

Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico

Subdirección Académica

Departamento de Ingeniería Electrónica

TESIS DE MAESTRÍA EN CIENCIAS

**Sistema Fotovoltaico con Seguimiento del Punto de Máxima Potencia y
Regulación de Tensión Bajo Condiciones de Sombreado Parcial**

presentada por

Ing. Ernesto Josué Neri Rodríguez

como requisito para la obtención del grado de
Maestro en Ciencias en Ingeniería Electrónica

Director de tesis

Dr. Marco Antonio Oliver Salazar

Codirector de tesis

Dr. Jesús Aguayo Alquicira

Cuernavaca, Morelos, México. Febrero de 2016.

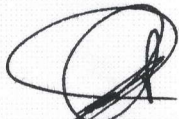
Cuernavaca, Mor., 25 de enero de 2016.

OFICIO No. DIE/013/2016
Asunto: Aceptación de documento de tesis

DR. GERARDO VICENTE GUERRERO RAMÍREZ
SUBDIRECTOR ACADÉMICO
PRESENTE

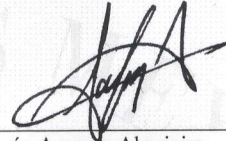
Por este conducto, los integrantes de Comité Tutorial del **C. Ernesto Josué Neri Rodríguez** con número de control **M13CE080** de la Maestría en Ciencias en Ingeniería Electrónica, le informamos que hemos revisado el trabajo de tesis profesional titulado **"Sistema Fotovoltaico con Seguimiento del Punto de Máxima Potencia y Regulación de Tensión Bajo Condiciones de Sombreado Parcial"** y hemos encontrado que se han realizado todas las correcciones y observaciones que se le indicaron, por lo que hemos acordado aceptar el documento de tesis y le solicitamos la autorización de impresión definitiva.

DIRECTOR DE TESIS



Dr. Marco Antonio Oliver Salazar
Doctor en Ciencias en Ingeniería Electrónica
Cédula profesional 6526083

CODIRECTOR DE TESIS



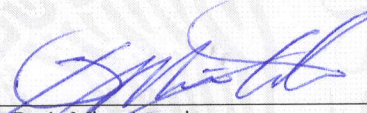
Dr. Jesús Aguayo Alquicira
Doctor en Ciencias en Ingeniería Electrónica
Cédula profesional 4706315

REVISOR 1



Dr. Jorge Hugo Calleja Gjumlich
Doctor en Ciencias en Ingeniería Electrónica
Cédula profesional 4033213

REVISOR 2



Dr. Jesús Darío Mina Antonio
Doctor en Ingeniería
Cédula profesional 6094069

C.p. Lic. Guadalupe Garrido Rivera.- Jefa del Departamento de Servicios Escolares.
Estudiante
Expediente

CMAZ/lrr



Cuernavaca, Mor., 25 de enero de 2016
OFICIO No. SAC/076/2016

Asunto: Autorización de impresión de tesis

ING. ERNESTO JOSUÉ NERI RODRÍGUEZ
CANDIDATO AL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS
EN INGENIERÍA ELECTRÓNICA
PRESENTE

Por este conducto, tengo el agrado de comunicarle que el Comité Tutorial asignado a su trabajo de tesis titulado **“Sistema Fotovoltaico con Seguimiento del Punto de Máxima Potencia y Regulación de Tensión Bajo Condiciones de Sombreado Parcial”**, ha informado a esta Subdirección Académica, que están de acuerdo con el trabajo presentado. Por lo anterior, se le autoriza a que proceda con la impresión definitiva de su trabajo de tesis.

Esperando que el logro del mismo sea acorde con sus aspiraciones profesionales, reciba un cordial saludo.

ATENTAMENTE
“CONOCIMIENTO Y TECNOLOGIA AL SERVICIO DE MEXICO”

DR. GERARDO VICENTE GUERRERO RAMÍREZ
SUBDIRECTOR ACADÉMICO

CENTRO NACIONAL DE
INVESTIGACIÓN Y
DESARROLLO
TECNOLÓGICO
SUBDIRECCIÓN
ACADEMICA

C.p. Lic. Guadalupe Garrido Rivera.- Jefa del Departamento de Servicios Escolares.
Expediente

GVGR/mcr



Agradecimientos

A mi asesor el Dr. Marco Antonio Oliver Salazar, por su paciencia y conocimientos aportados durante el desarrollo de este trabajo.

A mis revisores el Dr. Jorge Hugo Calleja Gjumlich y el Dr. Jesús Darío Mina Antonio por sus valiosos consejos y orientación.

A Lorena Ruíz y Ana María Pérez, por su valioso apoyo en el proceso de titulación.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT) por el apoyo económico proporcionado para la realización de esta tesis.

Al Centro Nacional De Investigación y Desarrollo Tecnológico (CENIDET) por la oportunidad de realizar mis estudios de posgrado.

Resumen

En este trabajo de tesis se aborda el problema del Seguimiento del Punto de Máxima Potencia (SPMP) y la regulación de voltaje entregado a una carga variable resistiva en un sistema fotovoltaico (SFV), considerando condiciones de sombreado parcial.

El SFV consta de un arreglo de cuatro paneles fotovoltaicos conectados en serie, un convertidor CD/CD tipo Boost para el SPMP, un convertidor CD/CD tipo Buck para la regulación de voltaje en la carga y un arreglo de diez baterías en serie.

Las condiciones de sombreado parcial se presentan cuando el arreglo de paneles fotovoltaicos recibe una radiación no uniforme.

El Seguimiento del Punto de Máxima Potencia se realiza mediante dos algoritmos; Optimización por Enjambre de Partículas (PSO) y Perturbar y Observar (P&O). Se compara también el desempeño de ambos algoritmos.

Para la regulación de voltaje se utilizó el esquema de control Proporcional Integral Generalizado (GPI), el cual está a su vez basado en el concepto de Rechazo Activo de Perturbaciones (ADRC). Se compara el desempeño del control GPI contra un esquema de control tradicional PID.

Abstract

This thesis considers the problem of Maximum Power Point Tracking (MPPT) and voltage regulation in a resistive-like load fed by a photovoltaic system (PVS), under partially shaded conditions.

The PVS consists of an array of four photovoltaic panels in series connection, a DC/DC Boost converter for the MPPT, a DC/DC Buck converter for the load voltage regulation and an array of ten batteries connected in series.

Partially shaded conditions occur when the radiation on the photovoltaic array is uneven.

For the Maximum Power Point Tracking, two algorithms are used; Particle Swarm Optimization (PSO) and Perturb and Observe (P&O). Performance of both algorithms is also compared.

The control scheme used for the voltage regulation is known as Generalized Proportional Integral control (GPI), which is in turn based on the concept of Active Disturbance Rejection Control (ADRC). The performance of this scheme is compared to that of a traditional PID control.

Tabla de contenido

1. Introducción	1
1.1 Antecedentes y problemática.....	1
1.1.1 Punto de Máxima Potencia.....	2
1.1.2 Condiciones de Sombreado Parcial.....	3
1.1.3 Regulación de voltaje	4
1.2 Revisión del estado del arte	5
1.2.1 Algoritmos de SPMP.....	5
1.2.1.1 Voltaje de Circuito Abierto Fraccional	6
1.2.1.2 Perturbar y Observar (P&O)/Hill Climbing	7
1.2.1.3 Conductancia Incremental	8
1.2.1.4 Optimización por Enjambre de Partículas.....	9
1.2.1.5 Redes Neuronales.....	9
1.2.2 Esquemas de control	10
1.2.2.1 Control PID.....	10
1.2.2.2 Control GPI.....	12
1.2.3 Conclusiones de la revisión del estado del arte	13
1.3 Justificación.....	14
1.4 Propuesta	14
1.5 Objetivos	16
1.6 Alcances y limitaciones.....	16
2. Sistema fotovoltaico	17
2.1 Paneles fotovoltaicos.....	17
2.1.1 Modelado de la celda fotovoltaica	17
2.1.2 Arreglo de paneles en serie (sombreado parcial).....	23

2.2 Convertidores CD/CD.....	24
2.2.1 Convertidor Elevador	24
2.2.2 Convertidor Reductor	30
2.3 Banco de baterías	35
2.3.1 Modelado de la batería	35
3. Algoritmos de SPMP.....	39
3.1 Algoritmo Perturbar y Observar	39
3.2 Algoritmo de Optimización por Enjambre de Partículas	44
3.3 Comparación entre algoritmos de SPMP	47
4. Técnicas de control	51
4.1 Control Proporcional Integral Derivativo.....	51
4.2 Control Proporcional Integral Generalizado.....	56
4.3 Comparación entre control PID y control GPI	60
5. Pruebas y resultados de simulación del sistema integral	63
5.1 Sistema completo	63
5.2 Pruebas del sistema completo con la batería como carga.....	65
5.3 Pruebas del sistema completo con la batería como fuente	69
6. Conclusiones y trabajos futuros	73
6.1 Conclusiones	73
6.2 Trabajos futuros	74
Bibliografía.....	77
Anexos.....	83
Anexo A: Irradiancia y Condiciones Estándar de Prueba	83
Anexo B: Modelo del panel fotovoltaico implementado en Simulink.....	85
Anexo C: Código en lenguaje C para algoritmos P&O y PSO	86
Anexo D: Generalidades del control GPI.....	90

Anexo E: Controladores PID y GPI implementados en Matlab/Simulink	92
Anexo F: Hoja de datos del panel Solartec S60PC-250	94
Anexo G: Hoja de datos de la batería UPG UB12550	96

Lista de figuras

Fig. 1.1 Curvas de potencia vs voltaje en un panel fotovoltaico.....	3
Fig. 1.2 Condiciones de sombreado parcial en una granja fotovoltaica.....	3
Fig. 1.3 Curvas de potencia vs voltaje en un arreglo de paneles bajo condiciones de sombreado parcial.....	4
Fig. 1.4 Algoritmo perturbar y observar.....	7
Fig. 1.5 Algoritmo conductancia incremental.....	8
Fig. 1.6 Algoritmo PSO.....	9
Fig. 1.7 SPMP mediante redes neuronales.....	10
Fig. 1.8 Lazo de control PID.....	11
Fig. 1.9 Sistema fotovoltaico propuesto.....	15
Fig. 2.1 Estructura física de una celda fotovoltaica.....	18
Fig. 2.2 Circuito equivalente a una celda fotovoltaica.....	18
Fig. 2.3 Corrientes típicas en una celda fotovoltaica.....	19
Fig. 2.4 Esquema de simulación del panel fotovoltaico.....	21
Fig. 2.5 Formas de onda en un panel fotovoltaico: a) corriente vs voltaje reportadas por el fabricante b) corriente vs voltaje (variando la irradiancia) obtenidas en simulación c) corriente vs voltaje (variando la temperatura) obtenidas en simulación d) potencia vs voltaje obtenidas en simulación.....	23
Fig. 2.6 Potencia vs voltaje bajo condiciones de sombreado parcial.....	24
Fig. 2.7 (a) circuito elevador, (b) circuito equivalente durante el tiempo de encendido, (c) circuito equivalente durante el tiempo de apagado.....	25
Fig. 2.8 Formas de onda de compuerta, corriente en el inductor y corriente en el capacitor en el convertidor Boost.....	26
Fig. 2.9 Formas de onda del convertidor elevador.....	28
Fig. 2.10 Formas de onda del convertidor elevador con el arreglo de paneles a la entrada.....	29
Fig. 2.11 Circuitos equivalentes del convertidor Buck: (a) circuito reductor, (b) circuito equivalente durante el tiempo de encendido, (c) circuito equivalente durante el tiempo de apagado.....	30

Fig. 2.12 Formas de onda de compuerta, corriente en el inductor y en el capacitor en el convertidor Buck.....	31
Fig. 2.13 Formas de onda en el convertidor reductor, alimentado por una fuente ideal.....	34
Fig. 2.14 Formas de onda del convertidor reductor, alimentado por el convertidor elevador.....	35
Fig. 2.15 Circuito simplificado equivalente a la batería.....	36
Fig. 2.16 Curvas resultantes de la simulación de la batería.....	37
Fig. 3.1 Posibles puntos de operación en el algoritmo P&O.....	40
Fig. 3.2 Algoritmo P&O.....	41
Fig. 3.3 Esquema de control para el SPMP.....	41
Fig. 3.4 Respuesta del algoritmo P&O ante cambio de irradiancia uniforme en todos los paneles.....	42
Fig. 3.5 Respuesta del algoritmo P&O ante condiciones de sombreado parcial.....	43
Fig. 3.6 Movimiento de las partículas en el algoritmo PSO.....	45
Fig. 3.7 Diagrama de flujo del algoritmo PSO.....	46
Fig. 3.8 Comparación entre la respuesta del sistema bajo el algoritmo P&O y PSO....	47
Fig. 3.9 Comparación entre la respuesta del sistema bajo el algoritmo P&O y PSO bajo condiciones de sombreado parcial.....	49
Fig. 4.1 Circuitos equivalentes del convertidor Buck: (a) convertidor Buck, (b) circuito equivalente durante el tiempo de encendido, (c) circuito equivalente durante el tiempo de apagado.....	52
Fig. 4.2 Circuito del convertidor reductor tipo Buck.....	56
Fig. 4.3 Respuesta de GPI vs PID ante una entrada de 200, 330 y 450 volts.....	60
Fig. 4.4 Respuesta de GPI vs PID ante variaciones paramétricas.....	61
Fig. 4.5 Respuesta de GPI vs PID ante variaciones súbitas en la carga.....	62
Fig. 5.1 Sistema fotovoltaico con el arreglo de baterías como carga.....	64
Fig. 5.2 Sistema fotovoltaico con el arreglo de baterías como fuente (arreglo de paneles desconectado)	65
Fig. 5.3 Gráficas del sistema completo con el arreglo de baterías como carga. Irradiancia de 1 kW/m ²	67
Fig. 5.4 Gráficas del sistema completo con el arreglo de baterías como carga, bajo condiciones de sombreado parcial.....	69

Fig. 5.5 Gráficas del sistema completo con el arreglo de baterías actuando como fuente. Panel fotovoltaico desconectado.....	71
Fig. A1 Condiciones estándar de prueba.....	84
Fig. B1 Modelo del panel fotovoltaico implementado en Simulink.....	85
Fig. C1 Código correspondiente al algoritmo P&O.....	87
Fig. C2 Código correspondiente al algoritmo PSO.....	89
Fig. E1 Control PID implementado en Simulink.....	92
Fig. E2 Control GPI implementado en Simulink.....	93

Lista de tablas

Tabla 1.1 Comparativo entre distintos algoritmos de SPMP.....	6
Tabla 2.1 Parámetros del panel Solartec S60PC-250 bajo condiciones estándar de prueba.....	20
Tabla 2.2 Comparación entre panel comercial y panel modelado.....	21
Tabla 2.3 Valores propuestos para el convertidor Boost.....	25
Tabla 2.4 Valores calculados para los componentes del convertidor Boost.....	28
Tabla 2.5 Parámetros propuestos para el convertidor Buck.....	30
Tabla 2.6 Valores calculados para los componentes del convertidor Buck.....	33
Tabla 4.1 Valores de los criterios de desempeño del control GPI y del control PID ante distintos valores de V_{in}	61

Acrónimos

ADRC	<i>Active Disturbance Rejection Control</i> (Control por Rechazo Activo de Perturbaciones)
AM	<i>Air Mass</i> (Masa de Aire)
ASTM	<i>American Society for Testing and Materials</i> (Sociedad Americana para Pruebas y Materiales)
CD	Corriente Directa
CSP	Condiciones de Sombreado Parcial
DSP	<i>Digital Signal Processor</i> (Procesador Digital de Señales)
GPI	<i>Generalized Proportional Integral</i> (Proporcional Integral Generalizado)
IAE	<i>Integral Absolute Error</i> (Integral del Error Absoluto)
ISE	<i>Integral Squared Error</i> (Integral del Error al Cuadrado)
ITAE	<i>Integral Time-weighted Absolute Error</i> (Integral del Tiempo por el Error Absoluto)
PID	Proporcional Integral Derivativo
P&O	Perturbar y Observar
PMP	Punto de Máxima Potencia
PSO	<i>Particle Swarm Optimization</i> (Optimización por Enjambre de Partículas)
SFV	Sistema Fotovoltaico
SPMP	Seguimiento de Punto de Máxima Potencia
STC	<i>Standard Test Conditions</i> (Condiciones Estándar de Prueba)

Capítulo 1

Introducción

1.1 Antecedentes y problemática

Actualmente, uno de los mayores retos a nivel mundial es satisfacer la creciente demanda de energía, haciéndolo de manera sustentable. Hoy en día, el 80% de la energía total generada proviene de los hidrocarburos [1]. Los problemas con este tipo de energías no solo tienen que ver con la creciente escasez de materia prima y con su relación directa con el calentamiento global, sino también con temas como la contaminación del aire, lluvia ácida, disminución de la capa de ozono y destrucción de áreas forestales [2]. Debido a esto, el desarrollo de energías alternas ha tomado cada vez mayor importancia.

Una de las energías sustentables que mayor crecimiento ha tenido en los últimos años es la energía fotovoltaica, debido a sus varias ventajas. La principal de ellas es que el sol es una fuente de energía gratuita, inagotable y disponible en la mayor parte de la superficie terrestre. Los sistemas fotovoltaicos (SFV) no producen ruido ni emisiones contaminantes, son de fácil instalación y requieren un mínimo mantenimiento. Pueden utilizarse para generar electricidad en zonas remotas o integrarse en varias superficies en los edificios.

A pesar de que se requiere una inversión inicial relativamente alta, si se aprovecha al máximo la energía que los paneles solares son capaces de proporcionar, los SFV son a largo plazo una fuente de energía redituable, con una vida útil superior a 20 años, por lo que aún un ligero incremento en el aprovechamiento de la energía se convierte en un factor muy importante a lo largo de este periodo. Además, su costo ha venido disminuyendo a lo largo de los años, de 76 dólares por watt en 1977 a 0.74 dólares por watt en 2013 [3].

Un panel fotovoltaico está formado por celdas fotovoltaicas, las cuales son capaces de producir electricidad a partir de la luz que incide sobre ellas. La magnitud que se utiliza para medir la potencia incidente por unidad de superficie de cualquier tipo de radiación electromagnética (en este caso luz) es llamada irradiancia (Anexo A), y es la principal variable de la que depende la potencia producida por el panel fotovoltaico.

1.1.1 Punto de Máxima Potencia

Uno de los problemas con los paneles fotovoltaicos, es que la energía que entregan varía continuamente en el tiempo, dependiendo de las condiciones climáticas y situación física del lugar donde se encuentre el sistema. Por lo tanto, el punto de operación en el que el panel otorga la mayor cantidad de potencia disponible, es decir, el punto de máxima potencia (PMP), se encuentra cambiando constantemente debido a los cambios en irradiancia y temperatura, principalmente. Si se quiere aprovechar la mayor cantidad de energía que un panel puede entregar, es imperativo operar en todo momento en o lo más cerca posible de este PMP. Por ello, utilizar un algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia (SPMP) es una necesidad básica en cualquier SFV.

Para cada combinación de irradiancia y temperatura existe un punto de máxima potencia. Es tarea del algoritmo de SPMP encontrar este punto y hacer que el sistema opere en el mismo en todo momento.

En la figura 1.1 se muestran las curvas características de potencia contra voltaje a distintos valores de irradiancia y temperatura. Se observa claramente la dependencia no lineal del PMP ante estas variables.

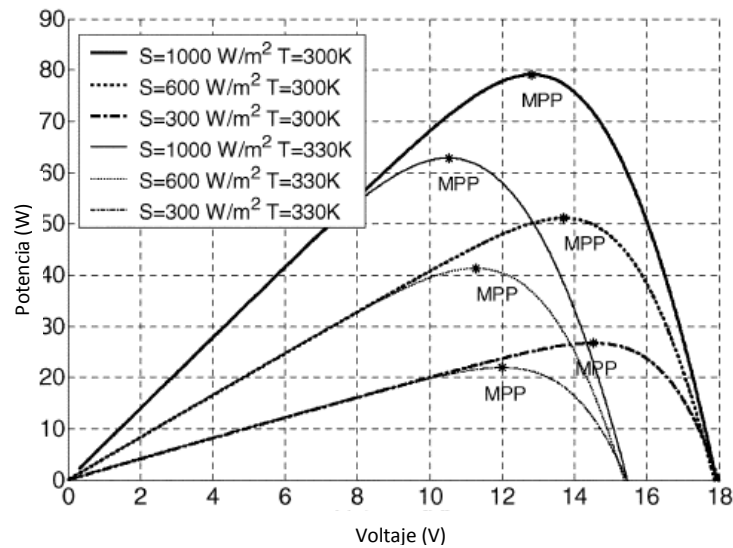


Figura 1.1 Curvas de potencia vs voltaje en un panel fotovoltaico [4]

1.1.2 Condiciones de Sombreado Parcial

Además de la problemática antes mencionada, los SFV suelen operar bajo condiciones de sombreado parcial (CSP), el cual se presenta cuando existe una distribución no uniforme de luz solar, ya sea sobre las celdas de un mismo panel o sobre varios paneles que conformen un SFV, como se observa en la figura 1.2.



Figura 1.2 Condiciones de sombreado parcial en una granja fotovoltaica [5]

En la figura 1.3 se muestran varias curvas de potencia contra voltaje de salida bajo varios casos de sombreado parcial.

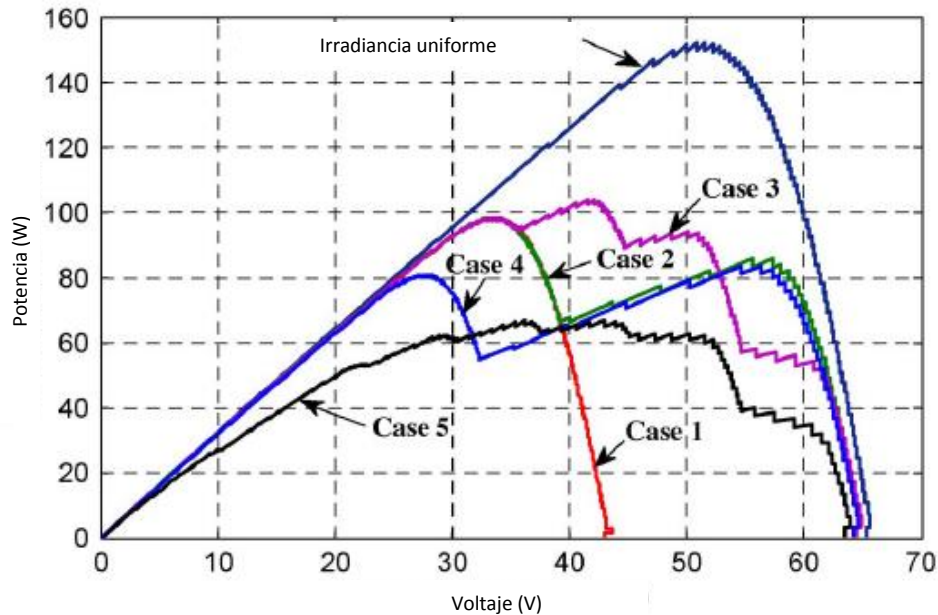


Figura 1.3 Curvas de potencia vs voltaje en un arreglo de paneles bajo condiciones de sombreado parcial [6]

El problema en este caso es que cada curva potencia-voltaje ya no presenta un solo PMP, sino varios máximos locales y un máximo global. En general, los algoritmos de SPMP más simples no son capaces de encontrar el máximo global. Los algoritmos que resuelven este problema son bastante más complejos.

Un algoritmo de SPMP debería ser capaz de seguir el PMP global, presentando una buena respuesta ante cambios súbitos de irradiancia, variaciones de temperatura y condiciones de sombreado parcial, así como un mínimo de oscilaciones en régimen permanente.

1.1.3 Regulación de voltaje

Los sistemas fotovoltaicos se dividen en dos grandes grupos, dependiendo de su situación con respecto a la red eléctrica: Los sistemas interconectados a red y los sistemas aislados. En el caso del primer grupo, la carga puede alimentarse con la

energía producida por los paneles fotovoltaicos o por la red eléctrica, y cuando la carga no está consumiendo toda la potencia entregada por los paneles, ésta se inyecta a la red por medio de un inversor. En el caso de los sistemas aislados (como el que se trabaja en esta tesis), se necesita algún tipo de almacenamiento de energía, generalmente un banco de baterías, para guardar la energía que no consume la carga y servir como fuente de alimentación cuando los paneles no proporcionen la potencia suficiente.

Además de operar en el punto de máxima potencia, el control de un SVF debe garantizar también la regulación del voltaje que se entrega a la carga en todo momento, incluso ante variaciones de la misma carga o algún otro parámetro.

1.2 Revisión del estado del arte

A continuación se presentan varios algoritmos de SPMP así como distintos esquemas de control utilizados para la regulación de voltaje en un convertidor CD/CD, reportados en la literatura.

1.2.1 Algoritmos de SPMP

Existe una variedad de algoritmos de control para realizar el SPMP, que buscan ajustar de manera dinámica y en tiempo real la máxima transferencia de energía posible. Cada enfoque tiene ventajas y desventajas sobre los demás. Algunos son simples de implementar pero presentan problemas de convergencia (velocidad, oscilación). Otros corrigen estos problemas pero a costa de una complejidad y costo elevados. Claramente, el SPMP sigue siendo un problema abierto.

En general, se dividen en dos grupos: algoritmos convencionales y algoritmos de control inteligente. Los algoritmos convencionales, entre los que se cuentan Perturbar y Observar/Hill Climbing, Voltaje de Circuito Abierto Fraccional y Conductancia Incremental, son relativamente sencillos de implementar, con un costo moderado, pero presentan problemas de convergencia (oscilan alrededor del PMP) y no garantizan que se opere en el máximo global. Los algoritmos de control inteligente,

1. Introducción

como Control de Lógica Difusa, Redes Neuronales u Optimización por Enjambre de Partículas (PSO), resuelven los problemas mencionados, pero requieren de cálculos complicados, lo que eleva su costo y su complejidad.

La tabla 1.1 resume varios algoritmos y sus características.

Tabla 1.1 Comparativo entre distintos algoritmos de SPMP

	Algoritmo	Complejidad	Costo	PMP global
Convencionales	Perturbar y observar	Baja	Medio	No
	V _{oc} Fraccional	Baja	Bajo	No
	Conductancia Incremental	Media	Medio	No
Control Inteligente	Lógica Difusa	Alta	Alto	Sí
	Redes Neuronales	Alta	Alto	Sí
	PSO	Alta	Alto	Sí

En [7] y [8] se comparan alrededor de 20 de estos algoritmos (muchos de ellos son muy parecidos, sólo con ligeras variaciones). A continuación se presentan algunos de los más comunes, así como algunos algoritmos clasificados como de control inteligente.

1.2.1.1 Voltaje de Circuito Abierto Fraccional

Se ha observado que existe una relación casi lineal entre el voltaje en el máximo punto de potencia, V_{PMP} , y el voltaje de circuito abierto entregado por el panel, V_{OC} ,

$$V_{PMP} \approx k_1 V_{OC} \quad (1.1)$$

k_1 es una constante de proporcionalidad, obtenida previamente de manera empírica, analizando la respuesta del panel fotovoltaico bajo condiciones variadas de irradiancia y temperatura. Se ha reportado que k_1 se encuentra generalmente alrededor de 0.78, aunque en algunos casos ha tomado valores de hasta 0.92 [9]-[11].

El problema con este método es que para medir V_{OC} , hay que desconectar la carga temporalmente, lo que produce pérdidas de potencia. Otro problema es que, en

realidad, nunca se está operando realmente en el PMP, sólo en una región aproximada. Además, esta solución presenta problemas de operación en un máximo local bajo condiciones de sombreado parcial.

1.2.1.2 Perturbar y Observar (P&O)/Hill Climbing

Este método, reportado en [12]-[15], consiste en medir el voltaje y la corriente para calcular la potencia que está siendo entregada por el panel, y luego se perturba (un incremento o decremento ligero en el voltaje) y se calcula de nuevo la potencia. Si la potencia después de una perturbación positiva de voltaje es mayor, esto indica que el sistema se encuentra en la región a la izquierda del PMP, y se procede a incrementar el voltaje en pequeños escalones. Si la potencia calculada es menor después de la perturbación, se procede de manera inversa, decrementando el voltaje. Este proceso, ilustrado en la figura 1.4, se repite hasta que se alcance el PMP.

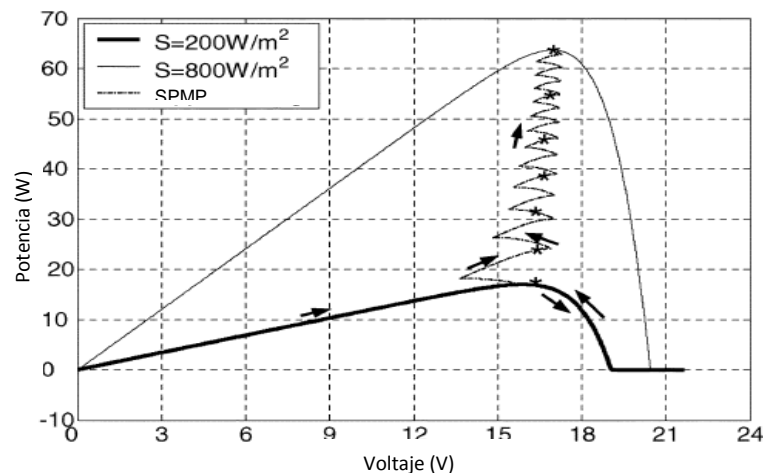


Figura 1.4 Algoritmo perturbar y observar [4]

La velocidad de convergencia depende del tamaño del escalón. Demasiado pequeño y el sistema será muy lento. Muy grande y el sistema oscilará demasiado.

El problema de este método es que siempre está oscilando alrededor del PMP y puede fallar si las condiciones climáticas varían rápidamente. Además, presenta también el problema de máximo local.

1.2.1.3 Conductancia Incremental

Este método, presentado en [16]-[17], se basa en la premisa de que la derivada de la curva Potencia/Voltaje es cero en el PMP, positiva en la región izquierda y negativa en la región derecha. De acuerdo a (1.2), el PMP puede determinarse comparando la conductancia instantánea I/V contra la conductancia incremental $\Delta I/\Delta V$

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(IV)}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} = I + V \frac{\Delta I}{\Delta V} \quad (1.2)$$

$$\begin{aligned} \frac{\Delta I}{\Delta V} &= \frac{-I}{V} && \text{en PMP} \\ \frac{\Delta I}{\Delta V} &> \frac{-I}{V} && \text{izquierda PMP} \\ \frac{\Delta I}{\Delta V} &< \frac{-I}{V} && \text{derecha PMP} \end{aligned}$$

En la figura 1.5 se observa con mayor claridad la relación entre la conductancia incremental y el PMP.

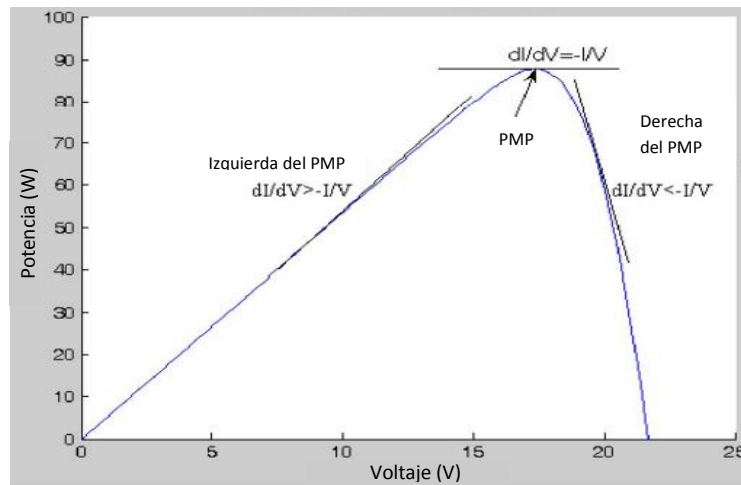


Figura 1.5 Algoritmo conductancia incremental [17]

Este algoritmo funciona, al igual que P&O, aumentando el voltaje de operación en pequeños escalones, por lo que presenta problemas similares dependientes del tamaño de dicho escalón. Aunque la oscilación y los problemas por condiciones atmosféricas rápidamente cambiantes son menores que en el P&O, sigue presentándose el problema de máximo local, además de que se requiere implementar un sistema complejo, capaz de realizar estos cálculos.

1.2.1.4 Optimización por Enjambre de Partículas

Debido al problema de máximo local en sistemas de paneles fotovoltaicos bajo condiciones de sombreado parcial, se ha hecho más común la utilización de algoritmos inteligentes que garanticen la operación en un máximo global. Uno de estos algoritmos es la optimización por enjambre de partículas (PSO).

PSO es un método estocástico modelado a partir del comportamiento de bandadas de pájaros. Utiliza un enjambre de individuos llamados partículas, donde cada una representa una posible solución. La posición de cada partícula es influenciada por la mejor partícula en su vecindad y por la mejor solución encontrada por la partícula misma [18]-[20].

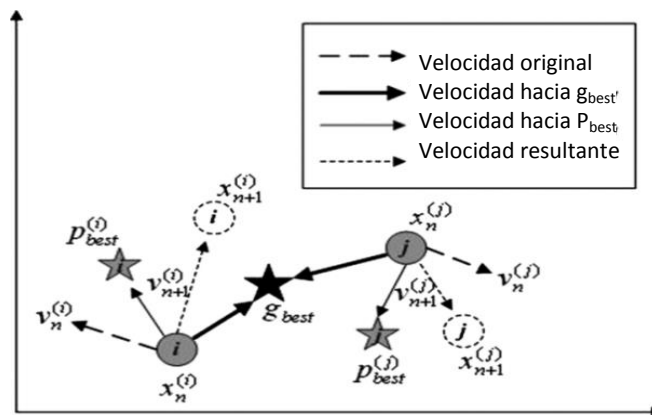


Figura 1.6 Algoritmo PSO [21]

La velocidad y posición de cada partícula se calculan y ajustan utilizando estos factores y después de cierto número de iteraciones se encuentra el máximo global del sistema. En la figura 1.6 se observan los distintos vectores que influyen en el cálculo de la posición de cada partícula.

1.2.1.5 Redes Neuronales

Típicamente, las redes neuronales tienen tres capas: entrada, intermedia (oculta) y salida. El número de nodos en cada capa varía de acuerdo a la aplicación. Las variables de entrada suelen ser parámetros del panel (V_{oc} , I_{sc}) o atmosféricos

(irradiancia, temperatura) y la salida suele ser el ciclo de trabajo del convertidor (Fig. 1.7).

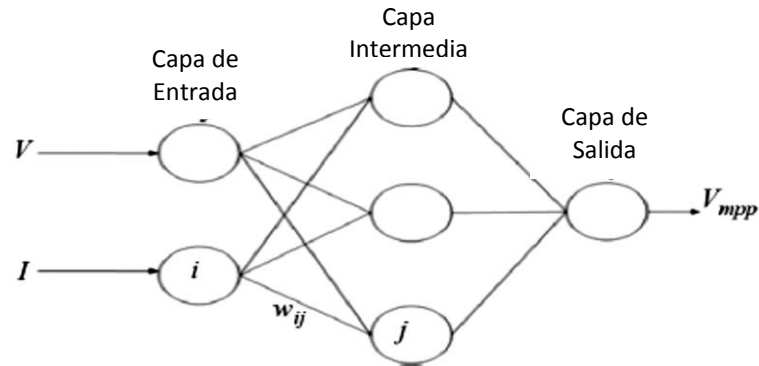


Figura 1.7 SPMP mediante redes neuronales [8]

Los vínculos entre los nodos están ponderados. La efectividad del algoritmo para seguir el PMP depende de la correcta determinación de dicha ponderación, mediante un proceso de entrenamiento, donde el SFV se prueba por meses o años. Debido a que cada SFV tiene características distintas, la red neuronal debe ser entrenada para el sistema en el que será usada.

El problema con los algoritmos de este tipo (inteligentes) es que su grado de complejidad es elevado, debido a los cálculos que es necesario realizar en cada iteración, por lo que se requiere de un hardware potente que pueda llevarlos a cabo y de una adecuada implementación en software.

1.2.2 Esquemas de control

A continuación se presentan dos esquemas de control típicamente utilizados en convertidores CD/CD, así como el esquema de control Proporcional Integral Generalizado (GPI).

1.2.2.1 Control PID

El esquema PID es el algoritmo de control más utilizado en la actualidad. La mayoría de los bucles de retroalimentación están controlados con este esquema o variaciones del mismo [22]. Puede verse como un control que puede ser sintonizado mediante

unas cuantas reglas de dedo o puede ser abordado de manera analítica. Consta de tres términos: proporcional, integral y derivativo (Fig. 1.8).

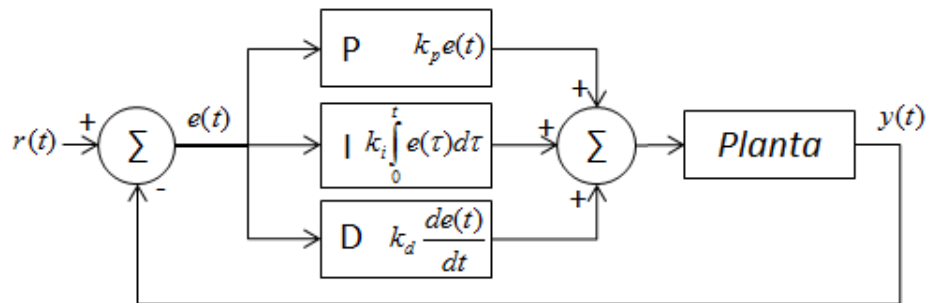


Figura 1.8 Lazo de control PID

El término proporcional genera una acción correctiva de control proporcional al error. El término integral genera una acción de control proporcional al error acumulado, o la integral del error, lo que tiene como propósito disminuir o eliminar el error en estado estacionario. La acción de control del término derivativo es proporcional a la razón de cambio del error.

El control PID es aplicable en una gran cantidad de sistemas, debido a que depende de la variable de proceso medida, no en el conocimiento exacto del proceso.

En [23] se presenta un controlador PID digital basado en un DSP, para controlar un convertidor Buck. El sistema presenta una buena robustez una rápida respuesta dinámica ante cambios en los parámetros internos del sistema.

En [24] se presenta un controlador PID digital para la regulación de voltaje de un convertidor Buck para aplicaciones de baja tensión, como la batería de un teléfono celular. Se menciona que el control PID es de fácil construcción, y presenta una correcta regulación de voltaje.

En [25] se compara el desempeño de un convertidor Buck bajo tres esquemas de control distintos: polinomial, PD y PID. En este caso particular el control polinomial presenta mejores resultados que el PID.

1.2.2.2 Control GPI

Los controladores GPI son un tipo de control basado en el concepto de rechazo activo de perturbaciones (ADRC) [26], el cual a su vez es una evolución del control tradicional PID. ADRC incorpora un generador de perfil transitorio para mejorar el cálculo del error (La señal referencia es muchas veces una función escalón, inapropiada para la mayoría de sistemas dinámicos) y un diferenciador tolerante al ruido. A diferencia del control PID, utiliza una suma ponderada no lineal e incorpora observadores de estado para aproximar el comportamiento dinámico del sistema.

El concepto del control Proporcional-Integral Generalizado se puede extender al diseño de observadores, basados en este mismo principio. Los observadores GPI se utilizan para estimar de manera eficiente y en tiempo real los efectos de las perturbaciones, tanto endógenas como exógenas en un sistema, sin requerir un conocimiento exacto de los parámetros del mismo (modelo exacto), siendo al mismo tiempo un observador sencillo de implementar, ya que está basado en una configuración lineal [27].

En [27], se utiliza el ADRC y observadores GPI para regular la respuesta de un convertidor CD/CD tipo Boost ante variaciones desconocidas en la corriente demandada por una carga variante en el tiempo (motor de CD). Se muestra que el esquema de control utilizado es robusto ante la presencia de perturbaciones desconocidas y variaciones en la ganancia.

En [28], se utiliza un esquema tipo GPI para el control de un sistema robótico móvil conocido como monociclo, el cual es un sistema no lineal. Sin embargo, el sistema se simplifica sobremanera al transformar la no-linealidad en una entrada de perturbación estimada en tiempo real mediante el uso de observadores GPI. En [29] se describen resultados similares al aplicar un esquema GPI para controlar un robot tipo Delta. Se reportan resultados experimentales y se menciona el buen comportamiento del esquema ante perturbaciones endógenas y exógenas y la simplicidad de su implementación.

En [30], se compara el esquema GPI contra el típico control PID para controlar un convertidor CD/CD tipo buck, implementando ambos controles en una tarjeta FPGA.

Se reporta que el control GPI presenta una mejor respuesta dinámica y ofrece un mayor grado de robustez ante cambios en la carga, tanto estática como dinámica. Se menciona que ambos esquemas presentan una dificultad de implementación similar.

En [31] se presenta el control de un motor de inducción, de manera experimental, utilizando ADRC y GPI. Los observadores estiman en tiempo real las perturbaciones provocadas por una carga (torque) variante en el tiempo y por fricciones no modeladas, así como no linealidades complejas presentes en los circuitos eléctrico y magnético. Se reporta una muy buena respuesta ante cambios súbitos en la carga (externos).

1.2.3 Conclusiones de la revisión del estado del arte

Los algoritmos para realizar el seguimiento del punto de máxima potencia se dividen en dos grandes grupos: los convencionales y los de control inteligente. Los algoritmos convencionales, de los cuales Perturbar y Observar es por mucho el más utilizado, son más sencillos de implementar que los de control inteligente, pero no funcionan adecuadamente cuando se presentan condiciones de sombreado parcial en el sistema fotovoltaico. Entre los algoritmos de control inteligente, en este trabajo se considera que el algoritmo PSO es el que presenta un mejor balance en cuanto a desempeño y complejidad.

El control Proporcional Integral Generalizado es un esquema relativamente nuevo, sin embargo, existe una variedad de artículos en la que se ha aplicado a problemas similares al abordado en este trabajo de tesis, reportando resultados favorables. En varios de estos artículos, se hace una comparación contra el control PID, que es el esquema más utilizado en la actualidad, y se reporta un desempeño superior por parte del control GPI. Por lo anterior, se cree que es posible obtener buenos resultados al aplicar el control GPI para regulación de voltaje en este trabajo.

1.3 Justificación

Como se ha mencionado, hoy en día es imperativo satisfacer la creciente demanda de energía de manera sustentable. Una de las energías sustentables que mayor crecimiento ha tenido en los últimos años es la energía fotovoltaica, debido a las ventajas señaladas. Sin embargo, los paneles solares presentan una baja eficiencia, por lo que es de vital importancia en cualquier SFV la utilización de un algoritmo de SPMP.

Actualmente existen varios algoritmos de SPMP. Algunos son simples de implementar pero presentan problemas de convergencia y máximos locales. Otros corrigen estos problemas pero a costa de una complejidad y costo elevados, por lo que se considera que el SPMP sigue siendo un problema abierto.

Debido a que en este trabajo de tesis se consideran condiciones de sombreado parcial, se decidió utilizar el algoritmo de optimización por enjambre de partículas para realizar el SPMP, por su capacidad de garantizar la operación en el PMP global y por ser relativamente más sencillo de implementar que otros algoritmos inteligentes. Para la regulación de voltaje en la carga se optó por el esquema de control GPI, ya que a pesar de ser un esquema relativamente nuevo, ha presentado buenos resultados en diversos casos de estudio, entre los que se cuentan una alta robustez ante variaciones paramétricas no modeladas y variaciones en la carga.

Se decidió implementar también, con fines de comparación, el algoritmo de SPMP y el esquema de control más usados, en este caso, Perturbar y Observar y control PID, respectivamente.

1.4 Propuesta

Se busca diseñar un esquema de control de un SFV, capaz de garantizar la regulación de voltaje entregado a una carga variable, proporcionando la mayor cantidad de potencia posible a la misma. Es decir, un sistema con un algoritmo de SPMP capaz de operar en el PMP global incluso bajo condiciones de sombreado parcial y un control que sea lo suficientemente robusto para mantener un nivel de voltaje regulado ante

las variaciones de la carga. Además el sistema deberá contar con un arreglo de baterías, que deberán cargarse cuando exista potencia excedente del panel fotovoltaico (la que sobre de alimentar la carga) o funcionar como fuente para alimentar la carga cuando el arreglo de paneles fotovoltaicos no reciba la irradiancia suficiente.

Para ello, se propone un sistema de 2 etapas:

- Un convertidor CD/CD tipo Boost, controlado por un algoritmo de SPMP inteligente, en este caso Optimización por Enjambre de Partículas (PSO), para garantizar que el sistema opere en el PMP. Se implementará también un seguidor convencional, Perturbar y Observar (P&O), para su comparación.
- Un convertidor tipo Buck, controlado por un controlador tipo Proporcional-Integral Generalizado (GPI), para regular el voltaje entregado a la carga. Se comparará su desempeño contra un control convencional del tipo PID.

Se simulará dicho esquema en la plataforma MatLab/Simulink en conjunto con PSIM.

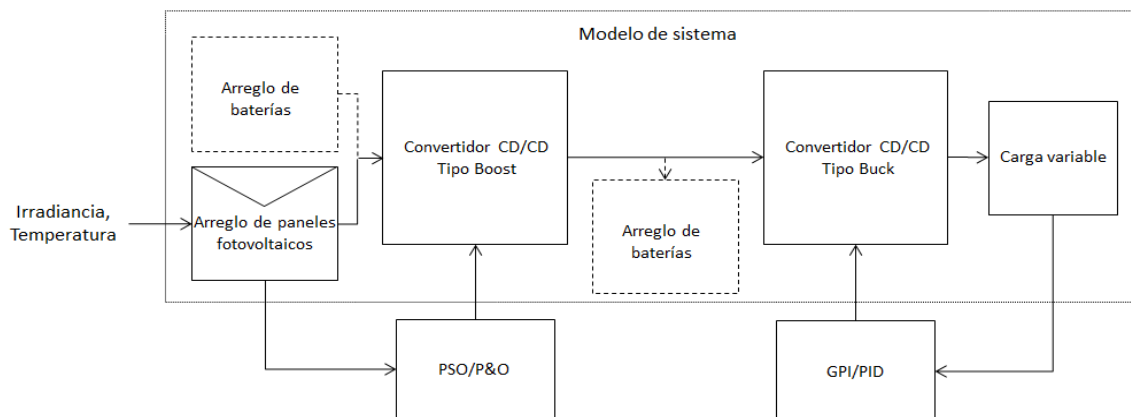


Figura 1.9 Sistema fotovoltaico propuesto

El sistema fotovoltaico propuesto se muestra en la figura 1.9. El arreglo de baterías puede estar a la entrada o a la salida del primer convertidor, dependiendo si está en modo carga o modo fuente.

1.5 Objetivos

Generales

- Desarrollar un control del tipo GPI para regular el voltaje en la carga en un sistema fotovoltaico, garantizando la operación en el punto de máxima potencia mediante el algoritmo PSO.

Particulares

- Modelar los distintos componentes de un sistema fotovoltaico.
- Diseñar los controladores GPI y PID para regulación de voltaje.
- Simular y comparar el comportamiento del sistema bajo los esquemas de control GPI y PID.
- Aplicar los algoritmos PSO y P&O para SPMP a este caso de estudio.
- Simular y comparar el comportamiento del sistema usando los algoritmos PSO y P&O para el SPMP.

1.6 Alcances y limitaciones

Se modelará un sistema fotovoltaico que constará de:

- Arreglo de paneles fotovoltaicos
- Banco de baterías
- Carga resistiva variable
- Convertidor CD/CD tipo Boost, controlado por el algoritmo de Optimización por Enjambre de Partículas, para realizar el seguimiento del punto de máxima potencia
- Convertidor CD/CD tipo Buck, controlado por un esquema de control tipo Proporcional Integral Generalizado, para la regulación de voltaje en la carga.

Se simulará y analizará el comportamiento del sistema descrito, utilizando el software Matlab/Simulink en conjunto con PSIM. No se realizará ninguna validación experimental del sistema propuesto. Tampoco se realizará un análisis económico o estudio de factibilidad del mismo.

Capítulo 2

Sistema fotovoltaico

Como se mencionó en el capítulo 1, el sistema fotovoltaico propuesto consta de varios subsistemas; arreglo de paneles fotovoltaicos, convertidor Boost, convertidor Buck y banco de baterías. En este capítulo se discute el modelado de cada uno de esos subsistemas.

2.1 Paneles fotovoltaicos

La pieza fundamental en un SFV es sin duda el panel fotovoltaico. Como parte del modelado del sistema fotovoltaico completo, se inició con el modelo del panel. Se busca tener una serie de ecuaciones que emulen el comportamiento de un panel fotovoltaico real, y que bajo los mismos parámetros de entrada produzcan a la salida los mismos valores que el fabricante ha obtenido experimentalmente.

2.1.1 Modelado de la celda fotovoltaica

Una celda fotovoltaica es un diodo cuya unión p-n está expuesta a la luz solar (Fig. 2.1). Las celdas comerciales están construidas de silicio monocristalino o

2. Sistema fotovoltaico

policristalino. La incidencia de luz en la celda genera portadores de carga que producen una corriente eléctrica si la celda es cortocircuitada [32].

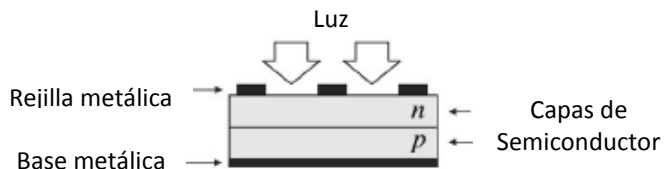


Figura 2.1 Estructura física de una celda fotovoltaica [32]

El ritmo al que se generan los portadores de carga depende del flujo de luz incidente y la capacidad de absorción del semiconductor, que a su vez depende de la brecha energética del mismo, de la reflectancia de la superficie de la celda, la concentración de portadores en el material, la temperatura y otros factores. Los fotones con energía menor a la brecha energética del semiconductor no generan electricidad. Fotones con energía mayor generan electricidad, pero solo la energía correspondiente a la brecha energética es utilizada, la restante se disipa en forma de calor.

La figura 2.2 muestra el circuito equivalente de una celda fotovoltaica. Consiste de una fuente de corriente dependiente en paralelo con un diodo y dos resistencias equivalentes internas [32]-[34]. La corriente generada por la fuente, I_{ph} , es proporcional a la energía solar recibida por el panel.

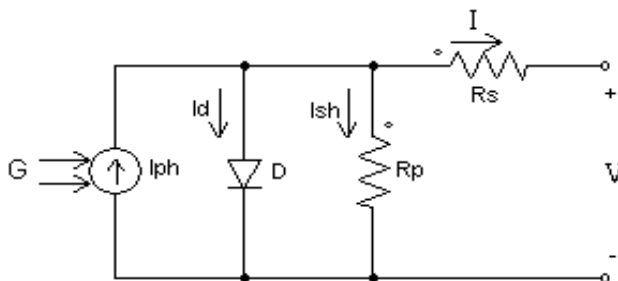


Figura 2.2 Circuito equivalente a una celda fotovoltaica [33]

Cuando el panel no recibe luz, la celda solar no es un dispositivo activo, se comporta como un diodo. Aunque no produce corriente ni voltaje por sí misma, si se le aplica un voltaje externo, a través de ella fluye una corriente I_d . La curva característica de una celda fotovoltaica depende de esta corriente, como se observa en la figura 2.3.

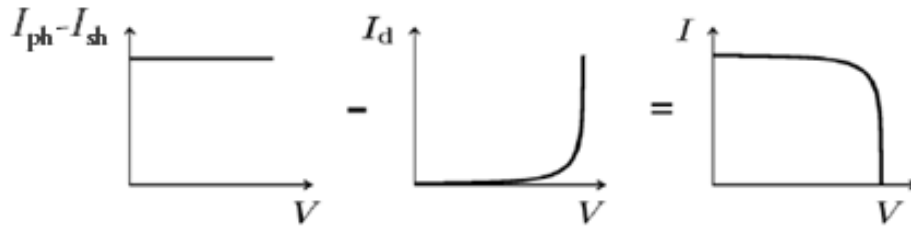


Figura 2.3 Corrientes típicas en una celda fotovoltaica [32]

Las resistencias R_s y R_p son intrínsecas a la celda y producen pérdidas internas debido al flujo de corriente. R_s es la resistencia serie equivalente del contacto entre los distintos materiales y R_p corresponde a la corriente de fuga y suele presentarse por ligeros defectos en la fabricación. Idealmente, $R_s \approx 0$ y $R_p \approx \infty$. Para una correcta aproximación del modelo a la celda física, es necesario tomar en cuenta que las corrientes en el circuito se ven afectadas por la temperatura operacional de la celda.

Las ecuaciones que definen el circuito antes mostrado son las siguientes:

$$I = I_{ph} - I_d - I_{sh} \quad (2.1)$$

donde I es la corriente total producida por la celda, I_{ph} es la corriente proporcional a la luz recibida, I_d es la corriente del diodo e I_{sh} es la corriente de fuga. La ecuación que describe a I_{ph} es

$$I_{ph} = \frac{G}{G_{ref}} \left(I_{sc} + k_I (T_{op} - T_{ref}) \right) \quad (2.2)$$

donde G y G_{ref} son la irradiancia recibida y la irradiancia de referencia (en W/m^2), respectivamente. I_{sc} es la corriente nominal de corto circuito, es decir, la corriente máxima producida por el panel que se da con la condición $V=0$. k_I es la constante de dependencia de I_{sc} a la temperatura de operación (porcentaje de cambio por cada grado por arriba o por debajo de $25^\circ C$) y T_{op} y T_{ref} son la temperatura operacional y de referencia, respectivamente.

I_d está definida con ayuda de la ecuación de Shockley

$$I_d = \left(e^{\frac{V+I R_s}{n V_t C}} - 1 \right) I_s \quad (2.3)$$

2. Sistema fotovoltaico

donde n es el factor de idealidad del diodo, que es una medida de la proximidad con que el diodo en la celda sigue la ecuación del diodo ideal. C es el número de celdas en el panel, I_s es la corriente de saturación del diodo y V_t es el voltaje térmico, dado por

$$V_t = \frac{k T_{op}}{q} \quad (2.4)$$

en donde k es la constante de Boltzman (1.38×10^{-23} J/K) y q es la carga del electrón (1.60×10^{-19} C). La ecuación que define a I_s es

$$I_s = I_{rs} \left(\frac{T_{op}}{T_{ref}} \right)^3 e^{-\frac{q E_g}{n k} \left(\frac{1}{T_{op}} - \frac{1}{T_{ref}} \right)} \quad (2.5)$$

E_g es la brecha energética del semiconductor (1.12 eV para el silicio policristalino a 25° C) e I_{rs} está dada por

$$I_{rs} = \frac{I_{sc}}{e^{\frac{V_{oc} q}{k C T_{op} n}} - 1} \quad (2.6)$$

Por último, la corriente de fuga, I_{sh} , se define como

$$I_{sh} = \frac{V + I R_s}{R_p} \quad (2.7)$$

Tabla 2.1 Parámetros del panel Solartec S60PC-250 bajo condiciones estándar de prueba

Parámetro	Valor
Potencia máxima	250 W
Número de celdas	60
Voltaje V_{oc}	37.85 V
Corriente I_{sc}	8.65 A
Voltaje en el PMP	30.12 V
Corriente en el PMP	8.3 A
Coefficiente de temperatura de I_{sc}	+0.062%/°C

Para modelar el panel real, se utilizaron estas ecuaciones con los parámetros de un panel comercial (tabla 2.1), en este caso, el Solartec S60 P-250 [35]. Los valores de R_s , R_p y n se obtuvieron de manera iterativa, con la ayuda de una herramienta del paquete de simulación Powersim.

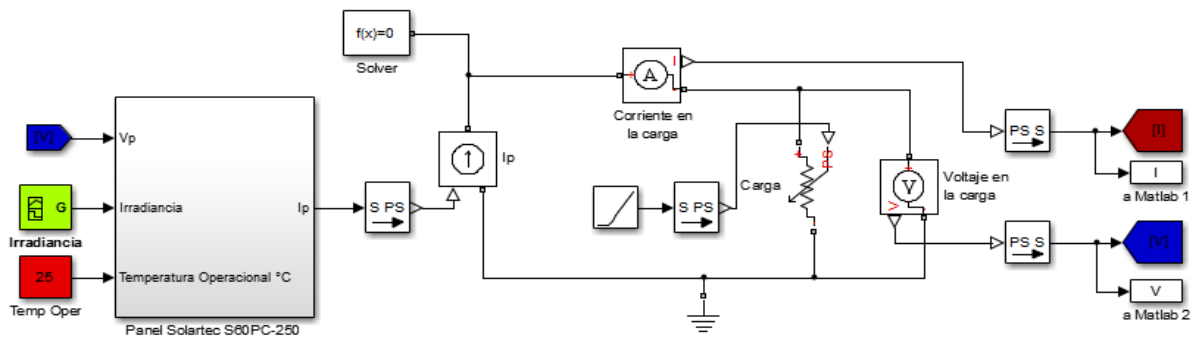


Figura 2.4 Esquema de simulación del panel fotovoltaico

En la figura 2.4 se muestra el esquema que se utilizó para simular el modelo del panel fotovoltaico, utilizando la librería de Simscape, dentro de Simulink. El panel se comporta como una fuente de corriente controlada, siendo las variables de entrada la irradiancia y la temperatura operacional. El panel se conectó a una resistencia variable para obtener su respuesta en el rango de voltaje de 0 a V_{oc} . El contenido del bloque “Panel Solartec S60PC-250” se muestra en el Anexo B.

La finalidad de modelar el sistema mediante las ecuaciones antes mostradas, es obtener un comportamiento lo más apegado posible al panel real. En la tabla 2.2 se muestra una comparación entre los valores obtenidos de manera experimental (por el fabricante) y los obtenidos en la simulación, bajo condiciones de prueba estándar.

Tabla 2.2 Comparación entre panel comercial y panel modelado

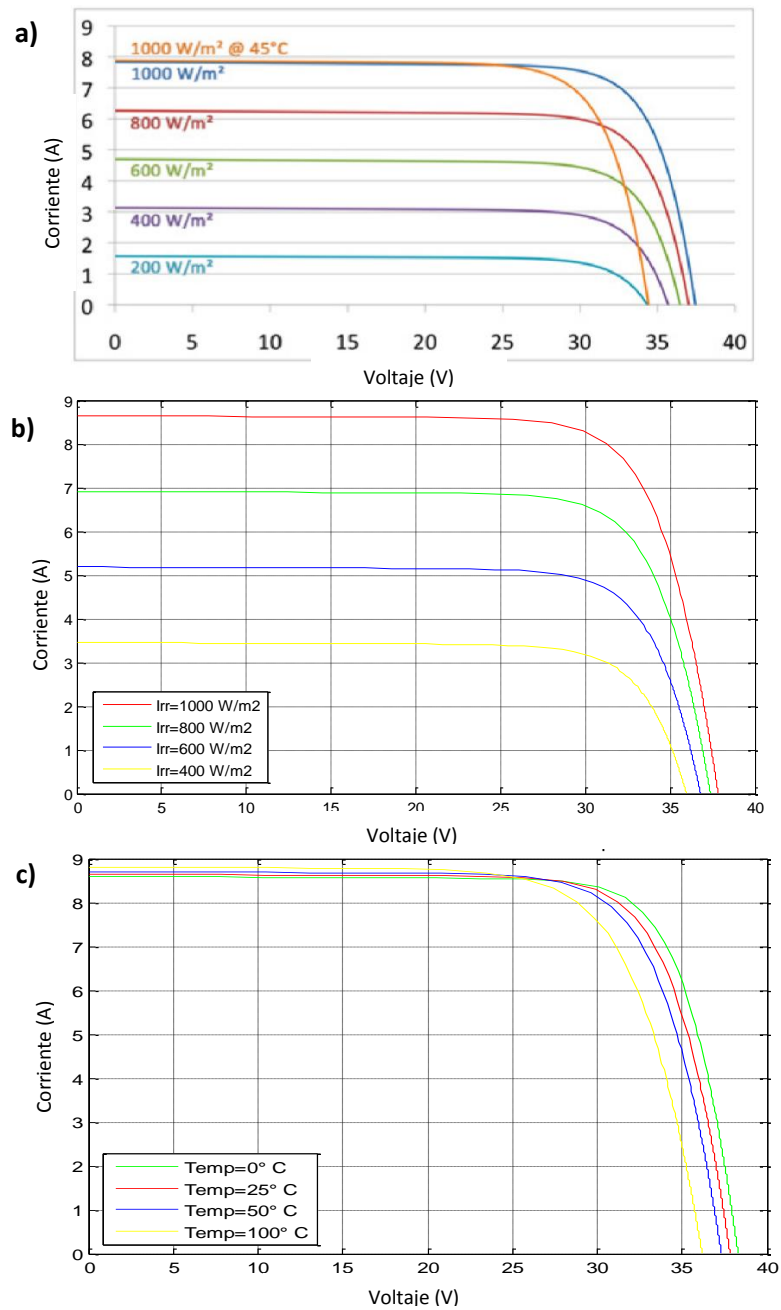
	Datos del fabricante	Valores obtenidos en la simulación
Potencia máxima	250 W	248.79 W
Voltaje en PMP	30.12 V	30.26 V
Corriente en PMP	8.3 A	8.23 A

De acuerdo a los datos de la tabla anterior, se puede concluir que el modelo matemático es una representación fiel de un panel real. Con este modelo y el estudio de las curvas obtenidas y su respuesta ante las variaciones de los distintos parámetros involucrados, se puede tener una mayor comprensión del funcionamiento del panel fotovoltaico.

En las figuras 2.5a y 2.5b se muestran las curvas características de corriente vs voltaje ante diferentes valores de irradiancia, reportadas por el fabricante y obtenidas en la

2. Sistema fotovoltaico

simulación, respectivamente. La figura 2.5c muestra las curvas de corriente vs voltaje ante variaciones en la temperatura, y la figura 2.5d ilustra las curvas típicas de potencia vs voltaje ante distintos valores de irradiancia y temperatura obtenidas en simulación.



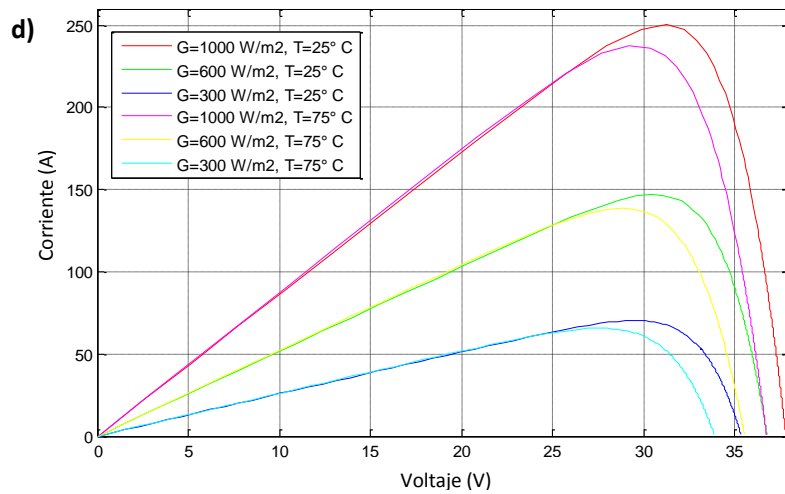


Figura 2. 5 Formas de onda en un panel fotovoltaico: a) corriente vs voltaje reportadas por el fabricante [35] b) corriente vs voltaje (variando la irradiancia) obtenidas en simulación c) corriente vs voltaje (variando la temperatura) obtenidas en simulación d) potencia vs voltaje obtenidas en simulación

2.1.2 Arreglo de paneles en serie (sombreado parcial)

Como se mencionó anteriormente, las condiciones de sombreado parcial (CSP) se dan cuando distintos paneles en un arreglo reciben distintos niveles de irradiancia en un momento determinado. Uno de los objetivos de la tesis es que el algoritmo de SPMP pueda funcionar adecuadamente bajo dichas condiciones. Por lo tanto, con la finalidad de poder reproducir condiciones de sombreado parcial en el sistema, se construyó un arreglo de cuatro paneles conectados en serie. El circuito de prueba es muy similar al mostrado en la figura 2.4, sólo que con cuatro paneles conectados en serie en lugar de uno, cada uno con su función de entrada de irradiancia y temperatura. Ya que los paneles se comportan como fuentes de corriente y al tener una irradiancia distinta cada uno, entregaran así mismo una corriente distinta, por lo que es necesario que cada panel lleve un diodo en paralelo.

Bajo condiciones de prueba estándar en todos los paneles, se esperaría que el arreglo produjera una potencia máxima de 1 kW presentando un solo máximo a un voltaje de aproximadamente 120.5 V. Sin embargo, cuando existen CSP y cada panel recibe una irradiancia distinta, la potencia total disminuye y empiezan a presentarse varios máximos locales además del global.

La figura 2.6 muestra varias curvas de potencia vs voltaje del arreglo de cuatro paneles, bajo varios casos de irradiancia, incluyendo CSP.

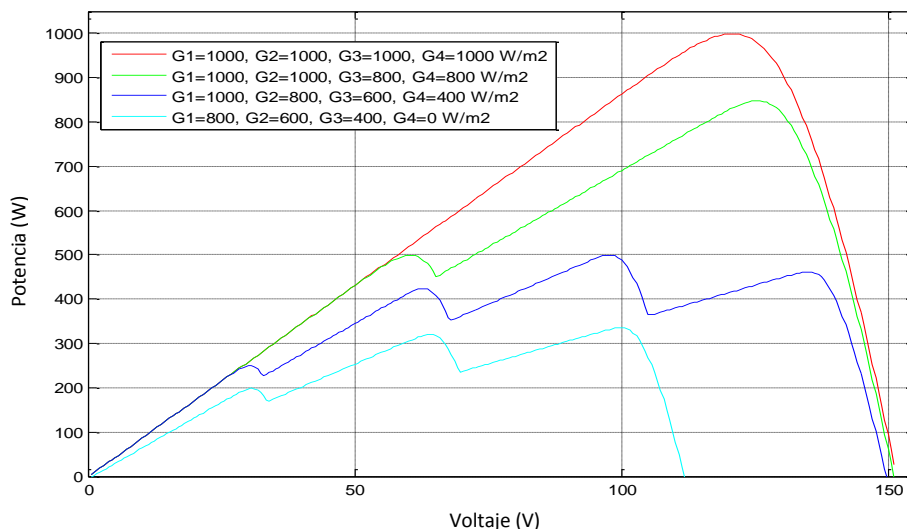


Figura 2.6 Potencia vs voltaje bajo condiciones de sombreado parcial

2.2 Convertidores CD/CD

El SFV modelado en este trabajo requiere de dos acciones de control funcionando simultáneamente, por lo que se propuso el uso de dos convertidores CD/CD; el primero para garantizar el SPMP y el segundo para regular el voltaje en una carga variable desconocida.

2.2.1 Convertidor Elevador

Para realizar el seguimiento de PMP se utilizó particularmente el convertidor CD/CD elevador de tensión tipo Boost. A la entrada del convertidor se tendrá el arreglo de paneles fotovoltaicos, y será controlado ya sea por el algoritmo P&O o PSO (como se mostró en la figura 1.9). El voltaje de salida deberá ser suficiente para alimentar la siguiente etapa (convertidor reductor). Para su diseño se propusieron los valores presentados en la tabla 2.3.

Tabla 2.3 Valores propuestos para el convertidor Boost

Parámetro	Valor
Voltaje de entrada V_{in}	120.5 V
Voltaje de salida V_o	300 V
Potencia de salida P_o	1 kW
Rizo de corriente Δi_L	0.1 A
Rizo de voltaje ΔV_c	1.6 V
Frecuencia de operación	150 kHz

Considerando que el convertidor se encuentre trabajando en modo de conducción continua, el circuito presenta dos modos de operación, que dependen del estado del interruptor. En la figura 2.7 se muestra el circuito elevador y los circuitos equivalentes para el tiempo de encendido y de apagado.

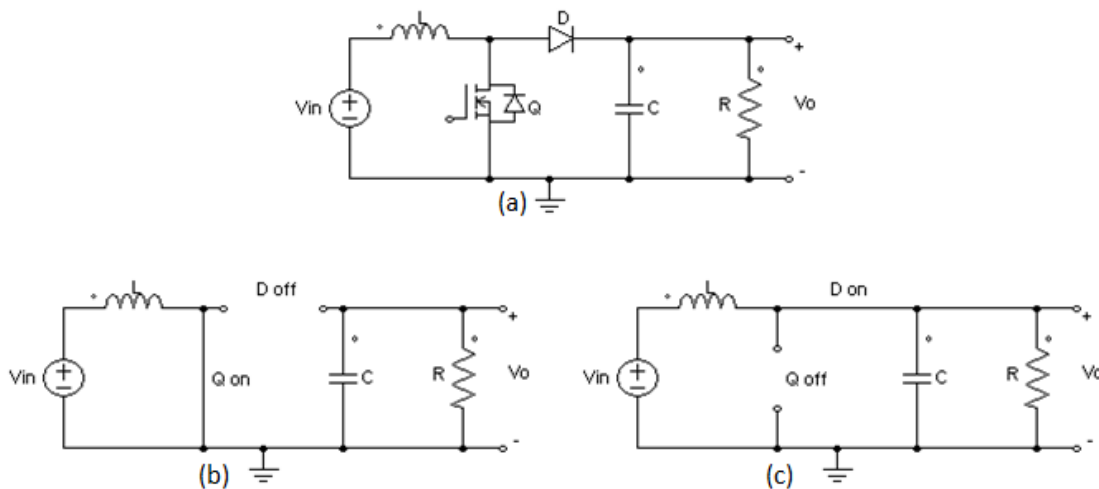


Figura 2.7 (a) circuito elevador, (b) circuito equivalente durante el tiempo de encendido, (c) circuito equivalente durante el tiempo de apagado

El análisis del convertidor se realiza para los dos circuitos mostrados [36]. En la figura 2.8 se muestran las formas de onda que se dan en el convertidor durante el estado estable. Se observa el comportamiento de la corriente en el inductor y en el capacitor, dependiendo de la señal de compuerta del interruptor.

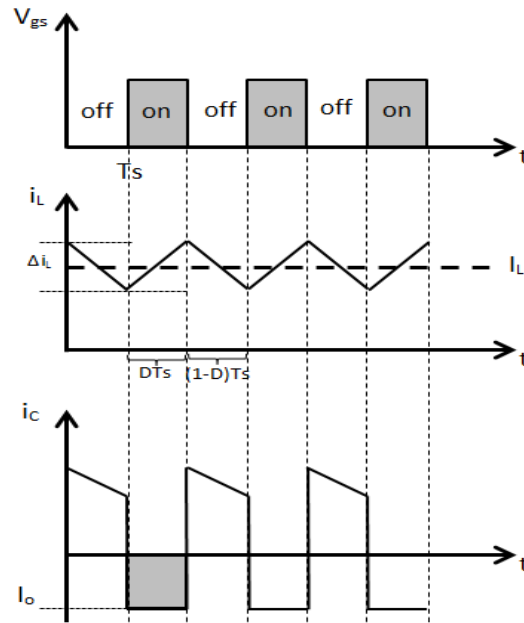


Figura 2.8 Formas de onda de compuerta, corriente en el inductor y corriente en el capacitor en el convertidor Boost

De acuerdo a los circuitos y a las formas de onda y teniendo en cuenta a D como el ciclo de trabajo y T_s como el periodo, durante el tiempo de encendido se observa que

$$V_L = V_{in} = L \frac{di_L}{dt} = \frac{L \Delta i_{Lon}}{t_{on}} \quad (2.8)$$

$$\Delta i_{Lon} = \frac{V_{in} t_{on}}{L} \quad (2.9)$$

Así mismo, durante el tiempo de apagado

$$V_L = V_{in} - V_o = L \frac{di_L}{dt} = \frac{L \Delta i_{Loff}}{t_{off}} \quad (2.10)$$

$$\Delta i_{Loff} = \frac{(V_{in} - V_o) t_{off}}{L} \quad (2.11)$$

Igualando los incrementos de corriente durante el tiempo de encendido y apagado, se obtiene la ganancia M

$$\Delta i_{Lon} = -\Delta i_{Loff} \quad (2.12)$$

$$\frac{V_{in} t_{on}}{L} = -\frac{(V_{in} - V_o) t_{off}}{L} \quad (2.13)$$

$$M = \frac{V_o}{V_{in}} = \frac{t_{on} + t_{off}}{t_{off}} = \frac{Ts}{t_{off}} \quad (2.14)$$

Teniendo en cuenta que t_{off} es igual a $(1-D) Ts$, se tiene que

$$M = \frac{V_o}{V_{in}} = \frac{1}{1-D} \quad (2.15)$$

El valor del inductor se calcula en base al rizo de corriente deseado

$$L = \frac{V_{in} t_{on}}{\Delta i_{Lon}} = \frac{V_{in} D Ts}{\Delta i_{Lon}} = \frac{V_{in} D}{\Delta i_{Lon} fS} \quad (2.16)$$

Partiendo de la ecuación de corriente en el capacitor y de la forma de onda de la misma, se obtiene

$$i_c = C \frac{dV_c}{dt} \quad (2.17)$$

$$dV_c = \frac{1}{C} i_c dt \quad (2.18)$$

$$\Delta V_c = \Delta V_o = \frac{1}{C} \int_0^{DTs} i_c dt \quad (2.19)$$

Tomando en cuenta que durante el tiempo de encendido, la integral de la corriente en el capacitor es igual a $DTs I_o$

$$\Delta V_c = \Delta V_o = \frac{1}{C} (DTs I_o) = \frac{DI_o}{C fS} \quad (2.20)$$

$$C = \frac{D I_o}{\Delta V_o f_s} = \frac{D P_o}{\Delta V_o V_o f_s} \quad (2.21)$$

Se pueden utilizar las ecuaciones 2.15, 2.16 y 2.21 para calcular la ganancia y ciclo de trabajo, el valor de la inductancia y el valor de la capacitancia, respectivamente (tabla 2.4).

Tabla 2.4 Valores calculados para los componentes del convertidor Boost

Parámetro	Valor
Ganancia M	2.48
Ciclo de trabajo D	0.598
Inductancia L	4.8 mH
Capacitor C	8.31 μ F
Resistencia de carga R _L	90 Ω

El circuito de este convertidor se implementó en PSIM. En la figura 2.9 se muestran los resultados de simulación, primero alimentando el convertidor con una fuente de voltaje ideal a la entrada.

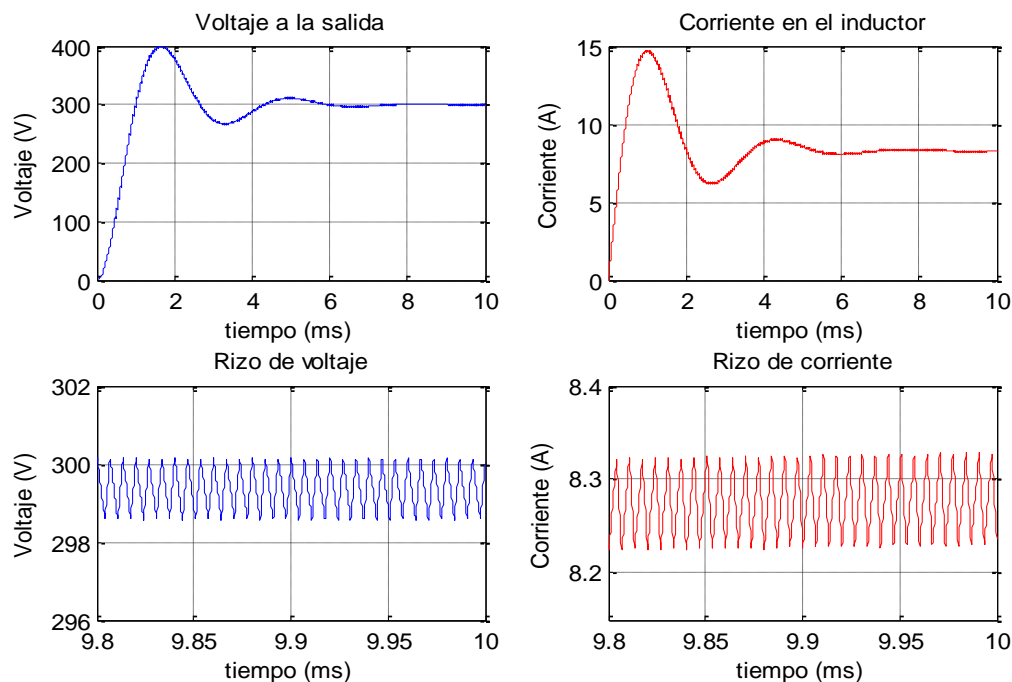


Figura 2.9 Formas de onda del convertidor elevador

Se observa que se cumplen las especificaciones del diseño. En la figura 2.10 se observan las formas de onda en el mismo convertidor, pero ahora con el arreglo de cuatro paneles a la entrada en lugar de una fuente ideal.

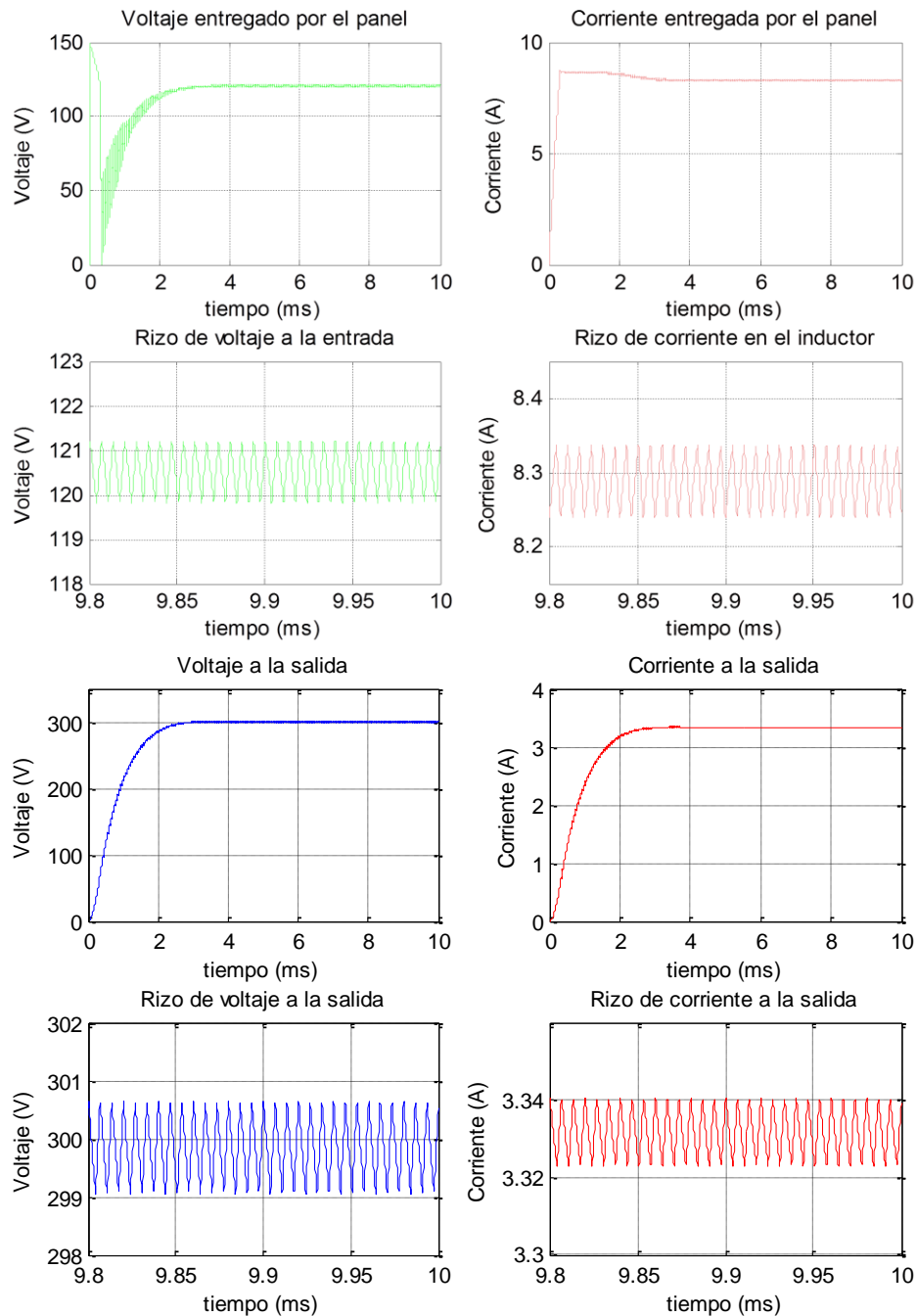


Figura 2.10 Formas de onda del convertidor elevador con el arreglo de paneles a la entrada

La corriente máxima a la entrada es limitada por los paneles fotovoltaicos, por lo que se tiene un sobreimpulso más pequeño en el arranque. Se siguen cumpliendo los objetivos de diseño.

2.2.2 Convertidor Reductor

El convertidor CD/CD reductor de tensión tipo Buck es el encargado de entregar la potencia a la carga. Es a su vez alimentado por la salida del convertidor Boost y su control está a cargo del controlador PID o GPI (Fig. 1.9). En la tabla 2.5 se listan los parámetros propuestos para su diseño.

Tabla 2.5 Parámetros propuestos para el convertidor Buck

Parámetro	Valor
Voltaje de entrada V_{in}	300 V
Voltaje de salida V_o	180 V
Potencia de salida P_o	1 kW
Rizo de corriente Δi_L	0.1 A
Rizo de voltaje ΔV_c	0.1 V
Frecuencia de operación	150 kHz

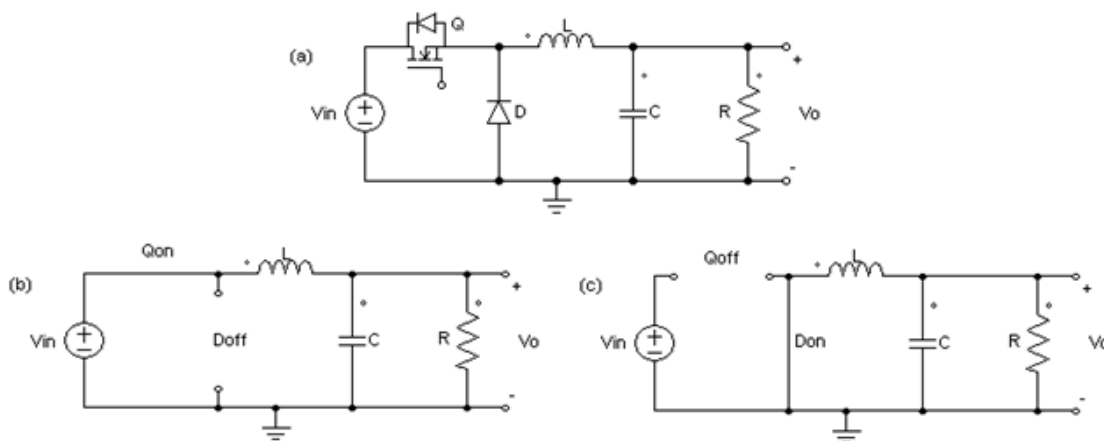


Figura 2.11 Circuitos equivalentes del convertidor Buck: (a) circuito reductor, (b) circuito equivalente durante el tiempo de encendido, (c) circuito equivalente durante el tiempo de apagado

Considerando que el convertidor se encuentre trabajando en modo de conducción continua, el circuito de un convertidor reductor presenta dos modos de operación,

que dependen del estado del interruptor [36]. En la figura 2.11 se muestra el circuito reductor y los circuitos equivalentes para el tiempo de encendido y de apagado.

La figura 2.12 muestra las formas de onda que se dan en el convertidor durante el estado estable. Se observa el comportamiento de la corriente en el inductor y el capacitor dependiendo de la señal de compuerta del interruptor.

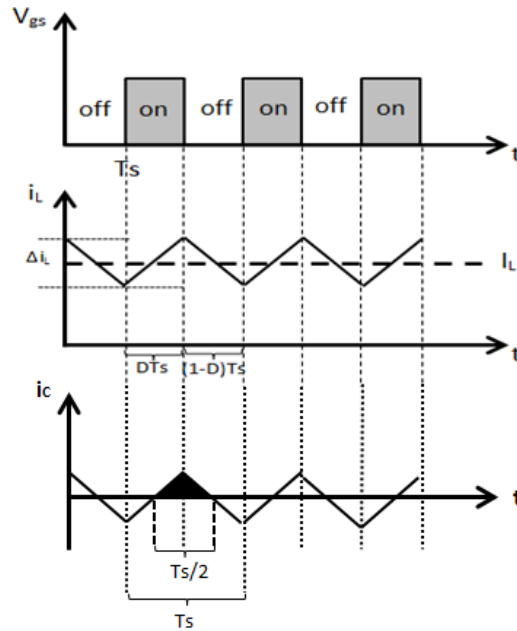


Figura 2.12 Formas de onda de compuerta, corriente en el inductor y en el capacitor en el convertidor Buck

Siendo D el ciclo de trabajo y T_s el periodo, se pueden plantear las siguientes ecuaciones para el tiempo de encendido

$$V_L = L \frac{di_L}{dt} \quad (2.22)$$

$$V_{in} - V_o = \frac{L \Delta i_{Lon}}{t_{on}} \quad (2.23)$$

$$\Delta i_{Lon} = \frac{(V_{in} - V_o) t_{on}}{L} \quad (2.24)$$

Durante el tiempo de apagado

$$-V_o = \frac{L \Delta i_{Loff}}{t_{off}} \quad (2.25)$$

$$\Delta i_{Loff} = \frac{-V_o t_{off}}{L} \quad (2.26)$$

Igualando los incrementos de corriente durante el tiempo de encendido y apagado, se obtiene la ganancia M

$$\Delta i_{Lon} = -\Delta i_{Loff} \quad (2.27)$$

$$\frac{(V_{in} - V_o) t_{on}}{L} = -\frac{-V_o t_{off}}{L} \quad (2.28)$$

$$M = \frac{V_o}{V_{in}} = \frac{t_{on}}{t_{on} + t_{off}} = \frac{t_{on}}{Ts} \quad (2.29)$$

En este caso, el tiempo de encendido t_{on} es igual al ciclo de trabajo multiplicado por el periodo, por lo que

$$M = \frac{V_o}{V_{in}} = D \quad (2.30)$$

El valor del inductor se calcula en base al rizo de corriente deseado

$$L = \frac{(V_{in} - V_o) t_{on}}{\Delta i_{Lon}} = \frac{(V_{in} - V_o) D Ts}{\Delta i_{Lon}} = \frac{(V_{in} - V_o) D}{\Delta i_{Lon} fs} \quad (2.31)$$

Partiendo de la ecuación de corriente en el capacitor

$$i_c = C \frac{dV_c}{dt} \quad (2.32)$$

$$dV_c = \frac{1}{C} i_c dt \quad (2.33)$$

$$\Delta V_c = \Delta V_o = \frac{1}{C} \int_0^{\frac{T_s}{2}} i_c dt \quad (2.34)$$

sabiendo que $i_L = i_c + I_R$

$$\Delta V_o = \frac{1}{C} \left(\frac{1}{2} \frac{T_s}{2} \frac{\Delta i_L}{2} \right) = \frac{\Delta i_L T_s}{8C} = \frac{\left(\frac{(V_{in} - V_o) D T_s}{L} \right) T_s}{8C} \quad (2.35)$$

$$C = \frac{(V_{in} - V_o) D}{8 \Delta V_o L f s^2} \quad (2.36)$$

Se pueden utilizar las ecuaciones 2.30, 2.31 y 2.36 para calcular la ganancia y ciclo de trabajo, el valor de la inductancia y el valor de la capacitancia, respectivamente (tabla 2.6).

Tabla 2.6 Valores calculados para los componentes del convertidor Buck

Parámetro	Valor
Ganancia M	0.6
Ciclo de trabajo D	0.6
Inductancia L	4.8 mH
Capacitor C	8.33 μ F
Resistencia de carga R _L	32.4 Ω

Se implementó y simuló el circuito en PSIM y los resultados se muestran en la figura 2.13. En este caso el convertidor siendo alimentado con una fuente de voltaje ideal.

2. Sistema fotovoltaico

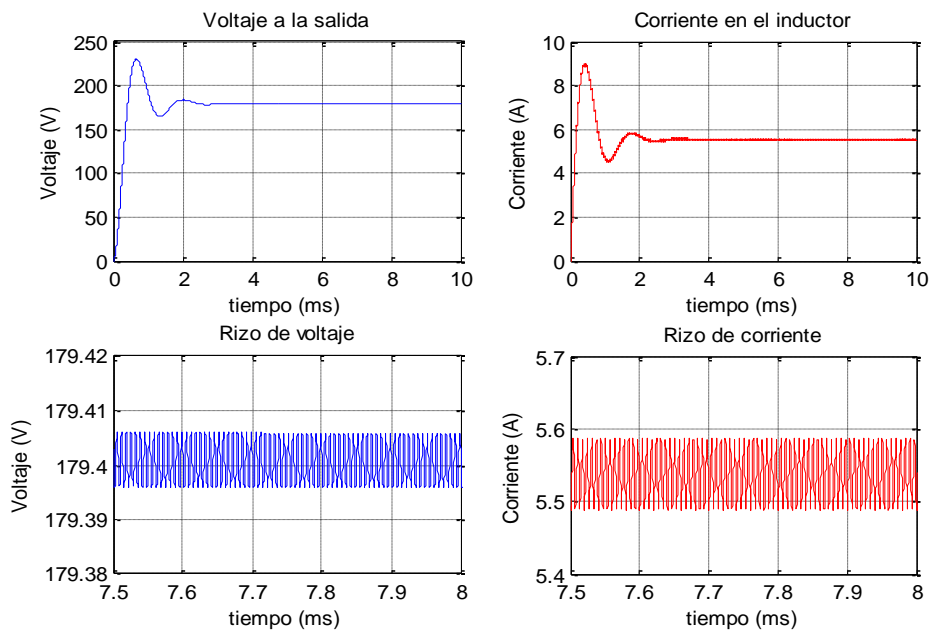
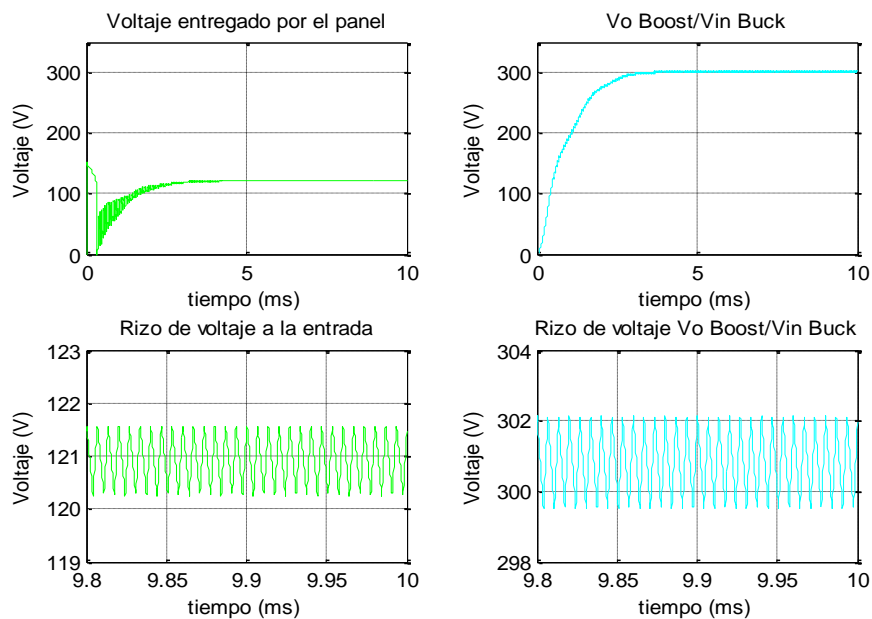


Figura 2.13 Formas de onda en el convertidor reductor, alimentado por una fuente ideal

Se observa que se cumplen los objetivos de diseño. La figura 2.14 muestra los voltajes y corrientes en el mismo convertidor Buck, ahora conectado a la salida del convertidor Boost, que a su vez es alimentado por los paneles fotovoltaicos.



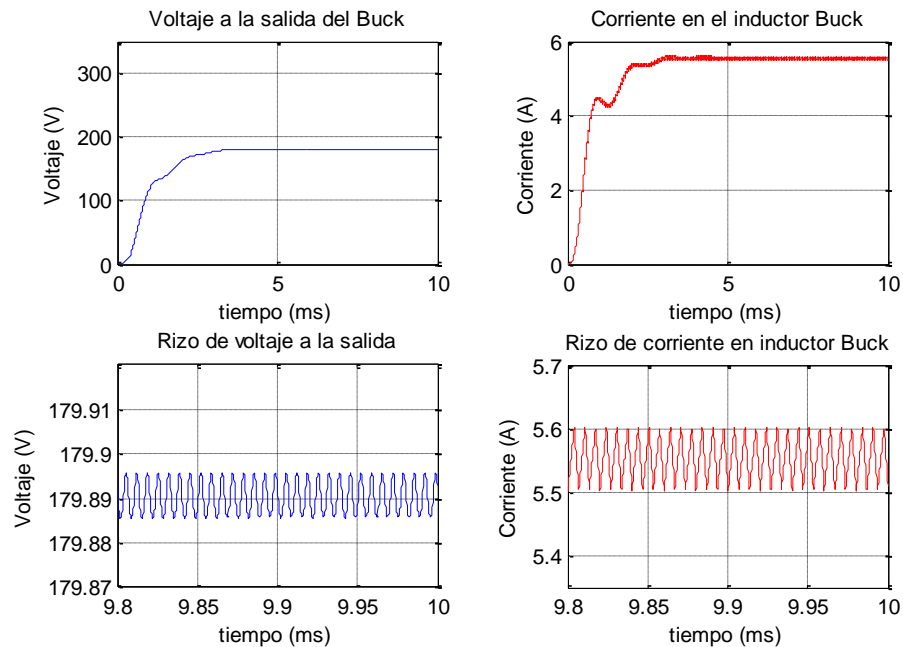


Figura 2.14 Formas de onda del convertidor reductor, alimentado por el convertidor elevador

2.3 Banco de baterías

Gracias al algoritmo de SPMP, el panel siempre entrega la mayor potencia disponible dependiendo de la irradiancia recibida. Sin embargo, la carga no siempre demanda toda esta potencia. Para almacenar esta energía sobrante, se modeló un arreglo de baterías. Además, este arreglo proporcionará energía a la carga cuando los paneles no alcancen a suministrar la potencia suficiente (la irradiancia recibida es muy baja o nula).

2.3.1 Modelado de la batería

En [37] se aproxima una batería real mediante un circuito equivalente, con elementos dependientes de variables como el estado de carga, profundidad de carga, temperatura ambiente y temperatura del electrolito. En el caso de este trabajo, no se requiere un modelo tan complejo, por lo que se propuso el circuito equivalente simplificado, mostrado en la figura 2.15.

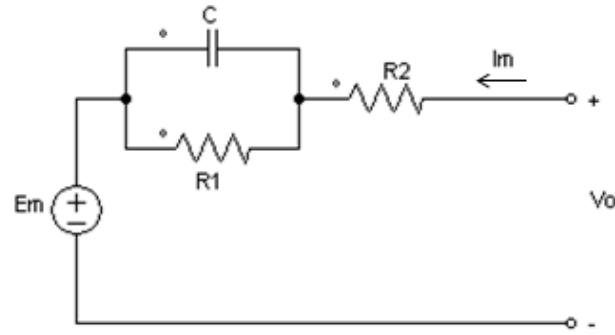


Figura 2.15 Circuito simplificado equivalente a la batería

Consiste en una fuente de voltaje variable (voltaje de circuito abierto de la batería) y varios elementos parásitos variables, dependientes del estado de carga y voltaje nominal.

La fuente E_m está dada por

$$E_m = E_{m0} - k_E(273 + \theta)(1 - SoC) \quad (2.37)$$

donde E_{m0} y k_E son constantes, θ es la temperatura del electrolito (que se tomó constante) y SoC es el estado de carga de la batería.

Las ecuaciones para la resistencia R_1 y el capacitor son

$$R_1 = -R_{10} \ln(SoC) \quad (2.38)$$

$$C = \frac{\tau_1}{R_1} \quad (2.39)$$

Para la resistencia R_2 la ecuación es

$$R_2 = R_{00} [1 + A_0(1 - SoC)] + R_{20} \frac{e^{A_{21}(1 - SoC)}}{1 + e^{\frac{A_{22} I_m}{I^*}}} \quad (2.40)$$

donde R_{00} , R_{20} , A_0 , A_{21} y A_{22} son constantes, I_m es la corriente que fluye por la rama principal e I^* es la corriente nominal (la corriente que fluye por la batería en un uso típico). La ecuación que rige el estado de carga es

$$SoC = 1 - \frac{Q_e}{C_a(\theta)}$$

$$Q_e(t) = Q_{e0} + \int_0^t -I_m(\tau) d\tau \quad (2.41)$$

$$C_a(\theta) = K_c C_0 \left(1 + \frac{\theta}{-\theta_f} \right)^\varepsilon$$

donde Q_{e0} , K_c y C_0 son constantes y θ_f es la temperatura de congelamiento del electrolito.

Dichas ecuaciones se implementaron en PSIM, con parámetros tales que el modelo aproxime el comportamiento de una batería utilizada típicamente en sistemas fotovoltaicos, en este caso, la batería de ácido-plomo UB12550, del fabricante UPG [38].

En la figura 2.16 se muestran los resultados de la simulación de descarga (lado izquierdo) y carga (lado derecho) de la batería.

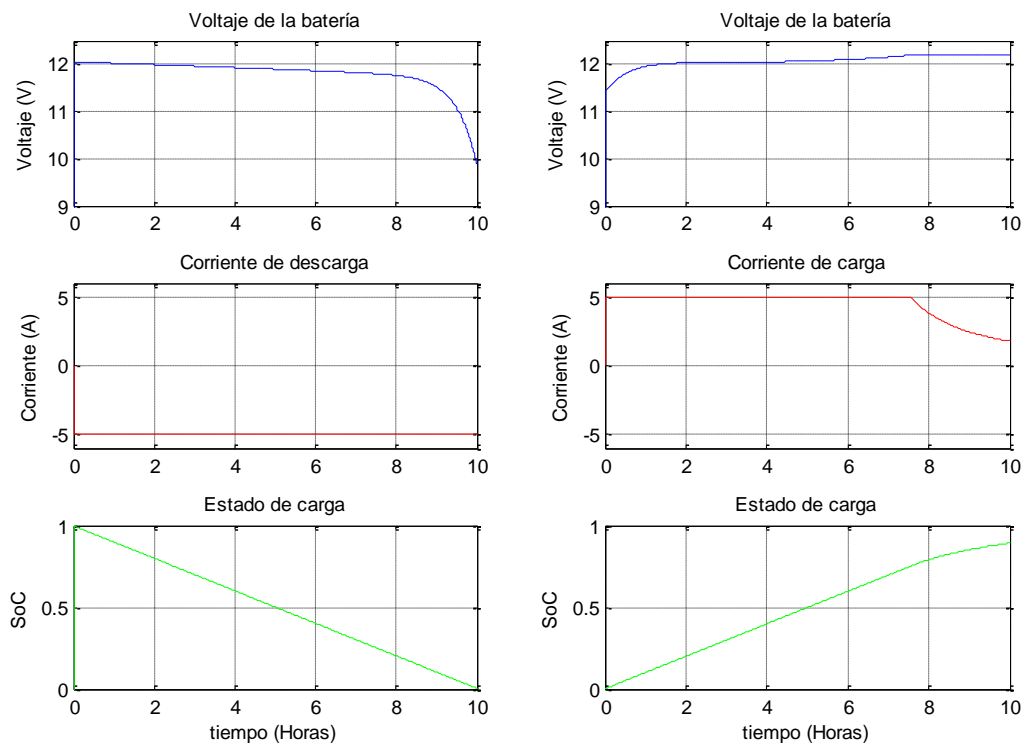


Figura 2.16 Curvas resultantes de la simulación de la batería

2. Sistema fotovoltaico

El voltaje nominal de la batería utilizada es de 12 volts, por lo que el banco de baterías incorporado al sistema fotovoltaico consta de un banco de 12 de ellas conectadas en serie. De esta forma, el voltaje de salida del banco de baterías es aproximadamente el voltaje nominal en el PMP entregado por el arreglo de paneles fotovoltaicos. Lo anterior para que cuando el banco de baterías opere en modo fuente, pueda ser conectado al convertidor Boost en el lugar del arreglo de paneles.

Capítulo 3

Algoritmos de SPMP

Como se mencionó en el capítulo 1 de este trabajo, existen varios algoritmos capaces de realizar el seguimiento del punto de máxima potencia en un sistema fotovoltaico, algunos más sencillos que otros. En este trabajo se propuso utilizar un algoritmo de control inteligente (Optimización por Enjambre de Partículas) debido a que se consideran condiciones de sombreado parcial, por lo que se necesita un algoritmo complejo para garantizar la operación del sistema en el máximo global. Se aplicó también un algoritmo tradicional (Perturbar y Observar) para fines de comparación. Considerando las ventajas y limitaciones de cada algoritmo es también posible considerar un esquema híbrido donde se emplee el esquema PSO para encontrar el PMP global y posteriormente el esquema simple P&O para mantener al sistema operando en ese punto ante variaciones pequeñas de irradiancia o temperatura.

3.1 Algoritmo Perturbar y Observar

Para aplicar este algoritmo necesitan medirse tanto la corriente como el voltaje a la salida del panel. A partir de ellos, en cada iteración se calcula el incremento de potencia, ΔP (potencia de la iteración actual menos potencia en la iteración anterior). De la misma forma se calcula ΔV . El siguiente paso es perturbar, es decir, incrementar

3. Algoritmos de SPMP

o decrementar de manera ligera el voltaje, y volver a calcular ΔP y ΔV . Para perturbar el voltaje, hay que modificar ligeramente el ciclo de trabajo (dependiendo del tamaño de paso). Cabe señalar que para incrementar el voltaje hay que decrementar el ciclo de trabajo.

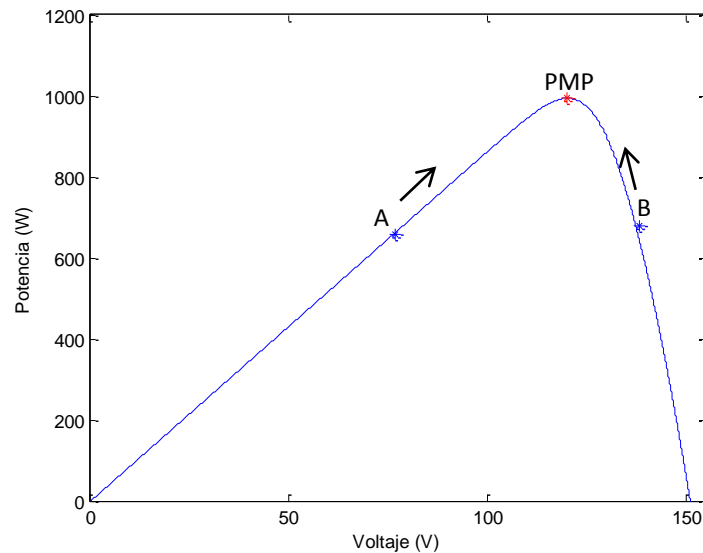


Figura 3.1 Posibles puntos de operación en el algoritmo P&O

Dependiendo de los valores de ΔP y ΔV se continúa incrementando o decrementando el voltaje. Por ejemplo, suponiendo que el sistema se encuentra en el punto A de la figura 3.1. Si en la siguiente iteración se decrementa el voltaje (ΔV negativo), se tendrá un ΔP negativo, lo que indica que el sistema está alejándose del PMP, por lo que hay que cambiar el signo de la perturbación, es decir, proceder incrementando el voltaje (ΔV positivo). Si se continúa de esta forma, se tendrá un ΔP positivo hasta alcanzar el PMP.

En la figura 3.2 se ilustra el diagrama de flujo del algoritmo P&O, donde P_{ant} , V_{ant} y D_{ant} son la potencia, voltaje y ciclo de trabajo de la iteración anterior, respectivamente y ΔD es el tamaño de paso.

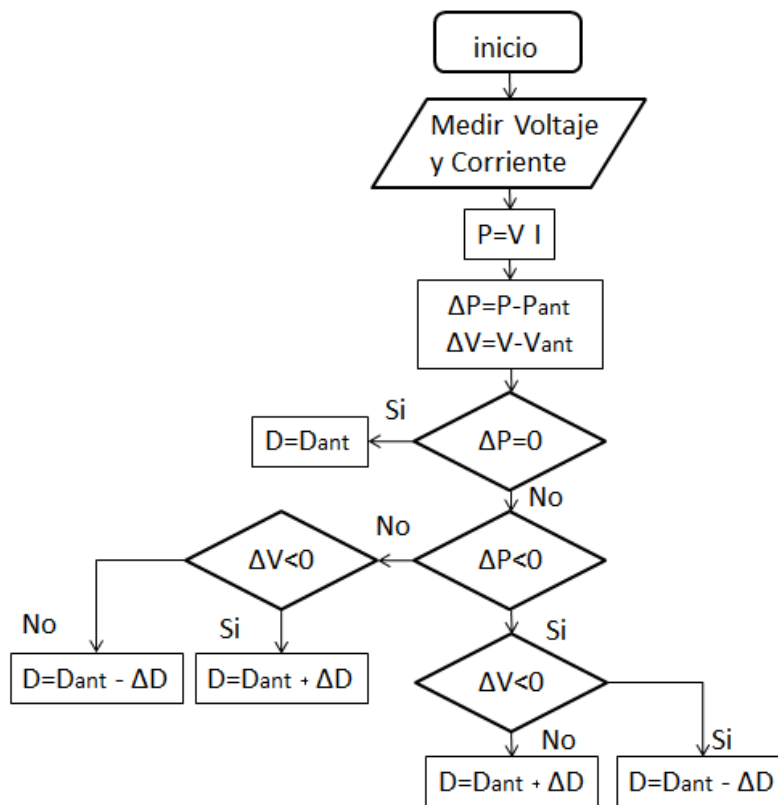


Figura 3.2 Algoritmo P&O [39]

El tamaño del escalón afecta la velocidad de convergencia del algoritmo. Mientras más grande sea, más rápido convergerá el sistema al PMP. Sin embargo, si es muy grande, puede provocar una oscilación alrededor del PMP.

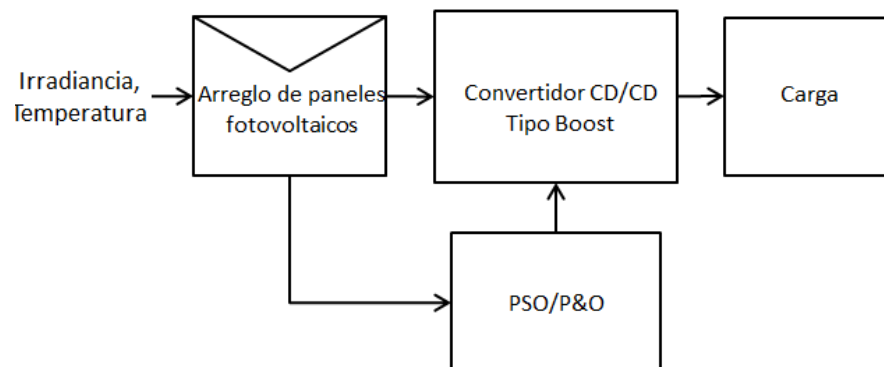


Figura 3.3 Esquema de control para el SPMP

El algoritmo P&O se programó como una función en lenguaje C en el simulador PSIM (Anexo C) y se utilizó para realizar el seguimiento del punto de máxima potencia en

3. Algoritmos de SPMP

el sistema (Que consta de un arreglo de cuatro paneles en serie alimentando una carga resistiva a través de un convertidor CD/CD, mostrado en la figura 3.3) controlando el ciclo de trabajo del convertidor Boost. Se simuló el sistema mediante Matlab/Simulink en conjunto con PSIM. En esta serie de pruebas, la resistencia de carga se mantiene constante y no se pone especial atención al nivel de voltaje en la misma. Lo que se busca en esta etapa es que el arreglo de paneles fotovoltaicos entregue la máxima potencia posible. De la regulación de voltaje se encargará la etapa siguiente.

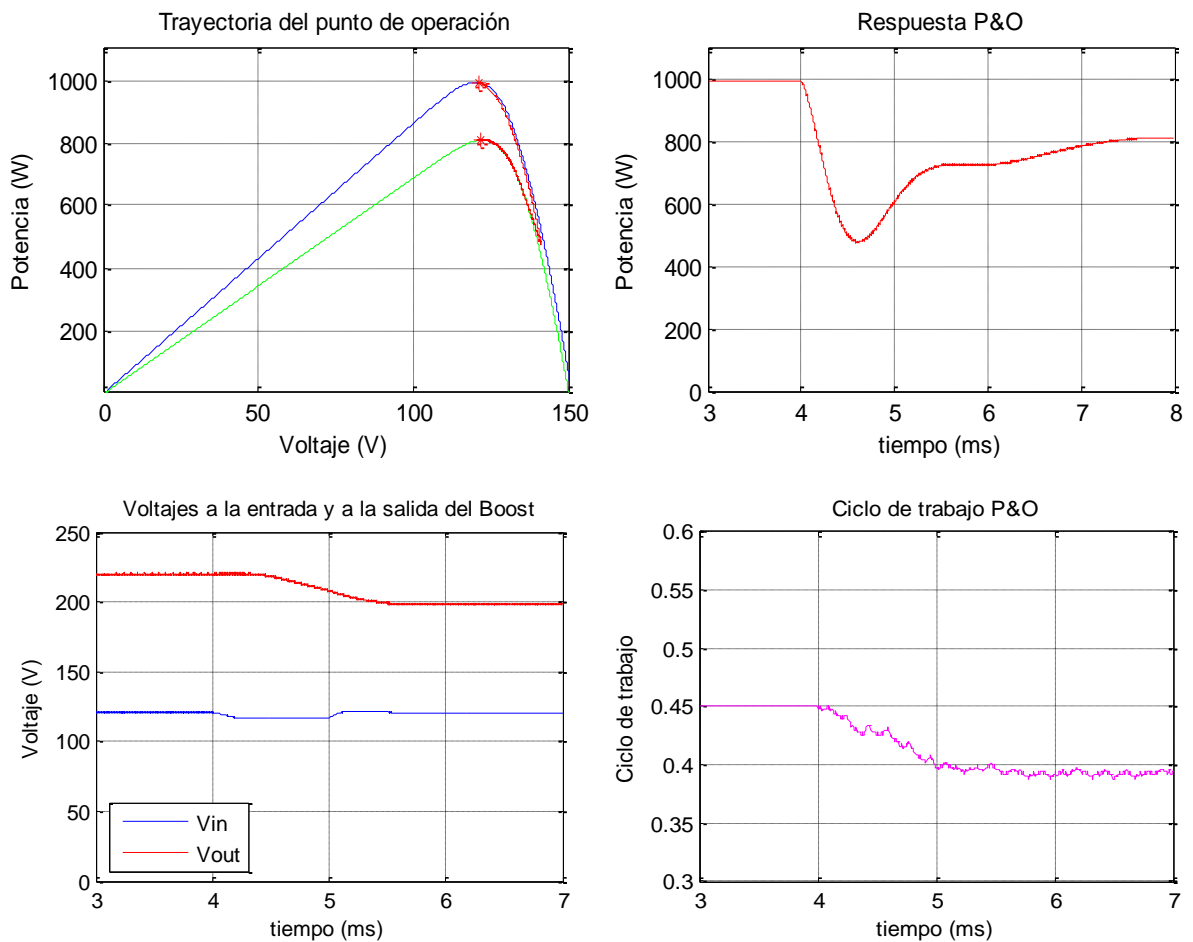


Figura 3.4 Respuesta del algoritmo P&O ante cambio de irradiancia uniforme en todos los paneles

En la figura 3.4 se ilustra el comportamiento del algoritmo P&O en un caso en el que todos los paneles reciben al principio una irradiancia de 1 kW/m² y luego ésta disminuya a 800 W/m². Se muestra también la trayectoria del punto de operación, los valores de voltaje a la entrada (voltaje entregado por el arreglo de paneles) y a la

salida del convertidor Boost y el comportamiento del ciclo de trabajo, al ocurrir este decremento. En este caso, el algoritmo P&O sigue correctamente el PMP, ya que existe sólo un máximo. El tamaño de paso utilizado fue de 2×10^{-3} .

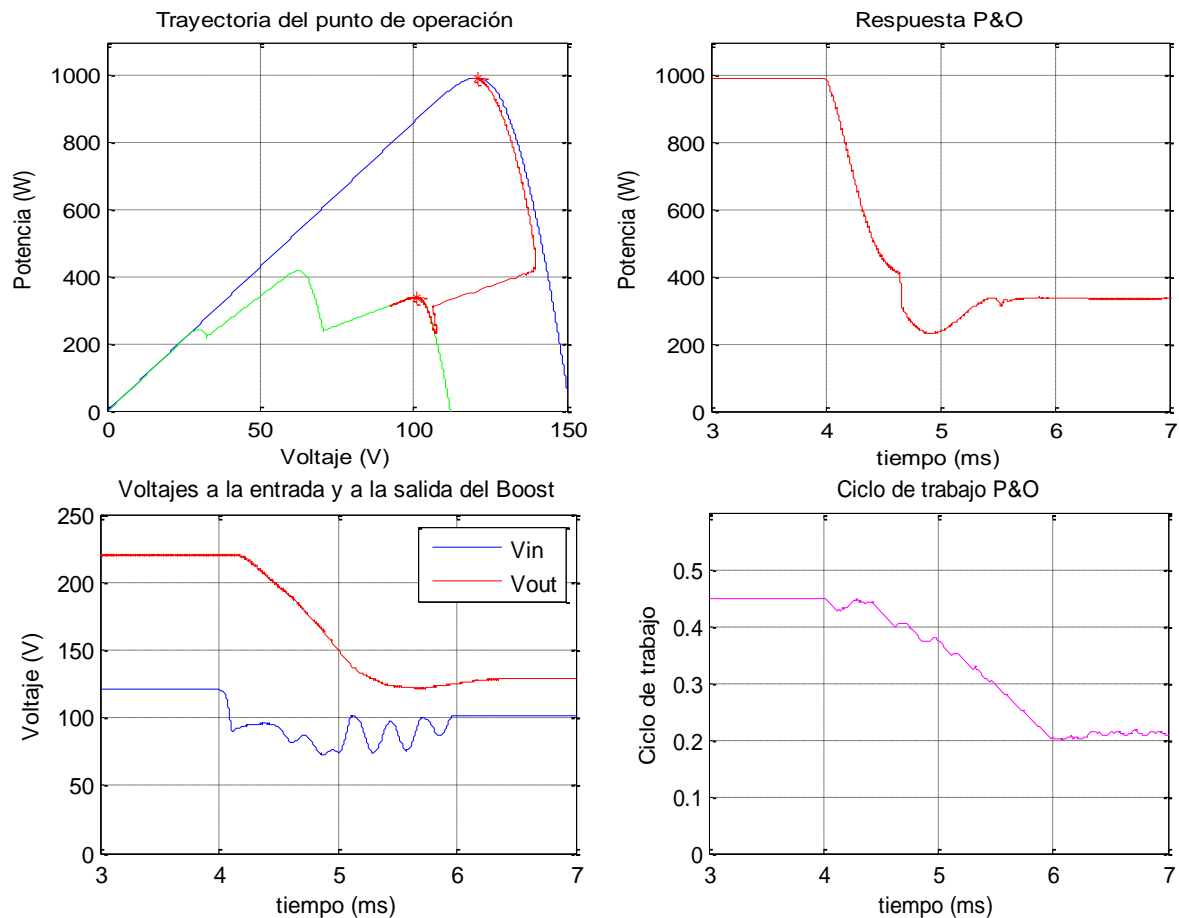


Figura 3.5 Respuesta del algoritmo P&O ante condiciones de sombreado parcial

Después se prosiguió a simular el sistema pero ahora con el arreglo de paneles bajo condiciones de sombreado parcial. En la figura 3.5 se observa la curva de potencia cuando la irradiancia cambia de 1 kW/m^2 en todos los paneles, a una situación donde ésta es de 1000, 800, 400 y 0 W/m^2 (distinta irradiancia en cada uno de los 4 paneles del arreglo). En este caso, el algoritmo P&O localiza el primer máximo que encuentra (el más próximo), sin embargo, éste no es el máximo global. Para garantizar la operación en el máximo global se necesita un algoritmo más avanzado, en este caso, PSO.

3.2 Algoritmo de Optimización por Enjambre de Partículas

Los algoritmos para SPMP convencionales por lo general no funcionan adecuadamente cuando un arreglo de paneles recibe radiación no uniforme, es decir, cuando se presentan condiciones de sombreado parcial. Esto ha llevado a considerar el problema como uno de optimización, por lo que es posible utilizar algoritmos evolutivos para resolverlo. Uno de estos algoritmos es el de optimización por enjambre de partículas (PSO).

PSO es un algoritmo evolutivo estocástico modelado a partir del comportamiento de bandadas de pájaros [40]. Utiliza un enjambre de individuos llamados partículas, cada una de las cuales representa una posible solución. El comportamiento de las partículas consiste en emular el éxito tanto de las partículas vecinas como el obtenido por ellas mismas. En cada iteración, la posición de cada partícula es influenciada por la mejor partícula en el enjambre, llamada G_{best} , y la mejor posición de la partícula misma, P_{best} . La posición de cada partícula, p_i , es actualizada en cada iteración mediante la ecuación 3.1.

$$p_i^{k+1} = p_i^k + v_i^{k+1} \quad (3.1)$$

donde v_i es el componente de velocidad y representa el tamaño de paso. v_i es calculado mediante la siguiente ecuación

$$v_i^{k+1} = w v_i^k + c_1 r_1 (P_{best_i} - p_i^k) + c_2 r_2 (G_{best_i} - p_i^k) \quad (3.2)$$

En la ecuación anterior, w es el coeficiente de inercia, llamado así porque determina qué tanto la velocidad de la iteración anterior afectará la velocidad actual. Si este valor es muy grande, las partículas darán saltos muy grandes cada iteración, lo que puede provocar que sobrepasen un máximo sin distinguirlo. c_1 y c_2 son llamados coeficientes de confianza. c_1 indica qué tanto peso se le da al éxito propio de cada partícula, mientras que c_2 es el peso que se le da al éxito global. r_1 y r_2 son números aleatorios entre 0 y 1 (método estocástico), y k corresponde al número de iteración. El movimiento de partículas se ilustra en la Fig. 3.6.

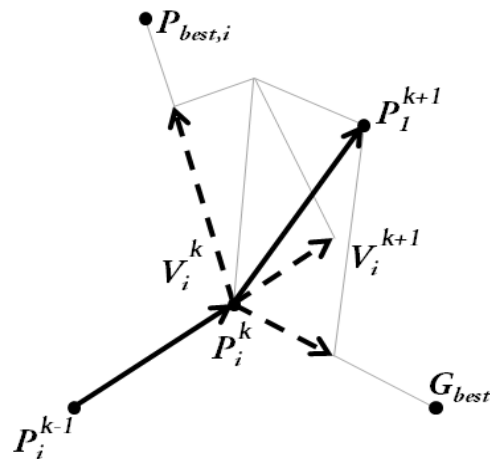


Figura 3.6 Movimiento de las partículas en el algoritmo PSO [20]

El comportamiento inherente de este algoritmo resulta útil al aplicarlo al proceso de SPMP, ya que las partículas se van posicionando en todo el rango de la curva de potencia-voltaje, lo que les permite detectar todos los máximos de la curva, incluyendo el máximo global. La Fig. 3.7 corresponde al diagrama de flujo del algoritmo PSO implementado. El algoritmo consiste en los siguientes pasos:

1. Inicializar las partículas a su posición inicial. Aprovechando la regla de que los puntos de máxima potencia en CSP suelen presentarse en múltiplos de $0.8 \times V_{oc}$, la posición de las partículas se inicializa en estos puntos, en lugar de inicializarlas de forma aleatoria [20].
2. Mandar al convertidor el ciclo de trabajo correspondiente a cada partícula, p_i , medir el voltaje $V(k)$ y la corriente $I(k)$ para calcular la potencia $P_{oi}(k)$ y evaluar la función objetivo, que en el caso del SPMP, es simplemente

$$f(p_i^k) > f(P_{best_i}) \quad (3.3)$$

La ecuación anterior indica sencillamente que si $P_{oi}(k)$ es mayor que $P_{oi}(k-1)$ se actualiza la mejor posición, P_{best_i} , de dicha partícula.

3. Actualizar G_{best} con la posición de la mejor partícula.
4. Actualizar la velocidad y posición de cada partícula utilizando las ecuaciones 3.1 y 3.2.
5. Repetir los pasos 2 a 4 hasta que se alcance la solución óptima.
6. Mandar al convertidor el ciclo de trabajo correspondiente a G_{best} .

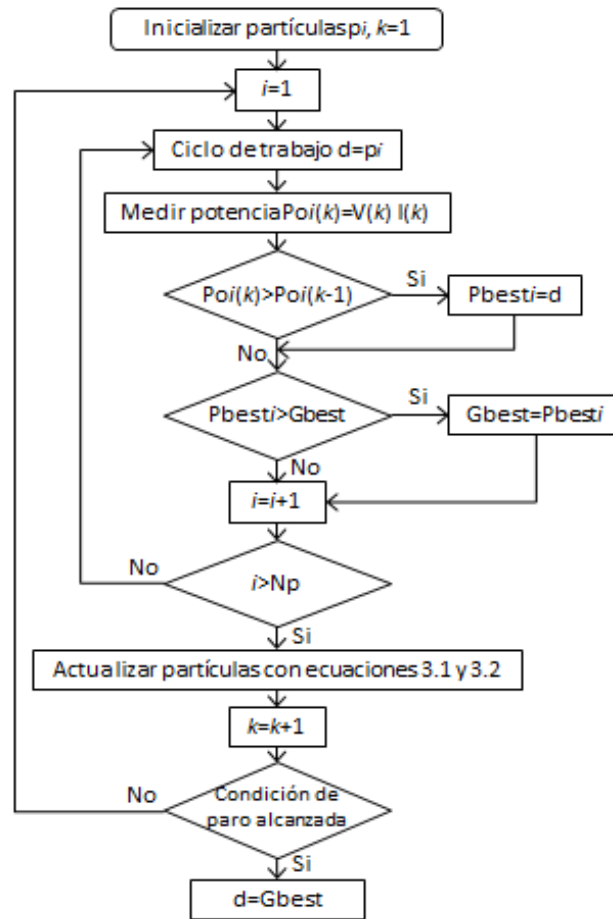


Figura 3.7 Diagrama de flujo del algoritmo PSO [20]

En el caso de este trabajo, se utiliza un algoritmo híbrido PSO/P&O. Primero se ejecuta el algoritmo PSO (el cual es comparativamente más complejo, exigiendo por ende más recursos computacionales y demandando un mayor tiempo de ejecución), y una vez que éste ha encontrado el punto de máxima potencia global, el sistema conmuta al algoritmo P&O (el cuál es comparativamente más sencillo y rápido que el anterior y puede ejecutarse de manera continua sin perturbar al sistema) para mantener al SFV operando en ese punto. El algoritmo PSO convenientemente se ejecuta después de intervalos de tiempo regulares, para asegurar que se opera siempre en el PMP global.

El algoritmo PSO fue programado en PSIM como una función en C (Anexo C). Los resultados de su funcionamiento, así como su comparación con el algoritmo P&O se muestran en la siguiente sección.

3.3 Comparación entre algoritmos de SPMP

En esta sección se presentan los resultados obtenidos al simular el sistema bajo distintas condiciones de irradiancia, utilizando tanto el algoritmo P&O como el algoritmo PSO, incluyendo condiciones de sombreado parcial. Para el algoritmo P&O se utilizó un tamaño de paso de 2×10^{-3} . Para PSO se utilizó una w de 0.3, $c_1 = 0.4$ y $c_2 = 0.6$. El número de partículas utilizadas, N_p , fue de tres.

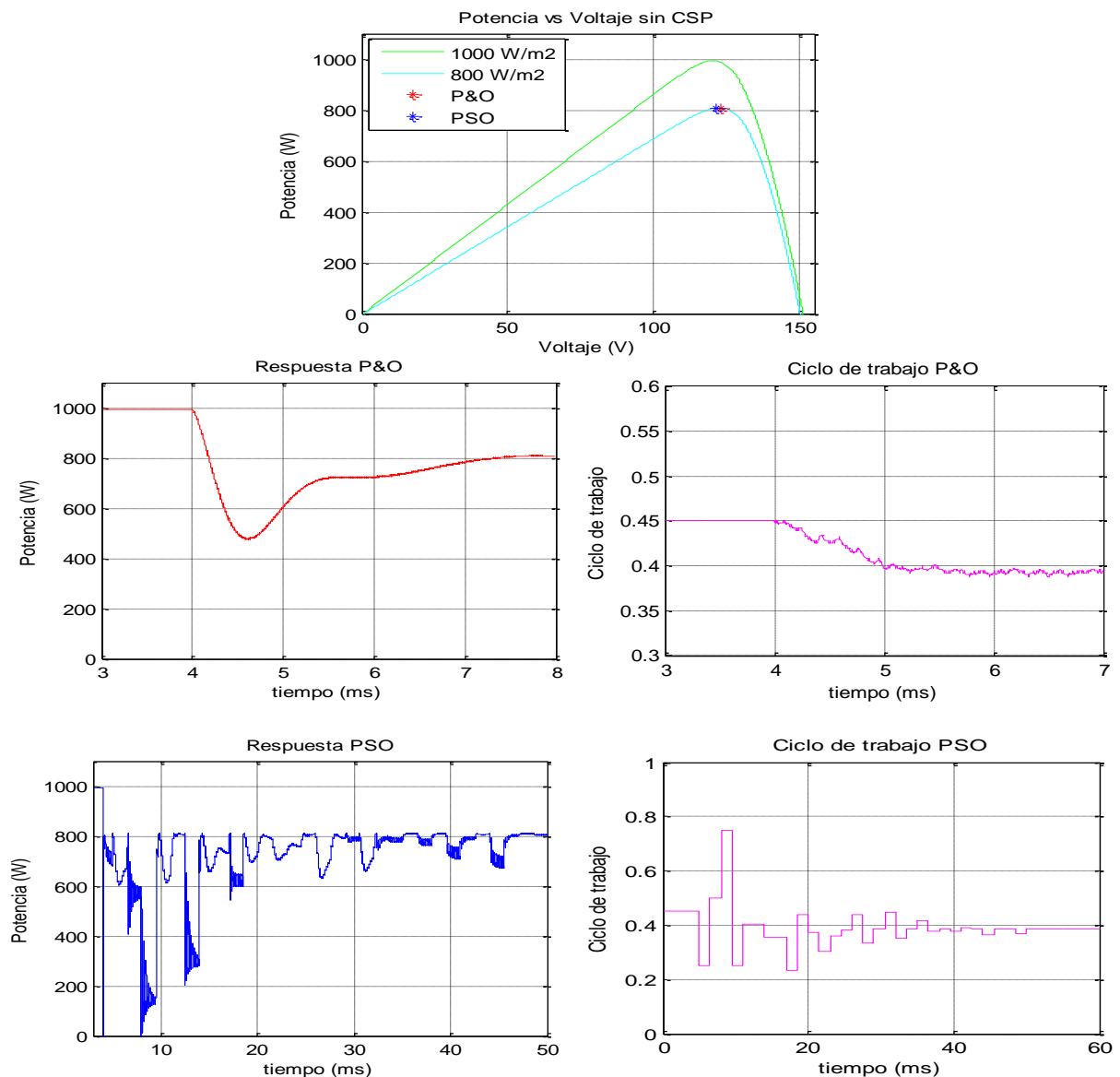


Figura 3.8 Comparación entre la respuesta del sistema bajo el algoritmo P&O y PSO

3. Algoritmos de SPMP

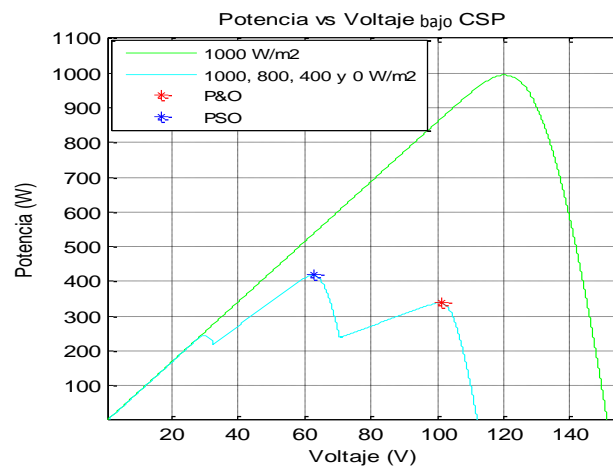
La figura 3.8 muestra la respuesta del sistema (voltaje vs. potencia) ante un decremento de irradiancia de 1 kW/m^2 a 800 W/m^2 en todos los paneles, así como la respuesta de los algoritmos P&O y PSO ante dicho cambio (nótese la diferencia en la escala de tiempo entre las dos figuras).

Como puede observarse, en el caso de que todos los paneles reciban la misma irradiancia, ambos métodos encuentran el PMP, que en este caso se encuentra alrededor de los 800 W . Sin embargo, el algoritmo PSO es bastante más lento (4 ms con P&O contra 45 ms con PSO), esto debido a que en cada iteración, cuando se envía un nuevo ciclo de trabajo al convertidor, el sistema requiere un tiempo para estabilizarse y pueda así medirse la potencia de manera correcta.

Después se prosiguió a simular el sistema bajo condiciones de sombreado parcial (CSP).

En la figura 3.9 se presenta la respuesta del sistema primero bajo una irradiancia de 1 kW/m^2 en todos los paneles, cambiando luego a CSP, con todos los paneles recibiendo irradiancias distintas (1 kW/m^2 , 800 W/m^2 , 400 W/m^2 y 0 W/m^2). Se muestran también las respuestas de ambos algoritmos.

En este caso, el algoritmo P&O converge nuevamente en un tiempo menor a 4 ms , sin embargo, se ubica en el primer máximo encontrado, el correspondiente a una potencia de 340 W , mientras que el algoritmo PSO encuentra el máximo global, correspondiente a 410 W .



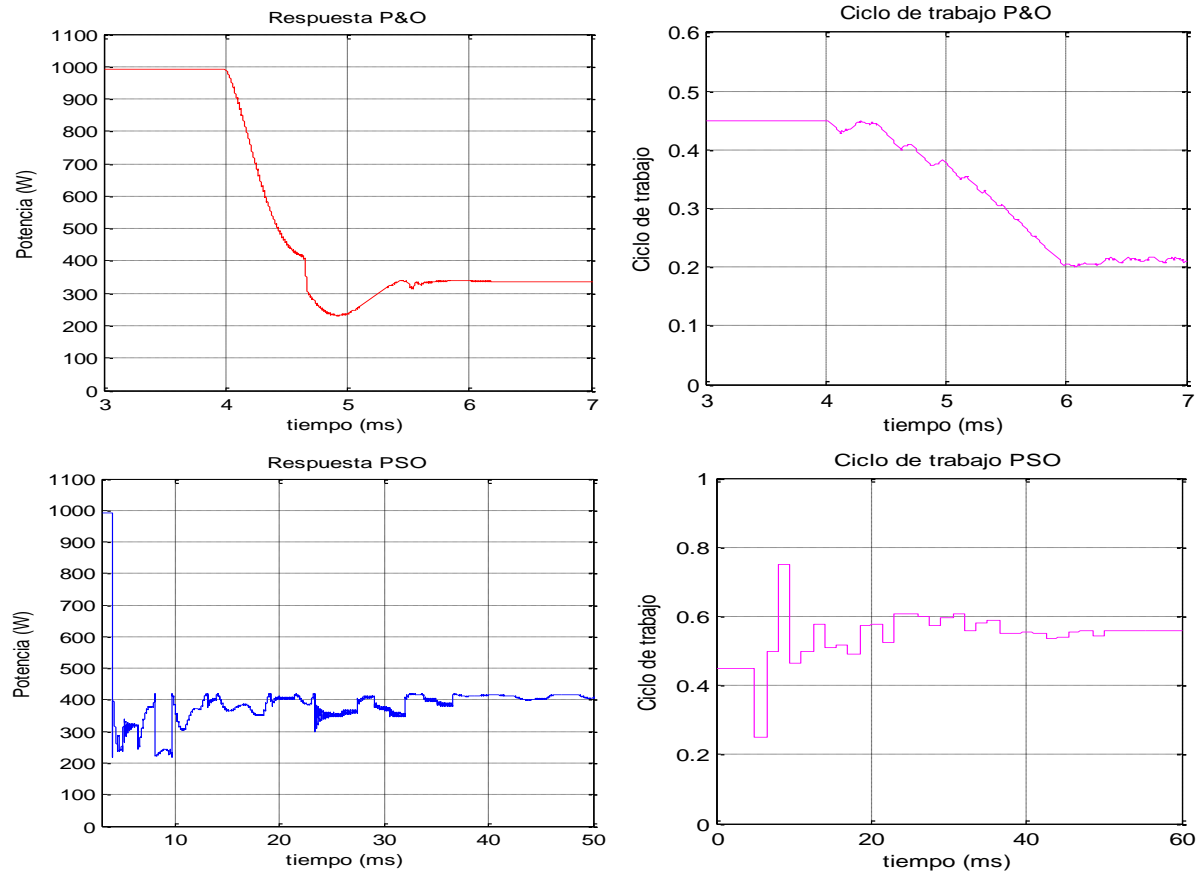


Figura 3.9 Comparación entre la respuesta del sistema bajo el algoritmo P&O y PSO bajo condiciones de sombreado parcial

En este ejemplo, al utilizar PSO se aprovechan alrededor de 70 W más que utilizando el algoritmo P&O, a costa de un tiempo de convergencia mayor y una complejidad elevada. En general, dependerá de las condiciones de operación de un SFV el que un algoritmo sea mejor que otro. Si no se presentaran condiciones de sombreado parcial, posiblemente el algoritmo P&O sea suficiente. Si hay la posibilidad de que se presenten CSP, puede convenir utilizar PSO.

Capítulo 4

Técnicas de control

Uno de los objetivos de esta tesis es la regulación de voltaje entregado a una carga variable de tipo resistivo. Para ello, de acuerdo a lo mencionado en el capítulo 1, se utilizó un convertidor CD/CD tipo Buck, controlado mediante un esquema tipo GPI o un control tradicional PID, con fines de comparación. El convertidor Buck se encuentra a la salida de un convertidor Boost, el cual es a su vez alimentado por el arreglo de paneles fotovoltaicos (Fig. 1.9).

4.1 Control Proporcional Integral Derivativo

Con fines de comparar el control GPI contra un esquema tradicional, se implementó un control PID. Para cerrar el lazo del convertidor Buck, es necesario hacer el análisis del mismo en pequeña señal y obtener su función de transferencia control-salida. En este caso, se utilizó el análisis de variables de estados promediados [41].

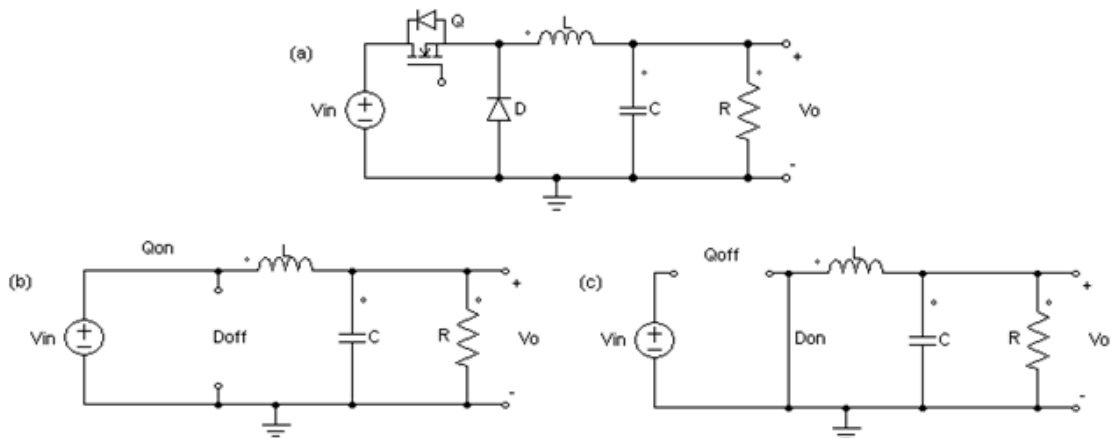


Figura 4.1 Circuitos equivalentes del convertidor Buck: (a) convertidor Buck, (b) circuito equivalente durante el tiempo de encendido, (c) circuito equivalente durante el tiempo de apagado

La figura 4.1 (mostrada previamente en la sección 2.2.2, se repite aquí para facilitar su ubicación al lector) muestra los circuitos equivalentes del convertidor Buck durante el tiempo de encendido y apagado. Si se toma la corriente en el inductor y el voltaje en el capacitor como x_1 y x_2 , respectivamente, y a la salida como y , de acuerdo a las leyes de Kirhhoff se tendrán las siguientes ecuaciones para el tiempo de encendido

$$v_{in} = L \frac{dx_1}{dt} + x_2 \quad (4.1)$$

$$\dot{x}_1 = \frac{v_{in}}{L} - \frac{x_2}{L}$$

$$x_1 = C \frac{dx_2}{dt} + \frac{x_2}{R} \quad (4.2)$$

$$\dot{x}_2 = \frac{x_1}{C} - \frac{x_2}{RC}$$

Y para el tiempo de apagado

$$\dot{x}_1 = -\frac{x_2}{L} \quad (4.3)$$

$$\dot{x}_2 = \frac{x_1}{C} - \frac{x_2}{RC} \quad (4.4)$$

Si A_1 y B_1 son las matrices de coeficientes de los estados y de las fuentes, respectivamente, durante el tiempo de encendido y A_2 y B_2 son sus contrapartes durante el tiempo de apagado se tiene que

$$A_1 = \begin{bmatrix} 0 & -\frac{1}{LC} \\ \frac{1}{C} & -\frac{1}{RC} \end{bmatrix} \quad B_1 = \begin{bmatrix} \frac{1}{L} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (4.5)$$

$$A_2 = \begin{bmatrix} 0 & -\frac{1}{L} \\ \frac{1}{C} & -\frac{1}{RC} \end{bmatrix} \quad B_2 = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Por otro lado, tomando en cuenta la ecuación promediada propuesta por Middlebrook y Cuk, siendo u la entrada y d el ciclo de trabajo

$$\dot{x} = [A_1 d + A_2(1-d)]x + [B_1 d + B_2(1-d)]u \quad (4.6)$$

donde introduciendo perturbaciones en torno a un punto de operación, de la forma

$$\begin{aligned} x &= X + \hat{x} \\ u &= U + \hat{u} \\ d &= D + \hat{d} \end{aligned} \quad (4.7)$$

se tiene

$$\dot{X} + \dot{\hat{x}} = [A_1 D + A_2(1-D) + (A_1 - A_2)\hat{d}](X + \hat{x}) + [B_1 D + B_2(1-D) + (B_1 - B_2)\hat{d}](U + \hat{u}) \quad (4.8)$$

Si se define

$$\begin{aligned} A &= A_1 D + A_2(1-D) \\ B &= B_1 D + B_2(1-D) \end{aligned} \quad (4.9)$$

Simplificando (4.8), linealizando (despreciando los términos no lineales), despreciando los términos en CD (haciendo el análisis en pequeña señal) y tomando

en cuenta que para la función de transferencia control-salida las perturbaciones de la fuente se hacen cero, se tiene

$$\dot{\hat{x}} = A\hat{x} + [(A_1 - A_2)X + (B_1 - B_2)U]\hat{d} \quad (4.10)$$

Aplicando la transformada de Laplace y simplificando se obtiene

$$\hat{x}(s) = [sI - A]^{-1} [(A_1 - A_2)X + (B_1 - B_2)U]\hat{d}(s) \quad (4.11)$$

Sustituyendo las ecuaciones 4.5 en 4.11 y simplificando

$$\hat{x}(s) = \frac{\begin{bmatrix} (s + \frac{1}{RC})\frac{U}{L} \\ \frac{U}{LC} \end{bmatrix} \hat{d}(s)}{s^2 + \frac{s}{RC} + \frac{1}{LC}} \quad (4.12)$$

tomando en cuenta que, en este caso, la variable de salida corresponde directamente con la variable de estado x_2 , la función de transferencia control-salida $\frac{\hat{v}_o(s)}{\hat{d}(s)}$, del convertidor Buck está dada por

$$\frac{\hat{v}_o(s)}{\hat{d}(s)} = \frac{\frac{E}{LC}}{s^2 + \frac{s}{RC} + \frac{1}{LC}} = G(s) \quad (4.13)$$

Nótese que se sustituyó la notación de la entrada U por E para evitar confusiones futuras.

La función de transferencia típica de un controlador PID es

$$F_{PID}(s) = k_p + k_i \frac{1}{s} + k_d s \quad (4.14)$$

Cerrando el lazo de la forma

$$H(s) = \frac{F_{PID}(s) * G(s)}{1 + F_{PID}(s) * G(s)} \quad (4.15)$$

Se obtiene la siguiente ecuación

$$H(s) = \frac{\frac{E}{LC} (k_p s + k_i + k_d s^2)}{s^3 + \left(\frac{1}{RC} + \frac{E}{LC} k_d \right) s^2 + \left(\frac{1}{LC} + \frac{E}{LC} k_p \right) s + \frac{E}{LC} k_i} \quad (4.16)$$

Entonces el polinomio característico está dado por

$$s^3 + \left(\frac{1}{RC} + \frac{E}{LC} k_d \right) s^2 + \left(\frac{1}{LC} + \frac{E}{LC} k_p \right) s + \frac{E}{LC} k_i = 0 \quad (4.17)$$

k_p , k_i , y k_d se eligen tal que la ecuación anterior se convierta en un polinomio Hurwitz de la forma

$$p(s) = (s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2)(s + \alpha) \quad (4.18)$$

característicamente utilizado en el método de colocación de polos. Por lo tanto

$$\begin{aligned} k_p &= \frac{2\zeta\omega_n \alpha LC + \omega_n^2 LC - 1}{E} \\ k_i &= \frac{\omega_n^2 \alpha LC}{E} \\ k_d &= \frac{LC}{E} \left(\alpha + 2\zeta\omega_n - \frac{1}{RC} \right) \end{aligned} \quad (4.19)$$

La ley de control PID resultante es

$$u_{av} = k_p e + k_i \int_0^t e dt + k_d \frac{de}{dt} \quad (4.20)$$

donde e está dado por

$$e = \bar{F} - F \quad (4.21)$$

en donde F es el valor medido de la variable a controlar, en este caso el voltaje de salida del convertidor, y \bar{F} es la referencia.

Para calcular k_p , k_d y k_i se establecieron los siguientes valores; $\omega_n=4000$, $\zeta=0.5$ y $\alpha=800$. Los valores de L , C , R y E son los propuestos en el capítulo 2. El esquema de control

descrito anteriormente fue implementado en Matlab/Simulink (Anexo E) y se cerró el lazo del convertidor Buck implementado en PSIM.

4.2 Control Proporcional Integral Generalizado

El esquema de control principal a utilizar en esta tesis es el controlador tipo GPI.

Como se mencionó con anterioridad, el controlador GPI es un tipo de control basado en el concepto de rechazo activo de perturbaciones, el cual a su vez es una evolución del control tradicional PID. En el control GPI, se reemplaza el término derivativo del PID por términos integrales y se incorporan compensadores integrales iterativos del error, para corregir el efecto desestabilizante de posibles perturbaciones [30]. Esta técnica se ha venido aplicando recientemente a convertidores CD/CD debido a su robustez con respecto a perturbaciones tanto internas como externas y a su rápida respuesta dinámica.

En el Anexo D se presentan las características del control GPI, necesarias para establecer la ley de control correspondiente.

En la figura 4.2 se muestra el circuito del convertidor reductor Buck.

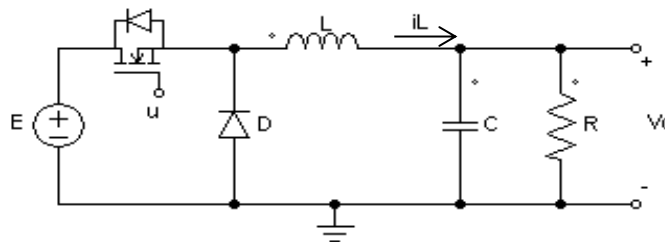


Figura 4.2 Circuito del convertidor reductor tipo Buck

El sistema puede ser descrito por las siguientes ecuaciones diferenciales:

$$\begin{aligned}
 L \frac{di_L}{dt} &= -v_o + Eu \\
 C \frac{dv_o}{dt} &= i_L - \frac{v_o}{R} \\
 y &= v_o
 \end{aligned}
 \tag{4.22}$$

El modelo de estados promediados del convertidor puede ser obtenido del modelo conmutado identificando la función de conmutación, $u \in \{0, 1\}$, con el control promedio, $u_{av} \in [0, 1]$.

El convertidor reductor es un sistema de segundo orden. En su forma canónica $\dot{x} = Ax + bu$ y $y = c^T x$, las matrices A , b y c están dadas de la siguiente manera:

$$A = \begin{bmatrix} 0 & -\frac{1}{L} \\ \frac{1}{C} & -\frac{1}{RC} \end{bmatrix} \quad b = \begin{bmatrix} \frac{E}{L} \\ 0 \end{bmatrix} \quad c^T = [0 \quad 1] \quad (4.23)$$

Con matriz de controlabilidad de Kalman

$$C_o = \begin{bmatrix} \frac{E}{L} & 0 \\ 0 & \frac{E}{LC} \end{bmatrix} \quad (4.24)$$

la cual tiene un determinante distinto de 0, por lo que el sistema es controlable y presenta una salida plana. La salida plana de un sistema del tipo $\dot{x} = Ax + bu$ está dada -multiplicada por un factor constante- por la combinación lineal de estados en la última fila de la inversa de la matriz de controlabilidad de Kalman. Para el convertidor Buck ésta es

$$F = \frac{LC}{E} v_o \rightarrow F = v_o \quad (4.25)$$

Por lo que puede tomarse a v_o como la salida plana.

La platitud diferencial del sistema indica que todas sus variables son parametrizables en términos de $F = v_o$ y un número finito de sus derivadas, por lo que

$$v_o = F \quad y \quad i_L = CF + \frac{F}{R} \quad (4.26)$$

Mientras que la señal de control u_{av} toma la forma

$$u_{av} = \frac{LC}{E} \left(\ddot{F} + \frac{\dot{F}}{RC} + \frac{F}{LC} \right) \quad (4.27)$$

La matriz de observabilidad de Kalman es

$$O = \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ \frac{1}{C} & -\frac{1}{RC} \end{bmatrix} \quad (4.28)$$

La cual es de rango completo, por lo tanto el sistema es observable, de forma que las variables de estado pueden ser parametrizadas en términos de entradas, salidas y un número finito de integrales iteradas de las mismas.

Integrando ambos lados de la ecuación 4.27 se obtiene un estimador integral \hat{F} , de la primera derivada de F

$$\dot{\hat{F}} = \frac{E}{LC} \int_0^t \left(u_{av}(\tau) - \frac{1}{E} F(\tau) \right) d\tau - \frac{1}{RC} F \quad (4.29)$$

Además

$$\dot{F} = \dot{\hat{F}} + \dot{F}_0 \quad (4.30)$$

siendo \dot{F}_0 la razón de cambio inicial, desconocida, del voltaje de salida.

Sustituyendo \dot{F} por $\dot{\hat{F}}$ en la ecuación 4.27

$$u_{av} = \frac{LC}{E} \ddot{\hat{F}} + \frac{L}{ER} \dot{\hat{F}} + \frac{1}{E} F \quad (4.31)$$

Con base en el anexo D y como se propone en [30], se tiene que

$$\begin{aligned} \ddot{F} &= -k_3(\dot{\hat{F}}) - k_2(F - \bar{F}) - k_1\gamma - k_0\eta \\ \dot{\gamma} &= F - \bar{F} \\ \dot{n} &= \gamma \end{aligned} \quad (4.32)$$

donde $e = F - \bar{F}$ (donde \bar{F} es la referencia) es el error de estabilización y γ y η realizan una compensación integral iterativa del error, para corregir el efecto desestabilizante de posibles perturbaciones.

Entonces la ley de control GPI toma la forma

$$\begin{aligned} u_{av} &= a_1 \varphi + a_2 \dot{\hat{F}} + a_3 F \\ \varphi &= -k_3 (\dot{\hat{F}}) - k_2 e - k_1 \int_0^t e(\tau) d\tau - k_0 \int_0^t \int_0^\tau e(\lambda) d\lambda d\tau \\ \dot{\hat{F}} &= \int_0^t (a_4 u_{av} - a_5 F) dt - a_6 F \end{aligned} \quad (4.33)$$

donde

$$\begin{aligned} a_1 &= \frac{LC}{E} & a_2 &= \frac{L}{ER} & a_3 &= \frac{1}{E} \\ a_4 &= \frac{E}{LC} & a_5 &= \frac{1}{LC} & a_6 &= \frac{1}{RC} \end{aligned} \quad (4.34)$$

Se puede escribir la ecuación 4.33 en términos del error como

$$\ddot{e} + k_3 \ddot{e} + k_2 \dot{e} + k_1 e + k_0 = 0 \quad (4.35)$$

Los valores de k_3 , k_2 , k_1 y k_0 se escogen tal que el polinomio característico

$$p(s) = s^4 + k_3 s^3 + k_2 s^2 + k_1 s + k_0 = (s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2)^2 \quad (4.36)$$

sea Hurwitz, por lo que las ganancias están dadas por

$$k_3 = 4\zeta\omega_n \quad k_2 = 4\zeta^2\omega_n^2 + 2\omega_n^2 \quad k_1 = 4\zeta\omega_n^3 \quad k_0 = \omega_n^4 \quad (4.37)$$

siendo ζ y ω_n cantidades positivas.

Los valores de ω_n y ζ utilizados fueron $\omega_n = 6000$ y $\zeta = 0.9$. Estas ecuaciones se implementaron en Matlab/Simulink (Anexo E) y se utilizaron para cerrar el lazo en el convertidor Buck, implementado en PSIM.

En la siguiente sección se muestran los resultados de la simulación del control PID, del control GPI y su comparación.

4.3 Comparación entre control PID y control GPI

Con el fin de comparar ambos controles, se simuló primero el comportamiento del convertidor Buck, alimentado por una fuente de voltaje ideal y con una resistencia como carga, siendo el ciclo de trabajo del convertidor controlado primero por el control PID y luego por el control GPI. Las figuras 4.3a, b y c muestran el voltaje a la salida del convertidor Buck ante una entrada de 200, 330 y 450 volts, respectivamente, bajo la acción de ambos controles. La referencia a seguir en este caso es un voltaje constante de 180 volts.

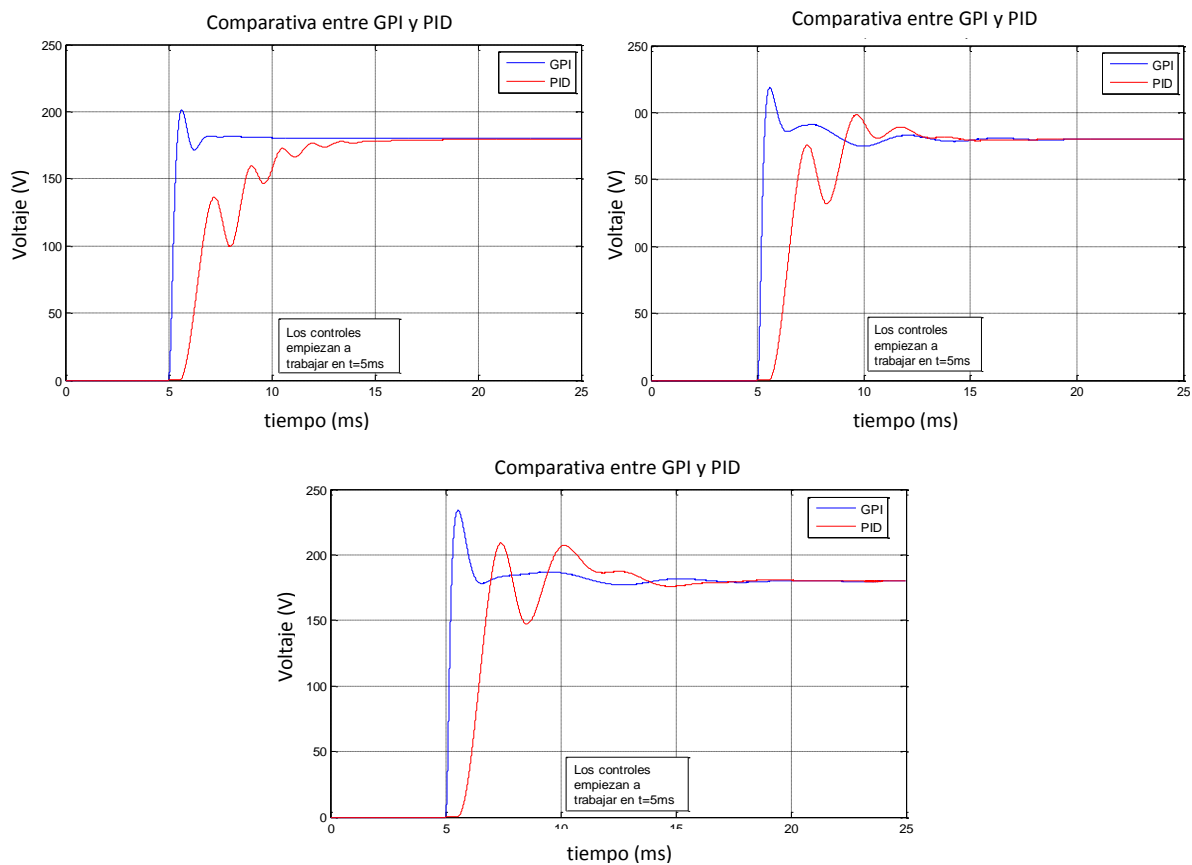


Figura 4.3 Respuesta de GPI vs PID ante una entrada de 200, 330 y 450 volts

Como puede observarse, en todos los casos el control GPI presenta menos transitorios que el control PID. Para una comparación cuantitativa entre ambos controles, existen varios criterios de desempeño, de los cuales se utilizaron la integral del error absoluto (IAE), integral del error cuadrático (ISE) y la integral del tiempo por el error absoluto (ITAE). Las ecuaciones para calcular cada una son respectivamente:

$$IAE = \int_0^{\infty} |e(t)| dt \quad ISE = \int_0^{\infty} e(t)^2 dt \quad ITAE = \int_0^{\infty} t |e(t)| dt \quad (4.37)$$

El criterio IAE es de fácil análisis pero no muy bueno para analizar sistemas altamente subamortiguados o sobreamortiguados, ISE da más importancia a los errores grandes que a los pequeños e ITAE da menor peso a los errores grandes que se presentan al inicio.

En la tabla siguiente se presentan los valores de IAE, ISE e ITAE utilizando los controles PID y GPI en el convertidor Buck alimentado con distintos valores de voltaje. Se observan consistentemente menores figuras de error utilizando el control GPI.

Tabla 4.1 Valores de los criterios de desempeño del control GPI y del control PID ante distintos valores de V_{in}

	$V_{in}=200\text{ V}$			$V_{in}=330\text{ V}$			$V_{in}=450\text{ V}$		
	IAE	ISE	ITAE	IAE	ISE	ITAE	IAE	ISE	ITAE
PID	0.4506	49.52	98×10^{-5}	0.3429	41.46	56×10^{-5}	0.3557	40.02	74×10^{-5}
GPI	0.0552	5.373	3×10^{-5}	0.08981	5.053	18×10^{-5}	0.0909	5.041	22×10^{-5}

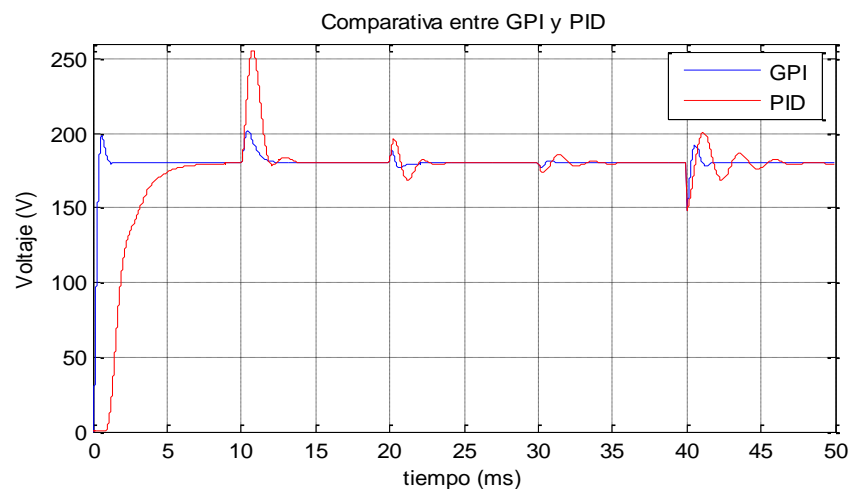


Figura 4.4 Respuesta de GPI vs PID ante variaciones paramétricas

En la figura 4.4 se muestra la respuesta de ambos controles ante variaciones paramétricas externas (voltaje de alimentación, resistencia de carga) e internas (inductancia, capacitancia). En $t = 10\text{ ms}$ el voltaje de alimentación cambia de 200 a 250 V. En $t = 20\text{ ms}$ la resistencia de carga cambia de 100 a 200 Ω . En $t = 30\text{ ms}$ la

inductancia del convertidor Buck cambia de 4.8 a 7 mH y finalmente, en $t = 40$ ms el valor de la capacitancia cambia de 8.33 a 10 μF . Se observa que el control GPI se comporta mejor que PID ante cada variación paramétrica.

La figura 4.5 muestra la respuesta del convertidor Buck alimentado por una fuente ideal, bajo ambos esquemas de control, ante variaciones súbitas en la carga. Primeramente, la carga es de 50 ohms. En $t = 10$ ms la carga cambia a 100 ohms. Posteriormente, en $t = 20$ ms, la carga cambia a 200 ohms.

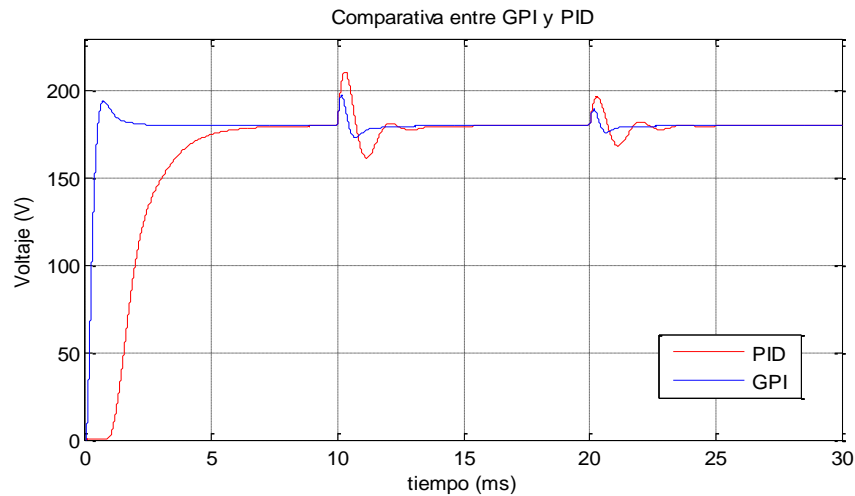


Figura 4.5 Respuesta de GPI vs PID ante variaciones súbitas en la carga

Como puede observarse, también en este caso el control GPI se desempeña mejor que el PID, presentando un menor sobreimpulso y menos oscilaciones, para cada uno de los cambios en la carga.

Capítulo 5

Pruebas y resultados de simulación del sistema integral

5.1 Sistema completo

El sistema fotovoltaico completo consta del arreglo de cuatro paneles fotovoltaicos en serie, el convertidor elevador tipo Boost controlado por el algoritmo híbrido PSO/P&O para realizar el seguimiento del punto de máxima potencia, el convertidor reductor tipo Buck controlado por GPI para la regulación de voltaje a una carga variable de tipo resistivo y el banco de diez baterías.

Existen principalmente dos casos de operación del sistema, dependiendo de la posición del banco de baterías: Cuando el arreglo de paneles recibe una irradiancia tal que la potencia generada por éste es suficiente para, por lo menos, alimentar la carga y si existe un excedente, para cargar las baterías. En este caso el banco de baterías está en la posición de carga. El segundo caso se da cuando el arreglo de paneles no recibe

irradiancia suficiente (en las noches, por ejemplo). En este caso, el banco de baterías funciona como fuente para alimentar la carga.

Usualmente, la corriente con la que se carga y descarga el banco de baterías suele ser controlada por un convertidor CD/CD bidireccional. Sin embargo en este trabajo, por cuestiones de limitaciones en el tiempo, se utilizó un convertidor Buck en lazo abierto para el modo de carga y el convertidor Boost de la primera etapa para el modo de descarga.

En la figura 5.1 se ilustra el modo de carga, con el arreglo de paneles fotovoltaicos alimentando a la carga y a las baterías. En este caso, la batería (con su convertidor Buck a la entrada) está conectada a la salida del convertidor Boost. La carga se conecta en paralelo con su propio convertidor Buck, controlado por el GPI.

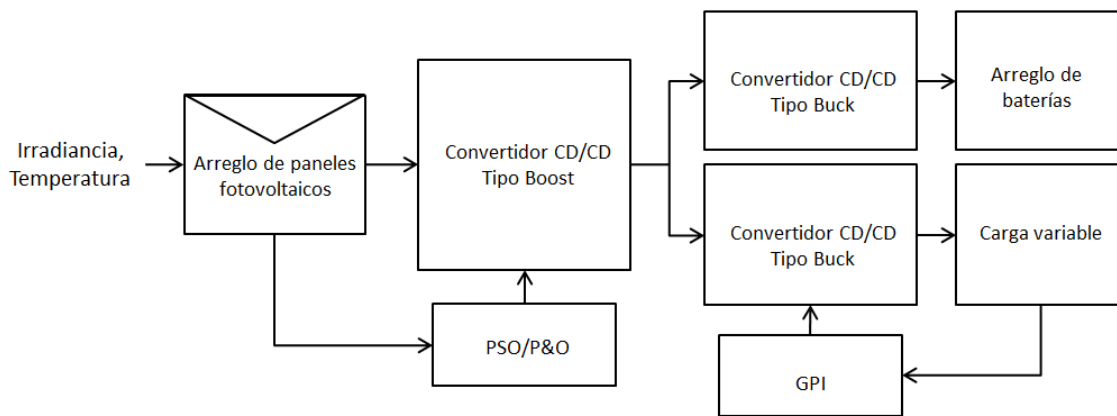


Figura 5.1 Sistema fotovoltaico con el arreglo de baterías como carga

El modo de descarga (figura 5.2) se da cuando la potencia entregada por el panel baja de cierto nivel por más de un tiempo determinado. En este caso se desconecta el arreglo de paneles a la entrada del convertidor Boost y su lugar es ocupado por el arreglo de baterías, que funciona como fuente de alimentación. La carga sigue conectada como antes, a la salida del convertidor Buck, controlado por el esquema GPI.

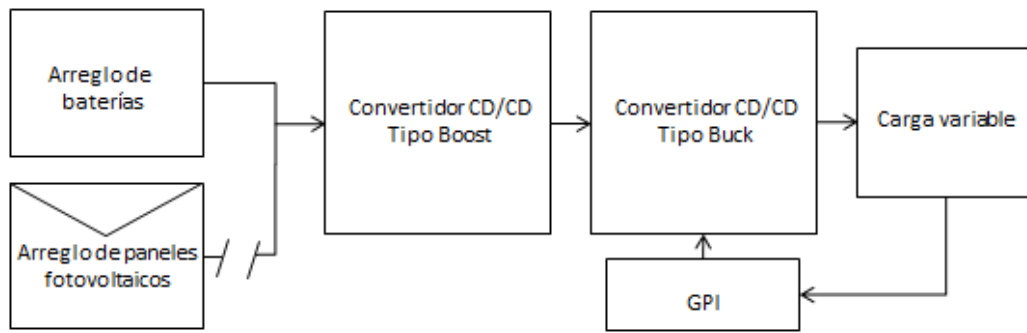


Figura 5.2 Sistema fotovoltaico con el arreglo de baterías como fuente (arreglo de paneles desconectado)

5.2 Pruebas del sistema completo con la batería como carga

El sistema completo se simuló en la plataforma Matlab/Simulink, en comunicación con la plataforma PSIM. Simulink se utilizó principalmente para los esquemas de control mientras que en PSIM se modelaron los componentes electrónicos. Para los algoritmos de SPMP se aprovecharon los bloques de funciones C, en PSIM.

En la figura 5.3 se muestran varias formas de onda del sistema completo, con el arreglo de paneles alimentando la carga y la batería. La irradiancia recibida es de 1 kW/m^2 en todos los paneles. La temperatura de operación es de 25 grados centígrados. La referencia para el control GPI es un voltaje constante de 180 volts. Este esquema se probó variando la resistencia de carga, que en un principio es de 70 ohms. En $t = 55 \text{ ms}$ ésta cambia a 160 ohms y en $t = 60 \text{ ms}$ cambia a 270 ohms. En todas las gráficas del lado izquierdo, las variaciones en voltaje y corriente entre 0 y 50 ms se dan debido a que en ese tiempo está actuando el algoritmo PSO. Estas variaciones son inherentes al comportamiento del algoritmo. Las gráficas del lado derecho muestran una ampliación (zoom) en tiempo, de 50 a 65 ms, que es el tiempo a partir del cual empieza a trabajar el control GPI. Durante este tiempo, el algoritmo de SPMP es el P&O.

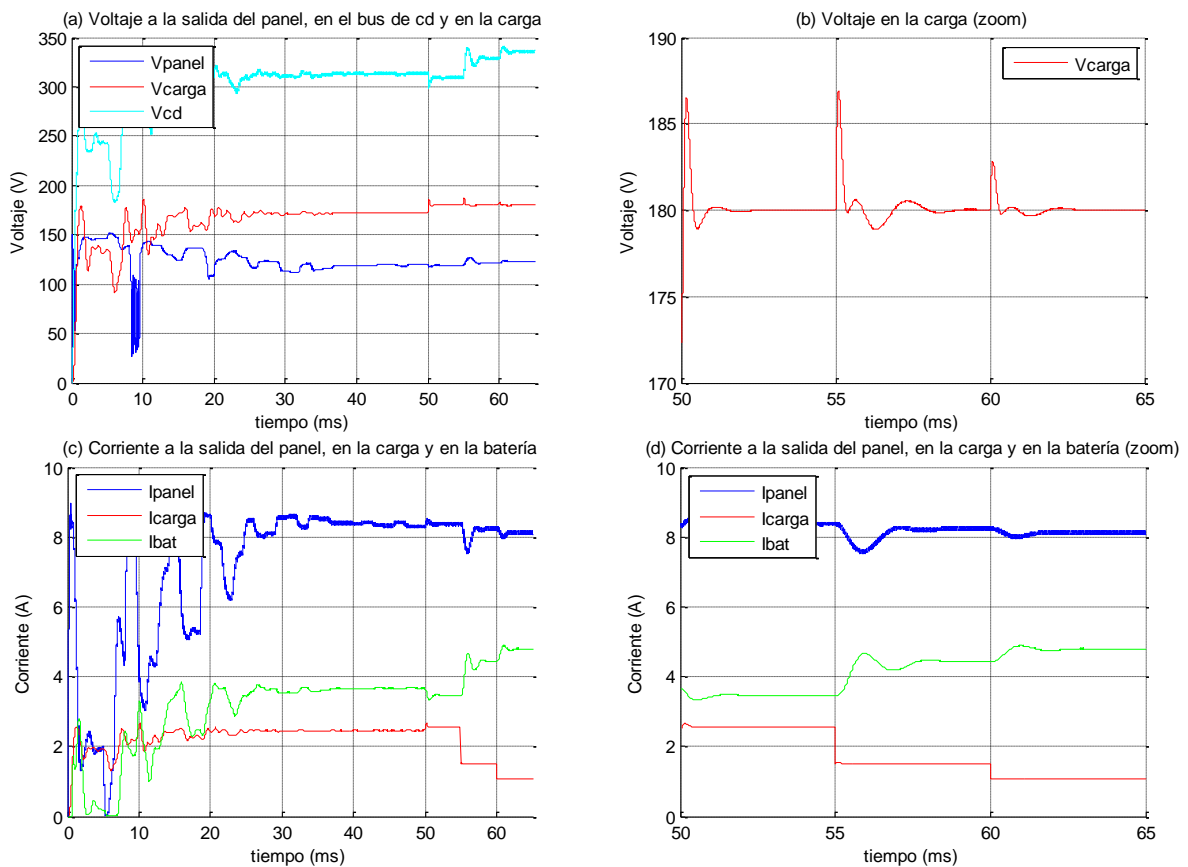
La figura 5.3a muestra el voltaje entregado por el arreglo de paneles, el voltaje en el bus de CD (en el capacitor de acoplamiento entre los convertidores Boost y Buck) y el voltaje que se entrega a la carga. Con esta irradiancia, los paneles operando en el PMP entregan un voltaje de aproximadamente 120.5 volts. En el bus de CD se tienen aprox. 320 volts, que son regulados por el convertidor reductor a un voltaje constante de 180

5. Pruebas y resultados de simulación del sistema integral

volts. En 5.3b se observa el voltaje en la carga, regulado por el control GPI. En este caso el sobretiro presenta un máximo de 7 volts.

En 5.3c y d se muestran la corriente entregada por el panel, la corriente a través de la carga y la corriente recibida por la batería. En las figuras 5.3e y f se observa la potencia entregada por los paneles, la potencia consumida por la carga y la potencia entregada a la batería. La suma de las dos últimas es igual a la primera. Se observa también que conforme aumenta la resistencia de carga, disminuye la potencia consumida por la misma. Esta potencia excedente es consumida por el banco de baterías.

Las figuras 5.3g y h muestran el ciclo de trabajo del convertidor Boost, resultado de la acción de los algoritmos PSO/P&O, y la acción de control del controlador GPI sobre el convertidor Buck.



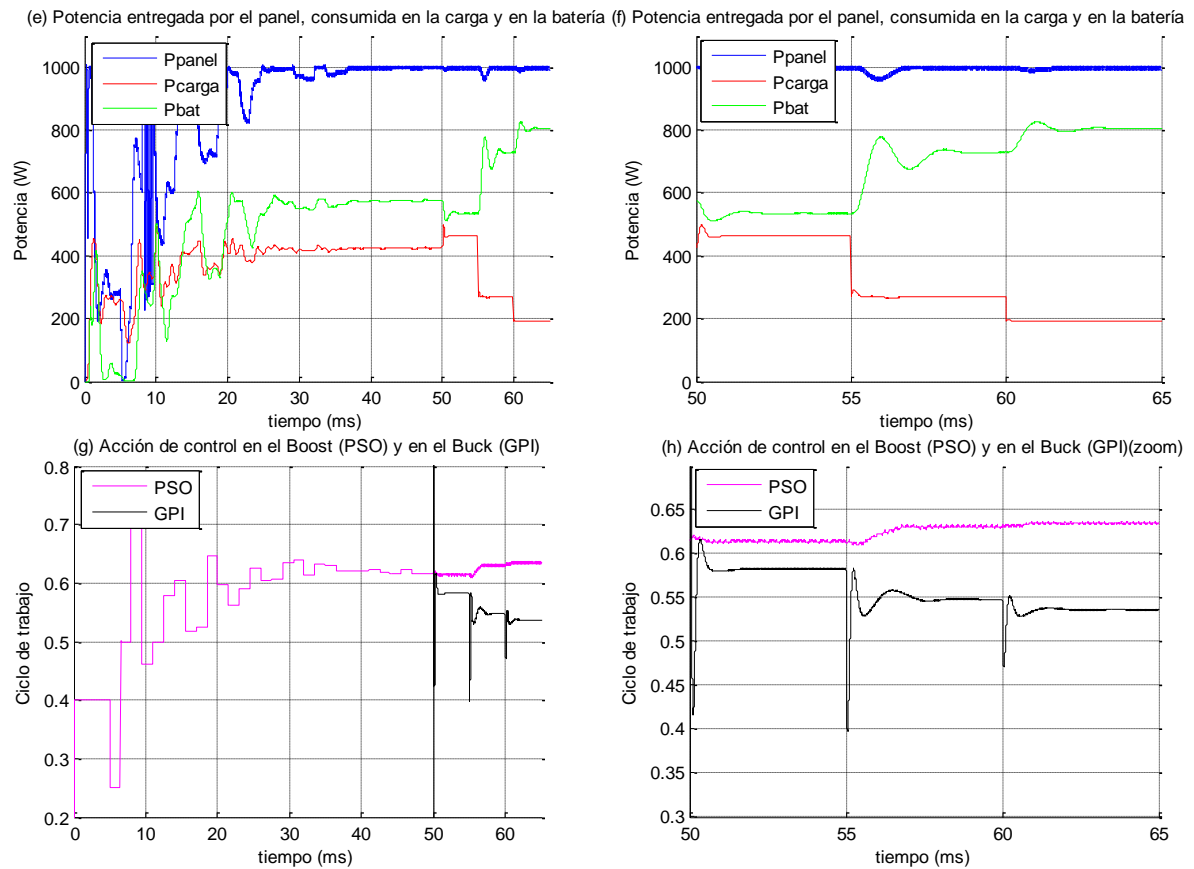


Figura 5.3 Gráficas del sistema completo con el arreglo de baterías como carga. Irradiancia de 1 kW/m²

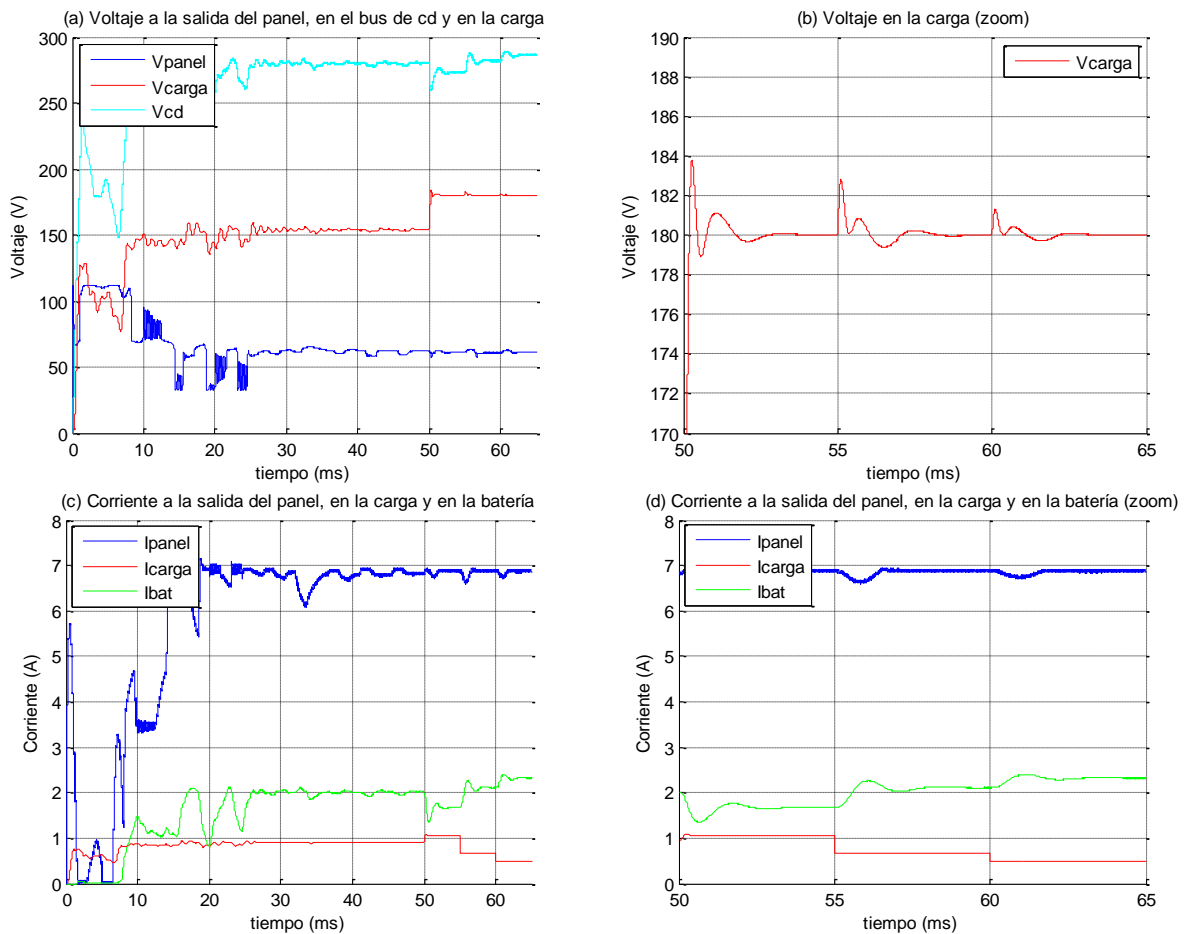
En la figura 5.4 se muestran gráficas similares, con el arreglo de paneles alimentando la carga y la batería, pero esta vez bajo condiciones de sombreado parcial. La irradiancia recibida es distinta en cada panel fotovoltaico, con valores de 1000, 800, 400 y 0 W/m². La temperatura operacional es nuevamente de 25° C. La resistencia de carga es al principio de 170 ohms. En t = 55 ms ésta cambia a 270 ohms y en t = 60 ms cambia a 370 ohms. Esta vez, debido a los valores de irradiancia utilizados, la potencia máxima que pueden entregar los paneles es de 420 Watts, como se observa en la figura 5.4f.

En la figura 5.4a se observa que el voltaje entregado por el arreglo de paneles es ahora de sólo 60 volts. En 5.4b se aprecia que el control GPI sigue desempeñando bien su trabajo, regulando el voltaje en la carga a 180 volts, aún ante cambios súbitos de resistencia.

5. Pruebas y resultados de simulación del sistema integral

En la figura 5.4c se muestran la corriente entregada por el arreglo de paneles (que en este caso es de 7 amperes), la corriente consumida por la carga y la corriente consumida por el arreglo de baterías. Se observa que la batería recibe solamente alrededor de 2 amperes, por lo que se cargará más lentamente, aunque, como se ve en la figura 5.4f, toda la potencia entregada por el panel se sigue aprovechando.

Las figuras 5.4g y h muestran las acciones de control correspondientes al convertidor elevador (PSO/P&O) y al convertidor reductor (GPI). Durante los primeros 50 ms actúa el algoritmo PSO y a partir de ese punto empiezan a actuar el control GPI y el algoritmo P&O.



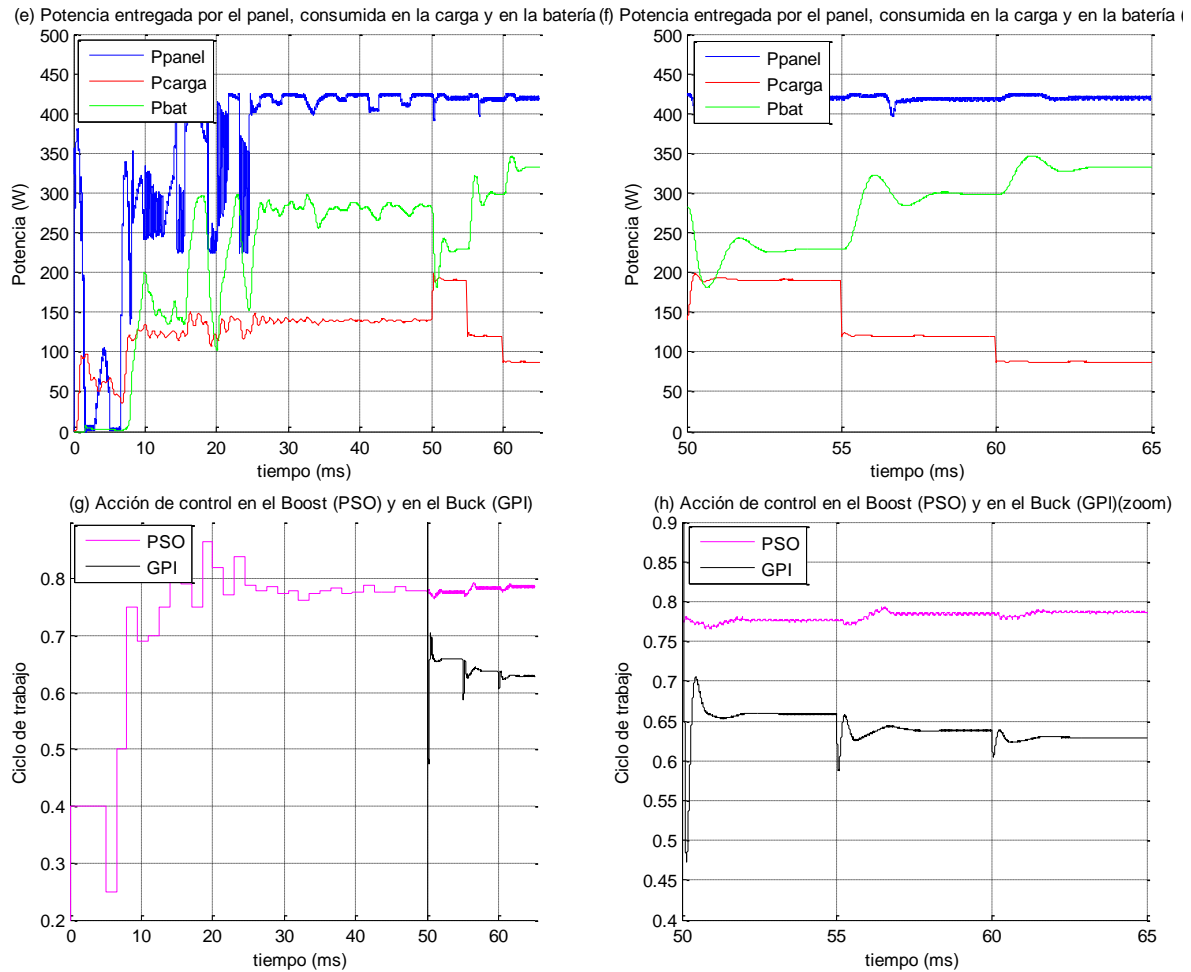


Figura 5.4 Gráficas del sistema completo con el arreglo de baterías como carga, bajo condiciones de sombreado parcial

5.3 Pruebas del sistema completo con la batería como fuente

En la figura 5.5 se muestran varias formas de onda en el sistema completo, esta vez con el arreglo de paneles desconectado (caso en que no recibe irradiancia suficiente para alimentar a la carga) y el arreglo de baterías actuando como fuente, proporcionando energía a la carga. Concretamente, se busca observar las formas de onda de la corriente y del voltaje entregados por el arreglo de baterías. Se busca conocer también las formas de onda en el convertidor Buck, así como la potencia entregada por la batería y consumida por la carga.

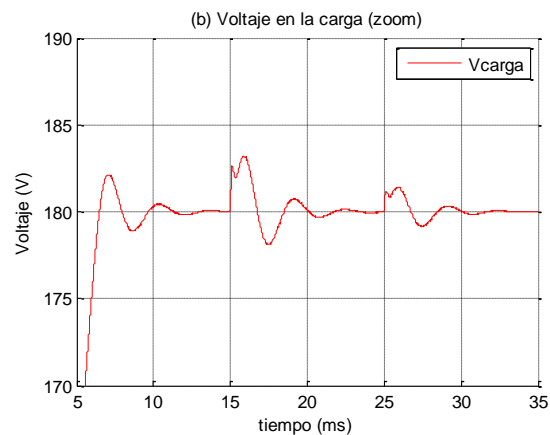
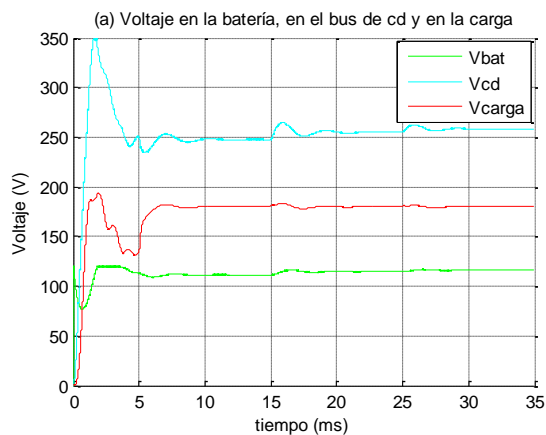
5. Pruebas y resultados de simulación del sistema integral

En este caso, ya no se utiliza ningún algoritmo de seguimiento de punto de máxima potencia. La resistencia de carga es al principio de 170 ohms. En $t = 15$ ms ésta cambia a 270 ohms y en $t = 25$ ms cambia a 370 ohms. El control GPI empieza a actuar a partir de 5 ms, que es el intervalo de tiempo que se muestra en todas las gráficas del lado derecho.

La figura 5.5a muestra el voltaje de la batería, el voltaje en el bus de CD (entre los convertidores Boost y Buck) y el voltaje que se entrega a la carga. En 5.5b se observa el voltaje en la carga, regulado por el control GPI.

En 5.5c y d se muestran la corriente entregada por el arreglo de baterías y la corriente a través de la carga. El pico de corriente que se observa en los primeros 5 ms en la figura 5.5c corresponde al tiempo de estabilización del convertidor Boost, que en este caso se encuentra en lazo abierto.

En las figuras 5.5e y f se observa la potencia entregada por las baterías y la potencia consumida por la carga. Nuevamente, debe cumplirse que éstas sean equivalentes. Las figuras 5.5g y h muestran la acción del controlador GPI sobre el convertidor Buck para la regulación de voltaje en la carga.



5. Pruebas y resultados de simulación del sistema integral

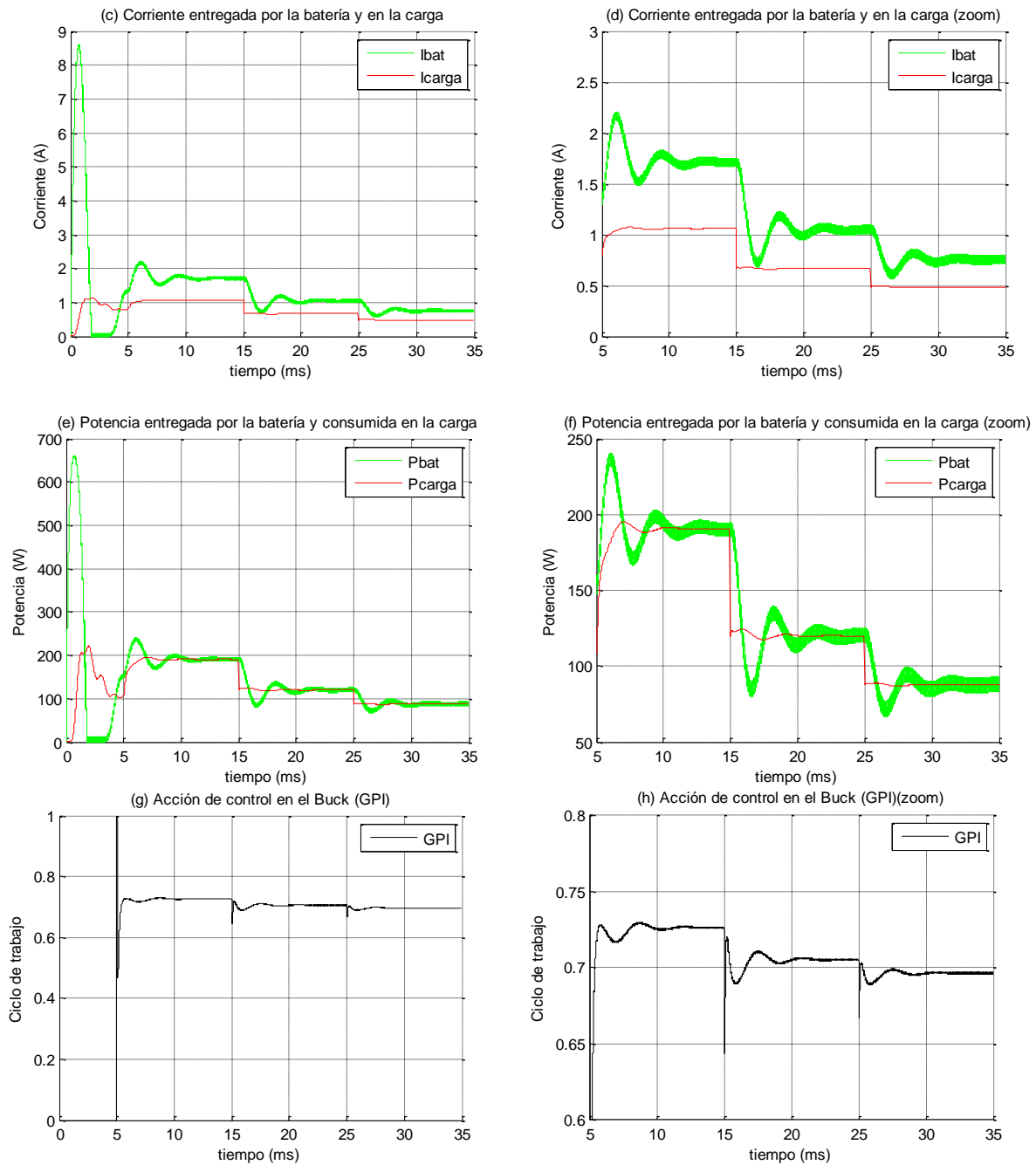


Figura 5.5 Gráficas del sistema completo con el arreglo de baterías actuando como fuente. Panel fotovoltaico desconectado

Capítulo 6

Conclusiones y trabajos futuros

6.1 Conclusiones

Para implementar un sistema fotovoltaico se requiere de una inversión inicial elevada. Para que un SFV sea considerado como una alternativa redituable a las fuentes de energía convencionales es necesario utilizar un algoritmo de SPMP, para aprovechar al máximo la energía que el arreglo de paneles sea capaz de proporcionar.

Cualquier incremento en la potencia entregada por los paneles, aunque no parezca muy significativo al principio, se vuelve importante si se considera a lo largo del periodo de vida útil del sistema fotovoltaico.

Durante el desarrollo de este trabajo se programó un modelo matemático de panel fotovoltaico que aproxima de manera fiel el comportamiento de un panel real. Este modelo es una herramienta efectiva para el análisis y la comprensión del funcionamiento de un dispositivo fotovoltaico.

En cuanto al algoritmo de SPMP a utilizar, no puede concluirse llanamente que uno sea mejor que otro en cualquier situación, ya que esto depende de las condiciones en

que vaya a utilizarse el SFV. Si se considera utilizarlo en una zona en que todos los paneles recibirán exactamente la misma irradiancia en todo momento, un algoritmo de SPMP sencillo, como P&O, puede ser suficiente. Sin embargo, si hay la posibilidad de que existan condiciones de sombreado parcial, es más conveniente considerar un algoritmo más complejo, como el PSO, para garantizar el SPMP.

Con respecto al esquema de control encargado de la regulación de voltaje en la carga variable, se observó que el control GPI es superior al PID, en cuanto a que presenta menos transitorios y un menor error en estado estable. Sin embargo, esta mejoría tiene un costo en la complejidad que requiere el control GPI comparada con la del PID.

Al realizar las pruebas sobre el sistema completo, se observó que tanto el algoritmo PSO para el SPMP como el control GPI para regulación de voltaje presentan cierta robustez ante variaciones en el voltaje del bus de CD y la resistencia de carga.

6.2 Trabajos futuros

Debido a la necesidad de realizar dos acciones de control diferentes simultáneamente (una para lograr el SPMP y otra para la regulación de voltaje ante cambios en la carga), para este trabajo se propuso la utilización de un convertidor Boost seguido de un convertidor Buck. En un trabajo futuro sería interesante analizar la factibilidad de realizar ambas acciones de control con un solo convertidor, y las implicaciones que esto traería sobre el sistema.

Por cuestiones de limitación en el tiempo, en este trabajo no se realizó el diseño de algún convertidor CD/CD bidireccional, típicamente utilizado para la carga y descarga del banco de baterías. Se propone como trabajo futuro estudiar las opciones en este tipo de convertidores, y analizar la mejor opción para sistemas fotovoltaicos.

Dentro de este trabajo se consideraron dos modos de operación del sistema: el caso en el que el arreglo de paneles alimenta la carga y las baterías y el caso en el que los paneles están desconectados y la batería actúa como una fuente. Existe un tercer caso, sin embargo, que se sugiere estudiar más a fondo: el caso en el que el arreglo

fotovoltaico aporta todavía una pequeña cantidad de energía, que por sí sola no es suficiente para alimentar la carga. En esta situación, podría utilizarse el banco de baterías como fuente, en conjunto con los paneles, para aportar energía a la carga.

También referente a la carga y descarga de las baterías, una opción a explorar es la de tener un banco de baterías modular, es decir, que en lugar de cargar o descargar a todas ellas al mismo tiempo, podría existir la posibilidad de hacerlo de manera independiente, para realizar la transición en la operación del banco de baterías de modo carga a modo fuente y viceversa, de manera gradual.

Bibliografía

- [1] R. Llata y G. Muñoz. Energías Alternativas en México: Retos y Oportunidades. Revista CECTI [en línea]. Disponible en: <http://www.revistacecti.com/?p=1242>
- [2] R. Wai, W. Wang, C. Lin, "High-Performance Stand-Alone Photovoltaic Generation System", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol.55, no.1, pp.240-250, Enero 2008
- [3] G. Carr. (2012, Nov.). Alternative energy will no longer be alternative. The Economist [en línea]. Disponible en: <http://www.economist.com/news/21566414-alternative-energy-will-no-longer-be-alternative-sunny-uplands>
- [4] N. Femia, G. Petrone, G. Spagnuolo, M. Vitelli. "Optimization of Perturb and Observe Maximum Power Point Tracking Method", *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol.20, no.4, pp.963-973, Julio 2005
- [5] D. Delso. Paneles solares en Cariñena, España. Disponible en https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Paneles_solares_en_Cari%C3%B1ena,_Espa%C3%B1a,_2015-01-08,_DD_13.JPG
- [6] B. Alajmi, K. Ahmed, S. Finney, B. Williams, "A Maximum Power Point Tracking Technique for Partially Shaded Photovoltaic Systems in Microgrids", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol.60, no.4, pp.1596-1606, Abril 2013
- [7] T. Eram, P. Chapman, "Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol.22, no.2, pp.439-449, Junio 2007

- [8] B. Subudhi, R. Pradhan, "A Comparative Study on Maximum Power Point Tracking Techniques for Photovoltaic Power Systems", *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol.4, no.1, pp.89-98, Enero 2013
- [9] M. Masoum, H. Dehbonei, E. Fuchs, "Theoretical And Experimental Analyses of Photovoltaic Systems With Voltage and Current-Based Maximum Power Point Tracking", *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 17, no. 4, pp.514-522, Diciembre 2002
- [10] H. Koizumi, K. Kurokawa, "A Novel Maximum Power Point Tracking Method for PV Module Integrated Converter", *Proc. 36th Annu. IEEE Power Electron. Spec. Conf.*, pp.2081-2086, 2005
- [11] B. Subudhi, R. Pradhan, "Characteristics Evaluation and Parameter Extraction of a Solar Array Based on Experimental Analysis", *Power Electronics and Drive Systems (PEDS)*, pp.340-344, Diciembre 2011
- [12] V. Salas, E. Olias, A. Lazaro, A. Barrado, "New Algorithm Using Only One Variable Measurement Applied to a MPPT", *Solar Energy Mater. Solar Cells*, vol. 87, no. 14, pp.675-684, 2005
- [13] G. de Cesare, D. Caputo, A. Nascetti, "Maximum Power Point Tracker for Photovoltaic Systems With Resistive Like Load", *Solar Energy*, vol. 80, no. 8, pp.982-988, 2006
- [14] L. Piegari, R. Rizzo, "Adaptive Perturb and Observe Algorithm for Photovoltaic Maximum Power Point Tracking", *Renewable Power Generation, IET*, vol.4, no.4, pp.317-328, Julio 2010
- [15] J. Enrique, J. Andujar, M. Bohorquez, "A Reliable, Fast, and Low Cost Maximum Power Point Tracker for Photovoltaic Applications", *Solar Energy*, vol. 84, no. 1, pp.79-89, 2010
- [16] A. Garrigos, J. Blanes, J. Carrasco, J. Ejea, "Real Time Estimation of Photovoltaic Modules Characteristics and its Application to Maximum Power Point Operation", *Renewable Energy*, vol. 32, no. 6, pp.1059-1076, 2007

- [17] Safari y S. Mekhilef, "Simulation and Hardware Implementation of Incremental Conductance MPPT With Direct Control Method Using Cuk Converter", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol.58, no.4, pp.1154-1161, Abril 2011
- [18] Y. Kondo, V. Phimmason, Y. Ono, M. Miyatake, "Verification of Efficacy of PSO-based MPPT for Photovoltaics", *2010 International Conference on Electrical Machines and Systems (ICEMS)*, pp.593-596, Octubre 2010
- [19] S. Chowdhury, H. Saha, "Maximum Power Point Tracking of Partially Shaded Solar Photovoltaic Arrays", *Solar Energy Mater. Solar Cells*, vol. 94, no. 1, pp.1441-1447, 2010
- [20] K. Ishaque, Z. Salam, "A Deterministic Particle Swarm Optimization Maximum Power Point Tracker for Photovoltaic System Under Partial Shading Condition", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol.60, no.8, pp.3195-3206, Agosto 2013
- [21] X. Wang, W. Wan, X. Zhang, X. Yu, "Annealed Particle Filter Based on Particle Swarm Optimization for Articulated Three-dimensional Human Motion Tracking", *Opt. Eng.* 49, Enero 2010
- [22] K. Aström, T. Hägglund, "PID Controllers: Theory, Design and Tuning", Segunda Edición, Instrument Society of America, 1995.
- [23] C. Zhou, Q. Zhang, D. Ezechias, Y. Gao, H. Deng, S. Qu, "A General Digital PID Controller Based on PWM for Buck Converter," *World Congress on Intelligent Control and Automation (WCICA)*, pp.4596-4599, Junio 2014
- [24] S. Lee, J. Burm, "A DC-DC Buck Converter with Using a Digital PID Regulator Based on a Simple Control Algorithm," *International Symposium on Signals, Circuits and Systems (ISSCS)*, pp.1-4, Junio 2011
- [25] E. MadhuKiran, P. Thota, B. Sridhar, K. Dileesh, "Control of Buck Converter by Polynomial, PID and PD Controllers," *Asia Pacific Conference on Postgraduate Research in Microelectronics and Electronics (Prime Asia)*, pp.94-99, Diciembre 2012
- [26] H. Jingqing, "From PID to Active Disturbance Rejection Control", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol.56, no.3, pp.900-906, Marzo 2009

- [27] H. Sira-Ramirez, M.A. Oliver-Salazar, "On the Robust Control of Buck-Converter DC-Motor Combinations", *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol.28, no.8, pp.3912-3922, Agosto 2013
- [28] H. Sira-Ramírez, M. Velasco-Villa, A. Rodríguez-Angeles, "Trajectory Tracking Control of an Input Delayed Monocycle", *American Control Conference (ACC), 2010*, pp.1184-1189, Julio 2010
- [29] M. Ramirez-Neria, H. Sira-Ramirez, A. Rodriguez-Angeles, A. Luviano-Juárez, "An Active Disturbance Rejection Controller for a Parallel Robot Via Generalized Proportional Integral Observers", *American Control Conference (ACC)*, pp.5478-5483, Junio 2012
- [30] E. Zurita-Bustamante, J. Linares-Flores, E. Guzman-Ramirez, H. Sira-Ramirez. "A Comparison Between the GPI and PID Controllers for the Stabilization of a DC-DC "Buck" Converter: A Field Programmable Gate Array Implementation", *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol.58, no.11, pp.5251-5262, Noviembre 2011
- [31] H. Sira-Ramirez, F. Gonzalez-Montanez, J. Cortés-Romero, A. Luviano-Juárez. "A Disturbance Rejection Approach for the Induction Motor Through Observer Based Generalized PI Control," *American Control Conference (ACC) 2012*, pp.1162-1167, Junio 2012
- [32] M. Gradela, J. Rafael, "Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays", *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 24, no.5, Mayo 2005
- [33] S. Pukhrem, "A Photovoltaic Panel Model in Matlab Simulink", Faculty of Electrical Engineering, Wroclaw University of Technology. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/255721161_A_PHOTOVOLTAIC_PANEL_MODEL_IN_MATLABSIMULINK
- [34] S. Mahmoud, M. Alsari, E. Reda, R. Alhammadi, "Matlab Modeling and Simulation of Photovoltaic Modules", *IEEE 55th International Midwest Symposium on Circuits and Systems*, pp.786-789, Agosto 2012

- [35] Solartec S.A., Hoja de datos de panel fotovoltaico S60PC. Disponible en <http://www.solartec.mx/doctos/modulos/poli/S60PC.pdf>, [Accesado en Septiembre, 2014]
- [36] S. Ang, A. Oliva, "Power-Switching Converters", Segunda Edición, Taylor & Francis Group, 2005.
- [37] M. Ceraolo, "New Dynamical Models of Lead-Acid Batteries", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, no. 4, pp. 1184-1190, Noviembre 2010
- [38] Universal Power Group Inc., Hoja de datos de batería UB12550. Disponible en: <http://upgi.com/Themes/leanandgreen/images/UPG/ProductDownloads/45825.pdf>, [Accesado en Septiembre, 2015]
- [39] D. Sanz, "Maximum Power Point Tracking Algorithms for Photovoltaic Applications", Tesis de Maestría, Aalto University, Diciembre 2010.
- [40] R. Eberhart, J. Kennedy, "A New Optimizer Using Particle Swarm Theory," *Proceedings of the Sixth International Symposium on Micro Machine and Human Science*, pp.39-43, Octubre 1995
- [41] R. Middlebrook, S. Cuk, "A General Unified Approach to Modeling Switching Converter Power Stages", *IEEE Power Electronics Specialists Conference*, pp 18-34, 1976
- [42] C. Guzmán, "Diseño y Control de un Robot Terapéutico para la Rehabilitación de Cadera", Tesis de Doctorado, Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico, Julio 2014

Anexos

Anexo A: Irradiancia y Condiciones Estándar de Prueba

El espectro de luz solar que reciben los dispositivos fotovoltaicos en la superficie terrestre se ve afectado por la atmósfera. En el vacío del espacio, la energía que irradia el sol es de 1353 W/m^2 , aproximadamente. En la superficie terrestre, este valor es de 1 kW/m^2 (este es un valor de referencia, ya que la irradiancia neta depende de muchos factores).

Los dispositivos fotovoltaicos se evalúan con respecto a una distribución espectral estándar, definida por la Sociedad Americana para Pruebas y Materiales (ASTM), conocida como AM1.5. Este estándar se define para un dispositivo fotovoltaico cuya superficie esta inclinada 37 grados, y dirigida hacia los rayos del sol. El término AM se refiere a masa de aire (air mass), que se interpone entre el sol y la superficie terrestre y afecta la distribución espectral e intensidad de la luz. El número x que va después de AM indica la longitud de la trayectoria de la luz y se define como

$$x = \frac{1}{\cos \theta_z} \quad (\text{a1})$$

donde θ_z es el ángulo del sol con respecto al cenit, así que mientras más grande es x , mayor es la trayectoria y la masa de aire que se interpone entre el sol y la superficie. El estándar AM1.5 corresponde a un ángulo del sol con respecto al cenit de 48.19° , como se observa en la figura A1.

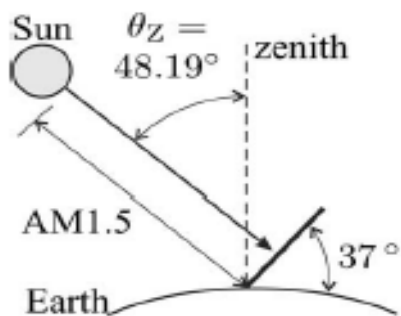


Figura A1. Condiciones estándar de prueba [32]

Ya que la irradiancia depende de muchos factores (posición geográfica, tiempo del día, día del año, etc.) los fabricantes de dispositivos fotovoltaicos utilizan Condiciones Estándar de Prueba (STC, por sus siglas en inglés) para evaluar y comparar distintos dispositivos. La información en las hojas de datos se proporciona con respecto a dichas condiciones estándar de prueba, que se refieren a una irradiancia de 1 kW/m^2 , un espectro AM1.5 y una temperatura de 25° C .

Anexo B: Modelo del panel fotovoltaico implementado en Simulink

La figura B1 muestra el modelo del panel fotovoltaico implementado en Simulink.

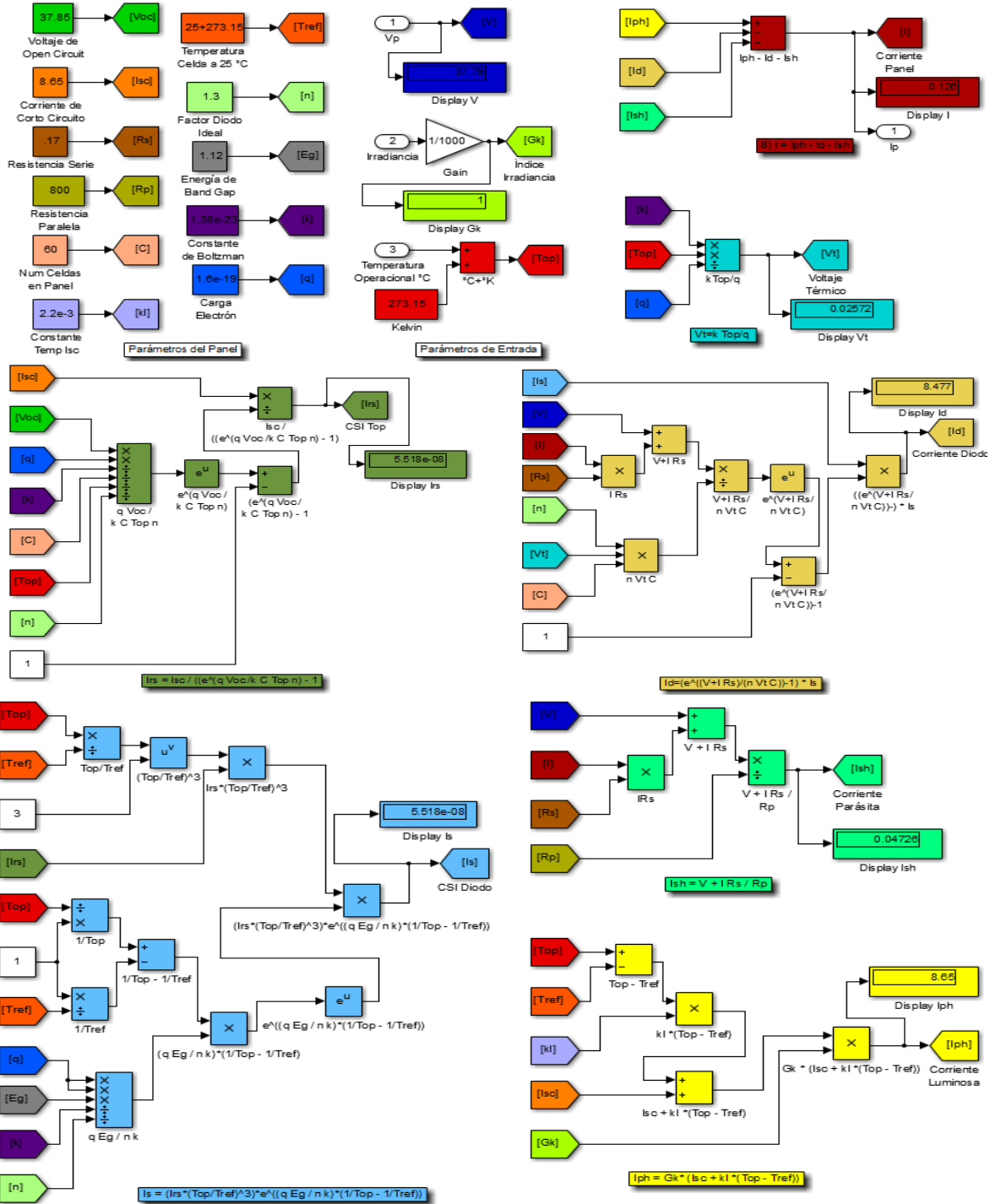


Figura B1 Modelo del panel fotovoltaico implementado en Simulink

Anexo C: Código en lenguaje C para algoritmos P&O y PSO

En este anexo se incluye el código en C, implementado en PSIM, para programar el comportamiento del algoritmo perturbar y observar y el algoritmo de optimización por enjambre de partículas, mostrados en las figuras C1 y C2, respectivamente.

```

/*establecimiento del tiempo de muestreo. t y delt las proporciona
PSIM*/
int t1= (int)(t/delt)/(int)(9e-6/delt);

//declaración de variables
static int t2 =0;
static int enable=0;
double P=0.01, V=0.01; //potencia y voltaje de iteración actual
double step=.001; //tamaño de paso
static double Po=0, Vo=0; //potencia y voltaje de iteración anterior
static double d=0,dher=0; //ciclo de trabajo

//leer entradas
P=x1,V=x2;
enable=x4; //debe estar activo para que el sistema entre en este modo
if(enable==1)
{
    d=dher; //ciclo de trabajo inicial por default (heredado)
    if(t1>t2) //actúa cada ciclo de muestreo
    {
        t2=t1;

        if (P>Po)
        {
            if (V>Vo)
                d=d-step; //deltaP+ y deltaV+, deltaD-
            else
                d=d+step; //deltaP+ y deltaV-, deltaD+
        }
        if (P<Po)
        {
            if(V>Vo)
                d=d+step; //deltaP- y deltaV+, deltaD+
            else
                d=d-step; //deltaP- y deltaV-, deltaD-
        }
        //D+ es movimiento a la izquierda, D- a la derecha
        Po=P;
        Vo=V;
    }
}

```

```

    //mandar nuevo ciclo de trabajo al convertidor (perturbación)
    y1=d;
    dher=d;
}
else //si el enable está en 0, sólo pasar el ciclo heredado
{
    dher=x3;
    y1=x3;
}

```

Figura C1 Código correspondiente al algoritmo P&O

```

//declaración de variables
static double tiempo=0;
static int flag1=0, flag2=1, flag3=0, flag4=0, flag5=0;
static double d=.2, P=0; //ciclo de trabajo y potencia
static double p1=.18, p2=.43, p3=.65; //posiciones iniciales
static double pbest1, pbest2, pbest3, gbest, pow1, pow2, pow3, powg;
//pbests, Gbest y potencias de cada partícula y de gbest
static double v1=0, v2=0, v3=0; //velocidades
double r1, r2; //aleatorios
double c1=.4, c2=.6; //constantes de confianza
double w=.3; //constante de inercia
double wait=.0015; //tiempo de espera entre cada iteración (estab.)
static int enable=0; //para que entre en este modo de operación
static int fin=0; //si ya acabó, darle el enable al P&O

enable=x3;

if (enable==1)
{
    if (flag4<30) //treinta iteraciones (aquí no funcionan los fors)
    {
        if (flag1==1) /*como no funcionan fors anidados hay que
            usar flags (tampoco apuntadores)*/
        {
            if (tiempo<t) //wait cumplido
            {
                flag1=0;
                flag4+=1;
                P=x1; //leer potencia
                if (flag3==1) //flag del número de partícula
                {
                    if (P>=pow1) //función objetivo
                    {
                        pbest1=d;
                        pow1=P;
                    }
                }
            }
        }
    }
}

```

```
    }
  }
  else if (flag3==2)
  {
    if (P>=pow2)
    {
      pbest2=d;
      pow2=P;
    }
  }
  else if (flag3==3)
  {
    if (P>=pow3)
    {
      pbest3=d;
      pow3=P;
    }
  }
  if (P>=powg) //encontrar gbest entre las 3
  {
    gbest=d;
    powg=P;
  }
  if (flag5==1)
  {
    flag5=0;
    r1=rand()%101; //generar aleatorios
    r2=rand()%101;
    v1=w*v1+c1*(r1/100)*(pbest1-
p1)+c2*(r2/100)*(gbest-p1); //actualizar velocidad
    r1=rand()%101;
    r2=rand()%101;
    v2=w*v2+c1*(r1/100)*(pbest2-
p2)+c2*(r2/100)*(gbest-p2);
    r1=rand()%101;
    r2=rand()%101;
    v3=w*v3+c1*(r1/100)*(pbest3-
p3)+c2*(r2/100)*(gbest-p3);
    p1=p1+v1; //actualizar posición
    p2=p2+v2;
    p3=p3+v3;
    p1=fabs(p1); /*si por lo random alguna
    posición salió ligeramente
    del rango hay que
    ajustarla*/
    p2=fabs(p2);
    p3=fabs(p3);
  }
}
```

```
    }
  }
  else if (flag1==0)
  {
    if (flag2==1) /*mandar ciclo de trabajo
                  correspondiente a cada partícula*/
    {
      d=p1;
      flag1=1;
      flag2=2;
      flag3=1;
      tiempo=t+wait; //y esperar a que se estabilice
    }
    else if (flag2==2)
    {
      d=p2;
      flag1=1;
      flag2=3;
      flag3=2;
      tiempo=t+wait;
    }
    else if (flag2==3)
    {
      d=p3;
      flag1=1;
      flag2=1;
      flag3=3;
      flag5=1;
      tiempo=t+wait;
    }
  }
}
else //proceso terminado, asignar gbest a d y encender fin
{
  d=gbest;
  fin=1;
}
y1=d;
y2=fin;
}
else
{
  y1=x2; //pasar el ciclo de trabajo default
  y2=fin; //fin desactivado
}
```

Figura C2 Código correspondiente al algoritmo PSO

Anexo D: Generalidades del control GPI

A continuación se presentan varias generalidades del control GPI, presentadas en [42].

El control GPI está basado en reconstructores integrales de estados. Se aplica tanto a sistemas lineales de dimensión finita como a sistemas no lineales.

Considerando el siguiente sistema dinámico perturbado:

$$y^{(n)} = f(t, u, x) + \xi(t, u, x) \quad (d1)$$

en donde f es una función del tiempo, t , las entradas, u , y los estados, x . ξ es una función de términos que se consideran perturbaciones. El objetivo del control es regular la salida y a una trayectoria o referencia y^* .

Por otro lado, sea el sistema nominal no perturbado

$$y^{*(n)} = f(t, u^*, x^*) \quad (d2)$$

donde u^* es la ley de control nominal para el sistema libre de perturbaciones y x^* es la dinámica de interés para el controlador. El error de seguimiento se define como

$$e_y = y - y^* \quad (d3)$$

Y el error en la acción de control con respecto al control nominal es

$$e_u = u - u^* \quad (d4)$$

Con (d3) y (d4) y usando (d1), la ecuación dinámica del error es

$$e_y^{(n)} = e_u + G(s) \quad (d5)$$

En (d5), $e_y^{(n)}$ y $G(s)$ son desconocidos. Para obtenerlos se utilizan reconstructores integrales de estados. El error en la acción de control está definido como

$$e_u = u - u^* = -G(s)e_y \quad (d6)$$

$G(s)$ puede representarse -mediante reconstrucción de estados y utilizando transformada de Laplace- como

$$G(s) = \frac{k_{n+p-1}s^{n+p-1} + k_{n+p-2}s^{n+p-2} + \dots + k_1s + k_0}{s^p(s^{n-1} + k_{2n+p}s^{n-2} + \dots + k_{n+p+1}s + k_{n+p})} \quad (d7)$$

y es diseñada para cumplir que su polinomio característico sea Hurwitz

$$h(s) = s^p (s^{n-1} + k_{2n+p} s^{n-2} + \dots + k_{n+p+1} s + k_{n+p}) \quad (d8)$$

con el fin de garantizar la estabilidad asintótica del error de seguimiento. Con base en (d5) y (d6) se obtiene la ley de control basada en reconstrucción de estados

$$u = u^* - G(s)e_y \quad (d9)$$

A través de reconstrucción integral de estados se obtiene $G(s)$ y se observa que el factor s^p en el denominador de (d7) es un integrador de orden p , de modo que

$$\frac{G(s)}{s^p} = \int^{(p)} g(t) \quad (d10)$$

Con la ley de control y una construcción apropiada de la función de transferencia a través de los coeficientes (k_0, \dots, k_{n+p}) , se garantiza la estabilidad del error de seguimiento mientras la función de transferencia sea estable.

Anexo E: Controladores PID y GPI implementados en Matlab/Simulink

En la figura E1 se muestra el controlador tradicional PID implementado en Matlab/Simulink, en conexión con PSIM.

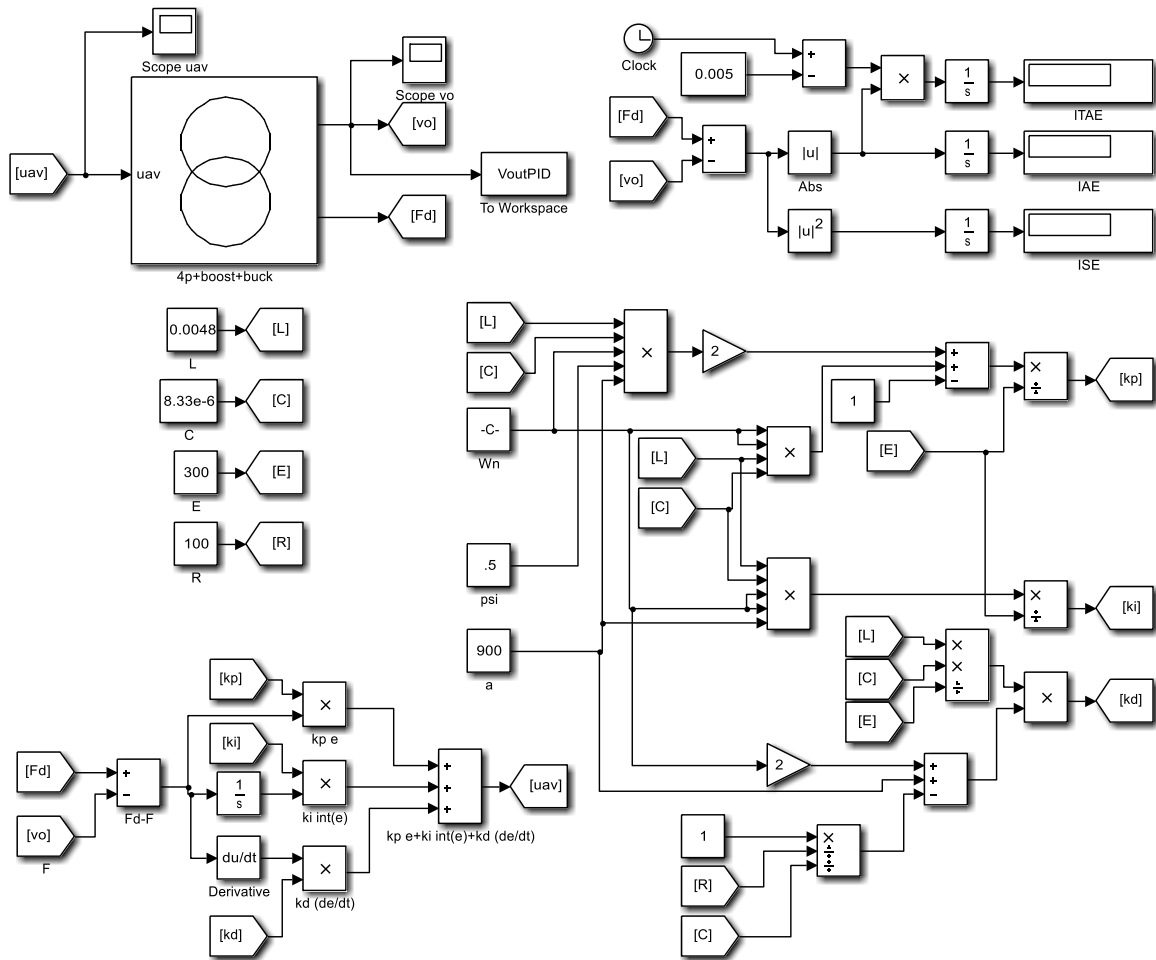


Figura E1 Control PID implementado en Simulink

La figura E2 corresponde al controlador GPI implementado en Matlab/Simulink, en conexión con PSIM.

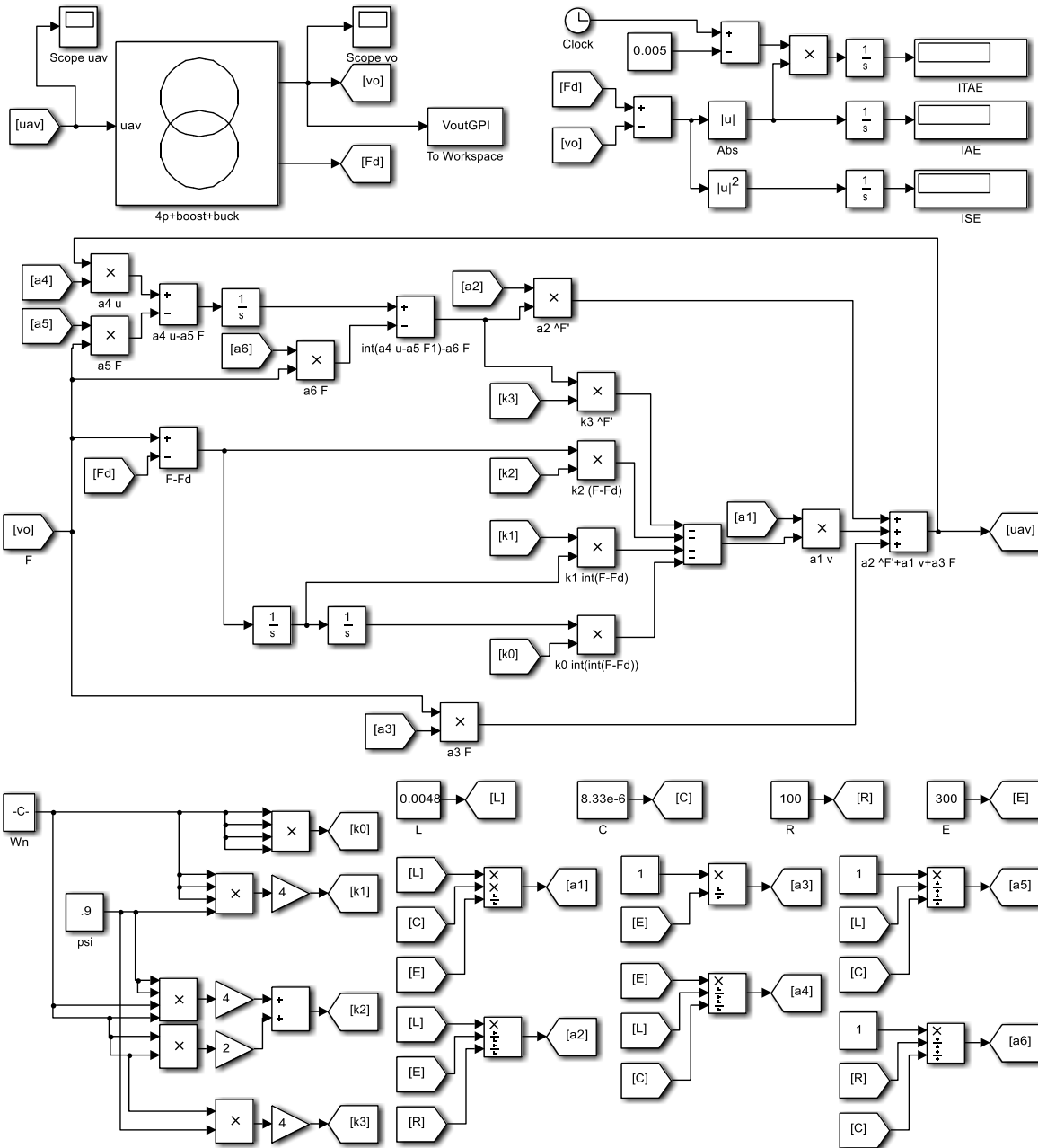



Figura E2 Control GPI implementado en Simulink

Anexo F: Hoja de datos del panel Solartec S60PC-250

PC_MCRYSTALLINE



225 - 250W SOLAR PANEL

EXCEPTIONAL EFFICIENCY AND PERFORMANCE /
EFICIENCIA Y DESEMPEÑO EXCEPCIONAL


BENEFITS / BENEFICIOS

High Efficiency / Alta Eficiencia
High cell efficiency of up to 16.8%.
Lider en la industria empleando células policristalinas con el coeficiente de hasta 16.8%.

More Power / Mayor Potencia
Delivers up to 50% more power per unit area than conventional solar panels had. 100% more than thin film solar panels.
Ofrece hasta un 50% más de potencia por unidad de área o comparado con los paneles solares convencionales y un 100% más que los paneles solares de película delgada.

Reduces Installation Cost / Reducción en Costos de Instalación
More power per panel means fewer modules per installation. This saves both time and money.
Más potencia por panel representa menos módulos por instalación. Esto ahorra tanto tiempo como dinero.

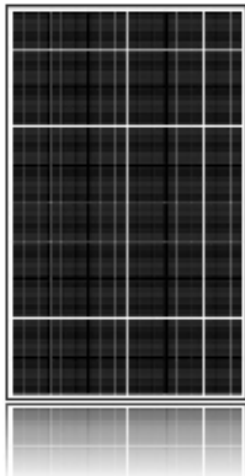
Reliable and Robust Design / Diseño Robusto y Confiable
Certified materials, tempered front glass, and a sturdy modified frame allows the module to operate reliably in multiple mounting configurations.
Materiales certificados, cristal templado y un robusto marco modificado el cual permite al módulo operar sin problema alguno y en múltiples configuraciones de montaje.



S60PC

60 Cell Modules

S60PC-225, S60PC-230, S60PC-240,
S60PC-245, S60PC-250



Solartec 225 - 250W solar modules provide industry leading efficiency and performance.

Utilizing 60 next generation solar cells and an optimized module design, Solartec S60PC solar module deliver an unprecedented total conversion efficiency of 15.20%. Solartec 225 - 250W modules reduced voltage-temperature coefficient, and exceptional low-light performance attributes, provide far higher energy delivery at peak power than conventional modules.

Los módulos solares Solartec de 225 - 250W proveen un liderazgo incomparable en la industria gracias a su eficiencia y desempeño.

El módulo solar Solartec S60PC utiliza 60 células solares de última generación, con el más reciente diseño del módulo, para brindar el más alta eficiencia de hasta 15.20%. El reducido valor del coeficiente de voltaje-temperatura, y su desempeño excepcional en condiciones de baja iluminación permiten a los módulos de 225 - 250W entregar mucha mayor energía en condiciones de potencia máxima, en comparación con los módulos convencionales.

Tested Operating Conditions / Condiciones de Operación

Temperature / Temperatura	-40°C to +60°C (-40°F to +144°F)
Max Wind / Viento Máximo	54 mph (87 km/h) Front and Back
Impact Resistance / Resistencia al Impacto	1kg @ 25mm (1 lb. @ 2 1/2 inch) @ 21 mph (32 mph)
Compliant with / Cumplimiento	IEC 61215 / IEC 61646

www.solartec.mx



225 - 250W SOLAR PANEL

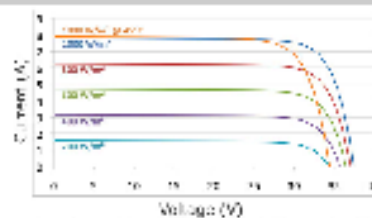
EXCELLENCE IN EFFICIENCY AND PERFORMANCE
EXCELENTE EN EFICIENCIA Y RENDIMIENTO

PC-CRYSTALLINE

Specifications / Especificaciones

Number of cells / Número de celdas	60 (6 x 10)
Module dimensions / Dimensiones del módulo	1640mm x 990mm
Weight / Peso	15.5 Kg
Cable / Cable	4mm long cable with 10mm length of PV lead
Construction / Construcción	IP65 Type 20 Junction box with 2 bypass diodes, MC4 Type Plug, TUV Certified
Back Sheet / Hoja Trasera	White/Grey/Blue TPT or GFL
Frame / Marco	Aluminum (40 mm) or Without frame
Hot Spotting / Calentamiento de Puntos	Lowest

IV Curve



Maximum applied voltage /
Máximo voltaje aplicado

500 W	Maximum cell voltage / Máximo voltaje de celdas	40 V
-------	--	------

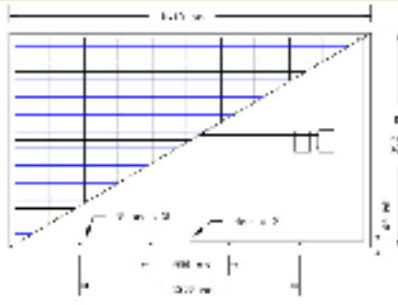
150mm Polycrystalline Silicon Cells Solar Module / Panel Solar con Celdas de 150mm de Silicio Policristalino

Model / Modelo	Series 225		S225C 230		S225C 240		S225C 245		Series 250	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Open circuit voltage (V _{oc}) / Voltaje en circuito abierto	37.00 V	34.10 V	37.12 V	34.70 V	37.51 V	34.77 V	37.68 V	34.80 V	37.85 V	35.00 V
Optimum open circuit voltage (V _{oc}) / Voltaje en circuito abierto óptimo	33.52 V	31.30 V	33.59 V	31.40 V	33.73 V	31.17 V	33.82 V	31.30 V	33.14 V	31.00 V
Short circuit current (I _{sc}) / Corriente de cortocircuito	8.73 A	8.66 A	8.21 A	8.77 A	8.40 A	8.55 A	8.27 A	8.94 A	8.57 A	8.00 A
Optimum open circuit current (I _{sc}) / Corriente de cortocircuito óptima	7.73 A	6.97 A	7.14 A	6.14 A	6.80 A	6.29 A	6.19 A	6.37 A	6.37 A	6.15 A
Maximum power (P _{max}) / Potencia máxima	325 W	184.4 W	340 W	187.7 W	340 W	176.5 W	348 W	177.4 W	355 W	184.5 W
Module efficiency / Eficiencia del módulo	12.8%		14.07%		13.68%		14.95%		15.27%	

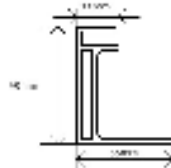
Temperature Coefficients / Coeficientes de Temperatura

ΔV _{oc} / ΔV _{oc} (1%)	-0.04% / °C	ΔV _{oc} / ΔT _{oc} (2)	-0.34% / °C	ΔP _{max} / ΔT _{max} (3)	-0.45% / °C
--	-------------	---	-------------	---	-------------

Dimensions / Dimensiones



Aluminum Frame / Marco de Aluminio



Guarantees / Garantías

Module warranty protection is provided and any possible defects due to the manufacturing process for 10 years.
Las garantías de protección de módulos fotovoltaicos se proporcionan y se garantiza cualquier posible defecto que sea debido al proceso de fabricación por un periodo de 10 años.

At least 90% output power provided by the photovoltaic module over 10 years.
Como mínimo el 90% de la potencia de salida de los módulos fotovoltaicos.

At least 80% output power provided by the photovoltaic module over 25 years.
Como mínimo el 80% de la potencia de salida de los módulos fotovoltaicos.

Measured under standard test conditions and normal operating cell temperature (STC: 1000W/m², 25°C, AM 1.5, NOCT: 45°C/27°C, 1010W/m², 45°C, 10°C).
Medido bajo condiciones de prueba estándar y temperatura de operación normal de la celda (condiciones de prueba: 1000W/m², 25°C, AM 1.5).

The electric characteristics of each photovoltaic module are individually measured leaving the results available to the customer. Warranty taken from 10%.
Las características eléctricas de cada módulo fotovoltaico son medidos individualmente dejando los resultados disponibles al cliente. Garantía tomada 10%.

Applications / Aplicaciones

- Small photovoltaic systems
- Standalone systems
- Standalone systems
- Standalone systems
- Standalone systems
- Standalone systems

Warranty / Garantía



Contact / Contacto
Solartec S.A. de C.V.
Info@solartec.mx

Carretera Libramiento Norte Km 4.6
Lote No. 9, Parque Industrial, Apdo. Industrial, Gto. México CP 36826
Phone Number: +52 (464) 635 9824



www.solartec.mx

Anexo G: Hoja de datos de la batería UPG UB12550



Sealed Lead-Acid Battery

Absorbent Glass Mat (AGM) technology for superior performance. Valve regulated, spill proof construction allows safe operation in any position. Approved for transport by air, D.O.T., IATA, FAA and C.A.B. certified. U.L. recognized under file number M120567.

UPG No. 45825

UB12550

Maintenance-Free

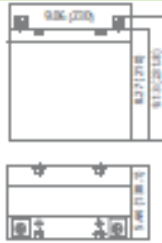
Specification

Nominal Voltage	12 volts	
Nominal Capacity	77 ⁺ F (25 ⁺ C)	
20-hr. (2.75A)	55 Ah	
10-hr. (5.12A)	51.15 Ah	
5-hr. (9.35A)	46.75 Ah	
1-hr. (33.00A)	33.00 Ah	
Approximate Weight	38.6 lbs (17.5 kgs)	
Internal Resistance (approx.)	10mΩ	
Shelf Life (% of normal capacity at 77⁺ F (25⁺ C))		
3 Months	6 Months	12 Months
91%	82%	64%
Temperature Dependency of Capacity	(20 hour rate)	
104 ⁺ F	77 ⁺ F	32 ⁺ F
102%	100%	85%
		5 ⁺ F
AGM Operational Temperature	-20°C to 45°C	
AGM Storage Temperature	-20°C to 45°C	



Charge Method (Constant Voltage)	
Cycle Use (Repeating Use)	
Initial Current	16.5 A or smaller
Control Voltage	14.5 - 14.9 V
Float Use	
Control Voltage	13.6 - 13.8 V

Physical Dimensions: in (mm)



L: 9.06in (230 mm)
 W: 5.44in (138.1 mm)
 H: 8.27in (210 mm)
 TH: 9.13in (231.8 mm)

Tolerances are +/- 0.04in (+/- 1mm) and +/- 0.08in (+/- 2mm) for height dimensions. All data subject to change without notice.

Terminals



Z Series (Z Post Terminal)

Terminal Type	a	a1	H	h
Z1	17.0	8.0	31.5	9.0

Constant Current Discharge Characteristics Unit:A (25°C, 77°F)

F.V/Time	5MIN	10MIN	15MIN	30MIN	1HR	2HR	3HR	4HR	5HR	8HR	10HR	20HR
9.60V	182.8	133.4	93.9	56.8	29.6	17.3	12.7	9.9	8.2	5.7	5.2	2.8
10.20V	161.0	121.5	84.0	53.8	27.9	16.5	12.4	9.6	8.0	5.6	5.0	2.7
10.50V	155.1	115.6	79.0	52.4	27.2	16.1	12.1	9.5	7.9	5.6	4.9	2.7
10.80V	149.2	109.7	74.1	50.9	26.2	15.7	11.8	9.3	7.7	5.4	4.9	2.7
11.10V	143.3	103.7	69.2	49.4	25.2	15.3	11.4	9.0	7.5	5.3	4.7	2.5

Constant Power Discharge Characteristics Unit:W (25°C, 77°F)

F.V/Time	5MIN	10MIN	15MIN	30MIN	1HR	2HR	3HR	4HR	5HR	8HR	10HR	20HR
9.60V	1940.9	1465.7	996.9	603.2	343.3	200.1	147.2	114.6	94.4	66.7	60.3	32.5
10.20V	1787.8	1349.1	932.2	597.7	322.6	191.2	143.3	111.6	94.1	65.2	58.8	31.6
10.50V	1759.1	1311.1	896.1	593.8	312.2	186.7	139.8	109.7	91.4	64.7	57.8	31.2
10.80V	1736.4	1276.5	862.5	592.3	303.8	182.8	136.8	107.7	89.9	63.2	57.3	31.1
11.10V	1704.8	1234.5	823.0	587.9	299.9	182.3	135.4	107.2	89.4	62.7	55.8	30.1

www.upgi.com



ISO 9001:2008

L1230-1

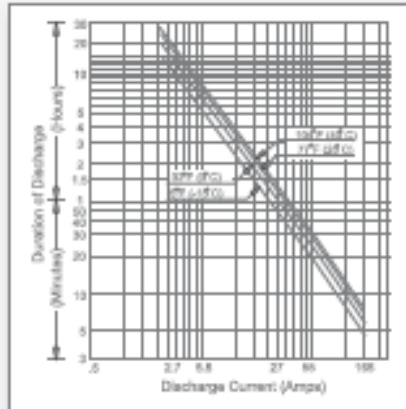
1720 Hayden Drive | Carrollton, Texas 75006 | P 469.892.1122 | T 866.892.1122 | F 469.892.1123 | sales@upgi.com

UPG No. 45825

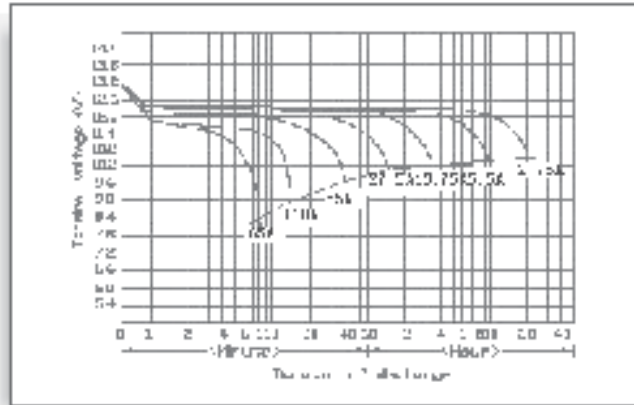
UB12550

Maintenance-Free

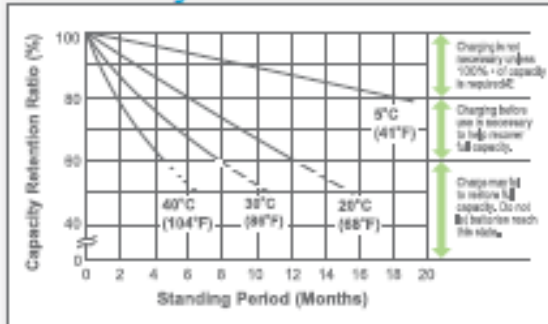
Discharge Time vs. Discharge Current



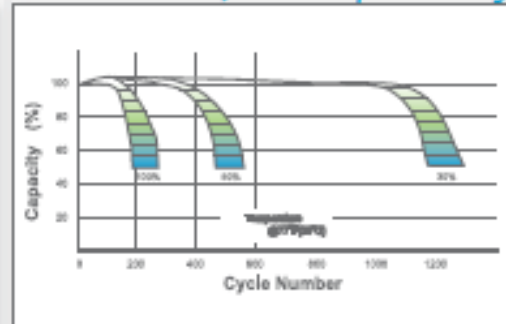
Discharge Characteristics



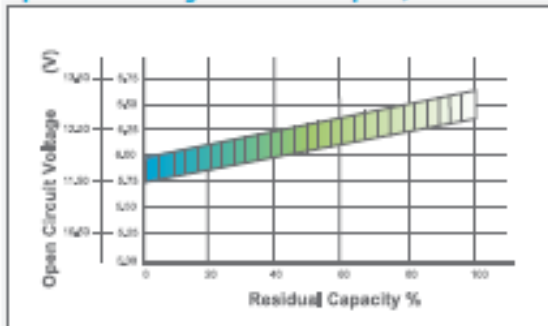
Shelf Life & Storage



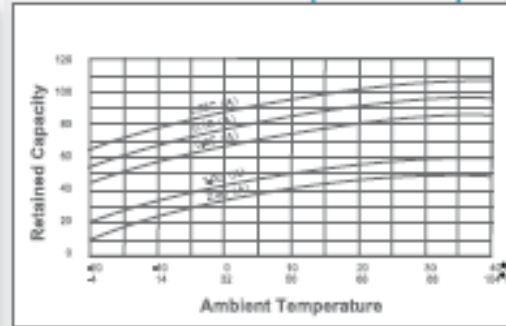
Cycle Life vs Depth of Discharge



Open Circuit Voltage vs Residual Capacity



Effect of Temperature on Capacity



Charge Current & Final Discharge Voltage

Application	Charge Voltage (V/Cel)			Max. Charge Current	Final Discharge Voltage (V/Cel)	1.75	1.70	1.60	1.50
	Temperature	Set Point	Allowable Range						
Cycle Use	25°C (77°F)	2.45	2.40-2.50	0.30°C	Discharge	0.20(A)	0.20(A)<0.50	0.50(A)<1.00	(A)>1.00
Standby	25°C (77°F)	2.30	2.27-2.30		Current(A)				



Let UPG Power Your Life.

www.upgi.com

1720 Hayden Drive | Carrollton, Texas 75006 | P 469.892.1122 | T 866.892.1122 | F 469.892.1123 | sales@upgi.com