



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

---

---

## PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA

### CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN ENERGÍA

Diseño e implementación de un sistema para adquirir las  
variables energéticas y monitoreo en línea de un sistema híbrido  
solar-hidrógeno-celda de combustible

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

**MAESTRO EN INGENIERÍA**  
ENERGÍA-SOLAR FOTOVOLTAICA

PRESENTA

**ING. MAIRA GLORIA PÉREZ VIELMA**

TUTOR:

DR. SEBASTIAN PATHIAMATTOM JOSEPH



Centro de Investigación  
en Energía

ENERO 2011



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

**JURADO ASIGNADO:**

Presidente: Dr. Aarón Sánchez Juárez

Secretario: Dr. Sebastian Pathiyamattom Joseph

Vocal: Dr. Alberto Armando Álvarez Gallegos

1er. Suplente: M.C. José Campos Álvarez

2do. Suplente: Dr. Jesús Manuel Dorador González

Lugar donde se realizó la tesis:

Centro de Investigación en Energía, Temixco Morelos.

**TUTOR DE TESIS:**

Dr. Sebastian Pathiyamattom Joseph

---

**FIRMA**

# Agradecimientos

Agradezco a la Universidad Nacional Autónoma de México por la educación que he adquirido a lo largo de mi estancia en ella y al especialmente al Centro de Investigación en Energía.

A mi asesor, el Dr. Sebastian Pathiyamattom Joseph, por su apoyo tanto en el área académica como en el área personal.

A los miembros de mi comité tutorial:

Dr. Aarón Sánchez Juárez  
Dr. Sebastián Pathiyamattom Joseph  
Dr. Alberto Armando Alvarez Gallegos  
M.C. José Campos Álvarez  
Dr. Jesús Manuel Dorador González

Por sus comentarios y observaciones.

Al M.C. José Campos Álvarez por su orientación y ayuda para la realización de este proyecto.

Al Ing. José Ortega por el apoyo brindado durante la realización de este trabajo.

Al Ing. Alfredo Quiroz e por el apoyo en la parte de sistemas.

A Dr. Set Vejar por sus consejos y orientación y colaboración para realizar este trabajo.

A Ernesto González, Rogelio Martínez y Agustín Herazo que colaboraron en la integración del sistema fotovoltaico.

Al CONACYT por el apoyo recibido para la realización de la maestría y la tesis.

## Contenido

Introducción .....	vii
Objetivo.....	viii
Alcances u objetivos particulares .....	viii
Hipótesis.....	viii
Justificación .....	viii
Antecedentes .....	ix
Capítulo 1 Sistemas híbridos de generación de energía.....	1
1.1    Sistema Fotovoltaico .....	2
1.1.1    Arreglo fotovoltaico .....	3
1.1.2    Almacenamiento de energía .....	4
1.1.3    Controladores de carga.....	6
1.1.4    Inversores.....	6
1.1.5    Sistema fotovoltaico .....	7
1.2    Celda de Combustible.....	9
Alcalinas.....	12
Membranas de intercambio protónicas.....	12
Acido fosfórico .....	12
Carbonato fundido.....	12
Óxidos sólidos.....	12
1.3    Hidrógeno .....	13
Capítulo 2 Instrumentación.....	15
2.1    Acondicionamiento de la señal .....	15
2.1.1    Amplificadores Operacionales.....	16
2.2    Calibración .....	17
2.3    Parámetros a monitorear.....	17
2.3.1    Irradiancia.....	19
2.3.2    Temperatura.....	20
2.3.3    Voltaje .....	21
2.3.4    Corriente .....	22

Capítulo 3 Metodología y desarrollo experimental.....	25
3.1 Descripción del sistema fotovoltaico.....	25
3.2 Descripción del método seguido.....	27
3.2.1 Identificación de variables a sensar .....	28
3.2.2 Revisión de sistemas y sensores ya adquiridos .....	29
3.2.3 Selección de sensores .....	29
3.2.4 Sistema de adquisición de datos .....	38
3.2.5 Instalación de sensores y sistemas de adquisición de datos.....	44
3.2.6 Realización de los programas para el despliegue y almacenamiento de datos medidos .....	46
Capítulo 4 Resultados .....	51
4.1 Arreglo fotovoltaico.....	53
4.2 Inversor .....	57
4.3 Análisis del sistema fotovoltaico .....	61
Conclusiones.....	68
Sistema de adquisición de datos cFP-1804 .....	68
Tarjeta de adquisición de datos realizada en CIE-UNAM.....	69
Programación .....	69
Sistema fotovoltaico .....	70
Estudio a futuro.....	71
Bibliografía .....	72
Anexo .....	75

## Índice de tablas

Tabla 2- 1 Parámetros a medir en tiempo real.....	17
Tabla 3- 1 Variables a medir del sistema fotovoltaico.....	29
Tabla 3- 2 Variables a medir del sistema fotovoltaico.....	38
Tabla 4- 1 Energía total diaria parte directa del sistema FV .....	54
Tabla 4- 2 Comparación de energía Fluke con TAD .....	61
Tabla 4- 3 Balance de energía del sistema .....	64
Tabla 4- 4 Índices de comportamiento del sistema.....	65
Tabla 4- 5 Índices y rendimiento del sistema fotovoltaico .....	66

## Índice de figuras

Fig. 2- 1 Parámetros a medir en tiempo real.....	19
Fig. 2- 2 Representación de diagrama de bloques de medidor electrónico .....	21
Fig. 2- 3 Diagrama de transformador de corriente para medición .....	23
Fig. 2- 4 Principio del efecto Hall, sin campo magnético [27] .....	23
Fig. 2- 5 Principio del efecto Hall, campo magnético presente [27].....	24
Fig. 3- 1 Configuración del sistema instalado en el CIE-UNAM .....	25
Fig. 3- 2 Arreglo fotovoltaico del CIE-UNAM .....	26
Fig. 3- 3 Vista exterior de la caseta de directa y alterna .....	26
Fig. 3- 4 Contenido de caseta de alterna.....	27
Fig. 3- 5 Contenido de caseta de directa.....	27
Fig. 3- 6 Identificación de parámetros a medir en sistema instalado en CIE-UNAM.....	28
Fig. 3- 7 Curva de calibración del piranómetro Li-Cor con respecto a Eppley.....	30
Fig. 3- 8 Curva de salida del piranómetro Li-Cor en mV y del KIPP & ZONEN W/m <sup>2</sup> .....	31
Fig. 3- 9 Circuito de amplificación de medición de radiación.....	31
Fig. 3- 10 Curva de calibración de sensor de temperatura LM35.....	32

Fig. 3- 11 Circuito de amplificación para sensor de temperatura .....	33
Fig. 3- 12 Fotografía de los circuitos de amplificación de temperatura e irradiancia .....	33
Fig. 3- 13 Sensor de corriente directa y curva teórica de respuesta .....	34
Fig. 3- 14 Curvas de calibración de los sensores de corriente directa en los subarreglos fotovoltaicos.....	35
Fig. 3- 15 Sensor de corriente bidireccional LEM Hall 50-S.....	35
Fig. 3- 16 Curvas de calibración de los sensores bidireccionales de corriente directa a la entrada de los inversores.....	36
Fig. 3- 17 Diagrama de acondicionamiento de voltaje de salida de inversores .....	37
Fig. 3- 18 Transformador de corriente alterna, Curva teórica de salida.....	37
Fig. 3- 19 Sistema de adquisición de datos Compact Field Point 1804, cFP-1804[16] .....	39
Fig. 3- 20 Circuito de entrada analógica CFP-AI-102, un canal.....	40
Fig. 3- 21 Fuente de voltaje con alimentación externa.....	40
Fig. 3- 22 Patigrama de microcontrolador PIC18F4553 .....	41
Fig. 3- 23 Acondicionamiento de señal para medición de voltaje en inversor.....	42
Fig. 3- 24 Acondicionamiento de señal para medición de corriente en inversor.....	42
Fig. 3- 25 Diagrama de conexiones del sistema de adquisición de datos para señales de alterna ....	43
Fig. 3- 26 Fotografía de la tarjeta de adquisición de datos para señales de alterna .....	43
Fig. 3- 27 Contenido del gabinete de los controladores de carga. ....	44
Fig. 3- 28 Sensores bidireccionales instalados para medir la entrada de los inversores .....	45
Fig. 3- 29 Transformadores de corriente y de voltaje instalados en las salidas de los inversores .....	46
Fig. 3- 30 Diagrama de flujo de la adquisición de datos de parte directa del sistema fotovoltaico..	47
Fig. 3- 31 Programa para adquisición de datos de parte directa del sistema fotovoltaico.....	48
Fig. 3- 32 Diagrama de flujo de adquisición de datos alternos del sistema fotovoltaico .....	49
Fig. 3- 33 Diagrama de flujo para programa de PIC18F4553.....	50
Fig. 4- 1 Gráfica de Radiación y Potencia con errores de transmisión.....	51
Fig. 4- 2 Gráfica de comportamiento del sensor HAL-50 bidireccional. ....	52
Fig. 4- 3 Medición de corriente a la entrada del inversor fase Azul .....	53
Fig. 4- 4 Gráfica de potencia generada por el arreglo FV y la radiación que incide en el arreglo fotovoltaico .....	55
Fig. 4- 5 Potencia generada por subarreglo FV.....	55

Fig. 4- 6 Gráfica de eficiencia del arreglo fotovoltaico en los días de medición .....	56
Fig. 4- 7 Gráfica de la potencia generada en el arreglo FV y la energía tomada del inversor al bus de corriente directa .....	57
Fig. 4- 8 Voltajes en entrada de red del inversor del Fluke 430 y sistema de adquisición de datos. ....	58
Fig. 4- 9 Corrientes en las diferentes líneas. ....	59
Fig. 4- 10 Gráficas de potencias por fase del inversor .....	60
Fig. 4- 11 Gráficas de radiación, y potencia del sistema Fotovoltaico y entrada de inversores para el 23/11/2010.....	62
Fig. 4- 12 Gráfica de potencia a la salida del inversor para el 23/11/2010.....	63
Fig. 4- 13 Gráfica de potencia en cargas y a y desde la red para el 20/11/2010.....	67

## Resumen

Se diseñó, desarrolló y calibró un sistema de adquisición de datos para monitorear un sistema fotovoltaico interconectado a la red instalado en el Centro de Investigación en Energía de la Universidad Nacional Autónoma de México (CIE-UNAM), teniendo como carga el edificio E del centro. El sistema está compuesto por 72 paneles fotovoltaicos de 125W cada uno, tres controladores de carga, un banco de baterías con una autonomía de 36 horas a una profundidad de descarga del 50%, además de 3 inversores de 3.6 kW. Como adquirente de datos se utilizó el Compact Field Point 1804 de la empresa National Instruments, y una tarjeta de adquisición de datos realizada para este trabajo la programación se realizó en el software LabView. En este trabajo se monitorearon las siguientes variables: irradiancia, temperatura del módulo y los parámetros energéticos como son el voltaje y corriente en el arreglo fotovoltaico, así como en las entradas y salidas de los inversores. Con estos datos se presentan los cálculos de potencia y energía de cada componente y las eficiencias de conversión del arreglo y del sistema en general.

## Abstract

A monitoring system for a three phase grid connected photovoltaic system was designed, developed and calibrated. The PV system was installed in Centro de Investigación en Energía from Universidad Nacional Autónoma de México having as load the "E" building. The system consisted of a 72 photovoltaic panels of 125 W each, three charger controllers, a battery stack allowing 36 autonomy hours and 3 inverters of 3.6kVA each. As monitoring system the Compact Field Point 1804 from National Instrument was used, also a data acquisition system was build in order to obtain the inverter parameters. Parameters such as irradiance, module temperature, voltage and current in the PV modules and inverters input and output were measured. The purpose of the monitoring is to obtain power, energy and efficiency of the PV-grid connected system.

# Introducción

---

Las sociedades actuales presentan necesidades básicas como es el transporte, agua, alimentación, comunicaciones y en general energía. Al pensar en cualquier actividad que se realiza en la actualidad es difícil desligar el consumo energético. Como lo muestran varios estudios al aumentar la población mundial el requerimiento energético se incrementará, ya que los bienes y servicios que la población requiera serán mayores. Se debe tomar en cuenta que los hidrocarburos se terminarán y que los efectos de los contaminantes deterioran y deteriorarán el ambiente. Por lo cual es preciso buscar formas alternativas de cumplir con la demanda energética. En los últimos años se han realizado investigaciones y desarrollos en el campo de las energías limpias. Dentro de las cuales existe una extensa gama de fuentes renovables que pueden ser aprovechadas para generar energía eléctrica como son el viento, las mareas, el calor de la tierra, el sol, semillas y granos, entre otras.

Además de un mayor costo con respecto a las energías convencionales, las energías renovables presentan la desventaja de su intermitencia, problema que trata de resolverse de diversas formas, entre ellas se propone al hidrógeno como vector energético. El objetivo de la producción del hidrogeno es almacenar la energía eléctrica generada mediante paneles fotovoltaicos, generadores eólicos o alguna otra fuente renovable intermitente para utilizarse cuando sea requerida. Se utilizará la energía eléctrica para hacer funcionar electrolizadores que separen el hidrógeno del agua, para almacenarlo. Cuando la energía sea requerida posteriormente, se convertirá el hidrógeno a energía eléctrica mediante celdas de combustible.

Teniendo esto en mente se propuso desarrollar un sistema a escala real donde se pueda estudiar parte de este proceso y considerar la factibilidad de su aplicación a gran escala. Para lo cual es necesario el monitoreo de los parámetros más representativos del sistema. Por lo que en el presente trabajo se realizará un sistema de adquisición datos que nos permita evaluar al sistema.

## Objetivo

Este proyecto tiene como objetivo la instrumentación del Sistema Híbrido Fotovoltaico-Hidrógeno-Celda de combustible (SHFHCC).

## Alcances u objetivos particulares

Monitorear el sistema en su parte eléctrica, esto incluye el cálculo de la energía producida y la potencia en las diferentes partes del SHFHCC. Las variables a monitorear pueden ser divididas en dos grupos; la parte de corriente directa del sistema, que incluye el arreglo fotovoltaico, controladores, banco de baterías y celda de combustible; y la parte alterna siendo sólo los inversores.

Monitorear de los parámetros ambientales en el CIE-UNAM relacionados con el análisis del SHFHCC.

Analizar el comportamiento energético del SHFHCC.

Determinar la factibilidad de la implementación de una celda de combustible como sistema de respaldo a un sistema fotovoltaico.

## Hipótesis

Es posible monitorear un sistema híbrido fotovoltaico conectado a la red en tiempo real, obteniendo su comportamiento detalladamente para así analizar sus desempeño energético.

## Justificación

Los sistemas híbridos de generación de energía compuestos por sistemas fotovoltaicos y celdas de combustible, son relativamente nuevos pero en México nunca habían sido instalados a gran escala. A fin promover la instalación de estos sistemas se requiere conocer su desempeño para valorar la factibilidad de su comercialización. Por lo que es indispensable un sistema de medición

que pueda monitorear permanentemente los parámetros más importantes que permitan calcular el desempeño del Sistema Híbrido Fotovoltaico-Hidrógeno-Celda de combustible (SHFHCC).

## Antecedentes

Existen instalados varios sistemas similares al que se encuentra en el CIE-UNAM. Pero con diferencias claras, entre las más evidentes está que la mayoría de los sistemas que contemplan el uso de celdas de combustibles son autónomos y generan su hidrógeno con los excedentes de la producción fotovoltaica, algunos contar con bancos de baterías; los sistemas interconectados a la red en la mayoría de los casos no cuentan con baterías y por lo general tampoco presentan la modalidad de celda de combustible como sistema de respaldo.

A continuación se presentan algunos ejemplos de sistemas instalados y monitoreados similares al sistema a estudiar.

El proyecto FIRST por sus siglas en inglés de Fuel Cell Innovative Remote System For Telecoms, realizado en Madrid, España en el Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas, CIEMAT. Es un sistema de 200 W sin interrupción, generados por un campo fotovoltaico FV de 1.4 kWp (película delgada, eficiencia de 9.9%), un banco de baterías de 20 kWh para disminuir fluctuaciones energéticas, un electrolizador a 30 bar almacenando el hidrógeno directamente en tanques de hidruros metálicos cada uno de 10 Nm<sup>3</sup>, la celda de combustible que utiliza es de 275 W de membrana de intercambio protónica, PEM por sus siglas en inglés. Las baterías son cargadas por el arreglo fotovoltaico y por la celda de combustible y descargadas por el electrolizador y la carga. La celda de combustible se enciende desde que el estado de carga de las baterías es bajo hasta que se recuperara a un nivel de carga predefinido, lo que generalmente sucede en invierno. Se reporta como una limitante de este tipo de almacenamiento la cinética de la absorción y desorción del hidrógeno. Además cuenta con un sistema de control y de adquisición de datos, que mide cada 200 s y calcula la eficiencia de conversión de PV, el estado de carga de la batería, la corriente eléctrica y voltaje generados y consumidos en diferentes componentes como paneles solares, baterías, electrolizador, celda de combustible y la aplicación, además de la temperatura de operación y la presión de almacenamiento. Los datos son obtenidos mediante el

sistema de adquisición de datos Hydra Fluke y un sistema de manejo de energía, los datos son almacenados usando un programa computacional desarrollado en el CIEMAT [2].

En Tailandia se monitoreó un sistema trifásico interconectado a la red, similar al que se encuentra en el CIE-UNAM, con ciertas diferencias como el uso de la celda de combustible como respaldo y el banco de baterías. El sistema instalado en Tailandia cuenta con un arreglo fotovoltaico de 4.8 kWp y tres inversores de 2.2 kW interconectados a la red. El análisis del desempeño energético del sistema se realizó basado en lo establecido por la Energy Agency Implement of Photovoltaic Power Systems Operational Performance of PV Systems and Subsystems (IEA PVPS Task2). Donde se utilizan 8 parámetros para definir el comportamiento del sistema con respecto a la producción energética, el recurso solar y las pérdidas. Entre los parámetros calculados están el rendimiento de referencia, el rendimiento final, las pérdidas, rendimiento promedio, la eficiencia del sistema fotovoltaico y la eficiencia total. Estos parámetros son obtenidos al monitorear irradiancia; para el arreglo fotovoltaico voltaje, corriente y potencia; para el inversor potencia de corriente directa al inversor, voltaje, corriente y potencia de la red en cada fase y la total y la energía suministrada a la red. Los resultados obtenidos fueron analizados y comparados con un trazador de curvas I-V, en el caso del sistema fotovoltaico, con lo que se verificó la eficacia del sistema de monitoreo realizado [3].

Otro sistema de generación con energía renovable fue monitoreado en Grecia. El sistema consiste en un sistema híbrido fotovoltaico/eólico, este sistema mide datos meteorológicos como temperatura, velocidad del viento, humedad, así como parámetros eléctricos de voltaje y corriente entre otros. Las señales obtenidas mediante sensores y acondicionamiento de datos son filtradas y amplificadas utilizando circuitos eléctricos y enviadas a una computadora mediante una tarjeta de adquisición de datos de National Instruments utilizando el puerto PCI. Con el software LABVIEW los datos son colectados, procesados y desplegados en un monitor y almacenados en la PC. En este trabajo se presentan como ventajas del software y hardware de National Instrument su flexibilidad a los cambios en el sistema de medición, la velocidad de la adquisición, la posibilidad de controlar el sistema con las mismas tarjetas y que el ambiente gráfico de programación permite al operador procesar y coleccionar fácilmente los datos [5].

# Capítulo 1 **Sistemas híbridos de generación de energía**

---

Durante los últimos años se han propuesto formas alternas para obtener la energía que los seres humanos necesitamos para realizar nuestras actividades. Considerando que los hidrocarburos se terminarán, se han propuesto varias formas de reemplazarlos, entre ellas está la utilización de energías renovables como medio de generación y en algunos casos se propone al hidrógeno como medio de almacenamiento de energía. Existen varias formas de generación de energía utilizando fuentes renovables, algunas de ellas cuentan con un grado de desarrollo muy avanzado, tanto que pueden ser adquiridas fácilmente, como es el caso de los paneles fotovoltaicos o generadores eólicos. Algunas otras, como la utilización del hidrógeno para el almacenamiento de energía continúa a prueba, se necesita más desarrollo para obtener mayores eficiencias de operación, costos más bajos y mayor seguridad en su operación [1].

Cuando un sistema de generación eléctrica utiliza varias fuentes de energía se le nombra sistema híbrido. Existen varias posibilidades para la generación de electricidad, una de las más comunes es la combinación de sistemas fotovoltaicos con eólicos, siendo éstas dos fuentes renovables. También se puede considerar un sistema híbrido si se utiliza una fuente renovable y una convencional, como sería un sistema fotovoltaico acoplado con un generador diesel como respaldo. Definiendo, un sistema híbrido es la combinación de sistemas de diferentes tecnológicas para la producción, manejo, almacenamiento y uso de diferentes vectores energéticos, en este caso es electricidad e hidrogeno [1].

Los sistemas híbridos donde la energía eléctrica es almacenada utilizando en hidrógeno se componen por sistemas fotovoltaicos que convierten la radiación del sol en energía eléctrica utilizada en electrolizadores para separar el agua en hidrógeno y oxígeno mediante la electrólisis del agua. El hidrógeno producido es almacenado, cuando es requerido se vuelve a convertir en electricidad mediante celdas de combustible. Este tipo de sistemas tiene la ventaja de presentar pérdidas muy bajas debidas al transporte de la energía eléctrica, ya que ésta se generará en el sitio

donde se utilizará. Lo que da la ventaja de utilizar el calor producido en la celda de combustible in situ. Estos sistemas son utilizables tanto en aplicaciones móviles como estacionarias, estos últimos interconectados o no a la red eléctrica, la interconexión da la ventaja de eliminar problemas con la operación intermitente de los electrolizadores debido al sistema fotovoltaico.

El sistema a estudiar, instalado en el Centro de Investigación en Energía de la UNAM (CIE-UNAM) no cuenta con todos los componentes mencionados anteriormente. Es un sistema interconectado a la red, formado por un arreglo fotovoltaico, controladores, banco de baterías, banco de inversores y una celda de combustible. La parte faltante es la producción de hidrógeno mediante electrolizadores, por lo que el hidrógeno a utilizar será comprado.

Debido a que el sistema híbrido está compuesto por varios subsistemas éstos se detallaran a continuación, este sistema se compone de un sistema fotovoltaico y el sistema de almacenamiento y generación de energía utilizando como vector energético el hidrógeno.

## **1.1 Sistema Fotovoltaico**

Un sistema fotovoltaico se compone por varios paneles o módulos solares, a su vez compuestos de celdas solares, estas últimas producen aproximadamente 3 watts a 0.5 volts CD. Según la aplicación las celdas y paneles son conectados en paralelo y serie para obtener los voltajes y corrientes requeridos. Los paneles solares sólo producen energía cuando son iluminados por el sol, por lo que se requiere de un sistema de almacenamiento para tener disponibilidad de energía, generalmente se utilizan baterías recargables, aunque también pueden utilizarse otros medios, entre ellos la producción de hidrógeno. Al utilizar baterías es necesario instalar un controlador de carga, cuya función es prevenir que las baterías lleguen a condiciones de sobrecarga, donde su electrolito se evapora, o condiciones de descarga causando daño en los electrodos. En caso de contar con cargas en corriente alterna, se utilizarán inversores, que convierten corriente directa en corriente alterna, pudiendo estar interconectados a la red para inyectar el exceso de energía producido por el sistema fotovoltaico o tomar energía si la radiación no es suficiente. Los componentes del sistema fotovoltaico antes mencionados se describen a continuación.

### 1.1.1 Arreglo fotovoltaico

El principio de funcionamiento de una celda solar es la generación de energía eléctrica utilizando como fuente primaria la radiación solar. Existen varios tipos de celdas solares, la más sencilla está compuesta por dos capas de materiales semiconductores, usualmente silicio. Una capa es de material tipo "n", silicio dopado con fósforo para que presente mayor contenido de electrones libres, la otra de tipo "p", dopados con boro que le causa al material un déficit de electrones libres llamados huecos.

Al unir un material "p" y un "n" se crea una unión p-n, generando un campo eléctrico en la región de la unión. Algunos de los electrones cercanos a la unión del material "n" son atraídos para combinarse con huecos del material "p". Algo similar sucede con el material "p" donde los huecos cercanos a la unión son atraídos para combinarse con los electrones del material "n". Este fenómeno crea un campo eléctrico inverso en la unión, esto debido a que una pequeña región de la zona "p", cercana a la unión, está cargada negativamente, y en la zona "n" existe también una pequeña región con carga positiva. Esta zona es caracterizada también por no contar con portadores de carga, y es llamada la región de agotamiento.

Cuando un fotón, con la longitud de onda apropiada, incide en la unión p-n puede transferir su energía a algunos de los electrones en el material, haciendo que pasen a un nivel energético mayor. En este nivel, ya excitados, los electrones conducen libremente la corriente eléctrica al moverse por el material, dejando huecos libres que también se mueven. Bajo la influencia del campo eléctrico inverso en la unión, los electrones tenderán a moverse a la región "n" y los huecos a la región "p". El flujo de los electrones a la región "n" se define como corriente eléctrica. Para utilizar esta energía se debe colocar un circuito externo por donde fluirán los electrones fuera del semiconductor mediante contactos metálicos colocados sobre las celdas. Los huecos fluirán en sentido contrario por el material hasta tocar otro contacto metálico colocado en la parte inferior de la celda, donde son llenados por electrones que entran del circuito eléctrico externo. El voltaje de la celda es generado por el campo eléctrico interno en la unión p-n. Una celda solar típica produce 0.5 V y 3 A.

Los sistemas fotovoltaicos se operan comúnmente en múltiplos de 12 V, por lo que los módulos fotovoltaicos se diseñan para trabajar en su punto óptimo de operación a ese voltaje en condiciones promedio de irradiancia. Para lo cual se conectan varias celdas solares en serie. Un módulo común está compuesto de 33 a 36 celdas, que generan aproximadamente un voltaje de 20 V a circuito abierto y de 16 a 18 V máximo. Se diseña con un voltaje superior al requerido tomando en cuenta las pérdidas y las condiciones de radiación. De no tomarse esta previsión, el voltaje generado podría ser menor al de las baterías produciendo un flujo de corriente de las baterías a los paneles. Si se requieren voltajes y corrientes mayores a las que un módulo produce es necesario interconectarlos. Una conexión en serie produce voltajes mayores y en paralelo corrientes mayores.

### 1.1.2 Almacenamiento de energía

Existen varios medios para almacenar energía eléctrica, el más común es en baterías. Las baterías se utilizan actualmente para varios propósitos, como son los automóviles. Existen también baterías para fines específicos como son sistemas fotovoltaicos. Las más utilizadas en estos sistemas son las de plomo ácido y níquel cadmio, las primeras debido al precio y la densidad energética que pueden almacenar, las segundas por ser selladas se ocupan en aplicaciones donde no se les pueda dar mantenimiento, pero su precio es mayor. Otra opción de almacenamiento, como ya se había mencionado es el hidrógeno, agua o en bancos de capacitores.

Una batería almacena energía mediante un proceso electroquímico. Idealmente el proceso de carga y descarga deberían ser reversibles, pero no lo son. La temperatura de operación y la tasa de descarga y carga afectan su comportamiento. El proceso de carga tiene una eficiencia de 95%. El proceso de descarga presenta algunas pérdidas debidas a la resistencia interna de la batería, por lo que sólo 95% de la energía puede ser recuperada. La eficiencia general de la carga y descarga de una batería de plomo ácido es del 90%.

La energía almacenada en una batería se mide en amperes hora, unidades de carga y no de energía. La cantidad de carga en una batería es aproximadamente proporcional a la energía

almacena en la batería. Si el voltaje de una batería permanece constante, entonces la energía almacenada es simplemente el producto de la carga y el voltaje.

La capacidad de una batería es referida como  $C$ . Si se conecta una carga a la batería y ésta se descarga en  $x$  horas, la tasa de descarga es de  $C/x$ , de igual forma se mide la tasa de carga. Cuando se tiene una tasa de descarga alta, la energía disponible para la carga se reduce. A una tasa de carga alta, una pequeña fracción de la energía de carga es usada para cargar y una gran cantidad es usada para calentar la batería. Una batería puede ser cargada completamente a altas tasas de carga, pero toma más energía para obtener la carga completa.

Dependiendo de la composición específica de los electrodos, las baterías de plomo ácido pueden ser optimizadas para descargas profundas o ligeras. Las descargas ligeras tienen una pequeña cantidad de calcio combinado con plomo para conferir mayor fuerza al plomo puro. Los platos pueden ser delgados con gran área para producir corrientes de inicio altas. Estas baterías no deben de ser descargadas a menos del 75% de su capacidad, características apropiadas para su uso en automóviles. Estas baterías tienen menor cantidad de plomo y son más baratas. Las baterías de ciclo profundo de plomo ácido usan antimonio para reforzar al plomo y pueden ser cicladas hasta el 20% de su capacidad inicial. Las placas son más anchas y con menor área, son diseñadas para sostener un nivel menor de corriente. Estas baterías están diseñadas para carros de golf, aplicaciones marinas y fotovoltaicas. La vida de esta batería depende de la profundidad de descarga a la que es sometida. En el diseño de sistemas fotovoltaicos se debe considerar cuidadosamente la compensación entre usar más baterías a menores descargas para extender su vida y usar menos baterías con descargas más profundas con un menor costo inicial. En el caso de baterías de plomo calcio una batería de 100 Ah tiene solo 25 Ah disponibles, mientras una de plomo antimonio tiene 80 Ah. Las baterías de descarga profunda producen más gases hidrógeno y oxígeno por la disociación del agua en el electrolito. Por lo que dentro de las acciones a tomar para su mantenimiento se debe de agregar agua destilada para prevenir que el nivel del electrolito baje tanto que descubra los electrodos. El tiempo que transcurre entre un mantenimiento y otro depende de la profundidad de descarga y el tiempo de descarga.

### 1.1.3 Controladores de carga

Las reacciones químicas que ocurren en una batería causan diferentes fenómenos, como el calentamiento y la evaporación de los componentes de la reacción. Para mantener las baterías en buen funcionamiento es necesario cuidar su estado de carga y la profundidad de descarga, lo que se logra al utilizar controladores de carga.

Es importante prevenir que las baterías se descarguen totalmente ya que se forma sulfato de plomo en los electrodos, reduciendo el área de los mismos y afectando el desempeño de la batería. Es importante que la carga sea hasta su límite ya que en este proceso algunos iones de hidrógeno se combinan con electrones y se convierten en hidrogeno gaseoso, al continuar cargando la batería la cantidad de  $H_2$  evaporándose será mayor pudiendo llegar a ser peligroso. Aunque este fenómeno es usado para limpiar los electrodos y mezclar el electrolito. Todas estas tareas las previene y realiza el controlador de carga.

El principio de funcionamiento del controlador consiste en desconectar la carga cuando la batería llega a un estado determinado de descarga y desconectar el arreglo fotovoltaico cuando la batería este cargada. EL control que realiza no es simplemente on-off, de serlo estaría en un encendido y apagado constante ya que cuando una batería está cargada, digamos 15 V el controlador desconectaría el arreglo de baterías. Al desconectarse el voltaje en las terminales de la batería caería bajo los 15 V por lo que el controlador volvería a conectar el arreglo. Este proceso oscilatorio lo realizaría continuamente dando como resultado una batería sobrecargada. Para evitarlo se debe agregar circuitería adicional para prevenir la sobrecarga, existen varios métodos para evitarlo, entre ellos la modulación por ancho de pulso.

### 1.1.4 Inversores

Los inversores son sistemas que convierten la corriente directa en corriente alterna. Existe una gran gama, su selección debe ser con base en la carga. Dentro de sus parámetros más importantes esta la forma de onda, la eficiencia, potencia de salida, distorsión armónica y capacidad de sobrecarga, esta última se considera ya que algunas cargas tienen corrientes de arranque altas. Otra característica es su capacidad para la interconexión a la red eléctrica. Es importante

mencionar que las fallas más frecuentes en los sistemas fotovoltaicos son causadas por este componente.

Clasificándolos por tipo de onda existen inversores de onda cuadrada, que son los más baratos y con eficiencia relativamente alta, pero sus aplicaciones son limitadas. Su capacidad de sobrecarga es la mejor pero tienen la mayor distorsión armónica. El inversor de onda sinusoidal modificada es más complicado pero sigue siendo relativamente eficiente. El de modulación de ancho de pulso tiene un mayor costo, mayor eficiencia y mínima distorsión. El inversor de onda senoidal pura tiene la menor distorsión armónica pero la menor eficiencia en aplicaciones autónomas.

### 1.1.5 Sistema fotovoltaico

Con los componentes que se mencionaron es posible formar dos tipos de sistemas de generación fotovoltaica, sistemas autónomos e interconectados a la red. El primero se localiza generalmente en lugares apartados de la red en aplicaciones como señalización, comunicaciones y bombeo entre otras. Su ubicación los hace económicamente competitivos con los sistemas convencionales ya que la inversión para llevar la red eléctrica hasta estos sitios es muy alta.

Un sistema autónomo está compuesto por tres subsistemas. Los dispositivos fotovoltaicos, la carga que consumirá la energía generada y el balance del sistema (BOS). El BOS lo forma la estructura de soporte para montar los módulos, el sistema de acondicionamiento de potencia que incluyen a los controladores de carga e inversores y el sistema de baterías.

Los sistemas fotovoltaicos pueden ser tan simples como un módulo conectado a una carga, por ejemplo una bomba. Hasta sistemas complejos como la alimentación de una casa o edificio donde se requiere energía día y noche en corriente alterna, como se muestra en la Fig. 1- 1. En los sistemas CA el inversor baja la eficiencia del sistema fotovoltaico especialmente cuando éste trabaja a potencias menores a la nominal, que es posible observarlo en su curva típica de rendimiento. Para evitarlo se propone realizar la iluminación en CD y las cargas más complejas en CA.

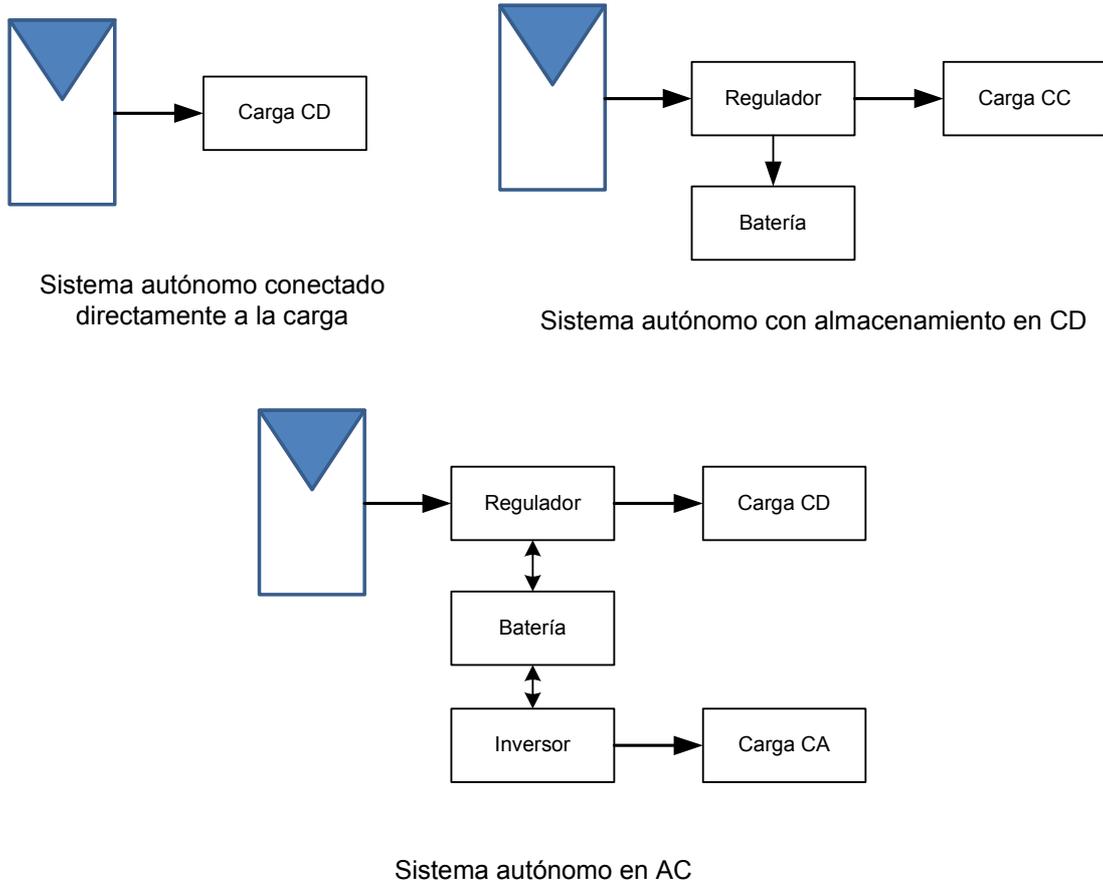


Fig. 1- 1 Esquemas básicos de los diferentes tipos de sistemas autónomos fotovoltaicos

Para los sistemas interconectados a la red, la generación de los módulos fotovoltaicos se conecta directamente a los inversores, Fig. 1- 2 , los cuales en el día producen energía que sirve para alimentar la carga y el excedente es ingresado a la red eléctrica y en la noche o cuando no exista suficiente radiación tomarán energía de ella, evitando las baterías. Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red están orientados a la maximización de la energía anual producida e inyectada a la red [6].

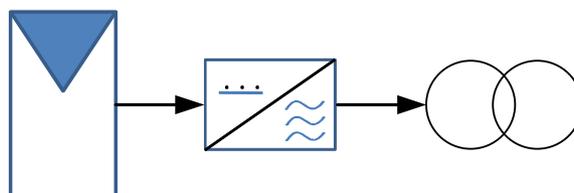


Fig. 1- 2 Esquema básico de un sistema fotovoltaico interconectado a la red

Las aplicaciones principales de estos sistemas son en viviendas y en plantas de generación de energía. Se colocan también como barreras antisonidos en autopistas y vías de tren, cubiertas de albercas y techos de estacionamientos, entre otras. La potencia típica de la mayoría de las instalaciones esta alrededor de 5 kWp en viviendas unifamiliares y hasta 100 kWp en edificios y otras aplicaciones urbanas. La interconexión de estas instalaciones se puede realizar a la red de baja tensión, en modo monofásico hasta 5 kW y trifásica para mayores. Las centrales de generación fotovoltaica suelen tener potencias superiores a 100 kWp con conexión a la red eléctrica de media o alta tensión, para lo que se utiliza un centro de transformación en el que se eleva la tensión de salida de los inversores adecuándola a la tensión de la línea eléctrica.

## 1.2 Celda de Combustible

Una celda de combustible es una celda electroquímica que puede convertir continuamente la energía química de un combustible y un oxidante en energía eléctrica por un proceso que involucra un sistema electrodo-electrolito [5]. Las celdas de combustible a estudiar generan energía eléctrica al combinar oxígeno con hidrógeno, obteniendo como subproducto calor y agua.

Entre sus ventajas se encuentra su alta eficiencia, mayor al 50% ya que no está sujeta a la eficiencia de Carnot y no tiene partes móviles; por lo que la celda al funcionar no genera ruido. En un sistema donde se usa una celda de combustible si se genera ruido, pero éste proviene de los componentes asociados a su funcionamiento como son bombas para transportar el combustible, compresores para su enfriamiento, el sistema para proveer de oxígeno a la celda y el humidificador, requerido en las celdas PEM. Otra de sus ventajas es que requieren poco mantenimiento, sólo emiten vapor de agua, evitando emisiones al ambiente de sustancias dañinas como el dióxido de nitrógeno, dióxido de azufre y monóxido de carbono; por lo que pueden ser instaladas en zonas urbanas reduciendo el costo de la transmisión de energía. Como beneficio adicional la generación de energía depende de la demanda al contrario de las fuentes renovables [2], además las celdas de combustibles son sistemas modulares por lo que con pocas celdas se producen algunos watts, pero al unir más celdas al sistema se pueden generar hasta mega watts.

Además de estas ventajas las celdas de combustible puede cogenerar energía al producir agua caliente o vapor de baja temperatura a la par de la generación de electricidad. En cuestión de generación a gran escala una planta de generación eléctrica con celdas de combustible produce 10 veces menos emisiones contaminantes de lo que permite la norma ambiental más rígida [5]. En la actualidad se realizan prototipos para utilizar celdas de combustible en una gran variedad de productos con aplicaciones móviles que van desde teléfonos celulares, laptops, automóviles, autobuses y barcos.

Una celda de combustible es esencialmente un “sándwich electroquímico” compuesto por un ánodo cargado negativamente, el cátodo cargado positivamente y entre ellos un electrolito, que puede ser una solución acuosa ácida o alcalina o una membrana plástica que permite la migración de átomos de hidrogeno eléctricamente cargados del ánodo al cátodo. Los electrodos deben ser planos con una capa delgada de electrolito, como se muestra en la Fig. 1- 3. La estructura del electrodo es porosa para que el electrodo y el gas puedan penetrarla, permitiendo el mayor contacto entre el electrodo, el electrolito y el gas [7]. Como combustible usan hidrógeno o alguna sustancia rica en hidrógeno como es el gas natural.

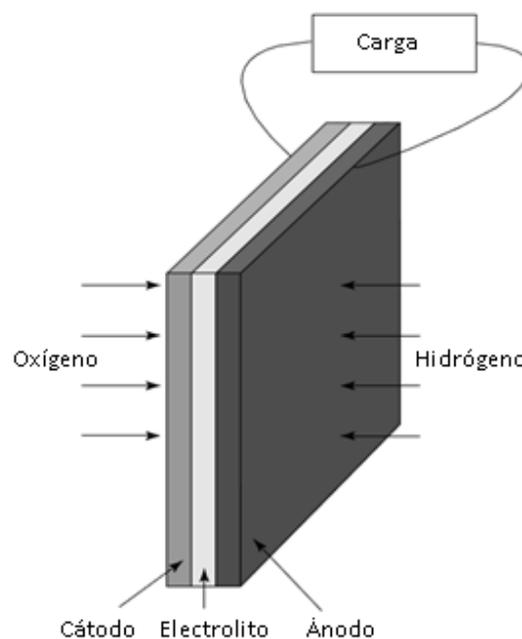
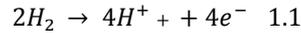
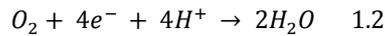


Fig. 1- 3 Construcción básica cátodo-electrolito-ánodo de una celda de combustible.

El proceso que ocurre en una celda de combustible depende del electrolito, pero para entenderlo bien se explicará tomando como ejemplo las celdas con electrolito ácido, por ser el más simple y común. En el ánodo del electrolito ácido el hidrógeno se ioniza, liberando electrones y creando iones  $H^+$  o protones



Esta reacción libera energía. En el cátodo el oxígeno reacciona con los electrones tomados del electrodo y los iones  $H^+$  del electrolito, formando agua.



Para que las reacciones se realicen continuamente los electrones producidos en el ánodo deben pasar por un circuito eléctrico al cátodo, produciendo corriente eléctrica que puede ser utilizada en algún dispositivo eléctrico como un foco, un motor eléctrico o un celular, entre otros. También los iones  $H^+$  deben pasar al electrolito, un ácido es un fluido con iones libre de  $H^+$  por lo que sirve muy bien para este propósito. También existen polímeros que contienen iones móviles  $H^+$ , material llamado membranas de intercambio protónico (PEM por sus siglas en inglés).

Comparando las ecuaciones 1.1 y 1.2 se observa que dos moléculas de hidrógeno se necesitarán para cada molécula de oxígeno a fin de mantener el sistema en balance, mostrado en la Fig. 1- 4. El electrolito sólo debe permitir el paso a los iones de  $H^+$  y no a electrones, de lo contrario los electrones pasaran por el electrolito y no por el circuito eléctrico externo y se perderán.

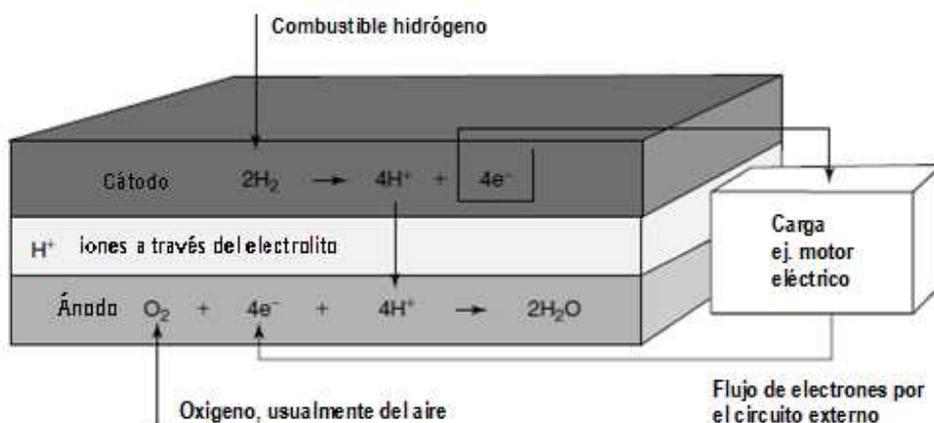


Fig. 1- 4 Reacciones en el electrodo y flujo de carga para un electrólito ácido de una celda de combustible. El flujo de los electrones es de ánodo a cátodo, pero en la "corriente convencional" el flujo es de cátodo a ánodo.

En el proceso que realiza la celda de combustible la energía liberada por la reacción electroquímica es en parte calor pero también se genera directamente electricidad, en el caso de los motores de combustión interna toda la energía se libera como calor y de éste se produce energía mecánica.

Existen varios tipos de celda de combustible, estos difieren en su electrolito y los rangos de temperatura de operación. Clasificados según su electrolito éstos son:

**1.2.1 Alcalinas.** Usadas aún en cohetes espaciales por su alta eficiencia y bajo peso. Operan de 60 a 90°C, con eficiencia entre 50 y 60%, el electrolito es KOH en un 35 a 50%. Entre sus desventajas esta que el CO<sub>2</sub> en el ambiente puede degradar su desempeño.

**1.2.2 Membranas de intercambio protónicas,** o PEM por sus siglas en inglés. Estas son operadas entre 50 y 80 °C, su rango de eficiencia es del 50 al 60%. Como electrolito utilizan membranas poliméricas de Nafion. La industria automotriz apuesta a poder utilizar este tipo de celdas ya que presentan un arranque rápido, produce casi instantáneamente una potencia considerable para uso automotriz, alta densidad energética y relativa robustez.

**1.2.3 Acido fosfórico.** Diseñadas típicamente para aplicaciones estacionarias. Operan con una eficiencia del 55% entre 160 y 220°C. El electrolito consiste en ácido fosfórico concentrado, como combustible utilizan gas natural. Estas celdas se encuentran en el mercado desde 1990.

**1.2.3 Carbonato fundido.** Trabajan de 620 a 660°C con una eficiencia del 60 al 65%. Su electrolito es una mezcla binaria de carbonatos alcalinos fundidos, pueden utilizar gas natural y otros combustibles como propano. Estas celdas son consideradas prometedoras para generación eléctrica en el futuro.

**1.2.4 Óxidos sólidos.** Su rango de temperatura de operación es de 800 a 1000°C, sus eficiencias son de 55 a 65%. Su electrolito consiste en una aleación entre elementos de tierras raras como itrio estabilizado con dióxido de zirconio y materiales cerámicos. Como combustible utilizan gas natural. Se planea usarlas para generación eléctrica en locaciones remotas y utilizarlas

para alimentar bombas de distribución de gas natural para largas distancias. También se planea usarlas en automóviles sustituyendo a los alternadores.

### 1.3 Hidrógeno

El hidrógeno es uno de los combustibles más eficientes, limpios por su bajo impacto ambiental, con alto contenido energético, ligero, entre otras propiedades. Pero no se encuentra naturalmente por lo que debe ser producido con fuentes de energía primarias, en este mismo caso se encuentra la electricidad, que debe ser producida y transportada, con la diferencia que el hidrógeno puede ser almacenado [2].

En la actualidad el hidrógeno se utiliza sobre todo como materia prima química en varias industrias como la alimenticia, petroquímica, semiconductores, la producción de amonio para fertilizantes industriales, entre otras. Aproximadamente 99% del hidrógeno es producido de combustibles fósiles, sobre todo por reformación de gas natural. A nivel mundial se producen aproximadamente 50 millones de toneladas (45 billones de kg), que representan el 2% de la demanda energética mundial [2]. Existen varios métodos para producir hidrógeno por medios renovables como es biomasa; separación de agua por medios térmicos biológicos y solares; y electrólisis del agua ya sea con generadores eólicos o celdas solares [3].

Un aspecto importante del hidrógeno es su almacenamiento, este puede ser en forma gaseosa o líquida. La forma más común es en tanques a altas presiones obteniendo  $H_2$  comprimido, pero su densidad energética volumétrica es baja. Si se usan altas presiones se requiere mayor energía y también mayor seguridad. Otra alternativa son los hidruros metálicos o algunos químicos donde las presiones son menores, pero se deben usar en aplicaciones estacionarias donde el peso no es significativo. Algunos de estos métodos presentan dificultades al liberar el  $H_2$  de los portadores, además de costos altos [2]. Para la utilización del  $H_2$  a gran escala es necesario realizar investigación sobre su almacenamiento.

En la actualidad la energía eléctrica se almacena en baterías o capacitores. Los métodos de almacenamiento tienen diferentes ventajas y desventajas. Desde su vida útil, duración del almacenamiento, condiciones de operación, forma de energía, materiales, densidad energética,

auto descarga, eficiencia, costo, entre otros. A corto plazo las baterías, el aire comprimido y capacitores parecen ser más factibles y atractivos, pero a largo plazo son preferibles las sustancias químicas. Las baterías no son apropiadas para almacenamiento a largo plazo por su autodescarga, su baja densidad energética por ejemplo 0.5 Wh/kg y el espacio que ocupan. El hidrógeno no contamina tanto y requiere de menos mantenimiento, además de que las baterías presentan un número limitado de ciclos de carga-descarga [1]. Como las baterías son muy utilizadas en la generación de energía con fuentes renovable, estos sistemas son operados en cortos plazos. El hidrógeno parece ser más ventajoso por poderse almacenar por más tiempo con menos problemas, ser altamente eficiente y afectar mínimamente al ambiente.

Por estas razones se propone su producción para poder almacenar la energía excedente generada en sistemas fotovoltaicos. Utilizando para este medio un electrolizador, donde la producción de hidrógeno es proporcional a la corriente siguiendo la ecuación  $v = 1.22 \times 10^{-7} I$  donde  $v$  se expresa en  $m^3/s$  [1]. El hidrógeno producido no solo puede ser utilizado en celdas de combustible, también puede ser quemado en aire para producir vapor y mover una turbina para generar electricidad, de la combustión se obtiene como subproducto agua con una cantidad mínima de óxidos de nitrógeno. También puede utilizarse como combustible para motores de automóviles, autobuses y naves espaciales.

## Capítulo 2 Instrumentación

---

Para conocer el desempeño energético del sistema es necesario medir sus parámetros. Con este objetivo se instrumentó y se adquirieron las señales que proveían esta información. En general un instrumento es un dispositivo que transforma una variable física de interés en un formato que puede ser guardado, conocido como medición. Para que las mediciones tengan un sentido amplio y consistente se realizan siguiendo un sistema estándar de unidades, con lo que se puede comparar mediciones realizadas con varios instrumentos.

Para instrumentar un fenómeno se realizan los siguientes pasos, identificar el fenómeno a medir, determinar la variable física que representa el fenómeno, ya sea una variable directa o indirecta que pueda ser utilizada para calcular el fenómeno a medir, identificar el sensor que puede convertir la variable física a una señal de salida adecuada para ser transmitida a un elemento mecánico, eléctrico o electrónico que despliegue, procese y o almacene la medición.

El esquema básico de medición cuenta con estos tres elementos, el resultado obtenido es desplegado para que pueda ser observado por el usuario. La instrumentación también juega un papel importante en el control de los sistemas ya que la información obtenida puede ser utilizada para retroalimentar el comportamiento del sistema y mejorar el control, conocido como control de lazo cerrado.

### 2.1 Acondicionamiento de la señal

Las señales obtenidas por los sensores no siempre se adecuan a la entrada de los sistemas para procesar, desplegar, grabar y transmitir datos. Cuando es este el caso se necesita utilizar dispositivos para acondicionar la señal, ya sea modificar su amplitud, potencia, nivel, ancho de banda o quitar ruidos que escondan la señal. A estas modificaciones se les llama acondicionamiento de señal. Las funciones que debe de realizar el acondicionador de señal dependen tanto de la naturaleza del sensor como de sistema receptor. Frecuentemente los receptores requieren señales de entrada de baja impedancia y de amplitud cercana a su voltaje de polarización. Uno de los receptores más comunes es el convertidor analógico digital, ADC por sus siglas en ingles.

Un ADC es un circuito que cambia una señal de entrada analógica en su salida digital correspondiente, donde la mayoría de las veces la señal digital es representada de forma binaria. El proceso general que sigue consiste en dos pasos, realizar un muestreo de la señal analógica en instantes de tiempo periódicos para después asignar una palabra de código que represente el valor aproximado de cada muestra. Teniendo como resultado un número binario que representa el nivel de la señal de entrada. Cada valor de muestra está representado por un número de bits, definido por la resolución del dispositivo a utilizar, que va desde los 16 bits hasta los 8 bits. Ya teniendo la señal digitalizada es posible mandarla a la computadora para procesarla, desplegarla y almacenarla. Este proceso es realizado por un sistema de adquisición de datos, aunque algunos sensores cuentan con acondicionamiento interno y su salida ya es una señal digital.

### 2.1.1 Amplificadores Operacionales

Uno de los elementos más utilizados en el acondicionamiento de las señales es el amplificador operacional. Dentro de sus posibles funciones está la de amplificar, sumar, restar, dividir e integrar señales analógicas. Un amplificador operacional es un dispositivo electrónico que en su forma más simple cuenta con dos entradas y una salida, siendo la salida la diferencia de las dos entradas multiplicada por un factor conocido como ganancia (G), representado en la ecuación 2.1. Por lo general, un amplificador operacional se utiliza para proporcionar cambios de amplitud de voltaje (amplitud y polaridad), en osciladores, en circuitos de filtro y en muchos tipos de circuitos de instrumentación. [25] Un op-amp contiene varias etapas de amplificador diferencial para obtener una ganancia de voltaje muy alta. [25]

$$V_{out} = G(V_+ - V_-) \quad 2.1$$

Al amplificador operacional puede operar con una sola entrada, esto es conectar a una sola terminal la señal y la otra entrada se conecta a tierra. Como resultado se obtendrá una señal amplificada de la misma polaridad, en caso de conectar la entrada a la terminal positiva en caso contrario se obtendrá una señal de signo contrario a la de entrada. Es posible aplicar señales en cada terminal de entrada, por lo que se convierte en una operación entre dos terminales [25]. Ninguna de las entradas se conecta a tierra, obteniendo como resultado una señal diferencia entre las señales aplicadas.

## 2.2 Calibración

Otro factor importante para en la instrumentación es la calibración de los elementos, definida como la relación entre la medición física de entrada y la señal de salida para un sensor específico. Típicamente un sensor se calibra al introducirle una señal conocida de entrada y almacenar la señal de salida. Los datos se grafican y se obtiene una curva de calibración representativa del sensor. Esta se realizara con una regresión, dependiendo del sensor será lineal, exponencial, entre otras.

## 2.3 Parámetros a monitorear

Como fue mencionado, el paso inicial de la instrumentación es identificar los parámetros a medir. Para lo cual se tomó en cuenta la norma europea para monitorear sistemas fotovoltaicos. La norma con nombre “Monitorización de sistemas fotovoltaicos, Guías para la medida, de intercambio de datos y el análisis” recomienda procedimientos para la monitorización de las características de los sistemas FV relacionadas con la energía. Tales como irradiancia en el plano del campo FV, potencia de salida del mismo, entrada y salida del sistema del almacenamiento de energía y entrada y salida del sistema de acondicionamiento de potencia. El propósito de estos procedimientos es valorar el comportamiento global de los sistemas FV configurados bien como autónomos o interconectados a la red eléctrica, o bien como híbridos con fuentes no FV de potencia, tales como grupos electrógenos y aerogeneradores [10]. La norma puede ser consultada en el Anexo 1.

Para monitorear un sistema es indispensable identificar los parámetros a medir, la norma antes mencionada recomienda monitorear las variables que se presentan en la Tabla A-1Tabla 2- 1 del Anexo 1. De éstas sólo se midieron las que se presentan en la Tabla 2- 1 .

Tabla 2- 1 Parámetros a medir en tiempo real

Parámetro	Símbolo	Unidad
<b>Meteorología</b>		
Irradiancia total en el plano del campo fotovoltaico <sup>1)</sup>	$G_I$	$W m^2$
Temperatura ambiente a la sombra	$T_{amb}$	$^{\circ}C$
Velocidad del viento <sup>2)</sup>	$S_w$	$m s^{-2}$
<b>Campo fotovoltaico</b>		
Tensión de salida	$V_A$	$V$
Intensidad de salida	$I_A$	$A$
Potencia de salida	$P_A$	$kW$

Temperatura del módulo	$T_m$	$^{\circ}C$
Ángulo de inclinación del seguidor <sup>5)</sup>	$\phi_T$	grados
Angulo acimutal del seguidor <sup>5)</sup>	$\phi_A$	grados
<b>Almacenamiento de energía<sup>3)</sup></b>		
Tensión de operación	$V_s$	$V$
Intensidad hacia el almacenamiento <sup>4)</sup>	$I_{TS}$	$A$
Intensidad desde el almacenamiento <sup>4)</sup>	$I_{FS}$	$A$
Potencia hacia el almacenamiento <sup>4)</sup>	$P_{TS}$	$kW$
Potencia desde el almacenamiento <sup>4)</sup>	$P_{FS}$	$kW$
<b>Carga<sup>3)</sup></b>		
Tensión de la carga	$V_L$	$V$
Intensidad de la carga	$I_L$	$A$
Potencia de la carga <sup>6)</sup>	$P_L$	$kW$
<b>Red eléctrica<sup>3)</sup></b>		
Tensión de la red	$V_u$	$V$
Intensidad hacia la red <sup>4)</sup>	$I_{TU}$	$A$
Intensidad desde la red <sup>4)</sup>	$I_{FU}$	$A$
Potencia hacia la red <sup>4)6)</sup>	$P_{TU}$	$kW$
Potencia desde la red <sup>4)6)</sup>	$I_{FU}$	$A$
<b>Fuente de reserva<sup>3)</sup></b>		
Tensión de salida	$V_{BU}$	$V$
Intensidad de salida	$I_{BU}$	$A$
Potencia de salida	$P_{BU}$	$kW$
<p>1) Irradiancia total, conocida también como irradiancia en el plano del campo FV, definida como potencia radiante (directa más difusa) incidente sobre la unidad de área de una superficie inclinada.</p> <p>2) Los parámetros tales como la velocidad del viento son opcionales, pero pueden exigirse por contrario o sí el campo FV está sometido a condiciones de operación extremas.</p> <p>3) Las cantidades c.a. y c.c pueden distinguirse añadiendo subíndices. En el caso de sistemas polifásicos, los parámetros <math>V_L</math>, <math>I_L</math>, <math>P_L</math> se especificarán para cada fase.</p> <p>4) Normalmente puede utilizarse un único sensor de intensidad o de potencia para la medida de intensidad o potencia en ambas direcciones de entrada y salida. Un signo positivo en la señal de salida de los sensores indica entrada hacia el dispositivo de almacenamiento de energía o hacia la red eléctrica y un signo negativo indica la salida desde el dispositivo de almacenamiento o desde la red eléctrica. La entrada y salida usando un solo sensor debe acumularse separadamente en el programa.</p> <p>5) La monitorización de los ángulos del seguidor es opcional para sistemas con seguimiento solar. Para seguidores de un solo eje <math>\phi_T</math> se usa para describir la posición del campo sobre su eje de seguimiento. Por ejemplo, para un seguidor de un solo eje horizontal, este parámetro daría en ángulo desde la horizontal, hacia el este es negativo y hacia el oeste positivo.</p> <p>6) Puede realizarse una medida directa de la potencia de salida por la parte del inversor correspondiente al acondicionador de potencia si ello aumenta la precisión de medida.</p>		

Fig. 2- 1 muestra, según la norma, donde se deben ubicar las mediciones sugeridas en un sistema fotovoltaico.

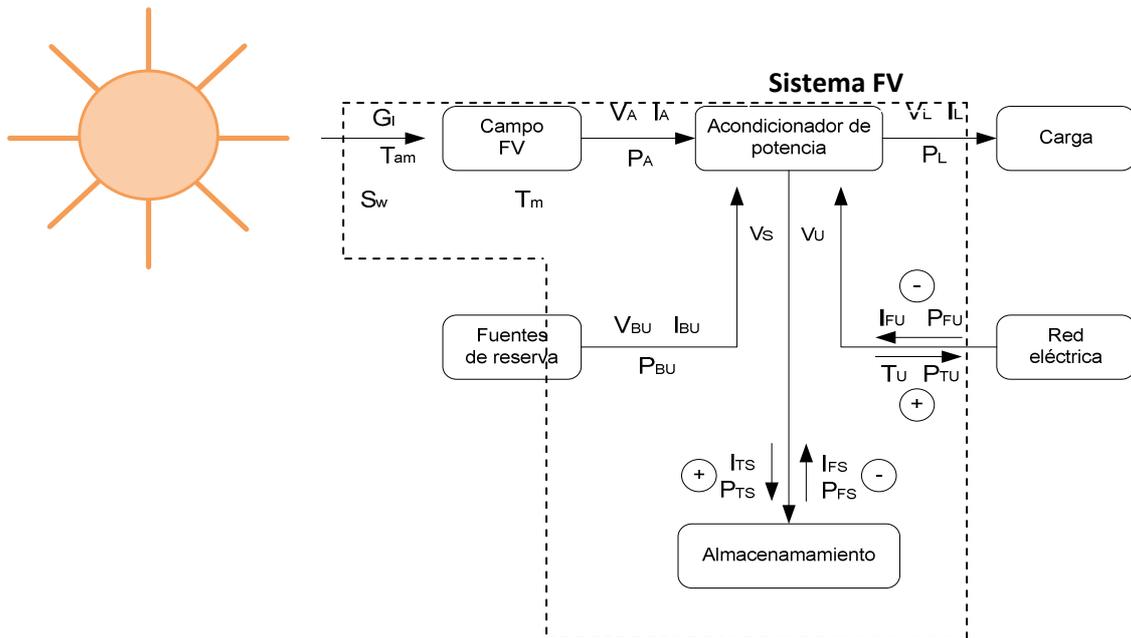


Fig. 2- 1 Parámetros a medir en tiempo real

Siguiendo lo sugerido en la norma los parámetros a medir serán:

- irradiancia, medida en el plano del arreglo fotovoltaico
- la temperatura en los módulos
- voltajes y corrientes en los siguientes puntos:
  - arreglo fotovoltaico,
  - almacenamiento, siendo este el bus del banco de baterías
  - acondicionamiento de potencia, siendo estos los inversores
  - carga, el edificio E del CIE-UNAM
  - red eléctrica
  - las fuentes de reserva siendo ésta la celda de combustible.

A continuación se definen brevemente los parámetros medidos y se identifican los posibles sensores que pueden ser utilizados, además del sistema con que se procesarán los datos adquiridos.

### 2.3.1 Irradiancia

La eficiencia de un sistema fotovoltaico depende críticamente de la distribución espectral de la radiación que proviene del sol [12]. Por lo que para estudiar un sistema fotovoltaico es

indispensable conocer la radiación. La irradiancia e irradiación son dos términos un poco diferentes, la irradiación se refiere a la cantidad de energía solar recibida durante un determinado periodo de tiempo, mientras que el término irradiancia se refiere a la potencia instantánea recibida. En términos de unidades la irradiancia se mide en  $W/m^2$ , mientras que la irradiación en  $Wh/m^2$ . La irradiación solar a lo largo de un día tendrá unidades de  $Wh/m^2/día$  [7].

Existen varios instrumentos para medir la insolación solar. Estos instrumentos están compuestos por un detector de radiación, de los cuales existen dos tipos básicos.

- 1) dispositivos con una unión de semiconductores, muy parecidos a una celda solar (usualmente unión Si p/n), que son esencialmente contadores de fotones con rangos de respuesta espectral mucho menor que el espectro solar y
- 2) termopilas o detectores piroeléctricos, los cuales son esencialmente integradores de energía con una respuesta generalmente independiente a la longitud de onda según un ancho de banda, determinado por el material ventana y la capa absorbidora, la cual es generalmente suficientemente ancha para incluir todo el espectro solar terrestre. La termopila se basa en el efecto termoeléctrico, siendo este la absorción de la radiación recibida por una superficie negra, que calienta un conjunto de termopares produciendo una tensión proporcional a la irradiancia, la termopila está formada por varios termopares en serie obteniéndose una tensión proporcional a la irradiancia global incidente.

Generalmente los piranómetros de termopila son más precisos y caros, en el caso de el uso de una celda solar de Si puede generar errores porque sólo una porción del espectro solar es medido.

### 2.3.2 Temperatura

En un panel fotovoltaico la temperatura es un parámetro clave, ya que su aumento reduce la eficiencia del arreglo. Al comprar un panel fotovoltaico en su ficha técnica se presentan los datos de la potencia que puede entregar, éstos datos son medidos a condiciones estándar de medida, STC, referidas a  $1000 W/m^2$  de irradiancia y  $25\text{ }^\circ\text{C}$  de temperatura. Este valor se denomina potencia pico y es la potencia nominal por la cual se paga cuando se compra un módulo fotovoltaico.

La potencia de un módulo fotovoltaico en operación real es directamente proporcional a la irradiancia recibida. Idealmente un módulo de 100 Wp de potencia nominal produce 50 Wp a 500 W/m<sup>2</sup>, pero en la realidad la potencia disminuye al aumentar la temperatura. Esta disminución es aproximadamente 4% por cada 10 °C de aumento de temperatura respecto a los 25°C nominales. La temperatura de un módulo fotovoltaico en operación puede alcanzar los 70°C en función de la irradiancia y de la temperatura ambiente. Es posible calcular la temperatura del módulo con la ecuación 2.1, que relaciona la temperatura de la celda,  $T_c$ , con la temperatura ambiente,  $T_a$ , y con la irradiancia, G, mediante la ecuación.

$$T_c = T_a + 0.03G \quad 2.1$$

### 2.3.3 Voltaje

Existen varias formas para medir voltaje, entre ellas la medición electromecánica, electrodinámica y electrónica. Para el estudio realizado se utilizó la medición electrónica, con el fin de adquirir los datos y procesarlos fácilmente con una computadora. En un voltímetro electrónico la señal es procesada mediante dispositivos semiconductores para extraer la información que se requiere medir. Un medidor electrónico puede ser representado como un elemento de tres puertos, como se aprecia en la Fig. 2- 2

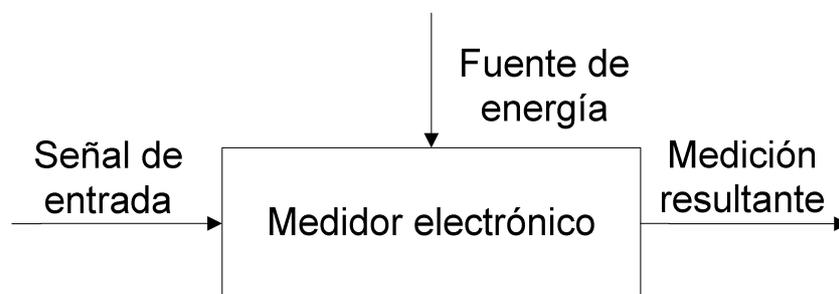


Fig. 2- 2 Representación de diagrama de bloques de medidor electrónico

El puerto de entrada de la señal se caracteriza por su alta impedancia, haciendo que la fuente de donde proviene la señal tenga carga muy baja. El resultado de la medición es un puerto de salida que provee el resultado medido, ya sea una salida digital o analógica dependiendo de cómo se procesará la señal. El tercer puerto es una entrada para energizar el sistema. El medidor electrónico utiliza energía para medir, mandar o desplegar las mediciones adquiridas.

El sistema utilizado funciona con un convertido analógico digital, el cual convierte la entrada analógica en una secuencia de bits. La señal de salida puede codificarse como código binario,

usualmente el número de bits que la representan es de 8 hasta 18 bits, la exactitud del sistema esta correlacionada con la resolución. Entre las características principales de los sistemas electrónicos se encuentra la velocidad y su operación automática. Por lo que es ideal para mediciones largas donde es difícil que una persona monitoree y almacene datos.

Los rangos más comunes de mediciones van de 1 V a 10 V, también es posible medir valores más pequeños con un nivel de preamplificado. Utilizando un divisor de voltaje adecuado se pueden medir voltajes de hasta 1000 V.

### 2.3.4 Corriente

En general los medidores de corriente se pueden dividir en dos categorías, sensores que funcionan aislados del circuito medido y los que se conectan directamente al circuito medido utilizando una conexión metálica entre el sensor y el circuito medido, esto se hace abriendo el circuito y colocando un dispositivo donde se requiere la medición.

El dispositivo más común para medición no aislada es la resistencia, cuando se usa para medir corriente se conoce como resistencia shunt, colocada típicamente en serie a la carga. La respuesta de frecuencia de una resistencia shunt es buena y puede ser usada para medir corriente directa y alterna, su salida es un voltaje proporcional a la corriente. Entre sus desventajas esta que se debe de abrir el circuito a medir, lo que puede ser peligroso si los niveles de corriente que se manejarán son altos.

Un tipo de sensores de corriente aislados del circuito son los transformadores de corriente, TC, o transformadores de “donas”. Operando en condiciones normales, su salida es proporcional a la corriente medida o primaria pero ligeramente desfasada. El aislamiento que proporcionan los TC de los circuitos de alta tensión es una de sus mayores ventajas. Son utilizados en mediciones con frecuencias entre 25 Hz y 400 Hz. Un TC está formado por un transformador primario que es un toroide de material magnético, suele tener una o varias espiras, se conecta en serie con el circuito cuya intensidad se desea medir, alrededor del primario se encuentra un embobinado de  $n$  vueltas llamado secundario, mostrado en la Fig. 2- 3 . La corriente que se obtiene como salida es  $1/n$  veces la corriente medida. Esta corriente puede ser mandada directamente al sistema de adquisición de datos, si éste puede procesar corriente o puede cambiarse a voltaje, utilizando una resistencia.

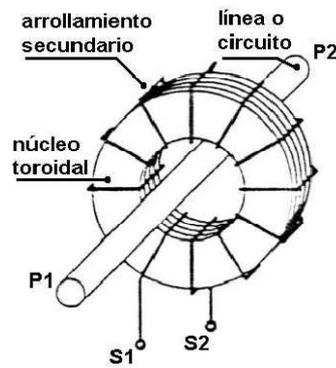


Fig. 2- 3 Diagrama de transformador de corriente para medición

Para medición de corriente directa se utilizan generalmente sensores de efecto Hall, que tienen como característica el uso aislado del circuito a censar, su requerimiento de energía externa para funcionar y en caso el caso de medición de corriente directa su respuesta de hasta 200 kHz. Su salida puede ser voltaje, corriente o salida digital. La precisión varía mucho y sobre todo depende del costo del sensor, externamente se ve como un TC.

El efecto Hall ocurre cuando un conductor que presenta una corriente se coloca en un campo magnético, generando un voltaje perpendicular a ambos, corriente y campo, ilustrado en la Fig. 2- 5 . La salida de voltaje es muy pequeña ( $\mu\text{V}$ ), requiriendo electrónica adicional para conseguir niveles de voltajes adecuados para el censado. Un sensor de efecto Hall se compone de una hoja delgada de un material conductor con conexiones de salida perpendiculares a la dirección del flujo de la corriente. Cuando no se presenta un campo magnético la distribución de la corriente es uniforme y no existe una diferencia de potencial en las salidas, como se ilustra en la Fig. 2- 4 .

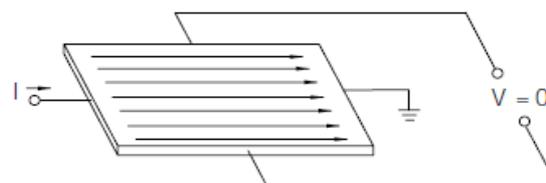


Fig. 2- 4 Principio del efecto Hall, sin campo magnético [27]

Cuando se presenta un campo magnético perpendicular, mostrado en la Fig. 2- 5 , la fuerza de Lorence se ejerce a la corriente. Esta fuerza perturba la distribución de la corriente, resultando en una diferencia de potencial por la salida. Este voltaje es el voltaje Hall. La interacción del campo magnético y la corriente se muestra en la ecuación 2.1.

$$V_H \propto I \times B \quad 2.1$$

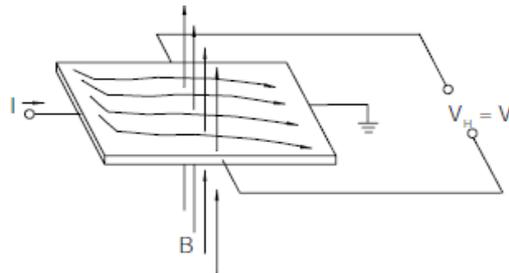


Fig. 2- 5 Principio del efecto Hall, campo magnético presente [27]

Los sensores de efecto hall pueden ser aplicados en muchos dispositivos de censado, sólo se requiere que el parámetro a censar pueda incorporar un campo magnético.

## Capítulo 3 Metodología y desarrollo experimental

### 3.1 Descripción del sistema fotovoltaico

Como se ha mencionado se monitorizó un sistema Híbrido Fotovoltaico-Hidrógeno-Celda de combustible (SHFHCC) instalado en el CIE-UNAM. El sistema se compone de un arreglo de 72 paneles fotovoltaicos de 125 Wp cada uno, marca Kiocera de silicio policristalino, divididos en tres subarreglos de 3 kWp en configuración 4s x 6p (70 V @ 44.2 A). Cada subarreglo está conectado a un controlador de carga de marca Tristar que soporta 60 A máximos funcionando a 48 V, las salidas de los controladores se conectan a un banco de 48 baterías marca Trojan de 6 V a 75 A en 115 min con una configuración 8s x 6p 800 Ah con una autonomía de 36 horas a una profundidad de descarga del 50%. A este bus también se conecta una celda de combustible y tres inversores, marca Out Back Power Systems con una potencia de 3600 VA o 3.6 kW F.P=1 a 120 VCA y 30 A, su entrada es de 48 VCD a 85 ACD con eficiencia del 93% y una onda senoidal pura. El sistema completo se muestra en la Fig. 3- 1.

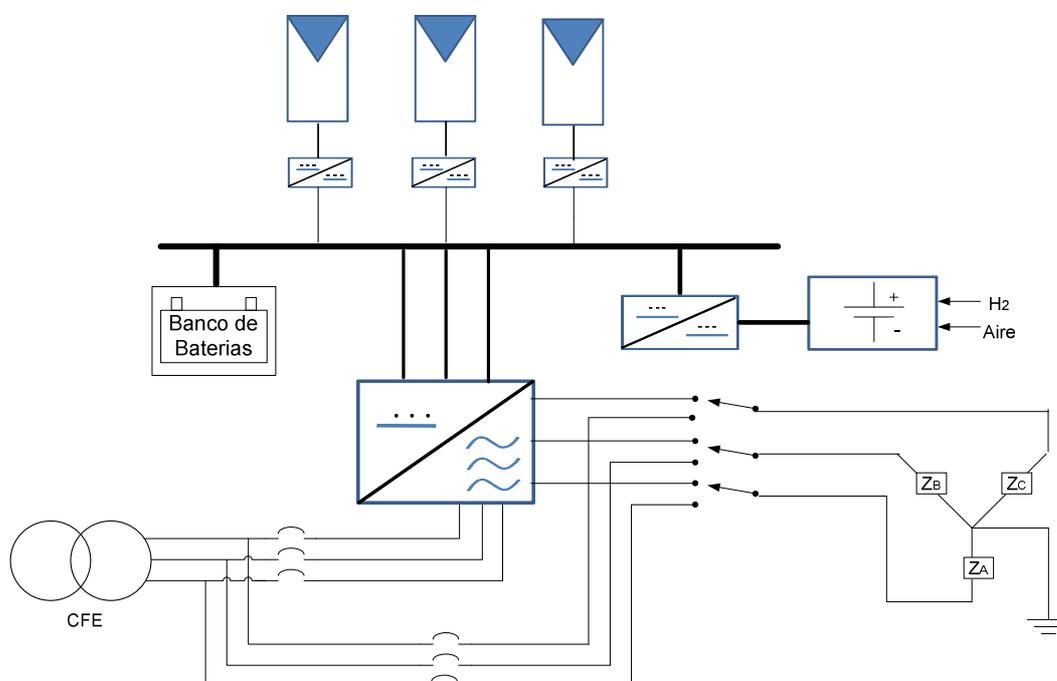


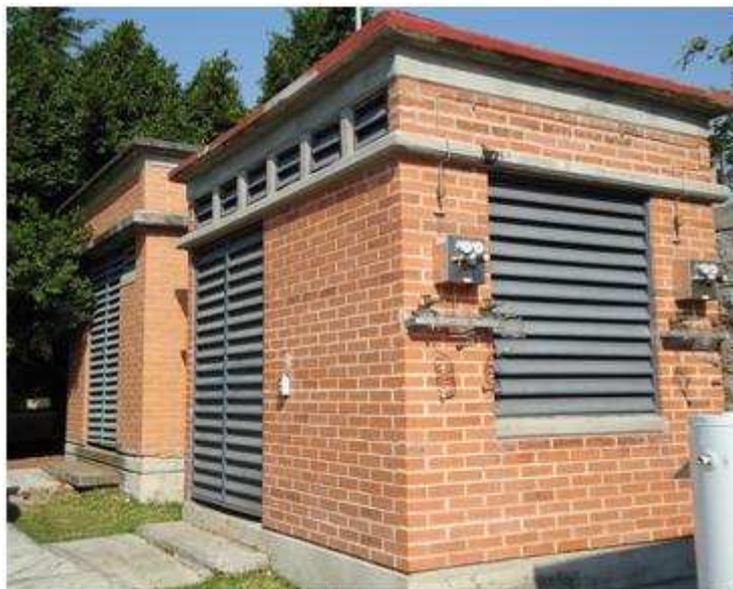
Fig. 3- 1 Configuración del sistema instalado en el CIE-UNAM

El sistema fotovoltaico está distribuido en varias locaciones del CIE-UNAM. En el techo del edificio E se encuentra el arreglo FV, mismo que puede observarse en la Fig. 3- 2, bajo éste se encuentran tres gabinetes, uno por subarreglo, donde se localizan los sistemas de protección como interruptores y diodos de bloqueo.



**Fig. 3- 2 Arreglo fotovoltaico del CIE-UNAM**

A un lado de este edificio se encuentran dos casetas, una contiene los controladores y el banco de baterías, por su contenido será llamada caseta de directa. A lado de la caseta de directa se encuentra otra caseta donde se albergan los inversores por lo que se llamará caseta de alterna. Ambas casetas y su contenido pueden observarse en las figuras Fig. 3- 3, Fig. 3- 4, Fig. 3- 5.



**Fig. 3- 3 Vista exterior de la caseta de directa y alterna**



Fig. 3- 4 Contenido de caseta de alterna



Fig. 3- 5 Contenido de caseta de directa

### 3.2 Descripción del método seguido

La instrumentación del sistema fotovoltaico se dividió en varios pasos,

- Identificación de variables a sensar
- Revisión de sistemas y sensores ya adquiridos
- Selección de sensores
- Realización del sistema de adquisición de datos
- Instalación de sensores y sistemas de adquisición de datos
- Realización de los programas para el despliegue y almacenamiento de datos medidos
- Puesta en marcha del sistema de adquisición de datos.

### 3.2.1 Identificación de variables a sensar

Para realizar el monitoreo del sistema fotovoltaico se tomó como referencia la norma “Monitorización de sistemas fotovoltaicos, Guías para la medida, de intercambio de datos y el análisis”. Con base en ésta se identificaron los parámetros a medir, la Fig. 3- 6 muestra su ubicación en el sistema FV instalado en el CIE-UNAM.

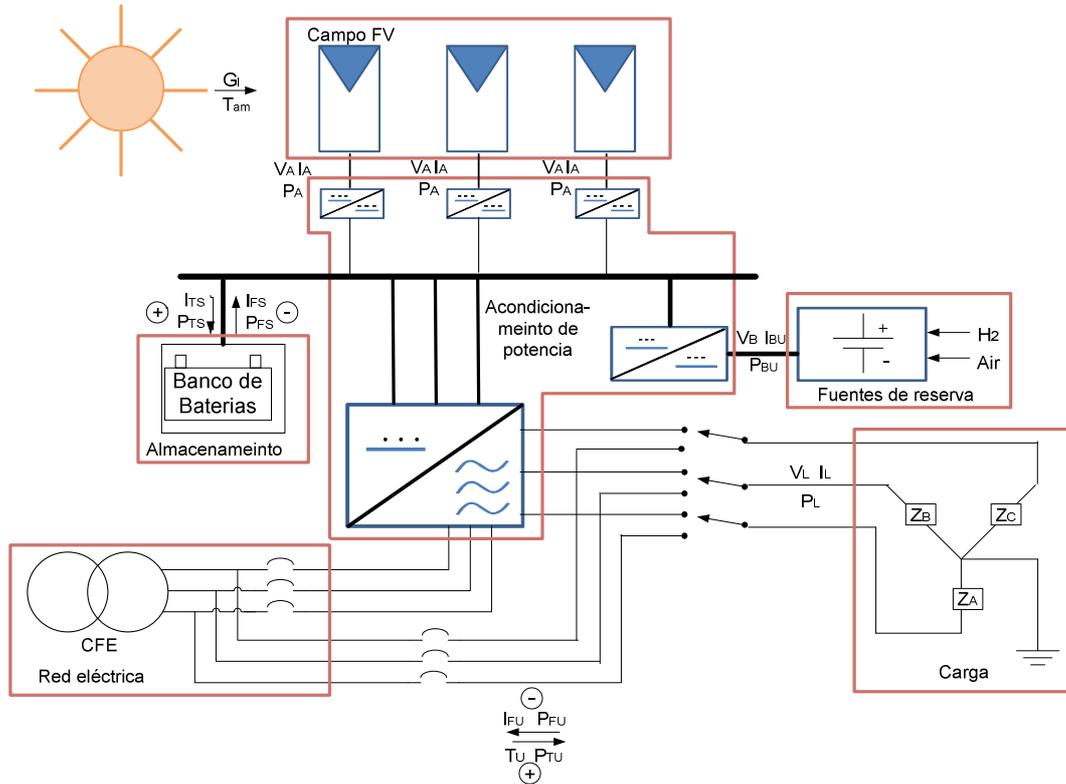


Fig. 3- 6 Identificación de parámetros a medir en sistema instalado en CIE-UNAM

La Tabla 3- 1 contiene el compilado de las variables que se midieron, dos de éstas son ambientales, temperatura y radiación. Los demás parámetros describen el comportamiento energético del sistema. En general se medirá el voltaje y corriente en diferentes puntos, siendo estos el arreglo fotovoltaico, baterías e inversores. La Tabla 3- 1 mencionará además la cantidad de variables medidas. El arreglo fotovoltaico está dividido en tres subarreglos, las mediciones se realizarán en cada uno de ellos. Se cuenta con tres inversores, cada uno genera la energía de cada línea del sistema trifásico. Se medirá la entrada de corriente directa de cada inversor, además de las dos salidas de cada inversor. Tomando en cuenta todas estas variables se obtiene un total de 26 variables a adquirir. De las cuales 12 son de la parte alterna del sistema.

Tabla 3- 1 Variables a medir del sistema fotovoltaico.

<b>Variables a medir</b>	<b>Rango</b>	<b>Cantidad</b>	
Ambientales	Temperatura	0-70°C	1
	Radiación	0-3000 W/m <sup>2</sup>	1
Arreglos fotovoltaicos	Voltaje CD	48 V	3
	Corriente CD	50 A	3
Baterías	Voltaje CD	48 V	3
	Corriente CD	66 A	3
Inversores	Voltaje AC	120 V	6
	Corriente AC	30 A	6
<b>Entradas totales</b>		<b>26</b>	

### 3.2.2 Revisión de sistemas y sensores ya adquiridos

Es importante mencionar que el sistema de adquisición de datos CFP-1804 con las dos tarjetas AI-102, además de los sensores de corriente de efecto hall unidireccionales fueron seleccionadas y adquiridos previamente a la realización de este trabajo. Para su utilización se verificó su buen estado y el cumplimiento de los rangos de medición requeridos.

### 3.2.3 Selección de sensores

Al identificar las características de los sensores con que se contaba y tomando en cuenta que el inversor funciona también como inversor cargador, se decidió adquirir sensores que pudieran detectar el sentido de la corriente, ya que las baterías proveen energía a los inversores pero también es posible recargarlas desde los inversores. La selección fue sensores de efecto hall bidireccional. Para la medición de corriente alterna no se contaba con ningún dispositivo, se seleccionaron transformadores de corriente para instrumentación, con el fin de utilizar un elemento que no necesitara energía eléctrica para funcionar y siguiera la onda exactamente como se la produce el inversor. A continuación se describe detalladamente los dispositivos utilizados para la medición.

#### 3.2.3.1 Irradiancia

Un sistema fotovoltaico transforma la energía solar incidente en energía eléctrica, siendo la radiación solar la fuente primaria de energía. Por lo que para estudiar un sistema fotovoltaico es indispensable conocer la radiación. El dispositivo que se utilizó para medir la radiación es un piranómetro, éste es un radiómetro solar con un campo de visión de 180° usado para medir radiación global, directa más difusa. Específicamente se utilizó un Piranómetro marca LI-COR, diseñado para medir radiación global para fines meteorológicos, agrícolas o estudios de energía solar. Cuenta con un detector fotovoltaico de silicio. Su salida es una corriente

directamente proporcional a la radiación solar. Su error bajo la mayor parte de las condiciones de luz de día es menor al 5%. Su respuesta espectral no incluye el espectro solar total, por lo que debe de ser usado bajo las mismas condiciones que fue calibrado, siendo esto luz de día sin obstáculos, no bajo vegetación, luz artificial, en invernaderos o para radiación solar reflejada [11].

El piranómetro fue colocado en el mismo plano que el arreglo fotovoltaico, esto es a  $20^\circ$ . El ángulo de inclinación al cual se colocan los paneles fotovoltaicos se define por la latitud del sitio donde se instalarán, que para Temixco, Morelos es de  $20^\circ$ . El piranómetro Li-Cor fue calibrado con respecto al piranómetro de precisión CMP11 de la empresa KIPP & Zonnen con una constante de sensibilidad de  $8.40 \times 10^{-6} \text{ V/Wm}^2$ . La calibración del piranómetro Li-Cor fue realizada al colocar y medir en el mismo plano que el arreglo fotovoltaico junto con un piránometro CMP11 de referencia. Ambos datos fueron adquiridos y procesados obteniendo la Fig. 3- 8, que muestra el comportamiento de ambos para el día 23 de marzo de 2010. La curva de calibración del piranómetro Li-Cor fue obtenida al realizar la regresión lineal de la grafica de la salida de voltaje del Li-Cor contra la irradiancia obtenido por el piranómetro de referencia, presentada en la Fig. 3- 7.

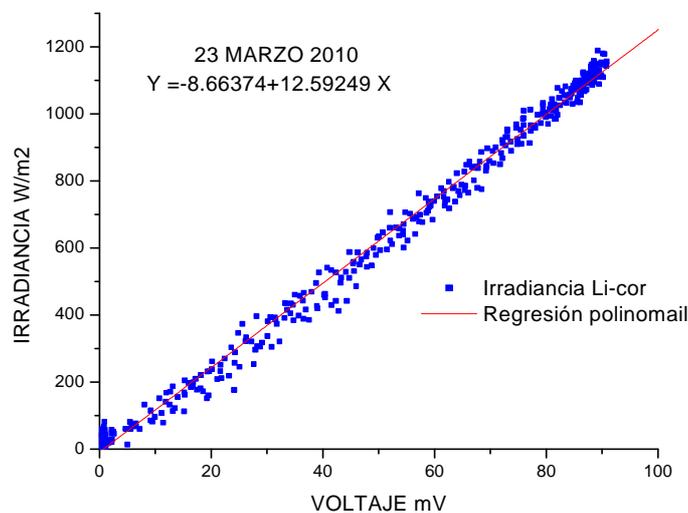


Fig. 3- 7 Curva de calibración del piranómetro Li-Cor con respecto a Eppley

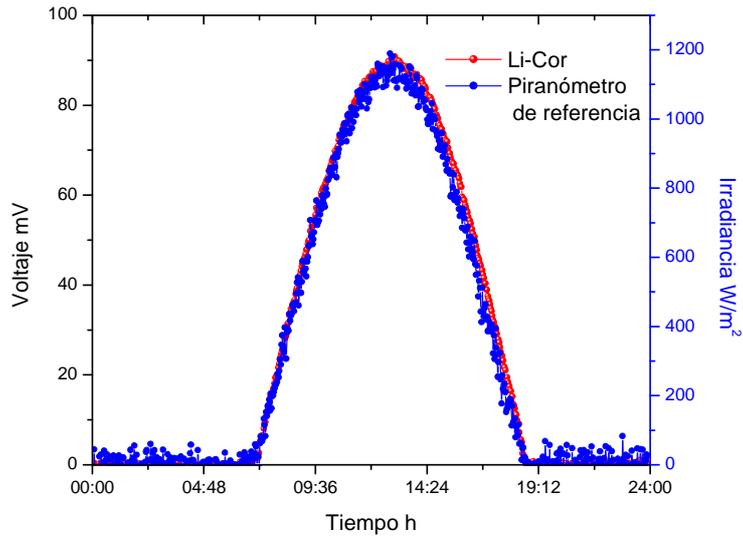


Fig. 3- 8 Curva de salida del piranómetro Li-Cor en mV y del KIPP & ZONEN W/m<sup>2</sup>

Debido a que la salida que presenta el piranómetro es en milivolts se utilizó un amplificador operacional para elevar 10 veces el voltaje de salida, con el fin de mejorar la calidad de los datos que manejará en el sistema de adquisición de datos. La amplificación fue realizada con el circuito INA106, amplificador operacional de instrumentación que eleva la señal de entrada 10 veces. Se seleccionó este amplificador por su facilidad de uso, sólo es necesario polarizarlo y colocar dos capacitores de 1µF como se muestra en la Fig. 3- 9.

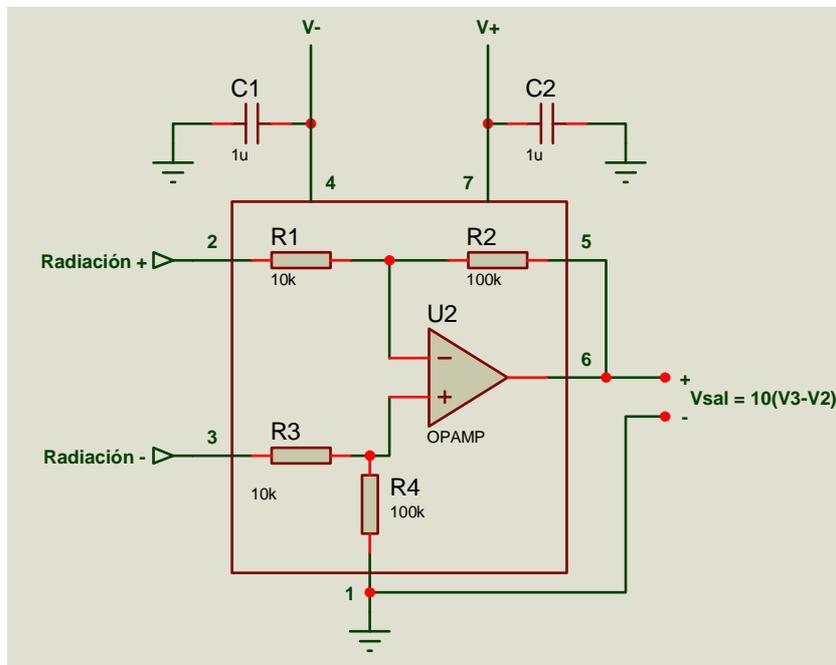


Fig. 3- 9 Circuito de amplificación de medición de radiación

### 3.2.3.2 Temperatura

Tomando en cuenta que es importante conocer las pérdidas por temperatura en el panel se medirá este parámetro en uno de los paneles que componen el arreglo fotovoltaico. Para lo cual se utilizó el sensor LM35, circuito integrado que funciona como sensor de temperatura de precisión. Estos sensores funcionan utilizando las características de temperatura de la unión *pn* de un semiconductor. Su salida es un voltaje linealmente proporcional a la temperatura en grados Celsius, en varias pruebas se ha observado que la linealidad en estos sensores es mejor que en termopares o RTD. Sin calibrar tiene una precisión de  $\pm 1/4^\circ\text{C}$  a temperatura ambiente y  $\pm 3/4^\circ\text{C}$  en su rango de temperatura completa de  $-55$  a  $150^\circ\text{C}$ .

Algunas de sus características son:

- calibrado directamente en  $^\circ\text{Celsius}$
- lineal con un factor de escala de  $+ 10.0 \text{ mV}/^\circ\text{C}$
- precisión de  $0.5^\circ\text{C}$  a  $+25^\circ\text{C}$
- bajo costo
- opera de 4 a 30 volts
- consume menos de  $60 \mu\text{A}$

Con el mismo propósito que el piranómetro a la salida del sensor LM35 se le colocó el amplificador operacional de instrumentación INA114 para aumentar 10 veces su salida, en la Fig. 3- 11 se muestra el diagrama de conexiones del amplificador. Tomando en cuenta su hoja de especificaciones se colocó una resistencia de  $5.7 \text{ k}\Omega$  para obtener una salida con ganancia de 10 veces la entrada. En la Fig. 3- 10 se observa la curva de calibración obtenida del sensor LM35, donde se puede apreciar su linealidad.

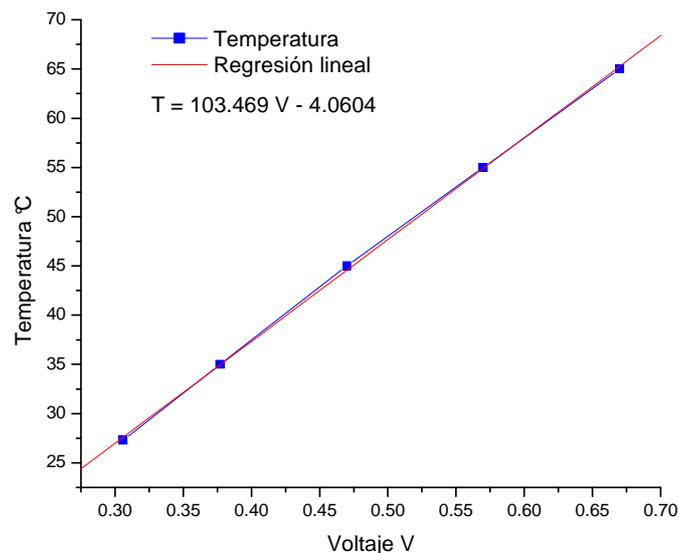


Fig. 3- 10 Curva de calibración de sensor de temperatura LM35

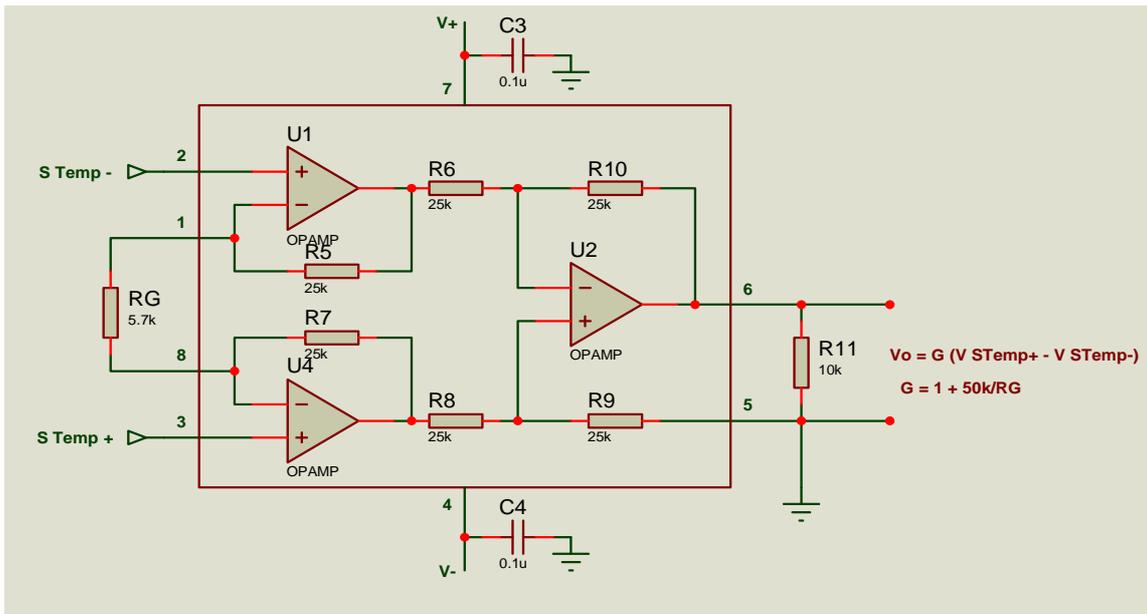


Fig. 3- 11 Circuito de amplificación para sensor de temperatura

En la Fig. 3- 12 se muestra el circuito realizado para la amplificación de la temperatura e irradiancia.

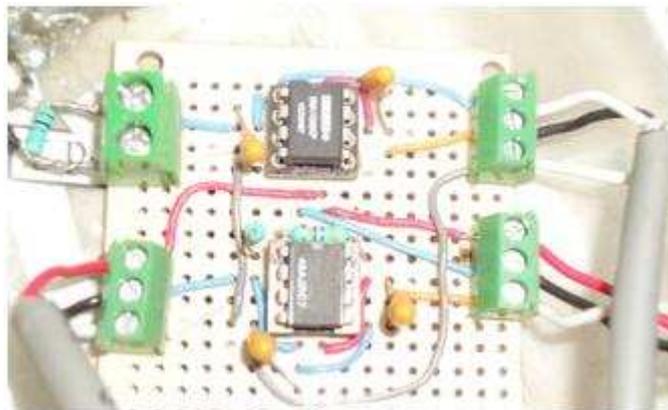


Fig. 3- 12 Fotografía de los circuitos de amplificación de temperatura e irradiancia

Las mediciones de voltaje y corriente para analizar el desempeño energético del sistema se pueden dividir en dos tipos generales de mediciones, la de corriente directa, en la parte del arreglo fotovoltaico y el almacenamiento y corriente alterna en la salida del inversor ya sea a la carga como a la red. Estas mediciones fueron realizadas de la siguiente forma:

### 3.2.3.3 Voltaje directo

La tarjeta de adquisición de datos utilizada se caracteriza por presentar un amplio rango de voltajes de entrada, desde 0 a 20 V hasta mediciones entre  $\pm 120$  V. El rango de los componentes a medir esta alrededor de los 80 V en los paneles fotovoltaicos, 48 V en el banco

de baterías y controladores y en el caso de los sensores de temperatura y piranómetro de máximo 5 V.

### 3.2.3.4 Corriente directa

#### Sensor de efecto Hall

La corriente se midió con un sensor de efecto hall. El sensor utilizado en los paneles y controladores es el Hawkeye 970, mostrado en la Fig. 3- 13. Éste provee un monitoreo preciso de cargas en corriente directa como baterías o motores. Combina un sensor de efecto hall con circuitería que permite obtener una salida proporcional a la corriente de entrada tanto en corriente (0 a 20 mA) como voltaje (0 a 5 VDC) además de poder seleccionar tres rangos de mediciones, 20/40/80. La curva de calibración de cada sensor utilizado se muestra en la Fig. 3- 14.

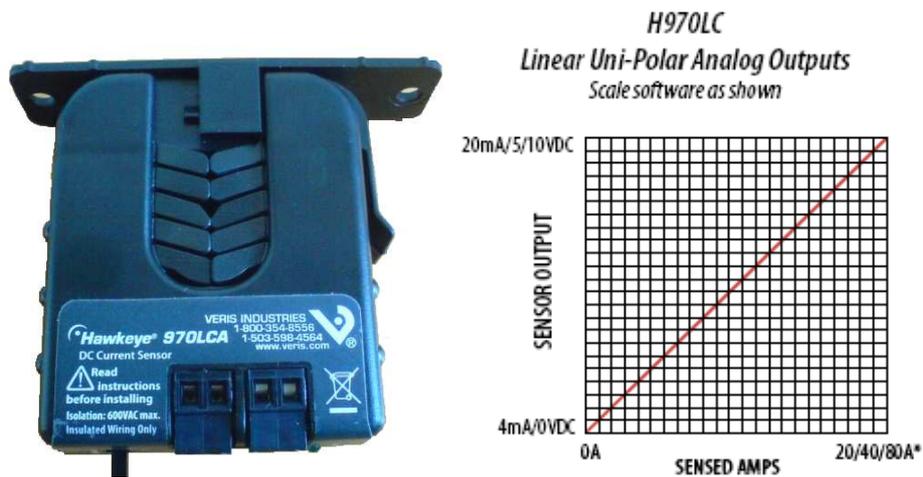
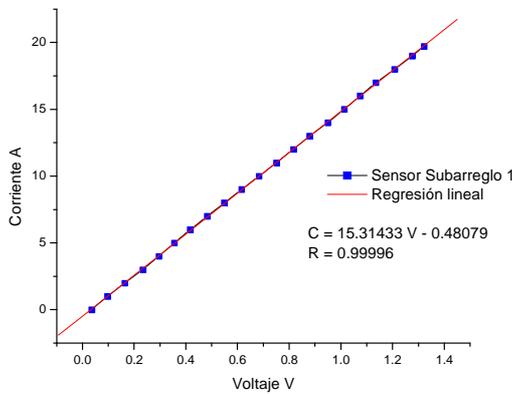
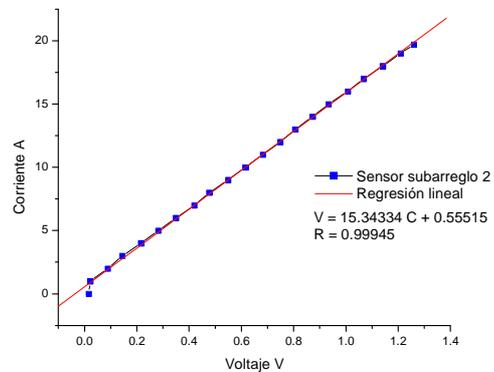


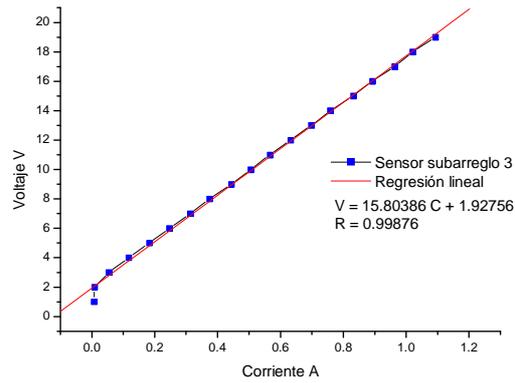
Fig. 3- 13 Sensor de corriente directa y curva teórica de respuesta



a)



b)



c)

Fig. 3- 14 Curvas de calibración de los sensores de corriente directa en los subarreglos fotovoltaicos

### Sensor de efecto Hall bidireccional

El sensor de efecto Hall bidireccional es el transductor de corriente HAL 50-S, mostrado en la Fig. 3- 15, que mide corriente directa además de ondas complejas de corriente alterna. Su curva de calibración se observa en la Fig. 3- 16. El sensor provee aislamiento galvánico entre la medición y la salida analógica. Se recomienda utilizar en motores de DC, aplicaciones donde la alimentación sean baterías y en aplicaciones de potencia. Su rango de medición es de 50 Arms o  $\pm 150$  A, un voltaje analógico de salida de  $\pm 4$  V, además de contener dos potenciómetros donde puede modificarse la ganancia y puede también añadirse un offset a la señal medida. Su voltaje de alimentación es de  $\pm 15$  V, consume una corriente menos a 25 mA. Tiene una exactitud menor  $\pm 1\%$  y su error de linealidad des menos a  $\pm 0.5\%$ .

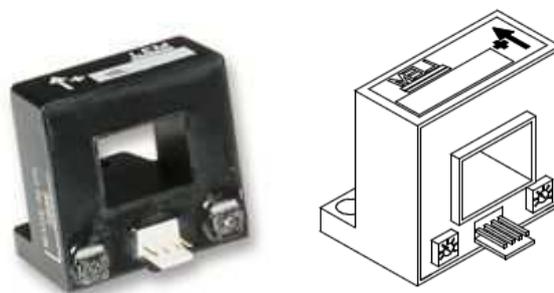


Fig. 3- 15 Sensor de corriente bidireccional LEM Hall 50-S

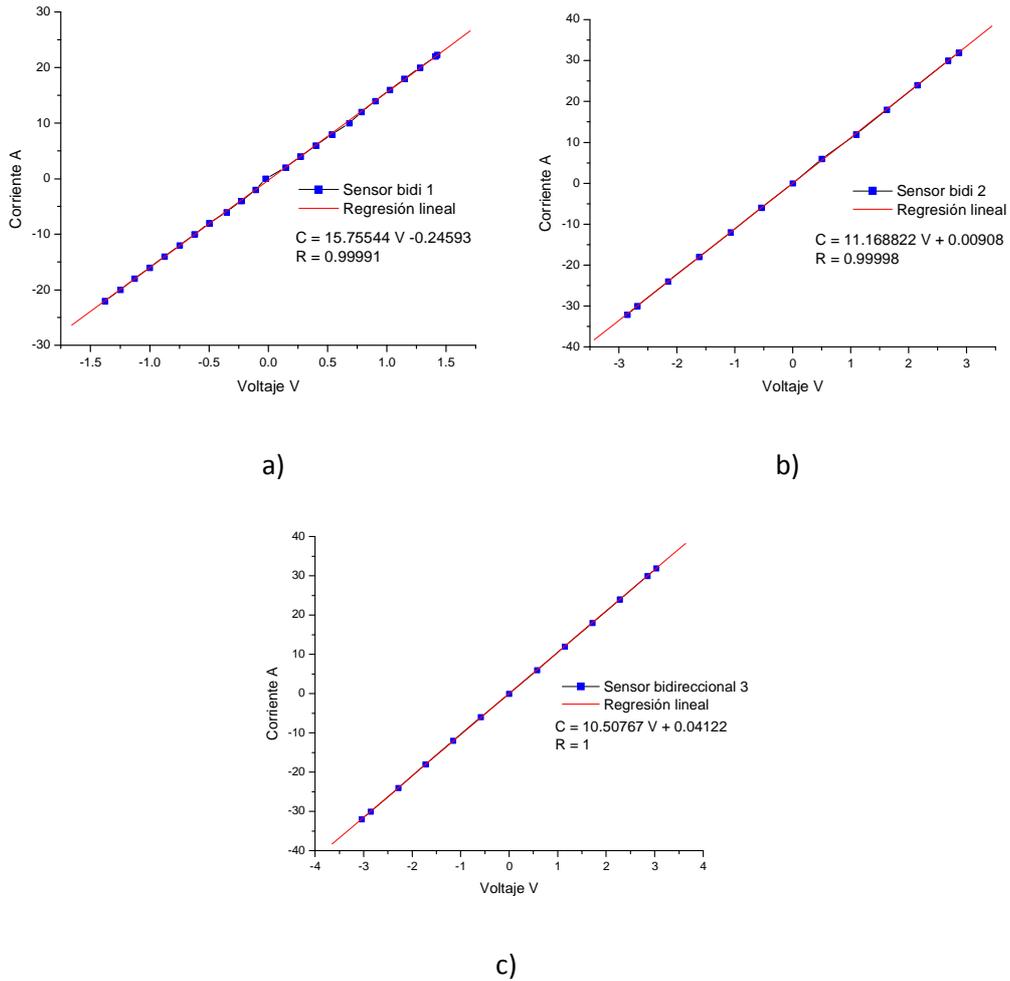


Fig. 3- 16 Curvas de calibración de los sensores bidireccionales de corriente directa a la entrada de los inversores

### 3.2.3.5 Voltaje alterno

El sistema de adquisición de datos empleado en las mediciones de voltaje y corriente alterna tiene la característica que los voltajes de entrada deben estar en el rango de 0 a 5 V. Por lo que se acondicionaron las señales de salida del inversor. Para reducir el voltaje de salida se utilizaron transformadores de 120 V a 9 V y 4.5 V en el tap central, seguido de un divisor de voltaje para reducir de  $\pm 4.5 V$  a  $\pm 2 V$ , circuito mostrado en la Fig. 3- 17. El voltaje reducido fue modificador para poder ser adquirido por un microcontrolador, por lo que se implementó un circuito sumador con un amplificador operacional mostrado en la Fig. 3- 23, obteniendo un voltaje siempre positivo.

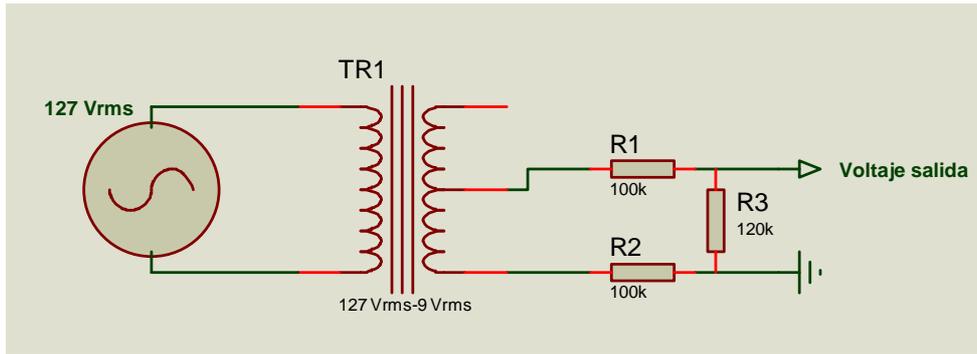


Fig. 3- 17 Diagrama de acondicionamiento de voltaje de salida de inversores

### 3.2.3.6 Corriente alterna

Para la medición de la corriente alterna se seleccionaron transformadores de corriente para instrumentación. Se eligió este instrumento por no necesitar energía externa para funcionar, además de que la salida del embobinado secundario es un voltaje bajo proporcional a la corriente en el conductor. Otra de sus características es que no es necesario instalarlos en el circuito que se desea medir, evitando riesgos cuando las corrientes son muy altas.

Específicamente en los transformadores utilizados el rango de voltaje de salida 0 a 333 mV, su curva teórica se muestra en la Fig. 3- 18, su ángulo de desfase es menor a 1 grado, su tiempo de respuesta es menor a 1 ms con una precisión de 0.5%.

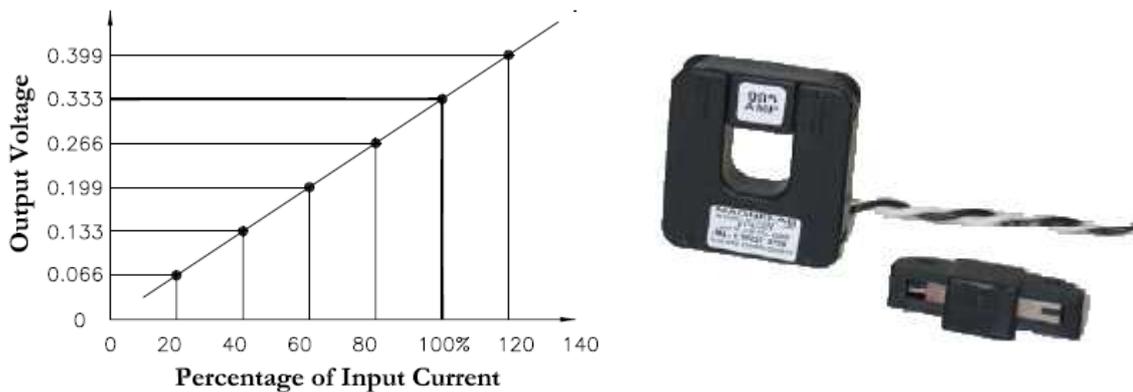


Fig. 3- 18 Transformador de corriente alterna, Curva teórica de salida.

### 3.2.3.7 Compilado de variables y sensores

La Tabla 3- 2 contiene el conjunto de variables medidas y su rango además de los sensores utilizados y su rango de voltaje de salida. Estas variables serán procesadas en una computadora, un sistema de adquisición de datos se encargará de transmitirle los valores medidos.

Tabla 3- 2 Variables a medir del sistema fotovoltaico.

Entrada			Salida		
Variables a medir	Rango	Cantidad	Sensor	Salida del sensor	
Ambientales	Temperatura	0-70 °C	1	LM35	0- 5 V
	Radiación	0-3000 W/m <sup>2</sup>	1	Piranómetro	0 - 5 V
Arreglos fotovoltaicos	Voltaje CD	48 V	3	Directo	0- 70 V
	Corriente CD	5 A	3	Efecto hall	0-5 V
Baterías	Voltaje CD	48 V	3	Directo	0-56V
	Corriente CD	66.6 A	3	Efecto hall bidireccional	±5 V
Inversores	Voltaje CA	120 V	6	Acondicionamiento eléctrico-electrónico	0-5 V
	Corriente CA	30 A	6	Transformador de corriente	±333 V
<b>Entradas totales</b>			<b>26</b>		

### 3.2.4 Sistema de adquisición de datos

Debido a las características del sistema de adquisición de datos con que se contaba fue necesario utilizar dos sistemas. Esto se debe a la velocidad a la cual se necesitan adquirir los datos de la parte alterna, ya que son ondas con un frecuencia de 60 Hz por lo que la rapidez de sus mediciones debe ser mucho mayor a 16 ms. Para todos los datos generados desde el arreglo fotovoltaico hasta el bus del banco de baterías, se utilizó el controlador Compact Field Point 1804 (cFP-1804), mostrado en Fig. 3- 19. Es una interfaz Ethernet/Serial con posibilidad de colocar cuatro módulos de entrada o salida. Este equipo tiene especificaciones industriales por lo que soporta una temperatura entre -40 y 70°. Puede operar con Windows Vista/2000/XP utilizando LabVIEW.



Fig. 3- 19 Sistema de adquisición de datos Compact Field Point 1804, cFP-1804[Error! No se encuentra el origen de la referencia.]

El cFP-1804 se conecta directamente a la red de Ethernet, auto negocia la velocidad de comunicación de 10 Mb/s o 100 Mb/s. Incluye también un conector RJ-45 para conexiones a redes de 10BaseT y 100BaseTX usando un protocolo basado en TCP/IP estándar para que sea completamente compatible con las redes existentes. Varias computadoras pueden observar los datos del cFP. La interface de la red monitorea los módulos conectados de entrada y salida y publica datos de entrada y salida sólo cuando los valores cambian. Las señales analógicas pueden cambiar sus valores dentro de rangos seleccionables, sin que el sistema reporte los datos. Esto, además de la compresión de datos ayuda a evitar tráfico innecesario en el Ethernet, maximizando la eficiencia de la comunicación. También incluye un conector DB-9 para comunicación serial RS232. Por esta comunicación directa se puede escribir y leer datos directamente del programa que corre en la PC o de un controlador embebido [13].

Además del sistema de adquisición cFP-1804 son necesarios los módulos de entrada y salida. En nuestro caso como sólo se monitoreará el sistema sólo se utilizaron módulos con entradas analógicas. El módulo seleccionado es el cFP-AI-102 de una sola terminal de 8 canales que comparten la misma tierra, aislada de los demás módulos que contenga el controlador. La Fig. 3- 20 muestra el circuito de entrada del cFP-AI-102, se puede apreciar la conexión interna del sistema de adquisición de datos, formado por un filtro y un convertidor analógico digital de 12 bits. La Fig. 3- 21 muestra el diagrama de la conexión del sensor que entrega la medición al sistema y la conexión de la fuente de poder para energizarlo.

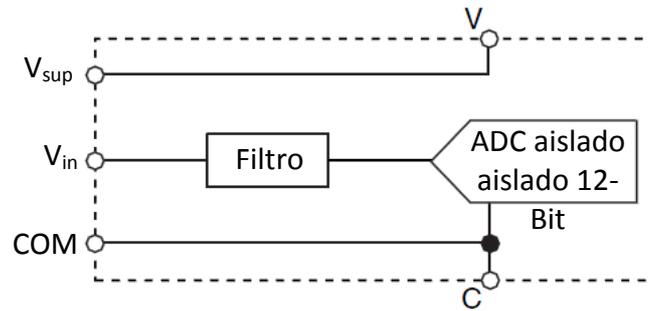


Fig. 3- 20 Circuito de entrada analógica CFP-AI-102, un canal

El sistema mide señales analógicas en diversos rangos, de 0 a 20, 0 a 60, 0 a 120,  $\pm 20$ ,  $\pm 60$  y  $\pm 120$  V. La velocidad de adquisición de esta tarjeta es de 2.8 ms o 360 S/s con una resolución de 12 bits [Error! No se encuentra el origen de la referencia.]. Los rangos de medición utilizados son de 0 a 20 V que presenta una resolución efectiva de 15 mV, 0 a 60 V con resolución de 40 mV, 0 a 120 V con resolución de 70 mV y  $\pm 20$  V con resolución efectiva de 70 mV.

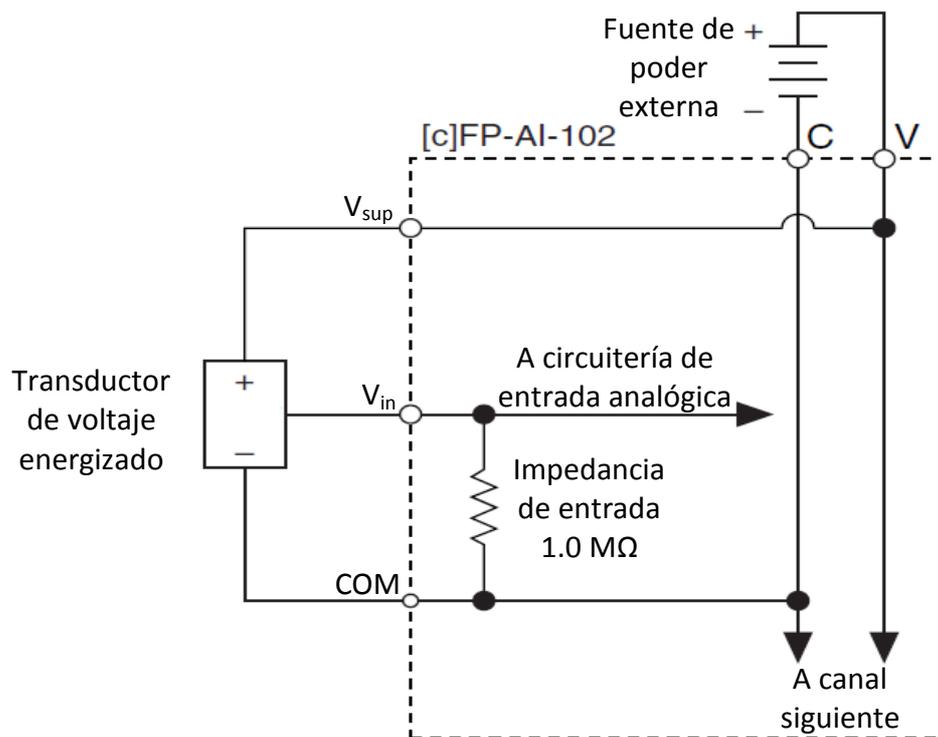


Fig. 3- 21 Fuente de voltaje con alimentación externa

El otro sistema de adquisición de datos utilizado fue realizado utilizando el microcontrolador PIC18F4553 con el cual se adquirieron las señales de corriente y voltaje alterno. Entre sus características están 12 canales de entrada analógicos, un voltaje de entrada entre 0 y 5 V, reloj interno con una velocidad de 8 MHz, puerto serial para comunicación de datos adquiridos con la PC, entre otros. EL patigrama del microcontrolador puede observarse en la Fig. 3- 22.

Las mediciones que se realizaron fueron de voltaje y corriente en las salidas de los inversores. Como puede verse en la Fig. 3- 6. cada inversor tienen dos salidas una a la carga, además de la conexión a la red eléctrica. Tomando en cuenta que es un sistema trifásico se tiene un total de 12 señales a medir con el PIC18F4553.

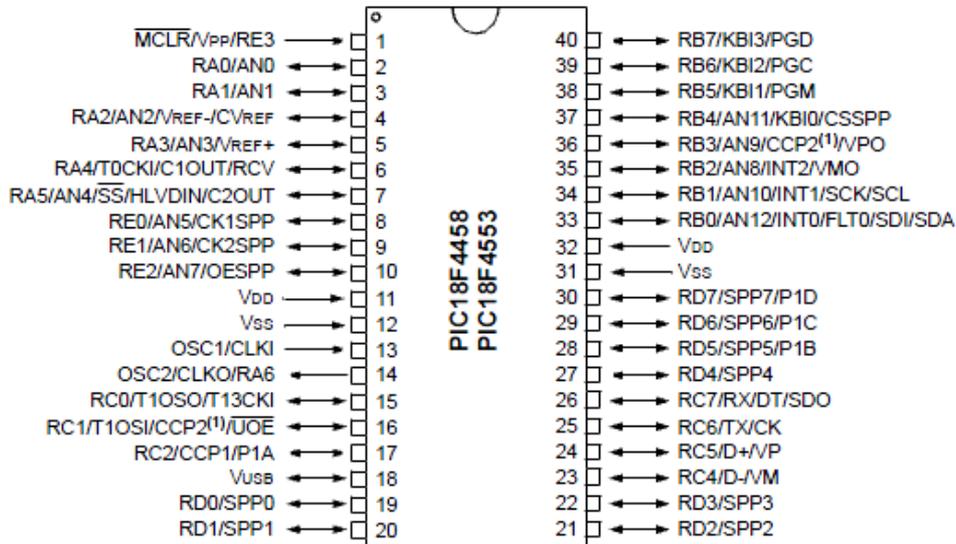


Fig. 3- 22 Patigrama de microcontrolador PIC18F4553

Las 6 señales de voltaje fueron acondicionadas para ser medidas en el PIC18F4553. Esto es de 127 Vrms a un rango de 0 a 5 V. Para lo cual se utilizó, por canal, un transformador de 127 Vrms a 9 Vrms, de su tap central se obtiene un valor de 4.5 Vrms. Se colocó un divisor de voltaje para obtener un rango máximo de 5 V pico a pico, este voltaje oscila entre los -2.5 Vrms y 2.5 Vrms, este circuito eléctrico se observa en la Fig. 3- 17.

Para poder introducir la señal al microcontrolador fue necesario utilizar un amplificador operacional para sumar 2.5 VDC a la señal alterna, con lo que se obtuvo como resultado un voltaje en el rango de 0 a 5 V. El acondicionamiento fue realizado con el amplificador operacional LM134, circuito integrado con 4 amplificadores. Se configuró como sumador, adicionando 2.5 VDC a la señal de corriente alterna proveniente de los inversores. La salida de esta señal es un voltaje que oscila entre los 0 y -5 VAC, debido a que el amplificador como sumador invierte la señal de salida. Por esto se utilizó otro amplificador para invertir la señal y obtener un voltaje entre 0 y 5 VAC. El diagrama esquemático del acondicionamiento de señal se presenta en la Fig. 3- 23.

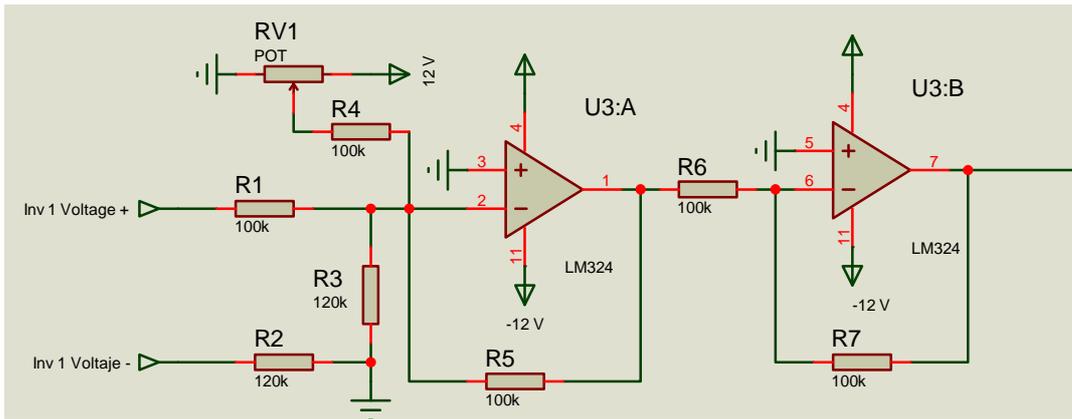


Fig. 3- 23 Acondicionamiento de señal para medición de voltaje en inversor

Para medir la corriente se utilizó un transformador de corriente. Su señal de salida es voltaje proporcional a la corriente que pasa por el conductor donde se encuentra instalado. El TC utilizado presenta un rango de -0.333 V correspondiente a -30 A a 0.333 V correspondiente a 30 A. Debido a sus características de salida fue necesario acondicionar la señal. En este caso se utilizó un amplificador operacional configurado como restador, en sus entradas se colocaron las dos salidas del transformador de corriente con el objetivo de tener el voltaje de salida del transformador con referencia a la tierra del sistema de adquisición de datos. La señal obtenida del amplificador se acondicionó a un rango de 0 a 5 V por lo que se utilizó otro amplificador para sumar un voltaje de -2.5 VDC, como el amplificador configurado como sumador invierte las señales sumadas se tiene como resultado un voltaje entre 0 y 5 V. En la Fig. 3- 24 se observa el diagrama esquemático para el acondicionamiento de las señales de corriente. En la Fig. 3- 25 se muestra el diagrama de conexiones de toda la tarjeta de adquisición de datos, en la cual se acondicionan las 12 entradas de los sensores hacia el PIC18F4553 y la Fig. 3- 26 muestra una fotografía del circuito.

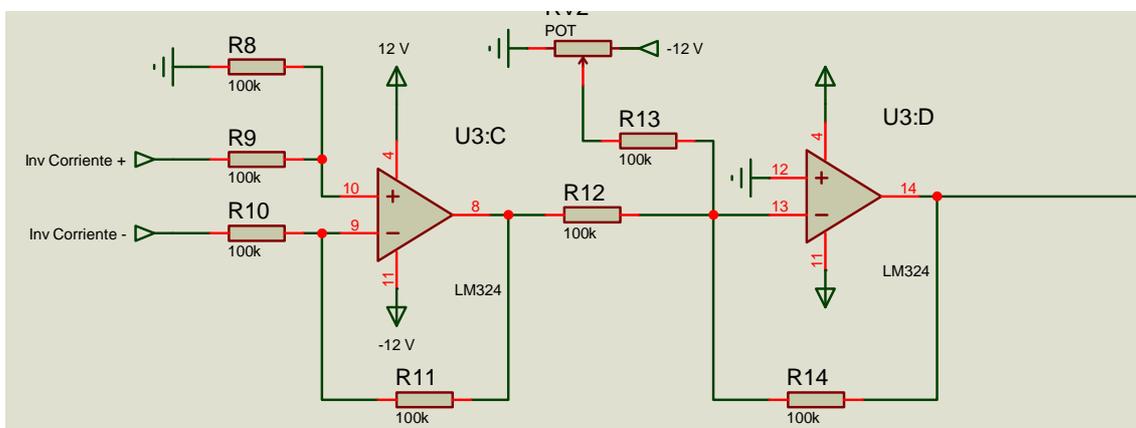


Fig. 3- 24 Acondicionamiento de señal para medición de corriente en inversor

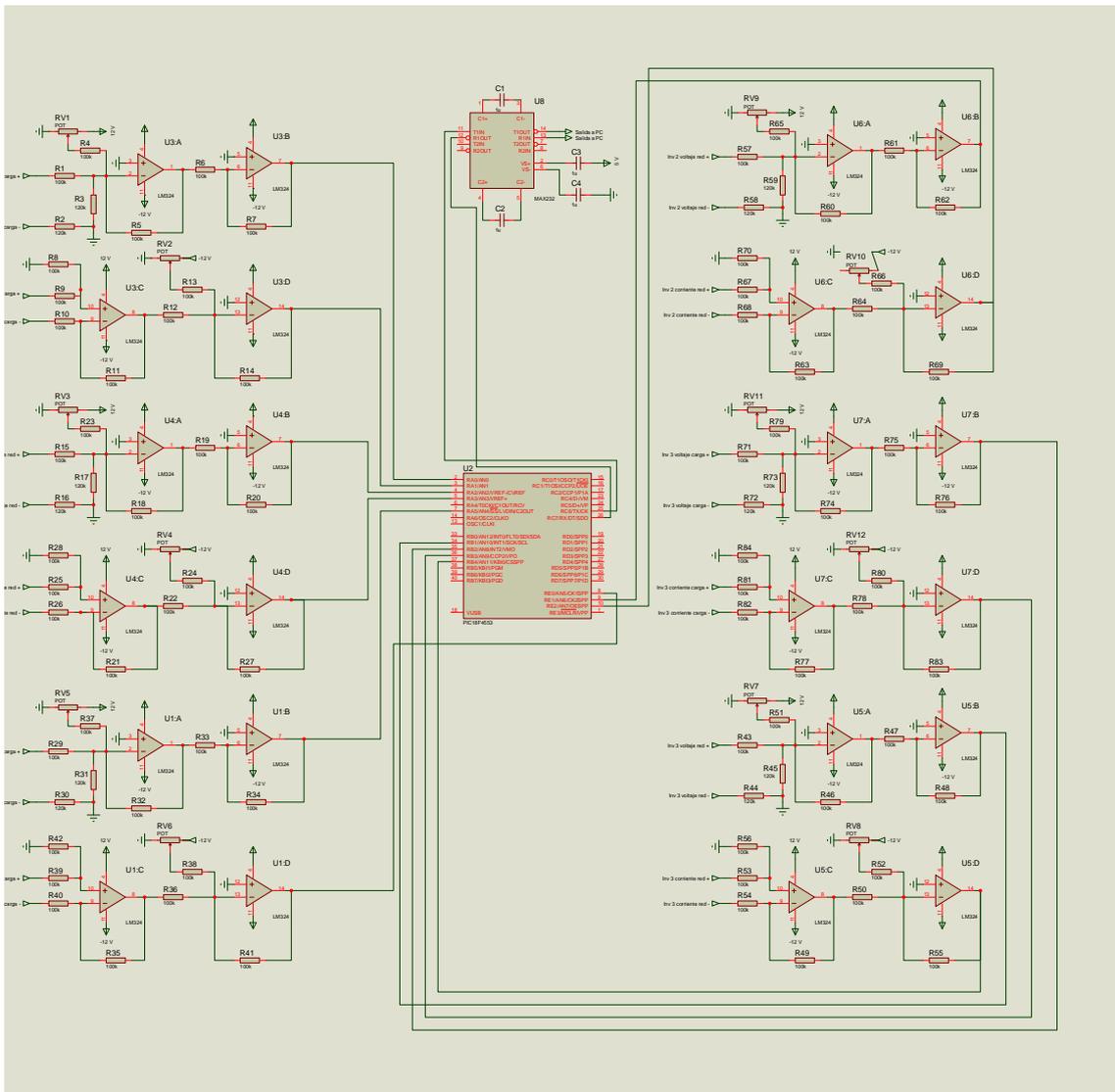


Fig. 3- 25 Diagrama de conexiones del sistema de adquisición de datos para señales de alterna

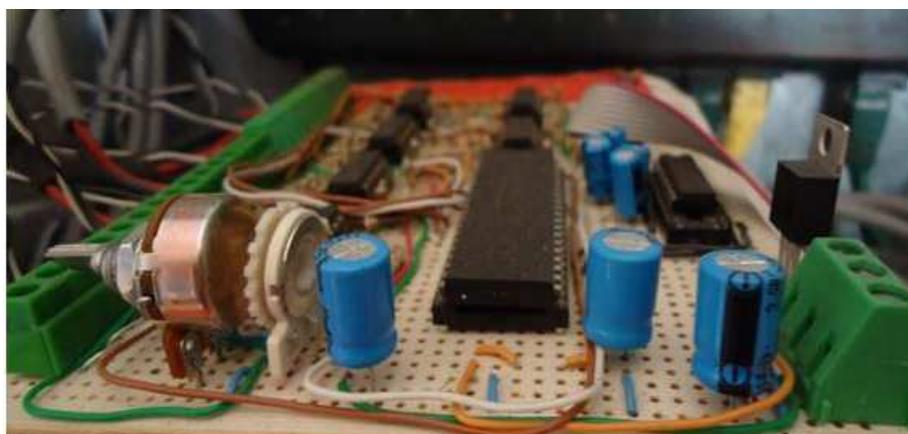


Fig. 3- 26 Fotografía de la tarjeta de adquisición de datos para señales de alterna

### 3.2.5 Instalación de sensores y sistemas de adquisición de datos

Para instalar los sensores, se identificó el lugar donde deberían colocarse, las señales de salidas de los sensores fueron llevadas hasta el sistema de adquisición de datos mediante canaletas, tubo conduit, culcas y clemas. Fue necesario llevar algunas señales de la caseta de alterna a la de directa para lo cual se utilizó tubo conduit de pulgada con sus condulets correspondientes.

La instalación de los elementos de medición en el sistema FV del CIE-UNAM se realizó de la siguiente forma: El sistema de adquisición de datos cFP-1804 se colocó en el gabinete donde se ubican los controladores de carga, en la caseta de directa. Además del cFP-1804 se ubica un bus de conexiones, incluyendo clemas para la conexión de las salidas de los sensores al cFP-1804, además de la canalización para la alimentación de los sensores, acondicionamiento de datos y el sistema de adquisición de datos. Dentro de este mismo gabinete se colocaron los sensores Hawkeye 970 que miden la corriente generada en el arreglo FV. En este caso, por su cercanía, las señales de salida y alimentación son llevadas al bus de conexiones sólo con cableado. El contenido del gabinete se muestra en la Fig. 3- 27.

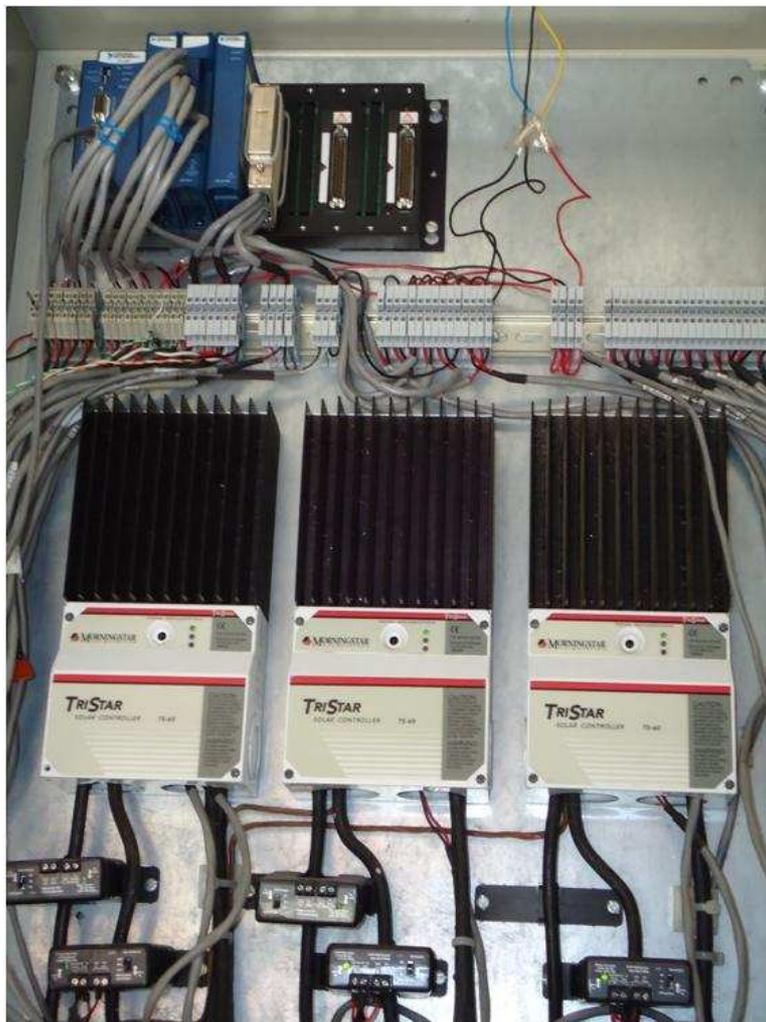


Fig. 3- 27 Contenido del gabinete de los controladores de carga.

El sensor de temperatura se ubicó en la parte posterior de un panel del arreglo FV, en la misma zona se encuentra el piranómetro, colocado en una de las barras que sostiene al arreglo FV con el fin de conservar la misma inclinación que el arreglo FV. Todo esto se encuentra en el techo del edificio E mostrado en la Fig. 3- 2. Estas dos señales fueron llevadas al gabinete desde el techo utilizando las canalizaciones de los conductores del arreglo FV, que primero llegan a un registro eléctrico junto al edificio E y subterráneamente llegan al registro de la caseta de directa, por último utilizan un tubo del registro al gabinete. Las salidas de los sensores de temperatura y radiación se conectan en el gabinete al circuito para su acondicionamiento, ya amplificado se conecta al bus de conexiones para después llevar las señales al sistema de adquisición de datos cFP-1804.

En la caseta de directa se ubican los tres sensores bidireccionales HAL 50-S para medir el flujo de corriente entre las baterías y la entrada del inversor. Las entradas y salidas de los sensores HAL-50-S fueron llevadas al gabinete donde se ubica el cFP-1804 mediante canaletas.



**Fig. 3- 28 Sensores bidireccionales instalados para medir la entrada de los inversores**

Dentro de la caseta de alterna se ubican los seis TC para sensar la corriente en los inversores además de los transformadores para el acondicionamiento de las señales. Las salidas de éstos dispositivos se llevaron utilizando canaletas al gabinete donde se encuentra el controlador de los inversores, mostrado en la Fig. 3- 29. Dentro del gabinete se ubicaron las culcas para conexión de los sensores de corriente, además se colocó la tarjeta de adquisición de datos

realizada para monitorear el sistema en sus parte alterna. Ambas casetas y su contenido pueden observarse en las figuras Fig. 3- 4 Fig. 3- 5.



Fig. 3- 29 Transformadores de corriente y de voltaje instalados en las salidas de los inversores

### 3.2.6 Realización de los programas para el despliegue y almacenamiento de datos medidos

Otra parte importante de la adquisición de datos es el almacenamiento y procesamiento de los datos. Por las características de las tarjetas utilizadas las mediciones son directamente enviadas y guardadas en la computadora. Esto se debe a que ninguno de las dos tarjetas cuenta con memoria interna para almacenar cierto número de datos y después enviarlos. Por lo que es necesario tener siempre una computadora conectada los sistemas de adquisición de datos. El procesamiento y almacenamiento de datos se realizó con el software Labview y su complemento Measurement & Automation. En el caso del adquisidor CFP-1804 las señales fueron enviadas vía Ethernet, para el sistema de adquisición de datos realizado con el microcontrolador se enviaron vía puerto serial. Las siguientes figuras muestran los diagramas de flujo que describen los programas realizados para la adquisición de datos, tanto para el microcontrolador como los programas para el procesamiento y almacenamiento de los datos de la parte directa y alterna del sistema FV.

La Fig. 3- 30 muestra el diagrama de flujo con la lógica utilizada en la adquisición de señales del CFP-1804, esto son las señales de la parte directa del sistema fotovoltaico. En este caso el programa que se realizó fue relativamente sencillo porque al utilizar el hardware National Instrumente la programación con LabView es muy sencilla ya que las librerías de la adquisición de datos se incluyen en el software. Las mediciones enviadas del cFP-1804 son obtenidas por

el programa, procesadas según la calibración de los sensores y graficadas, el almacenamiento de las mediciones se realiza cada cierto número de minutos. La Fig. 3- 31 muestra la programación realizada en LabView para llevar a cabo la medición, siguiendo el diagrama de flujo de la Fig. 3- 30.

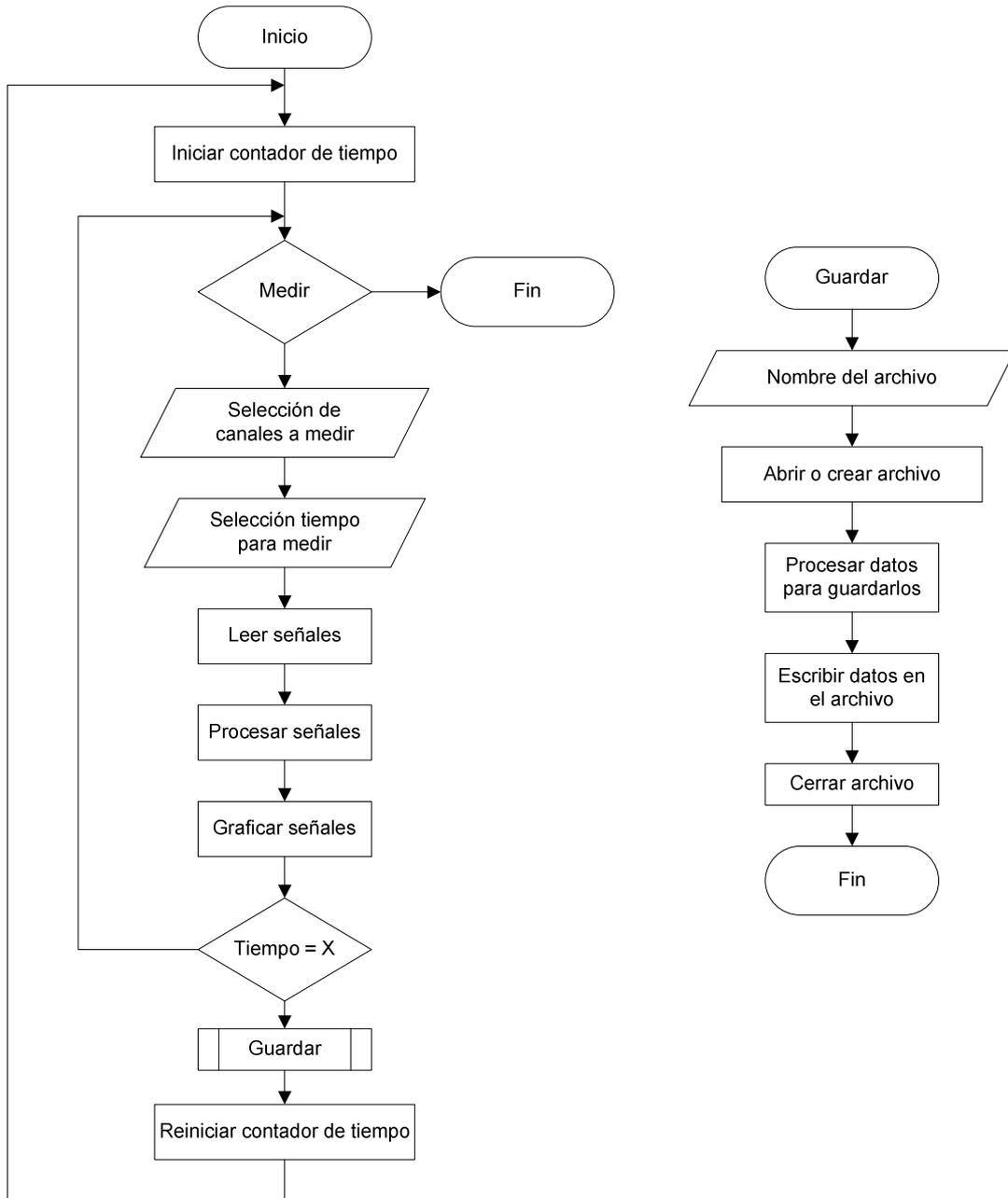


Fig. 3- 30 Diagrama de flujo de la adquisición de datos de parte directa del sistema fotovoltaico

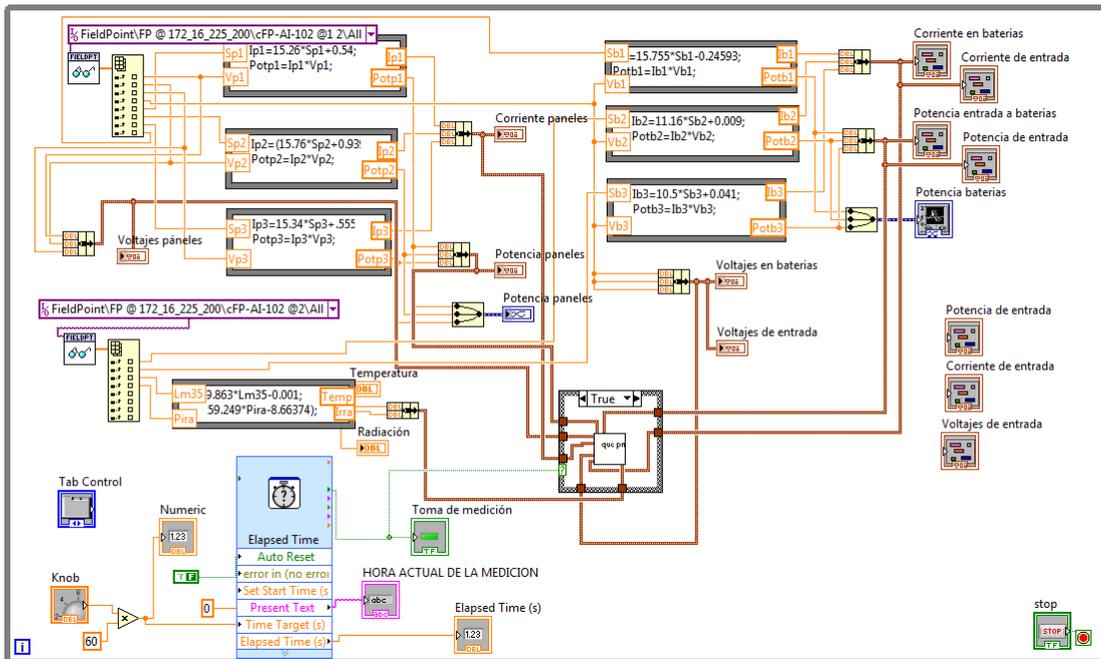


Fig. 3- 31 Programa para adquisición de datos de parte directa del sistema fotovoltaico

En la Fig. 3- 32 se observa la lógica seguida para la programación de la adquisición de datos en la parte alterna del sistema, este se realizó mediante el puerto serial. LabView cuenta con librerías para la adquisición por puerto serial, pero el procesamiento de los datos fue programado. Este incluye la conversión de los datos tipo cadena enviados por el PIC18F4553 a byte y la manipulación de ellos en arreglos para obtener los datos de voltaje y corriente de cada inversor. Después de obtener estos datos se utilizó una librería especializada para calcular la potencia generada por los inversores.

La Fig. 3- 33 muestra el diagrama de flujo para el funcionamiento del PIC18F4553. De las funciones del PIC18F4553 se utilizó el convertidor analógico digital, 12 de sus 13 ADCs, y la opción de comunicación entre el PIC y la PC por el puerto RS-232. En el programa realizado el PIC18F4553 espera una señal del tipo cadena enviada desde la PC por el programa LabView. El PIC18F4553 al recibir la señal comienza a adquirir la señal de voltaje y corriente de cada inversor. Estas dos señales se adquieren por pareja de cada inversor y son mandadas a la PC donde son procesadas por LabView, se realiza la adquisición en cada salida del inversor secuencialmente.



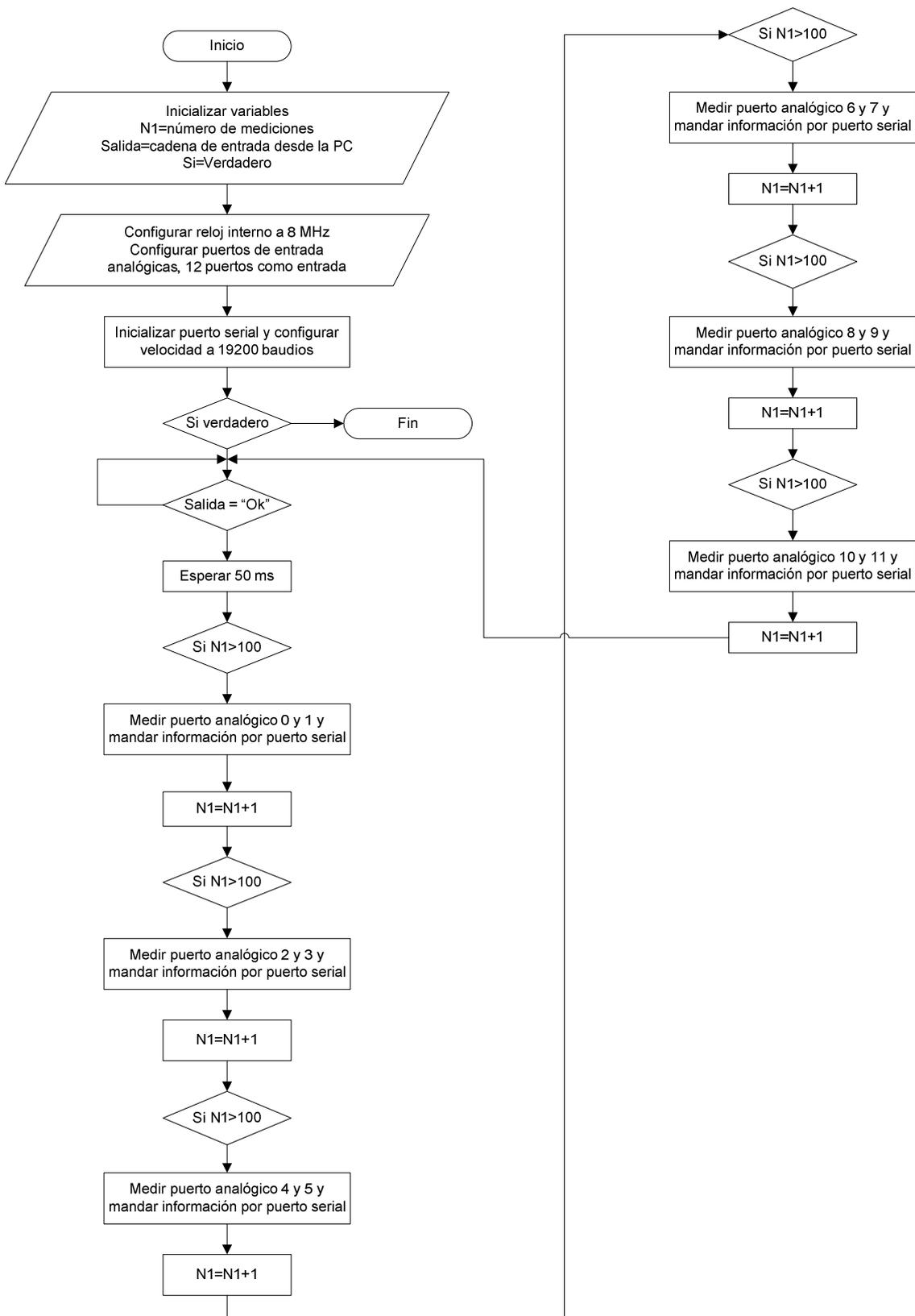


Fig. 3- 33 Diagrama de flujo para programa de PIC18F4553

## Capítulo 4 Resultados

La parte de adquisición de datos del sistema FV realizada con la tarjeta cFP-1804, que utiliza Ethernet como medio de comunicación con la PC fue usada para las variables de corriente directa. Entre las ventajas de la utilización de este tipo de tarjetas está su fácil instalación, su confiabilidad y la gran variedad de rangos de medición en que pueden operar, entre otras. Ya en operación se encontró un problema en sus características, no cuenta con memoria interna para el almacenamiento de los datos. El procesamiento y almacenamiento de toda la información adquirida depende de la calidad de la Intranet que se usa para realizar la transmisión de datos del adquirente a una PC. En este caso se utilizó la intranet del CIE-UNAM, se observaron varias irregularidades en ésta, lo que trae como consecuencia pérdida de información. En la Fig. 4- 1 se presentan las gráficas de irradiancia y potencia generada en el arreglo FV para el día 14 de mayo del 2010. Este día la intranet presentó fallas, generando pérdidas de información por varias horas durante la mañana y en la tarde se observa intermitencia en la loma de datos. Lo que dificulta el análisis el comportamiento del sistema FV.

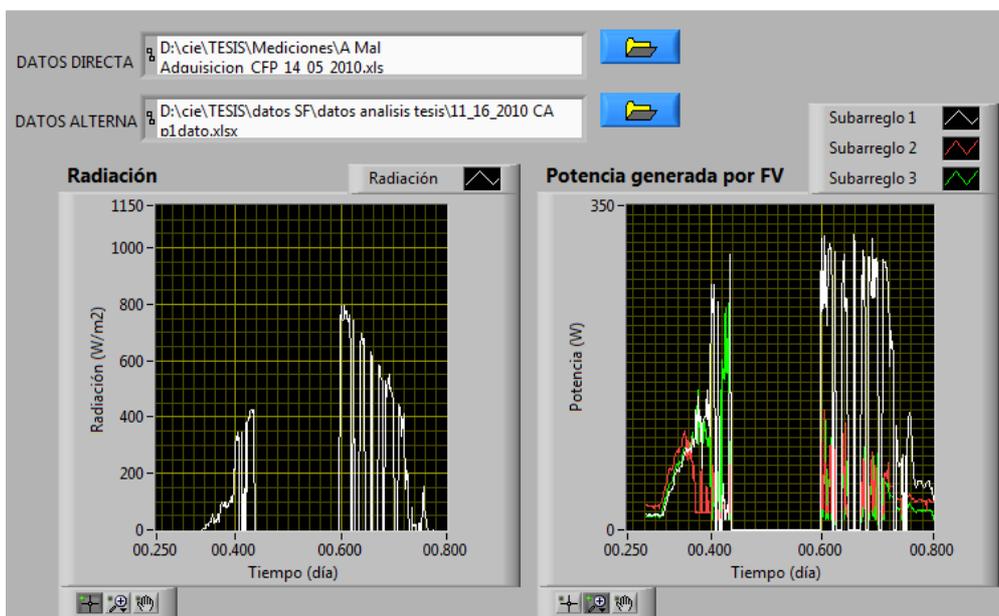


Fig. 4- 1 Gráfica de Radiación y Potencia con errores de transmisión

Para el mismo día se presentan las mediciones realizada entre las baterías y los inversores. Se utilizó el sensor HAL-50 bidirecciones, con el fin de apreciar si la red eléctrica era una de las fuentes de energía que cargaban las baterías. En las primeras mediciones se esperaban curvas que mostraran el comportamiento de la potencia desde los inversores, pero como se puede apreciar en la Fig. 4- 2 la gráfica de potencia de entrada a los inversores se observa solamente ruido, aunada a las fallas de transmisión de datos.

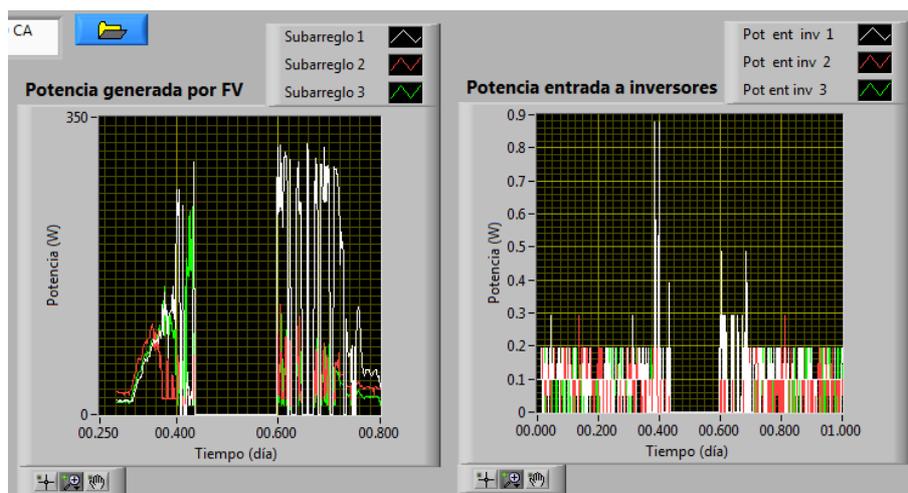
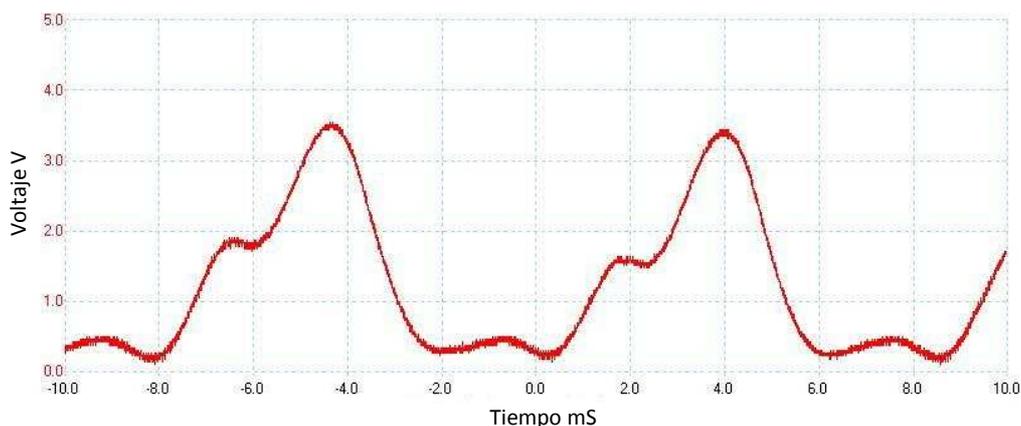


Fig. 4- 2 Gráfica de comportamiento del sensor HAL-50 bidireccional.

Para analizar la causa del ruido en las mediciones se colocó un osciloscopio, con lo que se observó que la forma de onda de la corriente no corresponde a la esperada, ya que al provenir de un banco de baterías se esperaba un comportamiento de corriente directa. Se observó que la corriente presentaba una componente de corriente alterna, fenómeno presentado en la Fig. 4- 3. Se identificó que es una onda periódica con una frecuencia de alrededor de 120 Hz. Este fenómeno se atribuye a la regulación PWM de la salida del controlador y a las cargas que alimenta el inversor, puede llegar a causar fluctuaciones rápidas de corriente y hasta en algunos casos inversión de la polaridad de la corriente de la batería, causándoles mayor desgaste y reduciendo su tiempo de vida [16]. En este caso se piensa que el fenómeno se debe a las cargas que alimenta el inversor, que las cargas inductivas producen un retorno de energía por el neutro y este se manifiesta en las baterías.

Estas mediciones se realizaron en el cFP-1804, pero como su frecuencia mayor de medición es de 360 Hz y la frecuencia de la señal es de 120 Hz se optó por colocar un filtro pasa bajas a la salida de cada sensor HAL-50. Con lo que se obtuvo una señal que si era capaz de medir el cFP-1804.



**Fig. 4- 3 Medición de corriente a la entrada del inversor fase Azul**

Del sistema fotovoltaico en su parte directa se tienen mediciones desde mayo hasta diciembre, algunas de éstas presentan errores por los problemas ya mencionado en la Intranet. Por lo que para las mediciones presentadas en este trabajo se optó por conectar directamente la salida del cFP-1804 al puerto Ethernet de la PC donde se adquirieron las señales. Las señales de la parte alterna del sistema se obtuvieron mediante la tarjeta de adquisición de datos (TAD) realizada en el CIE-UNAM y conectada al puerto serial de la misma PC. Los resultados presentados a continuación son del día 16 al 26 de Noviembre de 2010.

#### 4.1 Arreglo fotovoltaico

Como fue mencionado se midió la irradiancia a la inclinación del arreglo fotovoltaico, con lo que se calculó la energía incide en el arreglo FV, la potencia generada por los paneles fotovoltaicos y la potencia que toma el inversor del bus de baterías. Realizando la integración de las potencias es posible obtener la energía generada o consumida, la Tabla 4- 1 presenta el resumen de energía diaria en los elementos de directa del sistema. También se incluye la eficiencia del arreglo FV, que en promedio en esos días es de 9.12 %.

Tabla 4- 1 Energía total diaria parte directa del sistema FV

Día	Energía radiación kWh	Energía Arreglo FV kWh	Eficiencia arreglo FV %	Energía entrada inversor kWh
16/11/2010	445.34	41.18	9.25	39.94
17/11/2010	437.31	40.64	9.29	39.42
18/11/2010	347.74	32.76	9.42	31.77
19/11/2010	452.65	41.60	9.19	40.35
20/11/2010	438.67	40.27	9.18	39.06
21/11/2010	435.25	39.87	9.16	38.68
22/11/2010	416.67	38.37	9.21	37.22
23/11/2010	429.18	39.11	9.11	37.94
24/11/2010	446.47	40.40	9.05	39.19
25/11/2010	419.52	38.00	9.06	36.86
26/11/2010	19.43	1.63	8.38	1.58
<b>Total</b>	<b>4288.27</b>	<b>393.84</b>	<b>9.12</b>	<b>382.02</b>

Las gráficas siguientes detallan la potencia de los días medidos. Como es de esperarse se observa en la Fig. 4- 4 que la energía generada por los paneles fotovoltaicos depende directamente de la radiación.

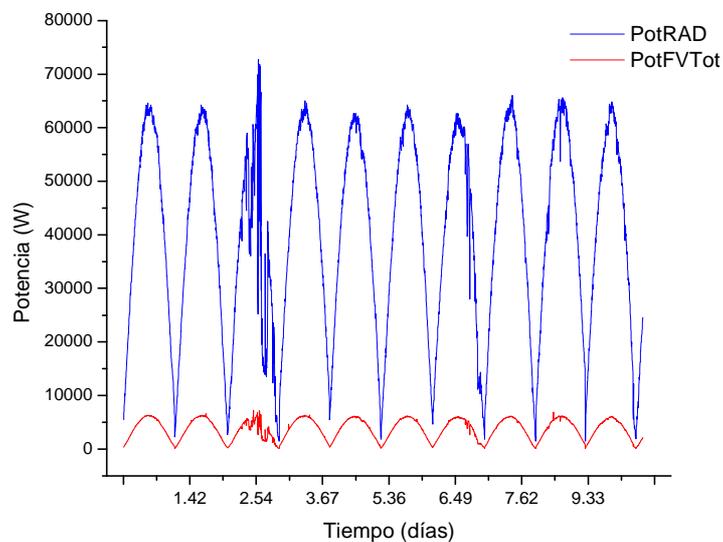


Fig. 4- 4 Gráfica de potencia generada por el arreglo FV y la radiación que incide en el arreglo fotovoltaico

La Fig. 4- 5 muestra la energía generada en cada subarreglo del sistema FV, esta tiene ligeras diferencias entre cada arreglo, esto puede deberse a las diferencias de fabricación entre cada arreglo, a las sombras que pudieron llegar a tener, alguna hoja o basura sobre el sistema, además de algún error de calibración de los sensores o en el sistema de adquisición de datos. Pero en general el comportamiento de los tres subarreglos es muy similar, lo que indica un buen desempeño.

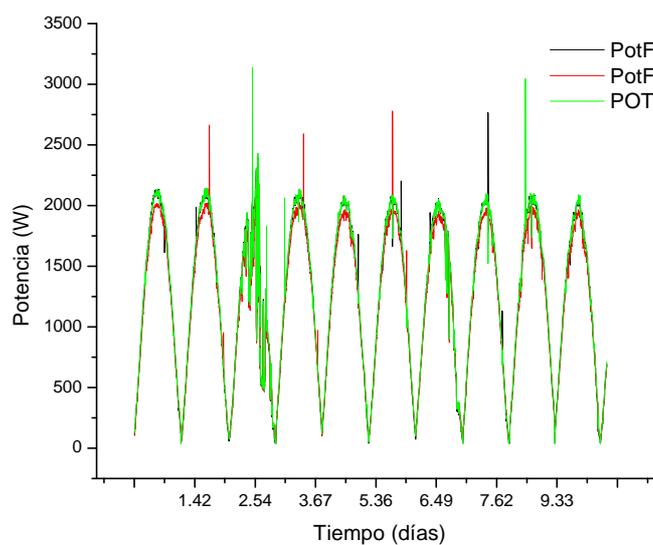


Fig. 4- 5 Potencia generada por subarreglo FV

En la Fig. 4- 6 se muestra la eficiencia del arreglo FV a lo largo del día, se puede observar el comportamiento gaussiano esperado, la eficiencia promedio del arreglo FV es de 9.12 %. Se aprecia que por las mañanas se alcanza con mayor rapidez la eficiencia máxima y por las tardes la eficiencia disminuye un poco más lento. Lo que indica que la radiación solar es mayor por las mañanas que por las tardes. En el día dos se puede observar que la eficiencia es muy variable, esto se debió a un día nublado.

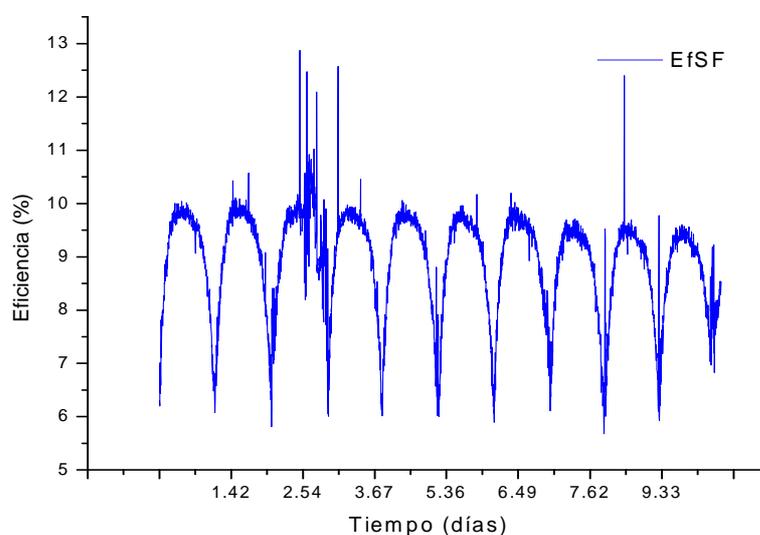


Fig. 4- 6 Gráfica de eficiencia del arreglo fotovoltaico en los días de medición

La Fig. 4- 7 muestra la potencia producida por el arreglo fotovoltaico en negro y en rojo muestra la potencia que el inversor toma del bus de corriente directa. En esta figura se puede apreciar que energía, representada por el área bajo la curva, es menor a la salida que la entrada. La energía faltante se debe a pérdidas en el controlador y a la energía utilizada para cargar el banco de baterías.

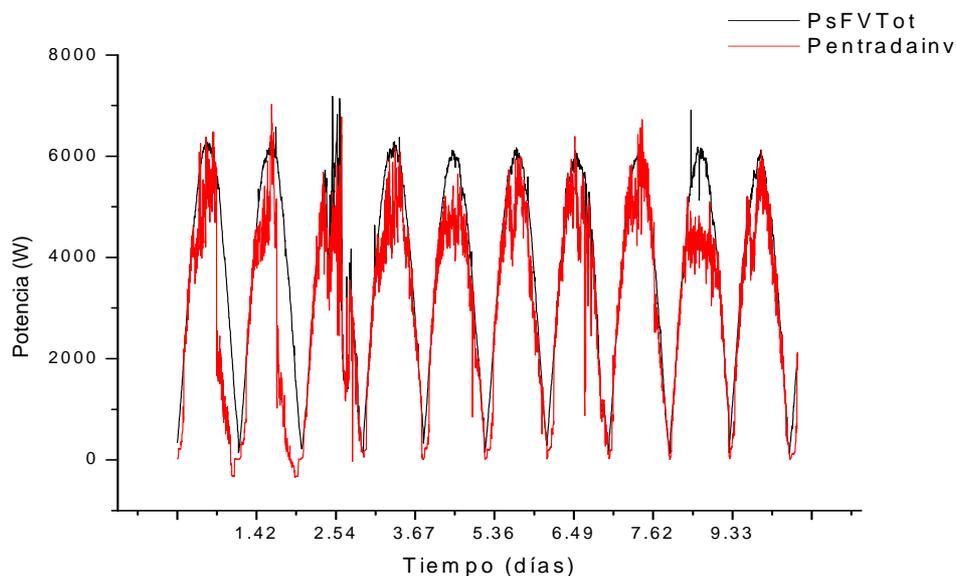


Fig. 4- 7 Gráfica de la potencia generada en el arreglo FV y la energía tomada del inversor al bus de corriente directa

## 4.2 Inversor

Las mediciones realizadas en la parte alterna del sistema consistieron en el sensado del voltaje y la corriente para poder calcular varios parámetros energéticos del sistema. Estas mediciones fueron realizadas en el inversor, una en la salida del inversor a la carga, y la otra en la entrada o salida del inversor a la red, ambas realizadas por la tarjeta de adquisición de datos (TAD). Con el objetivo de cotejar los datos obtenidos por la TAD para la salida del inversor, se utilizó además el analizador de redes Fluke 430.

La Fig. 4- 8 muestra el comportamiento del voltaje en los tres inversores, en esta gráfica se aprecia la gran diferencia en el sistema realizado en el CIE-UNAM y el analizador de redes Fluke, los voltajes medidos por el analizador de redes se observan en las curvas VfN, VfR y VfA, puede observarse que este voltaje se encuentra en un rango entre los 120 y 129 V. En el caso de las mediciones de voltaje con la TAD es posible apreciar voltajes entre los 220 Vrms y 120 Vrms. Para los últimos días se observa un mejor comportamiento. Este error es debido a un falso contacto en la TAD, específicamente en un potenciómetro que tiene como función proporcionar la señal de

2.5 VDC a sumar en el amplificador operacional para obtener un voltaje proporcional a salida del inversor entre 0 y 5 V, rango de entrada del PIC18F5443.

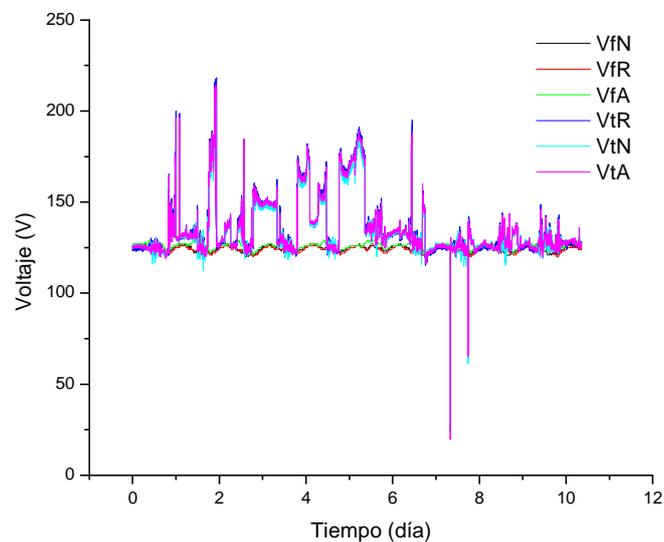


Fig. 4- 8 Voltajes en entrada de red del inversor del Fluke 430 y sistema de adquisición de datos.

La Fig. 4- 9 muestra la corriente medida en las fases del sistema trifásico, cada una generada por un inversor. Se puede observar que las mediciones realizadas por el sistema de adquisición de datos y el analizador de redes para la fase Roja y la fase Azul son muy semejantes. Pero para la fase negra existe mucho ruido. Esto se puede deber a una mala conexión en la parte de acondicionamiento de la señal que genera o introduce ruido en el sistema.

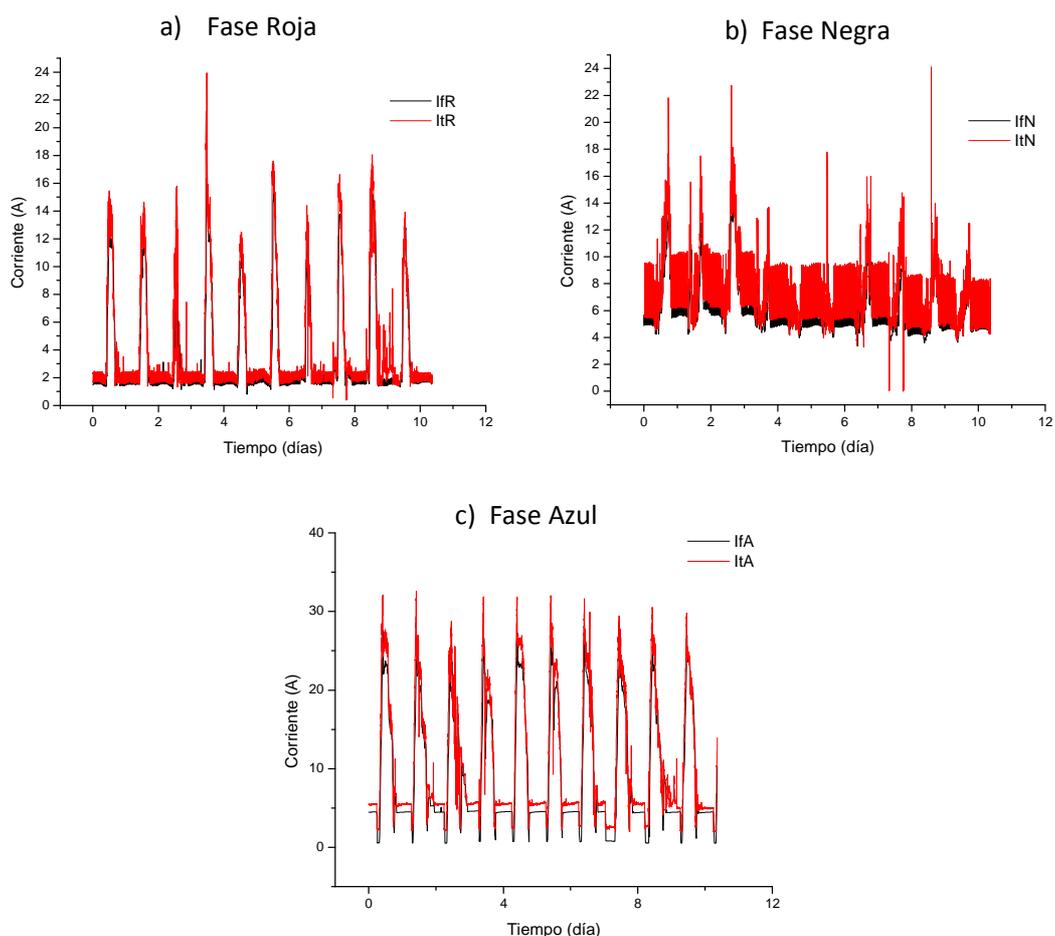


Fig. 4- 9 Corrientes en las diferentes líneas.

El acondicionamiento de la señal de corriente se realizó utilizando la configuración de diferenciador del amplificador operacional, se restaron ambas señales de salida del transformador de corriente, su diferencia fue sumada con una señal de  $-2.5\text{ V}$  y después invertida para obtener un voltaje siempre positivo. Por la configuración que se realizó ninguna de las dos señales de salida del sensor fueron unidas a la tierra del sistema. En el caso del acondicionamiento del voltaje, la salida proveniente del transformador utilizado para reducir el voltaje de  $120\text{ Vrms}$  a  $9\text{ Vrms}$  fue conectada a un divisor de voltaje formado por tres resistencias, para obtener la salida que se introduciría al amplificador operacional se referenció a tierra una resistencia y la otra parte se utilizó como entrada del amplificador. Esto se realizó con el fin de obtener un voltaje de salida referenciado a la misma tierra del sistema. En la práctica y observando el comportamiento del voltaje y corriente desplegado en la computadora se observó mayor ruido en la señal que fue aterrizada, al contrario la corriente no presentaba tanto ruido.

Utilizando la librería de potencia eléctrica del software LabView se realizó el cálculo de la potencia en las tres fases del sistema. Esto fue realizado tanto para la carga como para conexión del inversor a la red eléctrica. En Fig. 4- 10 se observa varias gráficas con la comparación en las potencias obtenidas con el sistema realizado para este trabajo y las obtenidas por el analizador de redes Fluke 430. Es importante mencionar que los resultados acarrearán el error de las mediciones del voltaje y corriente ya que se basa en ello el cálculo de potencias, pero a pesar de eso, se puede decir que gráficamente el comportamiento energético del sistema obtenido con el sistema de adquisición de datos es similar al del Fluke 430, aunque realizando la integración de las gráficas para obtener la energía generada y consumida se observa una diferencia entre los dos sistemas. Se aprecia que la fase con mejores mediciones es la azul y la fase con más ruido es la negra.

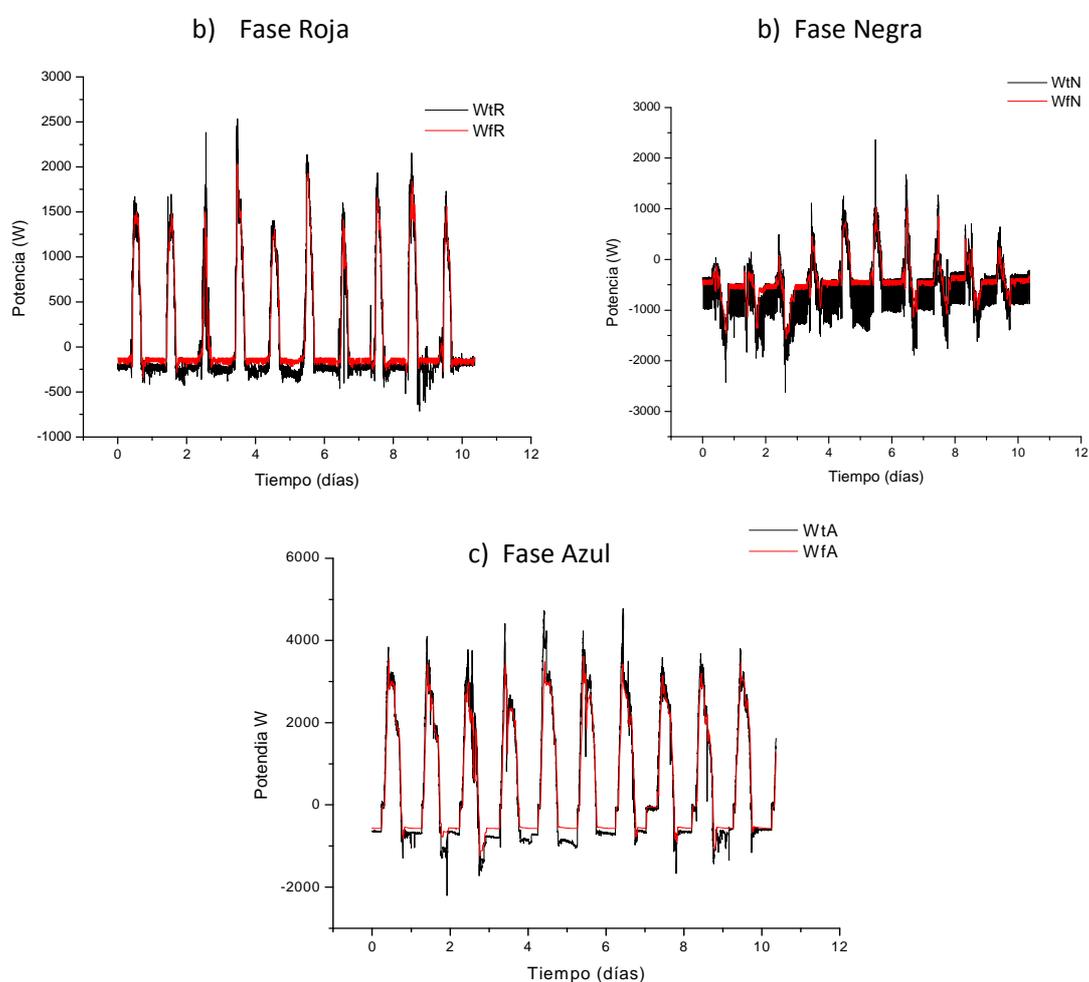


Fig. 4- 10 Gráficas de potencias por fase del inversor

La Tabla 4- 2 muestra la energía total generada o consumida por las tres fases del sistema, se realizó el cálculo tanto con el analizador de redes como con la tarjeta de adquisición de datos. La fase que presenta un menor error es la azul con el 0.27 %, la fase roja presenta un error mayor, pero que aún puede tomarse como bajo que es de 3.27 %. Para el caso de la fase negra se obtuvo un error de 37.59%, esto debido al ruido que se presentó en el canal de medición de corriente haciendo que el total de la energía disminuya, ya que como puede apreciarse en la grafica de potencia en ésta fase el ruido hace que la potencia en vez de estar alrededor de los -500 W oscile entre ese valor y los -1200 W.

**Tabla 4- 2 Comparación de energía Fluke con TAD**

	Fase Azul Energía (W)	Fase Negra Energía (W)	Fase Roja Energía (W)
Fluke	-107059	32893.885	133878.67
TAD	-107349.353	20530.231	129501.801
Error	0.27 %	37.59 %	3.27 %

También se obtuvieron resultados concernientes a la potencia activa, reactiva y el factor de potencia del sistema. El error que se obtiene en los cálculos de los demás parámetros es semejante al presentado anteriormente.

### 4.3 Análisis del sistema fotovoltaico

Se pretendía realizar una análisis de todos los días en los cuales se adquirieron datos pero debido al error que presentan las mediciones del voltaje, se decidió solo realizarlo en el día en los voltajes medidos tuvieron el menor error, siendo este el día 7 que corresponde al 23/11/2010.

Para este día se presenta en la Fig. 4- 11 las gráficas de irradiancia, potencia generada por el sistema FV y la potencia que toma el inversor del bus de corriente directa. Además se muestra el cálculo realizado de la energía que incide en los paneles, que es de 429.18 kWh, la energía generada por el arreglo FV obtenida al sumar la energía de cada subarreglo que da un total de 39.11 kWh y 36.34 kWh la energía entregada desde el bus de DC a los inversores.

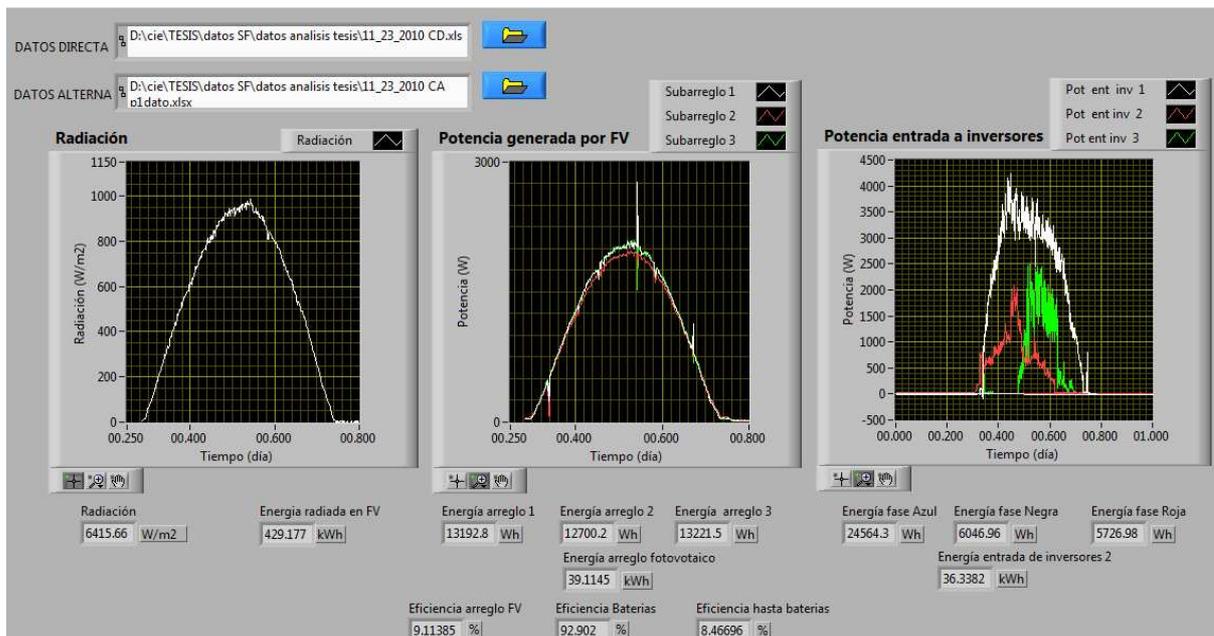


Fig. 4- 11 Gráficas de radiación, y potencia del sistema Fotovoltaico y entrada de inversores para el 23/11/2010

La Fig. 4- 12 muestra las gráficas de potencia del inversor, tanto la salida a la carga, como la conexión a la red. Se puede observar que las mediciones realizadas a la carga presentan mucho ruido, sobre todo en la fase azul, donde la potencia a lo largo del día es muy cercana a cero, esto quiere decir que la corriente medida fue muy pequeña haciendo que el ruido fuera la señal dominante en esta medición. El cálculo de la energía en las fases del sistema da un consumo total de 26.58kWh.

Al analizar la gráfica de la potencia que se suministra al edificio se observa que las cargas del edificio no están balanceadas. La fase que más consume es la negra, en la fase azul se encuentra sobre todo la luminaria porque su consumo es nocturno y la fase roja presenta un consumo entre las otras dos fases. En la gráfica de potencia de la salida del inversor a la red eléctrica se observa como su comportamiento se relaciona con la carga. Se observa una gran inyección a la red en la fase azul, la que no consume casi energía en el día, una inyección menor en la fase roja y un consumo eléctrico de la red en la fase negra, que es la que más energía le proporciona a la carga. En la Fig. 4- 12 se detalla la energía producida o consumida diaria para las dos salidas del inversor, sumando la energía generada por fase en la conexión a la red y la entregada a la carga se obtiene que el inversor inyectó a la red 8.97 kWh.

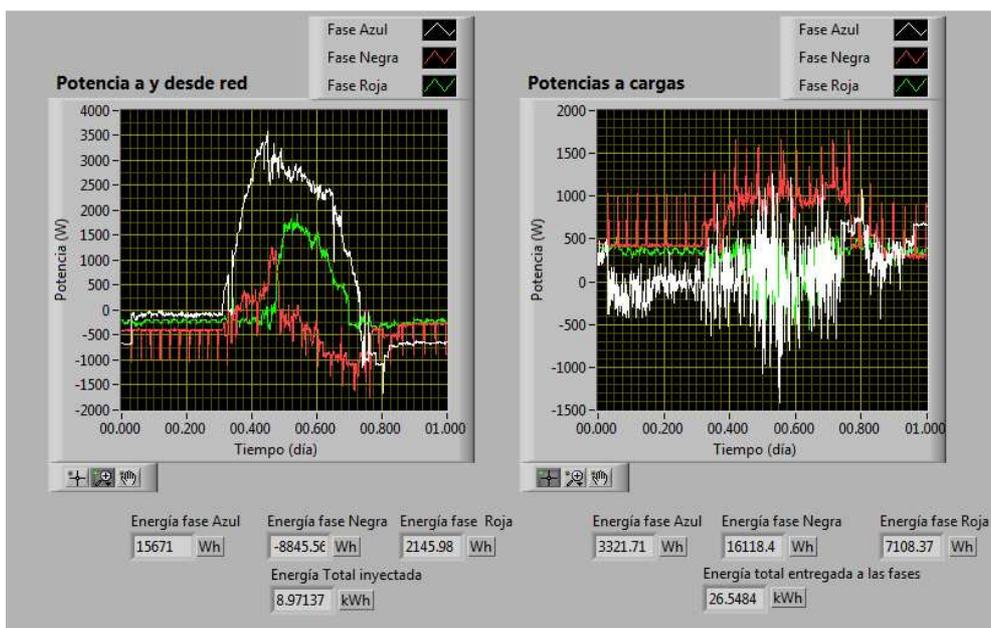


Fig. 4- 12 Gráfica de potencia a la salida del inversor para el 23/11/2010

Con los datos adquiridos por ambos sistemas, se procedió a realizar el análisis energético del sistema para el 23/11/2010. Tomando en cuenta la norma europea “Monitorización de sistemas fotovoltaicos, Guías para la medida, el intercambio de datos y el análisis” se obtuvieron resultados del rendimiento del sistema y sus parámetros de comportamiento. La norma puede ser consultada en el Anexo 1.

La Tabla 4- 3 presenta el balance de energía realizado para el sistema FV, se presenta el cálculo de la energía inyectada a la red, la energía total de entrada y salida del sistema. Con esta información se calcula la fracción de energía con que contribuye el arreglo FV a la energía usada, para este día la contribución fue total ya que las cargas fueron todas alimentadas con la energía generada y hasta se inyectó a la red. El rendimiento de la transmisión de energía generada a la carga es del 94.91% este rendimiento es alto, lo que indica un buen funcionamiento de los componentes del sistema FV, sobre todo el inversor y también bajas pérdidas en el cableado.

Tabla 4- 3 Balance de energía del sistema

Parámetro	Valor
Energía neta entregada a la red eléctrica $E_{TUN}$	8.97 kW
Energía neta entregada desde la red eléctrica $E_{FUN}$	0 kW
Energía de entrada total del sistema $E_{in}$	39.11 kW
Energía de salida total del sistema completo $E_{use}$	37.12 kW
Fracción de energía proveniente del campo FV $F_A$	1 kW
Rendimiento con que la energía proveniente de las fuentes se transmite a las cargas $\eta_{LOAD}$	94.91 %

Utilizando las diferentes energías calculadas se obtuvieron los índices de comportamiento normalizados del sistema. Los índices de producción son cantidades de energía normalizada a la potencia nominal del campo FV. Los rendimientos del sistema se normalizan al área del campo FV. Las pérdidas son las diferencias entre los índices de producción [10]. La norma recomienda normalizar los datos para poder comparar diferentes campos FV instalados en diferentes zonas a diferentes condiciones ambientales y de irradiancia. Los índices pueden ser pensados como el número de horas de operación equivalentes por día a condiciones nominales que producirían la misma energía [17]. Los índices a calcular son el índice de producción el campo FV, el de producción final del sistema FV y el índice de producción de referencia, se calcularon también el rendimiento medio y global del sistema FV, entre otros parámetros.

El índice de producción del campo FV,  $Y_A$ , es la energía de salida diaria del campo FV por kW de campo FV instalado. Representa el número de horas por día que el campo FV necesitaría operar a su potencia nominal de salida  $P_o$  para contribuir al sistema con la misma energía diaria que la obtenida cuando el sistema fue monitorizado [10]. En este caso sí se produjera la potencia nominal con sólo 4.37 horas de operación de produciría la energía requerida por la carga.

El índice de producción final del sistema FV,  $Y_f$ , es la porción de energía neta de salida diaria de toda la planta FV que fue suministrada por el campo FV por kW de campo FV instalado. Este índice de producción representa el número de horas por día que el campo FV necesitaría operar a su potencia nominal de salida  $P_o$  para igualar su monitorizada contribución a la carga neta diaria [10]. Para este sistema sí se produjera la potencia nominal el sistema fotovoltaico solo tendría que trabajar 4.12 horas para cubrir las demandas energéticas.

El índice de producción de referencia  $Y_r$  representa el número total de horas por día durante el cual la radiación solar debería estar en niveles de irradiancia de referencia para contribuir con la misma energía incidente con la que fue monitorizada [10]. Este representa un índice de un arreglo ideal con la misma respuesta espectral a la de la celda de referencia o piranómetro de celda solar y sin efectos de temperatura en la salida de potencia, así que alcanza su potencia nominal exactamente en un plano de irradiancia de  $1\text{kw}/\text{m}^2$ . En este caso se obtuvo un índice de 1.17 horas/día.

Tabla 4- 4 Índices de comportamiento del sistema

Índices de comportamiento del sistema	
Índice de producción del campo FV $Y_A$	4.37 horas/día
Índice de producción final del sistema FV $Y_f$	4.12 horas/día
Índice de producción de referencia $Y_r$	1.17 horas/día

Las pérdidas normalizadas se calculan restando índices de producción. Las pérdidas también tienen unidades de  $\text{kWh d}^{-1} \text{kw}^{-1}$  o  $(\text{h d}^{-1})$  e indican la cantidad de tiempo durante el cual el campo FV debería operar a su potencia nominal  $P_o$  para mantener las pérdidas [10].

Las pérdidas “de captura del campo FV”,  $L_C$ , representan las pérdidas debidas a la operación del campo FV. Las pérdidas del BOS,  $L_{BOS}$ , representan las pérdidas en los componentes del BOS [10].

El índice de relación de comportamiento,  $R_p$ , indica el efecto global de las pérdidas sobre la potencia del campo FV debido a la temperatura del campo FV, a una incompleta utilización de la irradiación y a los fallos o ineficiencias de los componentes del sistema [10]. Se obtuvo índice de 3.5 lo cual indica perdidas bastante bajas.

El rendimiento medio del campo FV representa el rendimiento medio de conversión de energía del campo FV, es útil para comparar con el rendimiento del campo FV,  $\eta_{AO}$ , a su potencia nominal,  $P_o$ . La diferencia en los valores de rendimiento representa pérdidas por diodos, cableados y desacoplo, así como la energía desperdiciada durante la operación de la planta [10].

El rendimiento global de la planta FV fue de 8.65%, el cual es un rendimiento alto, e indica que el sistema fotovoltaico se encuentra trabajando bien.

Tabla 4- 5 Índices y rendimiento del sistema fotovoltaico

Perdidas	
Captura del campo FV $L_c$	3.18
Índice de relación de comportamiento $R_p$	3.5
Perdidas del BOS, $L_{BOS}$	22.13
Rendimiento medio del sistema $N_{AMean}$	9.11
Rendimiento global de la planta FV $\eta_{tot}$	8.65

La

Fig. 4- 13 es del día 20/11/2010 con esta gráfica se quiere señalar el comportamiento que tiene la potencia del inversor a lo largo del día. En la grafica titulada Potencia a y desde la red se puede observar como durante el día se inyecta energía a la red, dependiendo de las necesidades de la carga. Cuando la radiación no es suficiente, se toma la potencia de la red y no del banco de baterías, esto puede verse al comparar la potencia en las cargas y la red, se observa que los valores de potencia en las cargas es inverso a la potencia en la red, durante todo el lapso en que no se inyecta energía a la red. Esto se puede deber a que el banco de baterías ya no se encuentra en buen estado o que los parámetros de configuración del inversor necesitan modificarse para que en las noches sí tome energía de las baterías. Se cree que la segunda causa es la razón de este comportamiento ya que al conectar el sistema como autónomo las baterías si pueden alimentar las cargas en las noches sin problema.

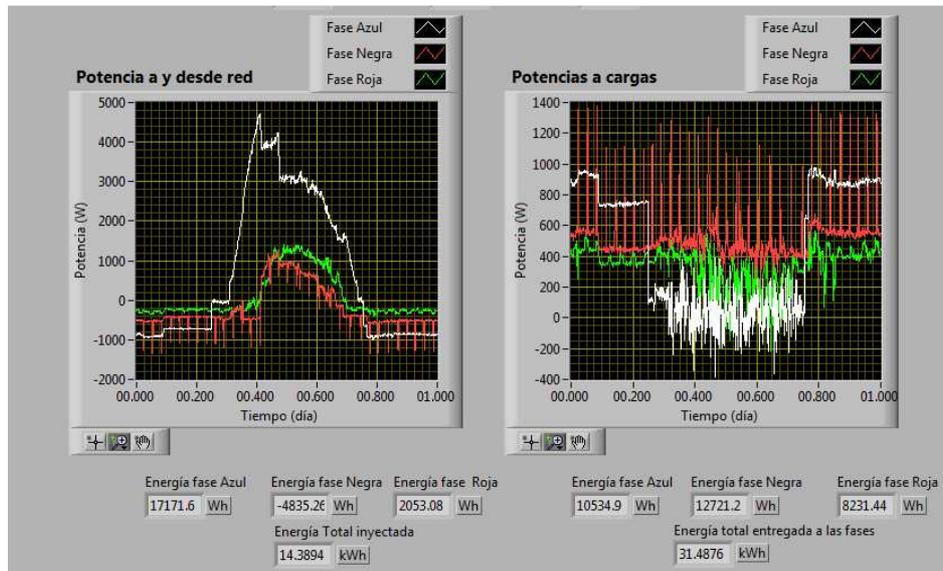


Fig. 4- 13 Gráfica de potencia en cargas y a y desde la red para el 20/11/2010

# Conclusiones

---

Dentro de los objetivos de este trabajo se encuentra la instrumentación del sistema híbrido, compuesto por una celda de combustible como respaldo al sistema fotovoltaico. La instalación de la celda no fue realizada por lo que no fue posible realizar las mediciones, pero el controlador cFP-1804 y una de las tarjetas de entradas aún cuentan con canales suficientes para realizar las mediciones. Por lo que en el momento en que se instale la celda de combustible será muy simple agregar estas variables para monitorear el desempeño de la celda de combustible.

## Sistema de adquisición de datos cFP-1804

La utilización del cFP-1804 de National Instruments facilitó mucho la realización de este trabajo. Este controlador junto con los dos módulos de entradas AI-102 fueron comprados previamente a la realización de este trabajo. Su instalación y puesta en marcha es muy simple así como la programación para adquirir y procesar los datos en LabView. Pero se encuentra la desventaja de su velocidad de adquisición, esta es de 360 Hz debido a la falta de memoria interna por lo que envía los datos tomados inmediatamente a la PC.

Del desempeño de la cFP-1804 se concluyó que es bueno pero el gran problema que presenta es la carencia de memoria interna lo que provoca que el registro de los datos sea solamente en la PC. Para esto se utiliza la Intranet del CIE-UNAM, el almacenamiento de los datos depende totalmente de la calidad de la Intranet. Sí se requiere almacenar toda la información generada por los sensores, con mínimas pérdidas es importante contar con una Intranet de alta calidad. Se observó en los datos almacenados desde mayo que el funcionamiento de la Intranet del CIE-UNAM es intermitente. Por esta razón para los datos que fueron analizados se optó por conectar directamente el cFP-1804 al puerto Ethernet de la computadora para no perder información. Se recomienda esta conexión con el objetivo de no perder información.

## Tarjeta de adquisición de datos realizada en CIE-UNAM

Se encontraron varios errores en la tarjeta realizada, entre ellos un ruido que fue muy significativo para las mediciones de baja magnitud muy cercanas a cero. El ruido se presentó al conectar la tierra de la fuente de alimentación de la TAD con la tierra de la computadora. Este ruido fue aminorado al colocar capacitores en los voltajes de alimentación de la tarjeta. Existieron diferencias en la configuración del acondicionamiento de las señales, se observó que el acondicionamiento más efectivo fue para la corriente. Aunque presentó ruido en la medición de corriente en un canal, se puede apreciar que en dos canales la medición fue muy cercana a la realizada por el analizador de redes. Por lo contrario en el caso de la medición de voltaje se observó que haber aterrizado el divisor de voltaje generó más ruido en las mediciones distorsionando la forma de onda del voltaje. Por lo cual para futuras versiones de tarjetas de adquisición de datos se recomienda realizar el acondicionamiento de señales con la configuración de restadora del amplificador operacional.

Con el uso de ambas tarjetas se concluye que para analizar señales mayores a 60 Hz es necesario contar con un equipo con memoria embebida para poder almacenar datos y después realizar la transmisión. Este tipo de sistemas también puede ser adquirido con la empresa National Instrumentas, su precio es mayor a los 3000 dólares. La TAD realizada en el CIE-UNAM presentó varios errores en sus canales, pero estos pueden ser perfeccionados en futuras versiones de la TAD. Se observó que en el caso de los errores de medición en el voltaje se debió a errores en las conexiones físicas del circuito, específicamente un falso contacto en un potenciómetro. Es importante mencionar que el costo total de la tarjeta realizada no pasa de 500 pesos. Que comparado con el costo de la tarjeta cFP-1804 y sus módulos de entra es mínimo ya que estas superan los tres mil dólares.

## Programación

Con respecto al programa realizado en LabView para el procesamiento de los datos de corriente alterna se puede concluir que la librería de potencia eléctrica es muy buena, ya que los resultados de potencia que entrega son muy cercanos a los calculados por el analizador de redes Fluke 430.

Es importante mencionar que el software calcula la potencia activa reactiva y aparente. Además también es posible calcular los armónicos de este sistema. Comparando los resultados obtenidos con el Fluke 430 y los resultados realizados se obtiene, en el mejor de los casos, un error de 0.27% en el cálculo de la potencia de la fase Azul de la interconexión a la red. Lo que indica que sí se obtienen datos fidedignos el procesamiento de ellos será de alta calidad obteniendo un análisis eléctrico del sistema muy bueno. De lo contrario si los datos no son de buena calidad como es el caso de la Fase Negra donde se introdujo mucho ruido a la señal el error entre lo medido por el Fluke 430 y la TAD fue de 37.59 %.

## Sistema fotovoltaico

Con los resultados obtenidos se obtuvo una eficiencia del arreglo fotovoltaico es del 9.11 %, lo que indica un buen funcionamiento de esta parte del sistema. Se colocaron los sensores de corriente y la medición de voltaje en la caseta de directa en la entrada al controlador, esto influye en que el valor de la eficiencia sea más alto ya que no se están tomando en cuenta las pérdidas de energía que se producen por el transporte de energía desde el arreglo fotovoltaico hasta el controlador.

Para el día analizado se calculó una inyección a la red de 8.97 kW, esta energía fue el excedente producido. Es importante mencionar que el sistema trifásico no se encuentra balanceado por lo que cada una de las fases tiene un comportamiento diferente. La fase azul alimenta a la luminaria y algunas otras cargas menos representativas por lo que sólo se utiliza en la noche permitiendo que gran parte de la generación de energía fotovoltaica sea inyectada a la red. Lo contrario ocurre en la fase negra donde se encuentra la mayor parte de la carga, esta fase además de la generación fotovoltaica consume energía de la red para satisfacer la demanda. La fase roja tiene un comportamiento similar a la azul pero las cargas son mayores así la inyección que realiza a la red es menor. Para tener un mejor desempeño en el sistema se recomienda balancear las cargas.

Para el día 23/11/2010 se obtuvo una eficiencia general del sistema de 8.65% lo que indica que los elementos que componen al sistema se encuentran aún en buenas condiciones, este análisis fue solo realizado para un día debido al error que se obtuvo en las mediciones.

## Estudio a futuro

Para estudios futuros se recomienda realizar una segunda versión de la tarjeta de adquisición de datos donde el acondicionamiento de las entradas de los sensores se configuren como restador en el amplificador operacional. Se recomienda realizar pruebas para identificar canales con ruido y corregirlos. También se recomienda aumentar la velocidad del oscilador del microcontrolador para tener un mayor número de muestras y obtener resultados más detallados sobre las distorsiones en la forma de onda de la corriente y el voltaje.

En futuras versiones se recomienda también colocar los sensores de corriente en el arreglo FV más cerca de las cajas de conexiones que se encuentran bajo los arreglos fotovoltaicos para contabilizar estas pérdidas por transmisión de la energía. Además de realizar un análisis para un mayor número de días con el fin de obtener el desempeño más significativo del sistema fotovoltaico.

Se recomienda balancear las cargas del edificio para obtener mayor eficiencia en el sistema fotovoltaico.

También para versiones futuras se conectará la celda de combustible al sistema fotovoltaico interconectado a la red, con lo que se podrá medir el desempeño de este tipo de sistemas para analizar energéticamente que tan eficiente sería colocar sistemas fotovoltaicos que utilicen como respaldo una celda de combustible.

# Bibliografía

---

- 1 Zini G. , *Hybrid systems for solar hydrogen: A selection of case-studies*, Applied Thermal Engineering 29, 2009, pp. 2585-1595.
- 2 Yilanci A., *A review on solar-hydrogen/fuel cell hybrid energy systems for stationary applications*, Progress in Energy and Combustion Science 35, 2009, pp. 231-244.
- 3 Boonmee Chiayant, *System performance of a three-phase PV-grid-connected system installed in Thailand: Data monitored analysis*, Renewable Energy 34, 2009, pp. 384-339
- 4 Pérez-Herranza V., *Monitoring and control of a hydrogen production and storage system consisting of water electrolysis and metal hydrides*, Hydrogen Energy XXX, 2010, pp. 1-8
- 5 Development of an integrated data-acquisition system for renewable energy sources systems monitoring, Eftichios Koutroulis , Kostas Kalaitzakis
- 6 Kordesch Karl, Simader Günter; *Fuel Cells and their applications*; VCH, Germany 1996 pag 9.
- 7 Alonso Abella M., *Sistemas fotovoltaicos: introducción al diseño y dimensionado de instalaciones de energía solar fotovoltaica*, Segunda edición, Era Solar, Madrid 2005.
- 8 Larminie J. *Fuel cell system explained*, Second Edition, Wiley 2003.
- 9 Hoffman Peter. *Tomorrows energy hydrogen, fuel cells, and the prospects for a cleaner planet*.
- 10 Monitorización de sistemas fotovoltaicos, Guías para la medida, de intercambio de datos y el análisis. CEI 61724:1998
- 11 LI-COR Terrestrial Radiation Sensors, Instruction Manual
- 12 FAHRENBRUCH ALAN L., BUBE R. *Fundamentals of solar cells Photovoltaic Solar Energy Conversion*, Academic press, USA 1983 pg 26
- 13 Ethernet/Serial Interfaces for Compact Field Point, NI cFP-180x datasheet
- 14 NI cFP-AI-102 Módulo de Entrada de Voltaje Analógica de 8 Canales para Compact FieldPoint, datasheet
- 15 <http://www.frlp.utn.edu.ar/materias/tydee/modulooii.pdf>, Diciembre 2009
- 16 Ruddell, A.J., *Analysis of battery current microcycles in autonomous renewable energy systems*, Journal of Power Sources 112 , 2002, pp. 531-356.

- 17 Drift M., Univer Project. A grid connected photovoltaic system of 200 kWp at Jaén University. Overview and performance analysis, *Solar Energy Materials & Solar Cells* 91, 2007, pp 670-683.
- 18 Chaparro A.M., Data results and operational experience with a solar hydrogen system, *Journal of Power Sources* 144, 2005, pp. 165-169.
- 19 Digniard-Bailey L., Performance monitoring of a northern 3.2 kWp Grid-connected photovoltaic system
- 20 Rahman S., Two-Loop controller for Maximizing Performance of a Grid-Connected Photovoltaic-Fuel Cell Hybrid Power Plant, *IEEE Transaction on Energy Conversión*, Vol. 13 No. 3, September 1998.
- 21 Santarelli M., Design and analysis of stand-alone hydrogen energy systems with different renewable sources, *International Journal of Hydrogen Energy* 29, 2004, 1571-1586.
- 22 Leva S., Hybrid renewable energy-fuel cell system: Design and performance evaluation, *Electric Power Systems Research* 79 (2009) pp 316-324.
- 23 Ruberti T, Off-grid hybrids: Fuel cell solar-PV hybrids, *Refocus*, Volume 4, Issue 5, October 2003, pp 54-57.
- 24 Boylestad R., *Introducción al análisis de circuitos*, Pearson Educación, Decima edición, México 2004.
- 25 Boylestad R., *Electrónica teoría de circuitos*, Pearson Prentice Hall, Octava edición, Mexico 2003
- 26 Ayompe L.M., Measured performance of a 1.72 KW rooftop grid connected photovoltaic system in Ireland, *Energy Conversión and Management* 52, 2011, pp 816-825.
- 27 <http://content.honeywell.com/sensing/prodinfo/solidstate/technical/hallbook.pdf>, Mayo 2010, Honeywell, Hall effect sensing and application handbook.

# Anexo

---

## Monitorización de sistemas fotovoltaicos

Guías para la medida, de intercambio de datos y el análisis.

CEI 61724:1998

### Norma europea

La norma describe las recomendaciones generales para la monitorización y el análisis del comportamiento eléctrico de los sistemas fotovoltaicos (FV). No incluye las características de los componentes individuales, sino que se centra en la evaluación del comportamiento de un campo FV como parte del sistema FV.

La intención del análisis de datos es dar un resumen de comportamiento adecuado para comparar las instalaciones FV de diferentes tamaños, operando en distintos climas, y que suministren energía para distintas aplicaciones, de tal manera que los méritos relativos de los distintos diseños y procedimientos de operación se hagan evidentes. Métodos más simples podrían ser más rentables para sistemas pequeños y sistemas autónomos domésticos.

Se incluyen guías que describen un formato de fichero pero utilizar en el intercambio de datos de monitorización entre distintas organizaciones.

Para la monitorización es necesario el uso de sistemas de adquisición de datos basados en microprocesadores.

### Objetivo y campo de aplicación

Esta norma internacional recomienda procedimientos para la monitorización de las características de los sistemas FV relacionadas con la energía, tales como irradiancia en el plano del campo fotovoltaico, potencia de salida del mismo, entrada y salida del sistema del almacenamiento de energía y entrada y salida del sistema de acondicionamiento de potencia: y para el intercambio y análisis de datos monitorizados. El propósito de estos procedimientos es valorar el comportamiento global de los sistemas FV configurados bien como autónomos o conectados a la red eléctrica, o bien como híbridos con fuentes no FV de potencia, tales como grupos electrógenos y aerogeneradores.

### Otras normas a consultar

CEI 60904-2:1989 dispositivos fotovoltaicos. Parte 2 requisitos de células solares de referencia. Modificación 1 (1998)

CEI 60904-6:1994 Dispositivos fotovoltaicos. Parte 6: requisitos para los módulos solares de referencia modificación 1 (1998)

CEI 61194:1992- parámetros característicos de los sistemas fotovoltaicos FV autónomos

CEI 61829:1995 campos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino. Medida en el sitio de características I-V.

### Parámetros medidos.

Los parámetros a medir se presentan en la tabla 1 y en la figura 1. Pueden calcularse otros parámetros a partir de los datos medidos en tiempo real por el programa del sistema de

adquisición de datos. Nótese que todos los bloques de la figura 1 pueden representar componentes múltiples. Los parámetros y características del campo FV medidos se definen en CEI 61194.

El autoconsumo debido a los sistemas auxiliares se considera como una pérdida de potencia de la planta FV y será considerado como una carga. Todos los sistemas de monitorización no esenciales para la operación de la planta FV serán considerados como parte de la carga. El equipo de monitorización puede constituir una parte importante del consumo total de potencia y el usuario final deberá ser informado de que puede ser precisa potencia suplementaria para satisfacer las necesidades totales de la carga.

Tabla 1  
Parámetros a medir en tiempo real

Parámetro	Símbolo	Unidad
Meteorología		
Irradiancia total en el plano del campo fotovoltaico <sup>1)</sup>	$G_I$	$W m^2$
Temperatura ambiente a la sombra	$T_{amb}$	$^{\circ}C$
Velocidad del viento <sup>2)</sup>	$S_w$	$m s^{-2}$
Campo fotovoltaico		
Tensión de salida	$V_A$	$V$
Intensidad de salida	$I_A$	$A$
Potencia de salida	$P_A$	$kW$
Temperatura del módulo	$T_m$	$^{\circ}C$
Ángulo de inclinación del seguidor <sup>5)</sup>	$\phi_T$	grados
Angulo acimutal del seguidor <sup>5)</sup>	$\phi_A$	grados
Almacenamiento de energía <sup>3)</sup>		
Tensión de operación	$V_S$	$V$
Intensidad hacia el almacenamiento <sup>4)</sup>	$I_{TS}$	$A$
Intensidad desde el almacenamiento <sup>4)</sup>	$I_{FS}$	$A$
Potencia hacia el almacenamiento <sup>4)</sup>	$P_{TS}$	$kW$
Potencia desde el almacenamiento <sup>4)</sup>	$P_{FS}$	$kW$
Carga <sup>3)</sup>		
Tensión de la carga	$V_L$	$V$
Intensidad de la carga	$I_L$	$A$
Potencia de la carga <sup>6)</sup>	$P_L$	$kW$
Red eléctrica <sup>3)</sup>		
Tensión de la red	$V_u$	$V$
Intensidad hacia la red <sup>4)</sup>	$I_{TU}$	$A$
Intensidad desde la red <sup>4)</sup>	$I_{FU}$	$A$
Potencia hacia la red <sup>4)6)</sup>	$P_{TU}$	$kW$
Potencia desde la red <sup>4)6)</sup>	$I_{FU}$	$A$
Fuente de reserva <sup>3)</sup>		
Tensión de salida	$V_{BU}$	$V$
Intensidad de salida	$I_{BU}$	$A$
Potencia de salida	$P_{BU}$	$kW$
1) irradiancia total, conocida también como irradiancia en el plano del campo FV, definida como potencia radiante (directa más difusa) incidente sobre la unidad de área de una superficie inclinada.		
2) los parámetros tales como la velocidad del viento son opcionales, pero pueden exigirse por contrario o si el campo FV está sometido a condiciones de operación extremas.		

- 3) Las cantidades c.a. y c.c pueden distinguirse añadiendo subíndices. En el caso de sistemas polifásicos, los parámetros  $V_L$ ,  $I_L$ ,  $P_L$  se especificarán para cada fase.
- 4) Normalmente puede utilizarse un único sensor de intensidad o de potencia para la medida de intensidad o potencia en ambas direcciones de entrada y salida. Un signo positivo en la señal de salida de los sensores indica entrada hacia el dispositivo de almacenamiento de energía o hacia la red eléctrica y un signo negativo indica la salida desde el dispositivo de almacenamiento o desde la red eléctrica. La entrada y salida usando un solo sensor debe acumularse separadamente en el programa.
- 5) La monitorización de los ángulos del seguidor es opcional para sistemas con seguimiento solar. Para seguidores de un solo eje  $\phi_T$  se usa para describir la posición del campo sobre su eje de seguimiento. Por ejemplo, para un seguidor de un solo eje horizontal, este parámetro daría en ángulo desde la horizontal, hacia el este es negativo y hacia el oeste positivo.
- 6) Puede realizarse una medida directa de la potencia de salida por la parte del inversor correspondiente al acondicionador de potencia si ello aumenta la precisión de medida.

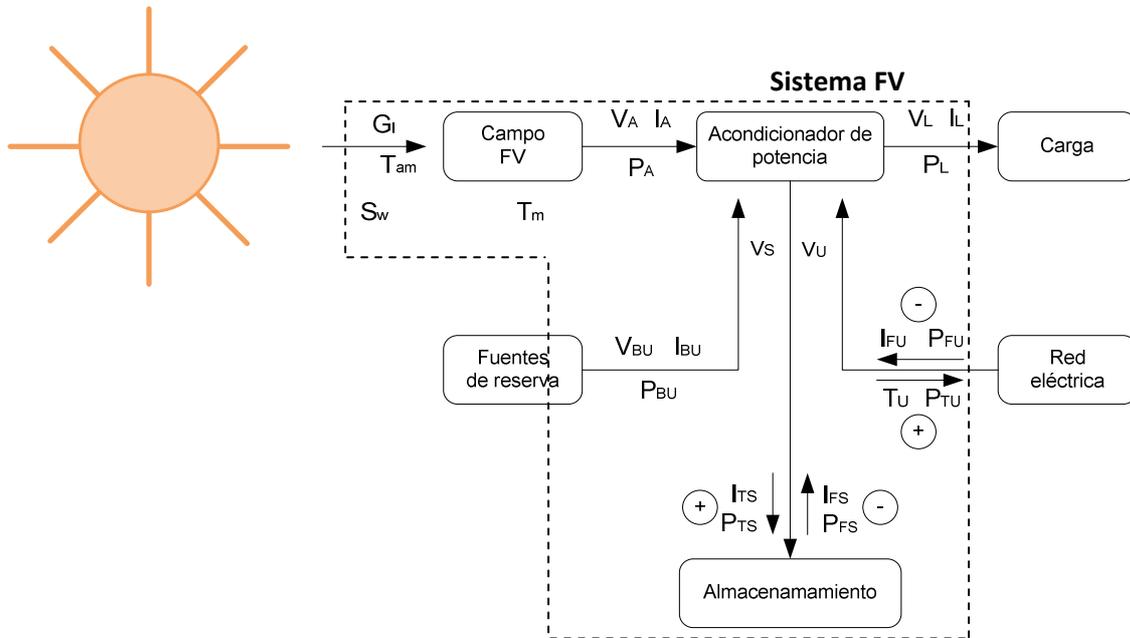


Fig. 1 – Parámetros a medir en tiempo real

#### 4 MÉTODO DE MONITORIZACIÓN

##### 4.1 Medida de la irradiancia

Los datos de irradiancia se miden en el plano del campo FV y se usan en el análisis de comportamiento del sistema FV. La irradiancia en el plano horizontal también puede registrarse para realizar comparaciones con datos meteorológicos estándar de otros lugares. La irradiancia en el plano se medirá en el mismo plano que en el campo FV usando dispositivos de referencia calibrados o piranómetros. Si se usan, los módulos o células de referencia deberán ser calibrados y mantenidos conforme a CEI 60904-6. La localización de estos sensores será representativa de las condiciones de irradiancia del campo FV. La precisión de los sensores de irradiancia, incluyendo el acondicionamiento de señal, será mejor que el 5% de la lectura.

#### 4.2 Medida de la temperatura ambiente

La temperatura ambiente se medirá en el lugar que sea representativo de las condiciones del campo FV, por medio de sensores de temperatura colocados a la sombra. La precisión de los sensores de temperatura ambiente, incluyendo el acondicionamiento de señal, será superior a 1 K.

#### 4.3 Medida de la velocidad del viento

Donde sea aplicable, se medirá la velocidad del viento a una altura y en un lugar que sean representativos de las condiciones del campo FV. La precisión de los sensores de velocidad del viento será mejor que  $0.5 \text{ m s}^{-1}$  para velocidades inferiores o iguales a  $5 \text{ m s}^{-1}$  y mejor que el 10% para lecturas de velocidad del viento superiores a  $5 \text{ m s}^{-1}$ .

#### 4.4 Medida de la temperatura del módulo

La temperatura del módulo FV se medirá en aquellos que sean representativos de las condiciones del campo de módulos FV por medio de sensores de temperatura colocados en la parte posterior de uno o más módulos. La selección de estos módulos se especifica en el método A de CEI 61829. Se tomará la precaución de que la temperatura de la célula no se vea alterada por el propio sensor. La precisión de estos sensores, incluyendo el acondicionamiento de señal, será mejor que 1 K.

#### 4.5 Medida de la tensión y la intensidad

Los parámetros tensión e intensidad pueden ser de c.a. o de c.c. La precisión de los sensores de intensidad y tensión incluyendo el acondicionamiento de señal, será superior al 1% de la lectura. Puede no ser necesario medir la tensión e intensidad de corriente alterna en todas las situaciones.

#### 4.6 Medida de la potencia eléctrica

Los parámetros de potencia eléctrica pueden ser de corriente continua (c.c.), de corriente alterna (c.a.) o de ambas. La potencia de c.c. puede calcularse en tiempo real como producto de tensión por intensidad o medirse directamente con un sensor de potencia. Si se calcula la potencia de c.c., se usará una medida de tensión por una de intensidad; no podrá utilizarse el producto de valores medidos de tensión por valores medidos de intensidad<sup>1)</sup>. La tensión de c.c. y la potencia de entrada al inversor en un sistema aislado pueden tener un importante componente de c.a. superpuesta. Puede necesitarse utilizar un watímetro de c.c. para medir potencia de c.c. con precisión. La potencia de c.a. se medirá usando un sensor de potencia que tenga en cuenta el factor de potencia y la distorsión armónica. La precisión de los sensores de potencia, incluyendo el acondicionamiento de señal, será superior al 2% de la lectura.

Un sensor integrador de potencia con alta velocidad de respuesta por ejemplo un medidor de kWh puede usarse para reducir los errores de muestreo.

#### 4.7 Sistema de adquisición de datos

Para monitorizar se necesita un sistema automático de adquisición de datos. La precisión total del sistema de monitorización será establecida por un método de calibración tal como se indica en el anexo A. El sistema de monitorización deberá basarse en programación e instrumentación disponibles comercialmente ("software" y "hardware") que estén documentadas adecuadamente con manuales de usuario. Deberá tener soporte técnico.

#### 4.8 Intervalo de muestreo

El intervalo de muestreo para parámetros que varían directamente con la irradiancia será de 1 min o inferior. Para parámetros con mayor constante de tiempo puede especificarse un intervalo arbitrario entre 1 min y 10 min. Se darán consideraciones especiales para aumentar la frecuencia de muestreo para cualquier parámetro que pueda cambiar rápidamente en función de la carga del sistema. Se mediarán continuamente todos los parámetros durante el periodo de monitorización especificado.

Nota. Las velocidades de cambio para muchos de los parámetros pueden ser relativamente altas. Por ejemplo la irradiancia puede cambiar a una velocidad superior a  $200 \text{ W m}^{-2} \text{ s}^{-1}$  bajo condiciones de cielos parcialmente nublados. Aunque la intención de esta norma internacional es capturar detalles al nivel de transitorio eléctrico, una velocidad de muestreo suficiente es necesaria para caracterizar el comportamiento medio sobre el intervalo de integración. Generalmente los parámetros de la tabla 1 se muestrearán cada minuto. Las temperaturas ambiente y del módulo pueden muestrearse a menor velocidad, pero es preferible y más conveniente muestrear todos los parámetros a una misma velocidad. Todos los parámetros deberían medirse continuamente durante el periodo de monitorización especificado.

#### 4.9 Operación de proceso de datos

Los datos muestreados de cada parámetro medido deberán procesarse en medias ponderadas en el tiempo. Los valores máximo y mínimo y los transitorios de especial interés deberán determinarse cuando se requieran. Para sensores integradores de potencia, los datos muestreados serán sumados y divididos por el intervalo de registro  $\tau_T$ .

#### 4.10 Intervalo de registro, $\tau_T$ (expresado en horas)

Los valores de los datos procesados para cada parámetro serán registrados cada hora. Cuando se requerirá se realizarán registros con mayor frecuencia, en tanto que una hora sea un múltiplo entero del intervalo de registro  $\tau_T$ .

A cada intervalo de registro, se registra la hora y la fecha al final del periodo en que se realizaron las medidas. La hora estará siempre referida a la hora local estándar, no a la hora oficial. Se puede usar la hora universal (Greenwich) para evitar los cambios horarios verano-invierno.

#### 4.11 Periodo de monitorización

El periodo de monitorización será suficiente para obtener datos operacionales representativos de la carga y de las condiciones ambientales. Por lo tanto el periodo mínimo de monitorización continua será elegido de acuerdo al uso final de los datos obtenido.

### 5 DOCUMENTACIÓN

Un fichero lógico guardará todos los eventos anormales, cambios en los componentes, errores, fallos, faltas o accidentes. Se anotarán todos los comentarios que pudieran ser útiles para la interpretación y evaluación de los datos, tales como tiempo atmosférico, recalibración de sensores, modificaciones del sistema de adquisición de datos, carga u operación del sistema, o problemas con los sensores del sistema de adquisición de datos. Se documentarán explícitamente todas las actuaciones de mantenimiento (tales como cambio de módulos, cambio de ángulo de inclinación del campo FV o limpieza del polvo de la superficie del campo FV).

### 6 FORMATO DE DATOS

No es obligatorio que los datos sean almacenados o intercambiado en uno de los dos formatos ilustrativos siguientes. De todas formas, el primer método basado en separar el registro del encabezamiento y el registro de datos se usa en varios países y puede facilitar el intercambio

de datos entre organizaciones. Para el intercambio de datos reales deberán especificarse también los términos de protocolo de línea, protocolo de comunicación y comprobación de suma.

## 7. COMPROBACIÓN DE LA VALIDEZ DE LOS DATOS

Todos los datos deberían comprobarse en cuanto a consistencia y huecos para identificar anomalías evidentes antes de realizar cualquier análisis detallado. Se definirá un conjunto razonable de límites para cada parámetro registrado, basado en el conocimiento de las características del parámetro, de la planta FV y de las condiciones ambientales. Los límites deberían definir los valores permitidos para el máximo y el mínimo de cada parámetro, y la máxima variación entre puntos de datos sucesivos. Los datos que estén fuera de estos límites o sean inconsistentes con otros datos no deberán incluirse en los análisis posteriores. Si es posible (por ejemplo con un sistema de adquisición de datos basado en ordenador), las comprobaciones se realizarán con los datos muestreados en tiempo real antes de ejecutar la operación de proceso de datos.

Los resultados de esta verificación de la validez de los datos deberían incluir normalmente la información siguiente

- un listado de puntos de datos fuera de los intervalos preseleccionados;
- la duración de la actividad de monitorio  $\tau_{MA}$  (expresada en horas) en el periodo de informe  $\tau$  (habitualmente un mes, pero expresado en horas), para lo cual los datos de monitorización han sido registrados y comprobados;
- el número total de horas de datos que han pasado a través del proceso de comprobación también debería ser incluido si es distinto a la duración del periodo real seleccionado para la comprobación de los datos válidos;
- la disponibilidad de los datos monitorizados  $A_{MD}$  (expresada como una fracción del periodo de informe), dada por:

$$A_{MD} = \tau_{MA} / \tau \quad (1)$$

## 8 PARAMETROS CALCULADOS

Varios parámetros calculados relacionados con el comportamiento y el balance de energía del sistema pueden obtenerse a partir de los datos registrados en la monitorización usando sumas, promedios, máximos, mínimos y relaciones en los periodos de informe  $\tau$ , que son mayores que el intervalo de registros  $\tau_T$ , (tales como horas, días, semanas, meses o años, pero expresados en horas). Los parámetros calculados se muestran en la tabla 2.

Para calcular cualquier cantidad de energía a partir de los correspondientes parámetros de potencia medida, en un periodo de informe  $\tau$ , se usa la siguiente ecuación:

$$E_{i,\tau} = \tau_r \times \sum_{\tau} P_i \quad (2)$$

donde

$E_i$  está expresado en kWh;

$P_i$  está medido en KW.

El símbolo  $\sum_{\tau}$  indica el sumatorio de cada parámetro de potencia en el periodo de informe  $\tau$ .

Por ejemplo, para calcular  $E_{TS,\tau} = \tau_r \times \sum_{\tau} P_{TS}$ . También sustitúyase el índice  $\tau$  por el intervalo de informe real.

### 8.1 Irradiación global

Las cantidades de irradiación media diaria  $H_{I,d}$  (en kWh m<sup>2</sup> d<sup>-1</sup>) se obtienen de la irradiancia registrada según:

$$H_{I,d} = 24 \times \tau_r \times (\sum_{\tau} G_I) / (\sum_{\tau} \tau_{MA} 1000) \quad (3)$$

El símbolo  $\sum_{\tau}$  indica el sumatorio en el periodo de informe  $\tau$

Tabal 2  
Parámetros calculados

Parámetro	Símbolo	Unidad
Meteorología		
Irradiación diaria global o directa en el plano del campo FV	$H_{I,d}$	kWh m <sup>-2</sup> d <sup>-1</sup>
Cantidades de energía eléctrica		
Energía neta desde el campo FV	$E_{A,\tau}$	kWh
Energía neta hacia la carga	$E_{L,\tau}$	kWh
Energía neta hacia el almacenamiento	$E_{TSN,\tau}$	kWh
Energía neta desde el almacenamiento	$E_{FSN,\tau}$	kWh
Energía neta desde la reserva	$E_{BU,\tau}$	kWh
Energía neta hacia la red eléctrica	$E_{TUN,\tau}$	kWh
Energía neta desde la red eléctrica	$E_{FUN,\tau}$	kWh
Energía de entrada total del sistema	$E_{in,\tau}$	kWh
Energía de salida total del sistema	$E_{use,\tau}$	kWh
Fración de energía de entrada total del sistema entregada por el campo FV	$F_{A,\tau}$	Adimensional
Rendimiento de la carga	$\eta_{LOAD}$	Adimensional
Comportamiento de los componentes BOS		
Rendimiento del BOS	$\eta_{BOS}$	Adimensional
Índices de comportamiento del sistema		
Índices de producción del campo FV <sup>1)</sup>	$Y_A$	h d <sup>-1</sup>
Índice de producción final del sistema FV <sup>1)</sup>	$Y_f$	h d <sup>-1</sup>
Índice de producción de referencia <sup>1)</sup>	$Y_r$	h d <sup>-1</sup>
Pérdidas de captura del campo FV <sup>1)</sup>	$L_c$	h d <sup>-1</sup>
Pérdidas del BOS <sup>1)</sup>	$L_{BOS}$	h d <sup>-1</sup>
Índice de relación de comportamiento	$R_p$	Adimensional
Rendimiento medio del campo FV	$\eta_{Amean,\tau}$	Adimensional
Rendimiento global de la planta FV	$\eta_{tot,\tau}$	Adimensional
1) La unidad h d <sup>-1</sup> puede ser más ilustrativa expresada como (kWh d <sup>-1</sup> ) real/ (kW) asignado		

## 8.2 Cantidades de energía eléctrica

Las cantidades de energía eléctrica pueden calcularse para el sistema completo y sus componentes incluyendo la energía entregada a o desde un dispositivo de almacenamiento o una conexión a la red eléctrica, o entregada desde un generador auxiliar. Los parámetros clave de interés son aquellos que indican la contribución del campo FV a la operación global del sistema

- a) La energía neta entregada al dispositivo de almacenamiento en el periodo de informe  $\tau$ :

$$E_{TSN,\tau} = E_{TS,\tau} - E_{FS,\tau} \quad (4)$$

donde  $E_{TSN,\tau}$  tiene un valor mínimo de 0.

- b) La energía neta entregada desde el dispositivo de almacenamiento en el periodo de informe de  $\tau$ :

$$E_{FSN,\tau} = E_{FS,\tau} - E_{TS,\tau} \quad (5)$$

donde  $E_{FSN,\tau}$  tiene un valor mínimo de 0.

Nota – alguno de  $E_{TSN,\tau}$  o  $E_{FSN,\tau}$  será siempre 0. Usando cantidades de energía neta mejor que energía global, el dispositivo de almacenamiento se considera bien como una carga neta o bien como una fuente de energía neta durante el periodo de informe.

- c) La energía neta entregada a la red eléctrica en el periodo de informe  $\tau$ :

$$E_{TUN,\tau} = E_{TU,\tau} - E_{FU,\tau} \quad (6)$$

donde  $E_{TUN,\tau}$  tiene un valor mínimo de 0

- d) La energía neta entregada desde la red eléctrica en el periodo de informe  $\tau$ :

$$E_{FUN,\tau} = E_{FU,\tau} - E_{TU,\tau} \quad (7)$$

donde  $E_{FUN,\tau}$  tiene valor mínimo de 0.

Nota – alguno de  $E_{TUN,\tau}$  o  $E_{FUN,\tau}$  será siempre 0. Usando cantidades de energía enta mejor que energía global, el dispositivo de almacenamiento se considera bien como una carga neta o bien como una fuente de energía neta durante el periodo de informe.

- e) Energía de entrada total del sistema:

$$E_{in,\tau} = E_{A,\tau} + E_{BU,\tau} + E_{FUN,\tau} + E_{FSN,\tau} \quad (8)$$

- f) Energía de salida total del sistema completo:

$$E_{use,\tau} = E_{L,\tau} + E_{TUN,\tau} + E_{TSN,\tau} \quad (9)$$

- g) Fracción de energía proveniente de todas las fuentes a la que contribuye el campo FV:

$$F_{A,\tau} = E_{A,\tau}/E_{in,\tau} \quad (10)$$

- h) Rendimiento con que la energía proveniente de todas las fuentes se transmite a las cargas

$$\eta_{LOAD} = E_{use,\tau}/E_{in,\tau} \quad (11)$$

### 8.3 Comportamiento de los componentes del BOS<sup>1)</sup>

El rendimiento del BOS solo incluye el rendimiento de conversión de energía; los temas como error de seguimiento del campo FV y error de seguimiento del punto de máxima potencia PCU están excluidos.

Para cada componente del sistema, el balance energético sobre el periodo de informe puede calcularse sumando las cantidades de energía de entrada y de salida del componente. El rendimiento energético del componente es el cociente entre la energía de salida y la de entrada.

El rendimiento global de los componentes del BOS está dado por:

$$\eta_{BOS} = (E_{L,\tau} + E_{TSN,\tau} - E_{FSN,\tau} + E_{TUN,\tau} - E_{FUN,\tau}) / (E_{A,\tau} + E_{BU,\tau}) \quad (12)$$

Para sistemas FV híbridos y sistemas conectados a la red donde  $E_{L,\tau}$  es menor que  $E_{A,\tau} \times \eta_{BOS}$ , y para todos los sistemas FV aislados,  $\eta_{LOAD}$  es igual a  $\eta_{BOS}$ . Para los sistemas conectados a la red donde  $E_{L,\tau}$  es mayor que  $E_{A,\tau} \times \eta_{BOS}$ ,  $\eta_{LOAD}$  será mayor que  $\eta_{BOS}$  porque la red eléctrica se comporta como una fuente de energía de menos-pérdidas para el sistema FV.

Tanto el rendimiento del dispositivo de almacenamiento de energía como el cambio en la cantidad de energía almacenada en el dispositivo en el periodo de informe afectarán a  $E_{FS,\tau}$  y a  $E_{TS,\tau}$ .

- a) Para periodos de informes largos cuáles  $E_{TS,\tau}$  y  $E_{FS,\tau}$  sean mucho mayores que la capacidad de almacenamiento de energía del dispositivo (con factores mayores que 10), la energía neta bien añadida o bien saliente desde el dispositivo puede asumirse que tiene un efecto despreciable sobre el cálculo del comportamiento del sistema. Cualquier diferencia entre  $E_{TS,\tau}$  y  $E_{FS,\tau}$  es pues debida en primer lugar al rendimiento

del dispositivo con los valores posibles sobre el acumulado  $E_{TS,\tau}$  o  $E_{FS,\tau}$  debido al cambio real en la energía almacenada en el dispositivo puede calcularse del cociente entre la capacidad de almacenamiento del dispositivo y  $E_{TS,\tau}$  o  $E_{FS,\tau}$ .

- b) Para periodos de informe cortos en los que la capacidad de almacenamiento de energía del dispositivo es mucho mayor que  $E_{TS,\tau}$  y  $E_{FS,\tau}$  (con un factor mayor de 10), el rendimiento del dispositivo puede asumirse que tiene un efecto despreciable en el cálculo del comportamiento del sistema. Cualquier diferencia entre  $E_{TS,\tau}$  y  $E_{FS,\tau}$  es pues debida en primer lugar al cambio de la energía almacenada en el dispositivo. Como resultado,  $E_{TS,\tau}$  y  $E_{FS,\tau}$  es pues debida en primer lugar al cambio de energía almacenada en el dispositivo. como resultado,  $E_{TS,\tau}$  y  $E_{FS,\tau}$  llegan a ser términos importantes en los en los cálculos del comportamiento del sistema. Esta condición es típica cuando los periodos de informe son de solo unos pocos días. Los efectos típicos sobre  $E_{TS,\tau}$  y  $E_{FS,\tau}$  debidos al rendimiento del dispositivo puede calcularse de las medidas conocidas del rendimiento del dispositivo.

#### 8.4 Índices de comportamiento del sistema

Los sistemas FV de distintas configuraciones y en distintas localizaciones pueden compararse fácilmente evaluando sus índices de comportamiento del sistema normalizados tales como índices de producción, pérdidas y rendimientos. Los índices de producción son cantidades de energía normalizadas a la potencia nominal del campo FV. Los rendimientos del sistema se normalizan al área del campo FV. Las pérdidas son las diferencias entre los índices de producción.

Nota- los índices de comportamiento de los sistemas conectados a la red, aislados e híbridos pueden diferir significativamente debido al acoplamiento de la carga y a otras características únicas de operación.

8.4.1 Índices de producción media diaria. Los índices de producción media diaria son el cociente entre las cantidades de energía y las potencias de salida nominales del campo FV instalado  $P_o$  (kW). Los índices de producción tienen unidades de kWh d<sup>-1</sup> (o h d<sup>-1</sup>) e indican el tiempo durante el cual el campo FV debería operar a  $P_o$  para suministrar una cantidad dada de energía monitorizada. Los índices de producción indican la operación real del campo FV relativa a su capacidad nominal.

- a) El índice de producción del campo FV,  $Y_A$ , es la energía de salida diaria del campo FV por kW de campo FV instalado:

$$Y_A = E_{A,d} / P_o = \tau_r x (\sum_{day} P_A) / P_o \quad (13)$$

El símbolo  $\sum_{day}$  indica el sumatorio para el día completo. Este índice de producción representa el número de horas por día que el campo FV necesitaría operar a su potencia nominal de salida  $P_o$  para contribuir al sistema con la misma energía diaria que la obtenida cuando el sistema fue monitorizado [que es igual a  $\tau_r x \sum_{day} P_A$ ].

- b) El índice de producción final del sistema FV,  $Y_f$ , es la porción de energía neta de salida diaria de toda la planta FV que fue suministrada por el campo FV por kW de campo FV instalado:

$$Y_f = Y_A x \eta_{LOAD} \quad (14)$$

Este índice de producción representa el número de horas por día que el campo FV necesitaría operar a su potencia nominal de salida  $P_o$  para igualar su monitorizada contribución a la carga neta diaria.

- c) El índice de producción de referencia,  $Y_r$ , puede calcularse dividiendo la irradiación total diaria en el plano por la irradiancia del módulo de referencia  $G_{I,ref}$  ( $kW m^{-2}$ ) en el plano:

$$Y_r = \tau_r x (\sum_{day} G_I) / G_{I,ref} \quad (15)$$

Este índice de producción representa el número total de horas por día durante el cual la radiación solar debería estar en niveles de irradiancia de referencia para contribuir con la misma energía incidente con la que fue monitorizada. Si  $G_{I,ref} = 1 kW m^{-2}$ , entonces la irradiación en el plano en unidades  $kWh m^{-2} d^{-1}$  es numéricamente igual a una correspondiente energía de salida nominal del campo FV en unidades de  $kWh d^{-1} kw^{-1}$ . Así que  $Y_r$  debería ser, en efecto, el número de horas de sol pico por día ( $h d^{-1}$ ).

8.4.2 Pérdidas Normalizadas. Las pérdidas normalizadas se calculan restando índices de producción. Las pérdidas también tienen unidades de  $kWh d^{-1} kw^{-1}$  o ( $h d^{-1}$ ) e indican la cantidad de tiempo durante el cual el campo FV debería operar a su potencia nominal  $P_o$  para mantener las pérdidas.

- a) Las pérdidas “de captura del campo FV”,  $L_c$ , representan las pérdidas debidas a la operación del campo FV:

$$L_c = Y_r - Y_A \quad (16)$$

- b) Las pérdidas del BOS,  $L_{BOS}$ , representan las pérdidas en los componentes del BOS:

$$L_{BOS} = Y_A x (1 - \eta_{BOS}) \quad (17)$$

- c) El índice de relación de comportamiento,  $R_p$ , indica el efecto global de las pérdidas sobre la potencia del campo FV debido a la temperatura del campo FV, a una incompleta utilización de la irradiación y a los fallos o ineficiencias de los componentes del sistema:

$$R_p = Y_f / Y_r \quad (18)$$

#### 8.4.3 Rendimiento del sistema

- a) El rendimiento medio del campo FV sobre el periodo de informe  $\tau$  se define por:

$$\eta_{Amean,\tau} = E_{A,\tau} / (A_a x \tau_t x \sum_{\tau} G_I) \quad (19)$$

Este rendimiento representa el rendimiento medio de conversión de energía del campo FV, que es útil para comparar con el rendimiento del campo FV,  $\eta_{AO}$ , a su potencia nominal,  $P_o$ . La diferencia en los valores de rendimiento representa pérdidas por diodos, cableados y desacoplo, así como la energía desperdiciada durante la operación de la planta.

- b) El rendimiento global de la planta FV sobre el periodo de informe  $\tau$  se define por:

$$\eta_{tot,\tau} = \eta_{Amean,\tau} x \eta_{LOAD} \quad (20)$$

8.4.4 Índices de producción anual o mensual, pérdidas y rendimientos. Los índices de producción medios anual o mensual pueden calcularse usando el valor adecuado de la energía del campo FV en la ecuación (13) ( $E_{A,m}$  para mensual o  $E_{A,y}$  para anual, y el periodo sumatorio adecuado ( $\sum_y$  para anual). El índice de producción del campo FV debería tener unidades de  $h m^{-1}$  para el índice de producción mensual y  $h y^{-1}$  para el índice de producción anual. De igual forma los índices de producción anual o mensual  $Y_f$ , los índices de producción  $Y_r$ , las pérdidas y rendimientos pueden calcularse usando índices de producción del campo Fv y periodos sumatorios adecuados en las ecuaciones (14) a (20). Otros factores de comportamiento anual mensual puede incluirse para satisfacer las exigencias del usuario.