del mediodía se debe al crecimiento de la radiación directa, que es la más importante hasta llegar al atardecer como ocurre en los días claros. Esta evolución de las componentes de la radiación es similar a la de las componentes de la potencia generada que se muestran en la Figura 8.42.

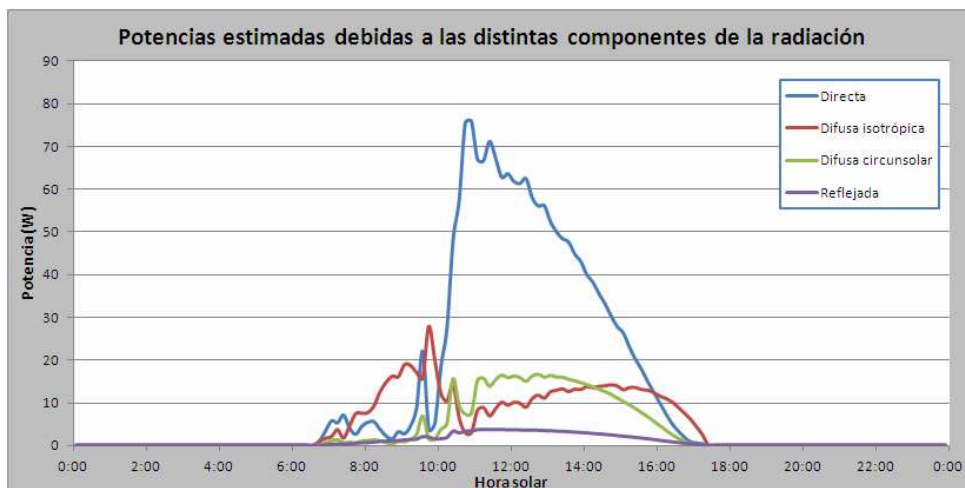


Figura 8.42. Evolución de las componentes de la potencia generada (9 de marzo de 2011)

Por último se muestra en la Figura 8.43. la potencia medida frente a la potencia estimada con la metodología propuesta.

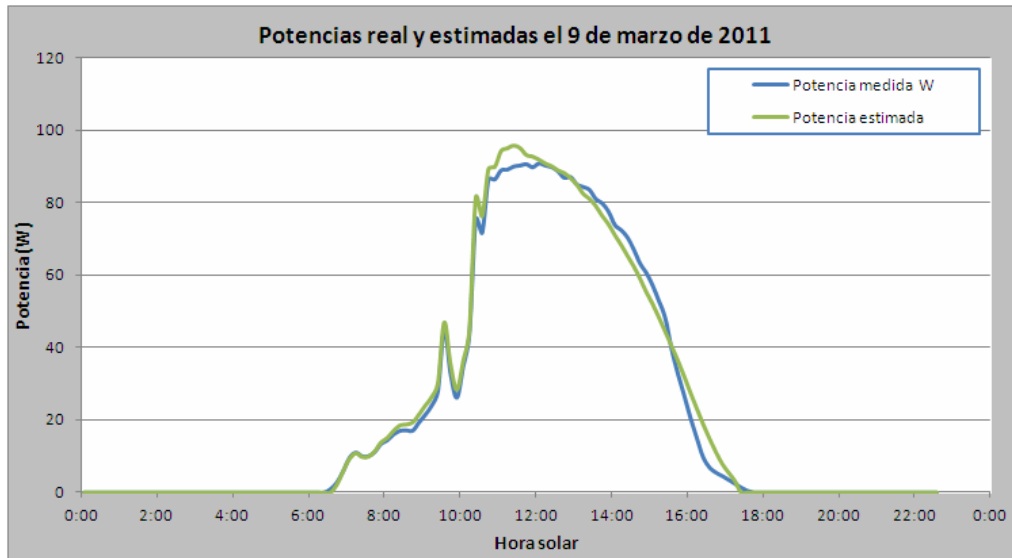


Figura 8.43. Comparación de la potencia medida y estimada (9 de marzo de 2011)

Como se observa en los resultados representados en la figura anterior la nueva metodología propuesta estima con un alto grado de precisión la potencia producida por el panel. La evolución de ambas curvas es similar, presentando los mismos picos de potencia en las primeras horas del día correspondientes a instantes sin presencia de nubes en el camino de la radiación del sol al panel. El único intervalo de tiempo en el que se observa una falta de correlación entre ambas gráficas es a partir de las 16:30 h, puesto que la presencia de sombras sobre la instalación hace que la potencia medida y almacenada por los aparatos de registro sea inferior a la que se obtendría en el caso de no existir obstáculos en el camino de la radiación. A pesar de este problema, la energía producida este día estimada con la nueva metodología supera en sólo un 2,4% a la energía medida en la instalación.

Para corroborar los resultados obtenidos en días con presencia de nubes se presentan a continuación las gráficas correspondientes al 11 de marzo. Como se podrá comprobar en las distintas gráficas, el 11 de marzo de 2011 es un día con intervalos claros e intervalos nubosos en el que la evolución de los mismos es contraria a la del 9 de marzo.

Durante las primeras horas del 11 de marzo, el día estuvo claro y por lo tanto la fracción de difusa fue disminuyendo desde la unidad (valor correspondiente al amanecer,



momento en el que toda la radiación es difusa) hasta valores cercanos a 0 en las horas centrales del día, como se muestra en la Figura 8.44. Este mismo hecho se muestra en la gráfica de la Figura 8.45, ya que durante la primera mitad del día la radiación directa es la que alcanza valores más altos dado que constituye la mayor parte de la radiación global. Al ser la generación de potencia de cada una de las componentes de la radiación proporcional a la misma, la Figura 8.46 muestra un aspecto similar a la anterior.

En cuanto a la segunda mitad del día, el cielo estuvo nuboso y, excepto en momentos puntuales, la radiación solar tuvo que atravesar las nubes para llegar a la instalación. Así, la fracción difusa en esas horas volvió a tomar valores cercanos a la unidad excepto en algunos instantes en los que el movimiento de las nubes aumentó la proporción de radiación directa respecto de la global. Este mismo comportamiento se observa en las gráficas de la evolución de las componentes de la radiación y la potencia, en las que la curva correspondiente a la componente difusa va por encima de la correspondiente directa.

Por último en la gráfica de la Figura 8.43 se comprueba, como en el caso del 9 de marzo, que la metodología ofrece una gran precisión en los resultados dado que las curvas de potencia estimada y potencia medida son muy cercanas. Concretamente, la energía producida por el panel este día según la estimación sólo supera en un 2,9% a la medida. En este caso, no se observan importantes diferencias entre las curvas al atardecer dado que el efecto de la sombra adquiere una menor relevancia puesto que en esos instantes el cielo estaba nuboso y no claro como en el caso del 9 de marzo.

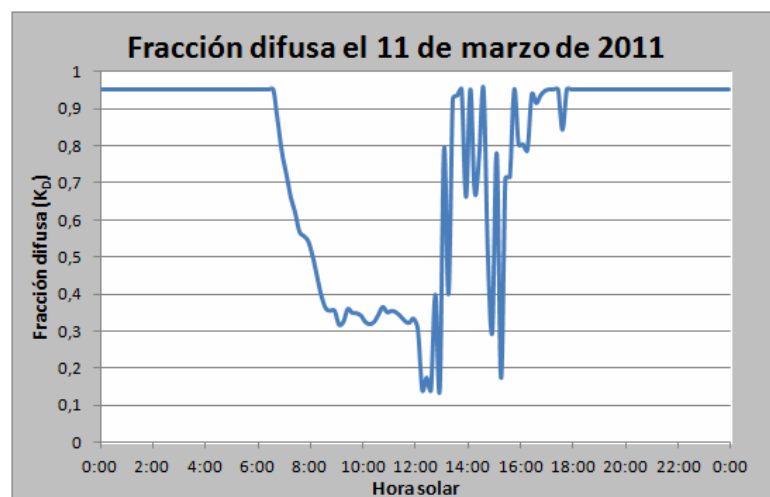


Figura 8.44. Evolución de la fracción de difusa (11 de marzo de 2011)

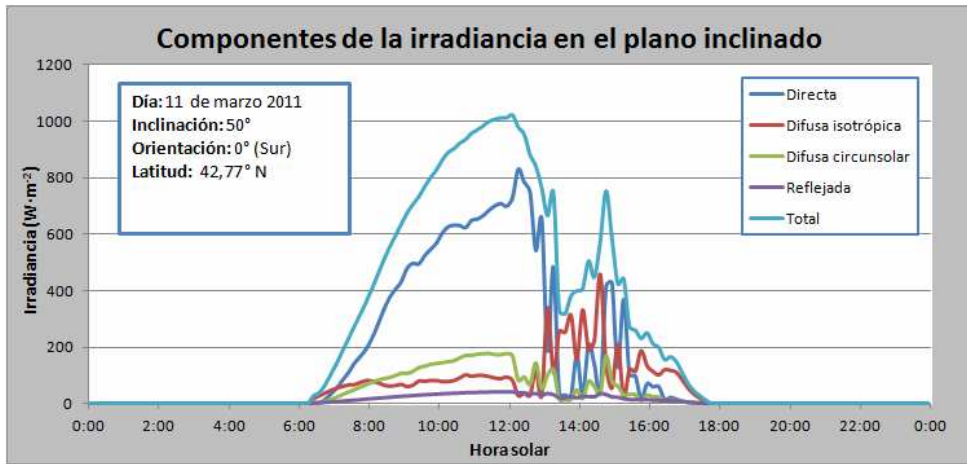


Figura 8.45. Evolución de las componentes de la radiación (11 de marzo de 2011)

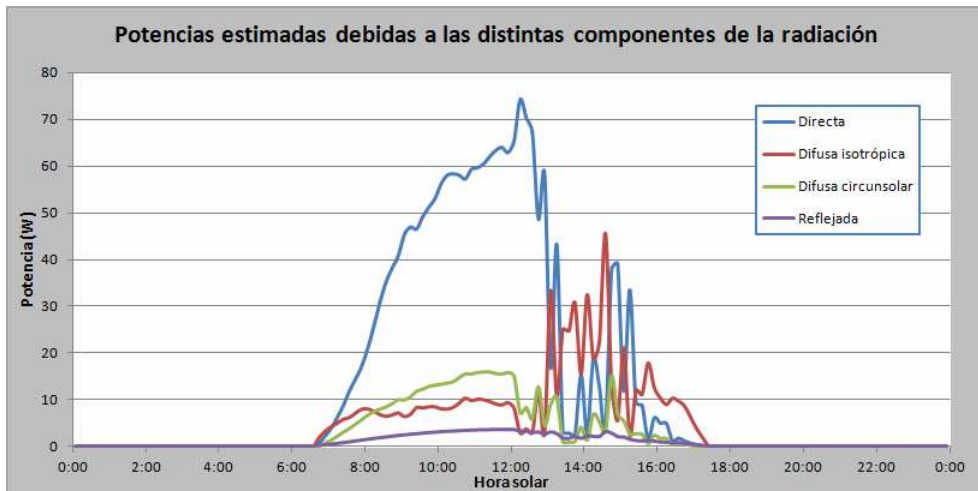


Figura 8.46. Evolución de las componentes de la potencia generada (11 de marzo de 2011)

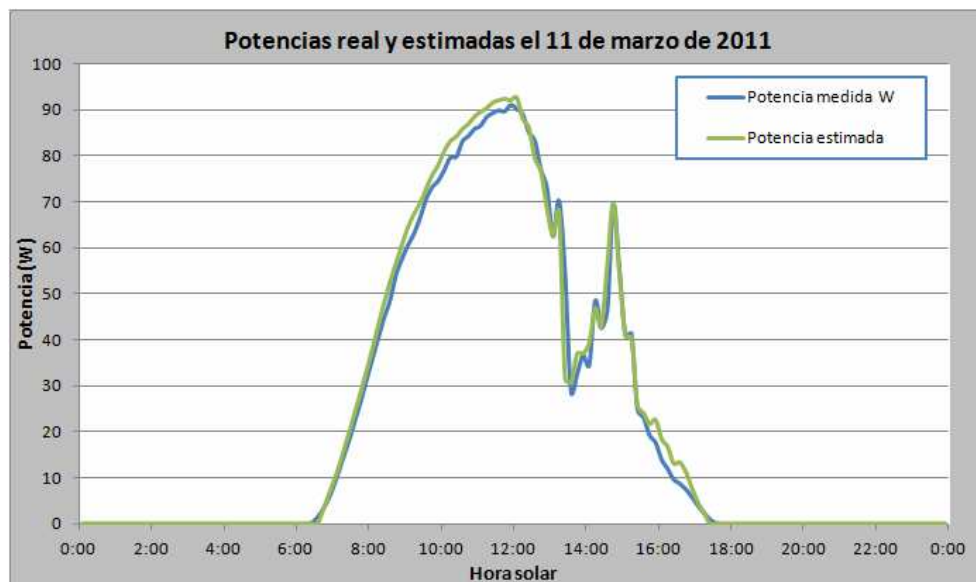


Figura 8.47. Comparación de la potencia medida y estimada (11 de marzo de 2011)

Asimismo, y con el fin de validar el modelo completamente, se muestran a continuación en la Figura 8.47, Figura 8.48 y Figura 8.49 los resultados obtenidos de la potencia estimada para otros días del año, representativos de condiciones climáticas distintas, como son el 29 de agosto, 14 de octubre y 14 de diciembre, todos ellos de 2010. Es interesante comprobar cómo el método estima correctamente la potencia generada independientemente de la época del año. A su vez, las irradiancias difusa isotrópica y reflejada tienden a compensar las diferencias de potencia debido a la curvatura, mitigando las diferentes potencias generadas a lo largo del año. En concreto, las estimaciones para el 14 de octubre validan de nuevo la capacidad de la metodología para estimar la potencia en días con alta variabilidad de irradiancia.

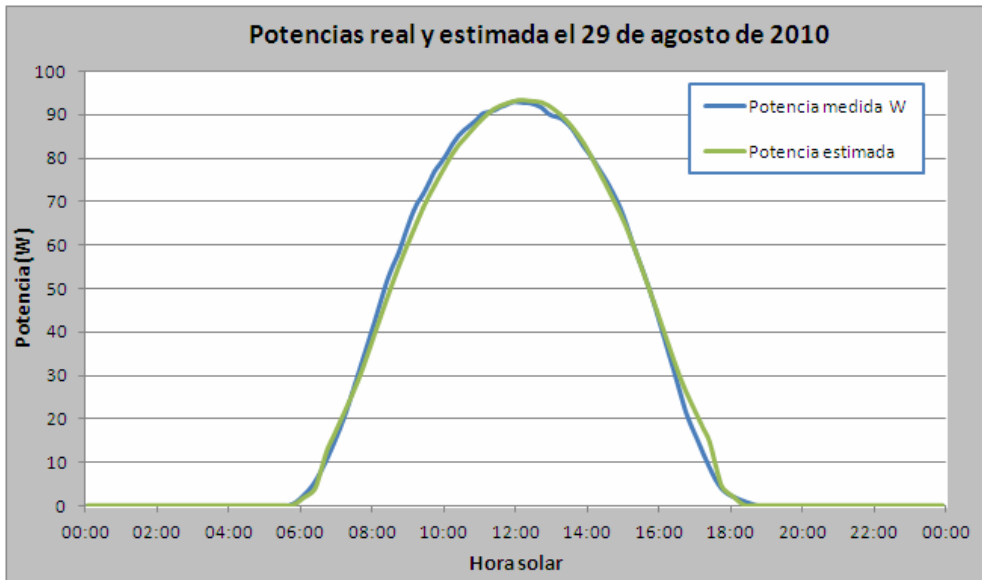


Figura 8.48. Comparación de la potencia medida y estimada (29 de agosto de 2010)



Figura 8.49. Comparación de la potencia medida y estimada (14 de octubre de 2010)

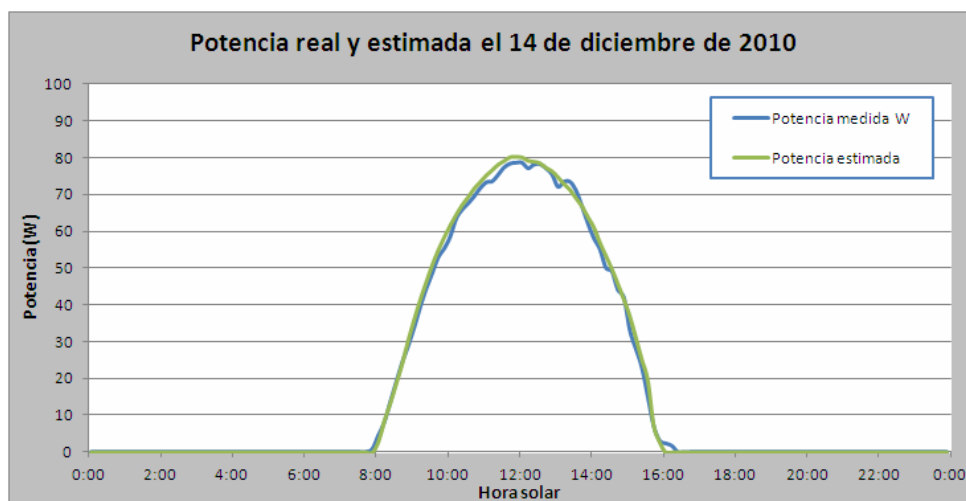


Figura 8.50. Comparación de la potencia medida y estimada (14 de diciembre de 2010)

### 8.5.5 Estimación de la producción anual de energía

En las secciones anteriores se han ido presentando diversas gráficas con los resultados obtenidos con la finalidad de ilustrar el desarrollo teórico de la metodología desarrollada. A través de estos resultados, se ha comprobado que dicho método permite una estimación altamente fiable de la producción de energía. Sin embargo, estas figuras representan los resultados obtenidos para un único día.

Aplicando esta metodología a todo un año se obtuvo la estimación anual de energía que produciría el panel, tanto en caso de estar situado sobre superficie curva como plana.

La temperatura del panel, necesaria para el cálculo, se estimó según la fórmula:

$$T_{panel} = T_{amb} + \frac{NOCT(^{\circ}C) - 20}{800} \cdot E_{ef} \quad (8.42)$$

donde  $T_{panel}$  es la temperatura del panel [°C],  $T_{amb}$  es la temperatura ambiente [°C],  $NOCT$  es la temperatura del panel en condiciones nominales de operación (en este caso  $NOCT=46^{\circ}C$ ) y  $E_{ef}$  es la irradiancia perpendicular al panel, en este caso, a la proyección del mismo.

Por último, se considera que la potencia CEM del panel es 120 W y constante a lo largo de todo el año. Esta potencia corresponde a la potencia medida del panel en CEM tras un año de funcionamiento, es decir, cuando el panel ya está estabilizado. Nótese que

esta aproximación es correcta para estimar la producción anual del año de estudio, pero no para estimaciones a más largo plazo dado que habría que tener en cuenta una ligera degradación constante que ocurre una vez el panel está estabilizado. Esta degradación es cercana al 1% anual, como se ha comentado anteriormente.

El método se aplica tanto al panel situado sobre superficie curva como al panel situado sobre superficie plana, obteniéndose una producción de energía anual de 172,5 kWh y 185,4 kWh, respectivamente, como se muestra en la Tabla 8.4. La diferencia entre ambos es del 6,96% debido a las pérdidas del panel curvado respecto al plano.

Las horas equivalentes del panel sobre superficie curvada serían de 1268,4 h (si se toma como potencia CEM de referencia la nominal, es decir, 136 W), mientras que sobre superficie plana serían 1363,5 h. Sin embargo, si se tienen en cuenta las pérdidas debidas al inversor (en torno al 10%) y las debidas a la suciedad (en torno al 5%), las horas equivalentes del panel curvado y plano serían, respectivamente, 1084,5 h y 1165,8 h.

		Energía anual [kWh]	Energía mensual media [kWh]	Energía diaria media [kWh]
Panel curvado	Sin pérdidas	172,5	14,38	472,62
		1268,42 horas equivalentes		
	Con pérdidas polvo+inversor (5% y 10%)	147,49	12,29	404,09
		1084,50 horas equivalentes		
Panel plano	Sin pérdidas	185,44	15,45	508,05
		1363,52 horas equivalentes		
	Con pérdidas polvo+inversor (5% y 10%)	158,55	13,21	434,38
		1165,81 horas equivalentes		

Tabla 8.4. Producción estimada del panel en plano y en curvado. Horas equivalentes

### 8.5.6 Conclusiones

Gracias a este estudio, ha sido posible elaborar una metodología para predecir la producción energética de paneles solares colocados sobre superficie curva y contrastarla gracias al proceso de toma de datos llevado a cabo en la instalación.

En el proceso de desarrollo de la metodología se han encontrado las dificultades que se presentan a continuación:

- Los resultados obtenidos en la realización de este estudio se ven fuertemente influenciados por la precisión en el proceso de la toma de datos en la instalación. El correcto funcionamiento de los aparatos de medida es un aspecto fundamental en

el proceso de validación de la metodología puesto que dicho proceso está basado en la comparación de los valores estimados con el método expuesto con los obtenidos realmente en la instalación.

- La dependencia de los resultados de los instrumentos de medida se observa claramente en el caso del inversor empleado. Los saltos de tensión que realiza el aparato en la búsqueda del punto de máxima potencia son de valor elevado respecto de la tensión total a la que trabaja el panel en dicho punto. El hecho de que el inversor no haga trabajar al panel en su punto de máxima potencia hace que se observen importantes diferencias entre los datos medidos y los estimados a partir de la metodología propuesta. Sin embargo, este problema ha sido resuelto estimando un coeficiente que aplicar a los datos medidos que permita obtener la potencia que se obtendría en el caso de un correcto funcionamiento del inversor.
- Junto con la falta de precisión del inversor hay que tener en cuenta que, en el caso de los paneles situados en superficie curvada, la curva I-V puede presentar varios máximos locales en lugar de un único punto de máxima potencia. Este distorsionamiento de la curva produce un envejecimiento prematuro del panel, aunque la utilización de diodos de paso en la configuración del panel reduce significativamente este problema.
- En el caso de los sensores de medida de la radiación solar debe tenerse en cuenta que éstos están diseñados para emplearse en la medida de la irradiancia incidente sobre paneles de silicio cristalino o amorfo convencional. Estos sensores no tienen en cuenta factores tales como el efecto de la influencia espectral. La respuesta espectral de las células de silicio amorfo es más estrecha que la de las células de silicio cristalino y está desplazada hacia longitudes de onda más pequeñas. Este aspecto hace que las medidas de la radiación solar sobre silicio amorfo de triple unión no tengan la misma fiabilidad que las llevadas a cabo en silicio cristalino.
- Otro factor que influye de manera importante en la generación de energía en los paneles analizados cuando se colocan sobre superficie curvada es el grado de suciedad del mismo. Aunque el coeficiente de suciedad debe ser tenido en cuenta para el cálculo de la generación de cualquier panel fotovoltaico, éste alcanza un valor más alto en el caso de que parte del panel esté situado en posición

prácticamente horizontal. Como se observa en las fotografías de la instalación, ésta es la situación en la que se encuentra el panel analizado en este estudio.

Una vez mostrados los problemas, se destacan a continuación las principales características de la metodología propuesta:

- El método expuesto permite la caracterización de una nueva tecnología de paneles fotovoltaicos. Esta caracterización engloba, entre otros, los siguientes aspectos:
  - Curva característica I-V del panel, obtenida mediante el empleo del trazador de curvas para distintas condiciones de temperatura y radiación.
  - Ensayos de fotodegradación del panel para conocer la degradación que sufren sus características eléctricas cuando se expone prolongadamente a la radiación solar, y con ello la evolución temporal de la potencia producida por el panel.
  - Análisis del factor gamma, que representa el porcentaje de variación de la potencia máxima del panel por cada grado centígrado que se aleja la temperatura de referencia (25°C). Los resultados obtenidos de este análisis permiten contrastar el valor de dicho coeficiente que presenta el fabricante.
- Se ha desarrollado una metodología capaz de estimar con un alto grado de precisión la potencia producida por paneles de silicio amorfo de triple unión sobre superficie curvada. Para llevar a cabo este proceso no existe en la actualidad ninguna técnica, lo que hacía necesario el desarrollo de una nueva metodología.
- Para calcular la energía producida por el panel ha sido necesario estimar las componentes de la radiación solar sobre un plano inclinado y, a continuación, calcular la producción de energía a partir de la energía obtenida de cada una de las componentes de la radiación.
- Se ha desarrollado un procedimiento alternativo para el cálculo de la fracción difusa de la radiación y las componentes de la misma. Los problemas detectados en las metodologías clásicas de estimación de las componentes de la radiación solar sobre superficie horizontal han hecho necesario el desarrollo de este procedimiento, que calcula la fracción de difusa a partir de la radiación sobre plano



inclinado en lugar de emplear las correlaciones habituales mostradas en la literatura.

- Se ha propuesto, asimismo, otro procedimiento para estimar la potencia generada por el panel en superficie curvada, a partir del cálculo de la potencia correspondiente a cada componente de irradiancia en función de superficies y ángulos de inclinación equivalentes y calculados a partir del panel.
- La metodología propuesta se ha validado para diferentes tipos de días y en diferentes condiciones climatológicas.

En definitiva, se ha dado un primer paso para la obtención de una herramienta que permita el empleo de esta nueva tecnología de paneles fotovoltaicos en invernaderos y la estimación de la producción de energía eléctrica en dichos emplazamientos.



# CAPÍTULO 9

---

## Conclusiones y líneas futuras

### 9.1 CONCLUSIONES

Como se indicó en el capítulo introductorio de esta tesis, el trabajo realizado se ha estructurado en torno a tres grandes objetivos: diseño y dimensionado de sistemas híbridos eólico-fotovoltaicos, caracterización y suministro eléctrico de invernaderos y análisis de las tecnologías paneles fotovoltaicos de silicio amorfo en capa delgada y flexible.

Las conclusiones obtenidas en esta tesis, organizadas en torno a dichos objetivos, son:

*Diseño y dimensionado de sistemas híbridos eólico-fotovoltaicos de generación de energía eléctrica.*

En este bloque de la tesis comienza dando una visión de la necesidad de los sistemas híbridos de generación de energía eléctrica, destacando las ventajas que presentan frente a sistemas basados en una sola fuente de energía. Antes de proceder a la descripción de la metodología de dimensionado desarrollada se analizan brevemente distintas topologías de estos sistemas híbridos así como estrategias de control de los mismos.

Dada la ausencia de métodos adecuados en la bibliografía, se ha desarrollado una metodología de dimensionado que permite tener en cuenta los elementos específicos para los captadores, tanto fotovoltaicos como eólicos, y su dependencia con la potencia nominal unitaria, la fiabilidad del sistema en función de su tamaño (lo que permite fácilmente llegar a diseños óptimos como resultado del compromiso entre fiabilidad de

suministro y tamaño del sistema), la dependencia del patrón específico de consumo y los costes de los elementos, etc.

El método desarrollado realiza un enfoque tecno-económico puesto que trata de alcanzar la mínima inversión en el sistema asegurando al mismo tiempo un empleo lo más eficiente posible de las fuentes de energía. Para cuantificar esta eficiencia en el funcionamiento de la instalación se emplea el concepto de probabilidad de pérdida de suministro energético que evalúa la capacidad del sistema para garantizar en todo momento el suministro eléctrico.

*Tecnologías de invernaderos: tecnología prototipo de Sartaguda, caracterización eléctrica y alimentación renovable.*

Tras analizar las distintas tecnologías empleadas en invernaderos, se ha realizado un análisis conceptual y experimental del invernadero en Sartaguda. Para poder realizar dicho análisis, ha sido necesario no sólo estudiar los datos de consumo registrados sino también obtener información de las placas de características, del personal de la finca o de la inspección visual del invernadero. Posteriormente, y con la finalidad de caracterizar el invernadero prototipo se ha desarrollado una metodología que ha permitido conocer los consumos individualizados de cada elemento del invernadero a partir del consumo global del invernadero. Asimismo, se ha caracterizado el invernadero a partir de días prototipo que permitan facilitar el desarrollo de sistemas de alimentación específicos.

En cuanto a los resultados obtenidos en este análisis cabe destacar que la mayor parte de la demanda eléctrica del invernadero es debida a los elementos de climatización del mismo. Se comprueba como en los meses del verano el mayor consumo del invernadero corresponde al uso de los nebulizadores para la refrigeración del invernadero (supone el 64% del consumo total de energía eléctrica del invernadero). En los meses de invierno por su parte, el 80% de la demanda eléctrica del invernadero se debe al uso de la calefacción. Por este motivo se observa que el consumo de invierno se concentra en las horas de noche mientras que el consumo de verano se concentra en las horas de día.

Asimismo, se comprueba que el consumo de riego es mayor en los meses de verano que en los de invierno y el grupo de presión también presenta un consumo algo mayor en verano que en invierno. Los programadores, las ventanas y la pantalla también presentan cambios estacionales aunque su consumo es mucho menor.

Una vez caracterizados los consumos eléctricos del recinto, la metodología de dimensionado desarrollada previamente se ha aplicado al invernadero de Sartaguda. Dicho dimensionado se aplica no sólo para satisfacer el consumo eléctrico global del invernadero sino que se analiza asimismo la posibilidad de eliminar o limitar algunos de los consumos individuales del invernadero a fin de estudiar la reducción del sistema de generación y su consiguiente coste asociado.

En el caso de considerar el consumo total del invernadero se comprueba como el sistema que ofrece un menor coste para el caso de un desfase energético nulo es un sistema puramente eólico. Sin embargo este resultado es válido en el caso de emplear unidades de generación exactas y no enteras de modo que en un caso general la elección final es fuertemente dependiente de la modularidad que presente el subsistema eólico.

En el caso de permitir un cierto desfase energético se comprueba con las gráficas que relacionan número de baterías y Probabilidad de Pérdida de Suministro Energético que el número de baterías resultantes se reduce en gran medida, con el consiguiente ahorro económico.

#### Tecnología de captadores fotovoltaicos de capa delgada y flexible.

Se ha caracterizado a fondo esta tecnología y se ha desarrollado un método de estimación de la generación eléctrica en caso de geometrías curvas y en función del tipo de irradiancia que ha podido ser contrastado gracias al proceso de toma de datos llevado a cabo en la instalación.

En el proceso de desarrollo de la metodología se han encontrado dificultades relacionadas con la precisión en el proceso de la toma de datos en la instalación, la dependencia de los elementos de medida, el desigual grado de suciedad de distintas zonas del panel (debido a la curvatura) o el envejecimiento prematura del panel debido a la presencia de varios máximos locales en la curva I-V. A pesar de esto, el método desarrollado ha permitido caracterizar los paneles (curva I-V, fotodegradación y factor gamma) y desarrollar una metodología de estimación de producción de gran precisión estimando previamente las componentes de la radiación solar. Asimismo, la metodología propuesta ha podido ser validada para diferentes tipos de días y en diferentes condiciones climatológicas.

En definitiva, se ha dado un primer paso para la obtención de una herramienta que permita el empleo de esta nueva tecnología de paneles fotovoltaicos en invernaderos y la estimación de la producción de energía eléctrica en dichos emplazamientos.

## **9.2 APORTACIONES**

A continuación se detallan las principales aportaciones a las que, por el momento, ha dado lugar la presente tesis, bien de forma directa o en colaboración con las líneas de trabajo de otros investigadores.

**Contribuciones a congresos nacionales e internacionales**

- I. Moriana, I. San Martín, P. Sanchis, “Análisis y dimensionado de sistemas híbridos eólico-fotovoltaicos”, Seminario Anual de Automática, Electrónica Industrial e Instrumentación, Madrid, 2009.
- I. San Martín, I. Moriana, A. Arroyo, A. Mocholí, P. Sanchis, “Optimización energética de un sistema de regulación e información de tráfico aislado”, Seminario Anual de Automática, Electrónica Industrial e Instrumentación, Madrid, 2009.
- I. San Martín, I. Moriana, P. Sanchis, “Optimization of stand-alone traffic control systems”, 16th ITS World Congress, Estocolmo (Suecia), 2009.
- I. Moriana, I. San Martín, P. Sanchis, “Wind-photovoltaic hybrid systems design”, International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion, SPEEDAM 2010, Pisa (Italia).

**Participación en Proyectos de I+D financiados en Convocatorias públicas**

- “Generación de Energía en Redes Eléctricas Locales mediante Sistemas Híbridos basados en Fuentes de Energía Renovables”, Gobierno de Navarra, 2006 - 2008
- “Sistema Integral para la Gestión del Tráfico en Vías Convencionales: Alimentación Autónoma”, Plan Nacional de I+D+i, 2006-2009.
- CENIT MEDIODIA, “Multiplicación de Esfuerzos para el Desarrollo, Innovación, Optimización y Diseño de Invernaderos Avanzados”, Ministerio de Ciencia e Innovación, Abril 2007-Abril 2011.
- “Movilidad sostenible, Tecnologías de Hidrógeno y Alimentación Renovable”, Plan Nacional de I+D+i, 2010-2013.
- “Diseño y desarrollo de Microrredes eléctricas en Navarra”, Gobierno de Navarra, Cener-UPNA, 2009-2015.

**Elaboración de informes del proyecto CENIT MEDIODIA**

- “Informe técnico semestral (Enero – junio 2007)”, Agosto 2007.
- “Análisis del Estado del Arte aplicado a Invernaderos y su Evolución (INFORME TÉCNICO)”, Enero 2008.
- “Balance del Análisis Energético del Invernadero (INFORME TÉCNICO)”, Noviembre 2009.

### **Participación en las reuniones de presentación de resultados del proyecto CENIT MEDIODIA**

- Pamplona, 5 de septiembre de 2008
- Madrid, 5 de noviembre de 2009
- Almería, 24 de noviembre de 2010

### **Otras aportaciones**

- Los resultados obtenidos en esta tesis doctoral han contribuido a la elaboración del material docente utilizado en la asignatura “Análisis y diseño de instalaciones aisladas”, perteneciente al Máster Universitario en “Energías Renovables: Generación Eléctrica” de la UPNA.

## **9.3 LÍNEAS FUTURAS**

El trabajo realizado en la tesis doctoral ha supuesto, para el Grupo de Investigación INGEPER, un salto importante en el conocimiento de los sistemas híbridos de generación de energía eléctrica y, en particular, de su dimensionado. Asimismo ha permitido analizar una nueva aplicación de los mismos como son los invernaderos. Acorde a la evolución que están siguiendo estas tecnologías, los resultados de la tesis plantean nuevas líneas de investigación. Las más importantes son las siguientes:

### *Generalización de la metodología de caracterización de invernaderos a otros tipos de invernaderos.*

Dado que en esta tesis se analizó en profundidad por primera vez el consumo eléctrico de un invernadero, fue necesario desarrollar una herramienta que tuviera en cuenta las particularidades del invernadero analizado y su localización. No obstante, sería de gran interés ampliar la metodología desarrollada para que se pueda aplicar a cualquier otro invernadero.

### *Mejora de la metodología de días prototipo como herramienta para diseñar óptimamente el sistema de alimentación.*

En el capítulo 6 se ha mostrado la evolución de la potencia consumida por el invernadero en 6 días prototipo ficticios. Estos días fueron elaborados para mostrar los perfiles de consumo de distintas épocas del año, pero la información de los mismos no fue empleada posteriormente para llevar a cabo el dimensionado del sistema híbrido. A fin de simplificar el proceso de dimensionado y evitar partir de toda la información relativa al consumo del

invernadero a lo largo del periodo analizado, sería interesante afinar la elaboración de los días prototipo y analizar su aplicación directa en la metodología de dimensionado.

*Desarrollo de metodologías de optimización analítica de dimensionado de sistemas híbridos eólico-fotovoltaicos.*

Tras el trabajo realizado en esta tesis sería de gran utilidad contar con modelos matemáticos avanzados en los que se puedan aplicar las técnicas de optimización.

*Análisis de la inclusión de baterías en los sistemas híbridos y en los propios invernaderos.*

En la metodología de dimensionado desarrollada se indica un procedimiento para el cálculo del sistema de almacenamiento de energía (tanto para desfase energético nulo como no nulo). Sin embargo, en el futuro se podrían analizar opciones de dimensionado, tecnologías de baterías más apropiadas y mejora de la integración en la red del conjunto formado por invernadero y el sistema híbrido de generación y las baterías, formando todo ello una microrred.

*Aplicación del trabajo realizado a la tecnología de microrredes eléctricas.*

En esta tesis se han tratado los sistemas híbridos de generación de energía eléctrica aislados de la red. Sin embargo, sería de gran interés poder aplicar los conocimientos adquiridos al caso de las microrredes incluyendo aspectos tales como diseño y dimensionado de microrredes eléctricas, gestión energética de las mismas, integración de sistemas de almacenamiento o la utilización del sistema almacenamiento para controlar la energía intercambiada con la red en el caso de que la microrred esté conectada a la red, buscando por ejemplo minimizar las variaciones en la energía intercambiada con la red.

*Integración real de paneles flexibles en invernaderos.*

En esta tesis se ha dado un primer paso en el conocimiento de los paneles fotovoltaicos de tipo flexible y en la estimación de su producción. No obstante, habría que continuar con el trabajo desarrollado en la tesis, con el objetivo de llegar a integrarlos físicamente en los invernaderos, tanto a nivel de integración arquitectónica, como a nivel de energía generada por los paneles respecto de la requerida por el invernadero, estudiar efectos adicionales que dicha integración pudiera tener como es la eventual reducción de irradiancia sobre los cultivos.



# BIBLIOGRAFÍA

- [ALA 01] A.R. Al-Ali, S. Rehman, S. Al-Agili, M.H. Al-Omari, M. Al-Fayezi, "Usage of photovoltaics in an automated irrigation system", *Renewable Energy*, Vol. 23, nº 1, 2001, pp. 17-26.
- [ALH 04] I. Al-Helal, N. Al-Abbadi, A. Al-Ibrahim, "A study of fan-pad performance for a photovoltaic powered greenhouse in Saudi Arabian summer", *International Agricultural Engineering Journal*, Vol. 13, nº 4, 2004, pp. 113-124.
- [ALH 06] I. Al-Helal, N. Al-Abbadi, A. Al-Ibrahim, "A Study of Evaporative Cooling Pad Performance for a Photovoltaic Powered Greenhouse", *Acta Horticulturae*, nº 710, pp. 153-164.
- [ALI 06] A. Al-Ibrahim, N. Al-Abbadi, I. Al-Helal, "PV Greenhouse System – System Description, Performance and Lesson Learned", *Acta Horticulturae*, nº 710, 2006, pp. 251-264.
- [ALS 05] F.M.S. Al-Shamiry, R. Kamaruddin, A.R.M. Sharif, I. Aris, D. Ahmad, R. Janius, "Economical evaluation of a hybrid (PV/electric grid) system to meet tropical greenhouse ventilation load", *Journal of Natural and Applied Sciences*, Vol. 9, nº 3, 2005, pp. 653-660.
- [ALS 07] F.M.S. Al-Shamiry, D. Ahmad, A.R.M. Sharif, I. Aris, R. Janius, R. Kamaruddin, "Design and Development of a Photovoltaic Power System for Tropical Greenhouse Cooling", *American Journal of Applied Sciences*, Vol. 6, nº 4, 2007, pp. 386-389.
- [ANT 04] M.A. Antón Vallejo, "Utilización del Análisis del Ciclo de Vida en la Evaluación del Impacto Ambiental del Cultivo bajo Invernadero Mediterráneo", Tesis Doctoral, Universidad Politécnica de Cataluña, 2004.
- [ASH 77] K. Akhmad et al. "Outdoor performance of amorphous silicon and polycrystalline silicon PV modules", *Solar energy materials and solar cells*, 46, 1997, 209-218.
- [BAG 96] A.D. Bagul et al., "Sizing of a stand-alone hybrid wind-photovoltaic system using a three-event probability density approximation", *Fuel and energy*, vol 37, nº5, September 1996.
- [BAK 01] C. Bakolas, "Study of a totally autonomous dwelling", 2001.
- [BAR 98] C.D. Barley, C.B. Winn, "Optimal control of remote hybrid power systems: Design guidelines", 1998.
- [BEN 01] R.M. Benavente, J.L. García, L. Luna, A. Romero, V.M. Domínguez, "Instalaciones eléctricas en invernaderos", *Energía*, Vol. 28, nº 158, 2001, pp. 143-146.
- [BOR 06] Boreal Renewable Energy Development and Sustainable Automation LLC, "A Feasibility Study of Operating Wind Powered Greenhouses on Cape Cod", January 2006.
- [BOR 94] B.S. Borowy, Z.M. Salameh, "Optimum photovoltaic array size for a hybrid wind/PV system", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol 9, nº 3, September 1994.
- [BOR 96] B.S. Borowy, Z.M. Salameh, "Methodology for optimally sizing the combination of a battery bank and PV array in a wind/PV hybrid system", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol 11, nº 2, pp 367-375, June 1996.
- [CAL 07] P. Caldari, "Manejo de la luz en Invernaderos. Los beneficios de Luz de Calidad en el cultivo de Hortalizas", I Simposio Internacional de Invernaderos (Mexico), 2007.
- [CAR 04] A. Carr, T. Pryor, "A comparison of performance of different PV module types in temperate climates", *Solar Energy* 76, 2004, pp. 285-294.

- [CEL 02] A.N. Celik, "Optimization and techno-economic analysis of autonomous photovoltaic-wind energy systems in comparison to single photovoltaic and wind systems", *Energy conversion and management*, vol 43, nº 18, pp 2453-2468, 2002.
- [CEL 03] A.N. Celik, "Techno-economic analysis of autonomous PV-wind hybrid energy systems using different sizing methods", *Energy conversion and management*, vol 44, nº 12, pp 1951-1968, July 2003.
- [CEL 98] A.N. Celik, "The system performance of autonomous photovoltaic-wind hybrid energy systems using synthetically generated weather data", *Wind energy proceedings of the 1998*, pp 165-177, 1998.
- [CHA 05] P.M. Chauhan, N. Singh, D.J. Borad, J.V. Bhuvra, "Performance evaluation of wind pump for greenhouse pot irrigation", *Sustainable Management of Water Resources*, ISBN 81-7906-095-0, 2005, pp. 250-257.
- [CIE 00] Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT), "Fundamentos, dimensionado y aplicaciones de la energía solar fotovoltaica", Ed. CIEMAT, Madrid, 2000, ISBN 84-7834-371-7.
- [CUE 99] Del Cueto J, Roedern B. Temperature-induced changes in the performance of amorphous silicon multi-junction modules in controlled lighth-soaking. *Progress in photovoltaics: Research and Applications*, 7, 1999, pp101-112.
- [DAN 01] A. Danielle, "Developing a 100% Renewable Energy Strategy for the Farne Islands", Centre for Renewable Energy Systems Technology, 2001.
- [DOU 02] B.P. Dougherty, A.H. Fanney, "Field test of a photovoltaic water heater", *ASHRAE Transactions*, Vol. 108, nº. 2, 2002, pp. 1-12.
- [ELH 00] M.A. Elhadidy, S.M. Shaahid, "Parametric study of hybrid (wind+solar+Diesel) power generating systems", *Renewable Energy*, vol 21, nº 2, pp 129-139, October 2000.
- [ERD 12] O. Erdinc, M. Uzunoglu, "Optimum design of renewable energy systems: Overview of different approaches", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, 2012, pp. 1412-1425.
- [FAO 02a] FAO Dirección de producción y protección vegetal 90, "El cultivo protegido en clima mediterráneo", 2002, ISBN: 92-5-302719-3.
- [FER 03] J.A. Ferrato, M.S. Panelo, "Climatización de invernaderos", *Revista IDIA XXI*, nº 4, 2003, pp.160-163.
- [GEI 04] B. Geisler, "Simple Wind Grid-Tied", *Home Power* 100, April & may 2004.
- [GOT 03] Gottschalg R et al. Investigating the seasonal performance of amorphous silicon single- and multijunction modules. 3rd World conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion, 2003.
- [GRE 05] Gregg A, Blieden R, Chang A, Herman N. Performance analysis of large scale, amorphous silicon photovoltaic power systems. 31st IEEE PVSEC, 2005, Florida USA.
- [GUP 11] S.C. Gupta, Y.Kumar, G. Agnihotri, "REAST: Renewable energy analysis and sizing tool", *Journal of Electrical Systems*, vol. 7, nº 2, 2011, 206-224.
- [HIR 02] J. Hirunlabh, W. Puangsombut, J. Waewsak, J. Khedari, "PV attic ventilation: a simple tool for reducing cooling load and providing comfort", *International Journal of Ambient Temperature*, Vol. 23, nº 3, 2002, pp. 159-168.
- [ING 03] N. Iglesias, "Invernaderos, estructuras y manejo del clima", *Revista IDIA XXI*, nº 4, 2003, pp.164-167.
- [ISE11] Hoja de características del sensor de radiación solar de ISET
- [ISH 00] W. Isherwood, J.R. Smith, S.M. Aceves, G. Berry, W. Clark, "Remote power systems with advanced storage technologies for Alaskan villages", *Energy*, vol 25, nº 10, pp 1005-1020, October 2000.

- [JUN 02] Junta de Andalucía, Consejería de Agricultura y Pesca, "Estudio sobre la introducción de fuentes energéticas orientadas a la instalación de sistemas de calefacción en los invernaderos de flor", 2002.
- [KAA 10] A. Kaabeche, M. Belhamel, and R. Ibtouen, "Optimal sizing method for stand-alone hybrid PV/wind power generation system," in *Revue des Energies Renouvelables (SMEE '10)*, pp. 205-213, 2010.
- [KAM 04] S. Kamel, C. Dahl, "The economics of hybrid power systems for sustainable desert agriculture in Egypt", *Energy*, Vol. 30, nº 8, June 2005, pp. 1271-1281.
- [KAS 06] S.M. Kassels, M.J. Brandemuehl, "Design of photovoltaic-powered refrigeration for tropical climates", *Proceedings of the ASME International Solar Energy Conference – Solar Engineering*, 2006, pp. 177-184.
- [KAT 06] M. Katawaluwa, H. Zhang, Y. Vagapov, J. Evans, "Simulation of Wind Heat Generator", 2006 International Conference on Energy Electro/information technology, 2006, pp. 479-482.
- [KHO 97] Kholid A et al. Outdoor performance of amorphous silicon and polycrystalline silicon PV modules. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 46, 1997, 209-218.
- [KIN 98] King D, Kratochvil J, Boyson W, Bower W. Field experience with a new performance characterization procedure for photovoltaic arrays. 2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion, 1998.
- [KINOO] King D, Kratochvil J, Boyson W. Stabilization and performance characteristics of commercial amorphous-silicon PV modules. Conference record IEEE photovoltaic specialists conference, 2000, 1446-1449.
- [LAU 91] H. Laukamp, P. Braun, S. Ayyash, "Experiences with a PV Power Plant for a Remote Greenhouse Cooling System", Tenth E.C. Photovoltaic Solar Energy Conference, 1991, pp. 858-861.
- [LOP 01] J.C. López, P. Lorenzo, N. Castilla, J. Pérez-Parra, "Incorporación de tecnología al invernadero mediterráneo", Ed. Cajamar, , 2001, ISBN: 84-95531-07-0.
- [LOR 94] E. Lorenzo, "Electricidad solar: Ingeniería de los Sistemas Fotovoltaicos", Instituto de Energía Solar, Universidad Politécnica de Madrid, ISBN: 84-86505-45-3.
- [LUC 06] Luczak K, Recovery of light induced degradation in amorphous silicon solar cells and modules. IEEE 4th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, 2006.
- [LUQ 03] A. Luque, S. Hegedus, "Handbook of Photovoltaic Science and Engineering", John Wiley and Sons, Chichester, England, ISBN: 0-471-49196-9.
- [MAN 98] J.F. Manwell, A. Rogers, G. Hayman, C.T. Avelar, J.G. McGowan, "Hybrid2- A hybrid system simulation model: Theory manual", NREL, 1998.
- [MAR 00] J.I. Martínez, J.M. Soler, E. Garzón, J. Sanjuán, "Caracterización de estructuras y materiales utilizados en los diferentes tipos de invernaderos del sudeste de España", 2000.
- [MAR 96] T. Markvart, "Sizing of hybrid photovoltaic-wind energy systems", *Solar energy*, vol 57, nº 4, pp 277-281, October 1996.
- [MAT 89] A. Matallana González, J.I. Montero Camacho, "Invernaderos: Diseño, Construcción y Ambientación", ED. Mundi-Prensa, 1989, ISBN: 84-7114-249-X.
- [MCK 89] J.R. McKay, "Use of photovoltaic powered fans to reduce peak temperatures in outdoor cabinets", INTELEC 89, Eleventh International Telecommunications Energy Conference. Conference Proceedings, Vol. 2, 1989, pp. 15.4/1-7.
- [MEU 99] C. Meurer, H. Barthels, W.A. Brocke, B. Emonts, H.G. Groehn, "Phoebus - An autonomous supply system with renewable energy: six years of operational experience and advanced concepts", *Solar energy*, vol 67, nº 1-3, pp 131-138, July 1999.
- [MON 02] J.I. Montero, A. Antón, P. Muñoz, "Refrigeración de invernaderos II", Tecnología de Invernaderos. Alicante: TC Ediciones, pp. 87-98.

- [MOR 96] T.R. Morgan, "The performance and optimisation of autonomous renewable energy systems". Ph.D. Thesis, University of Wales College of Cardiff, 1996.
- [MOR 10] I. Moriana, I. San Martín, P. Sanchis, "Wind-photovoltaic hybrid systems design", SPEEDAM 2010, International Symposium on Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion
- [MUI 96] Muirhead I, Hawkins B. Prediction of seasonal and long term photovoltaic module performance from field test data. Proceedings of the 9th International Photovoltaic Science and Engineering Conference, 1996.
- [NAY 07] S. Nayak, A. Tiwari, "Performance Evaluation of an Integrated Hybrid Photovoltaic Thermal (PV/T) Greenhouse System", International Journal of Agricultural Research, Vol. 2, nº 3, 2007, pp. 211-226.
- [NAY 89] C.V. Nayar, W.B. Lawrence, "Solar/wind/diesel hybrid energy systems for remote areas", Proceedings of the 24th Intersociety Energy Conversion Engineering Conference, vol 2, pp 2029-34, August 1989.
- [OFL 88] T. O'Flaherty, "Wind energy and a heat pump work well for greenhouse heating", Farm and food research, 1988, pp. 18-19.
- [ORT 03] E. Ortjohann, "A simulation model for expandable hybrid power systems", 2nd European PV-Hybrid and Mini-Grid Conference, Kassel, Germany, September 2003.
- [OSB 03] Osborn D. Overview of amorphous silicon (a-Si) photovoltaic installations at SMUD. ASES Solar 2003.
- [PAR 02] E. Paramés, J.L. García, L. Luna, R.M. Benavente, A. Romero, "Iluminación de invernaderos", Energía, Vol. 28, nº 164, 2002, pp. 103-106.
- [PER 13] A.T.D. Perera, R.A. Attalage, K.K.C.K. Perera, V.P.C. Dassanayake, "Designing standalone hybrid energy systems minimizing initial investment, life cycle cost and pollutant emission", Energy, vol. 54, 2013, pp.220-230.
- [PRO 92] C. Protogeropoulos, "Autonomous Wind/solar Power Systems with Battery Storage". Ph.D. Thesis, University of Wales College of Cardiff, 1992.
- [PRO 97] C. Protogeropoulos, B.J. Brinkworth, R.H. Marshall, "Sizing and techno-economical optimisation for hybrid solar photovoltaic/wind power systems with battery storage", International journal of energy reseach, vol 21, pp 465-479, 1997.
- [PVE11] Hoja de características del trazador PVPM 1000C de PVE
- [REN 14] "Renewables Global Status Report" de 2014 del REN21 [www.ren21.net](http://www.ren21.net)
- [REN 15] "Renewables Global Status Report" de 2015 del REN21 [www.ren21.net](http://www.ren21.net)
- [ROC 06] M.C. Rocamora, Y. Tripagnostopoulos, "Aspects of PV/T Solar Application for Ventilation Needs in Greenhouses", Acta Horticulturae, nº 719, 2006, pp. 239-245.
- [ROE 00] Roedern B. Amorphous silicon technology. Materials research society symposia, 219, 493, 2000.
- [ROE 91] Roedern B, del Cueto J. Model for Staebler-Wronski degradation deduced from long term, controlled light-soaking experiments. Materials research society's spring meeting, California, 1999.
- [RUT 03] Rütther R et al. Performance test of amorphous silicon modules in different climates: higher minimum operating temperatures lead to higher performance levels. 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, 2003, Osaka, Japan.
- [SAN 04] I. Sánchez Manero, "La energía solar y los invernaderos en Navarra", [www.navarraagricaria.com](http://www.navarraagricaria.com), enero-febrero 2004, pp. 35-44.
- [SEE 98] G.C. Seeling-Hochmuth, "Optimisation of hybrid energy systems. Sizing and operation control", Kassel University Press, 1998.

- [SER 05] Z. Serrano Cermeño, "Construcción de invernaderos", ED. Mundi-Prensa, 2005, ISBN: 84-8476-251-3.
- [STA 77] Staebler D, Wronski C. Reversible conductivity changes in discharge produced amorphous Si. Applied physics letters, 31, 4. 1977, pp. 292-294.
- [TEA 05] M. Teahan, "Is it time to introduce photovoltaic powered water heating systems?", Engineering Technology, Vol. 8, nº 10, December 2005/January 2006, 2005-2006, pp. 16-20.
- [UNI11] Hoja de características del panel PVL-136 de UNISOLAR
- [USH 98] E.P. Usher, M. Ross, "Recommended Practices for Charge Controllers", Report IEA PVPS, 1998.
- [VIC 98] B.D. Vick, R.N. Clark, "Ten years of testing a 10 kilowatt wind-electric system for small scale irrigation", ASAE Paper nº 98-4083.
- [WIN XX] [www.windpower.org](http://www.windpower.org)
- [WRI 00] Wright, J. Correlaciones de la fracción difusa. Tópicos Meteorológicos y Oceanográficos, 8(1): pp. 15-18, 2001.
- [YAN 03] H. Yang, B. Ai, H. Shen, X. Liao, "Computer-aided design of PV/wind hybrid system", Renewable Energy, vol 28, nº 10, pp 1491-1512, August 2003.
- [YAN 07] A. Yano, K. Tsuchiya, K. Nishi, T. Moriyama, O. Ide, "Development of a Greenhouse Side-ventilation Controller driven by Photovoltaic Energy", Biosystems Engineering, Vol. 96, nº 4, 2007, pp. 633-641.
- [YAN 93] H. Yang, H. Shen, X. Liao, B. Ai, "Computer-aided design of PV/wind hybrid system", Renewable Energy, Vol. 28, 2003, pp. 1491-1512.
- [ZDA 04] T. Zdanowicz, T. Rodziewicz, M. Zabkowska-Waclawek. "Effect of air mass factor on performance of different type of PV modules". Optoelectronics Review 12(1), 2004, pp.69-73.



# NOMENCLATURA

## Simbología

Símbolo	Significado	Unidades
$A_i$	Área total del sistema generador resultante para el mes $i$	$m^2$
$AM$	Masa de aire	
$AMa$	Masa de aire absoluta	
$A_{PV}$	Área fotovoltaica resultante	$m^2$
$A_{PV,i}$	Área fotovoltaica resultante para el mes $i$	$m^2$
$A_{PV,R}$	Área fotovoltaica resultante correspondiente a un número entero de paneles	$m^2$
$A_{PV,u}$	Área unitaria del panel fotovoltaico	$m^2$
$A_W$	Área eólica resultante	$m^2$
$A_{W,i}$	Área eólica resultante para el mes $i$	$m^2$
$A_{W,R}$	Área eólica resultante correspondiente a un número entero de aerogeneradores	$m^2$
$A_{W,u}$	Área barrida por el aerogenerador	$m^2$
$a_S$	Área del subsistema fotovoltaico [MAR96]	$m^2$
$a_W$	Área del subsistema eólico [MAR96]	$m^2$
$B_0$	Constante solar	$W/m^2$
$B_h(0)$	Irradiancia directa diezminutal sobre plano horizontal	$W/m^2$
$B_d(\beta)$	Irradiancia directa diaria sobre plano con inclinación $\beta$	$W/m^2$
$B_h(\beta)$	Irradiancia directa diezminutal sobre plano con inclinación $\beta$	$W/m^2$
$B_{0h}(0)$	Irradiancia extraterrestre diezminutal sobre plano horizontal	$W/m^2$
$C_{bw}$	Coste asociado al desgaste de la batería	€/kWh
$C_{Bat}$	Coste unitario de las baterías en la metodología desarrollada	€

$C_f$	Coste del combustible	€/l
$C_{PV}$	Coste unitario del subsistema fotovoltaico en la metodología desarrollada	€
$C_{PV,a}$	Coste del subsistema fotovoltaico por unidad de área [MAR96]	€/m <sup>2</sup>
$C_{TOTAL}$	Coste total del sistema híbrido en la metodología desarrollada	€
$C_W$	Coste del unitario del subsistema eólico en la metodología desarrollada	€
$C_{W,a}$	Coste del subsistema eólico por unidad de área [MAR96]	€/m <sup>2</sup>
$C_0$ a $C_4$	Coeficientes empíricos para el ajuste de $P_{DC}^*$	
$d$	Demanda de la instalación [MAR96]	kWh
$DA_j$	Desfase de energía acumulado el día j	kWh
$DA_{max}$	Desfase acumulado máximo en el periodo de tiempo analizado	kWh
$D_h(0)$	Irradiancia difusa diezminutal sobre plano horizontal	W/m <sup>2</sup>
$D_d^C(\beta)$	Irradiancia difusa circunsolar diaria sobre plano de inclinación $\beta$	
$D_h^C(\beta)$	Irradiancia difusa circunsolar diezminutal sobre plano de inclinación $\beta$	
$D_d^I(\beta)$	Irradiancia difusa isotrópica diaria sobre plano de inclinación $\beta$	
$D_h^I(\beta)$	Irradiancia difusa isotrópica diezminutal sobre plano de inclinación $\beta$	
$D_j$	Desfase de energía del día d	kWh
$E$	Irradiancia	W/m <sup>2</sup>
$e_{PV,j}$	Energía fotovoltaica diaria generada el día j por unidad de área	kWh/m <sup>2</sup>
$E_{Bat}$	Estado de carga de la batería	kWh
$E_{Bat,max}$	Límite superior de carga de la batería	kWh
$E_{Bat,min}$	Límite inferior de carga de la batería	kWh
$ED$	Energía total desaprovechada en el periodo analizado	kWh
$ED_j$	Energía desaprovechada el día j	kWh
$E_D$	Energía demandada por la carga	kWh



$E_{ef}$	Irradiancia perpendicular al panel	$W/m^2$
$E_{RE,j}$	Energía generada por aerogeneradores y paneles el día j	kWh
$e_{W,j}$	Energía eólica diaria generada el día j por unidad de área	$kWh/m^2$
$f$	Fracción fotovoltaica	-
$F_i$	Consumo de combustible por unidad de energía	l/kWh
$FF$	Factor de forma	-
$G_h(0)$	Radiación solar diezminutal sobre plano horizontal	$W/m^2$
$G_d(\beta)$	Radiación solar diaria sobre plano con inclinación $\beta$	$W/m^2$
$G_h(\beta)$	Radiación solar diezminutal sobre plano con inclinación $\beta$	$W/m^2$
$h$	Altura de buje	m
$h_a$	Altitud sobre el nivel del mar	m
$h_{ref}$	Altura a la que se toman los datos de velocidad de viento en la estación	m
$h_0$	Longitud de rugosidad	m
$I_{mp}$	Corriente en el punto de máxima potencia	A
$I_{sc}$	Corriente de cortocircuito	A
$I_{sc\_est}$	Corriente de cortocircuito estimada	A
$K_D$	Fracción difusa de la radiación horizontal	-
$K_T$	Índice de claridad	-
$K_2$	Índice de anisotropía	-
$L_c$	Carga crítica para el ciclado	kWh
$L_d$	Carga crítica para la descarga	kWh
$N_{Bat}$	Número de baterías	-
$N_{PV}$	Número de paneles fotovoltaicos	-
$N_W$	Número de aerogeneradores	-
$P$	Presión a la altura a la que se encuentra el panel	Mbar
$P_{DC}^*$	Potencia CEM del módulo fotovoltaico	$W/m^2$
$P_{DC\_nom}^*$	Potencia CEM nominal del módulo fotovoltaico	$W/m^2$
$P_{des}$	Máxima profundidad de descarga de las baterías	%
$P_{est}$	Potencia estimada del panel fotovoltaico	$W/m^2$
$P_{mp}$	Potencia en el punto de máxima potencia	$W/m^2$

$P_{PV}$	Potencia fotovoltaica resultante	W
$P_{PV,u}$	Potencia fotovoltaica resultante correspondiente a un número entero de paneles	W
$P_W$	Potencia eólica resultante	W
$P_{W,u}$	Potencia eólica resultante correspondiente a un número entero de aerogeneradores	W
$P_0$	Presión al nivel del mar	Mbar
$P_1$	Potencia producida por la radiación directa	W/m <sup>2</sup>
$P_2$	Potencia producida por la radiación difusa circunsolar	W/m <sup>2</sup>
$P_3$	Potencia producida por la radiación difusa isotrópica	W/m <sup>2</sup>
$P_4$	Potencia producida por la radiación de albedo	W/m <sup>2</sup>
$Q_D$	Demanda mensual de energía	kWh
$q_{PV}$	Energía mensual fotovoltaica generada por unidad de área	kWh/m <sup>2</sup>
$q_{PV,i}$	Energía mensual fotovoltaica generada el mes $i$ por unidad de área	kWh/m <sup>2</sup>
$q_W$	Energía mensual eólica generada por unidad de área	kWh/m <sup>2</sup>
$q_{W,i}$	Energía mensual eólica generada el mes $i$ por unidad de área	kWh/m <sup>2</sup>
$R$	Resistencia de las Pt100 a temperatura $T$	$\Omega$
$R_d(\beta)$	Irradiancia de albedo diaria en plano de inclinación $\beta$	W/m <sup>2</sup>
$R_h(\beta)$	Irradiancia de albedo diezminutal en plano de inclinación $\beta$	W/m <sup>2</sup>
$R_0$	Resistencia de las Pt100 a temperatura $T_0$	$\Omega$
$S$	Generación fotovoltaica por unidad de área [MAR96]	kWh/m <sup>2</sup>
$S_{bat}$	Capacidad de las baterías	Ah
$T$	Temperatura de las Pt100	°C
$T_{amb}$	Temperatura ambiente	°C
$T_0$	Temperatura nominal de las Pt100	°C
$T_{panel}$	Temperatura del panel	°C
$v$	Velocidad de viento a altura de buje	m/s
$V_{mp}$	Tensión en el punto de máxima potencia	V
$V_{oc}$	Tensión de circuito abierto	V
$V_{oc\_est}$	Tensión de circuito abierto estimada	V

$V_{ref}$	Velocidad de viento a altura $h_{ref}$	m/s
$V_{Sis}$	Tensión nominal de las baterías	V
$W$	Generación eólica por unidad de área [MAR96]	kWh/m <sup>2</sup>
$\alpha$	Coefficiente de temperatura para $V_{OC}$	-
$\beta$	Inclinación de los paneles fotovoltaicos	°
$\beta_0$	Coefficiente de temperatura para $I_{SC}$	-
$\gamma$	Coefficiente de temperatura	-
$\varepsilon_0$	Excentricidad de la órbita de la Tierra	-
$\delta$	Declinación solar	°
$\varphi$	Latitud del emplazamiento	°
$\rho$	Coefficiente de albedo	-
$\theta_S$	Ángulo de incidencia solar	°
$\theta_z$	Distancia cenital	°
$\omega_S$	Ángulo de salida del sol	°
$\Gamma$	Ángulo horario	rad

## Acrónimos

a-Si	Silicio amorfo
CEM	Condiciones Estándar de Medida
CENIT	Consortios Estratégicos Nacionales en Investigación Técnica
c-Si	Silicio cristalino
mc-Si	Silicio multicristalino
MPPT	Seguidor del Punto de Máxima Potencia
LPS	Pérdida de Suministro Energético ( <i>Loss of Power Supply</i> )
LPSP	Probabilidad de Pérdida de Suministro Energético ( <i>Loss of Power Supply Probability</i> )
MEDIODIA	Multiplicación de Esfuerzos para el Desarrollo, Innovación, Optimización y Diseño de Invernaderos Avanzados
ORC	Ciclo Rankine Orgánico ( <i>Organic Rankine Cycle</i> )





