

UNIVERSIDAD DE ALMERÍA

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA



TRABAJO FIN DE GRADO

GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA

**ANÁLISIS E INSTALACIÓN DE UN SISTEMA
FOTOVOLTAICO EN EL VEHÍCULO ELÉCTRICO
UAL-eCARM**

Autor

D. Francisco Javier Guerrero Cabezas

Directores

Dr. D. Francisco de Asís Rodríguez Díaz

Dr. D. José Luis Blanco Claraco

Almería, Julio 2016

*A mis padres Javier y Teresa,
mis hermanos Juan Carlos y Pablo
y toda mi familia*

Agradecimientos

Soy consciente que realización de este trabajo hubiese sido imposible sin la participación de personas e instituciones que han facilitado las cosas para que llegue a un feliz término. Por ello, es para mí un verdadero placer utilizar este espacio para ser justo y consecuente con ellas, expresándoles mis agradecimientos.

Debo agradecer de manera especial y sincera a mi Director de TFG, Francisco Rodríguez, y a mi Codirector José Luis Blanco, por aceptarme para realizar este proyecto bajo su dirección. Su apoyo y confianza en mi trabajo y su capacidad para guiar mis ideas ha sido un aporte invaluable en su desarrollo. Las ideas propias, siempre enmarcadas en su orientación y rigurosidad, han sido la clave del buen trabajo que hemos realizado juntos, el cual no se puede concebir sin su siempre oportuna participación. Le agradezco también el haberme facilitado siempre los medios suficientes para llevar a cabo todas las actividades propuestas.

Quiero expresar también mi más sincero agradecimiento a José Luis Torres por su importante aporte y participación activa y desinteresada en el desarrollo de este trabajo. Debo destacar, por encima de todo, su disponibilidad y paciencia para resolver cualquier duda que surgiera. No cabe duda que su participación ha enriquecido el trabajo realizado.

Y, por supuesto, el agradecimiento más profundo y sentido va para mi familia. Sin su apoyo, colaboración e inspiración habría sido imposible llevar a cabo esta dura empresa. A mis padres, por su ejemplo de lucha y apoyo incondicional; a mi hermano Juan Carlos porque siempre que lo he necesitado ha respondido de forma inmediata; y por supuesto a quien duerme a mi lado, Pablo, por su nobleza y respeto por mi rutina cotidiana.

Para aquellos amigos que han compartido conmigo los “ires y venires” que compartieron conocimientos y experiencias de tipo profesional y personal que fueron de gran valor en el durante este tiempo.

Resumen

En la actualidad, el desarrollo de la tecnología, la reducción de costes en instalaciones y la concienciación social acerca de los problemas medioambientales han impulsado el interés por las fuentes de energía renovables cuya principal ventaja competitiva es su concepción como fuente inagotable.

El objetivo de este trabajo es por lo tanto, el estudio de las características e instalación de un sistema fotovoltaico aislado como fuente de energía alternativa y/o complementaria a la red eléctrica en un vehículo eléctrico y el análisis de su eficiencia energética. Siendo así, se ha calculado y diseñado un equipo de medida para analizar un Sistema Fotovoltaico Aislado (SFA) en régimen de corriente continua, con objeto de estudiar las Curvas Tensión-Intensidad características. Posteriormente a los resultados de dicho estudio y con el conocimiento de las distintas condiciones que supeditan su funcionamiento, se ha llevado a cabo la instalación del SFA en el vehículo eléctrico y se ha dispuesto la instrumentación electrónica necesaria para llevar a cabo el estudio de los procesos de carga y descarga de los acumuladores presentes.

La principal aportación ha consistido en facilitar el acceso al conocimiento de los factores determinantes en la eficiencia de un Sistema Fotovoltaico mediante el equipo diseñado y acotar un camino hacia la búsqueda de soluciones para dotar de mayor trascendencia a las ventajas propias de la energía solar fotovoltaica.

Palabras clave: Sistema Fotovoltaico, Curvas V-I características, Vehículo Eléctrico, Eficiencia energética

Abstract

Nowadays, the development of technology, cost reduction in facilities and social awareness of environmental problems have driven people into interest in renewable energy sources which main competitive advantage is its conception as an inexhaustible source.

Therefore, the aim of this work is to study the characteristics, to install an isolated photovoltaic system as an alternative or complementary energy source for electric vehicles and to analyze of energy efficiency. Furthermore, it has been calculated and designed a measuring equipment in order to analyze a Isolated Photovoltaic System (SFA) on Direct Current regime and also, to study its voltage-current curves. Following the results of the study and with the knowledge of the different conditions that affect it, it has been implemented a SFA in the electric vehicle and it has been provided with its necessary electronics to carry out the research about charge/discharge processes of the accumulators.

The main contribution has been to make easier the access to knowledge of the factors which determine the efficiency of a photovoltaic system using equipment designed and to open a new way in order to find solutions to give greater importance to the photovoltaic solar energy advantages.

Keywords: Photovoltaic System, Characteristic V-I curves, Electric Vehicle, Energy Efficiency

Índice general

Resumen	VII
Abstract	IX
Índice general	XIV
Índice de figuras	XVII
Índice de tablas	XIX
Siglas y acrónimos	XXI
Nomenclatura	XXIII
Capítulo 1. Introducción	1
1.1 Motivación del proyecto	1
1.2 Objetivos	2
1.3 Contexto	4
1.4 Resumen de resultados	6
1.5 Planificación temporal	10
1.6 Estructura de la memoria del TFG	12
Capítulo 2. Sistemas fotovoltaicos	13
2.1 Energía solar fotovoltaica	13
2.1.1 Introducción	13
2.1.2 Cronología de la energía fotovoltaica	15
2.1.3 Efecto fotoeléctrico	16
2.2 Descripción general de un Sistema Fotovoltaico Aislado, SFA	18

2.3	Módulos fotovoltaicos	19
2.4	Acumuladores	21
2.4.1	Principios de funcionamiento	22
2.4.2	Efecto de la temperatura	23
2.4.3	Ciclado	23
2.4.4	Composición	24
2.4.5	Tipos de acumuladores y características	25
2.5	Regulador de carga con Seguidor de Punto de Máxima Potencia	26
2.5.1	Introducción	26
2.5.2	Funciones de un regulador de carga	28
2.5.3	Maximum Power Point Tracker (MPPT)	32
2.5.4	Tensiones de regulación	32
2.5.5	Compensación con la temperatura	34
2.5.6	Tipos de reguladores de carga	34
2.6	Normativa en Sistemas Fotovoltaicos	36
2.6.1	Normativa acerca de las instalaciones fotovoltaicas [34]	36
2.6.2	Normativa acerca de los módulos fotovoltaicos [34]	37
Capítulo 3. Vehículo solar eléctrico		39
3.1	Antecedentes	39
3.2	Descripción general del vehículo eCARM-UAL	42
Capítulo 4. Diseño del dispositivo portátil de medida para sistemas FV		45
4.1	Introducción	45
4.2	Materiales y métodos	46
4.2.1	Carga capacitiva	48
4.2.2	Elementos empleados	49
4.2.3	Irradiancia y temperatura del módulo FV	50
4.3	Circuito eléctrico	50

4.4	Protocolo de medidas	51
4.5	Registro y tratamiento de datos	52
Capítulo 5.	Diseño del sistema FV a implementar en el vehículo eléctrico	55
5.1	Análisis de los parámetros de influencia de los módulos FV	55
5.1.1	Ecuación característica del módulo FV	56
5.1.2	Factores que afectan a la curva I-V del generador	57
5.1.3	Condiciones de referencia	57
5.1.4	Eficiencia del módulo FV	59
5.1.5	Factores de pérdidas energéticas	60
5.1.6	Protecciones en el generador FV	62
5.2	Diseño del sistema FV aislado	63
5.2.1	Análisis mediante software PVsyst del Sistema Fotovoltaico Aislado	63
5.2.2	Análisis mediante software de las curvas V-I	67
5.2.3	Estudio de las pérdidas por sombras en el vehículo	69
5.3	Análisis de la influencia de los módulos FV en los procesos de carga/descarga de baterías	69
5.3.1	Diseño de los ensayos a realizar	70
5.3.2	Conexionado de equipos de medida	70
5.3.3	Registro y tratamiento de datos	71
Capítulo 6.	Resultados	73
6.1	Equipo de medida para módulos FV y sus características	73
6.2	Caracterización individual de módulos FV	74
6.2.1	Módulo A	74
6.2.2	Módulo B	76
6.2.3	Módulo C	78
6.2.4	Módulo D	80
6.3	Caracterización del sistema FV aislado	82

6.4 Instalación del sistema FV en el vehículo eléctrico	84
6.5 Caracterización del sistema FV implementado	86
6.6 Caracterización de los procesos de carga y descarga de baterías	88
6.6.1 Carga completa mediante conexión a red de abastecimiento	90
6.6.2 Carga mediante sistema fotovoltaico en posición horizontal	91
6.6.3 Descarga completa sin el sistema fotovoltaico implementado	92
6.6.4 Descarga completa con apoyo del sistema fotovoltaico aislado	93
Capítulo 7. Conclusiones y trabajos futuros	95
7.1 Conclusiones	95
7.2 Trabajos futuros	97
Anexos	98
Anexo A. Hoja de características	
Módulo fotovoltaico TECHNO SUN PV FLEX 30W	101
Anexo B. Hoja de características	
Regulador de carga BLUESOLAR MPPT 150-35	103
Anexo C. Hoja de características	
Transductor de corriente LTSR 6-NP	105
Anexo D. Hoja de características	
Transductor de corriente LEM DHR 100	109
Anexo E. Hoja de características	
Transductor de voltaje MCR VDC UI B-DC	115
Anexo F. Hoja de características	
Sensor de irradiancia KIPP&ZENON CMP-11	123
Anexo G. Hoja de características	
Sensor de temperatura LM335	127
Bibliografía	139

Índice de figuras

Figura 1.1 Curva característica de Tensión-Intensidad de un módulo FV	3
Figura 1.2 Vehículo eléctrico LITA GLe2-2S, propiedad de la Universidad de Almería	4
Figura 1.3 Vehículo eléctrico en cuestión con el tren de tracción suspendido, ensayos de descarga de baterías	5
Figura 1.4 Equipo de medida para caracterización de curvas Tensión-Intensidad de módulos fotovoltaicos	6
Figura 1.5 Curvas Tensión-Intensidad del módulo Techno Sun Flex 30W	7
Figura 1.6 Comparación de curvas características del sistema FV en función de la posición	8
Figura 1.7 Comparación de los ensayos de descarga en función del apoyo de energía fotovoltaica	9
Figura 1.8 Comparación de los ensayos de carga en función del tipo de fuente de energía	9
Figura 1.9 Diagrama de Gantt con la distribución temporal	12
Figura 2.1 Principios de funcionamiento energía solar	14
Figura 2.2 Estructura de una célula fotovoltaica[24]	17
Figura 2.3 Modos de operación de una batería donde se muestran las fases de carga y descarga	21
Figura 2.4 Composición interna típica de una batería de plomo[15]	24
Figura 2.5 Curvas características de Tensión-Intensidad y Tensión-Potencia de un sistema fotovoltaico con regulador de carga MPPT	27
Figura 2.6 Esquema general de control de un MPPT[26]	29
Figura 3.1 Imagen de estudio del BP Quiet Achiever	40
Figura 3.2 Vehículo eléctrico eCARM modelo Lita GLe2-2s propiedad de la UAL .	42

Figura 4.1 Dispositivos utilizados en el equipo de medida para las curvas V-I.	47
Figura 4.2 Curvas Tensión e Intensidad en función del tiempo.	48
Figura 4.3 Esquema del circuito diseñado para el equipo de medida	51
Figura 4.4 Script para captura de curvas V-I	53
Figura 4.5 Script para realizar las gráficas a partir de los datos y modificar a condiciones de referencia	54
Figura 5.1 Definición de una serie de módulos fotovoltaicos en PVsyst	64
Figura 5.2 Línea de horizonte para una configuración de inclinación de 0°.	64
Figura 5.3 Esquema eléctrico del SFA propuesto para ser instalado en el vehículo eCARM	65
Figura 5.4 Pérdidas de simulación en el cableado	66
Figura 5.5 Pérdidas de simulación de mismatch o conexionado	67
Figura 5.6 Curvas de un módulo individual en condiciones STC	68
Figura 5.7 Curvas del sistema en serie en condiciones STC	68
Figura 5.8 Pérdidas por sombras simuladas en el vehículo, PVSYST	69
Figura 5.9 Sensores de voltaje y corriente para caracterizar los procesos de carga y descarga de baterías	70
Figura 5.10 Regulador de carga MPPT Blue Solar 150/35.	70
Figura 5.11 Vista general del conexionado para toma de datos.	71
Figura 5.12 Disposición de los módulos FV Techno Sun Flex 30 W para realizar los ensayos, nótese la posición coplanaria del piranómetro en la parte superior de la imagen	72
Figura 5.13 Disposición de elementos para el ensayo	72
Figura 6.1 Equipo de medida terminado.	73
Figura 6.2 Tensión e Intensidad respecto del tiempo, módulo A	74
Figura 6.3 Curvas Tensión-Intensidad y Tensión-Potencia, módulo A	75
Figura 6.4 Tensión e Intensidad respecto del tiempo, módulo B	76
Figura 6.5 Curvas Tensión-Intensidad y Tensión-Potencia, módulo B	77
Figura 6.6 Tensión e Intensidad respecto del tiempo, módulo C	78
Figura 6.7 Curvas Tensión-Intensidad y Tensión-Potencia, módulo C	79

Figura 6.8 Tensión e Intensidad respecto del tiempo, módulo D	80
Figura 6.9 Curvas Tensión-Intensidad y Tensión-Potencia, módulo D	81
Figura 6.10 Tensión e Intensidad respecto del tiempo, SFA.	82
Figura 6.11 Curvas Tensión-Intensidad y Tensión-Potencia, SFA.	83
Figura 6.12 Curvas Tensión-Intensidad del conjunto fotovoltaico en STC simulado en PVsyst	84
Figura 6.13 Detalle de los separadores utilizados para instalar los módulos en el vehículo	85
Figura 6.14 Resultado final de la instalación en el vehículo de los módulos fotovoltaicos, vista lateral del vehículo	85
Figura 6.15 Resultado final de la instalación en el vehículo de los módulos fotovoltaicos	86
Figura 6.16 Tensión e Intensidad respecto del tiempo, SFA implementado en el vehículo	87
Figura 6.17 Curvas Tensión-Intensidad y Tensión-Potencia, SFA implementado en el vehículo	88
Figura 6.18 Tensión, Intensidad, y carga acumulada mediante conexión a red respecto del tiempo	90
Figura 6.19 Tensión, Intensidad, y carga acumulada mediante conexión a SFA respecto del tiempo	91
Figura 6.20 Tensión, Intensidad, y carga extraída respecto del tiempo sin SFA	92
Figura 6.21 Tensión, Intensidad, y carga extraída respecto del tiempo con apoyo del SFA	93

Índice de tablas

Tabla 1.1 Temporización de tareas en el Trabajo Fin de Grado.	10
Tabla 2.1 Relación de ensayos [34]	38
Tabla 3.1 Características del vehículo eléctrico LITA GLe2-2S.	42
Tabla 3.2 Características batería GreenSaver modelo SP210-6 a 6 V (210 Ah) [33] . .	43

Siglas y acrónimos

A	Amperios, unidad de intensidad de corriente del Sistema Internacional de Unidades. 19, 26
AC	Corriente Alterna. 19
Ag ₂ S	Sulfuro de Plata. 16
CdTe	Teluro de Cadmio. 19
CENER	CEntro Nacional de Energías Renovables. 37
CIS	Diseleniuro de Indio y Cobre. 19
CNE	Comisión Nacional de Energía. 37
CO ₂	Dióxido de carbono, compuesto químico. 1
Cu	Cobre. 16
DC	Corriente Continua. 19, 38
FV	Fotovoltaico. 13, 19, 21, 28, 32
GaAs	Arseniuro de Galio. 15, 19
H ₂ SO ₄	Ácido sulfúrico. 22
Hz	Hercio, unidad de frecuencia del Sistema Internacional de Unidades. 36
MOSFET	Transistor utilizado para amplificar o conmutar señales electrónicas (Metal-Oxide-Semiconductor Field-Effect Transistor). 35
MPPT	Seguidor de Punto de Máxima Potencia (Maximum Power Point Tracker). 26, 32
Pb	Plomo, átomo/molécula. 22, 24
PbO	Óxido de Plomo. 22, 24
PbSO ₄	Sulfato de Plomo. 22, 23
PD	Profundidad de descarga. 22
PWM	Modulación por ancho de pulsos (Pulse-Width Modulation). 35, 36
SAI	Sistemas de Alimentación Ininterrumpida. 26
Se	Selenio. 15
SFA	Sistema Fotovoltaico Autónomo. 2, 6, 8, 18, 19, 25, 26, 32, 46, 96
SLI	Baterías de arranque, luz, encendido (Start, Light, Ignition). 26
SOC	Estado de carga de un acumulador. 22
STC	Condiciones Estándar de referencia adoptadas en el ámbito de la energía solar (STandard Conditions). 7, 29, 38, 46, 55, 96
TFG	Trabajo Fin de Grado. 1
TONC	Temperatura de Operación Nominal de la Célula. 38

V	Voltios, unidad de diferencia de potencial eléctrico del Sistema Internacional de Unidades. 19, 26, 33, 36
VCI	Vehículo de Combustión Interna. 39
VE	Vehículo Eléctrico. 39
ZCE	Zona de Carga de Espacio. 17, 18

Nomenclatura

a	Coeficiente de Temperatura en relación al voltaje, [mV/ $^{\circ}$ C]. 37
b	Coeficiente de Temperatura en relación a la intensidad, [mA/ $^{\circ}$ C]. 37
E	Irradiancia, medida de la radiación incidente por superficie, [W/m ²]. 13, 20, 29, 32
FF	Factor de forma, cociente entre Pmax y Isc · Voc. 20
I _{pmp}	Intensidad en el punto de máxima potencia, [A]. 20
I _{sc}	Intensidad de cortocircuito, [A]. 3, 20, 29, 32, 45, 75, 77, 79, 81
P _{max}	Potencia máxima, [W]. 7, 20, 32, 96
Q _{nom}	Capacidad nominal de un acumulador, [Ah]. 21
Q _u	Capacidad útil de un acumulador. 22
V _f	Tensión a la que se mantiene una batería después de haber sido completamente cargada, [V]. 33
V _{oc}	Tensión en circuito abierto, [V]. 3, 7, 20, 32, 38, 45, 75, 77, 79, 81, 96
V _{pmp}	Tensión en el punto de máxima potencia, [V]. 20
V _{rc}	Tensión de rearme de sobrecarga, [V]. 33
V _{rd}	Tensión de rearne de sobredescarga, [V]. 33
V _{sc}	Tensión de corte de sobrecarga, [V]. 33, 35
V _{sd}	Tensión de corte de sobredescarga, [V]. 33

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación del proyecto

Ante el cambio climático y el deterioro del medio ambiente, generado por el consumo energético de los combustibles fósiles(petróleo, carbón y gas), la humanidad se enfrenta a la necesidad de reducir o eliminar las emisiones de gases de efecto invernadero que sus actividades producen; además este consumo energético es insostenible, debido al agotamiento de yacimientos de combustibles fósiles. Es por ello por lo que estamos asistiendo a un desarrollo masivo de fuentes de energías renovables libres de emisiones de Dióxido de carbono, compuesto químico (CO_2) [1].

La automoción quema de manera muy poco eficaz ingentes cantidades de combustibles derivados del petróleo emitiendo a la atmósfera grandes cantidades de CO_2 , y de otros contaminantes. La sustitución de estas fuentes de energía tradicionales por otro tipo de energías renovables como la energía solar fotovoltaica es de máximo interés[1].

Actualmente la sociedad está asistiendo al inicio de la renovación del parque automovilístico, con el coche eléctrico como abanderado, con el principal objetivo de la mejora de la calidad del aire. Los automóviles eléctricos no emiten ningún contaminante a la atmósfera en su funcionamiento. Contribuyendo sobre todo en las ciudades a reducir de manera importante sus niveles de polución del aire. Ello repercute decisivamente en una mejora de la salud de sus habitantes así como del entorno medioambiental[2].

En respuesta a esa necesidad surge este Trabajo Fin de Grado (TFG). Trabajo que pretende realizar un acercamiento al conocimiento acerca del coche eléctrico solar mediante el uso de la energía solar fotovoltaica. Siendo la fotovoltaica un ámbito creciente en la actualidad, es necesario establecer nuevos mecanismos de estudio que permitan conocer de manera accesible aquellas características o cualidades que la definen, permitiendo así destacar e impulsar sus ventajas y determinar vías para solucionar sus inconvenientes. Una clara ventaja de este sistema es que en caso de emplearse la energía solar fotovoltaica para la carga de los vehículos, las emisiones de CO_2 a la atmósfera en el proceso de impulsión de un vehículo quedarían eliminadas[2].

La base del presente trabajo monográfico será por consiguiente, el análisis e implantación de un sistema fotovoltaico en un vehículo eléctrico destinado al transporte de personas o mercancías

y la realización de los pertinentes análisis energéticos con objeto de aportar nuevos argumentos desde la perspectiva de la eficiencia energética, estudiando el aporte de energía por parte del conjunto de módulos fotovoltaicos y valorando su capacidad de autonomía como sistema de aporte energético, cuyos resultados sirvan como precedentes para afianzar una trascendencia a medio-largo plazo a la industria de la automoción y en términos genéricos, a la industria energética[2].

1.2. Objetivos

Objetivo principal:

Como objetivo principal se dispone el análisis e instalación de un sistema fotovoltaico aislado Sistema Fotovoltaico Autónomo (SFA) como fuente de energía alternativa a la red eléctrica en un vehículo eléctrico destinado al transporte de personas o mercancía y estudio de su eficiencia energética, fijando aquellos parámetros de mayor importancia en el funcionamiento de dicho SFA.

Sub-objetivos:

- Estudio del efecto fotovoltaico como fuente de energía.
- Diseño y construcción de equipo de medida para caracterización de módulos fotovoltaicos.
- Diseño y programación del entorno gráfico apropiado para el tratamiento de los datos.
- Análisis energético del sistema fotovoltaico a implementar.
- Estudio del sistema fotovoltaico en base a los parámetros característicos de las baterías y del motor eléctrico del vehículo en cuestión.
- Diseño, dimensionamiento e instalación del sistema eléctrico apropiado para la conexión de módulos, regulador de carga y baterías.
- Búsqueda de una situación espacial que permita obtener una buena eficiencia a la hora de implementar el sistema fotovoltaico en el vehículo eléctrico.
- Diseño de estudios prácticos para valorar el funcionamiento del sistema mediante la caracterización de los perfiles de consumo y autonomía del vehículo:
 - Estudio de la autonomía en la descarga de las baterías tras la carga mediante la red eléctrica.
 - Estudio de la autonomía en la descarga de las baterías tras la carga mediante el sistema fotovoltaico.
 - Estudio de la autonomía en la descarga de las baterías con apoyo del sistema fotovoltaico.

El control de instalaciones fotovoltaicas de modo eficiente exige un conocimiento preciso de las curvas características Tensión-Intensidad y Tensión-Potencia de los módulos fotovoltaicos. Estas curvas permiten situar el punto de máxima transferencia de potencia (P_{max}) del módulo fotovoltaico.

La obtención de dichas curvas V-I y V-P se puede realizar mediante cargas capacitivas, las cuales se ajustan al funcionamiento de los módulos fotovoltaicos. Un ejemplo de dichas curvas características de un sistema fotovoltaico se representa en la siguiente figura 1.1.

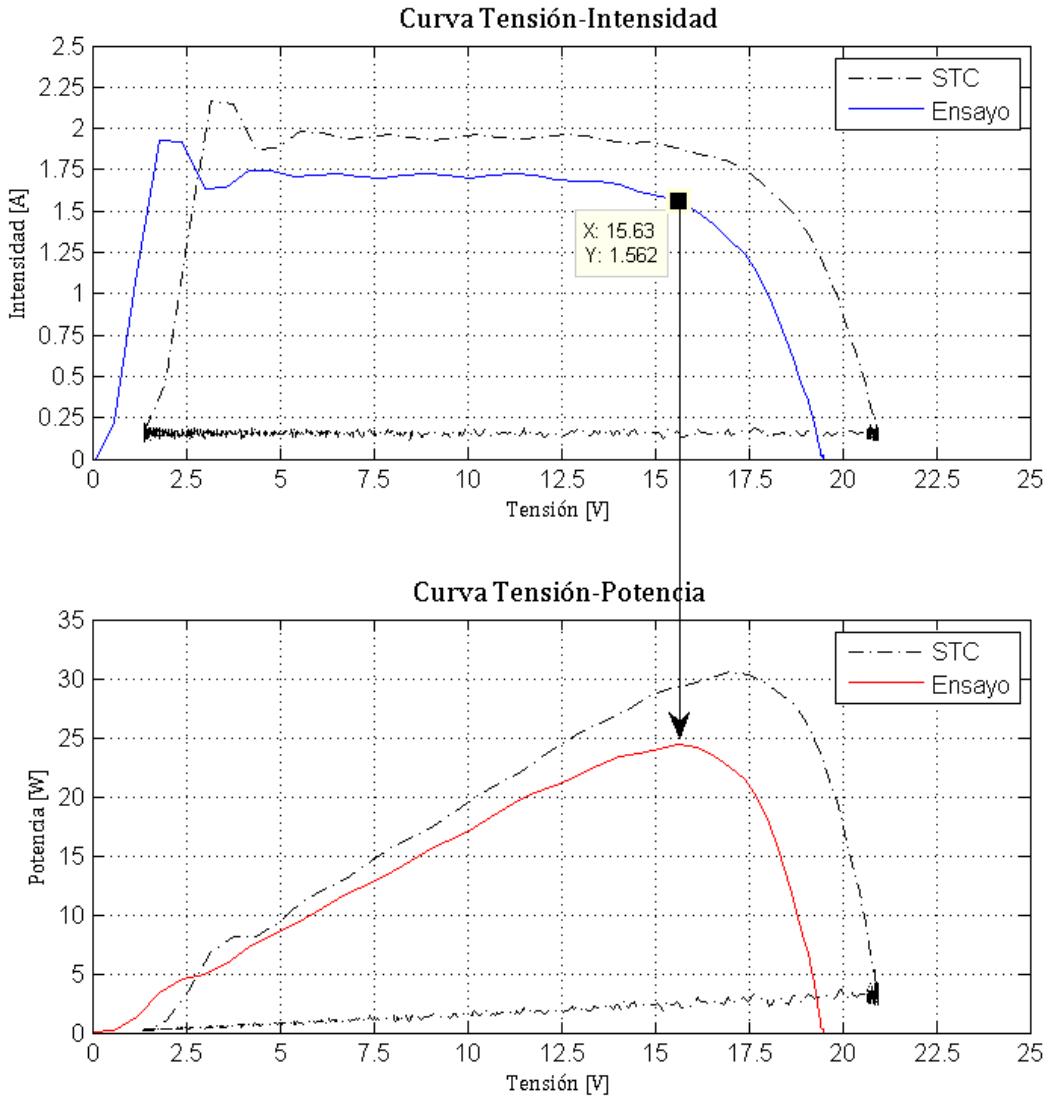


Figura 1.1: Curva característica de Tensión-Intensidad de un módulo FV

Por tanto, para alcanzar el objetivo del presente trabajo de caracterizar la eficiencia o aporte energético de un sistema fotovoltaico, se fijará como sub-objetivo imprescindible el de diseñar e implantar un dispositivo capaz de caracterizar módulos fotovoltaicos, es decir, medir la curva característica Tensión-Intensidad de instalaciones fotovoltaicas, las cuales podrán estar formadas por un único módulo, hasta varios módulos conectados entre si con los medios disponibles, haciendo del dispositivo de medida una herramienta económica y eficaz a la vez.

El uso de una carga capacitiva permite trazar con la ayuda de un sistema de registro y tratamiento de datos, compuesto principalmente por una tarjeta de adquisición de datos en conjunto con el software Matlab, dicha curva en todo su rango (desde el punto en el que se presente la Intensidad de cortocircuito I_{sc} hasta el punto en el que se presente la Tensión de circuito abierto V_{oc}) de una manera rápida y precisa, para su posterior análisis y comparación con las características ofrecidas por el fabricante de los módulos fotovoltaicos[22].

1.3. Contexto

El presente Trabajo Fin de Grado (TFG) supone para su autor la culminación de los estudios de Grado en Ingeniería Mecánica por la Universidad de Almería, cursados en el período comprendido entre 2010 y 2015. Se trata de una de las propuestas ofrecidas por el Grupo de Investigación TEP-197 Automática, Robótica y Mecatrónica (ARM) bajo el marco del proyecto «Estrategias de control y supervisión para la gestión integrada de instalaciones en entornos energéticamente eficientes» (DPI2010-21589-C05-C04), financiado por el Ministerio de Ciencia e Innovación y el Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER)[33].

Como ya se ha mencionado, la UAL dispone de un vehículo eléctrico urbano Greenland modelo LITA GLe2-2S[34], bautizado como eCARM, el cual se puede observar en la siguiente figura 1.2. Presente en algunas líneas de investigación del grupo ARM, uno de los intereses principales es su uso para el estudio de la eficiencia energética en vehículos eléctricos.



Figura 1.2: Vehículo eléctrico LITA GLe2-2S, propiedad de la Universidad de Almería

Partiendo del equipamiento básico de serie del vehículo, ante el estado en el que se encontraba el vehículo durante el periodo de ensayos, fue necesario realizar las pruebas de carga y descarga de baterías con el vehículo en «vacío», es decir, con el tren delantero engargulado de la tracción suspendido con la ayuda del puente grúa existente en una de las naves del edificio CITE II-A de la Universidad de Almería.

El motivo fundamental de dicha manera de proceder fue el estado de la dirección, en la cual se habían llevado a cabo labores de reparación dado su anterior deterioro, sustituyendo la columna de dirección por un motor eléctrico. Sin embargo, no se había realizado la pertinente codificación en el momento del ensayo, por lo que se optó realizar los ensayos con el tren delantero suspendido.

A efectos de comparación entre los distintos ensayos se presupone la equivalencia de las relaciones de carga y descarga de baterías con o sin sistema fotovoltaico ante influencia de una mayor o menor carga. También es reseñable comentar que el estado de las baterías no era el adecuado debido a su antigüedad y mal estado de conservación, aunque se supone que no es de una influencia notoria para la obtención de resultados coherentes, ya que no influye en la comparativa entre los distintos ensayos. En la siguiente figura 1.3 se puede apreciar la disposición del coche durante los ensayos.



Figura 1.3: Vehículo eléctrico en cuestión con el tren de tracción suspendido, ensayos de descarga de baterías

Así mismo, ya que todo el hardware de adquisición de datos se encontraba desmontado en el momento de los ensayos, se dotó al eCARM con la instrumentación necesaria, que se detallará en el Capítulo 5, para poder realizar el registro y tratamiento de los datos requeridos para el cometido de este Trabajo Fin de Grado.

Además del abanico de posibilidades que los conceptos y métodos utilizados ofrecen (TFG, tesis, artículos...), con respecto al equipo de medida de curvas características, sería posible emplearlo en el futuro en experimentos relacionados con el estudio de la fotovoltaica en general, y la eficiencia de módulos fotovoltaicos en concreto. En relación al estudio de los procesos de carga y descarga de baterías bajo el apoyo del efecto fotovoltaico, se proponen los métodos utilizados como un buen camino para la caracterización o cuantificación de la eficiencia de los SFA.

1.4. Resumen de resultados

En este apartado se distinguen tres subconjuntos de resultados:

1.- Construcción del equipo de medida para caracterizar las curvas Tensión-Intensidad de los módulos fotovoltaicos.

Se observa a continuación en la figura 1.4 el resultado final del diseño del equipo de medida acoplado al sensor de temperatura LM335 y al piranómetro KIPP&ZONEN CMP-11, también se aprecia el cable USB perteneciente a la tarjeta de adquisición NI USB-6211 instalada en su interior con el objeto de ser conectada a un ordenador portátil y proceder a grabar los datos haciendo uso de un «script» codificado en Matlab.



Figura 1.4: Equipo de medida para caracterización de curvas Tensión-Intensidad de módulos fotovoltaicos

Se consiguió un diseño satisfactorio del equipo de medida, comprobando su correcto funcionamiento y fiabilidad mediante la multitud de ensayos realizados, quedando probada la coherencia

de los datos arrojados por el equipo gracias a la comparación de las gráficas obtenidas con las proporcionadas el fabricante de los módulos fotovoltaicos.

Además se dimensionó el equipo para sistemas con una Tensión de circuito abierto máxima de 160 V, cuyo valor queda limitado por el condensador adicional instalado de 160 V y $3900\mu\text{F}$ de capacidad. Para los ensayos llevados a cabo fue suficiente utilizar el condensador de 100 V y $3300\mu\text{F}$, también debido a su mayor celeridad para la carga, asegurando valores concretos de irradiancia y temperatura para cada curva dibujada.

2.- Resultados acerca de la caracterización de las curvas V-I propias de cada módulo fotovoltaico por separado y del sistema fotovoltaico en su conjunto.

En segundo lugar, una vez comprobado el funcionamiento del equipo, se procedió a caracterizar las curvas características Tensión-Intensidad de cada uno de los módulos fotovoltaicos curvables adquiridos por el Área de Mecánica de la Universidad de Almería, marca Techno Sun modelo Flex 30W. Tomando como parámetros de referencia, el Voc , la Voc o la Pmax proporcionados por el fabricante, los resultados obtenidos denotan un alto nivel de correspondencia entre los datos del fabricante con respecto a los de los módulos adquiridos, posterior a su interpolación a Condiciones Estándar de referencia adoptadas en el ámbito de la energía solar (STandard Conditions) (STC). En la siguiente figura 1.5 se aprecia dicho nivel de correspondencia.

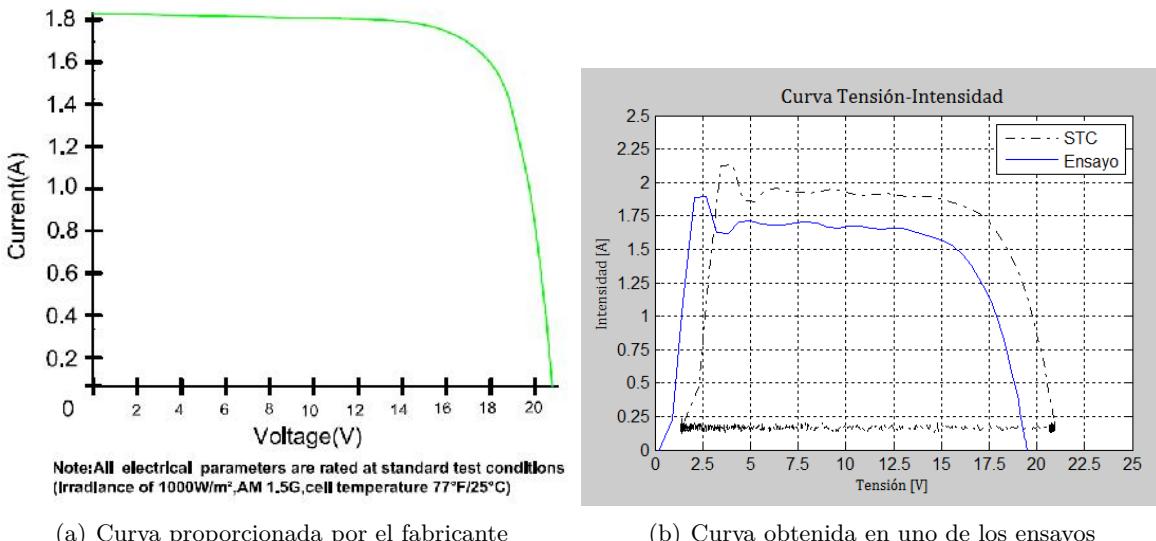
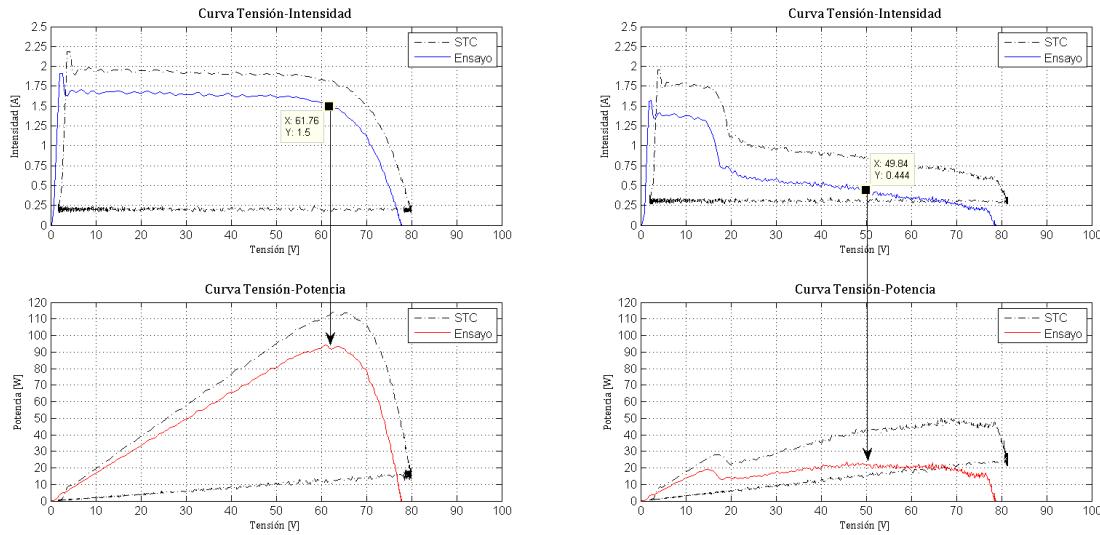


Figura 1.5: Curvas Tensión-Intensidad del módulo Techno Sun Flex 30W

La posición de los módulos en relación al ángulo de incidencia de la radiación es el parámetro clave para aprovechar el aporte energético que puede realizar un sistema fotovoltaico determinado, en este caso el implementado en el vehículo eléctrico. Así mismo, es necesario favorecer el intercambio de calor entre el módulo y su alrededor para limitar la temperatura del módulo fotovoltaico, variable que también afecta de manera sustancial al rendimiento energético.

Hay que destacar que, debido al estado del vehículo, los ensayos fueron realizados con los módulos fotovoltaicos en posición horizontal, lo que equivale a la mejor posición posible para sistemas fotovoltaicos en un vehículo eléctrico.

Sin embargo, la posición final de instalación de los módulos en el vehículo ha resultado ser menos eficiente dada la distinta orientación/inclinación de los módulos, siendo dicha posición condicionada por la propia geometría de la carrocería. En la siguiente figura se puede apreciar la diferencia de comportamiento del sistema FV entre una posición idónea y la posición final en el vehículo:



(a) Curvas V-I y V-Potencia con los 4 módulos en posición horizontal (b) Curvas V-I y V-Potencia con los 4 módulos instalados en el vehículo

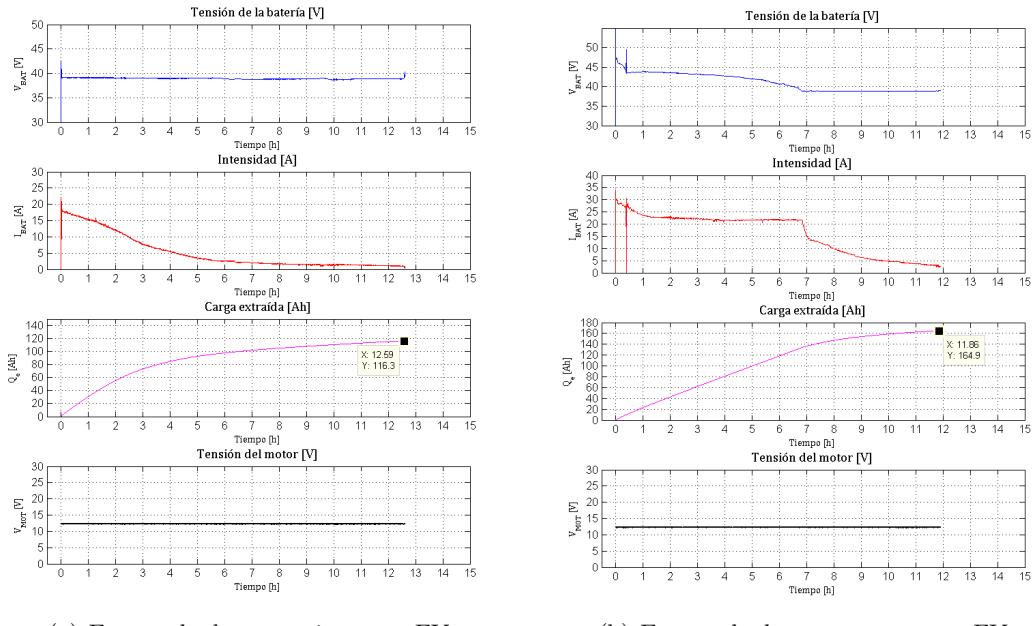
Figura 1.6: Comparación de curvas características del sistema FV en función de la posición

3.- Resultados obtenidos en los ensayos de carga y descarga de baterías, con o sin apoyo del SFA, para caracterizar los parámetros de importancia de dicho sistema, y su eficiencia energética.

En relación a la caracterización del aporte energético que supone el sistema fotovoltaico, mediante la comparación del ensayo de descarga sin el sistema fotovoltaico instalado con el ensayo equivalente con el sistema ya instalado (posteriores a respectivas cargas completas de las baterías) se observa un **claro aumento de la capacidad del conjunto de acumuladores gracias al aporte energético por parte del sistema fotovoltaico**, apoyado por la gestión realizada por el regulador de carga. En el ensayo sin placas, la carga extraída ascendió a 116 Amperios-Hora, mientras que en el ensayo con placas solares este valor ascendió a 165 Amperios-Hora. Una clara comparación de la distinta forma de las curvas se puede ver en la figura 1.7 de la página siguiente.

Así mismo, en términos absolutos, la **carga de las baterías mediante los cuatro módulos fotovoltaicos conectados en serie es un 80 % menos eficiente**, ya que para ambos ensayos de carga (desde una descarga completa de las baterías) sólo con placas solares, y sólo con la red, se obtuvo que la carga acumulada en 7 horas en el primero de ellos fue de 20 Amperios-Hora aproximadamente, mientras que para el segundo ensayo, en el mismo tiempo dicha acumulación de intensidad de corriente se situó en unos 100 Amperios-Hora. En la figura inferior (figura 1.8) de la página siguiente se aprecia la diferencia entre los dos ensayos de carga.

En la siguiente figura 1.7, como se ha comentado, se puede ver una clara diferencia en la tendencia de las curvas de los ensayos de descarga.

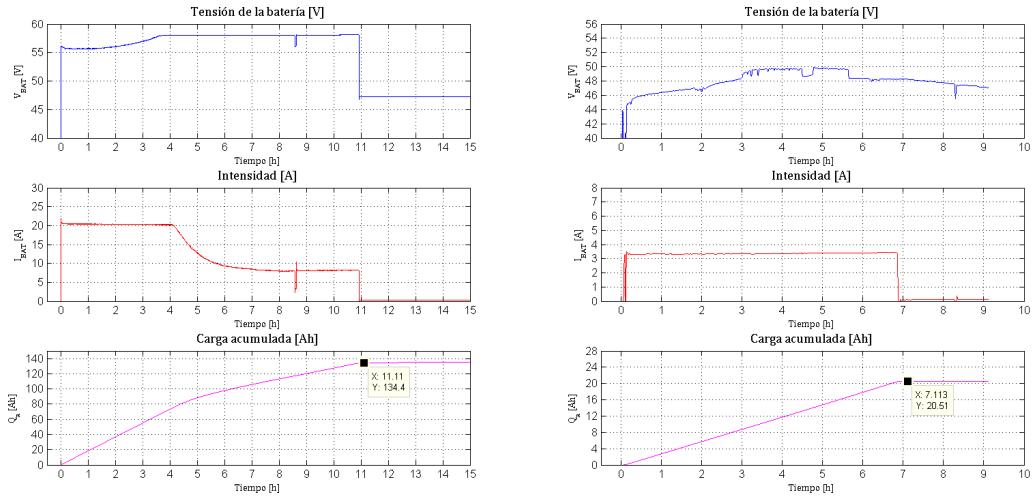


(a) Ensayo de descarga sin apoyo FV

(b) Ensayo de descarga con apoyo FV

Figura 1.7: Comparación de los ensayos de descarga en función del apoyo de energía fotovoltaica

Y en la siguiente figura 1.8, se observa una diferencia de tendencia sustancial para los ensayos de carga.



(a) Ensayo de carga mediante red de abastecimiento

(b) Ensayo de carga mediante sistema FV

Figura 1.8: Comparación de los ensayos de carga en función del tipo de fuente de energía

1.5. Planificación temporal

Para la realización de este trabajo, se ha determinado una secuencia de tareas a seguir, cuya definición se indica a continuación. Se ha optado por incluir una tabla resumen en la tabla para indicar la distribución temporal de cada tarea, su duración estimada en horas y su precedencia. Así mismo se ha realizado un diagrama de Gantt con la programación temporal del proyecto.

Actividad	Precedencia	Comienzo	Fin	Duración	Tiempo invertido
Tarea 1	-	21/04/2016	10/05/2016	19 días	15 horas
Tarea 2	Tarea 1	10/05/2016	20/05/2016	10 días	10 horas
Tarea 3	Tarea 2	20/05/2016	01/06/2016	12 días	15 horas
Tarea 4	Tarea 3	01/06/2016	10/06/2016	9 días	10 horas
Tarea 5	Tarea 4	10/06/2016	20/06/2016	10 días	15 horas
Tarea 6	Tarea 5	20/06/2016	25/06/2016	5 días	10 horas
Tarea 7	Tarea 6	25/06/2016	28/06/2016	3 días	10 horas
Tarea 8	Tarea 7	28/06/2016	29/06/2016	1 días	15 horas
Tarea 9	Tarea 8	29/06/2016	04/07/2016	5 días	90 horas
Tarea 10	Tarea 9	04/07/2016	05/07/2016	2 días	15 horas
Tarea 11	Tarea 10	06/07/2016	06/07/2016	1 días	5 horas
Tarea 12	Tarea 11	06/07/2016	07/07/2016	1 días	10 horas
Tarea 13	Tarea 3	10/06/2016	07/07/2016	27 días	140 horas
		TOTAL	78 días	360 horas	

Tabla 1.1: Temporización de tareas en el Trabajo Fin de Grado.

- **Tarea 1:** Estudio del funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos. Comprensión del principio básico de funcionamiento un Sistema Fotovoltaico Aislado y las distintas clasificaciones en función de su utilización.
- **Tarea 2:** Determinación de los métodos a seguir para caracterizar sistemas fotovoltaicos. Estudio de las posibilidades de análisis de un sistema fotovoltaico, los parámetros de influencia y los métodos apropiados.
- **Tarea 3:** Búsqueda de información. Búsqueda bibliográfica sobre trabajos relacionados con la determinación de las curvas características de un sistema FV y sobre el control de la energía en el vehículo eléctrico. Complementando la búsqueda con la revisión del estado actual del vehículo, manuales de uso, hojas de características y documentación que justifique la ejecución de este proyecto.
- **Tarea 4:** Diseño eléctrico del equipo de medida. Diseño del equipo a realizar para llevar a cabo las mediciones oportunas para caracterizar los módulos fotovoltaicos y el sistema en conjunto.

- **Tarea 5:** Compra de elementos electrónicos y montaje. Una vez diseñado el equipo se procede a la compra de los componentes necesarios. Una vez recibidos es viable proceder a su montaje, ajuste y comprobación de funcionamiento.
- **Tarea 6:** Diseño de los ensayos para la caracterización de módulos. Estudio de los procedimientos y/o métodos de tratamiento de datos a llevar a cabo para el registro de datos.
- **Tarea 7:** Puesta en práctica y recogida de datos. Establecidos los pasos a seguir, se procede a realizar los ensayos establecidos con vista a obtener los datos necesarios para la determinación y caracterización de las curvas deseadas. También incluye la valoración de los datos obtenidos, formulación de las ecuaciones y del método de identificación que permite la determinación de los parámetros deseados.
- **Tarea 8:** Determinación del procedimiento de ensayos acerca de la eficiencia del sistema en el vehículo. Incluye el acondicionamiento y calibración de todos los sistemas de medida y pruebas preliminares con el objetivo de determinar el procedimiento a realizar para obtener los datos necesarios con los que estudiar la eficiencia del sistema FV implementado en el vehículo.
- **Tarea 9:** Realización de los ensayos y recogida de datos referentes a la «Tarea 8». Ensayos de carga y descarga de baterías para caracterizar la eficiencia del aporte energético fotovoltaico. Estos ensayos, como se ha comentado en el apartado 1.3, fueron realizados sin haber instalado los módulos en el vehículo, siendo realizados por tanto, con los módulos en posición horizontal, teniendo que estar presente en el lugar de ensayo durante la ejecución de los mismos.
- **Tarea 10:** Instalación de módulos fotovoltaicos en el vehículo. Realización de los pertinentes trabajos manuales para llevar a cabo la instalación eléctrica y fijación de los paneles fotovoltaicos en el vehículo eléctrico.
- **Tarea 11:** Realización del ensayo de caracterización del sistema FV en el vehículo. Realización del último ensayo el cual permitió caracterizar los parámetros de influencia del sistema fotovoltaico una vez instalado en el vehículo eléctrico. Incluye el traslado del vehículo eléctrico al exterior, destacando la ausencia de dirección, factor condicionante para los ensayos, como se ha comentado.
- **Tarea 12:** Valoración del proyecto en su conjunto, recogida de datos y contraste de los resultados obtenidos entre los distintos ensayos.

- **Tarea 13:** Redacción de la memoria. Elaboración del presente documento que recopila en detalle la revisión bibliográfica, el material y la metodología aplicada, los resultados obtenidos y las conclusiones alcanzadas.

A continuación, en la siguiente figura se presenta el diagrama de Gantt a modo resumen de dicha programación temporal:

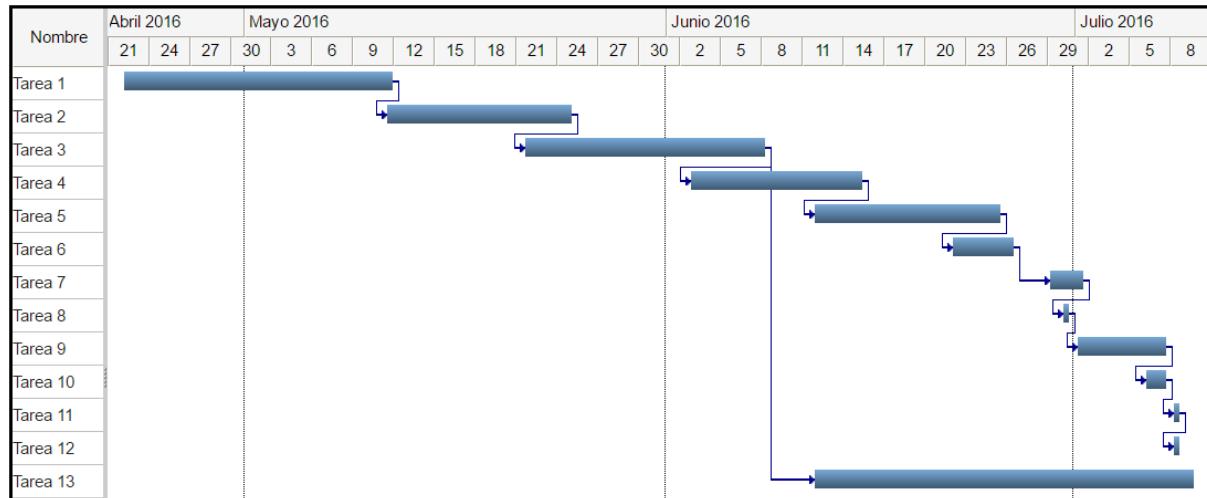


Figura 1.9: Diagrama de Gantt con la distribución temporal

El número total de 360 horas a lo largo de 78 días ha sido comprimido de manera tan intensa en el tiempo debido a actividades externas propias de las prácticas en empresa, por lo que se planificó la intensificación de las actividades dedicadas al TFG en base a la finalización del contrato de prácticas el día 15/06/2016.

1.6. Estructura de la memoria del TFG

La presente memoria se ha estructurado en siete capítulos cuyo contenido se resume a continuación. Los capítulos 2 y 3 son una recopilación de conceptos importantes para la comprensión de este trabajo y de la metodología utilizada por otros autores en publicaciones del mismo ámbito; los capítulos 4 y 5 hacen referencia al material y métodos utilizados, tratando el primero sobre el estado del coche previo a este TFG y el segundo sobre las adaptaciones realizadas al sistema de dirección; en el capítulo 6 se presentan los resultados obtenidos y su discusión, en uno se desarrolla el modelo matemático del sistema y en el otro se determina la forma de controlar la posición del volante; y para terminar, en el capítulo 7 se redactan las conclusiones extraídas de este estudio y se proponen posibles trabajos futuros para continuar esta línea de investigación.

Capítulo 2

Sistemas fotovoltaicos

2.1. Energía solar fotovoltaica

2.1.1. Introducción

Se denomina energía Fotovoltaico (FV) a la energía eléctrica que se obtiene debido a la incidencia de fotones sobre células fotovoltaicas procedentes de la luz emitida por el Sol, generando así energía eléctrica mediante el flujo de electrones libres. Este tipo de energía resulta de mayor importancia cada día debido a la creciente necesidad de un desarrollo sostenible en el mundo de la industria. En los últimos años, el crecimiento de este tipo de fuentes energéticas ha supuesto que las instalaciones fotovoltaicas ocupen un alto porcentaje en términos de aporte eléctrico en el sector energético[3].

El objetivo fundamental de la obtención de energía gracias al efecto fotovoltaico, bajo la premisa de una relación precio/energía razonable en base a la inversión necesaria para las instalaciones, maximizar el rendimiento energético de las instalaciones eléctricas, tanto aisladas (en las cuales el uso de acumuladores es imprescindible para un correcto aprovechamiento de energía) como conectadas a la red.

Así pues, el Sol se concibe directa e indirectamente como la fuente original de la mayoría de energías renovables, desde la energía solar hasta otras como la energía eólica o mareomotriz. El principio básico de esta energía es el aprovechamiento de radiación emitida por el Sol (siendo la E medida en el exterior de la atmósfera alrededor de 1.350 W/m² [4]), donde distintos principios físicos dan lugar a dos modos de procesar o aprovechar esta energía irradiada: la energía solar térmica y la energía solar fotovoltaica, la cual se aborda en este proyecto.

La energía solar fotovoltaica tiene como principio de funcionamiento el aprovechamiento de la radiación solar para generar electricidad de manera directa aprovechando las propiedades físico-químicas de ciertos materiales semiconductores. Por el contrario, la energía solar térmica está basada en la utilización de la radiación para calentar un determinado fluido, el cual puede ser procesado aprovechando propiedades físicas tales como la expansividad en función de la temperatura para obtener energía mecánica. En la siguiente figura se reflejan las diferencias básicas de ambos principios energéticos[5].

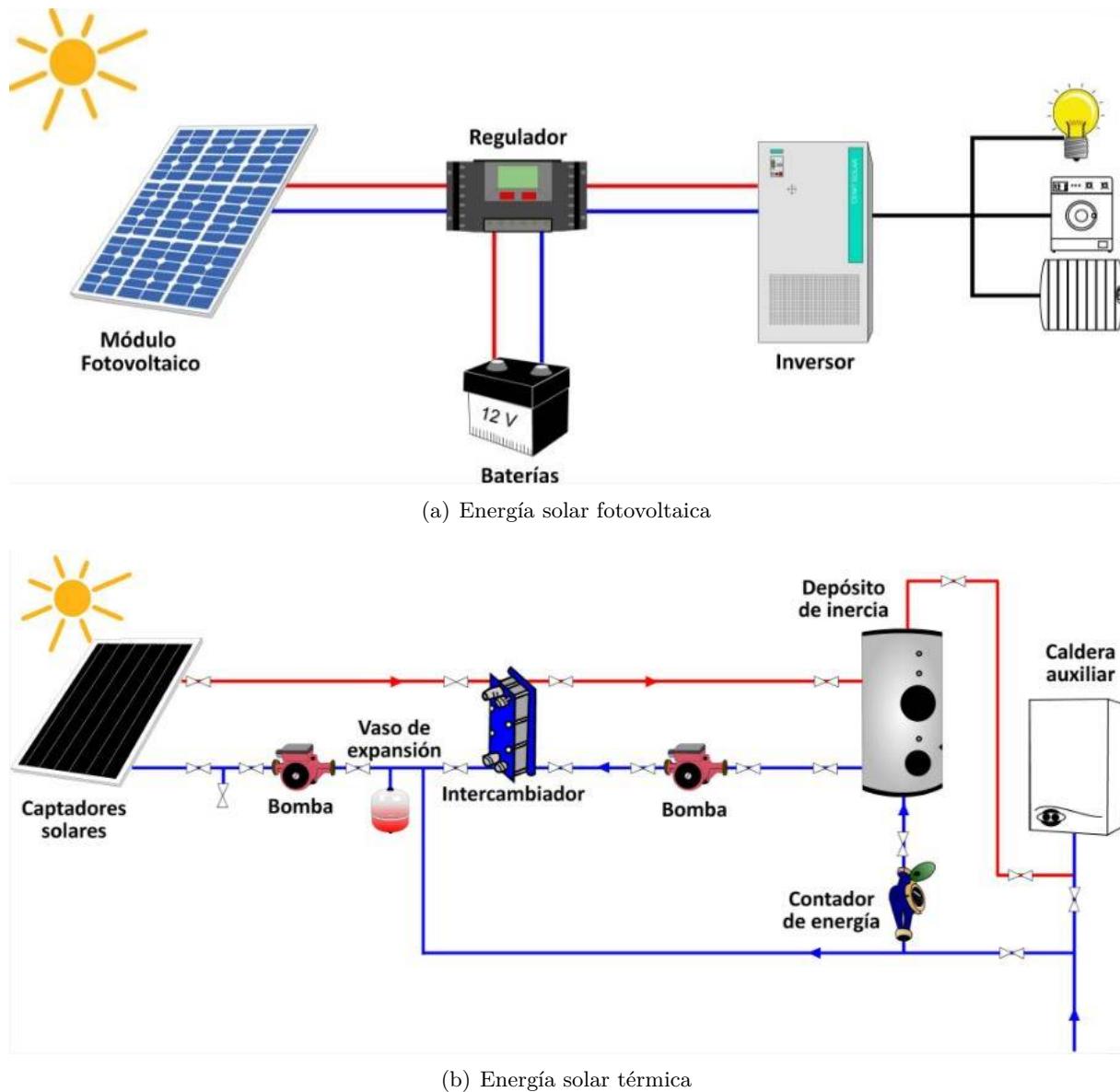


Figura 2.1: Principios de funcionamiento energía solar

La aplicación de las energías renovables en sus distintos formatos es considerado como una atractiva solución para la producción de energía eléctrica desde ambos puntos de vista de productores y consumidores.

La mayor rentabilidad en términos energéticos está comprendida en los ámbitos de la pequeña y mediana industria, en aquellas zonas donde coinciden la viabilidad de desarrollos tecnológicos, la disponibilidad de recursos de energía renovable, y por supuesto la existencia de una demanda y un fuerte tejido industrial eléctrico[6].

Por consiguiente, en base a la importancia del mercado de energías renovables a nivel mundial, se ha demostrado que los sistemas o recursos para la utilización de dichas energías resultan viables desde el punto de vista técnico, razonables en términos económicos e imprescindibles para un desarrollo sostenible desde el punto de vista medioambiental[6].

En la actualidad la tecnología mejor considerada en términos de rentabilidad para la producción directa de electricidad por vía fotovoltaica es la basada en el uso de módulos fotovoltaicos planos, que incorporan células de silicio, ya sean mono o policristalino, o módulos fotovoltaicos de alta concentración, siendo éstos últimos los más modernos y costosos, aunque la cantidad de silicio a utilizar en la composición de las células disminuye considerablemente[6].

La eficiencia o rendimiento medio obtenido según el tipo de célula utilizada varía desde un 6 % de las células de silicio amorfo hasta el 22 % de las células de monocristalino. También existen las células multicapa, normalmente de Arseniuro de Galio (GaAs), que alcanzan rendimientos aproximados de un 30 %. En laboratorio se han obtenido rendimientos superiores al 40 % con nuevos tipos experimentales de células[7].

La inversión y el desarrollo tecnológico de los módulos fotovoltaicos de constitución plana se ha hecho firme desde hace décadas, siendo posible la oferta actual de un producto comercial que ha ido mejorando sus prestaciones y características en el tiempo gracias a la libre competencia económica en el mercado de componentes fotovoltaicos. Así los fabricantes actuales garantizan sus productos por tiempos superiores a 20 años, obteniendo degradaciones en términos de la potencia eléctrica entregada inferiores al 20 % al final de la vida útil.

2.1.2. Cronología de la energía fotovoltaica

- El efecto fotovoltaico fue demostrado experimentalmente por vez primera por Edmond Becquerel, físico francés el cual en el año 1839 construyó la primera célula fotovoltaica de la historia en el laboratorio existente en el domicilio familiar[1].
- El 20 de febrero de 1873 fue publicado en la revista Nature el artículo «Effect of Light on Selenium during the passage of an Electric Current» [Efecto de la luz sobre el Selenio (Se) durante el paso de una corriente eléctrica] por Willoughby Smith[1].
- En 1883 Charles Fritts fabricó la primera célula fotovoltaica de estado sólido gracias al recubrimiento con una capa delgada de oro del selenio semiconductor para formar las uniones; con este dispositivo se consiguió una eficiencia de un 1 %[1].

- En el año 1888 Aleksandr Stoletov, físico ruso, construyó la primera célula basada en el efecto fotoeléctrico externo, habiendo sido descubierto por Heinrich Hertz en 1887[1].
- Ya en el siglo XX, Albert Einstein propuso en 1905 la nueva teoría cuántica de la luz basándose en estudios previos realizados por Max Planck y esto le llevó a la explicación del efecto fotoeléctrico en un artículo de referencia, por el cual le fue otorgado el Premio Nobel de Física en 1921[1].
- En 1941, Vadim Lashkaryov descubrió las uniones 'p-n' en Cobre (Cu) y protocélulas de Sulfuro de Plata (Ag_2S)[1].
- En 1946 fue patentada la célula solar moderna con unión de semiconductores por Russell Ohl mientras estudiaba un conjunto de desarrollos que le llevarían posteriormente a la fabricación del transistor[1].
- Finalmente, la primera célula fotovoltaica rentable en términos prácticos inventada por Daryl Chapin, Calvin Souther Fuller y Gerald Pearson fue mostrada de manera pública el 25 de abril de 1954 en laboratorios propiedad de la empresa Bell[1].
- En 1958, las células solares adquirieron mayor importancia con su inclusión en el proyecto de satélite artificial Vanguard I en 1958, y su posterior utilización en los programas espaciales durante los años 60[8].
- Hasta los años 80 el desarrollo fue gradual y constante, aunque este desarrollo en el ámbito de la élite tecnológica cohibió un descenso de los precios ya que los inversores e impulsores de las aplicaciones para proyectos espaciales tenían los suficientes recursos para no abordar un estudio de soluciones más económicas, en aras de maximizar la eficiencia energética[8].
- Por último, cabe resaltar como el precio de los componentes ha caído en las últimas dos décadas como consecuencia del desarrollo de la industria de los semiconductores; su evolución hacia la inclusión de estos en circuitos integrados cada vez más reducidos ha conducido a precios relativamente más bajos y por consecuencia a precios más bajos en cuanto a las células fotovoltaicas[8].

2.1.3. Efecto fotoeléctrico

Cuando se expone un semiconductor a una luz con determinada longitud de onda, el fotón incidente arranca un electrón, produciéndose en ese instante un «hueco» en el átomo excitado. En condiciones normales, el electrón se dispone automáticamente en otro «hueco», y la energía producida por el fotón se disipa en forma de calor[26].

El principio de funcionamiento de una célula fotovoltaica es inducir a los electrones y a los «huecos» a trasladarse hacia el lado opuesto del material, de esta manera se provoca una diferencia de potencial y por ende, tensión entre los dos polos del material, con un comportamiento similar a una pila[25].

Para dicho objetivo, se crea un campo eléctrico permanente, a través de uniones tipo 'p-n', entre las dos capas dopadas respectivamente, 'p' y 'n'. Las células de , las cuales son las de mayor utilización, se estructuran de la siguiente forma:

- La capa superior de la celda se compone de dopado de tipo 'n', negativo, que debe su nombre al superior número de electrones libres respecto a una capa de silicio puro. Sin embargo, el material se mantiene eléctricamente neutro, ya que tanto los átomos de silicio presentes como los del propio material dopante son de tipo neutro[25].
- Por el contrario, la capa inferior de la celda se compone de silicio tipo 'p', positivo. Esta capa tiene por lo tanto una cantidad de electrones libres relativamente menor que una capa de silicio puro. Los electrones se encuentran ligados a la red cristalina considerada neutra en términos eléctricos. La conductividad eléctrica por lo tanto, se asegura mediante el desplazamiento de estos portadores[25].

En la siguiente figura 2.2 se muestra un esquema de la estructura interna de una celda fotovoltaica:

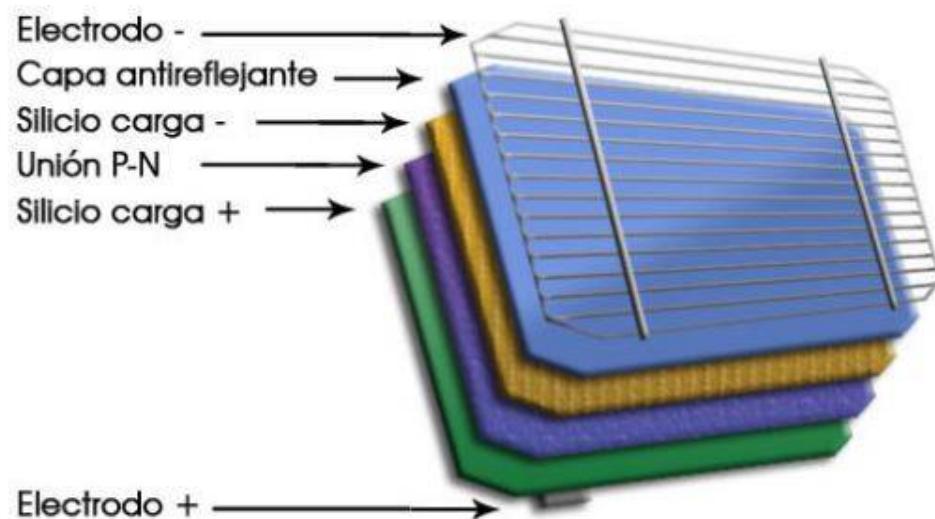


Figura 2.2: Estructura de una célula fotovoltaica[24]

En el momento que es creada la unión 'p-n', los electrones libres presentes en la capa 'n' entran en la capa 'p' y se vuelven a posicionar en los huecos de la región 'p'. Por lo tanto, en todo momento que se establezca la conexión 'p-n', existirá carga positiva en la capa 'n' (debido a la carencia de electrones) y carga negativa en la capa 'p' (exceso de electrones)[23].

Este conjunto conforma la Zona de Carga de Espacio (ZCE) o «zona de barrera» en el cual se genera un campo eléctrico desde la capa 'n' hacia la 'p'. Este campo establece unas características en la ZCE similares a un diodo, permitiendo únicamente en un sentido el flujo de portadores; siendo ausente una fuente de intensidad exterior y bajo la única influencia del campo que ha sido generado en la ZCE , los electrones tienen restringido el movimiento en dicho sentido.

En el momento de funcionamiento, el efecto fotoeléctrico es más eficaz en la ZCE , donde no hay portadores de carga, o en zonas cercanas a la ZCE , donde el número de portadores es muy bajo.

Si el par electrón-hueco es creado en una zona más alejada de la unión 'p-n', el electrón (el cual se ha desplazado y en su lugar se origina un hueco) mantiene una alta probabilidad de reposicionarse antes de alzanzar la zona 'n'. Sin embargo, es necesario que la ZCE sea muy estrecha, por lo tanto no es conveniente una célula de gran espesor. Así mismo, el grosor de la capa 'n' es escaso, debido a que su necesidad radica únicamente en la creación de la ZCE que permite el funcionamiento de la célula[23].

Por el contrario, el grosor de la capa p es considerablemente mayor: es función de una relación entre la exigencia de hacer mínimos los intercambios electrón-hueco, y el nivel de captación de la mayor cantidad de fotones posible[22].

Como conclusión, se puede considerar una célula fotovoltaica como asimilado un generador de energía eléctrica al cual le ha sido incluido un diodo. Para hacer rentable en términos energéticos el funcionamiento de una célula fotovoltaica, es necesario dotar como mínimo al conjunto de contactos eléctricos (los cuales permitan la extracción de la energía generada), un estrato protector que permita el paso de radiación, una capa que impida la reflexión de los fotones incidentes[27].

2.2. Descripción general de un Sistema Fotovoltaico Aislado, SFA

Un **sfa** produce energía eléctrica para satisfacer el consumo de cargas eléctricas no conectadas a la red, empleando un sistema de acumulación energético para hacer frente a los períodos en los que la generación es inferior al consumo[27].

Los SFA están constituidos, en lo fundamental, por los paneles o módulos fotovoltaicos, que constituyen el generador de energía eléctrica, las baterías o acumuladores para almacenar la energía y utilizarla en los momentos de ausencia de la radiación solar, reguladores de potencia para maximizar el rendimiento, además de la carga eléctrica que consume la energía acumulada[26].

Los más simples SFA usan la electricidad en forma de corriente continua y la energía es producida donde y cuando es necesaria, sin necesidad de complejos sistemas de control y transmisión de energía[26].

Los SFA son usados frecuentemente en locaciones aisladas para producir electricidad en áreas inaccesibles para la red de potencia eléctrica y de esta forma mejorar las condiciones de salud, educación, comunicación y recreación de la población, al tiempo que favorece la agricultura y el abastecimiento de agua. En una menor proporción, son implementados en equipos móviles tales como vehículos eléctricos de transporte público, lo que comprende el tema fundamental del presente trabajo, siendo su principal función el apoyo al consumo eléctrico. Sin embargo, en la actualidad la portabilidad de estos sistemas no está al alcance en términos de rentabilidad energético-económica[27].

El almacenamiento de la energía eléctrica convierte a los SFA en una fuente fiable de energía, ya sea de día o de noche, independientemente de las condiciones climáticas. Luminarias, sensores, TV, equipos de audio, herramientas, etc., pueden ser usados con los SFA añadiéndoles baterías para el almacenamiento de energía[27].

De esta forma se genera energía por el día y se almacena el excedente en las baterías para su uso en la noche. El número de baterías debe estar en correspondencia con el consumo energético de la carga y el número de horas de autonomía (ausencia de radiación solar) al cual se aspira. El uso de los SFA conlleva necesariamente la optimización del consumo energético de las cargas. Por ejemplo, se deberán utilizar luminarias eficientes cuya relación entre lúmenes/watt sea la óptima. Los usuarios deben tener, por lo tanto, un conocimiento mínimo del consumo energético, teniendo en cuenta las posibilidades del sistema[28].

El empleo de las baterías tiene dos inconvenientes fundamentales: el aumento del coste económico del sistema y el hecho de que sólo puede extraerse alrededor 80% de la energía almacenada dependiendo del tipo de acumulador. Además de los SFA que funcionan con Corriente Continua (DC), existen los que operan con Corriente Alterna (AC), donde es necesario un inversor de corriente de DC/AC, que se encarga de transformar la corriente continua del sistema en corriente alterna, siendo el rendimiento alcanzado en dicha conversión superior a 95 %.

2.3. Módulos fotovoltaicos

La producción eléctrica está basada en el fenómeno físico denominado «Efecto FV», que básicamente consiste en convertir la luz solar en energía eléctrica por medio de unos dispositivos semiconductores denominados células fotovoltaicas. Estas células están elaboradas a base de silicio puro (uno de los elementos más abundantes en la naturaleza, componente principal de la arena) con adición de impurezas de ciertos elementos químicos (boro y fósforo), y son capaces de generar cada una de ellas una intensidad de corriente de 2 a 4 Amperios, unidad de intensidad de corriente del Sistema Internacional de Unidades (A), a una diferencia de potencial de 0,46 a 0,48 Voltios, unidad de diferencia de potencial eléctrico del Sistema Internacional de Unidades (V), utilizando como fuente de energía la radiación lumínosa. Las células se montan en serie sobre módulos fv o módulos solares para conseguir un voltaje adecuado. Parte de la radiación incidente se pierde por reflexión y otra parte por transmisión sin ser aprovechada por parte de la célula solar[20].

El resto es capaz de hacer saltar electrones de una capa a la otra creando una corriente proporcional a la radiación incidente. La capa antirreflejo aumenta la eficacia de la célula. Generalmente, una célula fotovoltaica tiene un grosor que varía entre los 0,25 y los 0,35mm y una forma generalmente cuadrada, con una superficie aproximadamente igual a 100 mm².

Los materiales para la fabricación de los módulos FV solares son:

- Monocristalino: de rendimiento energético hasta 15 - 17 %.
- Silicio Poli-cristalino: de rendimiento energético hasta 12 - 14 %
- Silicio Amorfo: con rendimiento energético menor del 10 %;
- Otros materiales: GaAs, Diseleniuro de Indio y Cobre (CIS), Teluro de Cadmio (CdTe).

Actualmente, el material más utilizado es el monocristalino que tiene prestaciones y duración en el tiempo superiores a cualquier otro material utilizado para el mismo fin[31].

Por lo tanto, un **panel fotovoltaico** es equivalente a un generador de electricidad cuya tensión y capacidad de producir carga, al contrario que los generadores eléctricos convencionales (que tienen una fuerza electromotriz propia independiente de cualquier otra circunstancia), dependen de la intensidad de la radiación que incide sobre ellos y, en menor medida, de otros factores como la temperatura[31].

Para cada nivel de E sobre la superficie activa no puede hablarse de un valor tensión característico sino de una relación entre el valor de la propia carga (consumo, intensidad eléctrica) y la tensión generada que afectará a las posibilidades de utilización del panel solar en las diversas aplicaciones[31].

Esta relación, propia de cada nivel de E, queda representada por la denominada **curva característica** del panel y determinará, entre otras cosas, el tipo de acoplamiento (serie, paralelo o mixto) que es necesario realizar para aumentar la capacidad de generación eléctrica[31].

También determinará la potencia eléctrica capaz de generarse en cada circunstancia de carga e E. De la forma de las curvas características se deduce la existencia de un punto óptimo (de máxima potencia) de generación eléctrica que determina los valores de tensión y carga consumida en los que la aportación solar se realiza en las mejores condiciones posibles[31].

Terminología

La representación estándar de un dispositivo fotovoltaico es la característica corriente-tensión (figura). La curva representa las posibles combinaciones de corriente y voltaje para un dispositivo fotovoltaico bajo unas condiciones ambientales determinadas (radiación solar incidente y temperatura ambiente). El punto en concreto de corriente y voltaje en el que el dispositivo fotovoltaico trabajará vendrá determinado por la carga a la que esté conectado[9].

Isc, Intensidad de cortocircuito (A): Es la máxima corriente que producirá el dispositivo bajo unas condiciones definidas de iluminación y temperatura, correspondientes a un voltaje igual a cero.

Voc, Tensión de circuito abierto (V): Es el máximo voltaje del dispositivo bajo unas condiciones definidas de iluminación y temperatura, correspondientes a una corriente igual a cero.

Pmax, Potencia máxima (W): Es la máxima potencia que producirá el dispositivo en unas condiciones determinadas de iluminación y temperatura, correspondiente al par máximo I-V.

Ipmp, Intensidad en el punto de máxima potencia (A): Es el valor de la corriente para Pmax en unas condiciones determinadas de iluminación y temperatura.

Vpmp, Tensión en el punto de máxima potencia (V): Es el valor de voltaje para Pmax en unas condiciones determinadas de iluminación y temperatura.

FF, Factor de Forma: Es el valor correspondiente al cociente entre Pmax y el producto de $I_{sc} \cdot V_{oc}$. Puede venir expresado en tanto por ciento o tanto por 1, siendo el valor 100 % el que corresponderá a un hipotético perfil de cuadrado, no real. Este valor da una idea de la calidad del dispositivo fotovoltaico, siendo dicha calidad del módulo mejor cuanto más alto es su factor de forma[9].

2.4. Acumuladores

Un acumulador electroquímico es una batería secundaria o recargable, capaz de almacenar energía eléctrica mediante una transformación en energía electroquímica. Sus principales características se fundamentan en su autonomía, ya que satisface los requerimientos de consumo en cualquier momento independientemente de la generación, su capacidad de suministrar valores de intensidad superiores a los que proporciona el generador FV y su capacidad de estabilización de la tensión, pues evita fluctuaciones dañinas para los equipos de consumo.

Las Baterías de Plomo - Ácido

El funcionamiento de la batería puede ser descrito en dos modos: carga o descarga. El modo de operación depende del sentido de la corriente. En el modo de carga, la corriente fluye hacia el terminal positivo de la batería aumentando progresivamente el voltaje sus terminales, así como también, la carga almacenada. Por el contrario, durante el modo de descarga, cuando se suministra energía a la carga, la corriente circula saliendo por el terminal positivo, lo que trae como consecuencia la disminución de la Tensión y de la carga almacenada. El régimen de saturación y de descarga profunda se caracterizan por ser dañinos para la batería[11].

Adicionalmente a estas dos fases de operación, existen los estados de sobrecarga y descarga profunda que permiten construir un modelo más preciso aunque bastante complejo de la batería. En la siguiente figura 2.3 se muestran los distintos modos de funcionamiento de una batería.

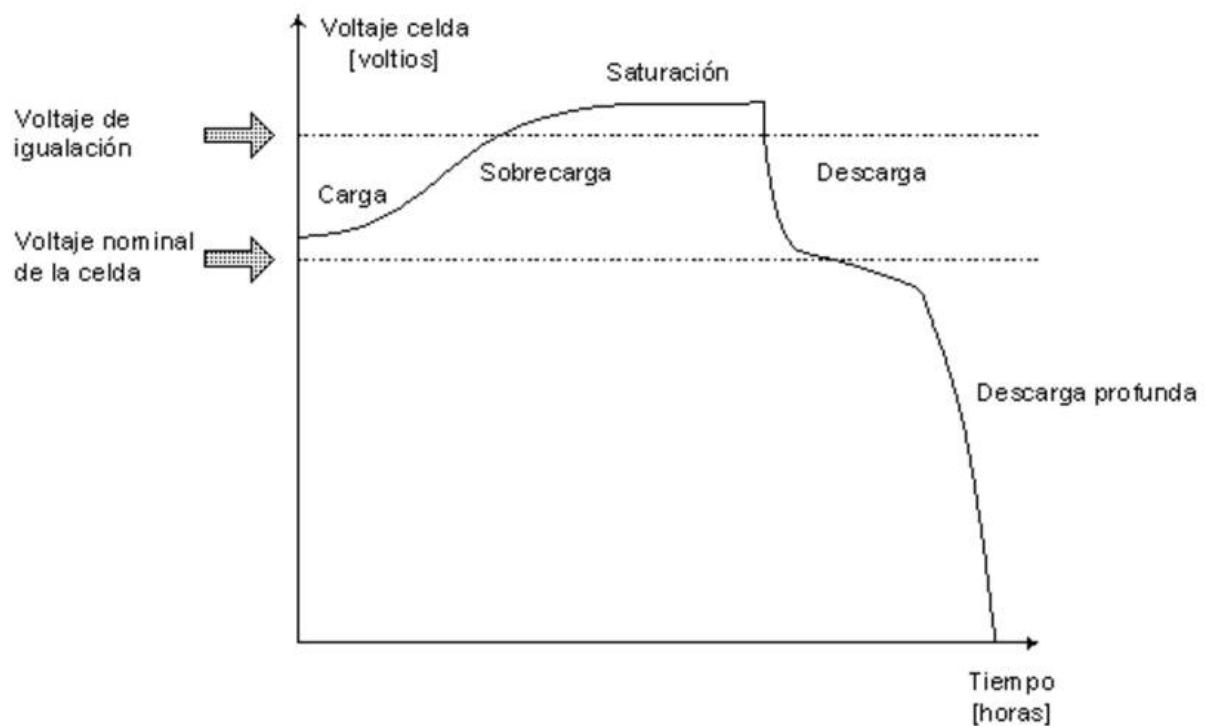


Figura 2.3: Modos de operación de una batería donde se muestran las fases de carga y descarga

Terminología

Q_{nom}: es la carga eléctrica que puede ser extraída de una batería hasta llegar a la descarga total.

Régimen de carga/descarga: es la intensidad absorbida/entregada por un acumulador sobre la capacidad nominal. Normalmente se presenta como un ratio entre la capacidad nominal y la corriente.

Estado de carga de un acumulador (SOC): es la capacidad de una batería parcialmente cargada, dividida por su capacidad nominal. Por tanto siempre se cumple: $0 < \text{soc} < 1$ [11].

$$SOC = 1 - \frac{Q}{C} \quad (2.1)$$

Donde,

C (Ah), es la capacidad de la batería

Q (Ah), es la capacidad entregada por la batería en un tiempo de interés.

Profundidad de descarga (PD) o DOD: es un método alternativo para indicar el estado de carga SOC de una batería.

$$DOD = 1 - SOC \quad (2.2)$$

Tensión de corte: es la tensión a la que finaliza la descarga de la batería. Depende del régimen de descarga y del tipo de batería; determina la profundidad de descarga máxima, PDmax, y por tanto, la Qu, siendo:

$$Qu = PD_{max} \cdot C_{nom} \quad (2.3)$$

Eficiencia farádica: es el ratio entre la carga extraída durante la descarga y la carga requerida para restablecer el estado inicial [11].

Eficiencia energética: es el ratio entre la energía extraída durante la descarga y la energía requerida para restablecer el estado inicial [11].

2.4.1. Principios de funcionamiento

Carga

- El Sulfato de Plomo (PbSO_4) se transforma en Óxido de Plomo (PbO), Plomo, átomo/molécula (Pb) y Ácido sulfúrico (H_2SO_4)[12].
- Con largos períodos en estados parciales de carga, el ácido se concentra en el fondo por gravedad (estratificación).
- Las reacciones no se producen de igual forma en toda la extensión de las placas, lo que realimenta el proceso.
- Puede reducirse mediante un gaseo controlado[12].

- Al terminar el proceso de carga se produce la electrólisis del agua, con liberación de oxígeno e hidrógeno (gaseo)[12].
 - * Pérdida de agua del electrolito (hay que reponerla)[12].
 - * Homogeneización del electrolito por agitación (reduce la estratificación)[12].

Descarga

- Ambos electrodos transforman la materia activa en PbSO_4 en ambos y agua en el ánodo[13].
- Consumo de electrolito (disminuye su densidad) y cambios de volumen de los materiales activos[13].
- Las descargas repetidas producen pérdida de material activo y degradación de las placas[13].
- Si la descarga es muy rápida y la batería permanece descargada largo tiempo, el sulfato cristaliza y no es recuperable (sulfatación)[13].

2.4.2. Efecto de la temperatura

Temperatura baja

- El electrolito se hace más viscoso y decrece la movilidad de los iones (aumenta la resistencia eléctrica)[13].
- Baja la capacidad para un régimen de descarga determinado a razón de 1%/ $^{\circ}\text{C}$ [13].
- Si el electrolito se congela, no hay movimiento iónico, y por tanto la capacidad es nula. Para evitarlo, hay que recurrir a densidades altas de electrolito en lugares muy fríos[13].

Temperatura alta

- Acelera las reacciones, favoreciendo la corrosión. Por tanto, decrece la vida de la batería[14].
- En climas cálidos, se debe optar por bajas concentraciones de electrolito (que se ve compensada por la mayor movilidad iónica debida a la alta temperatura)[14].
- Baja el valor de tensión al que empieza la sobrecarga debido a que la resistencia interna baja con la temperatura[14].
- Hay que corregir el umbral de corte con la temperatura (se puede utilizar la ambiente como referencia)[14].

2.4.3. Ciclado

El ciclado es el proceso por el que un acumulador es continuamente cargado y descargado durante su vida. Tanto el ciclado como los agentes externos contribuyen a degradar el acumulador hasta que alcanza el fin de su vida útil, momento que puede ser definido como un valor mínimo en su capacidad útil.

Factores que contribuyen a la resistencia al ciclado:

La profundidad de descarga: las descargas profundas disminuyen los ciclos de vida de una batería[14].

El régimen de carga: cuanto mayor es el régimen de carga y el porcentaje de sobre-carga, menor será la vida alcanzada[14].

La temperatura: las temperaturas altas aceleran la corrosión en los electrodos disminuyendo los ciclos de vida[14].

2.4.4. Composición

Un esquema general de la composición de una batería se puede ver en la siguiente figura 2.4:

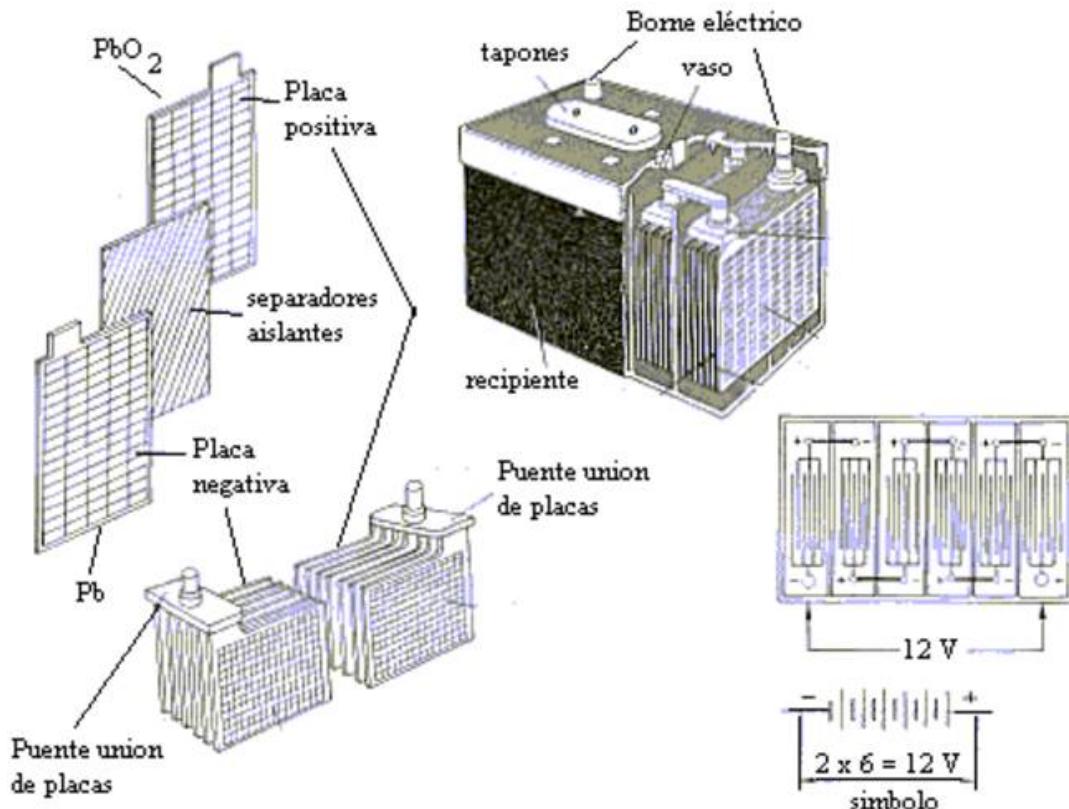


Figura 2.4: Composición interna típica de una batería de plomo[15]

Rejillas

Las rejillas dan soporte estructural a los materiales activos (PbO_2 en el ánodo, Pb en el cátodo) y conducen la corriente eléctrica hacia el circuito externo.

Están fabricadas en aleaciones de Pb , tanto de Plomo-Calcio, la cual proporciona alta resistencia a la corrosión por sobrecarga pero presenta elevada corrosión en bajos estados de carga, como de Plomo-Antimonio, que presenta buen comportamiento en ciclado y en descarga profunda.

La rejilla negativa es plana, mientras que la rejilla positiva puede ser plana (operación en flotación) o tubular (operación en ciclado).

Materiales activos y electrolito

Los materiales activos participan en las reacciones químicas. Están adheridos a las rejillas y deben ser porosos para permitir la penetración del electrolito. Este participa en la reacción y realiza el transporte iónico para cerrar el ciclo de corriente de las reacciones.

La elección del electrolito debe tener en cuenta su densidad, conductividad, punto de congelación, poder de corrosión e impurezas. Para reducir la resistencia eléctrica del electrolito, su densidad debe ser alta, pero un electrolito de alta densidad es muy agresivo (produce corrosión en la rejilla positiva). Altos regímenes de descarga requieren mayor densidad para facilitar el transporte iónico. Los acumuladores estacionarios utilizan densidades más bajas que los de arranque.

El electrolito puede ser líquido (baterías aireadas) o inmovilizado (selladas).

Separadores

Los separadores aíslan las placas de diferente polaridad pero permiten el movimiento iónico a través de él mismo. En cuanto a sus características, deben tener resistencia mecánica, ser permeables y porosas, resistentes a la oxidación, no poseer contaminantes y eléctricamente no conductores.

2.4.5. Tipos de acumuladores y características

Un acumulador incorporado a un SFA debe ser capaz de funcionar sometido a ciclados diarios y anuales de carga y descarga, teniendo en cuenta que la carga entregada por el generador depende directamente de la radiación (variable en los períodos diario y anual). Debido a las posibles fluctuaciones en la carga aportada, es probable que se sucedan periodos prolongados en carga parcial. Por tanto, es habitual que las descargas sean a baja intensidad con periodos de descarga largos[16].

- Baterías de arranque
 - * Habitualmente empleadas en automóviles.
 - * Fácilmente localizables en cualquier mercado local a bajo precio (relativo).
 - * Opción frecuentemente empleada en sistemas eléctricos de pequeño tamaño en entornos rurales.
 - * Reemplazo de baterías estropeadas.
 - * Buen comportamiento en descarga de alta intensidad y tienen buen rendimiento de descarga a bajas temperaturas.
 - * No son resistentes al ciclado.
- Baterías de tracción
 - * Empleadas, por ejemplo, en carretillas elevadoras.
 - * Resistencia suficiente para soportar un elevado número de ciclos profundos de carga-descarga.
 - * Requieren aportación de agua y mantenimiento frecuente.
 - * Empleo en SFA sólo cuando exista mantenimiento regular.
- Baterías estacionarias

- * Empleadas en Sistemas de Alimentación Ininterrumpida (SAI) o instalaciones remotas (por ejemplo, radioenlaces).
- * Funcionan en régimen de flotación.
- * Gran reserva de electrolito aunque realizan poco uso de agua.
- * Resistencia a la corrosión y elevada fiabilidad.
- * Opción muy interesante para SFA. Precio más elevado frente a las anteriores opciones.
- Baterías «fotovoltaicas»
 - * Baterías Baterías de arranque, luz, encendido (Start, Light, Ignition) (SLI) modificadas (baratas)
 - * Baterías estacionarias modificadas (caras)

La elección entre uno u otro tipo es un ejercicio que debe tener en consideración no sólo criterios puramente técnicos sino también aspectos como el coste del sistema, recursos de mantenimiento disponibles durante la vida del sistema, disponibilidad de reemplazo en el mercado local o capacidad de intervención del usuario. No obstante, para aplicaciones fotovoltaicas se recomienda usar baterías estacionarias aireadas de placa positiva de tipo tubular, o al menos baterías SLI modificadas (placas más gruesas, mayor cantidad de electrolito por encima de las placas, más baratas que las estacionarias), con aleación de Pb-Sb en la rejilla y vaso transparente[17].

2.5. Regulador de carga con Seguidor de Punto de Máxima Potencia

2.5.1. Introducción

Un regulador de carga al que le ha sido implementado un sistema de Seguidor de Punto de Máxima Potencia (Maximum Power Point Tracker) (MPPT) es un dispositivo electrónico que regula la carga de baterías controlando el punto en el que los paneles solares empleados para la carga producen la mayor cantidad de energía eléctrica.

La potencia de un panel solar se mide en Vatios (Watts). La potencia es el producto de la Tensión (V) por la Intensidad (A), siendo:

$$P = dw/dt = dw/dt \cdot dq/dt = V \cdot I \quad (2.4)$$

En la gran mayoría de los SFA con baterías es necesario un SFA. La misión primordial de un regulador de carga en un sistema fotovoltaico autónomo con baterías es realizar un proceso óptimo de carga de la batería, permitiendo la carga completa pero evitando la sobrecarga y la sobredescarga[22].

Los controladores de carga con MPPT siempre buscan el balance entre Tensión e Intensidad en el que los paneles solares operan a su máxima potencia. Si se observa la curva Tensión e Intensidad de un panel solar, de la cual se hablará más adelante, el punto de máxima potencia se encuentra en el punto de inflexión de la curva (ver siguiente figura 2.5). Un controlador de carga con MPPT se va a asegurar que los paneles solares operen lo más cerca posible de este punto, incrementando por consiguiente la producción del arreglo solar[22].

2.5. REGULADOR DE CARGA CON SEGUIDOR DE PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA

La estrategia de control del regulador de carga determina el proceso de carga de una batería y es responsable en última instancia tanto de la capacidad del sistema de satisfacer los consumos como de la vida útil de la batería. Además de la vigilancia y control del estado de carga de la batería con el objeto de maximizar su vida útil, el regulador de carga puede disponer de funciones adicionales como compensación por temperatura de batería, alarmas, monitorización y visualizadores[22].

A pesar de que el regulador de carga puede suponer sólo un 5 % del coste total del sistema, su funcionamiento tiene una gran influencia en la vida útil de la batería y por tanto en el coste final del sistema (de un 20 a un 40 % en función del coste de sustitución del sistema de baterías)[22].

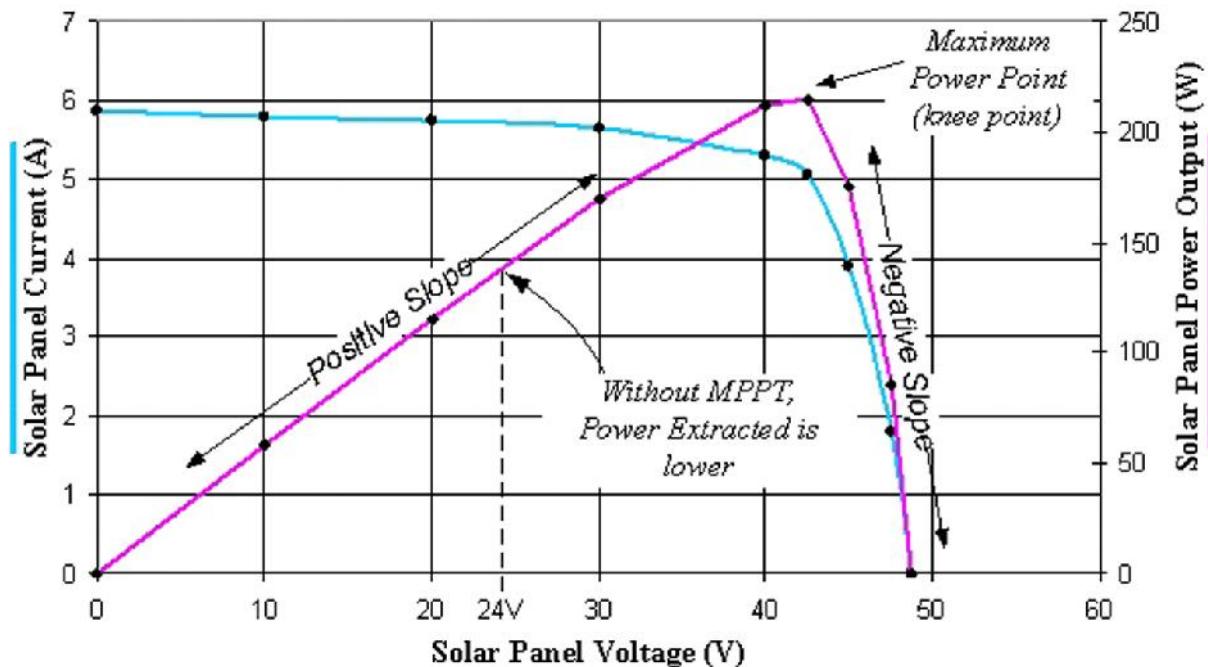


Figura 2.5: Curvas características de Tensión-Intensidad y Tensión-Potencia de un sistema fotovoltaico con regulador de carga MPPT

El regulador de carga permite aprovechar al máximo la energía suministrada por el generador FV, a la vez que garantizar la protección adecuada y buen servicio de las baterías. En caso de sobrecarga pone el generador FV en circuito abierto evitando el paso de corriente del generador hacia la batería. En caso de sobredescarga puede cortar el suministro a los consumos o bien avisar mediante una alarma indicando que la tensión de batería es inferior a los niveles mínimos de seguridad. Una sobrecarga de las baterías provoca procesos de gasificación (hidrólisis del agua en hidrógeno y oxígeno) que pueden disminuir considerablemente la vida de la batería. Una sobredescarga afecta a la futura aceptación de carga de la batería[23].

En términos generales, las características eléctricas que definen un regulador son la tensión nominal y la intensidad máxima de trabajo. La instalación del regulador se ha de realizar en un lugar fácilmente accesible de modo que resulte cómoda la utilización de los elementos que habitualmente dispone para control del estado de la instalación (visualizadores e indicadores)[23].

En el mercado existen diversos tipos de reguladores, con prestaciones y sistemas de medida diferentes. Un regulador avanzado, además de integrar las funciones de prevención de sobrecarga y sobredescarga, se encarga de suministrar información sobre el estado de carga de la batería. Permite la selección del tipo de carga (normal o carga de igualación) así como la corrección de la tensión de corte en función de la temperatura[23].

Algunos reguladores pueden realizar el seguimiento del punto de máxima potencia del generador FV, maximizando la energía transferida desde el generador FV hacia la batería. Algunos reguladores de carga disponen de un sistema de monitorización que registra y almacena la operación del sistema, pudiéndose descargar sus datos a un ordenador mediante un puerto serie[24].

En sistemas FV autónomos centralizados, en los que la energía se distribuye a los usuarios desde un punto central de generación, el regulador de carga puede incorporar funciones de regulación de suministro de energía (en inglés se utiliza habitualmente el término «energy dispatching») a usuarios individuales, pudiendo cortar el suministro a aquellos que consumen demasiado o realizando labores de tarificación remota.

2.5.2. Funciones de un regulador de carga

En un sistema fotovoltaico con baterías, durante el día la energía eléctrica que proviene del generador alimenta el consumo y el exceso de energía carga la batería y durante la noche la batería se descarga para alimentar el consumo.

Las misiones del sistema de regulación de carga son, por un lado, evitar que debido a una corriente excesiva proporcionada por el generador, éste pueda sobrecargar el acumulador; y por otro, evitar que la baterías se sobredescarguen y su estado de carga decaiga por debajo del nivel mínimo permitido (normalmente se recomienda no descargar una batería de Pb-ácido más del 30 %). La mayor parte de los reguladores permiten inicialmente que toda la corriente del generador pase hacia la batería, después, cuando la batería está cerca del final de la carga, suministrará corrientes intermitentes para mantener la batería en un estado de flotación[24].

Algunos reguladores sobrecargan la batería periódicamente (cargas de ecualización) para homogeneizar los distintos vasos que componen la batería y disminuir la estratificación del electrolito. Un regulador funciona habitualmente por control de la tensión, directamente relacionada con el estado de carga, medida en los terminales de la batería[24].

Es recomendable que esta medida se realice por el método de cuatro puntas para descontar las caídas de tensión en los cables, fusibles u otros elementos situados entre el regulador y la batería. En función del método específico de control utilizado, puede ser de varios tipos aunque los dos métodos básicos son el regulador serie y el regulador paralelo:

- El regulador serie, cuando detecta que la batería está completamente cargada, pone en circuito abierto el generador FV.
- El regulador paralelo deriva la corriente del generador FV a través de un dispositivo divisor situado en paralelo entre el generador fotovoltaico y la batería. Esta derivación es progresiva, disminuyendo la corriente de carga paulatinamente en función de la tensión de batería. Los reguladores paralelo únicamente son utilizados en sistemas de poca potencia, debido principalmente al problema que supone disipar elevadas potencias.

Una modificación habitualmente utilizada en los reguladores serie es la utilización de un control PWM para la carga de la batería. En lugar de poner el generador fotovoltaico en circuito abierto, a partir de unos determinados niveles de tensión, se produce una carga pulsada, PWM, de la corriente. Esto hace que se cargue mejor la batería. Un regulador en un sistema FV ha de ser configurado específicamente en función del tipo de batería, aplicación y condiciones climáticas[25].

Algunos reguladores también proporcionan información al usuario sobre la operación del sistema y el estado de la batería. En la mayor parte de los casos el regulador sirve como centro de información del estado del sistema y punto de conexión del cableado de varios componentes en el sistema[25].

Los interruptores de los reguladores pueden ser dispositivos de estado sólido o relés electromecánicos. Aunque en los reguladores más simples se utilizan relés electromecánicos, en la mayoría de los casos se utilizan MOSFETs o transistores de potencia que necesitan menor potencia de activación, son más pequeños y pueden operar un número mayor de ciclos[25].

En algunos tipos de baterías, particularmente las de plomo-ácido, se recomiendan cargas periódicas de ecualización para mantenimiento óptimo de la batería. En la mayoría de los casos se requiere la intervención del usuario que puentea el regulador durante la carga de ecualización. Algunos reguladores permiten la automatización de este proceso con una frecuencia programada. Se recomienda realizar esta operación una vez cada dos o tres semanas[25].

El regulador se selecciona en función de la Tensión del sistema y de la Intensidad de cortocircuito, I_{sc} , del generador FV (en STC), aplicándole un factor de seguridad (normalmente 1.3) debido a que en determinadas ocasiones (días con nubes) E puede alcanzar los 1.300 W/m^2 . En la siguiente figura 2.5 se observa claramente en qué variables incide el regulador, entre la carga y el generador fotovoltaico:

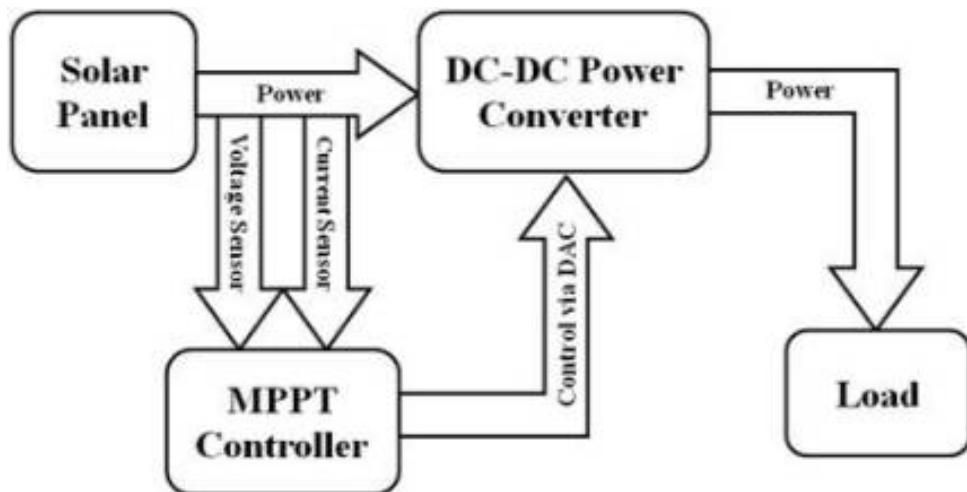


Figura 2.6: Esquema general de control de un MPPT[26]

Las principales funciones de los reguladores son:

- **Prevenir la sobrecarga de la batería.** Limitar la energía suministrada a la batería por el generador FV cuando la batería está plenamente cargada. Sin un regulador de carga en el sistema que prevenga la sobrecarga la corriente de carga, proporcional a la irradiancia, entraría en la batería independientemente de si ésta está cargada o no[26].

Si una batería está completamente cargada, el continuar inyectando corriente origina un fuerte gaseo, pérdida de electrolito, calentamiento interno y corrosión acelerada de las rejillas, todo ello limita considerablemente la vida útil de la batería. Los reguladores de carga previenen la sobrecarga mediante limitación, interrupción completa, o pulsación de la corriente del generador fotovoltaico en función de unos determinados niveles de tensión de batería, relacionados con su estado de carga[26].

- **Prevenir la sobredescarga de la batería.** Desconectar los consumos de la batería cuando el estado de carga de la batería es muy bajo. Durante periodos prolongados de muy baja radiación o de uso excesivo del consumo, la energía producida por el generador fotovoltaico puede no ser suficiente para recargar la batería. Cuando una batería de plomo-ácido se descarga excesivamente repetidamente se producen daños irreversibles que conducen a una pérdida de capacidad y vida útil[26].

Para evitar la sobredescarga, el regulador desconecta el consumo cuando la tensión de batería desciende por debajo de unos determinados niveles de tensión. Previamente a la desconexión del consumo, el regulador avisa al usuario mediante la emisión de una serie de alarmas. De este modo el regulador de carga, a pesar de su sencillez y su bajo coste comparado con el coste total del sistema, es el elemento que está más íntimamente relacionado con la vida útil de la batería y el buen funcionamiento del sistema[26].

- **Proporcionar funciones de control del consumo.** Conectar y desconectar automáticamente los consumos en un momento determinado (p.e. conectar una lámpara desde la puesta hasta la salida del Sol). Establecer un control de consumos prioritarios. Proporcionar información del estado del sistema a los usuarios u operarios, mostrando o indicando información como el voltaje y corriente de la batería, estado de carga, alarmas, etc... Servir como mecanismo de control para la conexión de otros generadores auxiliares de energía. Servir como centro de cableado proporcionando un punto de conexión para otros componentes en el sistema, incluyendo el generador FV, la batería y las cargas o consumos[26].

- Otras funciones asociadas con el regulador de carga:

- * **Convertidor DC/DC.** La función de los convertidores DC/DC es primordialmente convertir una potencia de entrada $P_i=V_i \cdot I_i$ en una potencia de salida $P_o=V_o \cdot I_o$ con el mayor rendimiento posible $=P_o/P_i$ haciendo que V_i e I_i se correspondan con el punto de máxima potencia del generador. También son utilizados para realizar cambios en los valores de las tensiones de trabajo de distintos consumos, por ejemplo utilización de una carga de tensión nominal 48 voltios en un sistema fotovoltaico que dispone de una batería de 12V. En la actualidad el rendimiento de estos dispositivos es muy elevado (90-95 %) y su utilización se suele incluir en el diseño de los propios reguladores (pudiendo llegar a reducir en un 20 % la potencia pico instalada). Estos sistemas están justificados en sistemas "grandes"(10-20 kWp) con la excepción de los sistemas de bombeo que utilizan pequeñas bombas DC de desplazamiento positivo, como se verá posteriormente[28].
- * **Servir como control de otros generadores auxiliares.** En algunos casos, cuando el regulador detecta un bajo estado de carga de la batería puede conectar automáticamente un generador auxiliar para recargar la batería[28]. También se puede activar una alarma

sonora para alertar al usuario de que manualmente conecte dicho generador auxiliar. Lo mismo puede ocurrir cuando el regulador detecta un voltaje tal que la batería esté completamente cargada para desconectar el generador auxiliar.

- * **Cargas de ecualización.** Algunos tipos de baterías requieren cargas periódicas de ecualización para mantener la batería en condiciones óptimas de funcionamiento. En condiciones normales esto es realizado por el usuario puenteando el circuito de regulación por el periodo que dure la carga de ecualización. Algunos reguladores realizan esta función automáticamente a intervalos de tiempo regulares (15-20 días) que puede ser programado en el microprocesador de control[28].
- * **Modificación de los puntos de corte.** Mientras que algunos reguladores de carga utilizan resistencias para fijar los puntos de corte, otros disponen de potenciómetros o “DIP switches” que permiten variar los puntos de corte y rearme de carga y sobrecarga. Aunque el diseñador o instalador puede necesitar tener acceso a modificar la configuración, no se recomienda permitir acceso al usuario[28].
- * **Regulación de tensión de la carga.** En algunas aplicaciones con consumos críticos como los equipos de telecomunicaciones o telemetría, el consumo debe trabajar a un voltaje específico dentro de un definido rango de variación. Algunos reguladores incorporan convertidores DC/DC o simples reguladores de tensión en el caso que el voltaje de la carga sea menor que el voltaje menor esperado de la batería[28].
- * **Protecciones contra sobretensiones.** Muchos reguladores incluyen algún tipo de dispositivo para eliminar sobretensiones, como varistores, conectados entre los terminales positivo y negativo a tierra. En caso de sobretensiones, los varistores desvían la energía a tierra protegiendo la electrónica del sistema[28].

Diseño de los elementos de control.

Los interruptores de regulación pueden ser dispositivos de estado sólido o relés electromecánicos. Los reguladores simples ON/OFF suelen utilizar relés, sin embargo en muchos casos, se utilizan MOSFETs o transistores de potencia ya que tienen un menor consumo, son más pequeños, y pueden operar durante un mayor número de ciclos. Dichos elementos deben estar dimensionados adecuadamente para cada aplicación, al menos el 125 % de la corriente de cortocircuito de generador FV[28].

Así mismo, son de crucial importancia las condiciones ambientales debido a que normalmente, los sistemas FV se instalan en lugares remotos mal acondicionados y sujetos a condiciones climáticas extremas. Por ello, los reguladores se diseñan para operar bajo unas condiciones de humedad relativa, temperatura, polvo..., determinadas, con lo que resultan de vital importancia los grados de protección de las cajas que contienen los circuitos de control[28].

Por último, dos desventajas que conviene resaltar son:

- Caídas de tensión. Las caídas de tensión, como p.e. en los sistemas de 12 V, pueden ser determinantes en el comportamiento del sistema. Algunos reguladores pueden tener caídas de tensión de 0,1 a 1,5 plena carga, suficientemente importantes para influir en el acople entre la batería y el generador FV disminuyendo la corriente de carga.
- Autoconsumo. En sistemas FV de pequeñas dimensiones, algunos reguladores presentan un autoconsumo inaceptablemente elevado.

2.5.3. Maximum Power Point Tracker (MPPT)

La variabilidad de la potencia de salida del generador FV implica que en caso de no existir dispositivos de acople entre la carga y el generador el sistema a menudo operará fuera del punto de máxima potencia. Las pérdidas de desacople pueden evitarse con la utilización de dispositivos electrónicos denominados seguidores del punto de máxima potencia que aseguran que siempre hay un máximo de transferencia de energía entre el generador FV y la carga situando el punto de trabajo del sistema en el punto de máxima potencia del generador.

Los MPPT se denominan de esta manera ya que, dinámicamente siguen y fuerzan al generador FV a trabajar en el punto de máxima potencia instantánea, proporcionando un aumento del rendimiento total del sistema. El MPPT se encuentra implementado en algunos reguladores de carga de baterías y en la mayor parte de los inversores conectados a la red. El principio de operación se basa en el ajuste del punto de operación de voltaje (o de corriente) de modo que la potencia obtenida se aproxime lo más posible al valor de la potencia máxima del generador. En la figura siguiente se observa el punto de operación del aparato en cuestión conectado en un SFA:

Existen varios modos de seguir el punto de máxima potencia que se pueden clasificar en métodos directos y métodos indirectos. Los métodos directos incluyen algoritmos que utilizan los valores medidos de la corriente y de la tensión de entrada y variando los puntos de trabajo del generador determinan el valor actual del Pmax. El ajuste del SPMP puede ser continuo o intermitente cada cierto periodo de tiempo, y los algoritmos pueden no incluir movimientos de búsqueda artificiales[16].

Las referencias externas pueden provenir de la medida de la E, la Temperatura del módulo, la Isc o el Voc de una célula FV de referencia. Se utilizan una serie de parámetros para estimar el Pmax a partir de dicha señal de referencia. Cuando se instala un MPPT en el sistema, sustituye al generador como interfase con el resto de los componentes. Los MPPT se pueden utilizar con reguladores de carga, con consumos directamente conectados al generador FV, como bombas DC, con inversores de frecuencia variable para bombeo o con inversores sin batería (como en la conexión a red de los tejados fotovoltaicos). El incremento en la captación energética del generador se ha calculado que puede llegar al 15 % a lo largo del día para sistemas con baterías. En sistemas directamente acoplados el incremento se puede considerar mayor dependiendo de la conexión inicial entre la carga y el generador[16].

Un método alternativo de MPPT es fijar la tensión de trabajo a un valor relacionado con el voltaje de circuito abierto del generador fotovoltaico y modificar ese valor en función de la temperatura de operación. Con este sencillo método no se sigue el punto de máxima potencia pero los resultados son buenos. Los MPPT son normalmente convertidores DC/DC de alta frecuencia que utilizan relés de estado sólido. Los convertidores DC/DC son dispositivos bastante eficientes que no introducen muchas pérdidas en el sistema[16].

2.5.4. Tensiones de regulación

Los niveles de tensión a los cuales el regulador realiza el control o los cortes se denominan puntos de regulación. Para los seguidores con regulación de sobrecarga y sobredescarga se utilizan cuatro valores de tensión para dicha regulación:

V_{sc}, Tensión de corte de sobrecarga: Es la máxima tensión que el regulador permite que alcance la batería. Cuando este detecta que la tensión de la batería alcanza el valor de V_{sc} desconecta el generador o comienza a regular (limitar) la cantidad de corriente que éste suministra a la batería[16].

En algunos diseños se utilizan dos puntos de regulación (regulación dual): el más alto para la primera carga del día proporcionando un poco de sobrecarga, gaseo y ecualización, mientras que el más bajo para los ciclos siguientes del día. La selección del voltaje de regulación depende de muchos factores, incluyendo tipo y diseño de la batería, tamaño de la carga y del generador respecto de la batería, temperaturas de operación y consideraciones de pérdida de electrolito. Mientras que un mínimo gaseo es recomendable en unos tipos de baterías en otros es totalmente perjudicial[16].

Los voltajes de corte de sobrecarga para aplicaciones FV son considerablemente mayores que los recomendados por los fabricantes como «Tensión de flotación V_f». Esto es debido a que en sistemas FV la batería ha de recargarse en un corto periodo (durante las horas de sol) mientras que los fabricantes consideran tiempos de carga mucho mayores[17].

V_{rc}, Tensión de rearme de sobrecarga: Es una tensión de histéresis para reconectar el generador para cargar la batería. En los reguladores ON/OFF, una vez que se desconecta el generador FV a V_{sc} el voltaje de la batería comienza a decrecer. La velocidad de este decrecimiento depende de varios factores, incluyendo el régimen de carga previa a la desconexión y la descarga dedicada al consumo. Si estos han sido elevados el voltaje decrecerá más rápidamente que si han sido moderados[17].

V_{sd}, Tensión de corte de sobredescarga: Es el valor mínimo de tensión antes de desconectar el consumo. En algunos diseños específicos se puede establecer una jerarquía de prioridades en la desconexión de los consumos críticos. Para la determinación del valor correcto del voltaje de corte de sobre descarga, se han de considerar los regímenes de descarga. Ya que el voltaje está influenciado por el régimen de descarga, se ha de poner un voltaje menor para conseguir la misma profundidad de descarga a altos regímenes de corriente[17].

No obstante estos altos regímenes no son muy corrientes en los sistemas FV. Los valores típicos utilizados para V_{sd} están entre 11,0 y 11,5 V, que se corresponden con un 75-90 % de profundidad de descarga para la mayoría de las baterías de plomo-ácido de 12 V nominales con regímenes de descarga menores de C30. Es necesario considerar que los valores recomendados habitualmente por los fabricantes de baterías se corresponden con el 100 % de profundidad de descarga. Para baterías de plomo-ácido este valor es típicamente de 10,5V, 1,75 V por vaso[17].

En los sistemas FV nunca se debe descargar completamente una batería ya que esto acorta su vida útil. En general se selecciona un V_{sd} para que la descarga de la batería no sea mayor del 75-80 % de profundidad de descarga[20].

V_{rd}, Tensión de rearme de sobredescarga: Es el valor de tensión que reconecta el consumo a la batería. Los valores típicos están en torno a 12,5-13,0 V para baterías de plomo-ácido de 12 V nominales. La mayoría de los reguladores permiten el ajuste de estos voltajes mediante potenciómetros con el objeto de adecuar los niveles de corte en función del tipo de batería utilizado. El acceso a estos ajustes no debe ser accesible para el usuario y únicamente deberá ser modificado por personal experimentado.

El voltaje de corte de sobrecarga es quizás uno de los parámetros más importantes, que permite cargar la batería al máximo con un mínimo gaseo y pérdida de agua. El valor de este voltaje es un valor empírico y es diferente para diferentes tipos de baterías e incluso diferente para diferentes fabricantes del mismo tipo de batería[20].

2.5.5. Compensación con la temperatura

Debido a la alta dependencia de las reacciones químicas y el gaseo de la batería con la temperatura, algunos reguladores corrigen las tensiones de sobrecarga con la temperatura para incluir la dependencia de la tensión final de carga de las baterías con la temperatura.

- Las *temperaturas bajas* reducen la reacción, la capacidad y aumentan el valor de la Tensión de gaseo.
- Las *temperaturas elevadas* aceleran la reacción, aumentan la corrosión y reducen el valor de la Tensión de gaseo.

El valor recomendado de esta corrección suele variar entre -0,002 y -0,005 V/°C para baterías de plomo-ácido. Por ejemplo una batería cuyo voltaje final de carga sea 14,5 V a 25°C ha de corregirse a 14,8 V a 15°C y a 14,2 a 35°C[20].

El voltaje de corte por sobredescarga no se corrige con la temperatura (a no ser que se opere normalmente a temperaturas bajo cero). Es conveniente ajustar la densidad del electrolito de acuerdo con las condiciones locales de temperatura ambiente (aumentar la densidad para ambientes fríos y disminuirla en ambientes cálidos)[20].

2.5.6. Tipos de reguladores de carga

Dentro del mercado existente, se pueden distinguir entre reguladores serie y paralelo.

Regulador serie.

El principio de operación del regulador serie es un interruptor que se coloca en serie entre el generador fotovoltaico y la batería. Actúa desconectando el generador del acumulador cuando la tensión en carga alcanza cierto valor, evitando así la sobrecarga. El regulador serie incluye también un interruptor entre la batería y la carga para evitar la sobredescarga de la batería cortando el suministro de energía cuando la batería se descarga por debajo de un cierto umbral[27].

Dentro de los reguladores serie se pueden encontrar variadas técnicas de control:

- **Control serie simple (On/Off)**, como el explicado anteriormente, en el cual el regulador de carga corta el consumo si la tensión de batería desciende de un determinado valor, y pone en circuito abierto el generador FV si la tensión de batería supera la tensión de sobrecarga.
- **Control serie**, dos estados, con un algoritmo similar al anterior, excepto que la regulación del voltaje final de carga ocurre a dos voltajes: inicialmente un voltaje elevado de ecualización y después un voltaje de flotación, lo que permite un gaseo periódico de la batería. Lo mismo ocurre con la corriente de carga, inicialmente se carga a plena corriente y posteriormente se reduce[27].

- **Control serie lineal**, en el que se aplica un voltaje constante a medida que la batería se aproxima a V_{sc} utilizando un elemento de control serie que actúa como una resistencia variable que disipa el excedente energético que no se usa para la carga de la batería[27].
- **Control por modulación Modulación por ancho de pulsos (Pulse-Width Modulation) (PWM)**, en el que se aplican pulsos de corriente a frecuencia variable (p.e. 20 kHz) de modo que la batería recibe un voltaje de carga constante del generador[27].
- **Control multietapa**, generalmente utilizado en grandes sistemas en los que el generador FV completo se divide en varios sub-generadores que se conectan o desconectan gradualmente para decrecer la corriente de carga cuando la batería está cerca de plena carga[27].

Regulador paralelo.

El regulador paralelo funciona por disipación de energía a través de un transistor o Transistor utilizado para amplificar o conmutar señales electrónicas (Metal-Oxide-Semiconductor Field-Effect Transistor) (MOSFET) colocado en paralelo con el generador y el sistema de baterías. Cuando la tensión del acumulador está por encima de un valor preestablecido, el dispositivo limita la corriente que llega al acumulador, consecuentemente la tensión se mantiene en un valor equivalente a carga de mantenimiento o flotación, la cual permite una carga más completa de las baterías y un mejor aprovechamiento de la energía de los módulos. La desventaja de este tipo de regulador es que una vez que se alcanza el voltaje de regulación por sobrecarga, el generador FV se cortocircuita a través del dispositivo de regulación (MOSFET) con los consecuentes problemas de disipación de energía y calentamiento. Es también necesario verificar que estos reguladores están protegidos contra inversión de polaridad del generador FV y de la batería[27].

Dentro de los reguladores paralelo, conceptualmente se pueden diferenciar entre:

- **Control paralelo (On/Off)**, en el que se desconecta el generador cuando se alcanza V_{sc} . Normalmente se utilizan en sistemas con corrientes inferiores a 20 A por problemas de disipación de calor. El autoconsumo de estos es menor que el de los reguladores serie con relés.
- **Control paralelo lineal (diodo Zener)**, en el que se utiliza un elemento de control para mantener la batería en V_{sc} cuando se aproxima a plena carga. Se instala en paralelo con la batería un diodo Zener con un voltaje de polarización inversa igual a V_{sc} . Cuando la batería alcanza V_{sc} , el diodo conduce, desviando tanta corriente como sea necesario para mantener al sistema en carga flotante.
- **Control PWM paralelo**, con dispositivos de alta frecuencia en los que se varía el tiempo de conmutación para controlar la corriente que de carga a la batería, manteniéndola a V_{sc} (o a valores muy próximos), reduciéndose los problemas de disipación de calor.

Los reguladores de carga basados en tecnología analógica están dando paso a la utilización de reguladores electrónicos más inteligentes con sofisticados algoritmos de control, como por ejemplo reguladores basados en “lógica difusa” o en redes neuronales. No obstante cuando la fiabilidad del sistema es primordial y las labores de mantenimiento pueden ser muy costosas, generalmente los reguladores más sencillos son recomendables.

A pesar de todo, la mayor parte de los reguladores modernos utilizan microprocesadores, cuyo incrementos de coste está en un rango asequible de precios, que permiten la incorporación de funciones adicionales de monitorización y control. La mayoría de los reguladores de carga disponibles en mercado venían utilizando un algoritmo simple de regulación tipo ON/OFF basado en tensiones de corte e histéresis por sobrecarga y sobredescarga[31].

La carga y recarga de la batería depende, de este modo, de la selección adecuada de estos valores de tensión de corte. Si la tensión de corte por sobrecarga es demasiado elevada se producen fenómenos de sobrecarga con gaseo excesivo, pérdida de electrolito, sobrecalentamiento, etc.... En caso contrario la batería no llega a plena carga, originando estratificación del electrolito y sulfatación, aumentando la resistencia interna de la batería y disminuyendo el rendimiento de carga[31].

Los nuevos diseños de reguladores suelen incorporar una estrategia de carga basada en regulación PWM de la tensión de batería. Cuando los reguladores serie ON/OFF alcanzan la tensión de sobrecarga y desconectan la carga de la batería por parte del generador FV, los reguladores PWM, un poco antes de alcanzar este valor, realizan ciclos de conexión/desconexión del generador FV a la batería con una determinada frecuencia determinada en función de un control PWM, que mantiene constante la tensión de batería a una determinado valor de tensión final de carga controlando la corriente de carga mediante pulsos PWM de una frecuencia determinada. La frecuencia de conmutación PWM suele estar en el rango de 8 Hercio, unidad de frecuencia del Sistema Internacional de Unidades (Hz) a 300 Hz, no siendo recomendable superar los 10 kHz[31].

En general el gaseo, provocado por una ligera sobrecarga de la batería, podría realizarse una vez cada dos o tres semanas, reduciendo el deterioro de la batería e incrementando su capacidad de aceptación de la carga. Por ejemplo, si las tensiones habituales de corte por sobrecarga son de 14,1 V (2,35 V/vaso) para baterías selladas de plomo-ácido y se 14,4 V (2,4 V/vaso) para baterías abiertas (a 25°C). Estos valores se pueden incrementar a 14,5 V o 14,8 V para sobrecarga. Esta función suele ir incorporada automáticamente en algunos reguladores de carga con microprocesador. Sin embargo no es recomendable la sobrecarga muy frecuente ya que disminuye la vida útil de la batería.

2.6. Normativa en Sistemas Fotovoltaicos

2.6.1. Normativa acerca de las instalaciones fotovoltaicas [34]

REAL DECRETO 1578/2008, de 26 de septiembre

Desde el año 2000 en el que el Gobierno introdujo el Plan de Fomento de las Energías Renovables en España 2000-2010. El panorama de energías renovables en España ha evolucionado de manera muy rápida en el caso de la energía solar fotovoltaica. Dicho plan establecía un objetivo de 150MW de potencia fotovoltaica instalada.

En el año 2005, se realizó una revisión del Plan de 2000 y fue aprobado el Plan de Energías Renovables 2005-2010, con el que el gobierno tenía el propósito de reforzar los objetivos prioritarios de la política energética, aumentar la seguridad y calidad del suministro eléctrico y mejorar el respeto al medio ambiente, además de los compromisos internacionales como el

Protocolo de Kyoto y la pertenencia de España a la Unión Europea. Todo esto con el objetivo de alcanzar los objetivos del Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, 2008-2012. En el Plan de 2005 el objetivo de potencia fotovoltaica se amplió a 400MW.

El crecimiento de la potencia instalada experimentado por la tecnología solar fotovoltaica ha sido muy superior al esperado. Según la información publicada por la Comisión Nacional de Energía, Comisión Nacional de Energía (CNE), en relación al cumplimiento de los objetivos de las instalaciones del régimen especial, determinado de acuerdo con los artículos 21 y 22 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, en agosto de 2007 se superó el 85 por ciento del objetivo de potencia instalada fotovoltaica para 2010 y en el mes de mayo de 2008, se han alcanzado ya los 1.000 MW de potencia instalada.

Esta rápida evolución ha supuesto numerosas inversiones industriales relacionadas con la tecnología solar fotovoltaica, hasta tal punto, que actualmente en España se pueden producir todos los elementos de la cadena que interviene en una instalación solar fotovoltaica.

Debido a este crecimiento tan rápido y para dar continuidad y expectativas a estas inversiones, como también definir una pauta progresiva de implantación de este tipo de tecnología, se propone un objetivo anual de potencia que evolucionará al alza de manera coordinada con las mejoras tecnológicas, en lugar de utilizar la potencia total acumulada para fijar los límites del mercado de esta tecnología. Esto debe ir acompañado de un nuevo régimen económico que estimule la evolución tecnológica y la competitividad de las instalaciones fotovoltaicas en España a medio y largo plazo.

Este Real Decreto establece un nuevo régimen económico a la baja con respecto al de 2005 para regular la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, con el objetivo de que la evolución tecnológica y la instalación de nuevos generadores tengan un desarrollo sostenible y a la par con una perspectiva a largo plazo.

2.6.2. Normativa acerca de los módulos fotovoltaicos [34]

UNE-60891

Esta norma indica los procedimientos que deberían seguirse para realizar las correcciones con la temperatura y la irradiancia de las curvas I-V medidas, de dispositivos con células de silicio cristalino. La norma incluye los procedimientos para determinar los coeficientes de temperatura, resistencia serie interna y factor de corrección de la curva. Dichos valores A y B, normalmente son proporcionados por los fabricantes en las correspondientes hojas de características.

UNE-61215

Todo módulo fotovoltaico debe pasar unas pruebas antes de ser puesto a la venta, de ello se encarga, en España, el CEntro Nacional de Energías Renovables (CENER) (Centro nacional de energías renovables), que realiza los distintos análisis establecidos por las normas IEC en los que examinan de manera exhaustiva los módulos para determinar sus características y verificar su correcto funcionamiento.

CAPÍTULO 2. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Para la realización de los ensayos se sigue la norma UNE-EN 61215 en la que se realizan las siguientes pruebas mostradas en la siguiente tabla:

Ensayo	Título	Condiciones de ensayo
1	Inspección visual	Iluminación > 1000 luxes
2	Funcionamiento en STC	T ^a de célula 25°C, Irradiancia 1000 W/m ²
3	Ensayo de aislamiento	1000V DC más dos veces Voc
4	Medida de los coeficientes de T ^a	Variación controlada de la T ^a del dispositivo
5	Medida de la Temperatura de Operación Nominal de la Célula (TONC)	20°C, 800 W/m ²
6	Funcionamiento a baja irradiancia	25°C, 200 W/m ²
7	Ensayo de exposición en el exterior	60 kWh/m ² de irradiación solar total
8	Ensayo de resistencia a la formación de puntos calientes	5 exposiciones de una hora con 1000 W/m ²
9	Ensayo UV	En consideración
10	Ensayo de ciclos térmicos	50 y 200 ciclos desde -40°C hasta 85°C
11	Ensayo de humedad-congelación	10 ciclos desde 85°C, 85 %HR hasta -40°C
12	Ensayo continuo de calor húmedo	1000 horas 85°C, 85 %HR
13	Ensayo de robustez de los terminales	Según IEC 60068
14	Ensayo de torsión	Ángulo de deformación 1.2°
15	Ensayo de carga mecánica	Dos ciclos de carga uniforme de 2400 Pa, durante 1 hora
16	Ensayo de granizo	Bola de hielo de 25mm a 23 m/s sobre 11 puntos de impacto

Tabla 2.1: Relación de ensayos [34]

Capítulo 3

Vehículo solar eléctrico

3.1. Antecedentes

En primer lugar, no hay que olvidar que el vehículo eléctrico (Vehículo Eléctrico (VE)) es anterior al vehículo de combustión interna (Vehículo de Combustión Interna (VCI)) y que a finales del siglo pasado ya aparecen junto a los vehículos de vapor. Los VE fueron superiores y más aceptados que los VCI hasta 1920, cuando la relación prestaciones/precio de los motores de gasolina condena al vehículo eléctrico a su desaparición. Se han fabricado vehículos eléctricos teniendo como fin el turismo, ya que estos no alcanzan velocidades mayores a los 30Km/h y su autonomía es muy corta, Los VE debutaron en Europa en el año 1880 y aparecieron en América en 1920, pero hacia 1970 el VE comenzó a ser fabricado de nuevo y ha continuado hasta ahora, a pesar de haber tenido problemas con la autonomía y el precio, pero este resulta una buena alternativa para el uso de energías limpias y renovables[4].

Condición global

Gracias al avance tecnológico visto en Europa y Japón se desarrollaron autos denominados “Micromachines” que experimentan pequeños motores, tanto de combustión o eléctricos; que cuentan con una gran infraestructura tecnológica y de fácil desarrollo[4].

Las compañías europeas como Mercedes-Benz, Chrysler, BMW, Peugeot, Renault y japonesas como Mitsubishi y Toyota, entre otras han establecido una colaboración con otros fabricantes para desarrollar y producir pequeños vehículos alimentados por diferentes fuentes de energía donde se desarrollan nuevas tecnologías[4].

Clasificación de vehículos eléctricos alimentados por energía solar

Existen tres tipos de categoría de vehículos eléctricos solares:

- Los que pueden funcionar prácticamente con el sol, sin requerir baterías. Este tipo tiene el lógico inconveniente que si pasa por lugares con sombras o si se nubla se reduce en gran medida sus prestaciones o se detiene[1].
- Los que usan los paneles para acumular energía en una o varias baterías y el motor se alimenta de ellas, los paneles aportan una gran parte de la energía que se requiere para su funcionamiento[1].
- Aquellos vehículos eléctricos cuya superficie de células solares es reducida, a fin de mantener la batería o efectuar pequeñas recargas, o no llevan ningún tipo de instalación solar y se

cargan de la red eléctrica. Para que estos vehículos se consideren solares es imprescindible que en el lugar de la recarga exista una instalación de energía solar que proporcione la energía necesaria[1].

Puede ser una instalación autónoma (con baterías) o con conexión a la red eléctrica que es más eficiente, de esta forma, aunque no coincidan los momentos de insolación con las horas de recarga del vehículo el balance energético final es lo que cuenta. Esta es la categoría en la que se encuentra el vehículo diseñado por considerarse apropiada por sus bajos costos y sencillo desarrollo[1].

Referencias históricas del vehículo solar

La historia de los vehículos solares se remonta a 1982, cuando un visionario aventurero australiano, de origen danés, Hans Tholstrup, y el piloto de carreras Larry Perkins, construyeron y condujeron el primer auto solar, el «BP Quiet Achiever» desde Perth hasta Sidney, el cual se puede ver en la siguiente figura 3.1. Cruzar Australia de oeste a este por un total de 4058 Km. tardando 20 días con un promedio de velocidad de 23 km/h[1].



Figura 3.1: Imagen de estudio del BP Quiet Achiever

El propósito de este primer coche fue el de mostrar al mundo tres cosas básicamente, que la energía solar era una fuente muy importante y suficientemente desarrollada para sustituir a los combustibles fósiles, que el transporte terrestre tiene alternativas no contaminantes como el vehículo eléctrico, y crear el interés en el mundo científico por el desarrollo de ambas[2].

El primer fruto de este propósito se dio en 1985, cuando el suizo Urs Muntwyler creó la primera competencia mundial de autos solares el "Tour de Sol", misma que creó una gran expectación y atrajo la mirada del mundo. Desde entonces esta carrera se celebra anualmente en europa[2].

A pesar de que la historia del automóvil eléctrico es más antigua que la de los es evidente el gran auge que a tomado la idea del vehículo eléctrico a partir de este tipo de competencias que

definitivamente han logrado captar el interés del mundo científico, enfocándolo al desarrollo del vehículo eléctrico[2].

La General Motors, después de haber ganado el World Solar Challenge en 1987 con su extraordinario automóvil solar, el "Sunraycer", decidió diseñar y construir con miras comerciales, uno de los autos eléctricos más prometedores; el ".EV1". Este automóvil es capaz de desarrollar velocidades de 160 km/h y tiene una autonomía de 190 km a un velocidad de 90 km/h[2].

Objetivo del vehículo solar

Si se entiende un automóvil solar como aquel vehículo que es impulsado únicamente por celdas fotovoltaicas, entonces los automóviles solares no son los que se estarán conduciendo en un futuro, ya que en realidad no son nada prácticos, son excesivamente caros, complicados, frágiles y aún en el caso de que se lograran obtener celdas solares con 100 % de eficiencia, la energía que podría captar un vehículo de tamaño regular sería muy poca para cubrir las necesidades de transporte actuales, además de que la luz solar no siempre esta presente[2].

La verdadera importancia de un automóvil solar no radica pues en un futuro transporte comercial, sino en lo siguiente:

- Un vehículo solar es concebido como un proyecto de investigación y desarrollo de adelantos tecnológicos en aerodinámica, materiales, photoceldas, electrónica, motores, baterías y llantas, que pueden ser posteriormente aplicados a los vehículos eléctricos para hacerlos competitivos frente a los vehículos de combustión interna y acelerar así, su aceptación en el mercado. Se debe recordar que una gran parte de los avances tecnológicos incorporados hoy en los vehículos de combustión interna, que nos transportan cotidianamente, fueron desarrollados en prototipos para competencias automovilísticas[3].
- Un automóvil solar, resalta los términos ".eficienciaz .energía solar" de una manera por demás atractiva, lo que ha provocado un efervescente interés por estos términos entre los ingenieros. El automóvil solar, es capaz de recorrer enormes distancias y viajar a una velocidad promedio de 70 km/h con una potencia menor a 1 kw, potencia equiparable a aquélla que se podría encontrar en cualquier aparato electrodoméstico, como un secador de pelo. La idea de realizar grandes cantidades de trabajo utilizando muy poca potencia, es exactamente lo que se entiende por eficiencia[3].

Esto se logra, gracias a que el auto solar utiliza en su construcción materiales super ligeros y resistentes como lo son el Kevlar y la fibra de carbono a manera de sandwich con panal de abeja de fibra de aramida, logrando así obtener el menor peso para una estructura con una resistencia que cumple con los requisitos de seguridad, también, se reducen al máximo las pérdidas mecánicas por fricción en rodamientos, y en la transmisión, se tiene una forma aerodinámica de muy bajo coeficiente de arrastre, se reducen también las pérdidas en la electrónica usando componentes de calidad y diseñando circuitos que manejen una adecuada relación voltaje-corriente y se utilizan llantas especiales para reducir la resistencia al rodamiento. El intentar reducir el peso, las pérdidas aerodinámicas, las mecánicas y la electrónica es lo que llenan de interés este ámbito científico-técnico[3].

3.2. Descripción general del vehículo eCARM-UAL

Como parte del proyecto «Estrategias de control y supervisión para la gestión integrada de instalaciones en entornos energéticamente eficientes» (DPI2010-21589-C05-C04), en el año 2010 la Universidad de Almería adquiere a través de la empresa Tesur el modelo de vehículo eléctrico LITA GLe2-2S. Éste está fabricado por la compañía china Greenland, en cuya web pueden encontrarse una ficha técnica con las características del mismo que se resumen en la siguiente tabla 3.1. Tesur es la encargada de instalar y cablear el motor de la dirección asistida y el sistema encargado de controlar la marcha del coche, que queda ubicado en la parte delantera del vehículo (Caja Tesur).

Longitud	Anchura	Altura	Distancia entre ejes	Paso ruedas traseras	Paso ruedas delanteras
2680 mm	1510 mm	1780 mm	1830 mm	1285 mm	1260 mm
Pendiente máxima	Velocidad máxima	Autonomía	Radio de giro mínimo	Ángulo de ataque	Ángulo de salida
20 %	45 km/h	90 km	4.3 m	24°	30°
Peso	Peso sin baterías	Peso máximo	Potencia máxima		
740 kg	460 kg	950 kg	4.3 kW		

Tabla 3.1: Características del vehículo eléctrico LITA GLe2-2S.

A continuación en la figura 3.2 se puede observar el modelo en cuestión.



Figura 3.2: Vehículo eléctrico eCARM modelo Lita GLe2-2s propiedad de la UAL

La alimentación se compone de ocho baterías GreenSaver modelo SP210-6 a 6 V (210 Ah)[33] conectadas en serie, por lo que el voltaje total suministrado es de 48 V. Aunque para el motor principal este es un valor adecuado, es necesario colocar varias fuentes de alimentación en lugares estratégicos que se encarguen de disminuir la tensión a los niveles adecuados para cada dispositivo. Según el estado actual, la recarga de las baterías se realiza directamente a través de la red eléctrica, para lo cual el vehículo dispone de un transformador modelo QQE1200-5CH07 que realiza la conversión 220 V (AC)/48 V (DC).

A continuación se presenta la tabla 3.2 con las características de los 8 acumuladores instalados en el vehículo, aunque como se comentará más adelante, sus características actuales distan bastante del estado original debido a su deterioro.

Especificaciones técnicas

Capacidad nominal		
Tasa descarga 20 horas	12.5 A a 5.25 V	250 Ah
Tasa descarga 10 horas	23 A a 5.25 V	230 Ah
Tasa descarga 5 horas	42 A a 5.25 V	210 Ah
Tasa descarga 2 horas	90 A a 5.25 V	180 Ah
Rango de temperatura de funcionamiento		
Descarga	-35°C(-31°F) - 50°C(122°F)	
Carga	-15°C(-5°F) - 40°C(104°F)	
Almacenamiento	-15°C(-5°F) - 40°C(104°F)	

Tabla 3.2: Características batería GreenSaver modelo SP210-6 a 6 V (210 Ah) [33]

Por último, es necesario destacar el estado actual con objeto de conocer el estado sobre el que se abordaron los distintos ensayos. El vehículo estuvo durante el tiempo que duró el TFG estacionado en el edificio CITE II-A de la Universidad de Almería. No se disponía de dirección para poder manejar el vehículo, por lo que se asimila que todos los ensayos fueron llevados a cabo en «vacío», es decir, la única fuerza torsora contraria al movimiento era el propio par ejercido por la inercia de las ruedas, así como de los distintos mecanismos que trasladan el movimiento desde el motor hasta dichas ruedas.

Por lo tanto, es importante conocer este hecho, ya que los ensayos se han realizado sin carga alguna, por lo que a priori debería suponer un estiramiento de los ciclos de carga y descarga de las baterías. Sin embargo, como se puede comprobar en el capítulo de resultados, esto no sucedió ya que, como se ha comentado, el estado de las baterías era muy deficiente en el momento de la toma de muestras.

Capítulo 4

Diseño del dispositivo portátil de medida para sistemas FV

4.1. Introducción

En este capítulo versa sobre los métodos y materiales necesarios para llevar a cabo el diseño de un sistema portátil de medida que permita caracterizar los parámetros de importancia de sistemas fotovoltaicos.

El circuito de potencia del sistema portátil está formado por un conjunto de condensadores que desempeñarán la función de carga para el módulo fotovoltaico, en paralelo a los condensadores se dispone una resistencia de potencia mediante la cual se descargan los condensadores.

Tanto la conexión del circuito a los módulos fotovoltaicos a medir, como la resistencia de potencia destinada a la descarga de los condensadores se lleva a cabo mediante interruptores. Para la obtención de los datos de muestreo de cada uno de los ensayos realizados, se emplea una tarjeta de adquisición de datos National Instruments modelo USB 6211 y se registran y tratan los datos mediante el software Matlab, con ayuda de distintos «scripts» para automatizar en cierta medida el muestreo.

La característica fundamental del sistema, es que a través del circuito de carga capacitiva, el módulo fotovoltaico pasa por todos los estados posibles de carga y lo hace en un tiempo relativamente corto de tal forma que se logra que no haya cambios significativos en las condiciones externas (irradiancia y temperatura) a las que el módulo fotovoltaico se encuentra sometido.

Como se ha mencionado anteriormente, la caracterización de módulos fotovoltaicos es importante tanto para la investigación, como para el diseño y control de calidad de una instalación. Por lo tanto un sistema como el diseñado para este proyecto, permite disponer de una herramienta tremadamente útil e importante por su confiabilidad y simplicidad de funcionamiento.

Para poder realizar la caracterización de un módulo fotovoltaico, se debe medir tensión corriente para diferentes estados de carga del módulo, arrancando desde el estado de mínima tensión y máxima corriente (I_{sc}), pasando por diversos estados de carga hasta alcanzar el estado de máxima tensión y mínima corriente (V_{oc}) del módulo fotovoltaico.

Normalmente el ensayo, según normas, se debe realizar bajo condiciones normalizadas, es decir con una radiación de 1000 W/m^2 y una temperatura de célula de 25°C , como ya hemos

comentado con anterioridad esto es prácticamente imposible, ya que al aire libre donde se realizan los ensayos, es muy poco probable encontrar esas condiciones de irradiancia y temperatura del módulo fotovoltaico en la época del año en que se han llevado a cabo, ya que con facilidad se superan los 25°C a las horas en las que se puede obtener la intensidad de radiación deseada.

Como se expone en las siguientes secciones, se emplearan ecuaciones para corregir las diferencias entre las condiciones de medida reales y las Condiciones Estándar de Medida (STC o CEM).

La ventaja de este sistema frente a otros capaces de caracterizar módulos fotovoltaicos, como pueden ser emplear una carga electrónica, es la simplicidad con la que se realizan las medidas o la precisión obtenida en las mismas. La más importante con objeto de realizar medidas de Sistemas Fotovoltaicos Aislados SFA, es la portabilidad que caracteriza al equipo, ya que únicamente necesita alimentación para la tarjeta de adquisición, la cual es alimentada por USB conectado a un ordenador portátil, en el mismo en el que quedan grabadas las muestras.

4.2. Materiales y métodos

El sistema permite la medida de las características eléctricas de un panel fotovoltaico tales como su curva I-V, su potencia máxima (P_m), factor de forma (FF), corriente de cortocircuito (I_{sc}) y tensión de circuito abierto (V_{oc}). Dicho sistema se ha desarrollado a un coste reducido pero no por ello sin la suficiente precisión.

Para evitar el uso de costosas cargas electrónicas se ha utilizado una carga capacitiva. Con el mismo objetivo se emplea una tarjeta de adquisición de datos conectada a un ordenador con el fin de evitar el uso de multímetros digitales de alto coste.

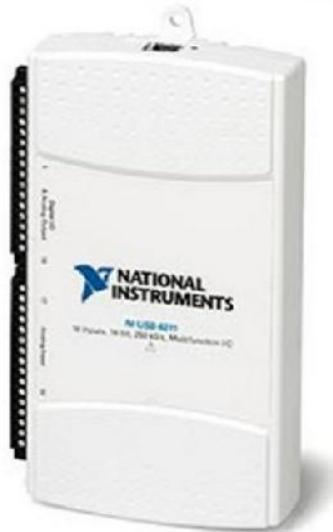
Para realizar el análisis de los generadores fotovoltaicos, que consiste en la medida de su curva I-V (relación entre la corriente y la tensión) con una carga capacitiva y una tarjeta de adquisición de datos, con la ayuda de un transductor de corriente para tener una precisión elevada en la toma de medidas.

Sin embargo, un inconveniente era la medición de la Tensión, ya que la tarjeta solo admite un rango de 10 V de amplitud en corriente continua, por lo que fue necesario diseñar un divisor de tensión con ayuda de dos resistencias de tolerancia 2 % (R9 y R1), ya que un sólo módulo, según el fabricante es capaz de establecer una diferencia de 21.2 V en circuito abierto entre sus terminales. Así pues, la diferencia de potencial leída resulta ser 10 veces menor que la real.

Al mismo tiempo, para realizar la medida de corriente, en un principio se iba a emplear una resistencia tipo «shunt», la cual se descartó debido a la no disponibilidad junto a la distorsión que podía inducir en las medidas. ce al medir.

La solución al problema de la medida de la corriente fue por lo tanto, utilizar un sensor de corriente de efecto Hall modelo LTSR-6NP de la marca OLEM, evitando cualquier contacto con el circuito activo, por lo que la potencial precisión a obtener se entiende que en el análisis anterior a los ensayos debiera ser mayor.

A continuación en la siguiente figura 4.1 se presenta visualmente la tarjeta NI, el piranómetro utilizado, el transductor de corriente y el sensor de temperatura, de los cuales se pueden consultar sus características de funcionamiento en las correspondientes hojas de características anexadas:



(a) DAQ NI USB-6211



(b) Transductor de corriente LTSR 6-NP



(c) Piranómetro KIPPZONEN CMP-11



(d) Sensor Tª LM335

Figura 4.1: Dispositivos utilizados en el equipo de medida para las curvas V-I.

Para la medida de la irradiancia y la temperatura se utilizan un piranómetro KIPPZONEN modelo CMP-11 y un sensor de temperatura LM335 respectivamente, cuyas señales en forma de Tensión eléctrica son enviadas a la tarjeta de adquisición, para su posterior corrección en función de sus sensibilidades. Un dato importante a tener en cuenta a la hora de medir es la resistencia interna de los condensadores, al comprobar en su correspondiente hoja de características, el valor máximo del valor de ESR es de 75mOhm, la cual se consideró despreciable, ya que ese valor de impedancia no se puede considerar como una carga a un módulo fotovoltaico.

Una vez finalizado el ensayo, para descargar los condensadores y evitar posibles cortos o chispazos peligrosos, se procede a la descarga de los mismos a través de una resistencia de potencia. Cuando el proceso de descarga termina se puede proceder a la toma de la siguiente medida.

4.2.1. Carga capacitiva

Para poder medir la curva I-V de un módulo fotovoltaico y poder medir los valores de corriente y tensión se decidió conectar una carga capacitativa ya que el comportamiento de un módulo fotovoltaico es similar al de una fuente de corriente continua.

Como se puede comprobar en la figura siguiente, en el proceso de carga de un condensador a través de un módulo fotovoltaico, éste pasa por todos sus posibles estados de carga. Comenzando por la corriente de cortocircuito, pasando por el punto de máxima potencia hasta llegar al estado de circuito abierto en el que la corriente es nula.

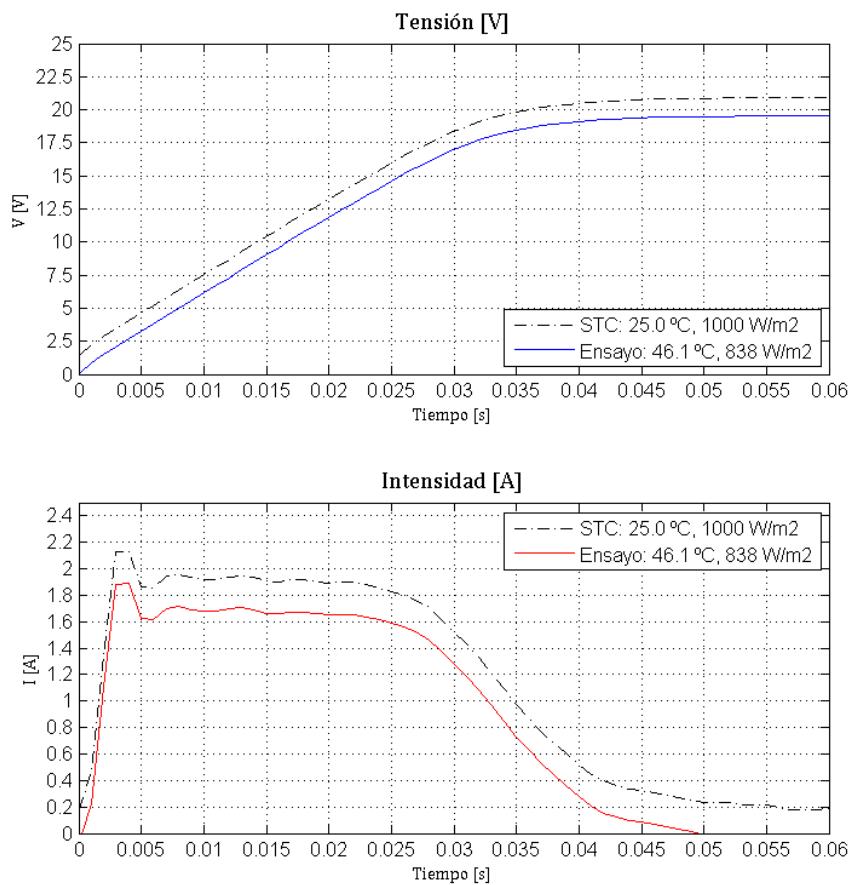


Figura 4.2: Curvas Tensión e Intensidad en función del tiempo.

Se debe determinar el valor de la capacidad para disminuir el tiempo de medida de forma que las condiciones meteorológicas que rodean el módulo fotovoltaico no cambien sus valores

(temperatura e irradiancia). Por tanto, la ecuación característica de un condensador es:

$$I_c(t) = C \frac{dV}{dT} \quad (4.1)$$

Considerando que la corriente es constante se desarrolla la siguiente ecuación:

$$\int I_c dT = \int C dV \quad (4.2)$$

Lo que da lugar a:

$$I_c T = C \Delta V \quad (4.3)$$

Y despejando se obtiene:

$$V = \frac{I_c \Delta T}{C} \quad (4.4)$$

Donde,

Voc (V), tensión del módulo fotovoltaico en circuito abierto

T (s), tiempo de carga del condensador

C (μ F), capacidad del condensador

Isc (A), intensidad de cortocircuito

Con lo que obtiene que la capacidad será:

$$C = \frac{I_c \Delta T}{V} \quad (4.5)$$

Para el cálculo del valor de C se supone un tiempo de carga que entre dentro del rango de tiempos que tiene la tarjeta de adquisición, y como puede capturar 10000 Hz, esto no será un problema, por lo que el factor limitante resultaron ser el coste y la tensión máxima del condensador, que debería estar por encima de la situación más desfavorable, es decir, los cuatro módulos en serie, contando que operan a la Tensión de circuito abierto (21.2 V · 4 módulos = 84.8 V).

4.2.2. Elementos empleados

- Interruptores automáticos de 250V y 20A
- 2 Condensadores electrolíticos de 3900F/160V y 3300F/100V
- Resistencia de potencia de valor 100 Ohmios, para reducir el tiempo de descarga sin poner en compromiso la integridad de ella misma.
- Transductor de corriente LTSR 6-NP
- Sensor de temperatura LM 335
- Polímetro
- Piranómetro

4.2.3. Irradiancia y temperatura del módulo FV

Para medir la irradiancia se acopló al módulo fotovoltaico, con la misma inclinación y orientación una célula solar, de la que salen dos terminales que nos proporcionan un valor de tensión, el cual, mediante la transformación mostrada a continuación proporciona el valor de irradiancia, E, en W/m². La constante de cálculo (9.64 V/W/m²) es proporcionada por el fabricante en la hoja de características, y se debe garantizar el calibrado cada 2 años.

$$E[W/m^2] = \frac{V_{medido}[\mu V]}{9,64[\mu V/W/m^2]} \quad (4.6)$$

Es decir $9.64\mu V \rightarrow 1W/m^2$.

Como se ha visto en los apartados anteriores conocer la temperatura del módulo fotovoltaico es fundamental. Para ello se utilizará un sensor de temperatura LM335.

Para calibrar dicho sensor, se acopla el LM335 a una placa pequeña metálica, basta con un termómetro de precisión controlar que se llega a la temperatura de referencia deseada. Se ajusta el potenciómetro para el nivel de tensión requerido a esa temperatura. Posteriormente se comprueba mediante datos adquiridos a través de Matlab que la calibración del LM335 ha sido correcta.

Una vez calibrado el sensor se instala en la parte posterior del módulo o sistema fotovoltaico que se quiera medir, y para facilitar la medida de temperatura, en el interior de la caja del dispositivo portátil de medidas se instala el circuito de realimentación que requiere el LM335, y a través de bornas se conecta el sensor a la tarjeta.

4.3. Circuito eléctrico

Cuando el interruptor S1 se cierra, aparece el corto-circuito. El divisor de tensión R9,R1 reduce el voltaje máximo del módulo para poder ser leído por la tarjeta de adquisición de datos. Finalmente la resistencia R-Descarga permite la descarga de los condensadores tras el proceso de medida. Mediante las lecturas en las gráficas a tiempo real se puede verificar como la tensión de los condensadores se anula, previniendo cualquier percance en la siguiente manipulación.

El método capacitivo para la medida de la curva I-V de un módulo se basa en la propiedad que presenta un condensador de comportarse como un cortocircuito cuando se encuentra descargado y como un circuito abierto cuando está plenamente cargado. De esta forma, mientras el condensador se va cargando se van tomando medidas que permiten pasar del estado dónde se obtiene I_{sc} hasta el punto dónde está V_{oc} . El elemento que hace de carga en este sistema será un condensador o batería de condensadores.

El módulo portátil cuenta con un voltímetro, que indica la tensión en los condensadores, para asegurar de que una vez terminadas las medidas, los condensadores quedan descargados y se evitan posibles cortocircuitos. En la figura 4.3 siguiente se muestra el esquema eléctrico del circuito diseñado.

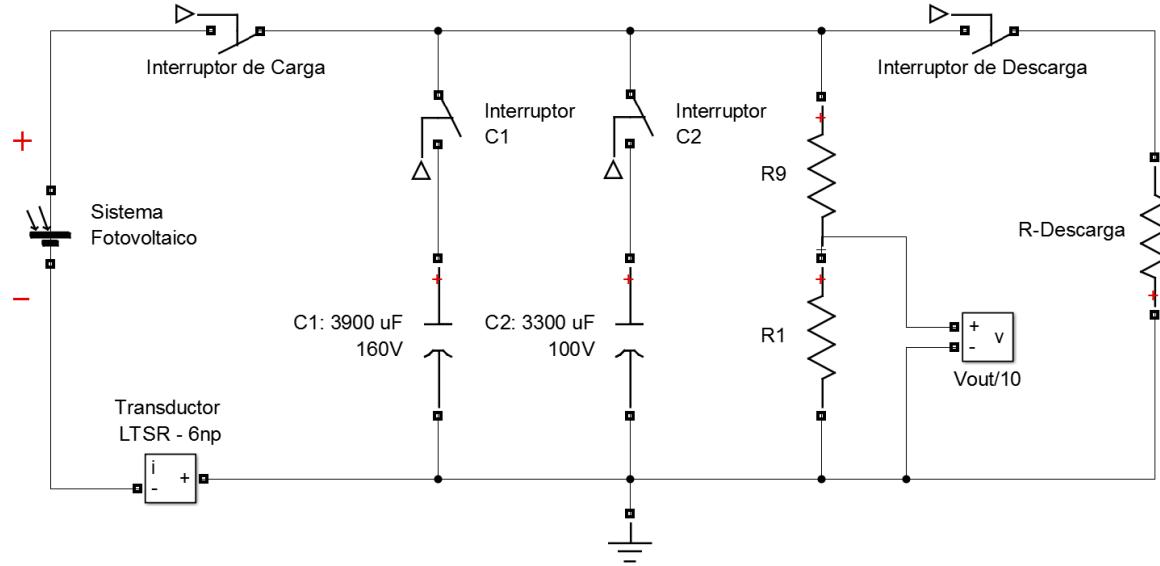


Figura 4.3: Esquema del circuito diseñado para el equipo de medida

Las conexiones a realizar para proceder a las medidas son muy simples, ya que todas las conexiones están indicadas con rótulos en el dispositivo portátil.

Para simplificar el procedimiento de medidas todos los equipos externos como son el LM335 o la célula de irradiancia, se conectan al dispositivo portátil y a través de unas bornas se realizan las medidas con el polímetro.

4.4. Protocolo de medidas

Para realizar las medidas, se ha seguido siempre el mismo procedimiento, que se detalla a continuación, para facilitar los procesos de medida y evitar posibles errores o conexiones indebidas de los equipos.

Los equipos necesarios para realizar las medidas son:

- Dispositivo portátil de medidas (DAQ incluida)
- Polímetro
- LM335
- Piranómetro o célula de irradiancia

NOTA: Antes de realizar cualquier conexión, asegurarse de que los interruptores están abiertos (Posición OFF).

1. Conexión de la célula solar para medir irradiancia.
2. Conexión de LM335 en parte posterior del módulo fotovoltaico.
3. Comprobación con polímetro de la polaridad de los módulos fotovoltaicos.
4. Conexión de módulos fotovoltaicos en el módulo.
5. Comienzo del programa de captura de muestras en Matlab.
6. Comprobación mediante las gráficas en tiempo real de los voltajes de condensadores y de los módulos fotovoltaicos a medir.
7. Cierre del interruptor 1
8. Apertura del interruptor 1, y cierre del interruptor 2.
9. Grabación de todas las medidas en un array de 5 vectores.
10. Comprobar lectura del voltímetro de los condensadores. Una vez descargados se procede a la siguiente medida.

4.5. Registro y tratamiento de datos

La toma y tratamiento de los datos se realiza mediante un programa desarrollado en Matlab cuyo parte del script programado tanto de captura, como de «ploteado» final se puede al final del presente apartado. Se toman los datos medidos y mediante el script de «ploteado» se trasladan a las Condiciones Estándar de Medida (Standard Test Conditions, STC).

Correcciones aplicadas

Un panel fotovoltaico debe superar una serie de pruebas contenidas en las normas IEC 61215 (paneles de silicio cristalino) o IEC 61646 (paneles de lámina delgada). Dichas pruebas incluyen medidas de la potencia máxima y en ambos casos se recomienda que las condiciones de medida sean lo más parecidas a las Condiciones Estándar de Medida (STC) según la norma IEC 60904-1[34]:

- Irradiancia: 1000 W/m
- Temperatura de las células: 25 °C
- Distribución espectral de la luz: AM1.5G (de acuerdo a IEC 60904-3).
- Incidencia normal al panel

En la práctica esto es imposible de conseguir a no ser que las medidas sean realizadas en el interior de un simulador solar, dónde todas las condiciones mencionadas pueden ser controladas.

Por ello en las normas IEC de medida se prevé la corrección de los datos a STC sin embargo se recomienda que las condiciones de medida sean lo más parecidas a las estándar, sobre todo para paneles de lámina delgada.

El programa de medida aplica correcciones primero a la corriente y luego a la tensión. Para ello necesita conocer el número de células en serie y en paralelo así como el área efectiva de cada una. Estos son datos que se introducen en el programa en la pantalla de configuración que puede verse en la Figura 5. Asimismo es necesario conocer los parámetros de temperatura para la corriente α y para la tensión β . Estos dependen de cada tecnología concreta, pero siempre podemos recurrir a valores de referencia medios.

Dado que tras corregir es posible que la curva I-V no corte a los ejes, posteriormente es necesaria una extrapolación a dichos puntos. En las siguientes dos figuras se puede ver una muestra de dichos scripts de registro y tratamiento. En la primera figura 4.4 se observan los 5 canales utilizados para la recogida del voltaje e intensidad del condensador (incluyendo un canal utilizado para referencia del transductor de corriente), la temperatura y la irradiancia.

```

1  function [] = main()
2  -
3  close all;
4
5  % Make sure:
6  disp('Buscando dispositivo...'); 
7  devs=daq.getDevices();
8
9  if (length(devs.Vendor) ~=1),
10    error('¿Se encuentra el dispositivo USB conectado?');
11 end
12 dev=devs(1);
13 fprintf('Usando tarjeta: %s\n', dev.Description);
14
15 % Create session:
16 s = daq.createSession ('ni');
17
18 [ch1,idx1] = s.addAnalogInputChannel(dev.ID, 'ai1', 'Voltage');
19 [ch2,idx2] = s.addAnalogInputChannel(dev.ID, 'ai2', 'Voltage');
20 [ch3,idx3] = s.addAnalogInputChannel(dev.ID, 'ai3', 'Voltage');
21 [ch4,idx4] = s.addAnalogInputChannel(dev.ID, 'ai4', 'Voltage');
22 [ch5,idx5] = s.addAnalogInputChannel(dev.ID, 'ai5', 'Voltage');
23
24 ch1.TerminalConfig='Differential';
25 ch2.TerminalConfig='Differential';
26 ch3.TerminalConfig='Differential';
27 ch4.TerminalConfig='Differential';
28 ch5.TerminalConfig='Differential';

```

Figura 4.4: Script para captura de curvas V-I

A continuación en la figura 4.5 se observa el código utilizado para filtrar las señales y aplicar los factores de corrección necesarios según la sensibilidad de los instrumentos.

```

1      D=load('Curva_modA_3.txt');
2      R=[D(:,1) , D(:,2)*10 , D([1:length(D)], [3])-D([1:length(D)], [4]), 
3      S=[R(:,1) , R(:,2) , R(:,3)/0.10416, R(:,4), R(:,5)];
4      [B,A] = butter(3,0.5);
5      [D,C] = butter(2,0.01);
6      %S(:,2) = filter(B,A,S(:,2));
7      S(:,3) = filter(B,A,S(:,3));
8      S(:,4) = filter(D,C,S(:,4));
9      P = [S(:,2).*S(:,3)];
10
11
12 j=figure;
13 subplot(2,1,1);
14 plot(S(:,1),S(:,4),'k','LineWidth',1.5);
15 title('Irradiancia [W/m2]', 'FontName', 'Cambria', 'FontSize', 12);
16 xlabel('Tiempo [s]', 'FontName', 'Cambria', 'FontSize', 9);
17 ylabel('E [W/m2]', 'FontName', 'Cambria', 'FontSize', 9);
18 axis([0 1 0 1350]);
19 set(gca,'xTick',0:0.1:1);
20 set(gca,'yTick',0:200:1350);
21 grid on;
22 Irmédia=mean(S(:,4)); %MEDIA DE LA IRRADIANCIA
23
24 subplot(2,1,2);
25 plot(S(:,1),S(:,5),'b','LineWidth',1.5);
26 title('Temperatura [°C]', 'FontName', 'Cambria', 'FontSize', 12);
27 xlabel('Tiempo [s]', 'FontName', 'Cambria', 'FontSize', 9);
28 ylabel('T [°C]', 'FontName', 'Cambria', 'FontSize', 9);

```

Figura 4.5: Script para realizar las gráficas a partir de los datos y modificar a condiciones de referencia

Acerca de los 4 módulos fotovoltaicos de la marca Techno SUN, modelo Flex 30W, dicho tipo de módulo es un módulo fotovoltaico plano formado por 32 células de silicio monocristalino, cuya orientación Acimut se supone aleatoria dado que se van a instalar en un vehículo móvil y la inclinación se supone de 0º sobre el plano horizontal, pues se establece como criterio de ensayo para los distintos módulos, como se ha comentado en el capítulo 1, dadas las condiciones del vehículo en el momento de realización del presente TFG.

Capítulo 5

Diseño del sistema FV a implementar en el vehículo eléctrico

5.1. Análisis de los parámetros de influencia de los módulos FV

Para la caracterización de módulos emplearemos las ecuaciones que se presentan más adelante en este capítulo las cuales permiten extrapolar las curvas I-V tomadas con el dispositivo portátil de medidas, a STC para poder comparar los resultados obtenidos con los facilitados por los fabricantes de los módulos en cuestión que ha sido adquiridos para el Área de Mecánica en la Universidad de Almería.

Para extrapolar las curvas a STC, se emplean los valores de α y β que proporciona la hoja de características del fabricante, los cuales se muestran a continuación[28]:

$$\alpha = 2.2 \text{ mA/}^{\circ}\text{C}$$

$$\beta = -60.8 \text{ mV/}^{\circ}\text{C}$$

Todas las curvas I-V mostradas en los análisis de cada módulo se muestran tanto en STC como en las condiciones de ensayo. Como ya se ha comentado anteriormente es casi imposible realizar las medidas en las condiciones estándar, en dicha comparación comprobamos que los valores de las medidas en condiciones reales no proporcionan la información necesaria para poder determinar si el funcionamiento de los módulos es correcto, ya que los valores son muy inferiores a los extrapolados a STC[28].

Gracias al programa PVSYST, que cuenta con una amplia base de datos de módulos fotovoltaicos disponibles en el mercado y en el que también es posible añadir nuevas referencias mediante las características de fabricación, se analizará de manera más exhaustiva los módulos disponible.

Esto permitirá realizar un análisis completo y extraer unas conclusiones coherentes, para ello, es necesario que establecer unos valores de pérdidas introduciendo los datos de temperatura, irradiancia, cableado empleado y potencia medida con el módulo portátil de medida diseñado. Una vez introducidos los datos se realiza un análisis completo del funcionamiento de los módulos fotovoltaicos sometidos a examen.

5.1.1. Ecuación característica del módulo FV

Ecuación característica

La curva característica corriente tensión de una célula fotovoltaica [28] puede describirse con suficiente precisión por la ecuación:

$$I = I_1 - I_0 \left(\exp\left(\frac{V + IR_s}{mv_t}\right) - 1 \right) - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (5.1)$$

Donde,

I_1 (A), es la corriente fotogenerada.

I_0 (A), es la corriente inversa de saturación del diodo.

V_t (V) es el voltaje térmico ($v_t=KT/e$, siendo K la constante de Boltzman, T la temperatura en grados Kelvin y e la carga del electrón).

m, es el factor de idealidad del diodo.

$R_s(\Omega)$, es la resistencia serie.

$R_p(\Omega)$, la resistencia paralelo.

Para el caso de un módulo FV, su característica eléctrica dependerá del número de células en serie y paralelo que posea. Si se supone que todas las células constituyentes de un módulo fueran iguales, la corriente generada por el módulo sería igual a la corriente de la célula multiplicada por el número de células en paralelo, y el voltaje sería igual al voltaje de la célula multiplicado por el número de células en serie:

$$I_{mod} = I_c N_p \quad (5.2)$$

$$V_{mod} = V_c N_s \quad (5.3)$$

Donde N_p y N_s son respectivamente el número de células en paralelo y en serie que contiene el módulo.

Teniendo esto en cuenta, al combinar las ecuaciones 1,2 y 3 se obtendría, para la curva característica de un módulo fotovoltaico formado por células iguales y con relación a los parámetros de la célula [28]:

$$I = N_p \left(I_1 - I_0 \left(\exp\left(\frac{\frac{V}{N_s} + \frac{IR_s}{N_p}}{mv_t}\right) - 1 \right) - \frac{\frac{V}{N_s} + \frac{IR_s}{N_p}}{R_p} \right) \quad (5.4)$$

Esta ecuación muestra el mismo comportamiento que la característica I-V de una célula, y de hecho en la práctica, cuando se habla de la ecuación característica y los parámetros fundamentales de un módulo fotovoltaico, no se suele hacer referencia a su relación con la célula solar sino que se escribe la ecuación 1 con todos los parámetros característicos (I_1 , I_0 , m, R_s , R_p) del módulo.

Los parámetros significativos de esta curva son los mismos que se empleaban para el caso de células, es decir, I_{sc} es la corriente de cortocircuito, V_{oc} es la tensión de circuito abierto, V_{mp} e I_{mp} son los valores de voltaje de y corriente correspondientes al punto de máxima potencia P_{max} , y FF es el “Fill factor” o “Factor de forma” ($FF=V_{mp} \cdot I_{mp} / (V_{oc} \cdot I_{sc})$) que da una idea de la calidad de la curva.

5.1.2. Factores que afectan a la curva I-V del generador

La curva característica corriente tensión del generador fotovoltaico se ve afectada por factores ambientales tales como la intensidad de iluminación (irradiancia), la temperatura y la distribución espectral de la luz.

Efecto de la Intensidad de Iluminación (Irradiancia)

En general la irradiancia afecta principalmente a la corriente, de forma que se puede considerar que la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico es proporcional a la irradiancia.

Efecto de la temperatura

La temperatura afecta principalmente a los valores de voltaje de la característica I-V, y tiene su mayor influencia en el voltaje de circuito abierto (V_{oc}), aunque también modifica los valores del punto de máxima potencia y el valor de ISC (éste muy ligeramente).

Existen tres coeficientes α , β y γ que representan la variación de los parámetros fundamentales de la característica I-V del generador fotovoltaico con la temperatura. Así, α expresa la variación de la corriente de cortocircuito con la temperatura, β la variación del voltaje de circuito abierto y γ la variación de la potencia máxima. En general, los fabricantes de módulos FV incluyen en sus hojas de características técnicas los valores de estos tres coeficientes.

Efecto del contenido espectral de la luz

Dependiendo de la hora de medida y la época del año el espectro presenta pequeñas desviaciones respecto al espectro considerado estándar en la superficie terrestre. Si se realiza una medida del espectro en el momento de tomar la característica I-V puede realizarse una pequeña corrección multiplicando la corriente de cortocircuito por el “factor espectral”, obteniendo de la comparación del espectro estándar y el espectro en condiciones experimentales. Esta corrección suele ser muy pequeña y se utiliza cuando se requiere elevada precisión por tratarse de calibraciones de células o módulos fotovoltaicos

5.1.3. Condiciones de referencia

Dado que la curva característica del módulo fotovoltaico cambia con las condiciones ambientales, es necesario definir una serie de condiciones de operación para poder contrastar los valores de distintos fabricantes y extrapolar a partir de ellas a otras condiciones deseadas.

Condiciones Standard de Medida (CEM o STC)

Son en las de uso más generalizado y universal, y vienen definidas por:

- Irradiancia = 1000W/m^2
- Distribución espectral = AM 1.5G
- Incidencia Normal
- Temperatura de la célula 25°C

Normalmente los parámetros característicos de los módulos o células incluidos en las hojas de especificaciones técnicas de los fabricantes vienen definidos en estas condiciones. Sin embargo la experiencia muestra que pocas veces los módulos fotovoltaicos alcanzan estas condiciones, ya que

CAPÍTULO 5. DISEÑO DEL SISTEMA FV A IMPLEMENTAR EN EL VEHÍCULO ELÉCTRICO

un nivel de irradiancia de 1000W/m² que pueda alcanzarse al mediodía, los módulos adquieren temperaturas de más de 25°C, a no ser que sea un día claro de invierno. Es por esto por lo que se definen además, otras condiciones que pretenden representar el comportamiento del módulo de manera más realista.

Extrapolación a condiciones estándar de medida (CEM)[34]

El método consiste en corregir los valores de Isc y Voc a los niveles de irradiancia y temperatura de la célula deseados, y posteriormente trasladar toda la curva I-V hasta la Isc y Voc corregidas [28]. Los valores de Isc y Voc en las condiciones deseadas se obtienen según las ecuaciones:

$$I_{sc,2} = I_{sc,1} \frac{E_2}{E_1} + (T_2 - T_1) \quad (5.5)$$

$$V_{sc,2} = V_{sc,1} m \frac{kT}{e} \ln\left(\frac{E_2}{E_1}\right) + (T_2 - T_1) \quad (5.6)$$

Donde:

Isc₁, Voc₁, T₁ y E₁ son la corriente de cortocircuito, voltaje de circuito abierto, temperatura e irradiancia respectivamente en las condiciones experimentales

Isc₂, Voc₂, T₂ y E₂ son estos mismos parámetros en las condiciones a las que se desea corregir la curva.

m, es el factor de idealidad del diodo

α y β, son los coeficientes de temperatura

k, es la constante de Boltzman (1.38·10⁻²³J/K)

e, la carga del electrón (1.602·10⁻¹⁹ C).

Una vez corregidos los valores de Isc y Voc cada punto de la curva I-V se obtienen los valores corregidos de Isc y Voc [28]. El valor de m se puede fijar entre 1 y 1.2, siendo un valor típico para células de cristalino.

Las condiciones estándar de medida vienen definidas por los siguientes valores de irradiancia y temperatura:

Condiciones Nominales de Operación (CON)[34]

- Irradiancia = 800W/m²
- Velocidad del viento 1 m/s
- Temperatura de la célula – Temperatura de Operación Nominal de la Célula (TONC)
- Temperatura ambiente = 20°C

Donde TONC es lo que se define como la temperatura nominal de operación de la célula, y representa la temperatura que alcanzarán las células solares para un nivel de irradiancia de 800W/m², temperatura ambiente de 20°C, velocidad del viento 1m/s e incidencia normal. El valor de TONC también viene incluido en las hojas de características técnicas de los módulos, y para un módulo de silicio monocristalino suele estar en torno a los 47°C. Además, existen normas internacionales que indican la forma de calcular esta temperatura.

5.1. ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS DE INFLUENCIA DE LOS MÓDULOS FV

Dado que las condiciones nominales de operación hacen referencia a la temperatura ambiente, y no a la temperatura del módulo, se hace necesario una expresión que relacione ambas. Se puede considerar una buena aproximación:

$$T_c = T_a + \frac{NOCT - 20}{800} E \quad (5.7)$$

Donde, T_c ($^{\circ}$ C), es la temperatura de la célula o módulo.

T_a ($^{\circ}$ C), es la temperatura ambiente NOCT es la Temperatura de Operación Nominal de la Célula.

E (W/m²), es la irradiancia.

5.1.4. Eficiencia del módulo FV

La eficiencia de un dispositivo es la manera común de definir la calidad del mismo. Para el caso de un generador fotovoltaico, esta sería el cociente entre la energía producida por el dispositivo y la energía incidente. Sin embargo, existen varias maneras de definir la eficiencia del generador fotovoltaico, dependiendo del área del mismo que se tenga en cuenta. Así, en los catálogos de fabricantes y en bibliografías de referencia se puede encontrar:

Eficiencia con respecto al área total:

Esta definición implica la relación entre la máxima potencia generada por el dispositivo y la cantidad de radiación solar incidente en el dispositivo completo. Por dispositivo completo se entiende el área total del módulo, incluyendo células, espacio intercelular, contactos y marco del mismo.

$$\eta = \frac{P_{max}}{A_T E_T} \quad (5.8)$$

Donde,

η es la eficiencia con respecto al área total.

P_{max} (W), es la potencia máxima que puede generar el dispositivo.

A_T (m²), es el área total del mismo.

E_T (W/m²), es la radiación solar incidente total.

Eficiencia con respecto al área de célula:

Es una versión modificada de la anterior, en la que sólo se considera el área cubierta por las células dentro del módulo ignorando el espacio entre células y el marco del módulo. De esta manera se evita el efecto de marcos muy grandes, que en realidad no afectan a la calidad de la célula FV.

La expresión sería la misma que la de la ecuación anterior, sustituyendo el área total por el área de células A_c .

Eficiencia con respecto al área activa de célula:

Esta definición implica el cálculo de la eficiencia basada solamente en el área del dispositivo que está expuesta a la luz solar incidente. Las áreas sombreadas por los contactos o las rejillas de las células no estarían incluidas. Esta es la eficiencia que nos ofrece siempre un valor mayor,

CAPÍTULO 5. DISEÑO DEL SISTEMA FV A IMPLEMENTAR EN EL VEHÍCULO ELÉCTRICO

aunque normalmente sólo se utiliza para células individuales y en resultados de laboratorio, y no en dispositivos comerciales acabados.

5.1.5. Factores de pérdidas energéticas

Al igual que en otros procesos de generación de potencia eléctrica, las pérdidas son un factor determinante y a tener presente en todo momento para poder posteriormente evaluar los rendimientos de los equipos.

Ahora bien, la experiencia y distintos estudios muestran que la energía producida por un módulo fotovoltaico es sensiblemente inferior. Esta disminución de la energía entregada por el generador respecto de la energía solar incidente puede ser explicada mediante una serie de pérdidas energéticas, cuyas principales fuentes se presentan a continuación y las cuales serán tenidas en cuenta a la hora de diseñar el conjunto fotovoltaico:

Pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal

Los módulos fotovoltaicos obtenidos de un proceso de fabricación industrial no son todos idénticos, sino que su potencia nominal referida a las condiciones estándar de medida, CEM (en inglés, STC), presenta una determinada dispersión. En general los fabricantes garantizan que la potencia de un módulo fotovoltaico de potencia nominal, P^* , está dentro de una banda que oscila entre $P^*3\%$, $P^*5\%$ o $P^*10\%$ [30].

Lamentablemente en algunas ocasiones suele darse el caso de que la potencia de cada uno de los módulos fotovoltaicos se sitúa dentro de la banda inferior de potencias garantizadas por el fabricante. Esto es, la potencia real suministrada por el fabricante, entendida como la suma de las potencias de cada uno de los módulos que componen el generador fotovoltaico, de una instalación de 1kWp nominal cuyo fabricante garantice el 10% debería ser cualquier valor entre 0.9 kWp y 1.1 kWp. Sin embargo, en general, se sitúa entre 0.9 kWp y 1 kWp [30].

Pérdidas de mismatch o de conexionado

Son pérdidas energéticas originadas por la conexión de módulos fotovoltaicos de potencias ligeramente diferentes para formar un generador fotovoltaico. Esto tiene su origen en que si se conectan dos módulos en serie con diferentes corrientes, el módulo de menor corriente limitará la corriente de la serie.

De modo semejante ocurre para la tensión de la conexión de módulos en paralelo. Resultando que la potencia de un generador fotovoltaico es inferior (o en un caso ideal, igual) a la suma de las potencias de cada uno de los módulos fotovoltaicos que lo componen. **Las pérdidas de mismatch se pueden reducir mediante una instalación ordenada en potencias (o en corrientes en el punto de máxima potencia)** de los módulos fotovoltaicos, así como la utilización de diodos de “bypass”[29].

Este será un parámetro a tener en cuenta para el diseño del sistema fotovoltaico con los 4 módulos en serie, ordenando de menor a mayor intensidad en el punto de máxima potencia, tal y como se indica en el capítulo de resultados[29].

Pérdidas por polvo y suciedad

Tienen su origen en la disminución de la potencia de un generador fotovoltaico por la deposición de polvo y suciedad en la superficie de los módulos fotovoltaicos. Cabría destacar dos aspectos,

por un lado la presencia de una suciedad uniforme da lugar a una disminución de la corriente y tensión entregada por el generador fotovoltaico y por otro lado la presencia de suciedades localizadas (como puede ser el caso de excrementos de aves) da lugar a un aumento de las pérdidas de mismatch y a las pérdidas por formación de puntos calientes[29].

Pérdidas angulares y espectrales

La potencia nominal de un módulo fotovoltaico suele estar referida a unas condiciones estándar de medida, STC, que, además de 1000 W/m de irradiancia y 25°C de temperatura de célula, implican una incidencia normal y un espectro estándar AM1.5G. No obstante en la operación habitual de un módulo fotovoltaico ni la incidencia de la radiación es normal, ni el espectro es estándar durante todo el tiempo de operación.

El que la radiación solar incida sobre la superficie de un módulo FV con un ángulo diferente de 0° implica unas pérdidas adicionales (mayores pérdidas a mayores ángulos de incidencia). Las pérdidas angulares se incrementan con el grado de suciedad.

Por otro lado los dispositivos fotovoltaicos son espectralmente selectivos. Esto es, la corriente generada es diferente para cada longitud de onda del espectro solar de la radiación incidente (respuesta espectral). La variación del espectro solar en cada momento respecto del espectro normalizado puede afectar la respuesta de las células fotovoltaicas dando lugar a ganancias o pérdidas energéticas.

Por lo tanto, en este apartado, para un vehículo móvil el cual su orientación es aleatoria en todo momento, la inclinación lógica óptima es 0°, sin embargo dada la geometría y elementos suplementarios del vehículo eCARM, no será posible adoptar dicha configuración, ya que las posibilidades están restringidas geométricamente al tener que instalar los módulos en ambos portones del compartimento motor y del maletero, así como en el techo, con lo cual tendrán distintas inclinaciones.

Pérdidas por caídas óhmicas en el cableado

Tanto en la parte DC como en la parte AC (desde la salida de los inversores hasta los contadores de energía) de la instalación se producen unas pérdidas energéticas originadas por las caídas de tensión cuando una determinada corriente circula por un conductor de un material y sección determinados. Estas pérdidas se minimizan dimensionando adecuadamente la sección de los conductores en función de la corriente que por ellos circula.

Sin embargo, dada la corta longitud de las conexiones planteadas para la implementación en el vehículo eléctrico, no es un parámetro determinante en el diseño.

Pérdidas por temperatura

Los módulos fotovoltaico presentan unas pérdidas de potencia del orden de un 4% por cada 10 °C de aumento de su temperatura de operación (este porcentaje varía ligeramente en función de cada tecnología). La temperatura de operación de los módulos fotovoltaico depende de los factores ambientales de irradiancia, temperatura ambiente y velocidad del viento y de la posición de los módulos o aireación por la parte posterior. Esto implica que por ejemplo a igualdad de irradiancia solar incidente un mismo sistema fotovoltaico producirá menos energía en un lugar cálido que en un clima frío [27].

CAPÍTULO 5. DISEÑO DEL SISTEMA FV A IMPLEMENTAR EN EL VEHÍCULO ELÉCTRICO

En este punto se intenta minimizar el efecto de la temperatura planteando unos separadores que permitan distanciar los módulos respecto de la superficie de la carrocería, favoreciendo el intercambio de calor y minimizando el aumento de temperatura de cada módulo[27].

Pérdidas por sombreado del generador fotovoltaico

Los sistemas FV de conexión a red se suelen instalar en entornos urbanos en los que en muchas ocasiones es inevitable la presencia de sombras en determinadas horas del día sobre el generador FV que conducen a unas determinadas pérdidas energéticas causadas en primer lugar por la disminución de captación de radiación solar y por los posibles efectos de mismatch a las que puedan dar lugar. También pueden producirse sombras importantes de unos campos fotovoltaicos sobre otros[27].

Respecto a este último punto, hay que destacar que no será posible evitar sombras en algunos módulos debido a las estructuras existentes en el vehículo destinadas a instrumentación adicional.

Además de las pérdidas consideradas anteriormente puede haber otras específicas para cada instalación, como pueden ser: averías o mal funcionamiento, los efectos de la disminución del rendimiento de los módulos FV a bajas irradiancias, etc...

5.1.6. Protecciones en el generador FV

Diodos de paso

Para evitar los problemas que puede ocasionar una iluminación no uniforme, la presencia de sombras u otros factores que pueden hacer que una parte del generador fotovoltaico trabaje en distintas condiciones que el resto se recurre al empleo de protecciones. Los diodos de paso se colocan en paralelo en asociaciones de células FV en serie, para impedir que todos los elementos de la serie se descarguen sobre una célula que resulte sombreada[29].

La figura siguiente muestra esquemáticamente el modo de funcionamiento de un diodo de paso. Aquí se han colocado diodos sobre cuatro ramas de células conectadas en serie, el diodo se conecta con polaridad opuesta a la de las células, de manera que si éstas trabajan correctamente, por el diodo no pasa corriente.

Si una de las placas en serie resulta severamente sombreada de forma que invierte su polaridad, la polaridad del diodo cambiará, con lo que puede conducir ofreciendo un camino fácil para que pase la corriente generada por el resto de los grupos de células. Además, en el caso de que se sombrease una célula sólo se descargarían sobre ella el resto de las células que están en la misma rama, con lo que dependiendo del número de células que se pongan por diodo se puede limitar la cantidad de potencia a disipar por una célula, y por tanto su temperatura[29].

La mayoría de los fabricantes de módulos incorporan diodos de paso en tomas intermedias en las cajas de conexiones de sus módulos.

En el caso de que los módulos se conecten primero en serie, los diodos de paso instalados en los módulos individuales son suficientes y no hacen falta diodos de protección extra. En este caso la corriente que puede pasar a través del diodo es solamente la de un módulo, ya que la corriente que pasa por cada una de las ramas es únicamente la de un módulo. Si un módulo es sombreado, este será puenteado pasando la corriente a través del diodo de paso y luego hacia los otros módulos[29].

En la siguiente figura se observa cuales son los esquemas de conexión para los diodos comentados. En la instalación a llevar a cabo se dispondrán diodos de paso, sin embargo no serán necesarios diodos de bloqueo dada la configuración del regulador de carga, el cual presenta entre sus funciones evitar el paso de corriente de la batería hacia el generador[29].

Protecciones adicionales

Cableado

La correcta selección del tipo y calibre del cableado aumentará el rendimiento y la fiabilidad del sistema fotovoltaico, evitando situaciones de riesgo. El tipo de cable dependerá de las conexiones que va a realizar [15], pero en general deben cumplir:

- Estar aislados de la intemperie y ser resistentes a la humedad
- Los cables utilizados para interconectar módulos deben estar especificados como resistentes a la luz solar.
- Además, la sección del cable ha de ser tal que asegure que la caída de tensión en el generador y entre éste y el resto de los componentes del sistema no supere el 1 % de la tensión nominal.

Protecciones contra sobretensiones

Se utilizarán interruptores y fusibles para proteger los equipos y el personal. Los interruptores permiten cortar manualmente el flujo de corriente en caso de una emergencia o para un mantenimiento programado, mientras que el fusible proporciona una protección contra sobrecorrientes en caso de un cortocircuito del sistema o de una falta a tierra[15].

5.2. Diseño del sistema FV aislado

Para el diseño del SFA, acerca del apartado eléctrico sólo había una posibilidad ya que las baterías tienen un voltaje nominal de 48 V, y cada placa entrega unos 17.6 V de Tensión nominal, por lo que la única disposición posible a establecer es un sistema de módulos en serie compuesto por las 4 placas solares adquiridas en serie, obteniendo alrededor de los 70.4 V de tensión nominal entre el total de los módulos y manteniendo los 1.7 amperios de intensidad de corriente nominal, voltaje que el regulador se encarga de gestionar y rentabilizar de cara al consumo por parte de las baterías[15].

5.2.1. Análisis mediante software PVsyst del Sistema Fotovoltaico Aislado

Para obtener datos acerca de las posibilidades de orientación e inclinación y los factores condicionantes, se ha empleado un programa informático llamado PVSYST5.5, en el que es posible simular cualquier instalación de módulos fotovoltaicos, y proporciona datos como las posibles pérdidas debido a una mala orientación. En el programa se introducen los parámetros más significativos del sistema fotovoltaico como se expone en la siguiente figura 5.1.

Este programa permite simular cualquier tipo de instalación fotovoltaica, ya que cuenta con una extensa base de datos de módulos fotovoltaicos en el mercado, pudiendo introducir valores de pérdidas en el sistema, para que la simulación sea lo más próxima a la realidad[15].

En la figura 5.2 se muestra la banda de trayectorias del sol a lo largo de todo el año, para una instalación situada en Madrid y con la orientación e inclinación elegidas anteriormente. Como se

CAPÍTULO 5. DISEÑO DEL SISTEMA FV A IMPLEMENTAR EN EL VEHÍCULO ELÉCTRICO

puede observar, la orientación y la inclinación aplicadas a los módulos fotovoltaicos proporcionan el máximo posible de horas de irradiación[15].

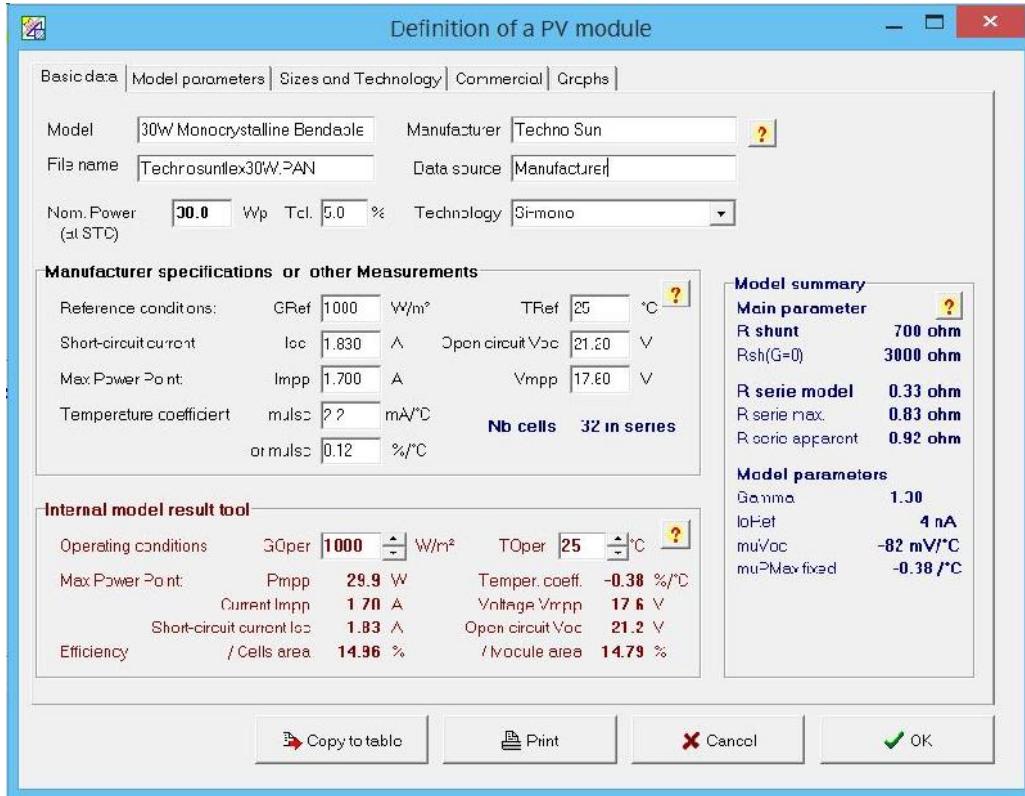


Figura 5.1: Definición de una serie de módulos fotovoltaicos en PVSyst

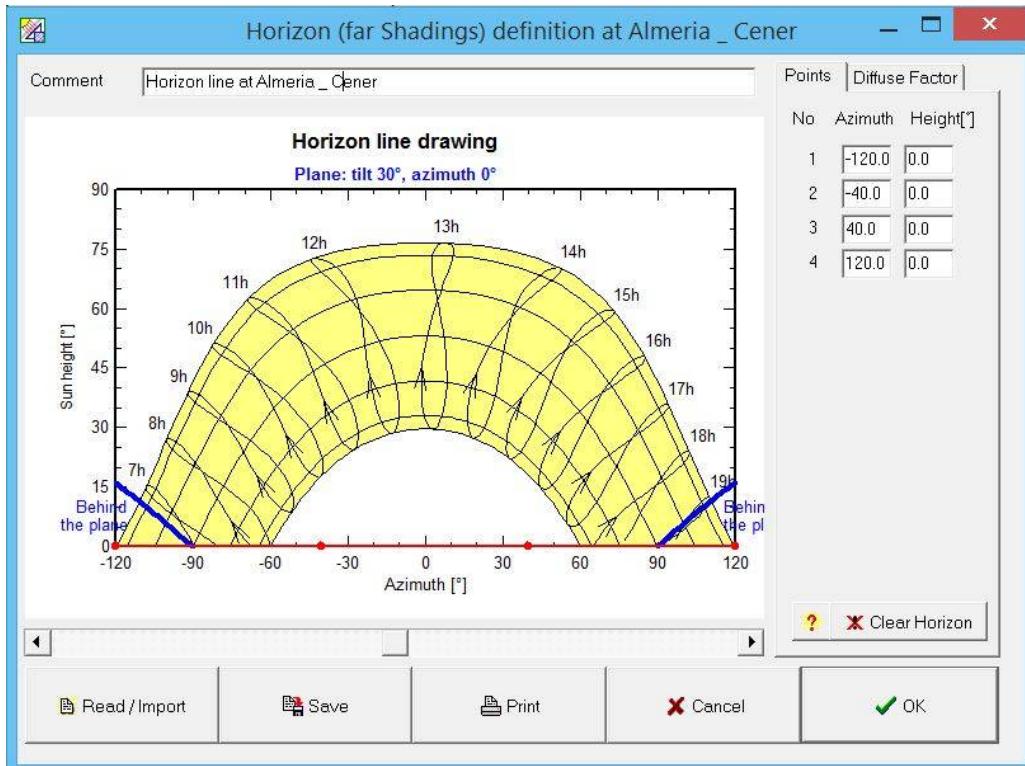


Figura 5.2: Línea de horizonte para una configuración de inclinación de 0°.

Para averiguar las pérdidas que presentan los módulos adquiridos, se introducen en el programa los datos del cableado, temperaturas (ambiente y del módulo fotovoltaico), porcentaje de desviación con respecto a la potencia nominal, posibles sombras y efecto del ángulo de incidencia[15].

En primer lugar, se muestra la instalación a diseñar en la siguiente figura:

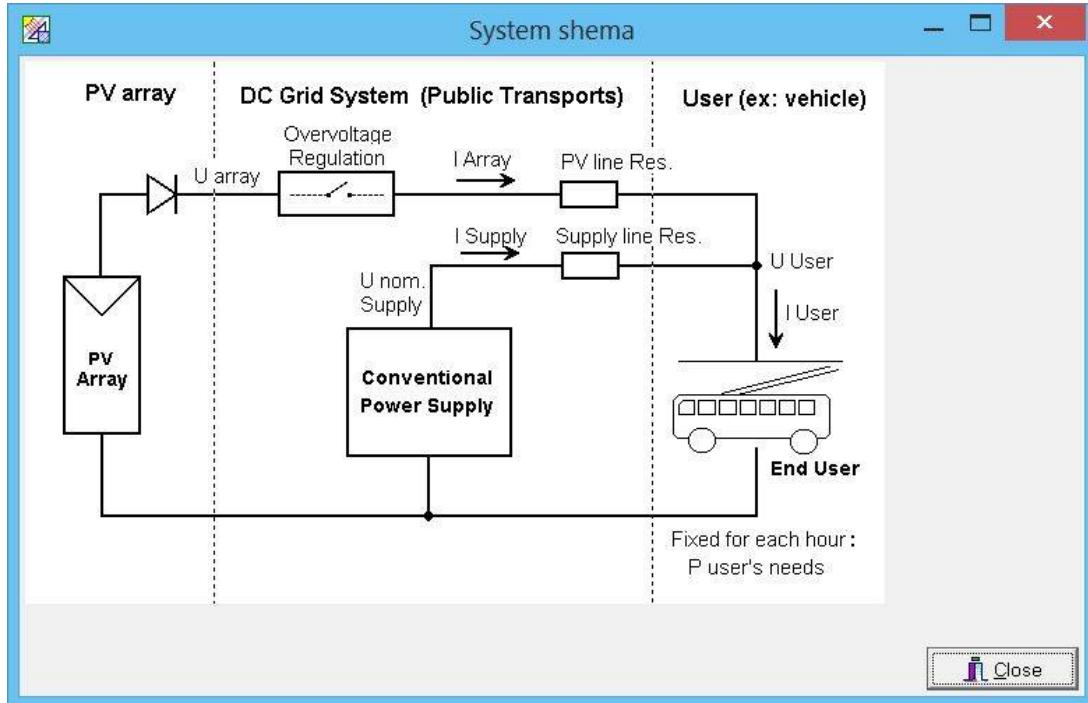


Figura 5.3: Esquema eléctrico del SFA propuesto para ser instalado en el vehículo eCARM

Pérdidas

Una vez introducidos todos los valores de pérdidas, el programa proporciona la curva I-V resultante en dichas condiciones, y que se compara con la obtenida en condiciones reales, que debería de ser prácticamente idéntica, analizando así las pérdidas presentes en el sistema.

Pérdidas por temperatura

El comportamiento térmico es caracterizado por el factor de pérdidas térmicas, “k”, el cual tiene una gran influencia en el rendimiento eléctrico del mismo. Es definido por un equilibrio térmico entre la temperatura ambiente y el calentamiento del módulo debido a la radiación solar incidente.

Para el Standard NOCT factor se emplean los valores de temperatura nominal de operación facilitados por los fabricantes de los módulos. Éste valor de temperatura nominal de operación es calculado con unas determinadas condiciones:

$$E = 800 \text{ W/m}$$

$$T_{amb}=20^\circ\text{C}$$

$$\text{Velocidad del viento} = 1 \text{ m/s.}$$

Pérdidas en el cableado

El programa da la opción de calcular la sección necesaria para la instalación, o que introducir los valores de longitud y sección del cableado empleado. Para el presente trabajo se introdujeron los valores del cableado existentes y se siguió la norma HE-5 del Código Técnico de la Edificación que especifica que la caída máxima de tensión permitida entre los módulos fotovoltaicos y el inversor, o en su defecto la carga de consumo, no debe ser superior al 1 %. A continuación en la siguiente figura se muestran las pérdidas estimadas por el programa:

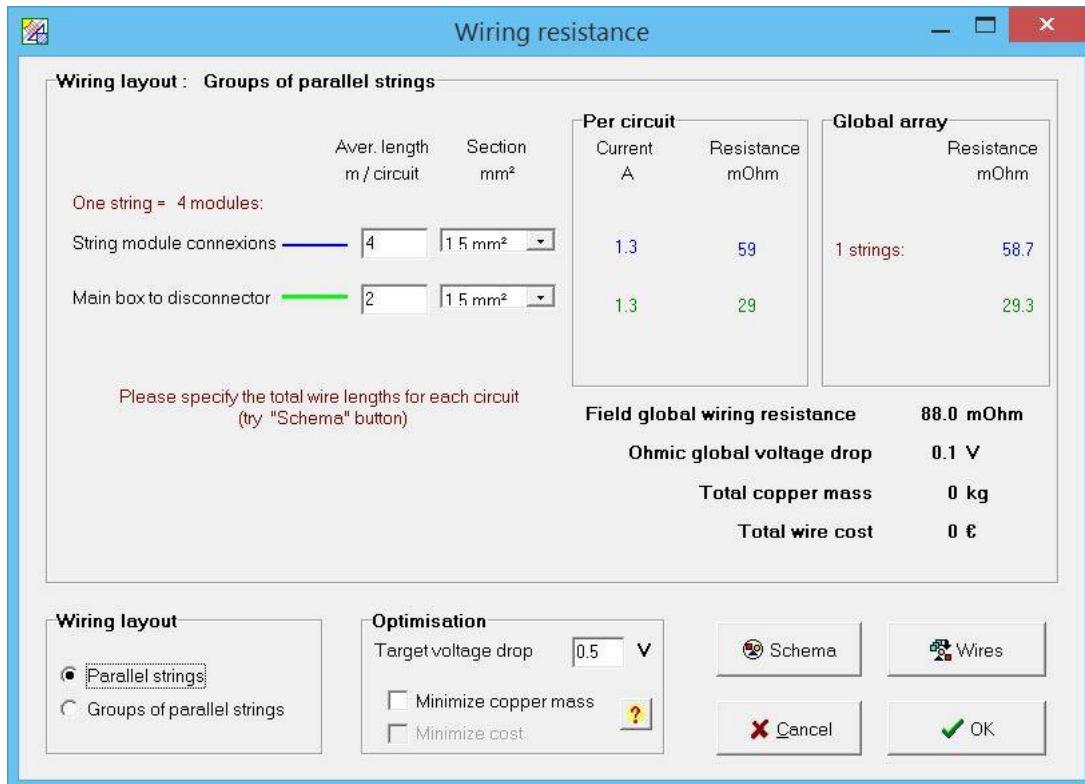


Figura 5.4: Pérdidas de simulación en el cableado

Pérdidas por calidad del módulo y mismatch.

Es posible introducir unos valores de pérdidas para la pérdida de eficiencia (diferencia entre la potencia entregada con la proporcionada por el fabricante) y las pérdidas por mismatch. Para el factor de efectividad se toma la relación entre la potencia entregada según el fabricante y la medida en el ensayo convertida a STC.

Para el factor de pérdidas por mismatch, se introducen las condiciones de temperatura e irradiancia en las que se realiza el ensayo, y el número de módulos conectados en serie. El programa permite simular el funcionamiento de los módulos fotovoltaicos en las mismas condiciones en las se han realizado las pruebas, y también en condiciones estándar de medida. De tal manera, los valores nominales de pérdidas se observan en la siguiente figura 5.5.

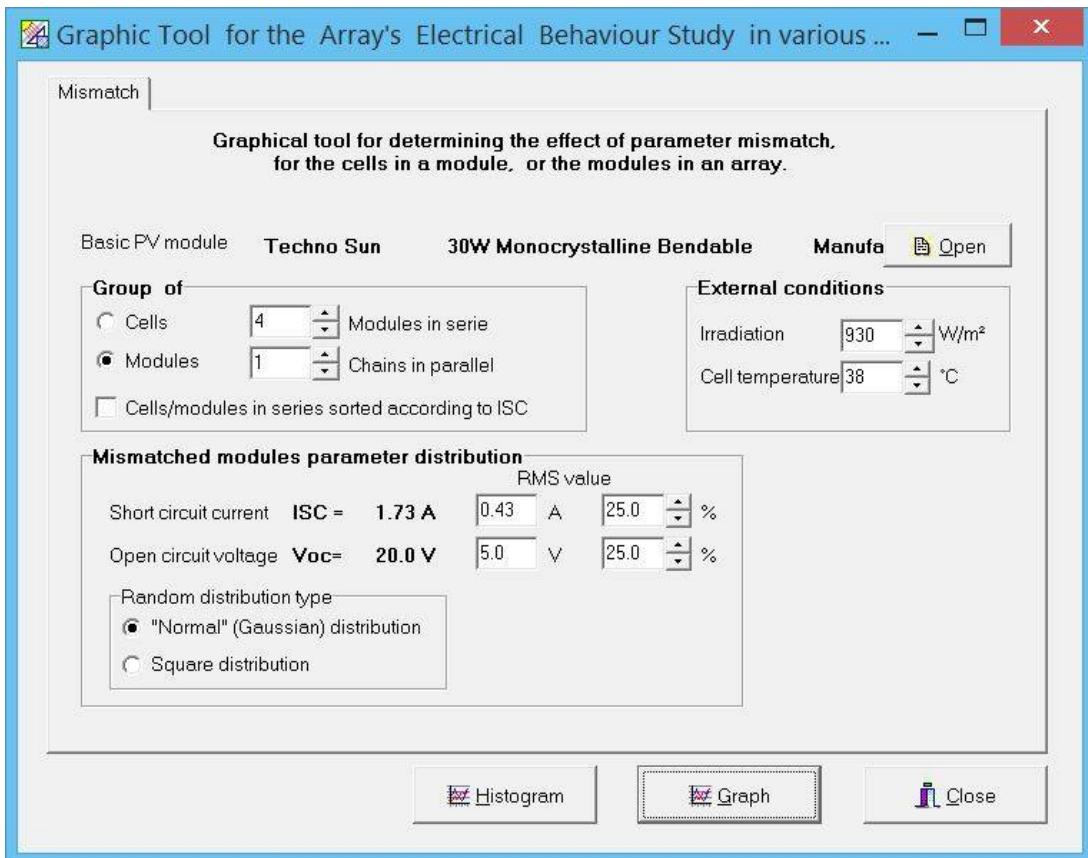


Figura 5.5: Pérdidas de simulación de mismatch o conexionado

5.2.2. Análisis mediante software de las curvas V-I

En la figura siguiente se representa la curva característica de los módulos en cuestión conectados en serie. La curva ha sido extrapolada a condiciones estándar de medida para su análisis. Se observa que la curva de corriente, no permanece constante sino que presenta una disminución que es debida a las pérdidas por mismatch, uno de los módulos conectados limita la corriente haciendo disminuir la corriente total suministrada.

Se comprueba que en efecto, la instalación tiene pérdidas, ya que su potencia máxima es inferior a los 30W que indica el fabricante. Otro dato importantísimo es que el valor de tensión de circuito abierto es inferior, y como ya se ha visto, la influencia de la temperatura hace que la curva se desplace hacia la izquierda obteniendo unos valores inferiores de tensión de circuito abierto (V_{oc}).

A continuación se introducen en PVSYST los valores reales de las condiciones en las que se ha realizado la medida, para poder estimar unos valores de pérdidas en el sistema analizado. Para ello se introducen los datos del cableado existente en la instalación, temperatura de la célula, diferencia de potencia máxima con respecto a la proporcionada por el fabricante, etc....

Por lo tanto, gracias al programa, como se muestra en las figuras a continuación, se puede estimar que hay unas pérdidas globales del 13,9 %. Al comparar la curva I-V facilitada por el programa y la medida con el módulo portátil de medida y posteriormente extrapolada a CEM, se observa la gran semejanza entre ambas en cuanto a los valores característicos.

CAPÍTULO 5. DISEÑO DEL SISTEMA FV A IMPLEMENTAR EN EL VEHÍCULO ELÉCTRICO

En la siguiente figura se representa con PVSYST las distintas curvas en función de las distintas pérdidas para 1 de los módulos.

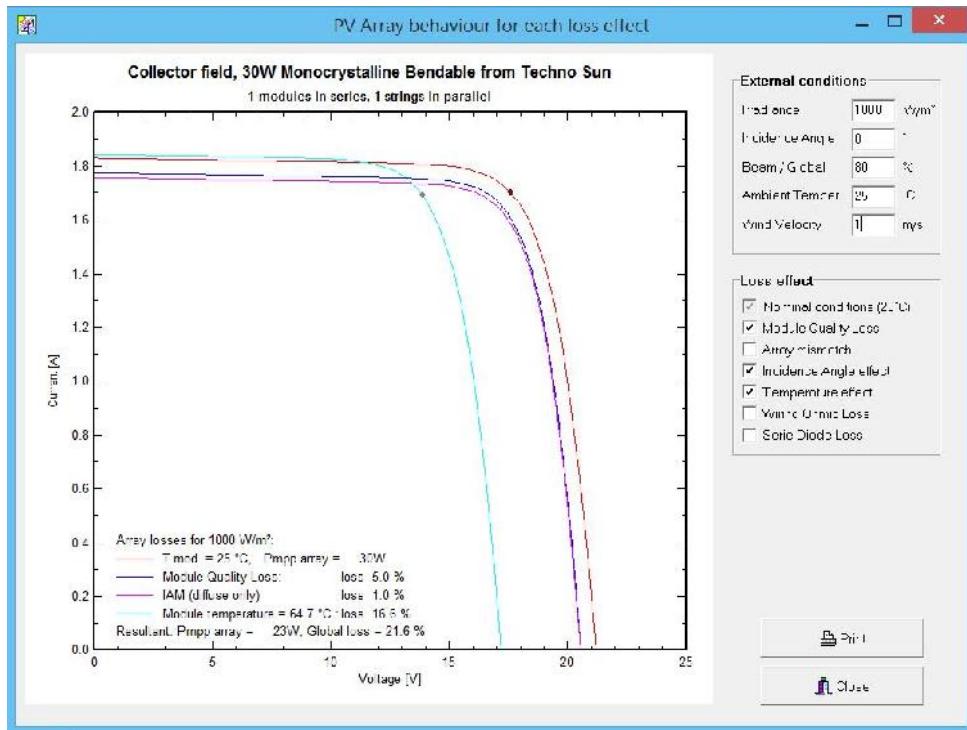


Figura 5.6: Curvas de un módulo individual en condiciones STC

Y a continuación en la siguiente figura se muestra la simulación del sistema de 4 módulos en serie:

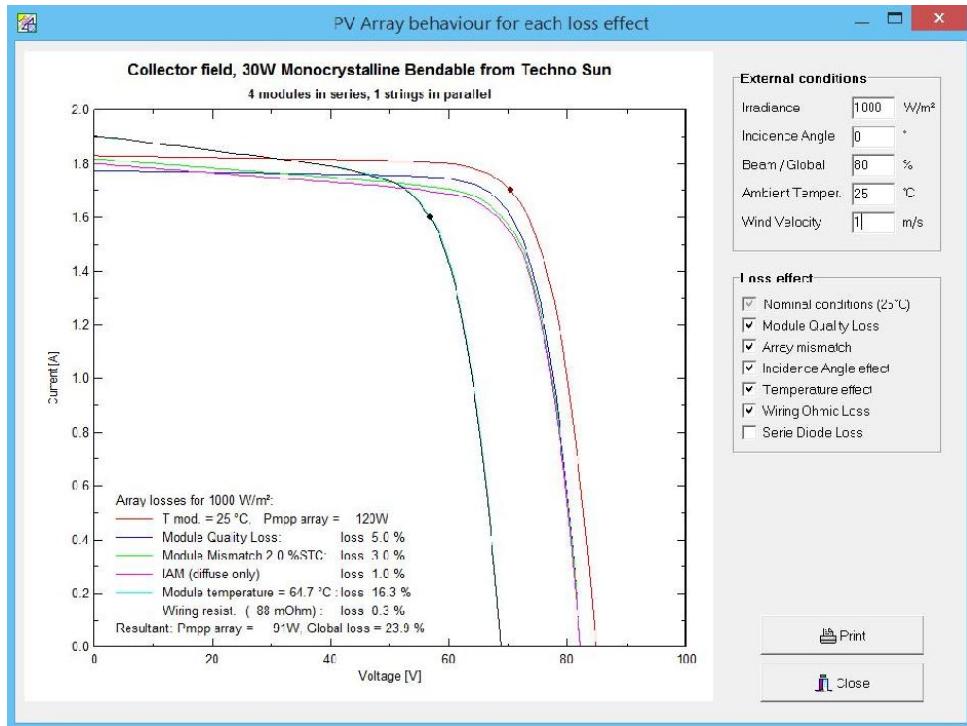


Figura 5.7: Curvas del sistema en serie en condiciones STC

5.3. ANÁLISIS DE LA INFLUENCIA DE LOS MÓDULOS FV EN LOS PROCESOS DE CARGA/DESCARGA DE BATERÍAS

5.2.3. Estudio de las pérdidas por sombras en el vehículo

A continuación, mediante PVSYST, se lleva a cabo un estudio de la incidencia del lugar de instalación de las placas al rendimiento del equipo fotovoltaico en su conjunto, gracias al módulo de estudio de simulación dinámico en el que se puede simular una forma aproximada e incluir la inclinación solar respecto a una determinada época del año. En la siguiente figura se muestra un ejemplo de dicha implementación en el software:

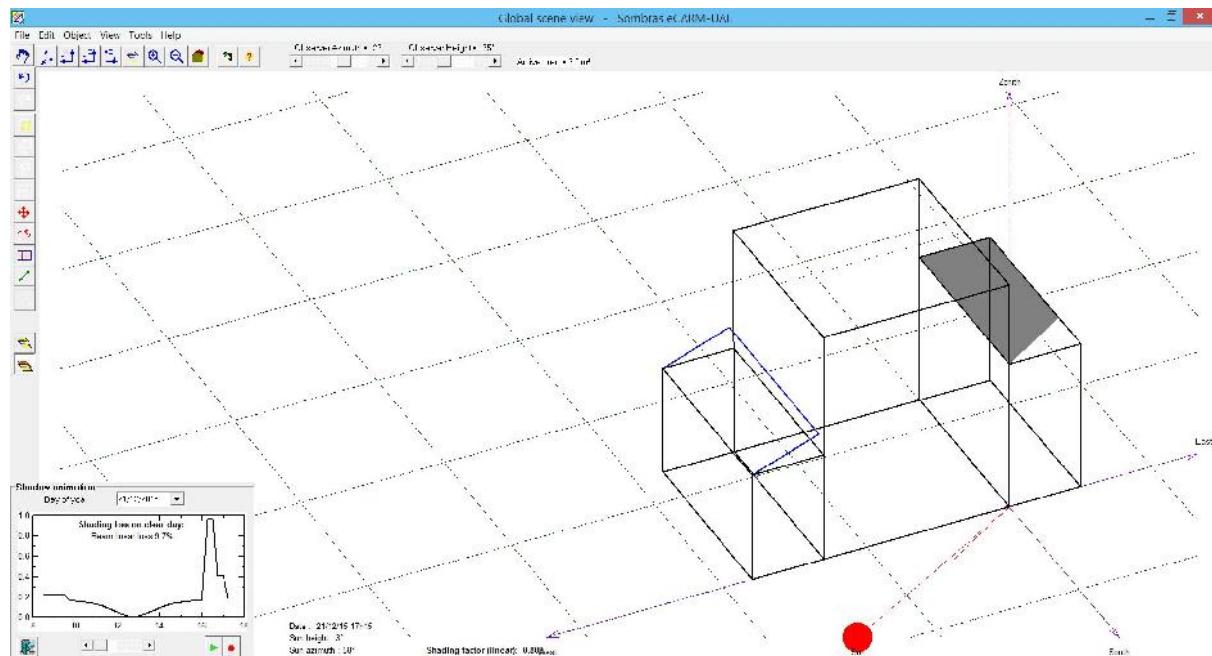


Figura 5.8: Pérdidas por sombras simuladas en el vehículo, PVSYST

Por lo tanto, a raíz de las múltiples configuraciones estudiadas, las cuales se cree conveniente no incluir dada la similitud de los resultados, se extrae una clara conclusión: a raíz de las distintas orientaciones dadas al sólido, la mejor posición para la futura implementación del sistema fotovoltaico en el vehículo es la posición horizontal de todos y cada uno de los módulos fotovoltaicos. Denotándose como, la inclusión de diferencias en la inclinación entre los distintos módulos es el parámetro determinante. Sin embargo esto no será posible solucionarlo, como ya se ha comentado, debido a la geometría y funciones del vehículo en cuestión.

5.3. Análisis de la influencia de los módulos FV en los procesos de carga/descarga de baterías

En este apartado se pretende caracterizar o cuantificar el apoyo energético que supone la implementación del sistema fotovoltaico diseñado en el vehículo eléctrico. Para ello se tomará como variable sustancial, la carga extraída o acumulada en las baterías en los procesos de carga y descarga.

5.3.1. Diseño de los ensayos a realizar

En primer lugar se presentan los 5 ensayos dispuestos:

- Carga de baterías completa mediante conexión a la red.
- Descarga de baterías sin módulos FV desde ciclo de carga completa .
- Carga de baterías desde descarga completa mediante SFA.
- Descarga de baterías desde ciclo de carga mediante SFA.
- Descarga de baterías desde ciclo de carga completa con apoyo solar.

5.3.2. Conexionado de equipos de medida

Así pues, para caracterizar el comportamiento de las baterías se hará uso de la tarjeta NI USB-6211 mencionada anteriormente, junto con los sensores de voltaje MCR-VDC-UI-B-DC y corriente LEM DHR 100 que se presentan en las siguientes figuras:



(a) Sensor de voltaje MCR-VDC- (b) Sensor de corriente LEM DHR
UI-B-DC 100

Figura 5.9: Sensores de voltaje y corriente para caracterizar los procesos de carga y descarga de baterías

A parte del equipo de medida el cual servirá de herramienta para hallar las curvas de las baterías, es necesario presentar el regulador de carga MPPT Blue Solar 150/35, representado en la siguiente figura, componente fundamental en el sistema conjunto:



Figura 5.10: Regulador de carga MPPT Blue Solar 150/35.

5.3. ANÁLISIS DE LA INFLUENCIA DE LOS MÓDULOS FV EN LOS PROCESOS DE CARGA/DESCARGA DE BATERÍAS

5.3.3. Registro y tratamiento de datos

La toma y tratamiento de los datos se realiza mediante el mismo programa desarrollado en Matlab para el apartado 4.5, teniendo en cuenta las constantes para la sensibilidad de los instrumentos dispuestas en las pertinentes hojas de características. Mediante un registro y tratamiento de datos similar al planteado en el apartado 4.5 del presente documento, se representarán gráficamente las curvas I-V obtenidas con el sistema de medida estipulado. Simultáneamente, mediante dichos scripts de procesamiento de datos, se realizará el tratamiento de los datos oportuno.

De tal manera, en la figura que se presenta a continuación se puede ver como quedó dispuesta la instrumentación en el lugar del ensayo:

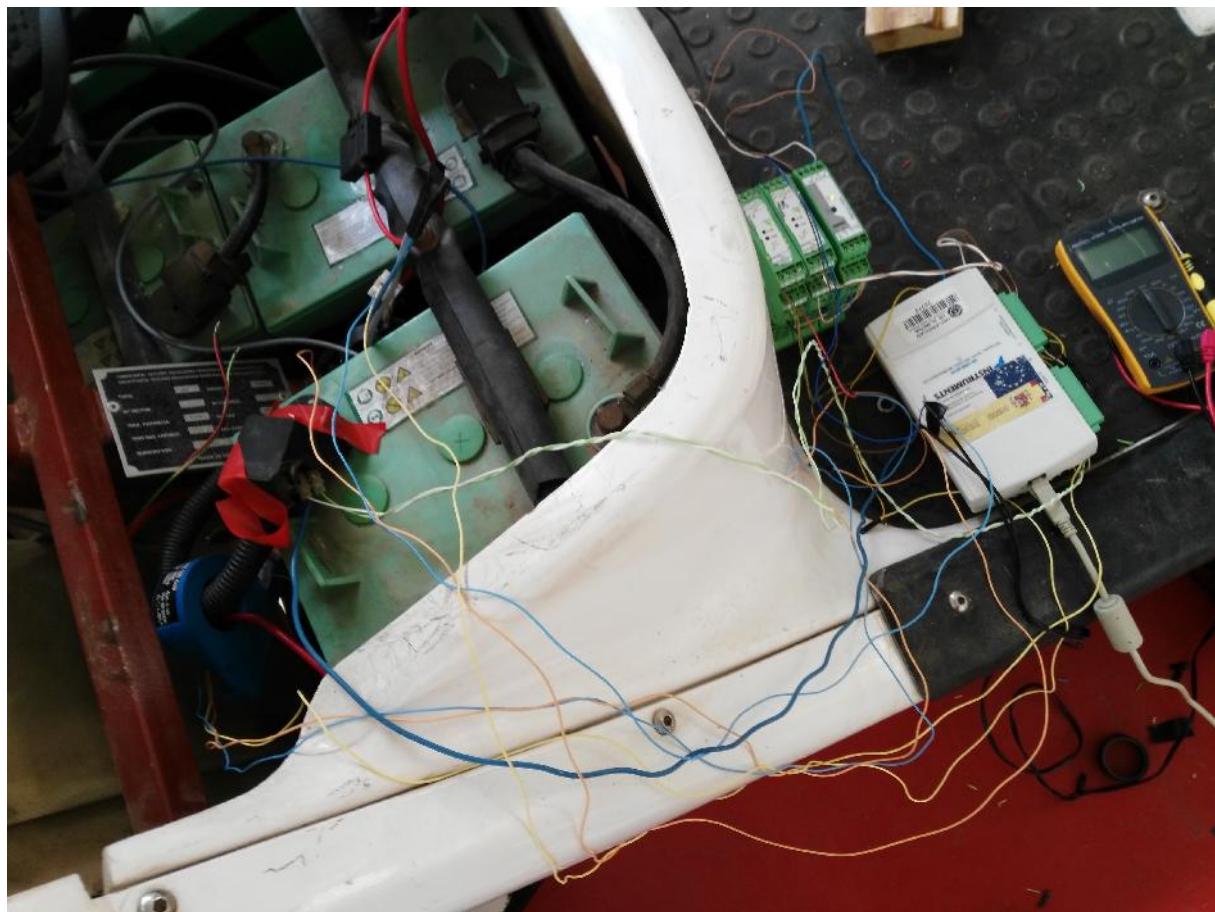


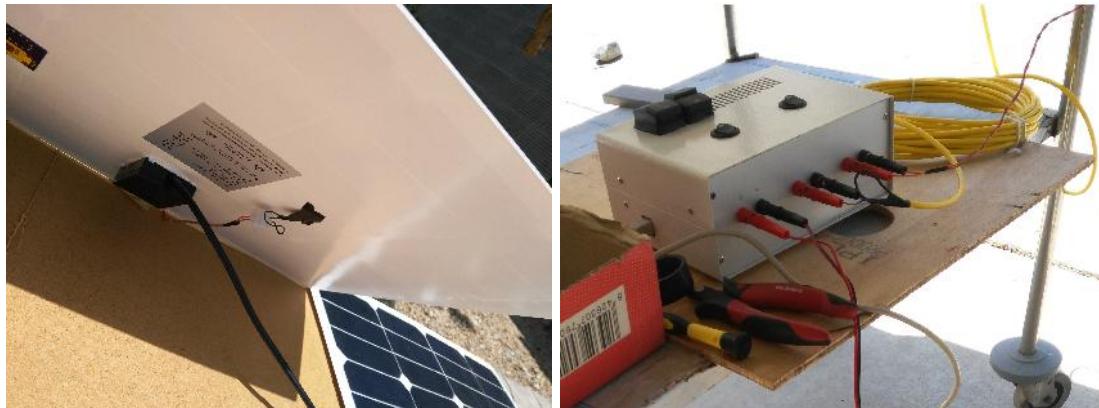
Figura 5.11: Vista general del conexionado para toma de datos.

Así mismo, a continuación se aprecia como se plantea el ensayo al aire libre, habiendo servido tanto de banco de ensayos para la caracterización de las curvas V-I de los módulos, como para realizar los ensayos de carga y descarga de baterías, ya que no fue posible realizar los ensayos con el coche en movimiento.

Por lo tanto, en la siguiente página se muestran tres imágenes del ensayo: posición de los módulos fotovoltaicos (figura 5.12), posición del sensor de temperatura (figura 5.13.a) y finalmente la una vista general al equipo de medida fabricado, dentro del cual está instalada la tarjeta de adquisición de datos (figura 5.13.b).



Figura 5.12: Disposición de los módulos FV Techno Sun Flex 30 W para realizar los ensayos, nótense la posición coplanaria del piranómetro en la parte superior de la imagen



(a) Posición del sensor de temperatura LM335 (b) Equipo de medida para caracterizar curvas V-I

Figura 5.13: Disposición de elementos para el ensayo

Capítulo 6

Resultados

6.1. Equipo de medida para módulos FV y sus características

A continuación se presenta el estado final del equipo de medida y sus correspondientes características:

- Interruptores automáticos de 250V y 20A
- 2 Condensadores electrolíticos de 3900F/160V y 3300F/100V
- Resistencia de potencia de valor 100 Ohmios, para reducir el tiempo de descarga sin poner en compromiso la integridad de ella misma.
- Transductor de corriente LTSR 6-NP
- Sensor de temperatura LM 335
- Piranómetro KIPP&ZENON CMP-11

Y el resultado se puede apreciar en la siguiente figura:



Figura 6.1: Equipo de medida terminado.

6.2. Caracterización individual de módulos FV

En este apartado se presentan los resultados de la caracterización de cada uno de los módulos por separado. Se han nombrado cada módulo con las siglas A, B, C y D para luego distinguir sus propiedades.

6.2.1. Módulo A

En la siguiente figura se representan las gráficas de Tensión e Intensidad por separado, tanto en condiciones reales, como la conversión a condiciones STC.

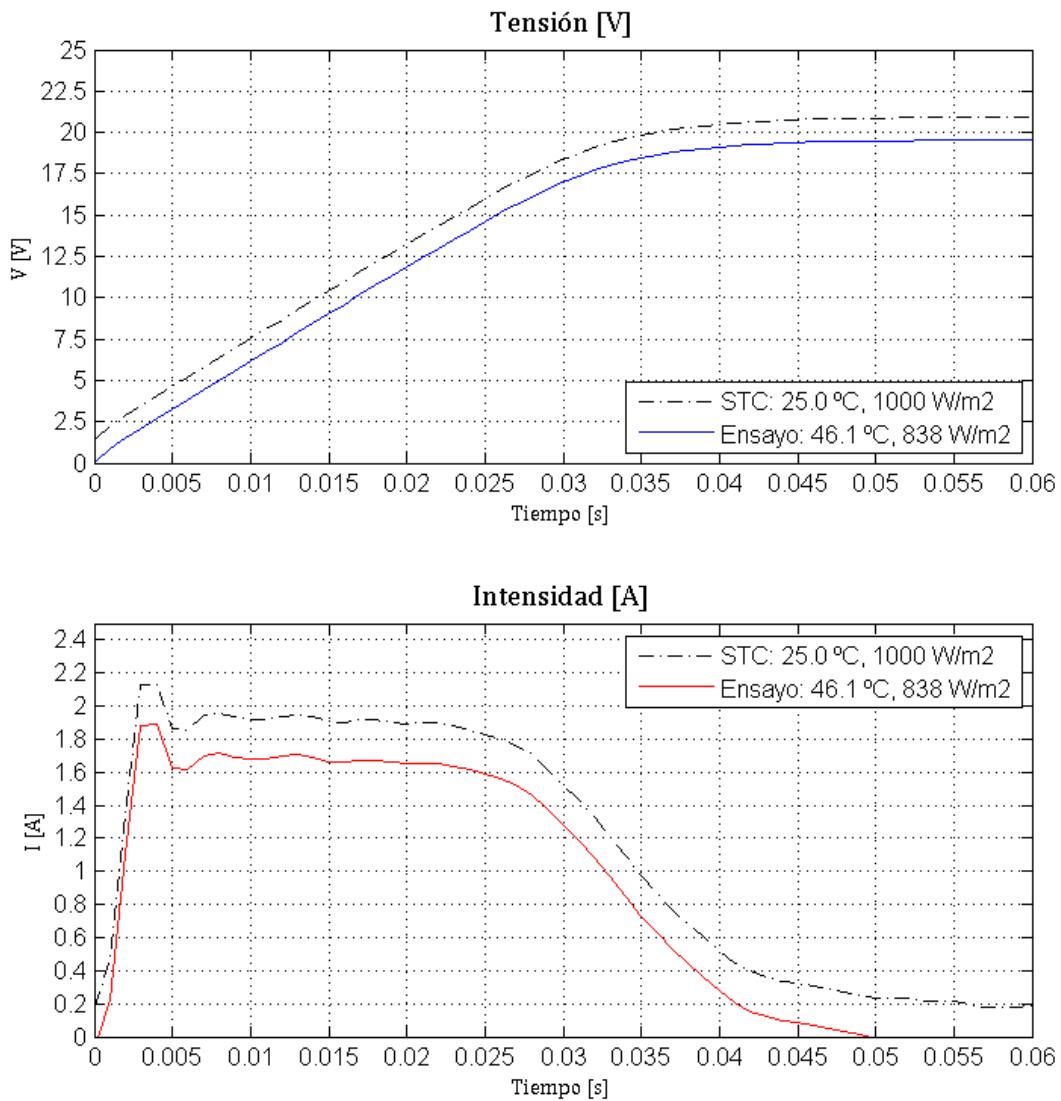


Figura 6.2: Tensión e Intensidad respecto del tiempo, módulo A

Se observa que la curva de corriente disminuye de forma uniforme a partir del punto de máxima potencia, lo cual es un buen indicador del buen funcionamiento tanto del módulo como del

equipo de medida. Lo ideal sería que permaneciera constante hasta que empezara a decrecer al aproximarse al punto de máxima potencia. A continuación en la siguiente figura se representa la curva V-I deseada y su equivalente V-Potencia:

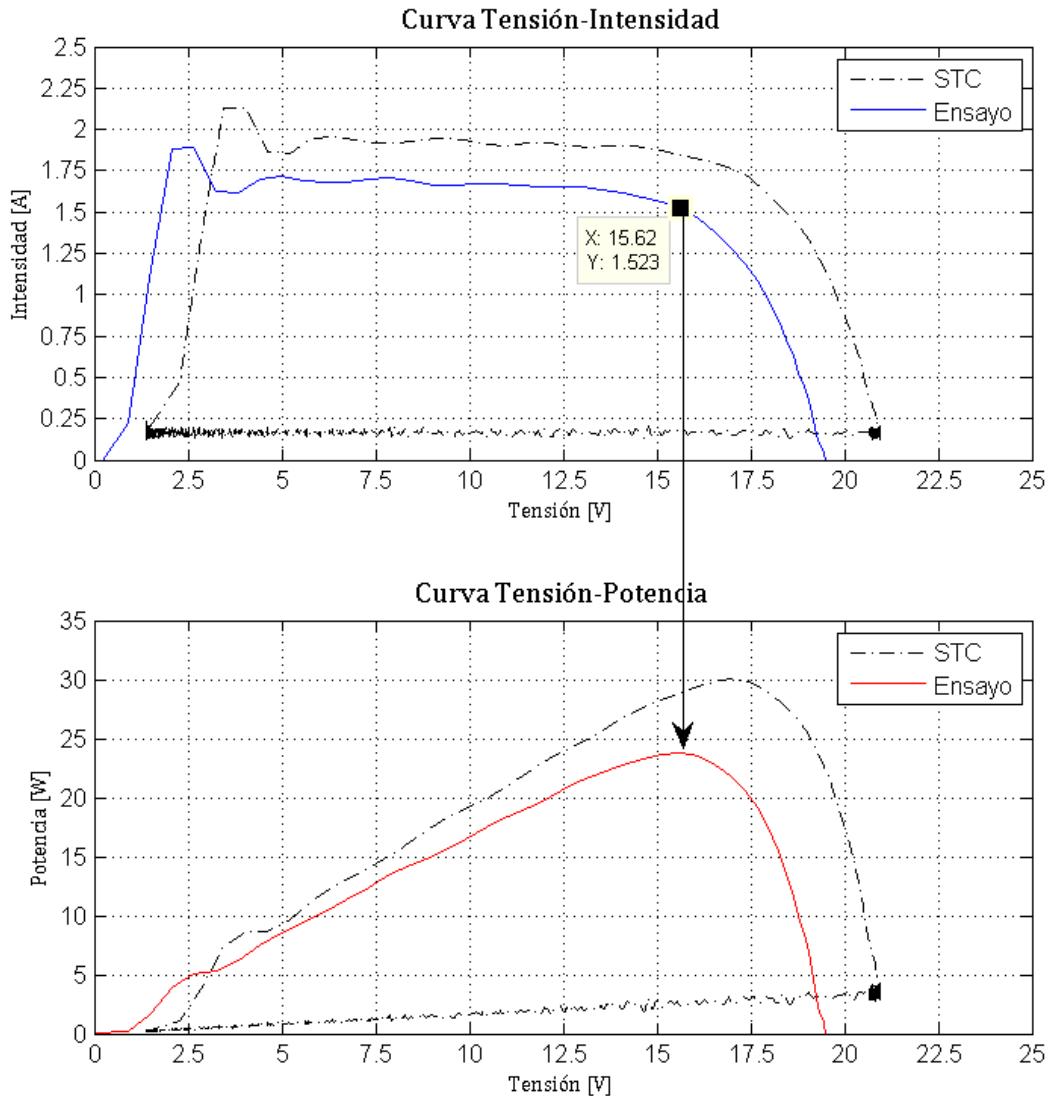


Figura 6.3: Curvas Tensión-Intensidad y Tensión-Potencia, módulo A

Como se ha estudiado en el análisis mediante el software PVsyst, si esta caída del nivel de corriente no hubiera sido tal cual, se podría deber a la suciedad sobre el módulo fotovoltaico, a fallos de conexión interna, o lo más probable, al aumento del valor de la resistencia interna debida a una alta irradiancia. Sin embargo, el resultado es satisfactorio; si se observa la curva característica del fabricante presente en el correspondiente anexo, los valores de V_{oc} y I_{sc} en STC son prácticamente similares a los obtenidos experimentalmente (21.5 V y 1.9 A respectivamente).

Se observa en la curva I-V dicho valor inferior de V_{oc} , y un valor superior de I_{sc} e I_{mp} .

Los fabricantes de módulos aseguran que la potencia entregada por el módulo se encuentra en un rango de 10 %, en este caso la potencia máxima obtenida es igual que la que debería ser según el fabricante: 30 W.

6.2.2. Módulo B

En la siguiente figura se representan las gráficas de Tensión e Intensidad por separado, tanto en condiciones reales, como la conversión a condiciones STC.

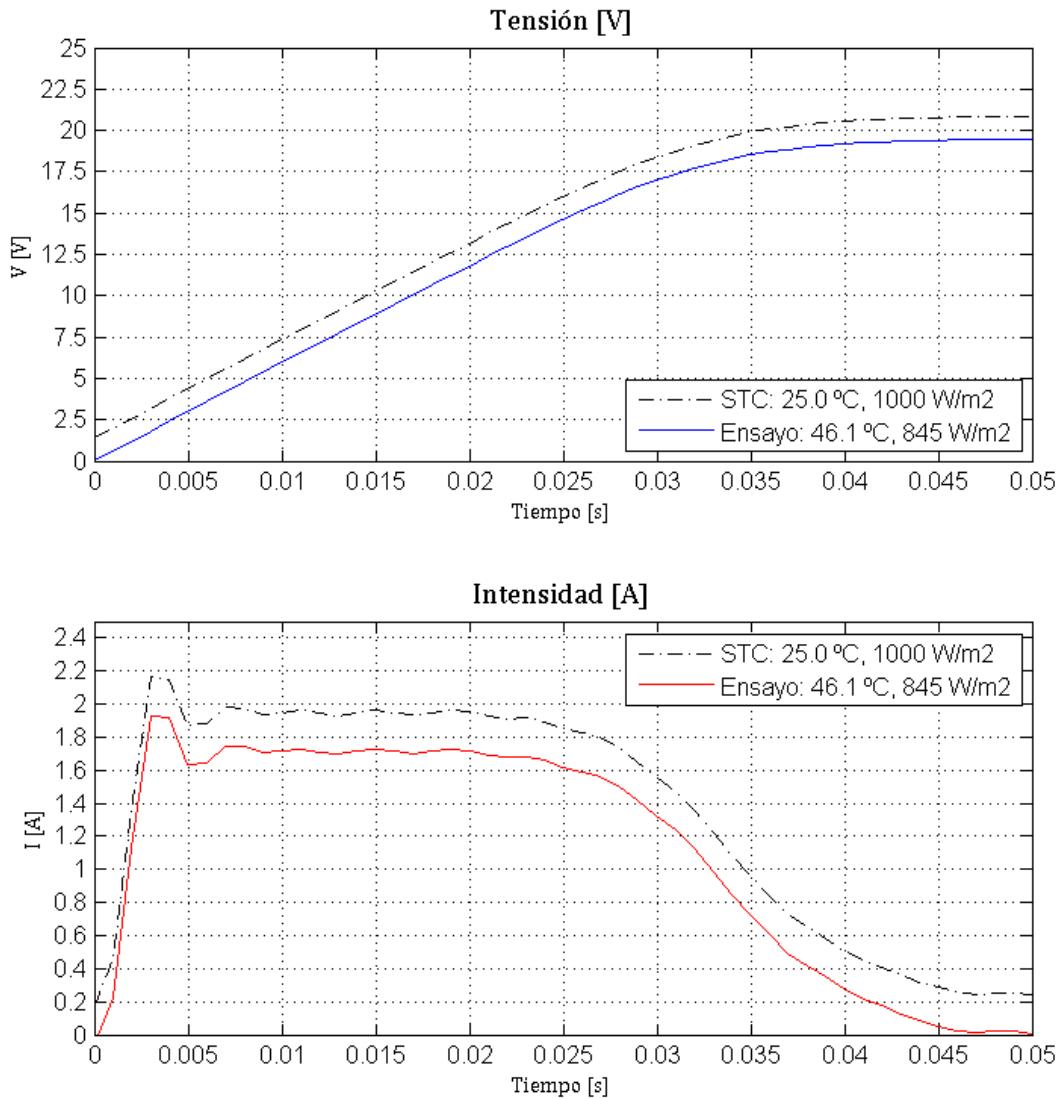


Figura 6.4: Tensión e Intensidad respecto del tiempo, módulo B

Se observa que la curva de corriente disminuye de forma uniforme a partir del punto de máxima potencia, lo cual es un buen indicador del buen funcionamiento tanto del módulo como del equipo de medida. Lo ideal sería que permaneciera constante hasta que empezara a decrecer al aproximarse al punto de máxima potencia.

Como se ha estudiado en el análisis mediante el software PVsyst, si esta caída del nivel de corriente no hubiera sido tal cual, se podría deber a la suciedad sobre el módulo fotovoltaico, a fallos de conexión interna, o lo más probable, al aumento del valor de la resistencia interna debida a una alta irradiancia. Sin embargo, el resultado es satisfactorio; si se observa la curva característica del fabricante presente en el correspondiente anexo, los valores de V_{oc} y I_{sc} en STC son prácticamente similares a los obtenidos experimentalmente (21.5 V y 1.9 A respectivamente). A continuación en la siguiente figura se representa la curva V-I deseada y su equivalente V-Potencia:

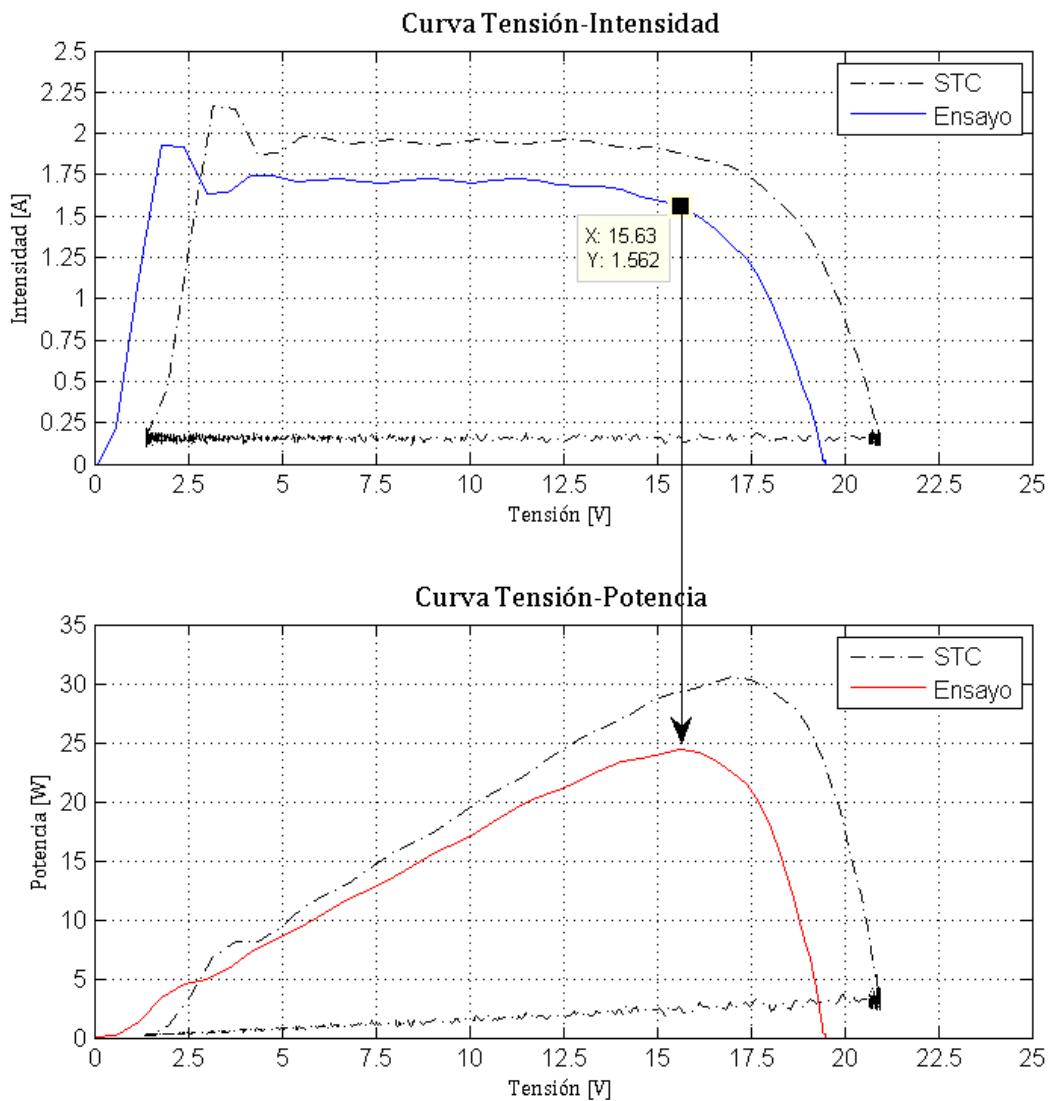


Figura 6.5: Curvas Tensión-Intensidad y Tensión-Potencia, módulo B

Se observa en la curva I-V dicho valor inferior de V_{oc} , y un valor superior de I_{sc} e I_{mp} .

Los fabricantes de módulos aseguran que la potencia entregada por el módulo se encuentra en un rango de 10 %, en este caso la potencia máxima obtenida es ligeramente superior a la que debería ser según el fabricante: 31 W.

6.2.3. Módulo C

En la siguiente figura se representan las gráficas de Tensión e Intensidad por separado, tanto en condiciones reales, como la conversión a condiciones STC.

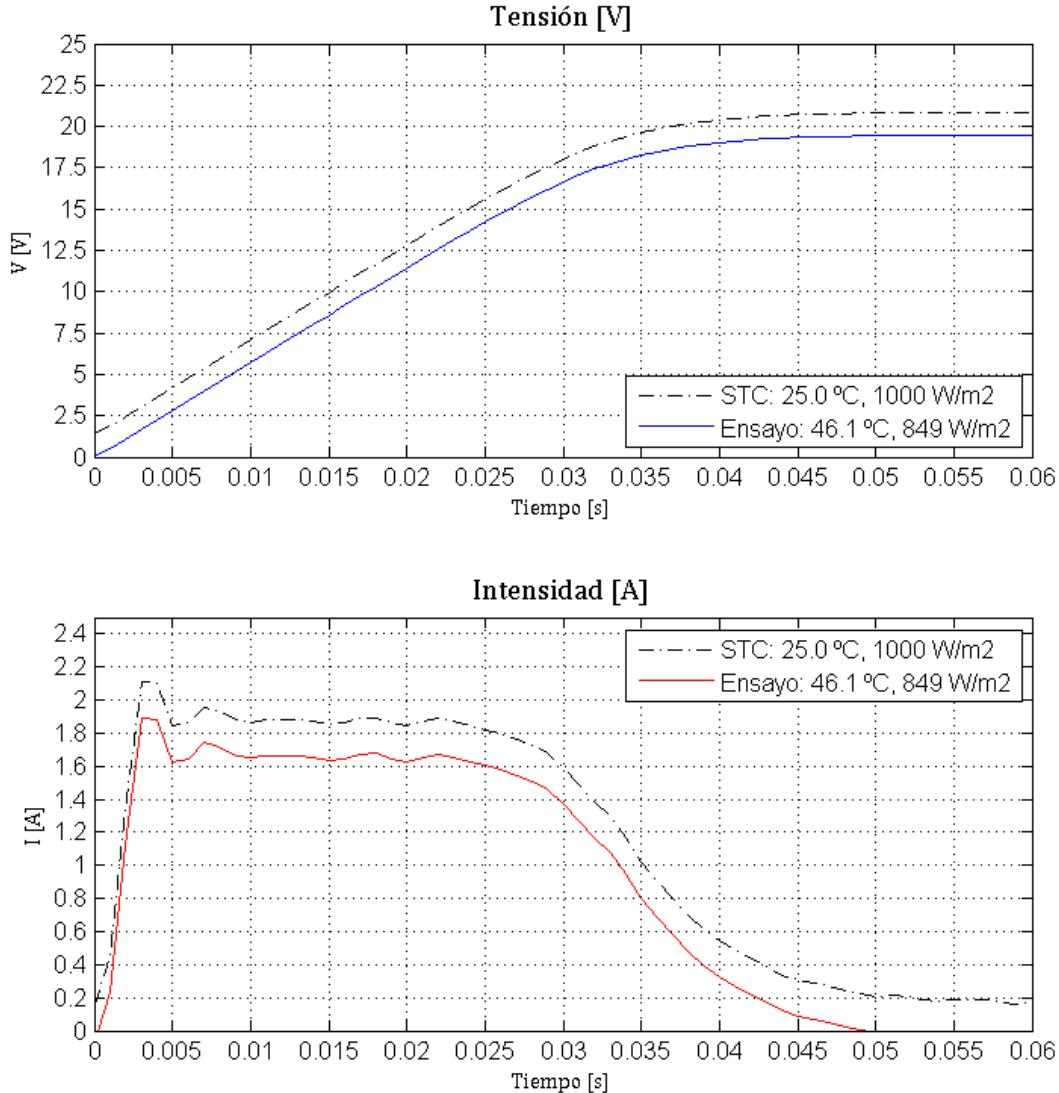


Figura 6.6: Tensión e Intensidad respecto del tiempo, módulo C

Se observa que la curva de corriente disminuye de forma uniforme a partir del punto de máxima potencia, lo cual es un buen indicador del buen funcionamiento tanto del módulo como del equipo de medida. Lo ideal sería que permaneciera constante hasta que empezara a decrecer al aproximarse al punto de máxima potencia.

Como se ha estudiado en el análisis mediante el software PVsyst, si esta caída del nivel de corriente no hubiera sido tal cual, se podría deber a la suciedad sobre el módulo fotovoltaico, a fallos de conexión interna, o lo más probable, al aumento del valor de la resistencia interna debida a una alta irradiancia. Sin embargo, el resultado es satisfactorio; si se observa la curva

6.2. CARACTERIZACIÓN INDIVIDUAL DE MÓDULOS FV

característica del fabricante presente en el correspondiente anexo, los valores de V_{oc} y I_{sc} en STC son prácticamente similares a los obtenidos experimentalmente (21.0 V y 1.8 A respectivamente). A continuación en la siguiente figura se representa la curva V-I deseada y su equivalente V-Potencia:

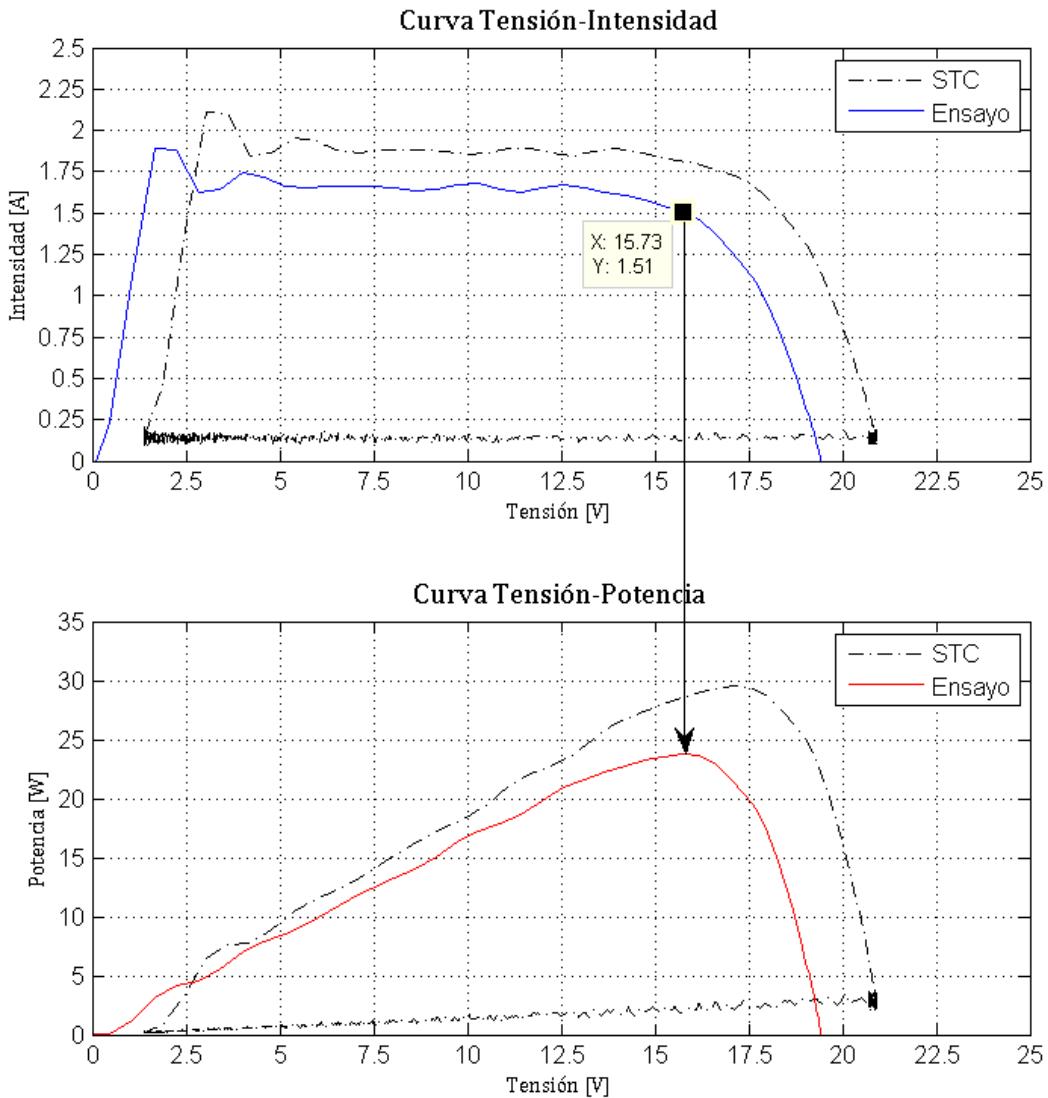


Figura 6.7: Curvas Tensión-Intensidad y Tensión-Potencia, módulo C

Se observa en la curva I-V dicho valor inferior de V_{oc} , y un valor superior de I_{sc} e I_{mp} .

Los fabricantes de módulos aseguran que la potencia entregada por el módulo se encuentra en un rango de 10 %, en este caso la potencia máxima obtenida es igual que la que debería ser según el fabricante: 30 W.

6.2.4. Módulo D

En la siguiente figura se representan las gráficas de Tensión e Intensidad por separado, tanto en condiciones reales, como la conversión a condiciones STC.

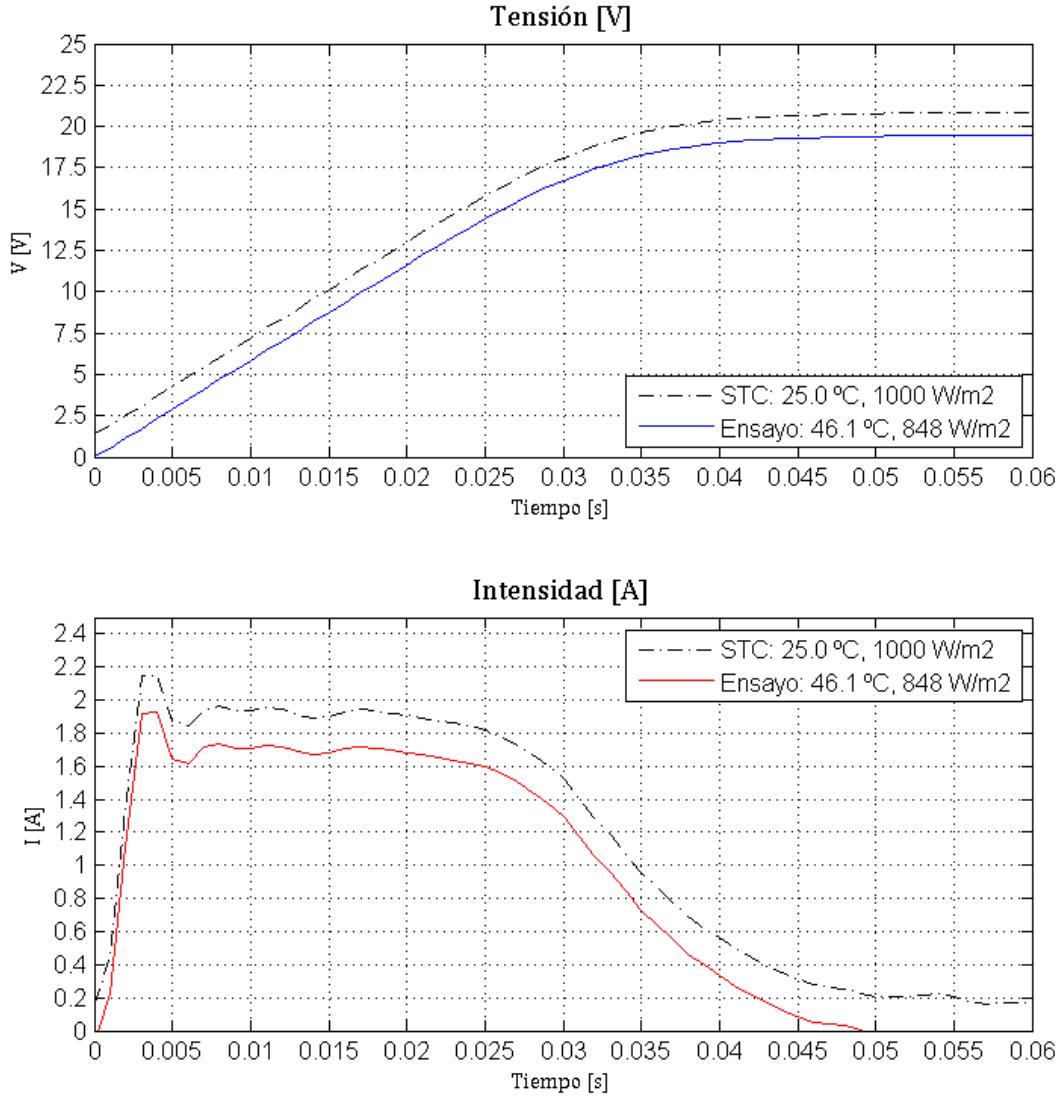


Figura 6.8: Tensión e Intensidad respecto del tiempo, módulo D

Se observa que la curva de corriente disminuye de forma uniforme a partir del punto de máxima potencia, lo cual es un buen indicador del buen funcionamiento tanto del módulo como del equipo de medida. Lo ideal sería que permaneciera constante hasta que empezara a decrecer al aproximarse al punto de máxima potencia.

Como se ha estudiado en el análisis mediante el software PVsyst, si esta caída del nivel de corriente no hubiera sido tal cual, se podría deber a la suciedad sobre el módulo fotovoltaico, a fallos de conexión interna, o lo más probable, al aumento del valor de la resistencia interna debida a una alta irradiancia. Sin embargo, el resultado es satisfactorio; si se observa la curva

6.2. CARACTERIZACIÓN INDIVIDUAL DE MÓDULOS FV

característica del fabricante presente en el correspondiente anexo, los valores de V_{oc} y I_{sc} en STC son prácticamente similares a los obtenidos experimentalmente (21.5 V y 1.9 A respectivamente). A continuación en la siguiente figura se representa la curva V-I deseada y su equivalente V-Potencia:

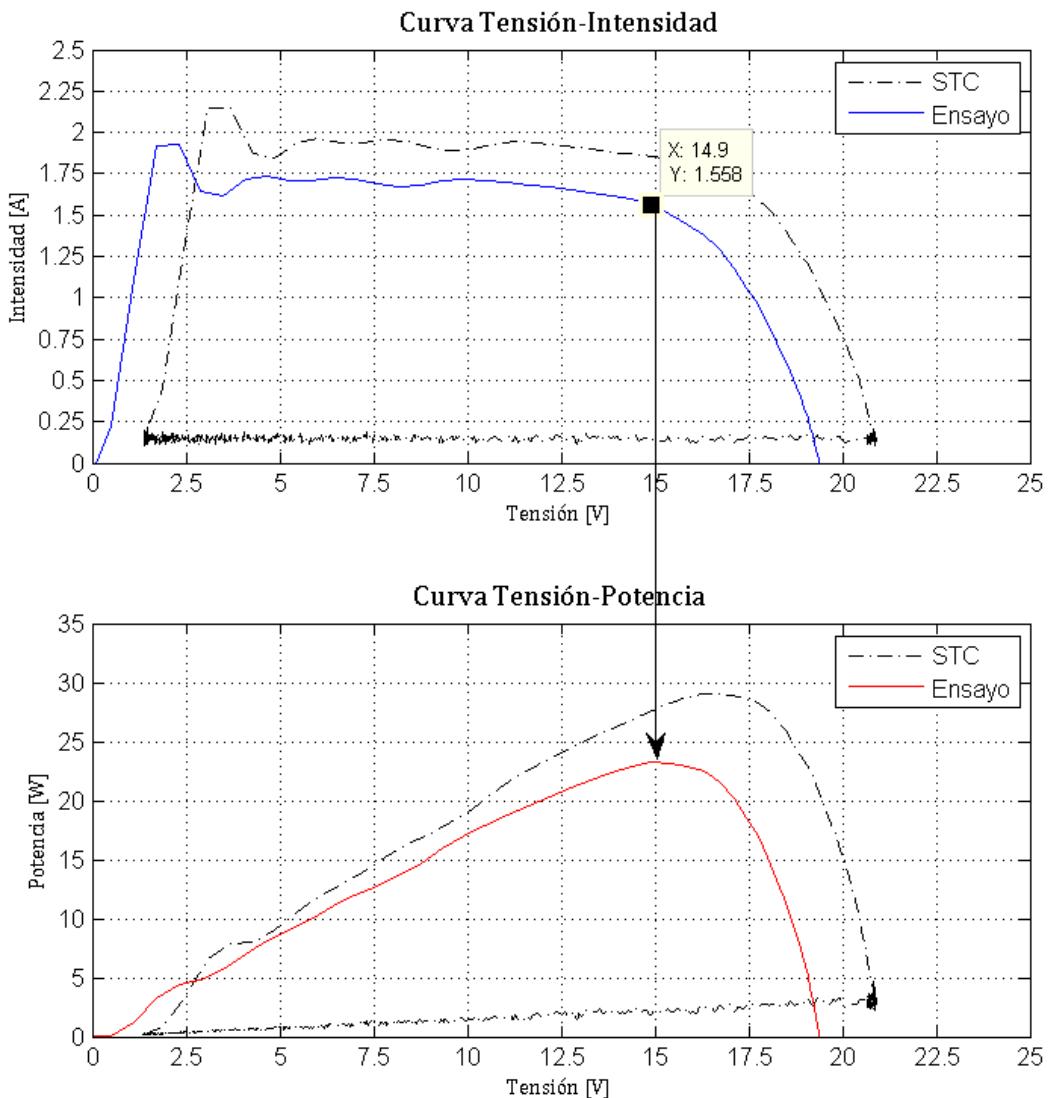


Figura 6.9: Curvas Tensión-Intensidad y Tensión-Potencia, módulo D

Se observa en la curva I-V dicho valor superior de V_{oc} , y un valor superior de I_{sc} e I_{mp} .

Los fabricantes de módulos aseguran que la potencia entregada por el módulo se encuentra en un rango de 10 %, en este caso la potencia máxima obtenida es ligeramente inferior a la que debería ser según el fabricante: 29 W.

6.3. Caracterización del sistema FV aislado

Una vez estudiados por separado cada uno de los módulos, se puede observar cómo el módulo B es el que menos pérdidas tiene de los 4 y cuya curva de funcionamiento establece la mayor potencia y por ende, intensidad de corriente suministrada, por lo que será el más cercano al polo positivo de la batería (en el sentido de la corriente), en segundo lugar serán instalados el módulo D, después el C y por último el módulo A.

Por lo tanto, previamente a instalar el SFA en el vehículo, se realizan los ensayos con los 4 módulos ya conectados en posición horizontal, para, posteriormente comprobar la diferencia con el rendimiento entregado en la posición final sobre el vehículo.

Así pues, las curvas halladas del SFA en posición horizontal se presentan a continuación. En la siguiente figura se representan las gráficas de Tensión e Intensidad por separado, tanto en condiciones reales, como convertidas a STC.

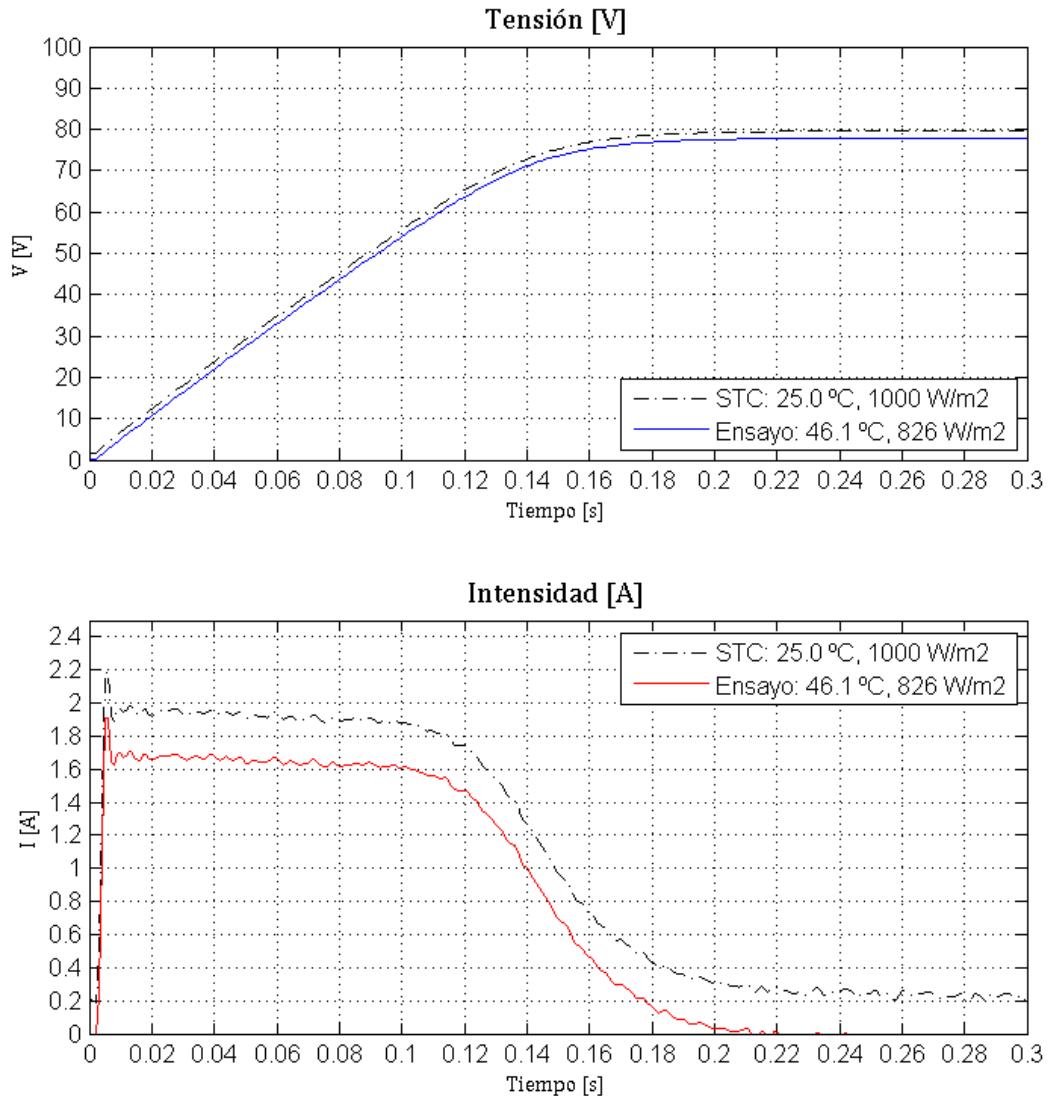


Figura 6.10: Tensión e Intensidad respecto del tiempo, SFA.

A continuación en la siguiente figura se representa la curva Tensión-Intensidad deseada y su equivalente Tensión-Potencia:

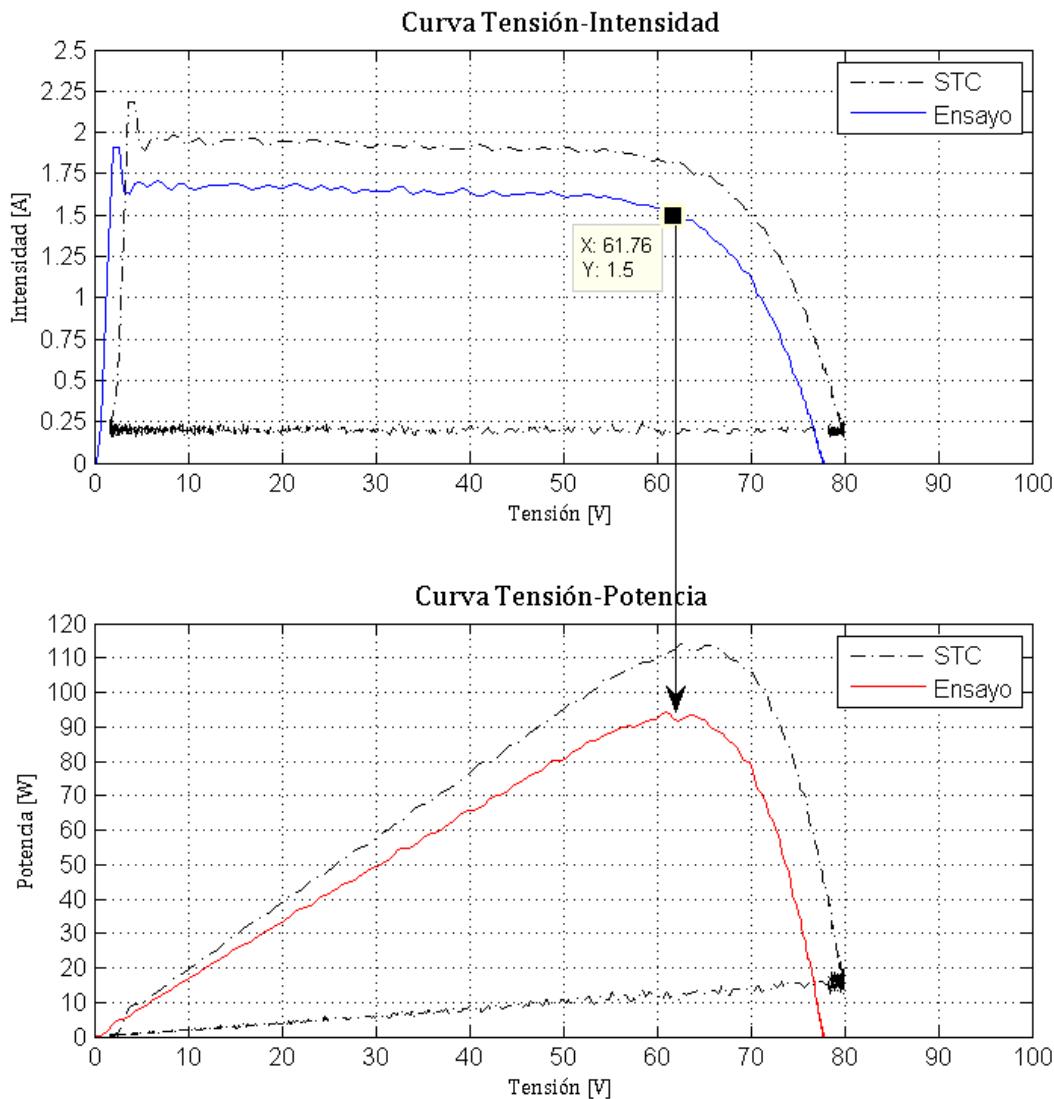


Figura 6.11: Curvas Tensión-Intensidad y Tensión-Potencia, SFA.

Por último, para comprobar las pérdidas de la instalación en conjunto conviene comparar los resultados con las gráficas obtenidas en PVsyst para el SFA (figura 6.12), y siguiendo el criterio de los apartados anteriores, la potencia entregada por el módulo debería estar en un rango de 10 %, en este caso la potencia máxima obtenida es ligeramente inferior a la que debería ser según el fabricante: 115 W frente a los 120 W totales que debería entregar el conjunto de los módulos en condiciones STC, sin embargo, es un valor aceptable. Como se puede comprobar, la potencia se cuadriplica sin tener pérdidas sustanciales debidas al conexionado.

En la figura siguiente se aprecia como en condiciones STC, la potencia debe ser 120 W, y en las condiciones de simulación con los valores de temperatura e irradiancia propias del ensayo realizado ronda los 90 W, por lo tanto es un indicador de que el sistema esta correctamente diseñado y conectado, dado que dichas pérdidas vienen en un gran porcentaje debido a la temperatura del módulo, como indica la gráfica obtenida en el software. Por lo tanto, la solución de la influencia de dicho parámetro de temperatura no es trivial y no concierne al presente trabajo, siendo un posible objeto de futuros trabajos. En el presente trabajo se ha abordado una pequeña solución en este aspecto, tratando de favorecer el intercambio de temperatura, al instalar los módulos con unos separadores para evitar el contacto directo con la superficie del vehículo, lo cual supondría una mayor temperatura del módulo.

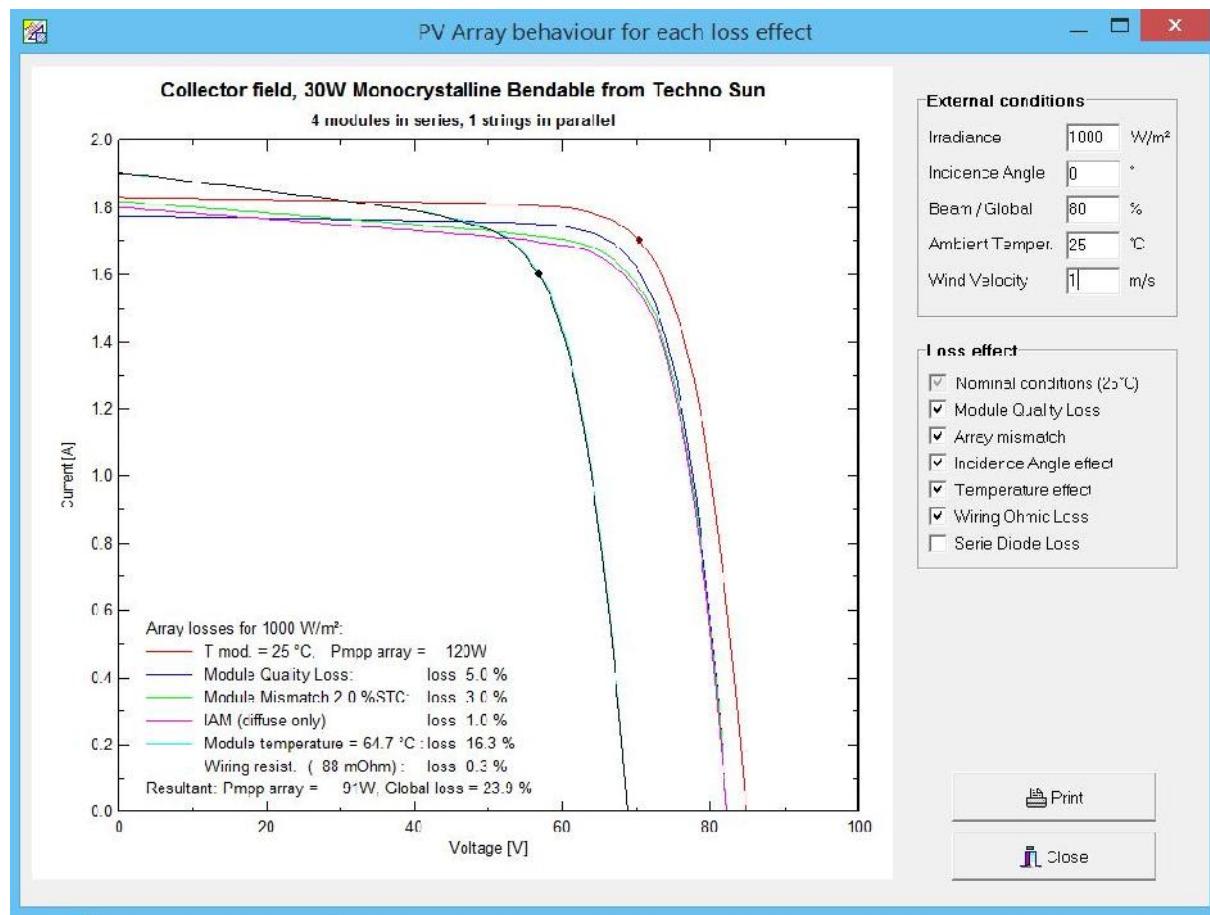


Figura 6.12: Curvas Tensión-Intensidad del conjunto fotovoltaico en STC simulado en PVsyst

6.4. Instalación del sistema FV en el vehículo eléctrico

En este apartado se presenta el resultado de la instalación de los módulos en el vehículo. Se practicaron orificios de 6.5 mm de diámetro mediante un taladro manual tanto en la carrocería del coche como en las esquinas de cada módulo fotovoltaico, con la precaución requerida para no dañar las células solares. Así mismo, como ya se ha comentado, fueron dispuestos unos pasadores para salvaguardar la distancia con la superficie del coche, minimizando el incremento de temperatura que pudiera perjudicar el funcionamiento de los módulos solares. Dicho detalle se aprecia en la figura 6.13 siguiente:



Figura 6.13: Detalle de los separadores utilizados para instalar los módulos en el vehículo

A continuación en la siguientes figura 6.14 se muestra el resultado final del vehículo, apreciándose como se adaptan completamente a las distintas superficies curvas del vehículo:



Figura 6.14: Resultado final de la instalación en el vehículo de los módulos fotovoltaicos, vista lateral del vehículo

Así mismo, en la siguiente figura 6.15 se aprecian las vistas trasera y delantera. Se observa como los distintos módulos difieren en sus inclinaciones, lo que a posteriori se verá como influye en el comportamiento del sistema.



Figura 6.15: Resultado final de la instalación en el vehículo de los módulos fotovoltaicos

6.5. Caracterización del sistema FV implementado

Posteriormente al estudio del sistema sin haber sido implementados en el vehículo y una vez instalado en el vehículo, se procede a realizar los ensayos de caracterización de sus propiedades en posición final, con objeto de comprobar la diferencia con el rendimiento entregado en la posición horizontal antes comentada fuera del vehículo.

Con lo cual, las curvas obtenidas del SFA implementado en el vehículo se presentan a continuación. En la siguiente figura 6.16 se representan las gráficas de Tensión e Intensidad por separado, tanto en condiciones reales, como la conversión a STC. Se observa como el comportamiento del sistema ha cambiado completamente respecto a los ensayos anteriores. Esto se debe a las distintas inclinaciones comentadas, y las sombras producidas en diversas zonas debido a las estructuras supletorias de instrumentación del vehículo.

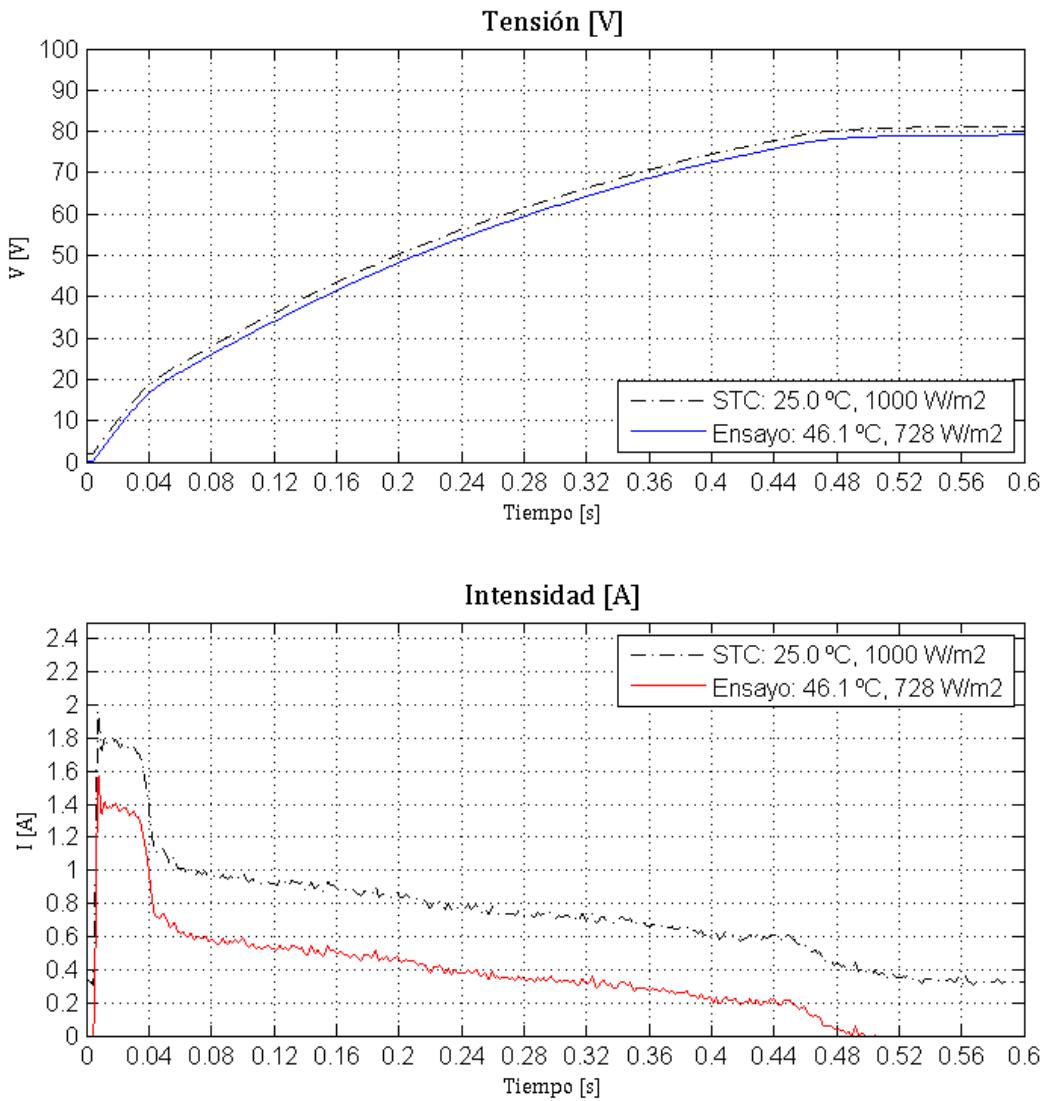


Figura 6.16: Tensión e Intensidad respecto del tiempo, SFA implementado en el vehículo

En condiciones STC, la potencia debe ser 120 W, y la potencia entregada por el sistema implementado (en su equivalente en condiciones STC) no llega a los 50 W, por lo tanto es un indicador de que el sistema está aprovechado pésimamente en dicha disposición, dado que dichas pérdidas vienen en un gran porcentaje debido a las inclinaciones y sombras, se puede constatar en la siguiente figura 6.17.

A continuación en la siguiente figura 6.17 se representa la curva V-I deseada y su equivalente V-Potencia: Como se puede ver, se pierde mucha potencia debido a las distintas inclinaciones

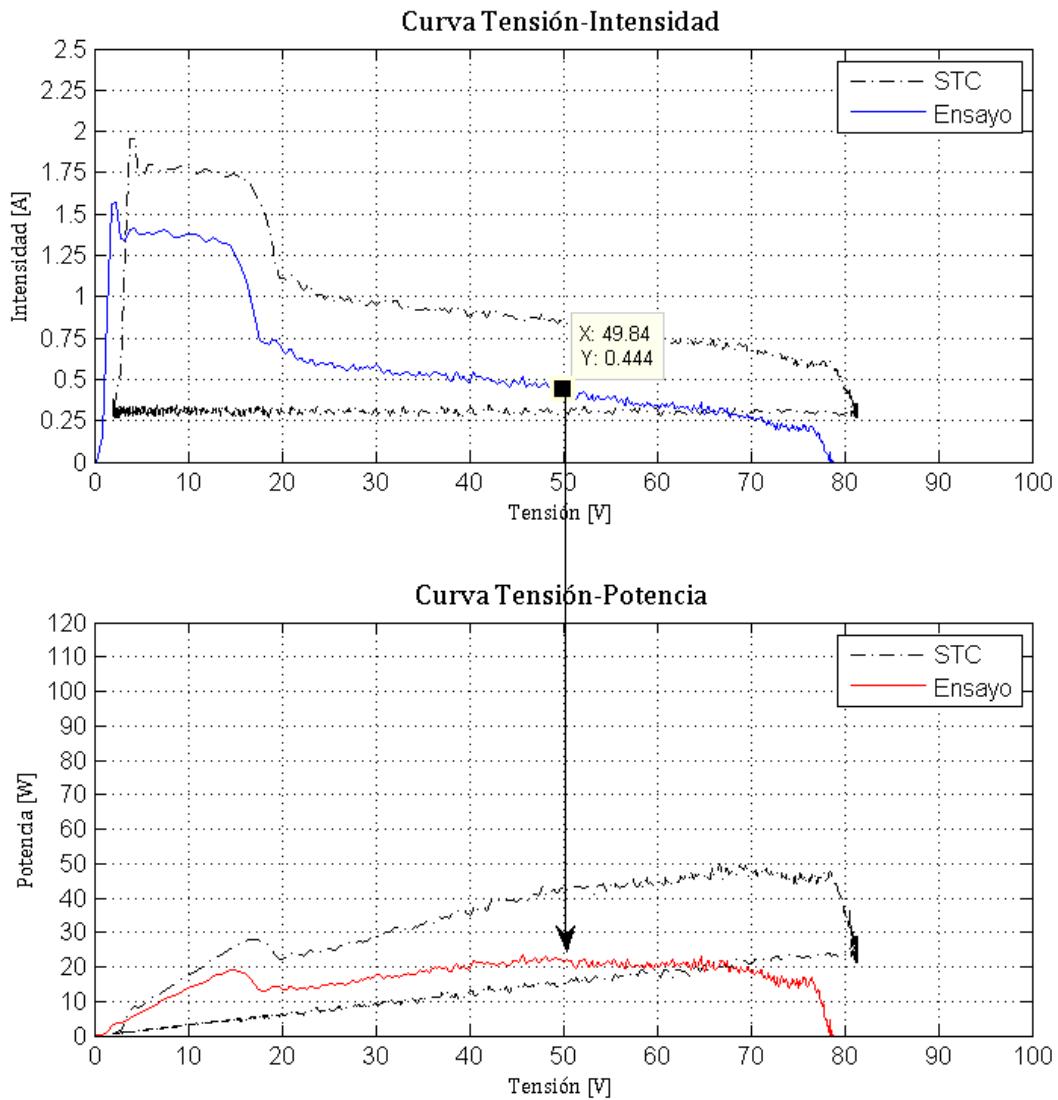


Figura 6.17: Curvas Tensión-Intensidad y Tensión-Potencia, SFA implementado en el vehículo

y diversas sombras por parte de las estructuras de instrumentación del coche. Será un punto a revisar en trabajos futuros.

6.6. Caracterización de los procesos de carga y descarga de baterías

En este capítulo se presenta el procedimiento de obtención del aporte energético o mejora de eficiencia por parte del sistema fotovoltaico sobre las baterías.

Se ha aprovechado el motor DC del vehículo para realizar la descarga de las baterías, aunque para una mejor precisión y un rango más amplio de descarga se debería utilizar un dispositivo

6.6. CARACTERIZACIÓN DE LOS PROCESOS DE CARGA Y DESCARGA DE BATERÍAS

con carga electrónica programable, lo cual permite una intensidad de descarga constante en todo momento. Utilizar el motor como carga para los ensayos ofrece una ventaja importante, la de no producir sobredescargas en las baterías (el motor se detiene antes de agotar más de lo debido las baterías).

Para la carga se han seguido 3 métodos:

- Emplear el propio cargador del coche, el cual presenta un perfil variable de intensidad, de tal manera que realiza la carga completa de las baterías sin producir daños por sobrecarga (sin embargo, se detectó que ante el estado actual, una de las baterías arrojaba ácido en el estado de sobrecarga).
- También se realizó un ensayo en el cual se utilizó únicamente el sistema fotovoltaico para la carga de las baterías.
- Carga mediante sistema fotovoltaico en apoyo al cargador del vehículo.

Antes de establecer el modo de proceder en los ensayos, se ha realizado un ciclo de carga y descarga para conocer los límites de operación. Conocidas las limitaciones de tiempo e intensidad de descarga constante, además de las particularidades comentadas anteriormente, se establecen los pasos a seguir para la realización de los ensayos.

Para los ensayos de descarga, los pasos a seguir en cada experimento son:

1. Inmovilizar el coche de tal manera que permita el funcionamiento del motor, es decir, el libre movimiento de las ruedas motrices.
 2. Se parte de las baterías completamente cargadas, supuesto cuando el cargador no inyecta más intensidad de carga en estas.
 3. Se inicia la grabación de las variables a monitorizar, tensión, intensidad y temperatura utilizando la tarjeta NI USB-6211.
 4. Se aplica carga a las baterías poniendo en marcha el motor a un régimen de trabajo constante. Para ello se colocó un útil para mantener la consigna de pedal (acelerador) constante a 5 V al controlador Curtis, que hace de medio entre la alta potencia que pone en movimiento el motor y la baja potencia de la parte lógica.
 5. El ensayo de descarga finaliza cuando el motor queda parado debido a la incapacidad de las baterías de suministrar la suficiente corriente, todo ello sin dejar de grabar las variables.
 6. Una vez el motor parado, la tensión de las baterías experimentan una recuperación. Cuando dicha curva alcanza el régimen permanente se puede dar por finalizado el proceso de descarga, parando la grabación para evitar volúmenes excesivos de datos.
 7. Finalizado el proceso de descarga, se vuelve al de carga. Ante todo iniciamos de nuevo la grabación de las variables (las mismas que para la descarga).
 8. Se conecta el cargador y espera que este realice la carga de las baterías. La carga completa se considera alcanzada cuando la intensidad inyectada en las baterías por el cargador toma el valor cero. Llegado a este punto se para la grabación de la carga, dando por finalizado el ensayo.
- A continuación se detalla cada uno de los ensayos realizados, los cuales aporta una valiosa información sobre el comportamiento y estado de las baterías, así como del aporte en eficiencia energética que realiza el sistema fotovoltaico aislado (SFA).

6.6.1. Carga completa mediante conexión a red de abastecimiento

En la siguiente figura se representan las gráficas de Tensión, Intensidad y Carga acumulada durante la carga en red:

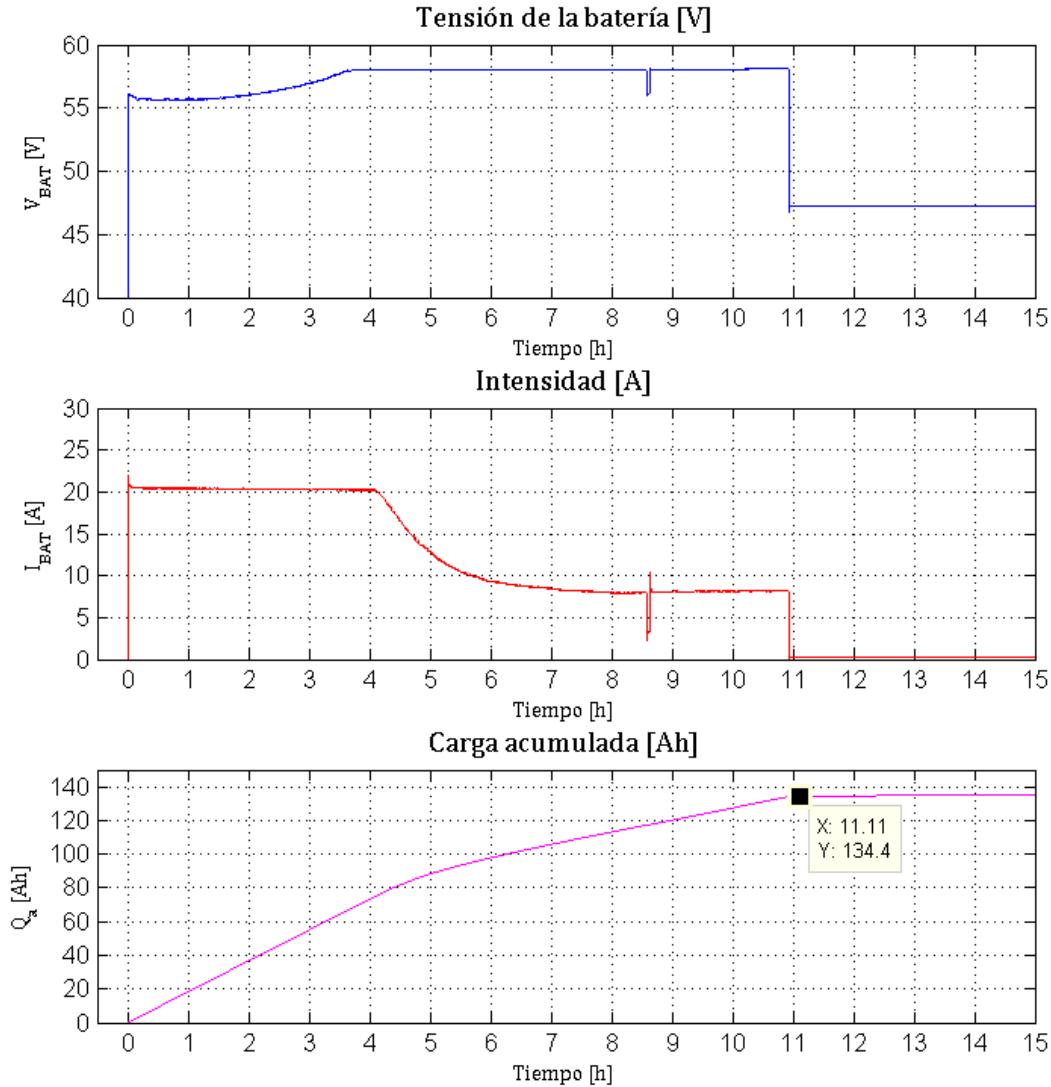


Figura 6.18: Tensión, Intensidad, y carga acumulada mediante conexión a red respecto del tiempo

Los picos de tensión e intensidad que se observan en la hora 8.6, deben corresponderse a una desconexión del sistema por parte de agentes externos, ya que dura unos 10 minutos dicha anomalía, por lo que no es lógico que corresponda a variables propias del ensayo.

Entre un ensayo y otro es necesario dejar reposar las baterías, para que establezca el equilibrio térmico y químico en el interior de las mismas, partiendo así en cada ensayo de un estado de carga estable

6.6.2. Carga mediante sistema fotovoltaico en posición horizontal

En la siguiente figura se representan las gráficas de Tensión, Intensidad y Carga acumulada durante 1 día soleado con las placas dispuestas fuera del coche en posición horizontal (concretamente, hubo irradiación solar en el lugar desde las 11 horas de la mañana hasta las 20 horas de la tarde): Se denota una clara desventaja en cuanto a la variable de inyección de carga en las

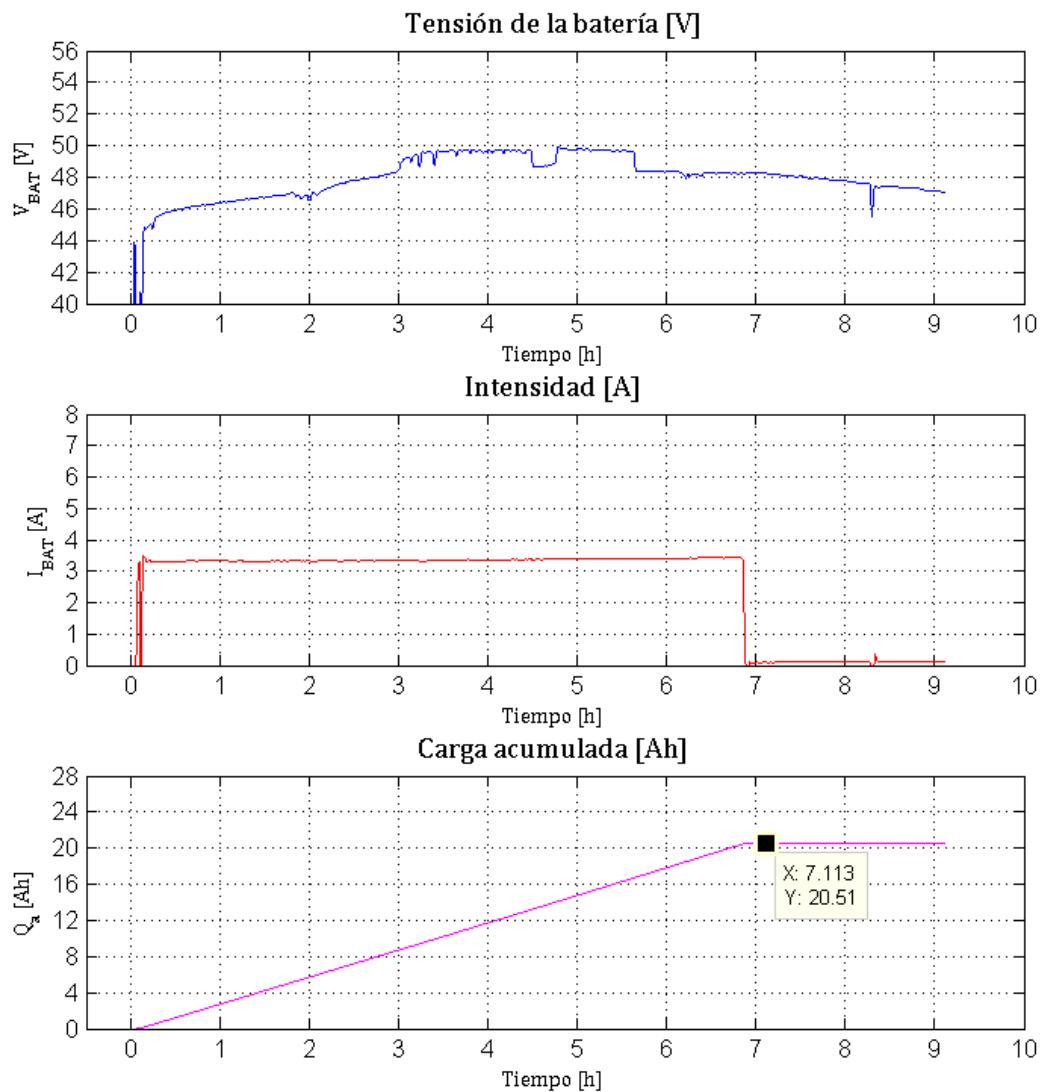


Figura 6.19: Tensión, Intensidad, y carga acumulada mediante conexión a SFA respecto del tiempo

baterías, ya que la carga acumulada para un mismo número de horas ronda el 20% respecto a la carga mediante el cargador conectado a la red. Sin embargo, cabría la posibilidad de cargar las baterías completamente, aunque sería necesario un tiempo de carga 5 veces más largo.

6.6.3. Descarga completa sin el sistema fotovoltaico implementado

En la siguiente figura se representan las gráficas de Tensión, Intensidad y Carga extraída sin el sistema fotovoltaico instalado. La descarga fue realizada partiendo desde una carga completa.

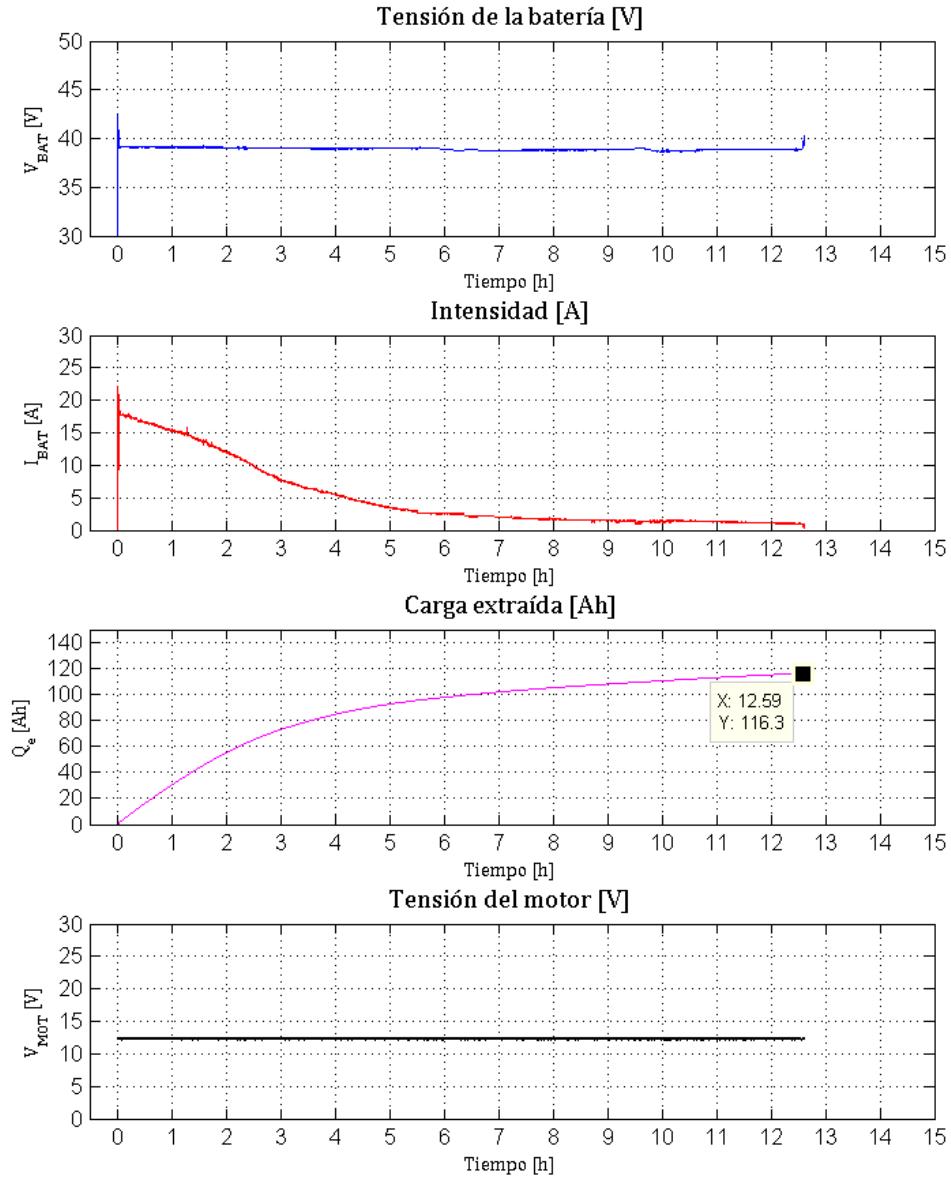


Figura 6.20: Tensión, Intensidad, y carga extraída respecto del tiempo sin SFA

En el arranque se tiene un gran pico de intensidad como consecuencia directa del propio funcionamiento del motor DC, que alcanza los 23A, tras lo cual la intensidad de descarga inicia una dinámica descendente partiendo desde unos 16 A. En función de la intensidad de descarga se obtiene la carga extraída durante el ensayo, mediante la integral de la misma. La pendiente constante que presenta la carga extraída permite corroborar que el régimen de descarga se ha mantenido constante durante el ensayo.

6.6.4. Descarga completa con apoyo del sistema fotovoltaico aislado

En la siguiente figura se representan las gráficas durante 1 día soleado con las placas dispuestas fuera del coche en posición horizontal. La descarga fue realizada desde un ciclo de carga completa.

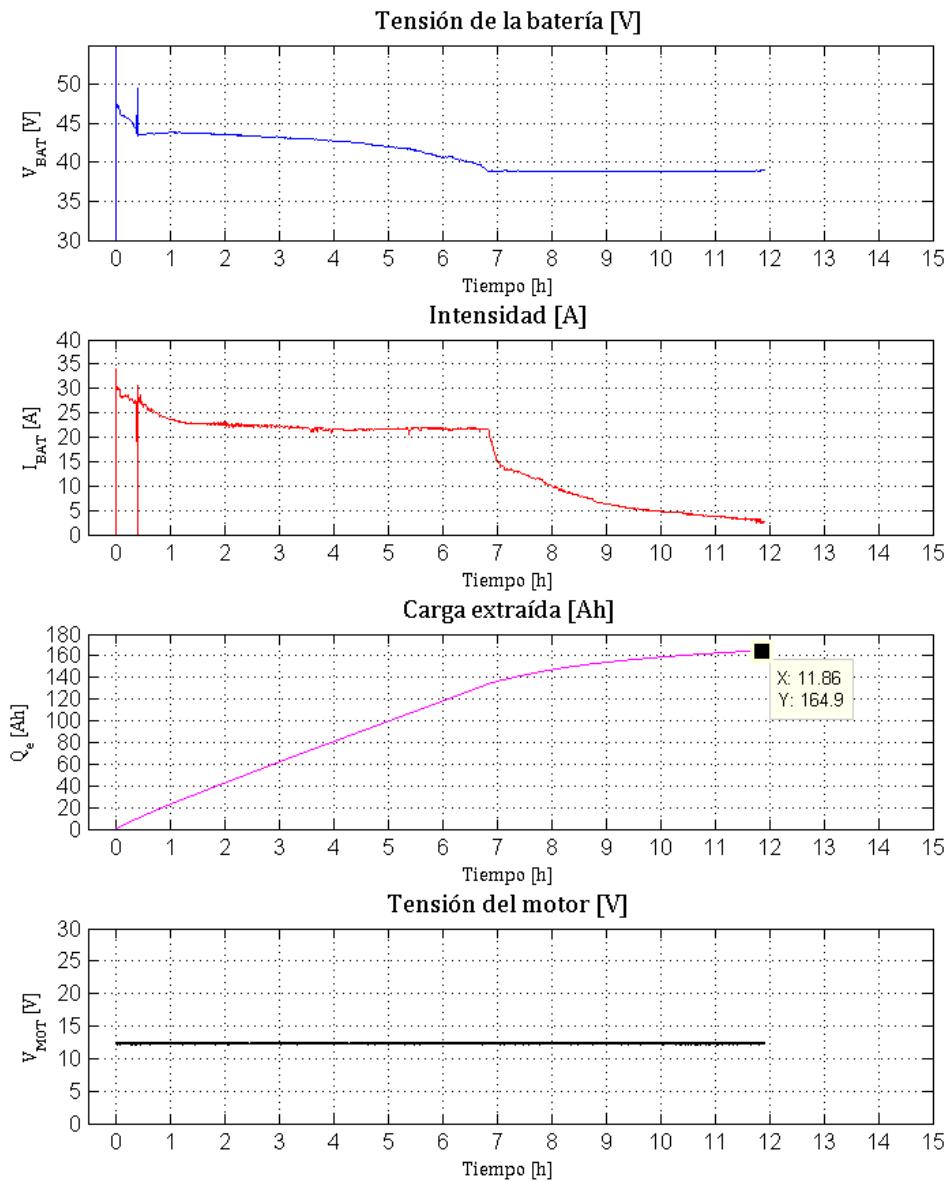


Figura 6.21: Tensión, Intensidad, y carga extraída respecto del tiempo con apoyo del SFA

En el arranque la intensidad alcanza los 35A, tras lo cual la intensidad de descarga se mantiene constante sobre unos 22 A. Es importante destacar como cambia la tendencia de los valores obtenidos al conectar el sistema fotovoltaico, permitiendo una descarga más constante en cuanto a intensidad se refiere. Así mismo es necesario comparar el valor de carga extraída en este ensayo (164.9 Ah), el cual es notoriamente superior al obtenido en el ensayo anterior (116.3 Ah), lo cual indica un excelente trabajo por parte del sistema fotovoltaico, permitiendo al motor eléctrico entregar mayor potencia durante mayor tiempo. Sin embargo, hay que destacar al mismo tiempo, que el tiempo de descarga es similar, lo que, probablemente sea explicado por el estado de las baterías.

Capítulo 7

Conclusiones y trabajos futuros

7.1. Conclusiones

Como paso previo a cualquier acción futura, se ha de instalar el nuevo conjunto de baterías ya adquirido que proporcione una carga estable, en base a las consideraciones comentadas anteriormente, y verificar con ello de forma precisa la eficiencia energética de los módulos fotovoltaicos y la validez del método empleado en este trabajo. Dependiendo del tipo de acumuladores adquiridos, se debe prestar una mejor atención al mantenimiento, aunque este sea bajo, y tener en cuenta que el almacenamiento sin uso es más perjudicial que un uso frecuente.

Además, las descargas realizadas no abarcan todo el rango de intensidad de las baterías, porque para ello se debe emplear un dispositivo que permita recorrer dicho rango, del que no se dispone. Además, se debería comprobar el buen estado de funcionamiento de todo el conjunto de baterías, en todo el rango de trabajo antes de proceder a realizar los ensayos.

Sin embargo, los ensayos realizados han arrojado varias conclusiones notorias. En función de los distintos apartados, se agrupan las conclusiones obtenidas:

1.- Construcción del equipo de medida para caracterizar las curvas Tensión-Intensidad de los módulos fotovoltaicos.

Se consiguió un diseño satisfactorio del equipo de medida, comprobando su correcto funcionamiento y fiabilidad mediante la multitud de ensayos realizados, quedando probada la coherencia de los datos arrojados por el equipo gracias a la comparación de las gráficas obtenidas con las proporcionadas el fabricante de los módulos fotovoltaicos.

Queda constatada por tanto la utilidad del dispositivo dada su facilidad de utilización, ya que sólamente es necesario accionar dos interruptores, así como la precisión de los datos que es capaz de recoger. El único elemento que puede introducir cierta dificultad al proceso de análisis de módulos fotovoltaicos es la tarjeta de adquisición de datos, ya que tiene que ser configurada de una determinada manera para que las ondas se vean de manera precisa y correcta. Así pues, una vez configurados las señales adquiridas por la tarjeta de adquisición a los valores deseados, el tiempo de medida no es superior a un segundo.

Además se dimensionó el equipo para sistemas con una Tensión de circuito abierto máxima de 160 V, cuyo valor queda limitado por el condensador adicional instalado de 160 V y $3900\mu F$ de capacidad. Para los ensayos llevados a cabo fue suficiente utilizar el condensador de 100 V

y $3300\mu\text{F}$, también debido a su mayor celeridad para la carga, asegurando valores concretos de irradiancia y temperatura para cada curva dibujada.

2.- Resultados acerca de la caracterización de las curvas V-I propias de cada módulo fotovoltaico por separado y del sistema fotovoltaico en su conjunto.

En segundo lugar, una vez comprobado el funcionamiento del equipo, se procedió a caracterizar las curvas características Tensión-Intensidad de cada uno de los módulos fotovoltaicos curvables adquiridos por el Área de Mecánica de la Universidad de Almería, marca Techno Sun modelo Flex 30W. Tomando como parámetros de referencia, el Voc, la Voc o la Pmax proporcionados por el fabricante, los resultados obtenidos denotan un alto nivel de correspondencia entre los datos del fabricante con respecto a los de los módulos adquiridos, posterior a su interpolación a STC.

La posición de los módulos en relación al ángulo de incidencia de la radiación es el parámetro clave para aprovechar el aporte energético que puede realizar un sistema fotovoltaico determinado, en este caso el implementado en el vehículo eléctrico. Así mismo, es necesario favorecer el intercambio de calor entre el módulo y su alrededor para limitar la temperatura del módulo fotovoltaico, variable que también afecta de manera sustancial al rendimiento energético.

Hay que destacar que, debido al estado del vehículo, los ensayos fueron realizados con los módulos fotovoltaicos en posición horizontal, lo que equivale a la mejor posición posible para sistemas fotovoltaicos en un vehículo eléctrico.

Sin embargo, la posición final de instalación de los módulos en el vehículo ha resultado ser menos eficiente dada la distinta orientación/inclinación de los módulos, siendo dicha posición condicionada por la propia geometría de la carrocería. En la siguiente figura se puede apreciar la diferencia de comportamiento del sistema FV entre una posición idónea y la posición final en el vehículo:

3.- Resultados obtenidos en los ensayos de carga y descarga de baterías, con o sin apoyo del SFA, para caracterizar los parámetros de importancia de dicho sistema, y su eficiencia energética.

En relación a la caracterización del aporte energético que supone el sistema fotovoltaico, mediante la comparación del ensayo de descarga sin el sistema fotovoltaico instalado con el ensayo equivalente con el sistema ya instalado (posteriores a respectivas cargas completas de las baterías) se observa un claro aumento de la capacidad del conjunto de acumuladores gracias al aporte energético por parte del sistema fotovoltaico, apoyado por la gestión realizada por el regulador de carga. En el ensayo sin placas, la carga extraída ascendió a 116 Amperios-Hora, mientras que en el ensayo con placas solares este valor ascendió a 165 Amperios-Hora.

Así mismo, en términos absolutos, la carga de las baterías mediante los cuatro módulos fotovoltaicos conectados en serie es un 80 % menos eficiente, ya que para ambos ensayos de carga (desde una descarga completa de las baterías) sólo con placas solares, y sólo con la red, se obtuvo que la carga acumulada en 7 horas en el primero de ellos fue de 20 Amperios-Hora aproximadamente, mientras que para el segundo ensayo, en el mismo tiempo dicha acumulación de intensidad de corriente se situó en unos 100 Amperios-Hora. En la figura 1.8 inferior de la página siguiente se aprecia la diferencia entre los dos ensayos:

7.2. Trabajos futuros

En relación al equipo de medida para caracterizar módulos fotovoltaicos:

- Se propone la mejora de su nivel de error mediante la utilización de elementos electrónicos con mayor precisión, siendo las resistencias utilizadas el elemento que mayor distorsión pueda estar creando en el conjunto de datos.
- Así mismo se sugiere aumentar el número de muestras a la hora de recoger una curva V-I, en aras de recoger el mayor rango de la curva posible, ya que en los ensayos realizados se utilizó un muestreo de 1000 Hz, y las curvas de intensidad halladas sugieren la necesidad de, como mínimo, doblar la frecuencia de muestreo.
- Por último, cabe subrayar las posibilidades que dota este equipo al conocimiento acerca de las características de un sistema fotovoltaico, por lo que, teniendo como base el principio de diseño del equipo, pueden ser construidos equipos para medida de sistemas fotovoltaicos de mayores magnitudes, siempre aplicados en el régimen de corriente continua.

Por otro lado, **en relación al estudio de la eficiencia del sistema fotovoltaico en el vehículo eléctrico** quedan pendientes multitud de trabajos como son:

- Realización de los estudios llevados a cabo desde un punto de vista más preciso una vez sea realizada la instalación del nuevo conjunto de baterías adquirido por el Área de Mecánica de la UAL.
- Así mismo, en búsqueda de esa precisión, cabría mejorar los diversos análisis con un filtrado digital de aquellas frecuencias de las señales que no son de interés para el estudio de la eficiencia energética.
- Diseño de ensayos a distintos regímenes de funcionamiento del motor eléctrico ya que en el presente trabajo sólo fue posible realizar el ensayo a máxima potencia y en vacío (previa reparación y codificación del motor eléctrico encargado de gobernar la dirección).
- Estudio de distintas opciones para instalar los módulos fotovoltaicos en el vehículo con el objeto de maximizar la potencia entregada por el sistema fotovoltaico.
- Mejora de la instalación eléctrica, la cual fue realizada con un aspecto provisional, pues el vehículo necesita también de la instalación de toda la instrumentación necesaria para sus funciones dentro del proyecto «Estrategias de control y supervisión para la gestión integrada de instalaciones en entornos energéticamente eficientes» de la Universidad de Almería.
- Análisis de las posibilidades en términos eléctricos y de espacio para incluir más módulos fotovoltaicos en el sistema y así poder aumentar la potencia en base a la corriente de carga injectada en las baterías gracias al sistema FV.
- Realización de tareas de mejora de los algoritmos presentes en el regulador de carga para adaptar o ajustar las respuestas por parte del módulo MPPT hacia la gestión de las baterías adquiridas, una vez conocidos los parámetros característicos de dichas baterías mediante los oportunos ensayos.

Como punto final, cabe recordar que este proyecto es el punto inicial en relación al estudio de Sistemas Fotovoltaicos en el vehículo eléctrico eCARM-UAL, por lo que su última finalidad es sentar las bases o vías de experimentación para futuros estudios.

Anexos

Anexo A.

Hoja de características:

Módulo fotovoltaico TECHNO SUN PV FLEX 30W

30 Watt Monocrystalline Bendable Photovoltaic Module

Made with high efficiency back-contact solar cells

Electrical Characteristics

Max Power	Pmax	30W
Max Power Voltage	Vmp	17.6V
Max Power Current	Imp	1.70A
Open Circuit Voltage	Voc	21.2V
Short Circuit Current	Isc	1.83A
Maximum System Voltage		600V
Series Fuse Rating		10A

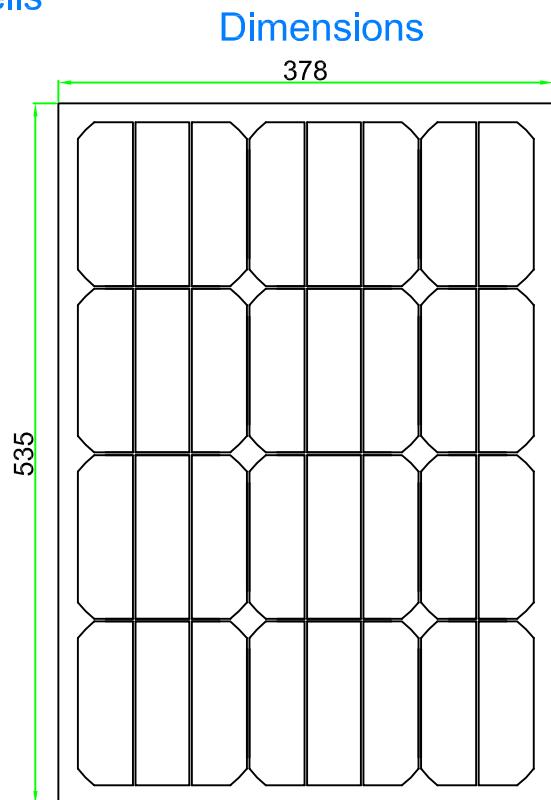
Temperature Co-efficients

Power	-0.38%/°C
Voltage	-60.8mV/°C
Current	2.2mA/°C

Cell Efficiency 19.6%

Number of Cells in Series 32

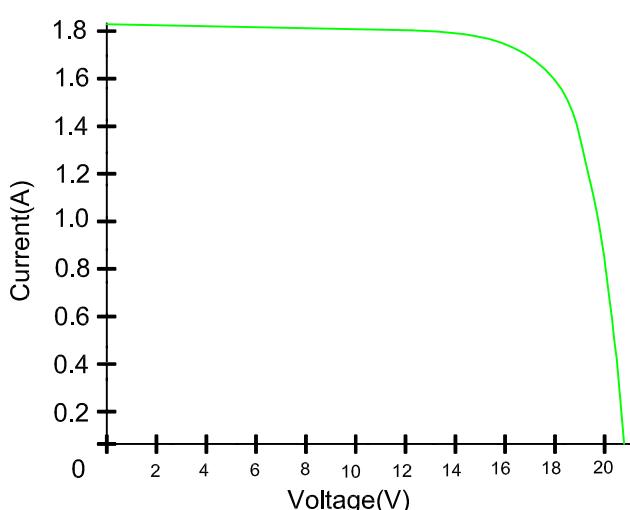
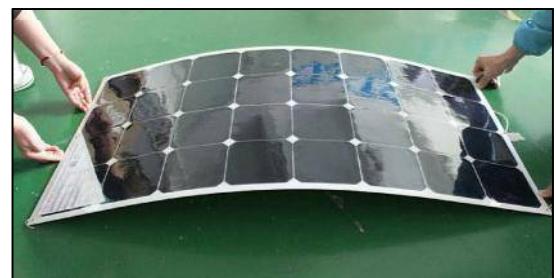
Max Power tolerance ±5%



Mechanical Characteristics

Weight 0.49KG

Dimension 535*378*3



Note: All electrical parameters are rated at standard test conditions
(irradiance of 1000W/m², AM 1.5G, cell temperature 77°F/25°C)



Maximum recommended bending degree: 30 degree

Anexo B.

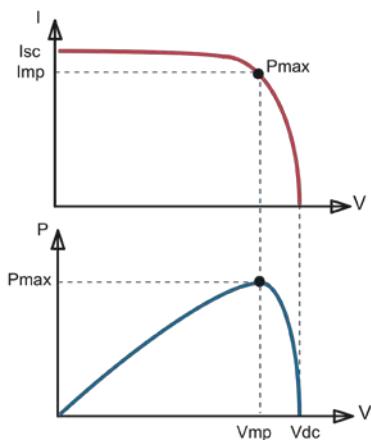
Hoja de características:

Regulador de carga BLUESOLAR MPPT 150-35

Controlador de carga BlueSolar MPPT 150/35

www.victronenergy.com


**Controlador de carga solar
MPPT 150/35**



Seguimiento del punto de potencia máxima

Curva superior:

Corriente de salida (I) de un panel solar como función de tensión de salida (V).

El punto de máxima potencia (MPP) es el punto P_{max} de la curva en el que el producto de $I \times V$ alcanza su pico.

Curva inferior:

Potencia de salida $P = I \times V$ como función de tensión de salida.

Si se utiliza un controlador PWM (no MPPT) la tensión de salida del panel solar será casi igual a la tensión de la batería, e inferior a V_{mp} .

Seguimiento ultrarrápido del punto de máxima potencia (MPPT, por sus siglas en inglés)

Especialmente con cielos nubosos, cuando la intensidad de la luz cambia continuamente, un controlador MPPT ultrarrápido mejorará la recogida de energía hasta en un 30%, en comparación con los controladores de carga PWM, y hasta en un 10% en comparación con controladores MPPT más lentos.

Detección Avanzada del Punto de Máxima Potencia en caso de nubosidad parcial

En casos de nubosidad parcial, pueden darse dos o más puntos de máxima potencia (MPP) en la curva de tensión de carga.

Los MPPT convencionales tienden a seleccionar un MPP local, que pudiera no ser el MPP óptimo.

El innovador algoritmo de BlueSolar maximizará siempre la recogida de energía seleccionando el MPP óptimo.

Excepcional eficiencia de conversión

Sin ventilador. La eficiencia máxima excede el 98%. Corriente de salida completa hasta los 40°C (104°F).

Algoritmo de carga flexible

Algoritmo de carga totalmente programable (consulte la sección Asistencia y Descargas > Software en nuestra página web), y ocho algoritmos preprogramados, seleccionables mediante interruptor giratorio (ver manual para más información).

Amplia protección electrónica

Protección de sobretensión y reducción de potencia en caso de alta temperatura.

Protección de cortocircuito y polaridad inversa en los paneles FV.

Protección de corriente inversa FV.

Sensor de temperatura interna

Compensa la tensión de carga de absorción y flotación, en función de la temperatura.

Opciones de datos en pantalla en tiempo real

- Smartphones, tabletas y otros dispositivos Apple y Android consulte "VE.Direct y la mochila Bluetooth Low Energy"
- Panel ColorControl



Controlador de carga BlueSolar	MPPT 150/35
Tensión de la batería	Selección Automática 12 / 24 / 36 / 48 V (se necesita una herramienta de software para seleccionar 36 V)
Corriente de carga nominal	35 A
Potencia FV máxima 1a,b)	12V: 500W / 24V: 1000W / 36V: 1500W / 48V: 2000W
Tensión máxima del circuito abierto FV	150 V máximo absoluto en las condiciones más frías 145 V en arranque y funcionando al máximo
Eficacia máxima	98 %
Autoconsumo	0,001 mA (1 µA)
Tensión de carga de "absorción"	Valores predeterminados: 14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6 V (ajustable)
Tensión de carga de "flotación"	Valores predeterminados: 13,8 / 27,6 / 41,4 / 55,2 V (ajustable)
Algoritmo de carga	variable multietapas
Compensación de temperatura	-16 mV / °C, -32 mV / °C resp.
Protección	Polaridad inversa de la batería (fusible, no accesible por el usuario) Polaridad inversa FV Cortocircuito de salida Sobretemperatura
Temperatura de trabajo	-30 a +60°C (potencia nominal completa hasta los 40°C)
Humedad	95 %, sin condensación
Puerto de comunicación de datos	VE.Direct Consulte el libro blanco sobre comunicación de datos en nuestro sitio web
CARCASA	
Color	Azul (RAL 5012)
Terminales de conexión	13 mm ² / AWG6
Tipo de protección	IP43 (componentes electrónicos), IP22 (área de conexión)
Peso	1,25 kg
Dimensiones (al x an x p)	130 x 186 x 70 mm
ESTÁNDARES	
Seguridad	EN/IEC 62109
1a) Si se conecta más potencia FV, el controlador limitará la potencia de entrada al máximo estipulado.	
1b) La tensión FV debe exceder en 5V la Vbat (tensión de la batería) para que arranque el controlador. Una vez arrancado, la tensión FV mínima será de Vbat + 1V.	

Anexo C.

Hoja de características:
Transductor de corriente LTSR 6-NP

Current Transducer LTSR 6-NP

I_{PN} = 6 At

For the electronic measurement of currents: DC, AC, pulsed, mixed, with galvanic isolation between the primary circuit (high power) and the secondary circuit (electronic circuit).



16073

Electrical data

I_{PN}	Primary nominal current rms	6	At
I_{PM}	Primary current, measuring range	$0 \dots \pm 19.2$ ¹⁾	At
I_p	Overload capability	250	At
V_{OUT}	Output voltage (Analog) @ $I_p = 0$	$2.5 \pm (0.625 \cdot I_p / I_{PN})$ V	V
V_{REF}	Reference voltage (internal reference), Ref _{OUT} mode	2.5 ³⁾	V
	Reference voltage (external reference), Ref _{IN} mode	1.9 .. 2.7 ⁴⁾	V
G	Sensitivity	104.16	mV/A
N_s	Number of secondary turns ($\pm 0.1\%$)	2000	
R_L	Load resistance	≥ 2	kΩ
C_{Lmax}	Maximum capacitive loading	500	pF
R_{IM}	Internal measuring resistance ($\pm 0.5\%$)	208.33	Ω
TCR_{IM}	Temperature coefficient of R_{IM}	< 50	ppm/K
V_c	Supply voltage ($\pm 5\%$)	5	V
I_c	Current consumption @ $V_c = 5$ V	Typ	$28 + I_s^{5)} + (V_{OUT} R_L)$ mA

Accuracy - Dynamic performance data

X	Accuracy @ I_{PN} , $T_A = 25^\circ C$	± 0.2	%
	Accuracy with R_{IM} @ I_{PN} , $T_A = 25^\circ C$	± 0.7	%
ε_L	Linearity error	< 0.1	%
		Max	
TCV_{OUT}	Temperature coefficient of V_{OUT}/V_{REF} @ $I_p = 0$ - $40^\circ C \dots + 85^\circ C$	150	ppm/K
TCG	Temperature coefficient of G - $40^\circ C \dots + 85^\circ C$	50 ⁶⁾	ppm/K
V_{OM}	Magnetic offset voltage @ $I_p = 0$, after an overload of 3 $\times I_{PN}$	± 7	mV
	5 $\times I_{PN}$	± 8	mV
	10 $\times I_{PN}$	± 10	mV
TCV_{REF}	Temperature coefficient of internal V_{REF} @ $I_p = 0$ - $10^\circ C \dots + 85^\circ C$	50	ppm/K
	- $40^\circ C \dots - 10^\circ C$	100	ppm/K
t_{ra}	Reaction time @ 10 % of I_{PN}	< 100	ns
t_r	Response time to 90 % of I_{PN} step	< 400	ns
di/dt	di/dt accurately followed	> 15	A/μs
BW	Frequency bandwidth (0 .. - 0.5 dB) (- 0.5 .. 1 dB)	DC .. 100 DC .. 200	KHz

Notes: ¹⁾ Only in ref_{OUT} mode or with external REF less than 2.525 V and greater than 2.475 V. For external REF out of these limits see leaflet. ²⁾ V_{OUT} is linked to V_{REF} by conception the difference between these two nodes for $I_p = 0$ is maximum ± 25 mV, $2.475 V < V_{OUT} < 2.525 V$. ³⁾ In Ref_{OUT} mode at $T_A = 25^\circ C$, $2.475 V < V_{REF} < 2.525 V$. The minimal impedance loading the ref pin should be > 220 kΩ. Internal impedance = 600 Ω. For most applications you need to buffer this output to feed it into an ADC for example. ⁴⁾ To overdrive the REF (1.9 .. 2.7 V) max ± 1 mA is needed. ⁵⁾ $I_s = I_p/N_s$. ⁶⁾ Only due to TCR_{IM} .

Features

- Closed loop (compensated) multirange current transducer using the Hall effect
- Unipolar voltage supply
- Isolated plastic case recognized according to UL 94-V0
- Compact design for PCB mounting
- Incorporated measuring resistance
- Extended measuring range
- Access to the internal voltage reference
- Possibility to feed the transducer reference from external supply.

Advantages

- Excellent accuracy
- Very good linearity
- Very low temperature drift
- Optimized response time
- Wide frequency bandwidth
- No insertion losses
- High immunity to external interference
- Current overload capability.

Applications

- AC variable speed drives and servo motor drives
- Static converters for DC motor drives
- Battery supplied applications
- Uninterruptible Power Supplies (UPS)
- Switched Mode Power Supplies (SMPS)
- Power supplies for welding applications.

Application Domain

- Industrial.

Current Transducer LTSR 6-NP

General data

T_A	Ambient operating temperature	- 40 .. + 85	°C
T_s	Ambient storage temperature	- 40 .. + 100	°C
	Insulating material group	III a	
m	Mass	10	g
	Standards ¹⁾	EN 50178: 1997 IEC 60950-1: 2001	

Isolation characteristic

V_d	Rms voltage for AC isolation test, 50 Hz, 1 min	3	kV
\hat{V}_w	Impulse withstand voltage 1.2/50 μ s	> 8 Min	kV
V_e	Rms voltage for partial discharge extinction 10 pC	> 1.5 Min	kV
dCp	Creepage distance ²⁾	15.35	mm
dCl	Clearance distance ³⁾	6.2	mm
CTI	Comparative Tracking Index (group IIIa)	175	

Applications examples

According to EN 50178 and CEI 61010-1 standards and following conditions:

- Over voltage category OV 3
- Pollution degree PD2
- Non-uniform field

	EN 50178	EIC 61010-1
dCp, dCl, \hat{V}_w	Rated insulation voltage	Nominal voltage
Single insulation	600 V	600 V
Reinforced insulation	300 V	300 V

Notes: ¹⁾Specification according to IEC 1000-4-8 not adhered to in DC, error according to two axes 1.5% instead of 1%

²⁾On housing

³⁾On PCB with soldering pattern UTEC93-703.

Safety



This transducer must be used in electric/electronic equipment with respect to applicable standards and safety requirements in accordance with the manufacturer's operating instructions.



Caution, risk of electrical shock

When operating the transducer, certain parts of the module can carry hazardous voltage (eg. primary busbar, power supply).

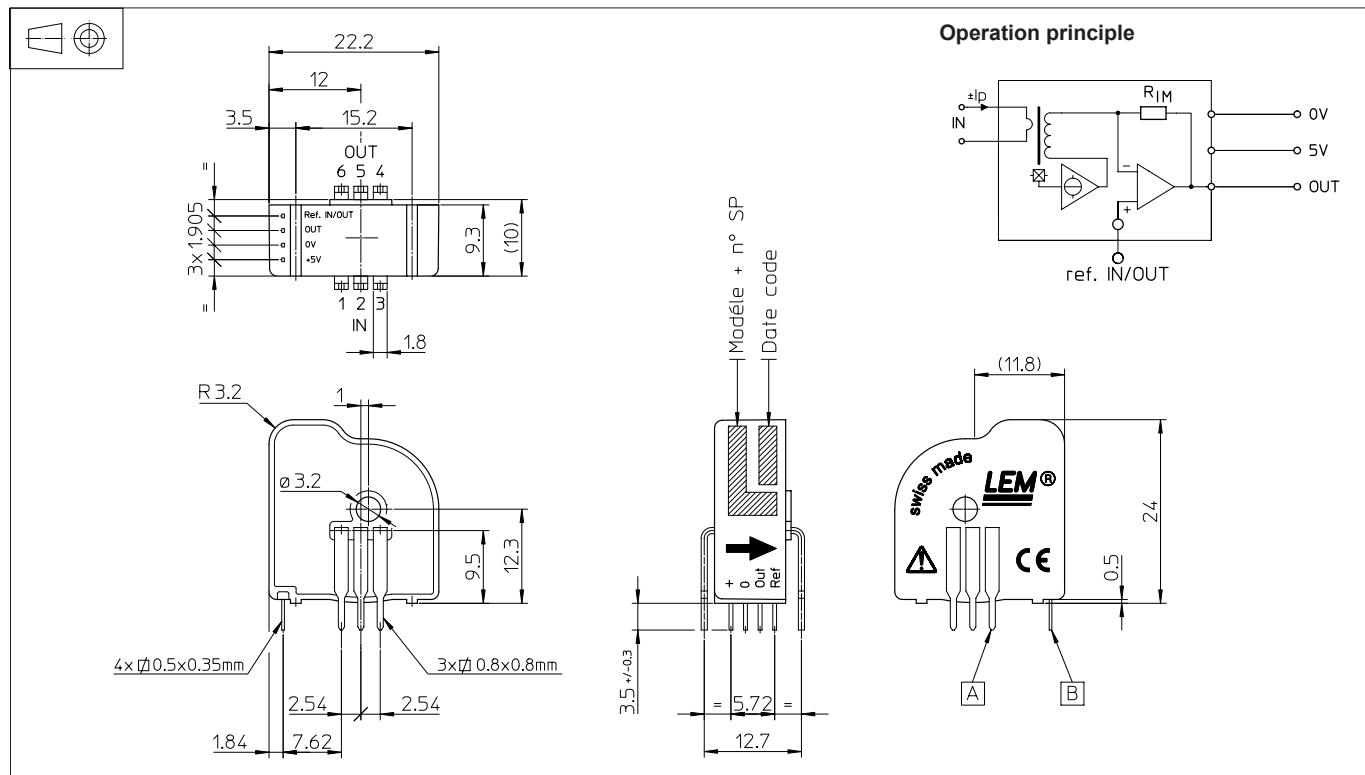
Ignoring this warning can lead to injury and/or cause serious damage.

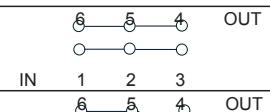
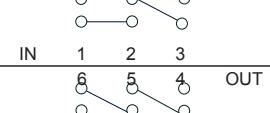
This transducer is a built-in device, whose conducting parts must be inaccessible after installation.

A protective housing or additional shield could be used.

Main supply must be able to be disconnected.

Dimensions LTSR 6-NP (in mm.)

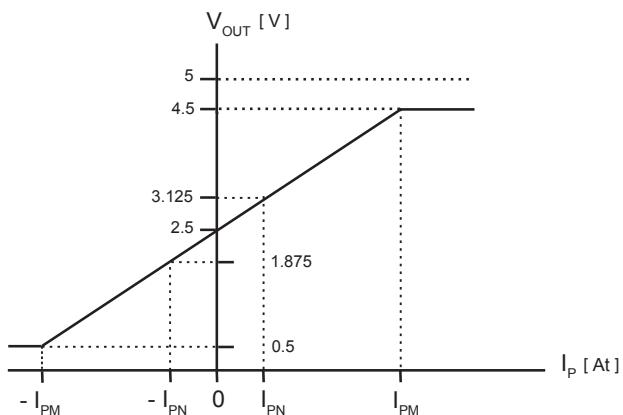


Number of primary turns	Primary nominal current rms I_{PN} [A]	Nominal ¹⁾ output voltage V_{OUT} [V]	Primary resistance R_p [mΩ]	Primary insertion inductance L_p [μH]	Recommended connections
1	± 6	2.5 ± 0.625	0.18	0.013	
2	± 3	2.5 ± 0.625	0.81	0.05	
3	± 2	2.5 ± 0.625	1.62	0.12	

Mechanical characteristics

- General tolerance ± 0.2 mm
- Fastening & connection of primary 6 pins 0.8 x 0.8 mm
Recommended PCB hole 1.3 mm
- Fastening & connection of secondary 4 pins 0.5 x 0.35 mm
Recommended PCB hole 0.8 mm
- Additional primary through-hole Ø 3.2 mm

Output Voltage - Primary Current



Remarks

- V_{OUT} swings above the 2.5 V offset when I_p flows from terminals 1, 2, 3 to terminals 4, 5, 6 (with the arrow)
- For the EMC, the acceptance criteria are available on request
- Temperature of the primary conductor should not exceed 100°C.

Note: ¹⁾Output voltage when LTSR 6-NP is used with internal reference.

Anexo D.

Hoja de características:

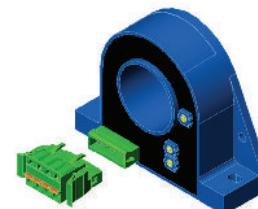
Transductor de corriente LEM DHR 100

AC/DC Current Transducer DHR-C10

The transducer for the electronic measurement of DC & distorted AC waveform currents, with galvanic isolation between the primary circuit (power) and the secondary circuit (measurement). True RMS 0-10V voltage output.



$I_{PN} = 100 .. 400 A$



Electrical data

Primary Nominal DC & AC Current	Primary AC Current Max. Peak Value ¹⁾	Output voltage (Analog)	Type
I_{PN} (A.t.RMS)	I_p (A)	V_{OUT} (VDC)	
100	600	0-10	DHR 100 C10
200	600	0-10	DHR 200 C10
300	1000	0-10	DHR 300 C10
400	1000	0-10	DHR 400 C10

R_L	Load resistance	≥ 10	kΩ
V_C	Supply voltage ²⁾	+ 20 .. 50	V DC
I_c	Current consumption	30	mA
V_{SL}	Output voltage limitation (0 - 10 V)	< 14	V
\hat{I}_p	Overload capability (Ampere Turns)	30000	A.t

Performance data

X	Accuracy @ I_{PN} , $T_A = 25^\circ C$ (excluding offset)	$< \pm 1$	% of I_{PN}
\mathcal{E}_L	Linearity error (1% of $I_{PN} .. \pm I_{PN}$)	$< \pm 1.0$	% of I_{PN}
V_{OE}	Electrical offset voltage, $T_A = 25^\circ C$	$< \pm 1.0$	% of I_{PN}
TCV_{OE}	Temperature coefficient of V_{OE} (0 .. +60 °C) (-40 .. +70 °C)	± 2.0 ± 4.0	mV/K
TCV_{OUT}	Temperature coefficient of V_{OUT} (% of reading)	± 0.1	%/K
t_r	Response time to 90 % of I_{PN} step	< 150	ms
BW	Frequency bandwidth (± 1 dB)	DC 20..6000	Hz

General data

T_A	Surrounding operating temperature	- 40 .. + 70	°C
T_s	Surrounding storage temperature	- 40 .. + 85	°C
m	Mass	260	g
$IPxx$	Protection degree	IP20	

Notes :¹⁾ The Max. Peak AC Current is the highest peak level of the primary signal that is taken into account for accurate True RMS calculation. Yet the device is designed for maximum continuous True RMS value equal to I_{PN} , whereas the output is limited by the above specified output limitation.

²⁾ According to the UL 508 Standard for Safety for Industrial Control Equipment, the supply voltage must not exceed 42VDC.

Features

- VFD and SCR waveforms current measurement
- True RMS output
- Panel mounting
- Eliminates insertion loss
- Isolated plastic case recognized according to UL94-V0

Advantages

- Large aperture for cable up to Ø32mm
- High isolation between primary and secondary circuits
- Easy installation

Applications

- **VFD Controlled Loads**
VFD output indicates how the motor and attached load are operating.
- **SCR Controlled Loads**
Accurate measurement of phase angle fired or burst fired (time proportioned) SCRs. Current measurement gives faster response than temperature measurement.
- **Switching Power Supplies and Electronic Ballasts**
True RMS sensing is the most accurate way to measure power supply or ballast input power.

Application domain

- Energy and Automation

Current Transducer DHR-C10

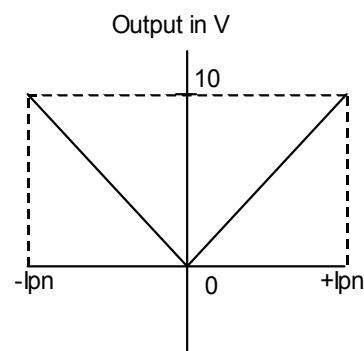
Isolation characteristics

V_b	Rated isolation voltage rms ³⁾	300	V
according to the standard IEC 61010-1 and with the following conditions:			
- Reinforced isolation			
- Over voltage category CAT III			
- Pollution degree PD2			
- Heterogeneous field			
V_d	Rms voltage for AC isolation test ⁴⁾ , 50 Hz, 1min	4.0	kV
V_w	Impulse withstand voltage ⁴⁾ , 1.2/50 uS	7.3	kV
dCp	Creepage distance	7.2	mm
dCI	Clearance distance	7.2	mm
CTI	Comparative tracking index (Group I)	> 600	

Notes :³⁾ Between primary conductor voltage and ground. The voltage category could be improved according to the insulation characteristic given by the cable manufacturer. The UL 508 Standard for Safety for Industrial Control Equipment requires that only insulated conductors are used as primary circuit with this transducer.

⁴⁾ Between primary (completely filling the aperture) and secondary.

Transfer characteristics



Current Transducer DHR-C10

Safety and warning notes

In order to guarantee safe operation of the transducer and to be able to make proper use of all features and functions, please read these instructions thoroughly!

Safe operation can only be guaranteed if the transducer is used for the purpose it has been designed for and within the limits of the technical specifications.

Ensure you get up-to-date technical information that can be found in the latest associated datasheet under www.lem.com.



Caution! Risk of danger

Ignoring the warnings can lead to serious injury and/or cause damage!

The electric measuring transducer may only be installed and put into operation by qualified personnel that have received an appropriate training.

The corresponding national regulations shall be observed during installation and operation of the transducer and any electrical conductor.

The transducer shall be used in electric/electronic equipment with respect to applicable standards and safety requirements and in accordance with all the related systems and components manufacturers' operating instructions.



Caution! Risk of electrical shock

When operating the transducer, certain parts of the module may carry hazardous live voltage (e.g. primary conductor, power supply).

The user shall ensure to take all measures necessary to protect against electrical shock.

The transducer is a built-in device containing conducting parts that shall not be accessible after installation.

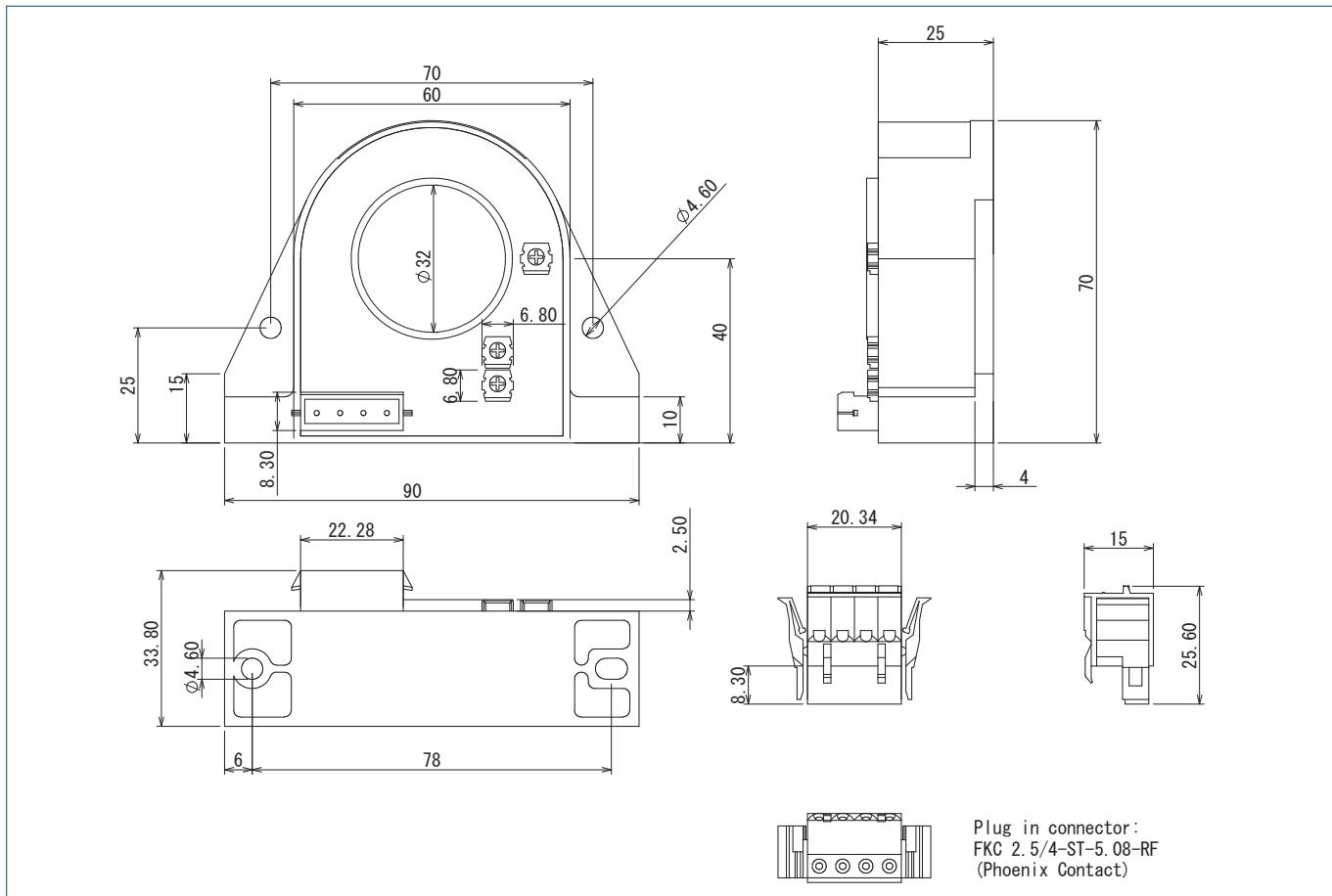
A protective enclosure or additional insulation barrier may be necessary.

The transducer shall not be put into operation if the jaw opening is open (split core version) or the installation is not completed.

Installation and maintenance shall be done with the main power supply disconnected except if there are no hazardous live parts in or in close proximity to the system and if the applicable national regulations are fully observed.

Safe and trouble-free operation of this transducer can only be guaranteed if transport, storage and installation are carried out correctly and operation and maintenance are carried out with care.

Dimensions DHR-C10 (in mm. 1 mm = 0.0394 inch)



Connections

- Wires up to Ø 2 mm
- Female connector provided (spring terminal blocks)
- User-friendly spring-cage connection for no-tool direct conductor connection

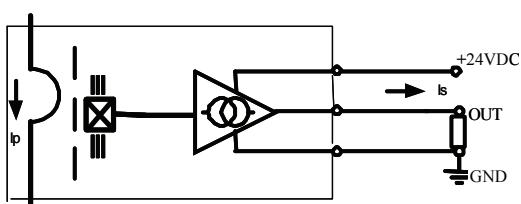
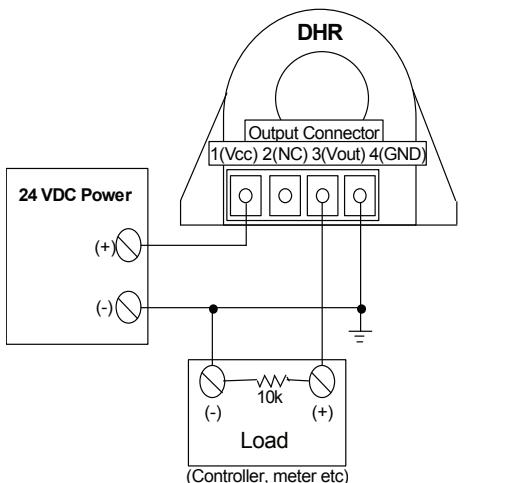
Mechanical characteristics

- | | |
|--------------------------|---|
| • General tolerance | ±1 mm |
| • Primary aperture | Ø 32.0 mm |
| • Panel mounting | 4 holes Ø 4.6 mm |
| • Distance between holes | 70.0 mm & 78 mm
(see above dimensions) |

For panel mounting, use M4 screws (not supplied) with appropriate length to panel's thickness, and tighten to 0.75Nm +/-20% torque.

Remarks

- The temperature of the primary busbar can not exceed 90 °C.
- Dynamic performances are the best with a primary busbar completely filling the primary aperture.
- This is a standard model. For different versions (supply voltages, different outputs, bidirectional measurements...), please contact us.



Anexo E.

Hoja de características:

Transductor de voltaje MCR VDC UI B-DC

MCR-VDC-UI-B-DC

Voltage transducer for DC voltages

INTERFACE

Data sheet
100260_en_02

© PHOENIX CONTACT 2010-01-27



1 Description

The MCR voltage transducer measures DC voltages in several signal ranges from 0 ... ±20 V DC to 0 ... ±660 V DC and converts them to standardized analog signals. DC voltages can be processed with both positive and negative polarity.

The input voltage ranges listed at input terminal blocks 1 to 7 can be varied by ±20% using a calibration potentiometer.

The voltage transducer is calibrated by default to 0 ... ±24 V input and 0 ... ±10 V output and is ready for operation when delivered. To use the device with other input or output variables, carry out a ZERO/SPAN adjustment using the potentiometers on the front.

1.1 Features

- 3-way electrical isolation
- True r.m.s. value measurement
- Adjustable voltage ranges
- ZERO/SPAN adjustment ±20%

1.2 Method of operation

The input circuit divides the DC voltage at terminal blocks 1 to 7. The resulting signal is electrically isolated and transmitted to the output circuit and is available at the output as a standardized analog signal.

1.3 Field of application

When using the voltage transducer, please ensure that the potential difference between terminal blocks 1 to 7 to ground potential PE or terminal block 8 to ground potential PE U does not exceed ±660 V (this condition applies to circuits that are not grounded).

In DC voltage networks, this potential difference must not exceed $U = \pm 100$ V (this condition applies to circuits that are grounded).

When these conditions are met, **safe isolation** is ensured between the input, output, and power supply.



Make sure you always use the latest documentation.
It can be downloaded at www.phoenixcontact.net/catalog.



This data sheet is valid for all products listed on the following page:

2 Table of contents

1	Description.....	1
1.1	Features	1
1.2	Method of operation	1
1.3	Field of application	1
2	Table of contents	2
3	Ordering data.....	3
4	Technical data	3
5	Block diagram.....	5
6	Safety notes	5
7	Structure	5
8	Installation	6
9	Configuration	6
9.1	Selecting the input voltage range	6
9.2	Opening the module	7
9.3	Jumper settings	7
10	ZERO/SPAN adjustment	7
10.1	Zero point adjustment (ZERO)	7
10.2	Final value adjustment (SPAN).....	7

3 Ordering data

Description	Type	Order No.	Pcs./Pkt.
MCR voltage transducer, for DC voltages from 0 ... ±20 V DC to 0 ... ±660 V DC, output signal ±10 V/±20 mA	MCR-VDC-UI-B-DC	2811116	1

4 Technical data

Voltage measuring input

Input voltage range (input resistance)	±550 V DC (550 kΩ) ±370 V DC (370 kΩ) ±250 V DC (250 kΩ) ±170 V DC (170 kΩ) ±120 V DC (120 kΩ) ±80 V DC (80 kΩ) ±54 V DC (54 kΩ) ±36 V DC (36 kΩ) ±24 V DC (24 kΩ)
Maximum input voltage	±660 V DC (not grounded) ±100 V DC (to ground)



When these values are observed, safe isolation (EN 50178/DIN EN 50178/VDE 0160) is ensured between the input, output, and power supply.

Voltage output

Voltage output signal	-10 V ... 10 V
Maximum voltage output signal	±15 V
Load/output load voltage output	> 10 kΩ
Ripple	< 50 mV _{PP}

Current output

Current output signal	-20 mA ... 20 mA
Maximum current output signal	±30 mA
Load/output load voltage output	< 500 Ω
Ripple	< 50 mV _{PP}

Power supply

Supply voltage range	18.5 V DC ... 30.2 V DC
Maximum current consumption	< 50 mA

General data

Limit frequency (3 dB)	40 Hz
Measuring principle	True r.m.s. value measurement
Maximum transmission error	< 1% (of final value)
Maximum temperature coefficient	< 0.015%/K
Zero adjustment	±20%
Span adjustment	±20%
Step response (10 - 90%)	12 ms
Degree of protection	IP20

General data (continued)

Pollution degree	2
Width x height x length	22.5 mm x 99 mm x 114.5 mm
Housing version	Polyamide PA, non-reinforced, green

Connection data

Conductor cross-section, solid	0.2 mm ² ... 2.5 mm ²
Conductor cross-section, stranded	0.2 mm ² ... 2.5 mm ²
Stripping length	8 mm

Safe isolation according to EN 50178

Surge voltage category	II
Pollution degree	2
Input/output test voltage	1.5 kV (50 Hz, 1 min.)

Rated insulation voltage

Input/output	660 V DC, for ungrounded circuits 100 V DC, for grounded circuits
Output/power supply	50 V DC

Ambient conditions

Ambient temperature (operation)	-25°C ... +50°C
Ambient temperature (storage/transport)	-40°C ... +85°C, no condensation

Conformance/approvals

Conformance	CE-compliant
UL, USA/Canada	

Conformance with EMC Directive 89/336/EEC**Noise immunity according to EN 61000-6-2**

Electrostatic discharge	EN 61000-4-2	8 kV air discharge
Electromagnetic HF field	EN 61000-4-3	10 V/m 10 V/m
Amplitude modulation		
Pulse modulation		
Fast transients (burst)	EN 61000-4-4	Input/output/power supply: 2 kV/5 kHz
Surge current loads (surge)	EN 61000-4-5	Input/output: 2 kV/42 Ω Power supply: 0.5 kV/2 Ω
Conducted interference	EN 61000-4-6	Input/output/power supply: 10 V

Noise emission according to EN 61000-6-4

Noise emission according to EN 61000-6-4	EN 55011	Class A
--	----------	---------

5 Block diagram

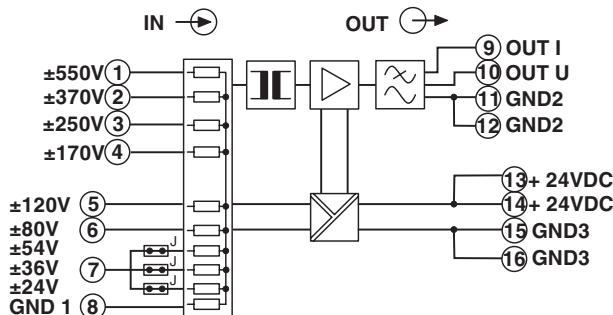


Figure 1 Block diagram for the MCR-VDC-UI-B-DC

6 Safety notes



CAUTION

Installation, operation, and maintenance may only be carried out by qualified electricians. When installing and operating the device, the applicable safety directives (including national safety directives), accident prevention regulations, as well as general technical regulations, must be observed.



CAUTION: Electrostatic discharge

The module contains components that can be damaged or destroyed by electrostatic discharge. When handling the module, observe the necessary safety precautions against electrostatic discharge (ESD) according to EN 61340-5-1 and EN 61340-5-2.

7 Structure

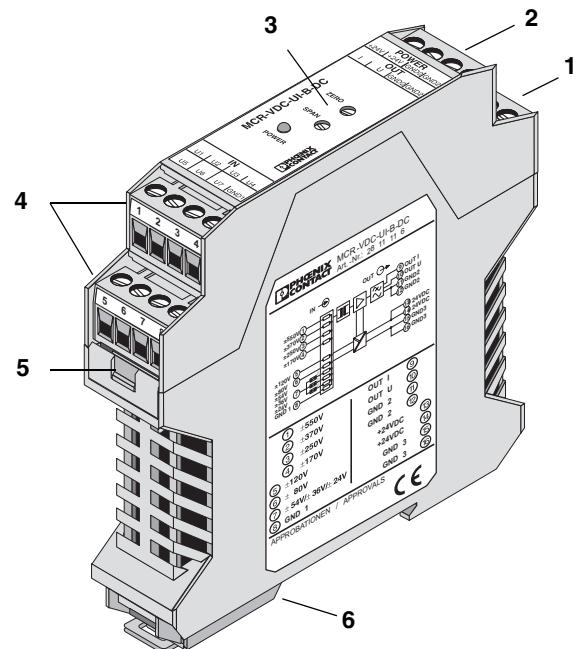


Figure 2 Location of the elements

- 1 Supply voltage
- 2 Output
- 3 Potentiometer for adjustment
- 4 Inputs
- 5 Upper part of the housing can be removed to set the jumpers
- 6 Universal snap-on foot for EN DIN rails

8 Installation

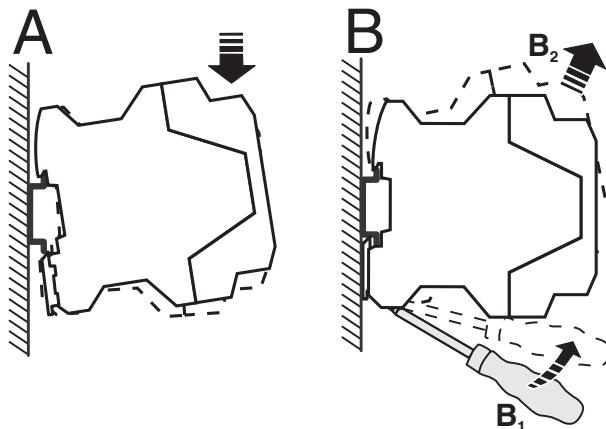


Figure 3 Mounting/removal

The assignment of the connection terminal blocks is shown in the block diagram. The module can be snapped onto all 35 mm DIN rails according to EN 60715.

Install the module in suitable housing to meet the requirements for the protection class.

Screw connection

Insert the wire into the corresponding connection terminal block.

Use a screwdriver to tighten the screw in the opening above the connection terminal block.

9 Configuration

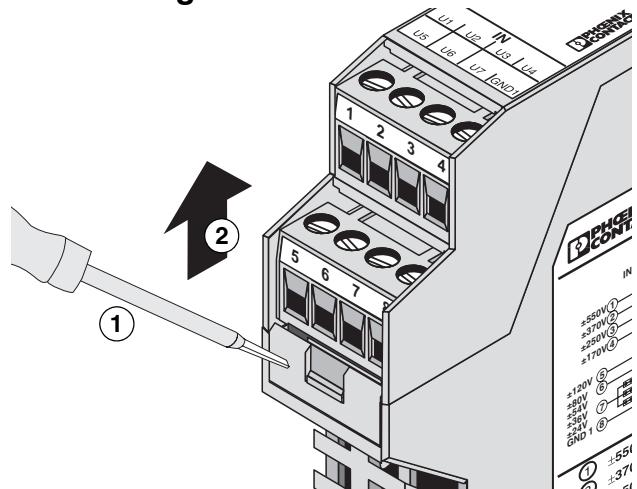


Figure 4 Opening the housing



WARNING: Risk of electric shock

Never carry out work when voltage is present.



NOTE: Module damage due to excess voltage

If the voltage signal exceeds the voltage range specified at the input signal terminal block by more than 15% (for 0 ... ±660 V by more than 5%), the input circuit may be damaged.

9.1 Selecting the input voltage range

Input voltage	Adjustment range ($\pm 2\%$) [V DC]	Input terminal block	Jumper/setting
0 ... ±550 V	(440 ... 660)	1	
0 ... 370 V	(296 ... 444)	2	
0 ... 250 V	(200 ... 300)	3	
0 ... 170 V	(136 ... 204)	4	
0 ... 120 V	(96 ... 144)	5	
0 ... 80 V	(64 ... 96)	6	
0 ... 54 V	(43 ... 65)	7	J1/setting 1
0 ... 36 V	(28 ... 43)	7	J1/setting 2
0 ... 24 V	(19 ... 29)	7	J1/setting 3 (default setting)

9.2 Opening the module

- Using a screwdriver, release the locked upper part of the housing on both sides ①. The upper part of the housing and the electronics can now be pulled out approximately 3 cm ② (see Figure 4 on page 6).

9.3 Jumper settings

- Insert the jumper (J) in slot J1 ... J3 according to the required input voltage.

Input voltage:

Input	Position
54 V	J1
36 V	J2
24 V	J3

- Close the housing again until it engages with a click.



Carry out a ZERO/SPAN adjustment each time the input or output range is changed.

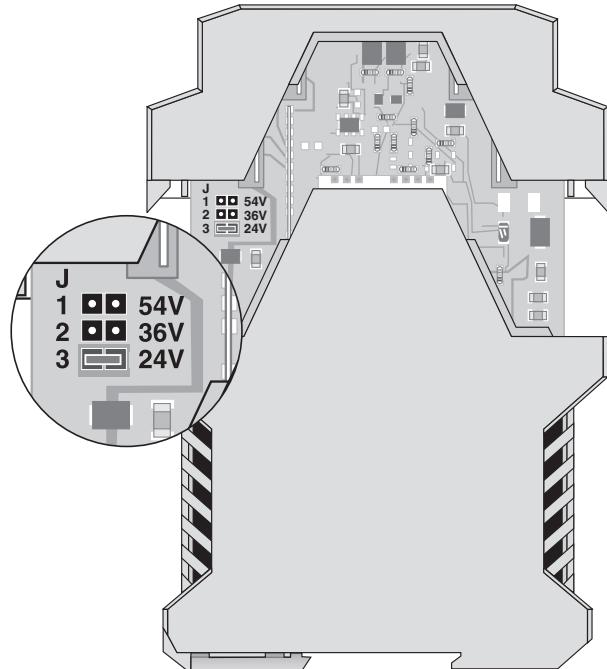


Figure 5 Location of the jumper (J)

10 ZERO/SPAN adjustment

Potentiometers

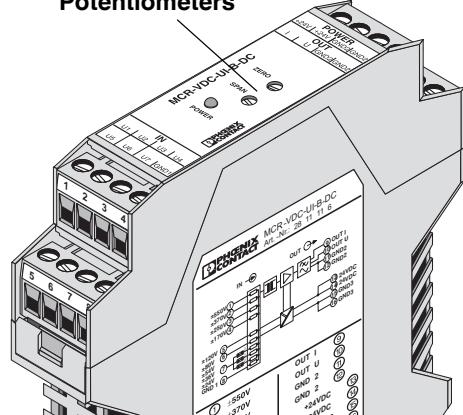


Figure 6 Location of the potentiometers



Allow the module to warm up for 4 minutes before starting the adjustment procedure.

The module is calibrated by default to 0 ... ±24 V input and 0 ... ±10 V output.

There are two potentiometers on the front of the module for the adjustment:

- ZERO: Zero point adjustment
- SPAN: Final value adjustment

10.1 Zero point adjustment (ZERO)

- Connect a calibration device to the input terminal blocks ($U_{(1-7)}$ and GND1) and specify a voltage of 0 mV.
- Set the output signal value using the ZERO potentiometer:
 - Voltage output (0 ... ±10 V): $U_{OUT} = 0 \text{ V}$
 - Current output (0 ... ±20 mA): $I_{OUT} = 0 \text{ mA}$

10.2 Final value adjustment (SPAN)

- Use the calibration device to specify the maximum voltage used within the input voltage range (see "Selecting the input voltage range" on page 6).
- Set the output signal value ($U_{OUT} = 10 \text{ V}$ or $I_{OUT} = 20 \text{ mA}$) using the SPAN potentiometer.

Anexo F.

Hoja de características:

Sensor de irradiancia KIPP&ZENON CMP-11

CMP

El CMP 11 es un piranómetro científico de alta precisión basado en el CMP 21 pero con cúpulas de cuarzo seleccionadas rigurosamente con un espesor de 4 mm. El CMP 22 tiene un rangopectral ampliado para ajustarse a pírheliómetros con ventanas de cuarzo. Debido a la alta calidad óptica y al índice de refracción más alto de las cúpulas de cuarzo el error direccional se reduce a menos de 5 W/m².

El comportamiento del offset cero se mejora fundamentalmente de dos formas:

El offset cero causado por el cambio de temperatura del instrumento es insignificante, debido a la construcción de termopila muy bien equilibrada.

El offset cero debido a la diferencia entre la temperatura del sensor y de la cúpula (p. ej. absorción y emisión de radiación infrarroja lejana por la cúpula externa) se minimiza usando un acoplamiento térmico mejorado del sensor y la parte superior de la cúpula. Cúpulas con mayor espesor, ambas de 4 mm, y la conductividad térmica el 50 % más alta del cuarzo, comparada con el cristal, mejoran este acoplamiento térmico.

Las características de CMP 11 son:

- Offset cero con gradiente térmico insignificante.
- Offset cero más bajo debido a la radiación FIR.
- Rango espectral más amplio 200 - 3600 nm.
- Error direccional < 5 W/m².
- Menor dependencia de temperatura de la sensibilidad.

Los piranómetros CMP 11 y CMP 21, el CMP 22 cumplen con las especificaciones para la mejor de las tres clases de piranómetros, «Alta calidad», como se define en la «Guía para los Instrumentos meteorológicos y Métodos de observación», sexta edición, 1996, de la Organización Meteorológica Mundial (*OMM) Ginebra, Suiza. La mayoría de las especificaciones del CMP 22 son el doble de buenas que los requisitos.

* La clasificación de la OMM es una adaptación de la norma internacional ISO 9060 (1990). Aquí clase de «alta calidad» se considera como «estándar secundario».

Especificaciones de funcionamiento de la serie CMP / CMA

Specification	Unit	CMP 6/ CMA 6	CMP 11 / CMA 11	CMP 21	CMP 22	Definition
Spectral range	nm	285 - 2800	285 - 2800	285 - 2800	200 - 3600	50 % response point
Sensitivity	µV/W/m ²	5 to 20	7 to 14	7 to 14	7 to 14	Signal output for 1 W/m ² irradiance
Impedance	Ω	20 to 200	10 to 100	10 to 100	10 to 100	At instrument housing connector
Response time	s	< 18	< 5	< 5	< 5	95% of final value
		< 6	< 1.7	< 1.7	< 1.7	63 % of final value
Non-linearity	%	< 1	< 0.2	< 0.2	< 0.2	From 0 to 1000 W/m ² irradiance
Temperature dependence of sensitivity	%	< 4	< 1	< 1*	< 0.5*	Variation in range - 10 °C to + 40 °C from value at + 20 °C *(- 20 °C to + 50 °C)
Tilt error	%	< 1	< 0.2	< 0.2	< 0.2	Deviation when facing downwards
Zero offset A	W/m ²	< 15	< 7	< 7	< 3	At 0 to - 200 W/m ² of IR net radiation
Zero offset B	W/m ²	< 4	< 2	< 2	< 1	At 5 K/h temperature change rate
Operating temperature	°C	-40 to +80	-40 to +80	-40 to +80	-40 to +80	Storage temperature is the same
Field of view		180°	180°	180°	180°	Hemispherical
Directional error	W/m ²	< 20	< 10	< 10	< 5	At 80° with 1000 W/m ² irradiance
Maximum irradiance	W/m ²	2000	4000	4000	4000	Level above which damage may occur
Non-stability	%	< 1	< 0.5	< 0.5	< 0.5	Variation in sensitivity per year
Humidity	% RH	0 - 100	0 - 100	0 - 100	0 - 100	Relative Humidity
Uncertainty in daily total	%	< 5	< 2	< 2	< 1	95 % confidence level



Especificaciones generales de la serie CMP / CMA

卷之三

Anexo G.

Hoja de características:
Sensor de temperatura LM335



SGS-THOMSON
MICROELECTRONICS

LM135
LM235-LM335,A

PRECISION TEMPERATURE SENSORS

- DIRECTLY CALIBRATED IN $^{\circ}\text{K}$
- 1°C INITIAL ACCURACY
- OPERATES FROM $450\mu\text{A}$ TO 5mA
- LESS THAN 1Ω DYNAMIC IMPEDANCE



Z
TO92
(Plastic Package)



D
SO8
(Plastic Micropackage)

DESCRIPTION

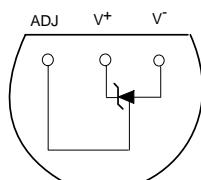
The LM135, LM235, LM335 are precision temperature sensors which can be easily calibrated. They operate as a 2-terminal Zener and the breakdown voltage is directly proportional to the absolute temperature at $10\text{mV}/^{\circ}\text{K}$. The circuit has a dynamic impedance of less than 1Ω and operates within a range of current from $450\mu\text{A}$ to 5mA without alteration of its characteristics. Calibrated at $+25^{\circ}\text{C}$, the LM135, LM235, LM335 have a typical error of less than 1°C over a 100°C temperature range. Unlike other sensors, the LM135, LM235, LM335 have a linear output.

ORDER CODES

Part num- ber	Temperature Range	Package	
		Z	D
LM135	$-55^{\circ}\text{C}, +150^{\circ}\text{C}$	•	•
LM235	$-40^{\circ}\text{C}, +125^{\circ}\text{C}$	•	•
LM335,A	$-40^{\circ}\text{C}, +100^{\circ}\text{C}$	•	•

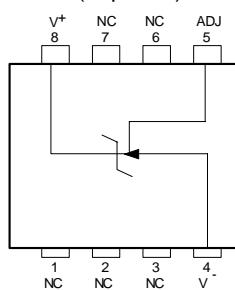
PIN CONNECTIONS

TO92
(Bottom view)



135-01.EPS

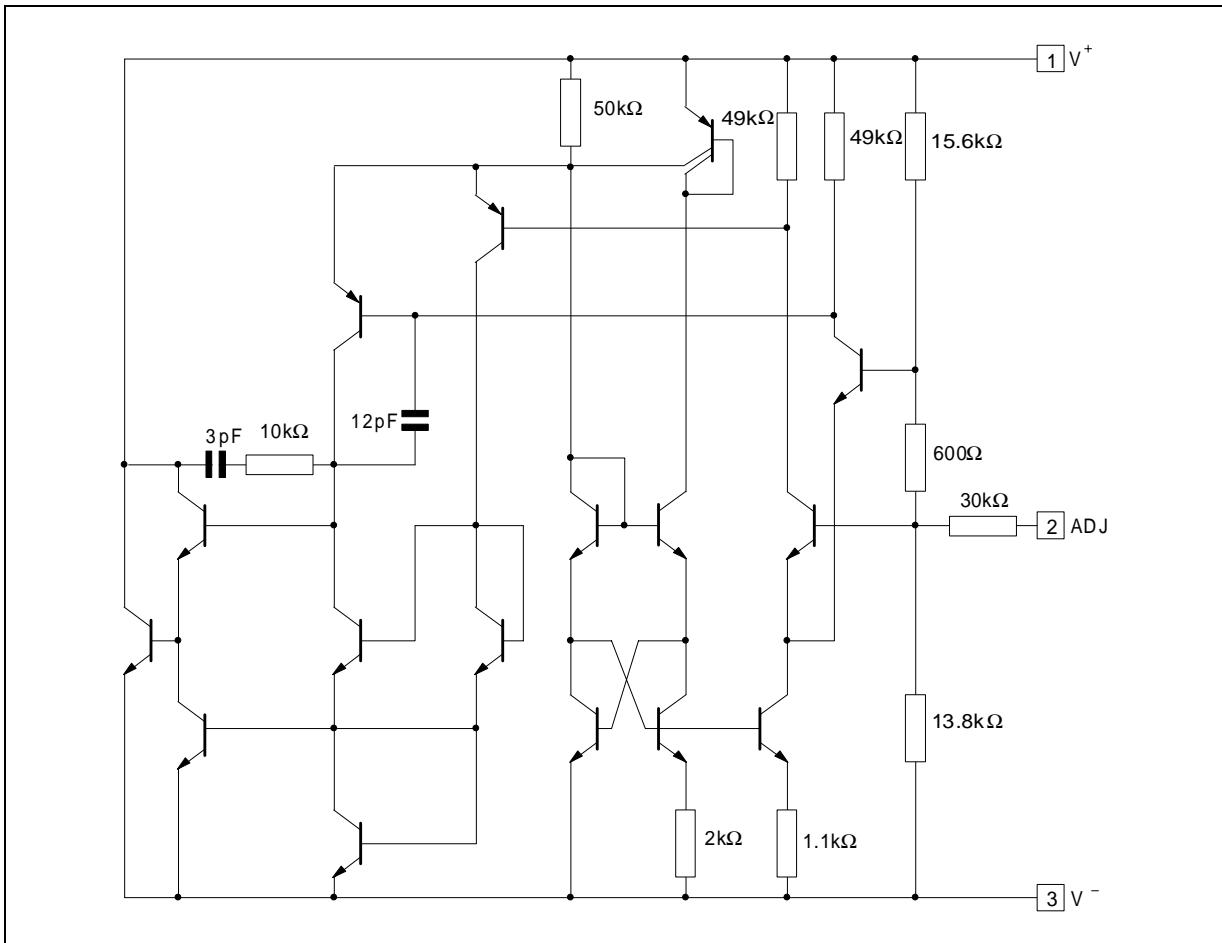
SO8
(Top view)



135-02.EPS

LM135-LM235-LM335,A

SCHEMATIC DIAGRAM



ABSOLUTE MAXIMUM RATINGS

Symbol	Parameter	LM135	LM235	LM335,A	Unit
I_R I_F	Current Reverse Forward	15 10	15 10	15 10	mA
T_{oper}	Operating Free-air Temperature Range - (note 1) Continuous Intermittent	-55 to +150 +150 to +200	-40 to +125 +125 to +150	-40 to +100 +100 to +125	°C
T_{stg}	Storage Temperature Range	-65 to +150	-65 to +150	-65 to +150	°C

Note : 1. $T_j \leq 150^\circ\text{C}$

TEMPERATURE ACCURACY

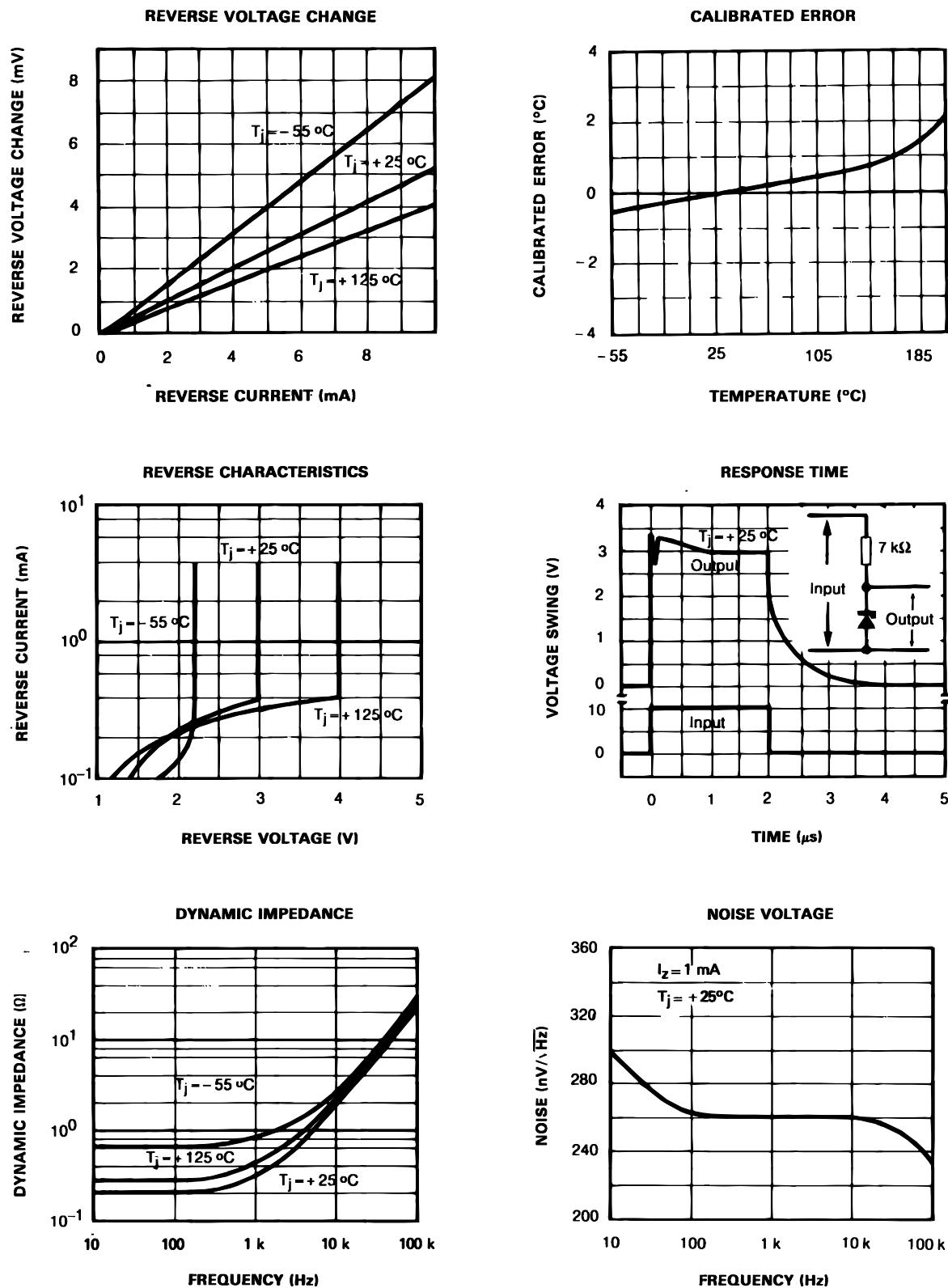
Parameter	LM135 - LM235 LM335A			LM335			Unit
	Min.	Typ.	Max.	Min.	Typ.	Max.	
Operating Output Voltage $T_{case} = +25^\circ\text{C}$, $I_R = 1\text{mA}$	2.95	2.98	3.01	2.92	2.98	3.04	V
Uncalibrated Temperature Error ($I_R = 1\text{mA}$) $T_{case} = +25^\circ\text{C}$ $T_{min.} \leq T_{case} \leq T_{max.}$		1 2	3 5		2 4	6 9	°C
Temperature Error with 25°C Calibration $T_{min.} \leq T_{case} \leq T_{max.}$, $I_R = 1\text{mA}$ LM135 - LM235 LM335 LM335A		0.5 0.5	1.5 1		1	2	°C
Calibrated Error at Extended Temperature $T_{case} = T_{max.}$ (intermittent)		2			2		°C
Non-linearity ($I_R = 1\text{mA}$) LM135 - LM235 LM335 LM335A		0.3 0.3	1 1.5		0.3	1.5	°C

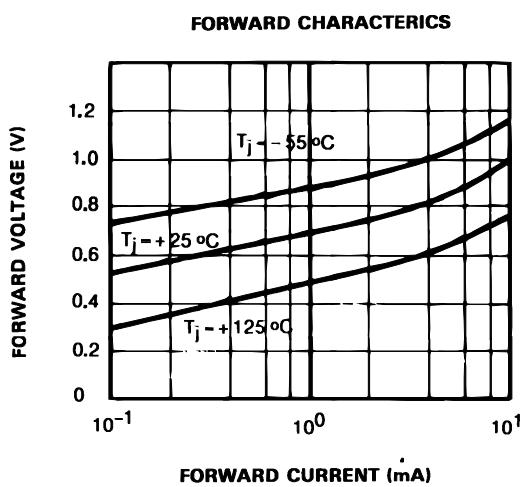
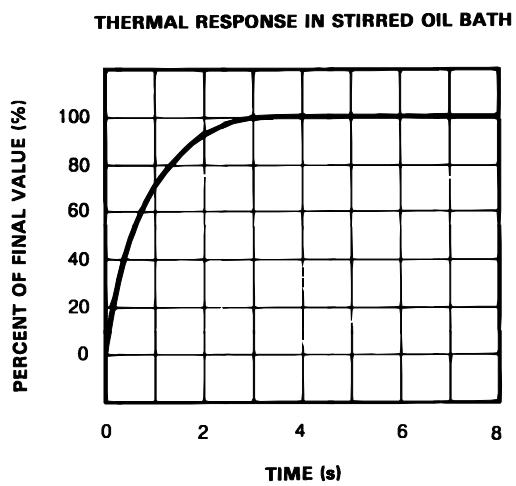
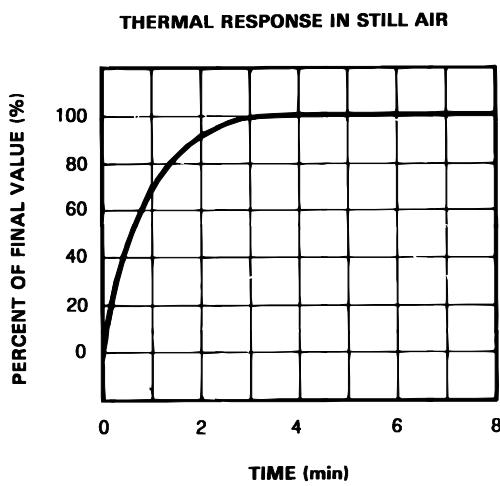
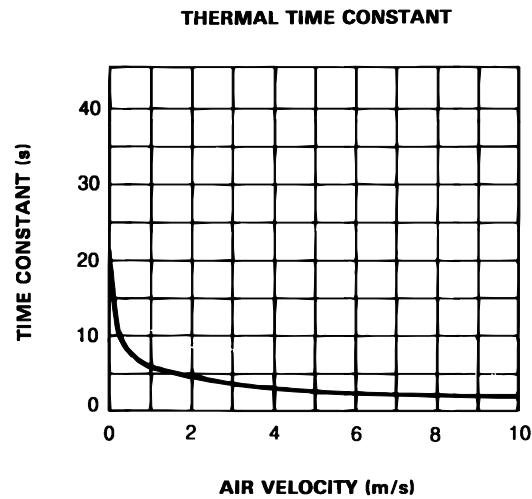
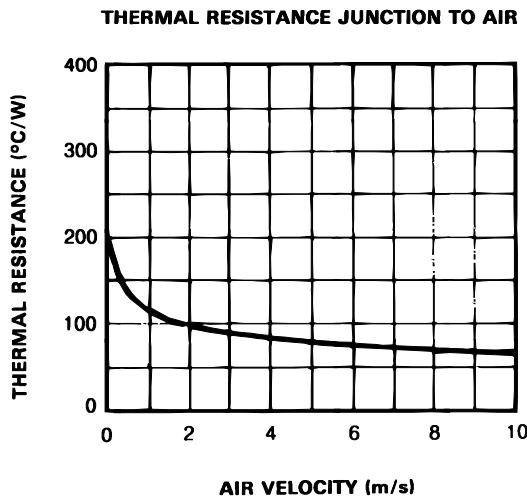
ELECTRICAL CHARACTERISTICS - (note 1)

Parameter	LM135 - LM235			LM335,A			Unit
	Min.	Typ.	Max.	Min.	Typ.	Max.	
Operating output voltage change with current $450\mu\text{A} \leq I_R \leq 5\text{mA}$ at constant temperature		2.5	10		3	14	mV
Dynamic Impedance ($I_R = 1\text{mA}$)		0.5			0.6		Ω
Output Voltage Temperature Drift		+10			+10		mV/°C
Time Constant	Still Air Air 0.5m/s Stirred Oil	80 10 1			80 10 1		s
Time Stability ($T_{case} = +125^\circ\text{C}$)		0.2			0.2		°C/kh

Note : 1. Accuracy measurements are made in a well-stirred oil bath. For other conditions, self heating must be considered.

LM135-LM235-LM335,A





LM135-LM235-LM335,A

APPLICATION HINTS

There is an easy method of calibrating the device for higher accuracies (see typical applications).

The single point calibration works because the output of the LM135, LM235, LM335 is proportional to the absolute temperature with the extrapolated output of sensor going to 0V at 0°K (-273.15°C). Errors in output voltage versus temperature are only slope. Thus a calibration of the slope at one temperature corrects errors at all temperatures.

The output of the circuit (calibrated or not) can be given by the equation : $V_{OT} = V_{OT0} \times \frac{T}{T_0}$

where T is the unknown temperature and T_0 is the reference temperature (in °K).

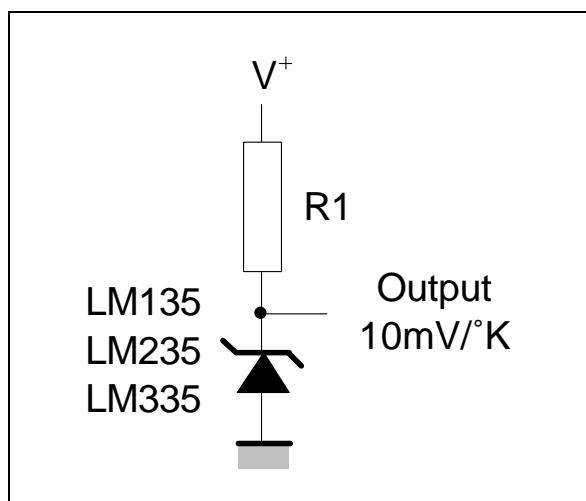
Nominally the output is calibrated at 10mV/°K.

Precautions should be taken to ensure good sensing accuracy. As in the case of all temperature sensors, self heating can decrease accuracy. The LM135, LM235, LM335 should operate with a low current, but sufficient to drive the sensor and its calibration circuit to their maximum operating temperature.

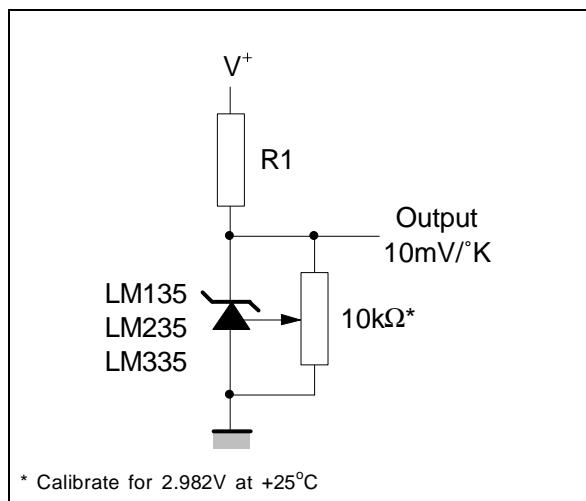
If the sensor is used in surroundings where the thermal resistance is constant, the errors due to self heating can be externally calibrated. This is possible if the circuit is biased with a temperature stable current. Heating will then be proportional to zener voltage and therefore temperature. In this way the error due to self heating is proportional to the absolute temperature as scale factor errors.

TYPICAL APPLICATIONS

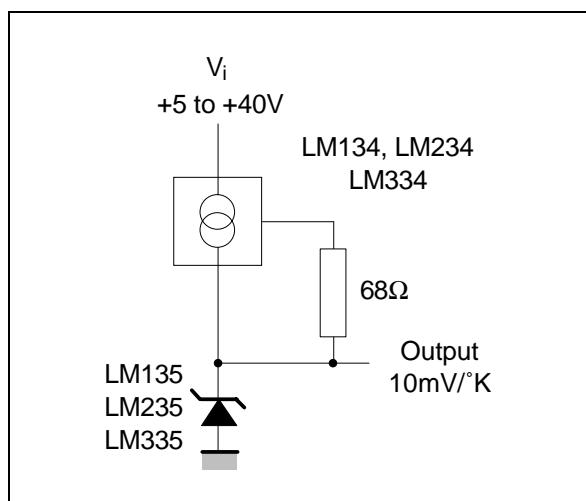
BASIC TEMPERATURE SENSOR



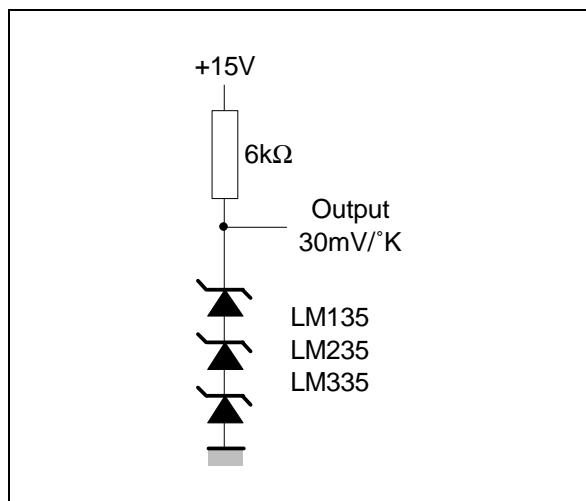
CALIBRATED SENSOR



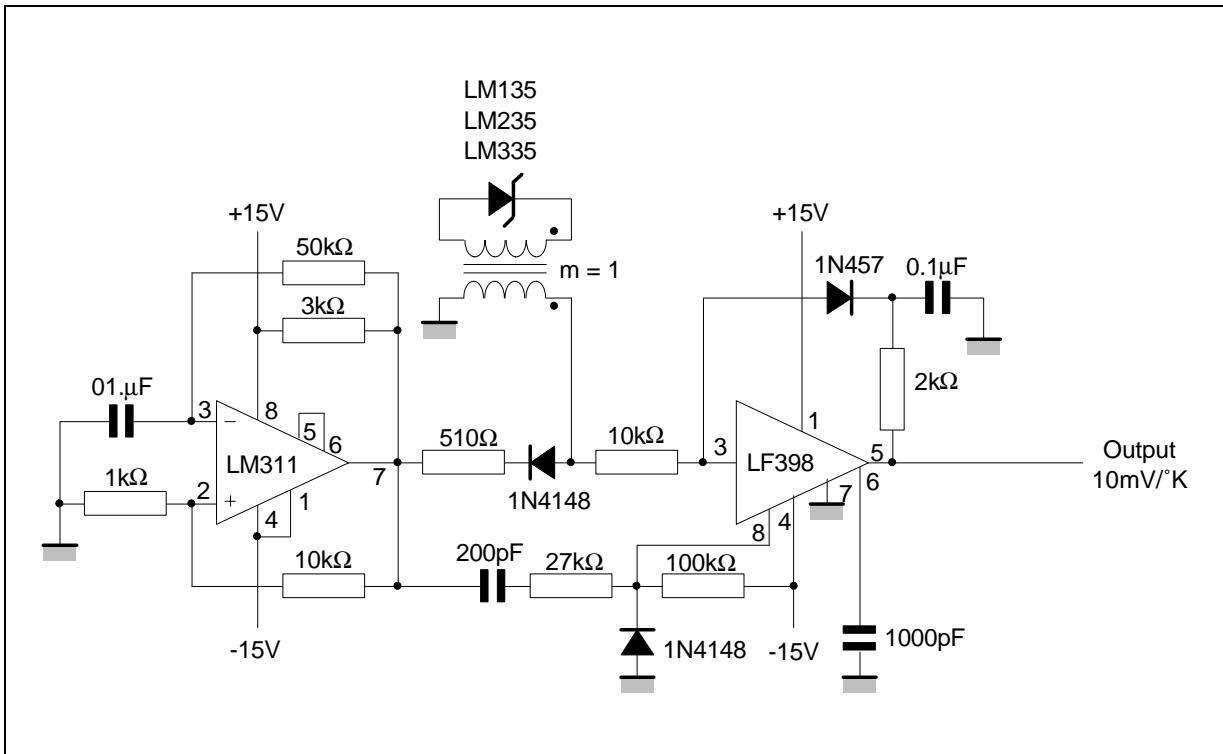
WIDE OPERATING SUPPLY



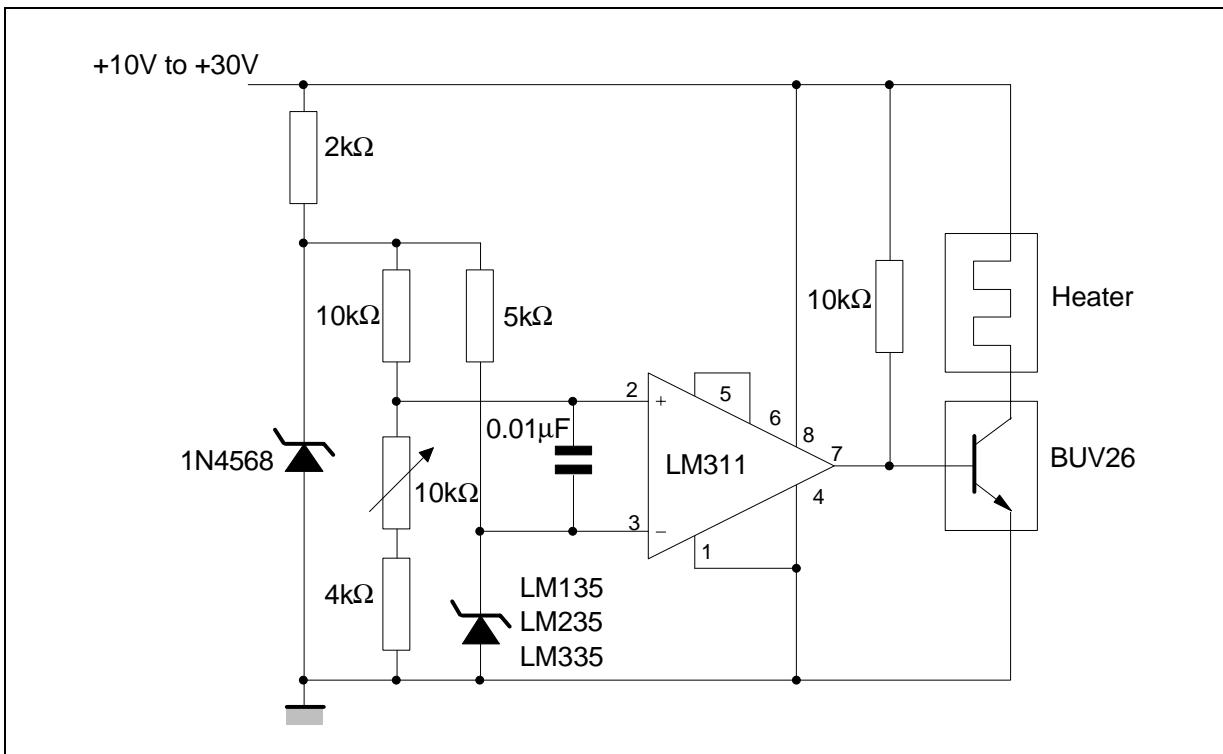
AVERAGE TEMPERATURE SENSING



ISOLATED TEMPERATURE SENSOR

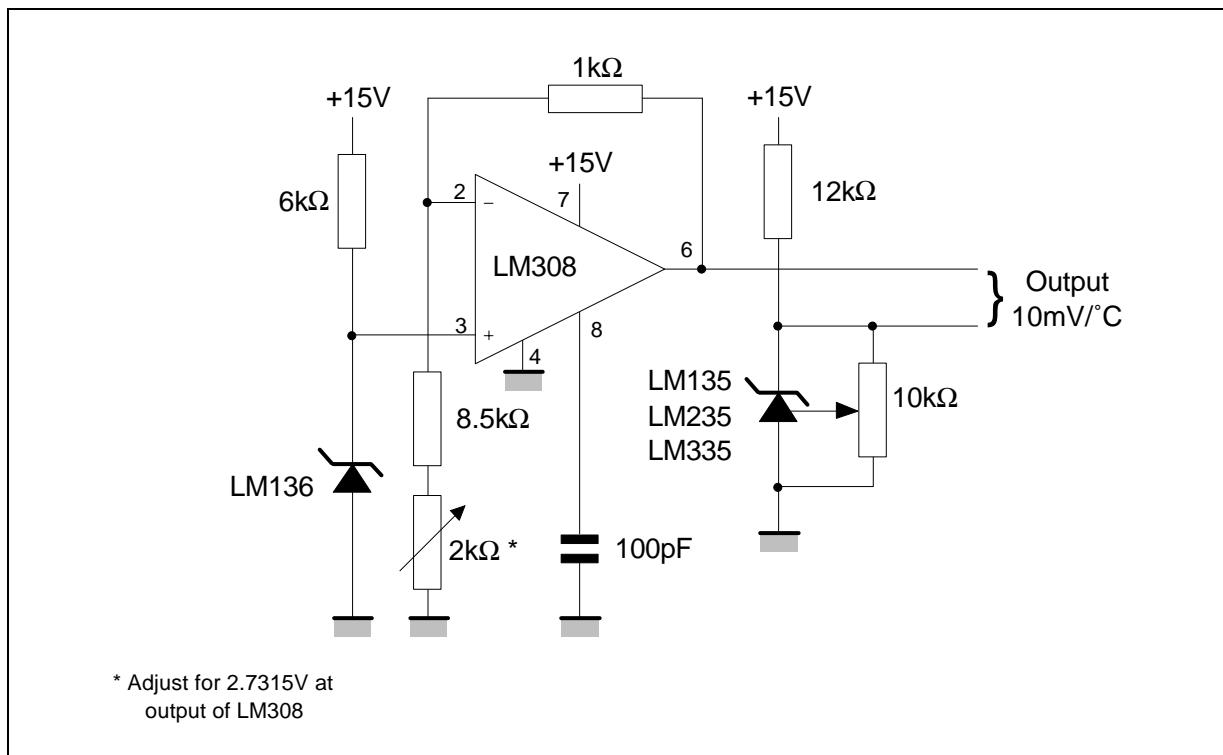


SIMPLE TEMPERATURE CONTROLLER

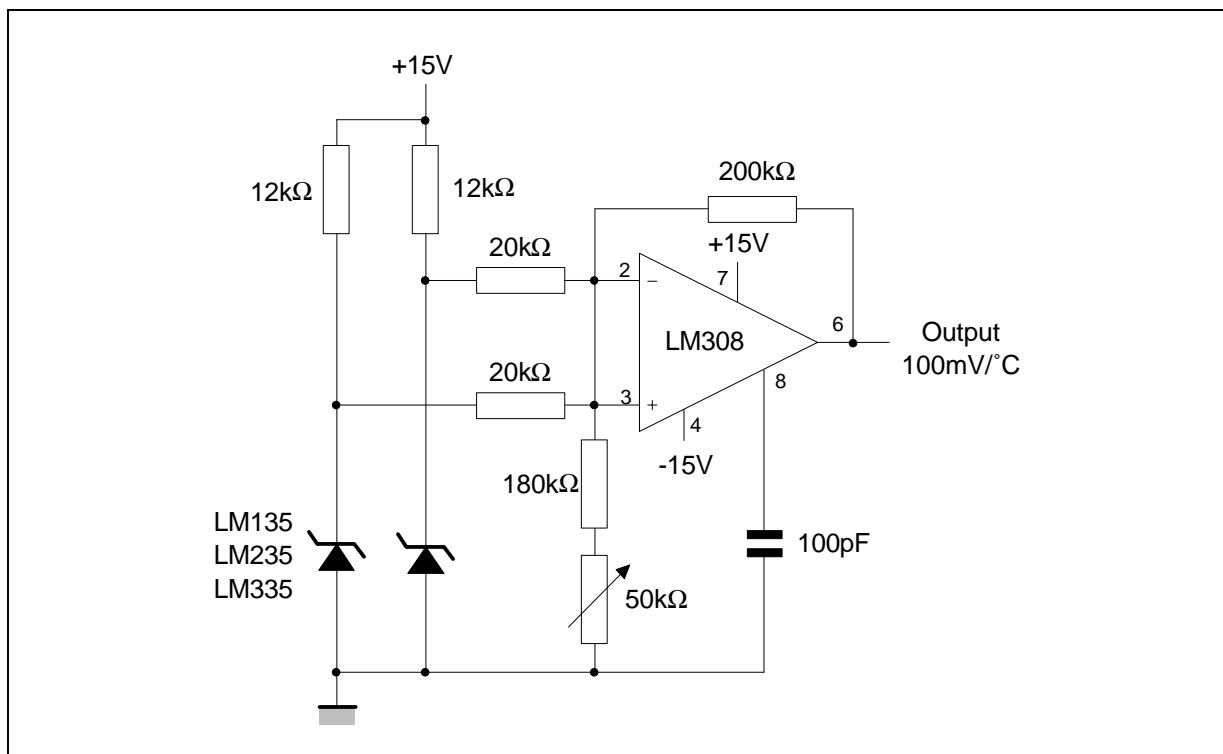


LM135-LM235-LM335,A

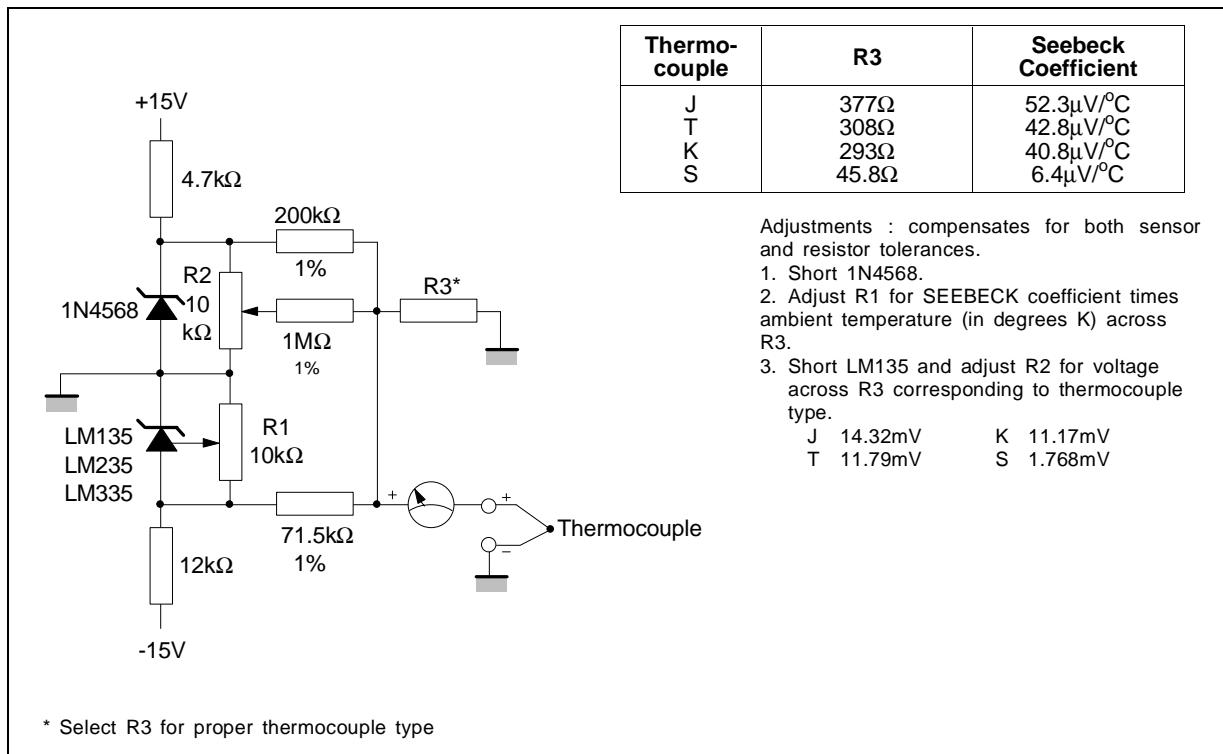
CENTIGRADE THERMOMETER



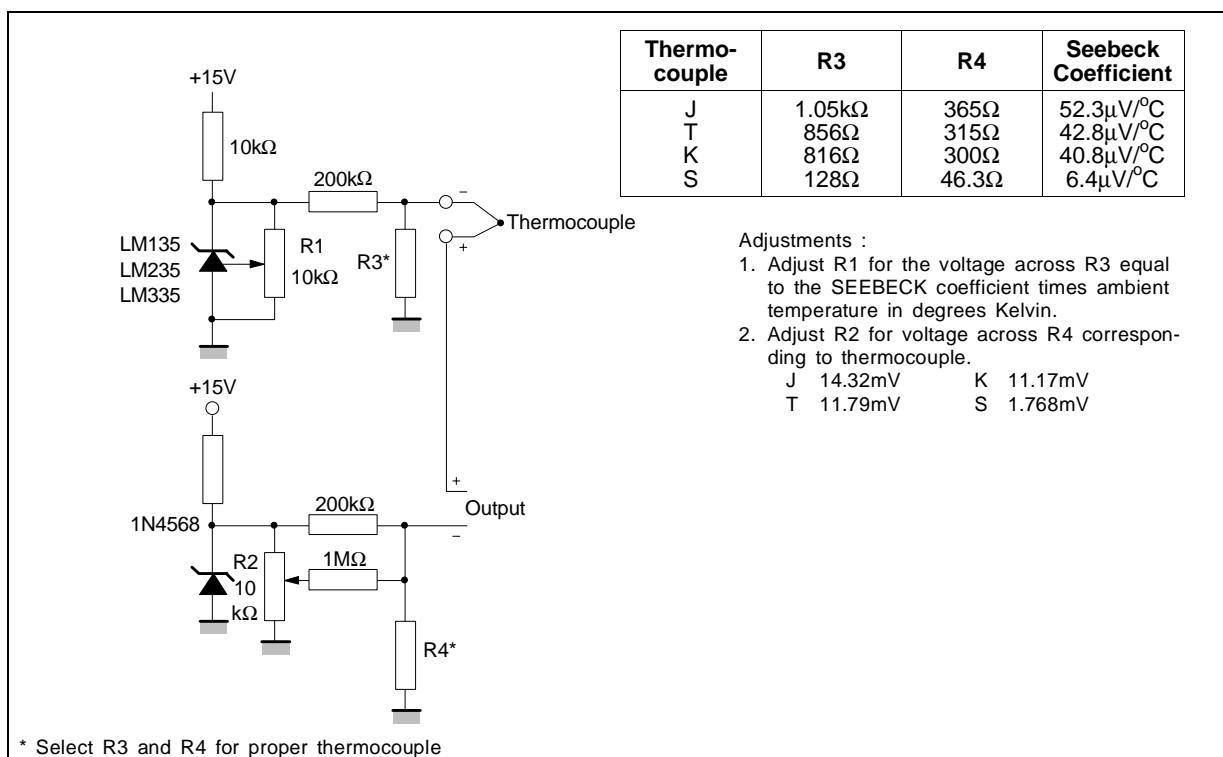
DIFFERENTIAL TEMPERATURE SENSOR



THERMOCOUPLE COLD JUNCTION COMPENSATION
(compensation for grounded thermocouple)

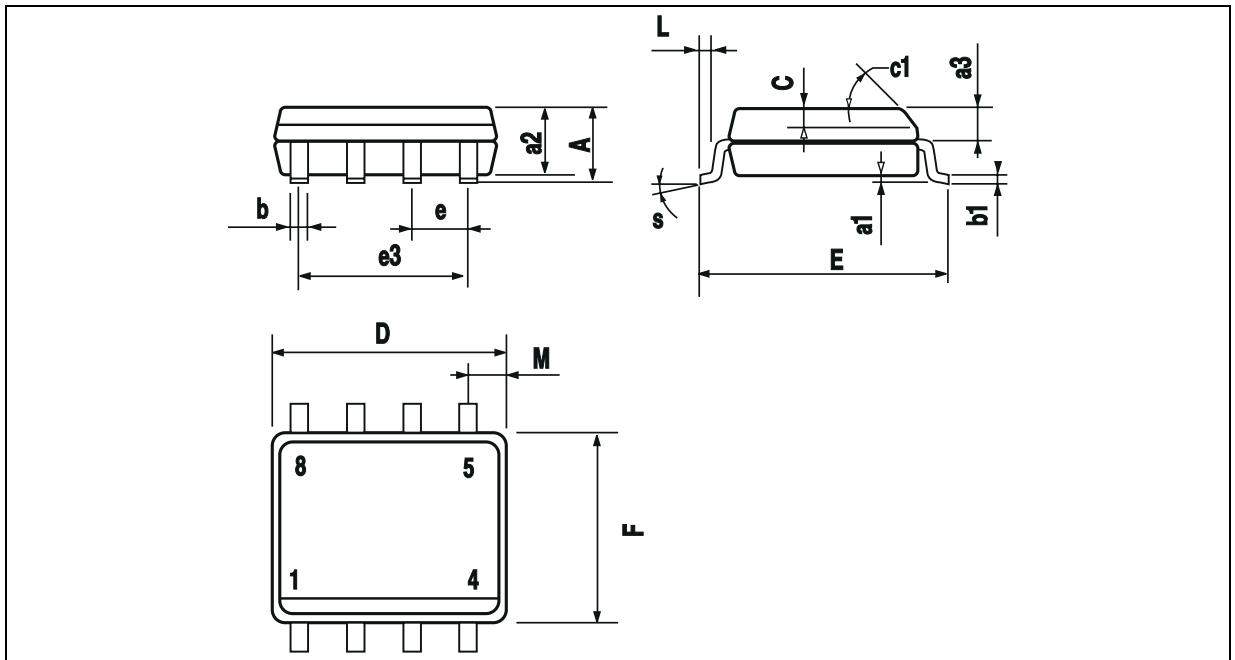


SINGLE POWER SUPPLY COLD JUNCTION COMPENSATION



LM135-LM235-LM335,A

PACKAGE MECHANICAL DATA 8 PINS - PLASTIC MICROPACKAGE (SO)

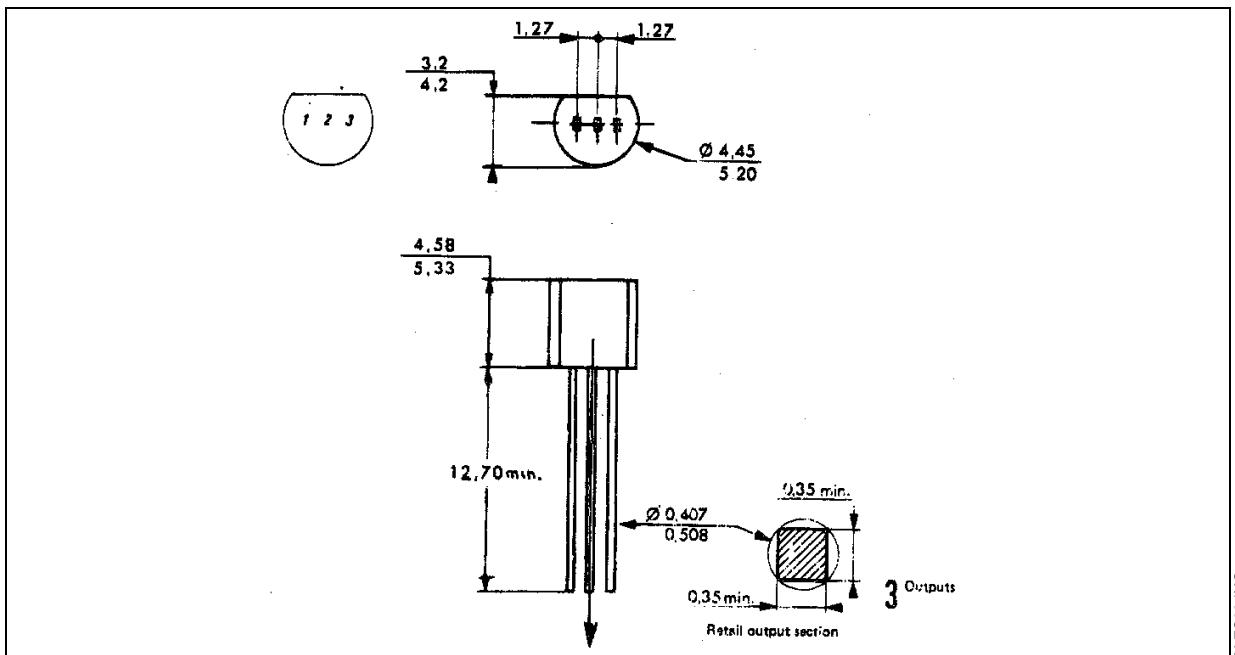


PM-SO8.EPS

Dimensions	Millimeters			Inches		
	Min.	Typ.	Max.	Min.	Typ.	Max.
A			1.75			0.069
a1	0.1		0.25	0.004		0.010
a2			1.65			0.065
a3	0.65		0.85	0.026		0.033
b	0.35		0.48	0.014		0.019
b1	0.19		0.25	0.007		0.010
C	0.25		0.5	0.010		0.020
c1	45° (typ.)					
D	4.8		5.0	0.189		0.197
E	5.8		6.2	0.228		0.244
e		1.27			0.050	
e3		3.81			0.150	
F	3.8		4.0	0.150		0.157
L	0.4		1.27	0.016		0.050
M			0.6			0.024
S	8° (max.)					

SO8.TBL

PACKAGE MECHANICAL DATA
3 PINS - PLASTIC PACKAGE TO92



PM-T092.IMG

T092TBL

Dimensions	Millimeters			Inches		
	Min.	Typ.	Max.	Min.	Typ.	Max.
L		1.27			0.05	
B	3.2	3.7	4.2	0.126	0.1457	0.1654
O1	4.45	5.00	5.2	0.1752	0.1969	0.2047
C	4.58	5.03	5.33	0.1803	0.198	0.2098
K	12.7			0.5		
O2	0.407	0.5	0.508	0.016	0.0197	0.02
a	0.35			0.0138		

Information furnished is believed to be accurate and reliable. However, SGS-THOMSON Microelectronics assumes no responsibility for the consequences of use of such information nor for any infringement of patents or other rights of third parties which may result from its use. No license is granted by implication or otherwise under any patent or patent rights of SGS-THOMSON Microelectronics. Specification mentioned in this publication are subject to change without notice. This publication supersedes and replaces all information previously supplied. SGS-THOMSON Microelectronics products are not authorized for use as critical components in life support devices or systems without express written approval of SGS-THOMSON Microelectronics.

© 1997 SGS-THOMSON Microelectronics – Printed in Italy – All Rights Reserved

SGS-THOMSON Microelectronics GROUP OF COMPANIES
Australia - Brazil - Canada - China - France - Germany - Hong Kong - Italy - Japan - Korea - Malaysia - Malta - Morocco
The Netherlands - Singapore - Spain - Sweden - Switzerland - Taiwan - Thailand - United Kingdom - U.S.A.

ORDER CODE :

Bibliografía

- [1] Carroll, D. R. *The Winning Solar Car: A Design Guide for Solar Race Car Teams*. SAE International, Warrendale, PA,2003, ISBN 978-0-7680-1131-9. Chap. 5, pp. 147.
- [2] Zahari Taha, Rossi Passarella, Nasrudin Abd Rahim, Jamali Md Sah. *Driving force characteristic and power consumption of 4.75 kw permanent magnet motor for a solar vehicle arpn*. Journal of Engineering and Applied Sciences VOL. 5, NO. 1, January 2010. ISSN 1819-6608.
- [3] Eric F. Thacher. 2003. *A Solar car primer*. Nova Publisher. ISBN 15033308 X. pp. 249-252.
- [4] Zahari Taha, Rossi Passarella, Jamali Md Sah, Nasrudin Bin Abd Rahim. *A Review on Energy Management system of Solar Car*. APIEMS 2008 Proceedings of the 9th Asia Pasific Industrial Engineering Management Systems Conference Nusa Dua, Bali – INDONESIA December 3rd – 5th, 2008 p.2528.
- [5] M.D. Archer, R.Hill. *Photoconversion of solar energy*. Vol 1, Clean Electricity from Photovoltaics , 2001, Imperial College Press, London, Uk.
- [6] T.Balamurugan and Dr.S.Manoharan. *Design of Solar/Electric Powered Hybrid Vehicle (SEPHV) System with Charge Pattern Optimization for Energy Cost* ISSN : 0975-4024 Vol 5 No 6 Dec 2013-Jan 2014 p.4543.
- [7] McCarthy, Louis, et al. *Performance monitoring in UMR's solar car* .Instrumentation Measurement Magazine, IEEE 3.3 (2000): 19-23.
- [8] Ustun, O., et al. *Energy Management Method for solar race car design and application* IEEE International Electric Machines and Drives Conference, 2009. IEMDC'09.
- [9] Pudney, Peter. *Optimal energy management for solar-powered cars*. University of South Australia, 2000.
- [10] Information on <http://www.worldsolarchallenge.org/>
- [11] Bennett, K. B.,Nagy, A. L., Flach, J.M. *Handbook of human factors and ergonomics*.2006.Visual displays. In G. Salvendy (Ed.), (Vol. 3; pp. 1191–1219). Hoboken, NJ:Wiley.
- [12] Antony Hilliard Greg A. Jamieson. *Applying representation aiding to solar car racing can boost performance and potentially influence future energy-conserving vehicle design and use*. Winning solar races with interface desing spring 2008 ergonomics in desingn.p6-10.
- [13] M.A.Hasan, S.K.Parida. *An overview of solar photovoltaic panel modeling based on analytical and experimental viewpoint* Renewable and Sustainable Energy Reviews 60 (2016) 75–83.

- [14] BabuB, GurjarS. *A novel simplified two-diode model photovoltaic (pv) module*. IEEEJ Photovolt 2014;4(4):1156–61. <http://dx.doi.org/10.1109/JPHOTOV.2014.2316371>.
- [15] Villalva M, Gazoli J, Filho E. Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays. IEEE Trans Power Electron 2009;24(5):1198–208. <http://dx.doi.org/10.1109/TPEL.2009.2013862>.
- [16] Sandrolini L, Artioli M, Reggiani U. Numerical method for the extraction of photovoltaic module double-diode model parameters through cluster analysis. Appl Energy 2010;87(2):442–51. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2009.07.022> URL.
- [17] Patel H, Agarwal V. Matlab-based modeling to study the effects of partial shading on PVarray characteristics. IEEE Trans Energy Convers 2008;23 (1):302–10. <http://dx.doi.org/10.1109/TEC.2007.914308>
- [18] Ding K, Bian X, Liu H, Peng T. A matlab-simulink-based pv module model and its application under conditions of non uniform irradiance. IEEE Trans Energy Convers 2012;27(4):864–72. <http://dx.doi.org/10.1109/TEC.2012.2216529>.
- [19] Parida B, Iniyam S, Goic R. A review of solar photovoltaic technologies. Renew Sustain Energy Rev 2011;15(3):1625–36. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2010.11.032> URL
- [20] Ali M, Humada, Mojgan Hojabri, Saad Mekhilef, Hussein M. Hamada. Solar cell parameters extraction based on single and double-diode models: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews 56(2016) 494–509.
- [21] Ghani F, Rosengarten G, Duke M, Carson J. The numerical calculation of single-diode solar-cell modelling parameters. Renew Energy 2014; 72:105–12.
- [22] Bouzidi K, Chegaar M, Bouhemadou A. Solar cells parameters evaluation considering the series and shunt resistance. Sol Energy Mater Sol Cells 2007;91:1647–51.
- [23] Humada AM, Hojabri M, Mohamed MB, Sulaiman B, Herwan M, Dakheel TH. A proposed method of photovoltaic solar array configuration under different partial shadow conditions. Adv Mater Res 2014;983:307–11.
- [24] Brano VL, Orioli A, Ciulla G. On the experimental validation of an improved five-parameter model for silicon photovoltaic modules. Sol Energy Mater Sol Cells 2012;105:27
- [25] Brano VL, Ciulla G. An efficient analytical approach for obtaining a five parameters model of photovoltaic modules using only reference data. Appl Energy 2013;111:894–903.
- [26] Khan F, Baek S-H, Kim JH. Intensity dependency of photovoltaic cell parameters under high illumination conditions: an analysis. Appl Energy 2014;133:356–62.
- [27] Khatib T, Sopian K, Kazem HA. Actual performance and characteristic of a grid connected photovoltaic power system in the tropics: a short-term evaluation. Energy Convers Manag 2013;71:115–9.
- [28] Carrero C, Rodríguez J, Ramírez D, Platero C. Simple estimation of PV modules loss resistances for low error modelling. Renew Energy 2010;35:1103
- [29] Chenni R, Makhlof M, Kerbache T, Bouzid A. A detailed modeling method for photovoltaic cells. Energy 2007;32:1724–30. Neal A. Allgood, Neal A. Allgood. Aerodynamic Optimization of a Solar – Bio-Diesel Hybrid Vehicle, American Institute of Aeronautics and Astronautics Auburn University, Auburn, AL, 36830.

- [30] Ramon Pallas Areny. *Instrumentación Electrónica Básica.* S.A. MARCOMBO, 1987. ISBN 9788426706607.
- [31] Alert Paul Malvino, S.A. Mcgraw-hill. *Principios de electrónica (7^a ED.)* Interamericana de España, 2007. ISBN 9788448156190.
- [32] Ma, Yude Sun, Jiayu Wu, Shiqiang Liu. *The research on the algorithm of maximum power point tracking in photo voltaic array of solar car.* 2009 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference >1379 – 1382. ISBN:978-1-4244-2600-3.
- [33] Grupo de Investigación MAPIR (Universidad de Málaga), Grupo de Investigación ARM (Universidad de Almería). “*Open Mobile Robotic Architecture (OpenMORA)*”. 2010 [Web/URLs]: <http://sourceforge.net/projects/openmora/>. [Último acceso: 31 05 2016]
- [34] Changzhou Greenland Vehicle Co., Ltd., www.gl-ev.com [En línea]. Available: <http://www.gl-ev.com> [Último acceso: 25 05 2016].
- [35] (NAP), Grupo de Nuevas Actividades Profesionales, Energía Solar Fotovoltaica Madrid: Colegio Oficial de Ingenieros de Telecomunicación (COIT) 2007