

DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN MÓDULO PARA LA INVESTIGACIÓN EN MPPT Y
CALIDAD DE LA ENERGÍA EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTÓNOMOS



JOHÁN ANDRÉS SUÁREZ QUINTANILLA

UNIVERSIDAD DE PAMPLONA
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA,
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, SISTEMAS Y
TELECOMUNICACIONES
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
PAMPLONA, COLOMBIA

2016

DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE UN MÓDULO PARA LA INVESTIGACIÓN EN MPPT Y
CALIDAD DE LA ENERGÍA EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

JOHÁN ANDRÉS SUÁREZ QUINTANILLA

Trabajo de grado presentado como requisito
parcial para optar al título de: Ingeniero Eléctrico

Director

Ing. Luis David Pabón Fernández

UNIVERSIDAD DE PAMPLONA
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA,
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍAS ELECTRÓNICA, SISTEMAS Y TELECOMUNICACIONES
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
PAMPLONA, COLOMBIA

2016

A mi madre Yaneth Quintanilla, por ser esa persona maravillosa que jamás me ha abandonado en ningún momento bueno ni malo de mi vida, a mis abuelos Luis José y Belcy por haberme dado la mano para salir adelante en cada momento de mi vida, a mis hermanas Jemy y Katherine por ser esas amigas que me motivan a salir adelante y a mi amiga Elizabeth, por enseñarme a ponerle la cara positiva a la vida y ante todo con ese siempre honesto “¡Usted puede!”.

AGRADECIMIENTOS

- ✓ A la universidad de Pamplona por ese ese claustro que me ve hoy culminando esta grandiosa labor de estudiante.
- ✓ Al ingeniero. Luis David Pabón, por darme esa oportunidad de guiar y proceso final en mi etapa universitaria, y por todos esos buenos conocimientos trasmitidos a lo largo de la carrera
- ✓ A todo el cuerpo de docentes del programa de Ingeniería Eléctrica de la universidad de pamplona, por inculcarme conocimiento y responsabilidad en mi transcurso como estudiante del programa.

NOTA DE ACEPTACIÓN

PRESIDENTE DEL JURADO

JURADO

JURADO

Pamplona, diciembre de 2016.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	9
JUSTIFICACIÓN.....	10
DELIMITACIÓN DEL PROYECTO	11
Objetivo general	11
Objetivos específicos.....	11
1 MARCO TEÓRICO	12
1.1 Sistema fotovoltaico.....	12
1.1.1 Introducción.....	12
1.1.2 Definición.....	12
1.1.3 Componentes	13
1.2 Clasificación de las instalaciones solares fotovoltaicas	28
1.2.1 Sistemas fotovoltaicos autónomos.....	29
1.3 Calidad de la energía.....	32
1.3.1 Importancia de la calidad de la energía eléctrica	32
1.4 Radiación solar en pamplona	35
1.5 Dimensionamiento de un sistema fotovoltaico autónomo	36
1.5.1 Pasos para el dimensionamiento del sistema fv	38
1.5.2 Orientación del generador fotovoltaico	38
1.5.3 Método “amperios-hora”	40
1.6 La importancia del mppt (maximum power point tracker)	43
2 DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	45
2.1 Determinación de los consumos	45
2.1.1 Cálculo de la corriente y corrección del consumo	45
2.2 Corriente de diseño y ángulo de inclinación	47
2.3 Dimensionamiento de la batería.....	48
2.4 Dimensionamiento del generador fotovoltaico	50
2.5 Especificaciones del regulador de carga	54

2.6	Especificaciones del inversor.....	55
2.7	Implementación Del Sistema Fotovoltaico	55
2.7.1	Paneles solares.....	55
2.7.2	Baterías.....	56
2.7.3	Regulador e inversor.....	57
2.8	Principales parámetros para el desarrollo del sistema fotovoltaico.....	58
2.8.1	En cuanto al MPPT.....	58
2.8.2	En cuanto a la calidad de la energía.....	59
3	DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE ADQUISICIÓN DE DATOS.....	60
3.1	Divisores de voltaje r_1/r_2 para sensado de voltaje:.....	60
3.2	Sensor de corriente.....	61
3.3	Circuito de protección.....	64
4	DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE LA INTERFAZ GRÁFICA.....	65
4.1	Acondicionamiento de la señal	66
4.1.1	Escalonamiento de la señal de voltaje y de corriente.....	66
4.2	Desarrollo de la interfaz.....	68
4.3	Desarrollo del programa	69
5	PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO.....	71
5.1	Esquema.....	71
5.2	Conexiones.....	71
5.3	Pruebas del sistema	73
5.3.1	En el inversor.....	73
5.3.2	En el regulador	74
5.3.3	En los paneles	76
5.4	Vista del funcionamiento del sistema	77
6	CONCLUSIONES.....	78
7	REFERENCIAS	79

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Características de los principales tipos de baterías [3].	23
Tabla 2. Baterías utilizadas en instalaciones solares [3].	24
Tabla 3. Posibles clasificaciones de los tipos de reguladores, según diversos conceptos [3].	26
Tabla 4. Categorías y características de fenómenos electromagnéticos en sistemas de potencia (Estándar IEEE 1159 - 1995) [4].	34
Tabla 5. Valores promedio de radiación solar en Pamplona.	36
Tabla 6. Inclinaciones óptimas en función del periodo de máxima captación [2].	40
Tabla 7. Estimación de consumos sistema FV propuesto.	45
Tabla 8. Consumo total de corriente corregido.	47
Tabla 9. Corriente de diseño para el SFV, teniendo en cuenta la corriente corregida y las horas sol pico por mes en Pamplona.	48
Tabla 10. Información relevante de la batería usada.	48
Tabla 11. Dimensionamiento de la capacidad de la batería que se necesita.	49
Tabla 12. Capacidad útil de la batería seleccionada.	50
Tabla 13. Características de los paneles seleccionados [8].	51
Tabla 14. Reducción de la corriente para días en los que se prevé no habrá sol.	51
Tabla 15. Corrección de la corriente de diseño según la reducción estacional de corriente.	51
Tabla 16. Factores de corrección por módulo.	52
Tabla 17. Módulos en paralelo necesarios para la instalación del SFV.	52
Tabla 18. Total de módulos que se requieren para la instalación del SFV.	53
Tabla 19. Especificaciones del generador fotovoltaico del sistema.	53
Tabla 20. Especificaciones regulador de carga [9].	54
Tabla 21. Cálculo del número de reguladores necesarios.	54
Tabla 22. Datos del inversor para instalación en el sistema.	55
Tabla 23. Lista de terminales del sensor de corriente [13].	63

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Caja de conexiones de un módulo fotovoltaico [2].	14
Figura 2. Conexión de las células de un módulo fotovoltaico de silicio monocristalino. Se indica el sentido de circulación de la corriente [2].	15
Figura 3. Conexión de N_s módulos en serie [2].	19
Figura 4. Conexión de N_p módulos en paralelo [2].	20
Figura 5. Conexión de N_s módulos en serie y N_p ramas en paralelo [2].	21
Figura 6. Conexiones del regulador en una instalación fotovoltaica [3].	25
Figura 7. Esquema de conexión del regulador en la instalación [3].	27
Figura 8. Esquema general de una instalación autónoma con inversor [3].	27
Figura 9. Instalación fotovoltaica conectada a la red [3].	28
Figura 10. a) Directo, b) Con convertidor CC/CC. c) Con inversor [2].	30
Figura 11. Sistemas fotovoltaicos con acumulación. a) Con regulador. b) Con convertidor CC/CC. c) Con inversor [2].	32
Figura 12. Gráfico de barras de la radiación solar en Pamplona.	36
Figura 13. A) Ángulo de acimut (α) de un módulo fotovoltaico. B) Ángulo de inclinación (β) de un módulo fotovoltaico [2].	39
Figura 14. Gráfica del MPPT [7].	44
Figura 15. Montaje físico de los paneles solares.	56
Figura 16. Baterías seleccionadas para el sistema [10].	56
Figura 17. Regulador de carga solar e inversor seleccionados.	57
Figura 18. Técnicas para hallar el MPP [12].	59
Figura 19. Circuito eléctrico del divisor de tensión.	60
Figura 20. Divisor de tensión en físico.	61
Figura 21. Sensor ACS714.	62
Figura 22. (A) El ACS714a Circuito eléctrico. (B) Circuito físico [13].	63
Figura 23. Diagrama de pines del sensor [13].	63
Figura 24. Circuito de protección.	64
Figura 25. Esquema básico de la interfaz.	65
Figura 26. Señal de corriente dispuesta para el escalonamiento [13].	66
Figura 27. Señal de voltaje dispuesta para el escalonamiento.	67
Figura 28. Esquema básico de las señales escalonadas.	68
Figura 29. Pestaña dispuesta para análisis del inversor.	68
Figura 30. Pestaña dispuesta para análisis del regulador.	69
Figura 31. Pestaña dispuesta para análisis de los paneles solares.	69
Figura 32. Diagrama de bloques para el análisis de los paneles solares.	70

Figura 33. Esquema unifilar de los elementos utilizados.	71
Figura 34. Módulo para el desarrollo de las mediciones.	71
Figura 35. Conexiones del circuito de protección.	72
Figura 36. Conexiones del divisor de voltaje.	72
Figura 37. Conexiones del sensor de corriente.	73
Figura 38. Adquisición de señales para el inversor.	74
Figura 39. Medición de las variables relevantes en el inversor.	74
Figura 40. Adquisición de señales para el regulador.	75
Figura 41. Medición de las variables relevantes en el regulador.	75
Figura 42. Adquisición de señales para los paneles.	76
Figura 43. Medición de las variables relevantes en los paneles.	77
Figura 44. Prueba de funcionamiento final del sistema.	77

INTRODUCCIÓN

Últimamente se ve una gran tendencia por el uso de las energías renovables, todo esto por diferentes razones, algunas enfocadas hacia la preocupación sobre el calentamiento global y las afecciones que sufre el planeta en su ámbito ambiental. Por otro lado, se vuelve una necesidad de manejar múltiples fuentes de generación de energía eléctrica ya que todo se ha focalizado en base a la generación por hidroeléctricas y termoeléctricas, es ahí entonces cuando la generación por radiación solar, eólica, biomasa, geotérmica, toman cabida.

Estas fuentes alternativas de energía eléctrica a pesar de estar innovando en el ámbito de la generación también se vuelven de uso más constante con el paso de los años ya que resulta viable en gran medida ya que incluso con las formas de generación de energía convencionales hay ciertas particularidades con las cuales se ven afectadas, como lo es la sequía en relación con la generación hidroeléctrica.

Entre las alternativas para la generación tenemos la realizada a partir de la radiación solar. Una de las mayores ventajas que adquiere es el hecho de que se pueden crear sistemas fotovoltaicos para la alimentación de pequeñas cargas, es por eso que su utilización se está masificando en gran medida en zonas tanto rurales como urbanas.

Ante todo, esto y el ascenso que se ve venir en cuanto al manejo de este tipo de generación se plantea este trabajo, con el fin de mejorar las bases para el estudio de energías alternativas en la Universidad de Pamplona ya que de alguna manera las presentes en la institución son algo escasas.

JUSTIFICACIÓN

La Universidad de Pamplona en estos momentos no cuenta con un sistema físico que facilite el estudio de celdas fotovoltaicas para la generación de energía eléctrica a partir energía solar, la falta de este tipo de sistemas hace que nuestro conocimiento sobre el tema se limite en muchas ocasiones a la teoría sobre otras investigaciones. En algunos casos se ha podido hacer un acercamiento a este campo de estudios tratando de simular este tipo de sistemas mediante el uso de baterías, pero de cualquier modo no es una práctica del todo recomendable para lo que se necesita saber.

A causa de la carencia de todo lo mencionado anteriormente surge este proyecto, con la idea de presentar una investigación clara acerca de un sistema fotovoltaico real, lo que nos abre una gran posibilidad de incursionar a futuro en proyectos de mayor magnitud. No se trata solo de celdas fotovoltaicas, si no del hecho de que además se pueda entregar una energía eléctrica de calidad, y con un alto porcentaje de eficiencia basado en las características proporcionadas por las celdas. Todo esto se resume en la idea de querer suministrar en todo momento y desde cualquier fuente generadora posible, energía eléctrica confiable y de calidad, además de esto, ampliar nuestra base de conocimientos acerca de esta tecnología nos mantendría en un punto no tan lejano de las investigaciones vanguardistas que se realizan sobre esta temática.

DELIMITACIÓN DEL PROYECTO

Objetivo general

- ✓ Diseñar e implementar una plataforma que permita probar varias topologías de MPPT y evaluar la calidad de la energía en sistemas fotovoltaicos autónomos.

Objetivos específicos

- ✓ Diseñar e implementar el sistema fotovoltaico autónomo.
- ✓ Determinar las variables relevantes de MPPT y calidad de la energía que serán evaluadas.
- ✓ Diseñar e implementar el sistema de adquisición de datos.
- ✓ Desarrollar e implementar la interfaz gráfica.
- ✓ Realizar pruebas de funcionamiento de la plataforma.

1 MARCO TEÓRICO

1.1 Sistema fotovoltaico

1.1.1 Introducción.

El creciente desarrollo y aplicación de los sistemas de generación de energía solar fotovoltaica permite predecir unas excelentes posibilidades profesionales para aquellos que, con una formación técnica de base, decidan especializarse en el diseño e instalación de dichos sistemas.

Por otro lado, la aparición de un nuevo tipo de sistemas fotovoltaicos, como son los sistemas de autoconsumo en todas sus variantes, hace necesario replantearse las prácticas y metodologías de diseño y dimensionado, a la vez que abre un amplio abanico de posibilidades en el aprovechamiento de la energía solar para el sector doméstico e industrial.

En este contexto, los sistemas fotovoltaicos, que originalmente tenían prácticamente como único objeto el suministro de electricidad en zonas remotas aisladas de la red, han evolucionado a sistemas de conexión a red, y lo siguen haciendo hacia una gran variedad de sistemas mixtos que permiten adecuarse a las demandas de escenarios muy diferentes entre sí, añadiendo así una mayor complejidad al proceso de diseño y hacen entrar en juego variables que hasta ahora eran intrascendentes.

Todo lo anterior, unido al carácter modular de la tecnología fotovoltaica que permite, al contrario que en la mayoría de las fuentes convencionales, un costo unitario y una eficiencia independiente del tamaño o la escala de la instalación, hace que los sistemas de pequeña potencia presenten un gran interés para la producción de energía eléctrica de forma no centralizada, lo que facilita la independencia del usuario o consumidor frente al productor. [1]

1.1.2 Definición.

El principal componente de este sistema es el módulo fotovoltaico, que a su vez está compuesto por células capaces de transformar la energía luminosa incidente en energía eléctrica en forma de corriente continua. El resto de los equipos dependen, en gran medida, de la aplicación a la que estén destinados.

A grandes rasgos, los sistemas fotovoltaicos pueden clasificarse en cuatro grandes grupos: conectados a red, autónomos, mixtos y de bombeo.

1.1.3 Componentes

1.1.3.1 Módulos fotovoltaicos.

Una célula solar típica con una superficie de 100 cm² produce 1,5 W aproximadamente, con una tensión de 0,5 V y una corriente de 3 A. Estos valores de tensión y corriente no son adecuados para casi ninguna aplicación y es necesario agrupar varias células para conseguir niveles de tensión y corriente útiles.

La mayoría de los módulos fotovoltaicos tienen entre 36 y 96 células conectadas en serie. En algunos casos pueden incluir la conexión en paralelo de grupos de células conectadas en serie. Además, hay que proporcionar al conjunto de células una protección frente a los agentes atmosféricos, un aislamiento eléctrico adecuado y una consistencia mecánica que permita su manipulación práctica. Al conjunto de células solares agrupadas en las condiciones descritas se le denomina módulo fotovoltaico. [2]

1.1.3.1.1 Estructura de un módulo fotovoltaico.

Un módulo está compuesto por:

- ✓ **Cubierta frontal.** Suele ser de vidrio templado de entre 3 y 4 mm de espesor, con muy buena transmisión de la radiación solar, proporciona protección contra los agentes atmosféricos y los impactos (granizo, actos vandálicos, etc.). La superficie exterior del vidrio es antirreflexiva y está tratada para impedir la retención del polvo y la suciedad. La superficie interior generalmente es rugosa, lo que permite una buena adherencia con el encapsulante de las células, además de facilitar la penetración de la radiación solar.
- ✓ **Encapsulante.** En la mayoría de los módulos se emplea etil-vinil-acetato (EVA). En contacto directo con las células, protege las conexiones entre las mismas y aporta resistencia contra vibraciones e impactos. Además, proporciona el acoplamiento con la cubierta frontal y la protección posterior. Al igual que la cubierta frontal, permite la transmisión de la radiación solar y no se degrada con la radiación ultravioleta.
- ✓ **Cubierta posterior.** Se utiliza una capa de polivinilo fluoruro (PVF, comercialmente denominado TEDLAR) o de poliéster. Junto con la cubierta frontal, protege al módulo de la humedad y otros agentes atmosféricos y lo aísla eléctricamente. De naturaleza opaca, es habitual que sea de color blanco para reflejar la luz solar que no recogen las células sobre la cara posterior rugosa de la cubierta frontal, que la refleja de nuevo hacia las células. Algunos fabricantes ponen esta cubierta de vidrio para aprovechar la

radiación solar reflejada que puede recogerse por la parte posterior del módulo. Para ello las células solares incluyen capas de silicio amorfo que recoge esta radiación.

- ✓ **Marco.** La mayoría de los fabricantes utilizan aluminio anodizado. Proporciona rigidez y resistencia mecánica al módulo, además de un sistema de fijación. Puede incorporar una conexión para la toma de tierra. Nunca se debe mecanizar, porque las vibraciones pueden romper el cristal de la cubierta frontal.
- ✓ **Conexiones.** Situadas en la parte posterior del módulo, habitualmente consiste en una caja (figura 1) con una protección recomendada contra el polvo y el agua IP-65, fabricada con materiales plásticos resistentes a las temperaturas elevadas, que en su interior incorpora los bornes de conexión positivo y negativo del módulo y los diodos de paso (diodos by-pass). El uso de prensaestopas para el paso de cables mantiene la protección contra el polvo y el agua. El fabricante suministra el módulo fotovoltaico con dos cables, finalizados con conectores, diferentes para el positivo y negativo, con la longitud suficiente para permitir una rápida conexión serie entre paneles consecutivos.

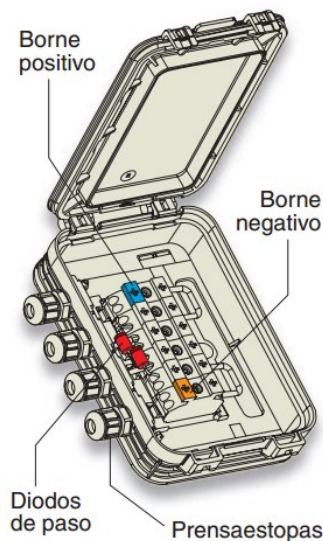


Figura 1. Caja de conexiones de un módulo fotovoltaico [2].

- ✓ **Células.** La conexión de las células de un módulo fotovoltaico se realiza con cintas metálicas soldadas o incrustadas sobre la rejilla de conexión eléctrica de la cara frontal de cada célula (figura 2). La interconexión entre células se realiza uniendo las cintas de la cara frontal (negativo) de una célula con la cara posterior (positivo) de la célula siguiente [2].

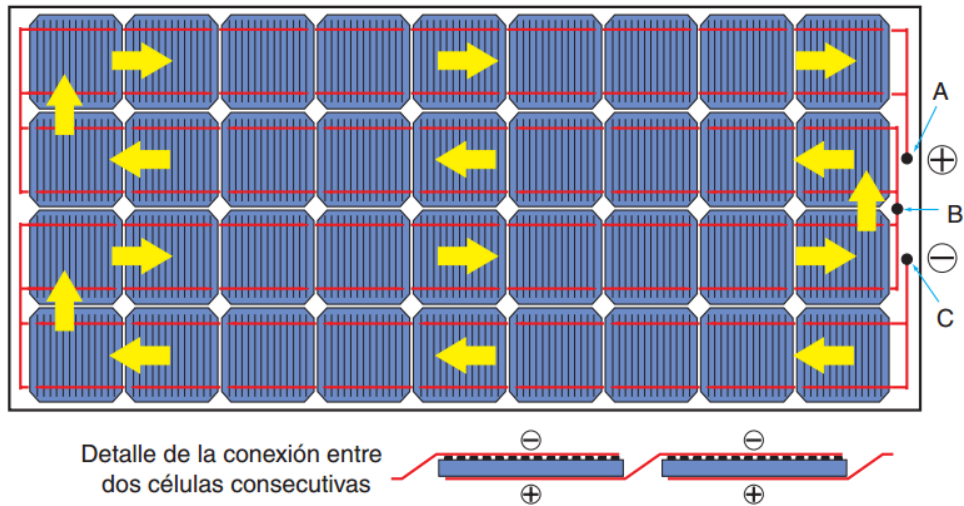


Figura 2. Conexión de las células de un módulo fotovoltaico de silicio monocristalino. Se indica el sentido de circulación de la corriente [2].

1.1.3.1.2 Parámetros característicos de un módulo fotovoltaico

Un módulo fotovoltaico está constituido por varias células solares conectadas eléctricamente entre sí. Si todas las células son iguales y trabajan en las mismas condiciones de irradiación y temperatura, la tensión, intensidad y potencia que puede proporcionar un módulo fotovoltaico cumplen las siguientes relaciones:

Tensión del módulo:

$$U_M = N_s * U_C \mathbf{(1)}$$

U_M : tensión del módulo (V).

U_C : tensión de una célula solar (V).

N_s : número de células asociadas en serie.

Intensidad del módulo:

$$I_M = N_p * I_C \mathbf{(2)}$$

I_M : intensidad del módulo (A).

I_C : intensidad de una célula solar (A).

N_p : número de células/ramas en paralelo.

Potencia del módulo:

$$P_M = N_S * N_P * P_C \text{ (3)}$$

P_M : potencia del módulo (W).

P_C : potencia de una célula solar (W).

N_S : número de células asociadas en serie.

N_P : número de células/ramas en paralelo.

Como se puede deducir de las expresiones anteriores, los parámetros eléctricos de un módulo fotovoltaico tienen una relación directa con los parámetros eléctricos de sus células y con la cantidad y el conexionado serie-paralelo de las mismas.

Todo lo anterior nos lleva a establecer que las características $i-u$ y $p-u$ de un módulo son proporcionales a las de sus células solares y las conclusiones obtenidas para una célula solar son válidas también para un módulo [2]:

- ✓ El punto de trabajo en la característica $i-u$ del módulo lo fijan la resistencia R de la carga conectada y la corriente I_M aportada por el módulo que depende de la radiación solar. La tensión U_M proporcionada por el módulo se obtiene aplicando la ley de Ohm: $U_M = I_M \cdot R$.
- ✓ Hay un punto en la característica $i-u$, de valores U_{mpp} e I_{mpp} , en el que la potencia entregada por el módulo es máxima. Se cumple que: $P_{m\acute{a}x} = U_{mpp} * I_{mpp}$.
- ✓ Este producto es la potencia máxima que el módulo es capaz de suministrar a un receptor. Es la potencia que se usa en los cálculos.
- ✓ La intensidad de la corriente que proporciona un módulo fotovoltaico es proporcional a la irradiancia de la radiación solar y aunque se cortocircuite no puede sobrepasar el valor de la corriente de cortocircuito I_{sc} .
- ✓ Los efectos de la temperatura en las características del módulo son similares a los de una célula:
 - La tensión de circuito abierto disminuye al aumentar la temperatura.
 - La intensidad de cortocircuito aumenta al aumentar la temperatura.
 - La potencia del módulo disminuye al aumentar la temperatura.

1.1.3.1.3 Hojas de datos del fabricante

Las hojas de datos de un módulo fotovoltaico deben incluir información de un conjunto de parámetros característicos.

Los parámetros de funcionamiento eléctrico que deben aparecer en las hojas de datos son [2]:

- ✓ Potencia eléctrica máxima ($P_{m\acute{a}x}$): potencia correspondiente al punto de la característica intensidad-tensión ($i-u$) donde el producto de la intensidad por la tensión es máximo. También se denomina potencia de pico.
- ✓ Tensión en circuito abierto (U_{oc}): tensión de salida de un módulo fotovoltaico en circuito abierto (sin carga) a una irradiancia y temperatura determinadas.
- ✓ Intensidad de cortocircuito (I_{sc}): intensidad de salida de módulo fotovoltaico en cortocircuito a una irradiancia y temperatura determinadas.
- ✓ Tensión en el punto de máxima potencia (U_{mpp}): tensión correspondiente a la potencia máxima.

Estos parámetros se tienen que especificar en dos condiciones de funcionamiento:

- ✓ Condiciones Estandar de Medida (CEM – Standard Test Conditions – STC) que corresponden a una irradiancia en el plano del módulo de 1.000 W/m^2 , temperatura del módulo de $25 \pm 2 \text{ }^\circ\text{C}$ y una distribución espectral de la irradiancia de acuerdo con el factor de masa de aire AM 1,5.
- ✓ Condiciones de Temperatura de Operación Nominal de la Célula (TONC – Nominal Operating Cell Temperature – NOCT) que corresponden a una irradiancia en el plano del módulo de 800 W/m^2 , con orientación normal a la radiación incidente al mediodía solar, temperatura ambiente $20 \text{ }^\circ\text{C}$, velocidad del viento de 1 m/s y funcionamiento en circuito abierto.

Los parámetros térmicos de funcionamiento que deben aparecer en las hojas de datos son:

- ✓ Temperatura de operación nominal de la célula (TONC): temperatura media de equilibrio de las células de un módulo en condiciones ambientales de referencia de 800 W/m^2 de irradiancia, $20 \text{ }^\circ\text{C}$ de temperatura ambiente, 1 m/s de velocidad del viento, módulo en circuito abierto y soporte abierto con orientación normal a la radiación incidente al mediodía solar.
- ✓ Coeficientes de temperatura:
 - Coeficiente intensidad-temperatura (α): variación de la intensidad de cortocircuito de un módulo fotovoltaico por grado centígrado de variación de la temperatura de sus células. Se especifica en valor absoluto en $\text{mA}/^\circ\text{C}$ o en valor relativo como $\%/^\circ\text{C}$.
 - Coeficiente tensión-temperatura (β): variación de la tensión de circuito abierto de un módulo fotovoltaico por grado centígrado de variación de la temperatura de sus células. Se especifica en valor absoluto en $\text{mV}/^\circ\text{C}$ o en valor relativo como $\%/^\circ\text{C}$.
 - Los coeficientes de temperatura ayudan a determinar el valor de los parámetros eléctricos de un módulo fotovoltaico en condiciones de temperatura distintas a las de los ensayos normalizados. Algunos fabricantes ofrecen en sus hojas de datos el coeficiente potencia-temperatura (δ) que indica la variación de la potencia máxima de un módulo fotovoltaico

por grado centígrado de variación de la temperatura de sus células. Si se especifica en valor absoluto se da en W/oC y si se especifica en valor relativo se da como %/oC.

1.1.3.1.4 Conexión de módulos fotovoltaicos

La intensidad y la tensión de un módulo fotovoltaico no siempre satisfacen los requisitos de tensión e intensidad de un sistema. Es necesario agrupar varios módulos para conseguir valores adecuados, teniendo en cuenta que conectando módulos en serie se aumenta la tensión del sistema y conectando módulos en paralelo se aumenta la intensidad del sistema. Se denomina generador fotovoltaico al conjunto de todos los módulos de un sistema.

Siempre que se agrupan módulos fotovoltaicos se debe cumplir la condición de que sean iguales. Esta igualdad implica que tengan las mismas características y que además sean del mismo fabricante [2].

Se pueden realizar tres tipos de conexión en función de las necesidades:

- ✓ **Conexión serie:** para elevar la tensión del generador.
- ✓ **Conexión paralelo:** para elevar la intensidad del generador.
- ✓ **Conexión serie/paralelo:** para elevar la tensión y la intensidad del generador.

Conexión de módulos en serie

La intensidad del generador es igual a la de un módulo y la tensión del generador es la tensión de un módulo por el número de módulos en serie.

Intensidad del generador fotovoltaico:

$$I_G = I_M(4)$$

I_G : intensidad del generador (A)

I_M : intensidad de un módulo (A)

Tensión del generador fotovoltaico:

$$U_G = N_S * U_M(5)$$

N_S : número de módulos conectados en serie

U_G : tensión del generador (V)

U_M : tensión de un módulo (V)

La conexión en serie de los módulos se realiza conectando el terminal positivo de un módulo con el negativo del siguiente módulo (figura 3). El terminal negativo del primer módulo es el terminal negativo del generador y el terminal positivo del último módulo es el terminal positivo del generador.

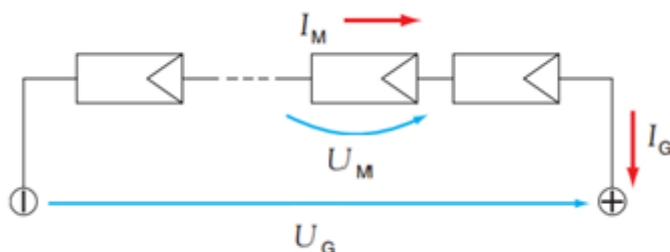


Figura 3. Conexión de N_S módulos en serie [2].

Conexión de módulos en paralelo

La tensión del generador es igual a la de un módulo y la intensidad del generador es la intensidad de un módulo por el número de módulos en paralelo.

Intensidad del generador fotovoltaico:

$$I_G = N_P * I_M(6)$$

I_G : intensidad del generador (A)

I_M : intensidad de un módulo (A)

N_P : número de módulos conectados en paralelo

Tensión del generador fotovoltaico:

$$U_G = U_M(7)$$

U_G : tensión del generador (V)

U_M : tensión de un módulo (V)

La conexión en paralelo de los módulos se realiza conectando el terminal positivo de todos los módulos entre sí para formar el terminal positivo del generador y conectando el terminal negativo de todos los módulos entre sí para formar el terminal negativo del generador (figura 4).

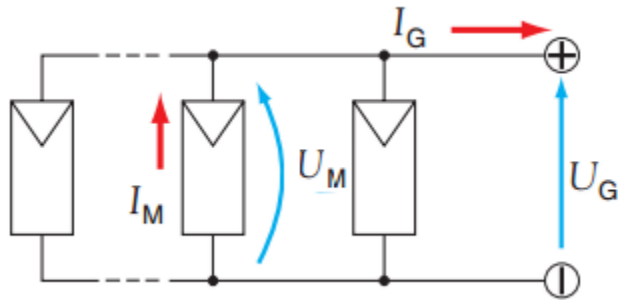


Figura 4. Conexión de N_p módulos en paralelo [2].

Conexión de módulos en serie/paralelo

La tensión del generador es la tensión de un módulo por el número de módulos en serie y la intensidad del generador es la intensidad de un módulo por el número de ramas en paralelo. Cada grupo de módulos conectados en serie se denomina rama o cadena.

Intensidad del generador fotovoltaico:

$$I_G = N_p * I_M(8)$$

I_G : intensidad del generador (A)

I_M : intensidad de un módulo (A)

N_p : número de ramas conectadas en paralelo

Tensión del generador fotovoltaico:

$$U_G = N_s * U_M(9)$$

N_s : número de módulos conectados en serie

U_G : tensión del generador (V)

U_M : tensión de un módulo (V)

Para conectar los módulos de una rama se aplica el procedimiento de conexión en serie de módulos. El terminal negativo del primer módulo es el terminal negativo de la rama y el terminal positivo del último módulo es el terminal positivo de la rama (figura 5). La termina aplicando el procedimiento de conexión paralelo a las ramas realizadas previamente.

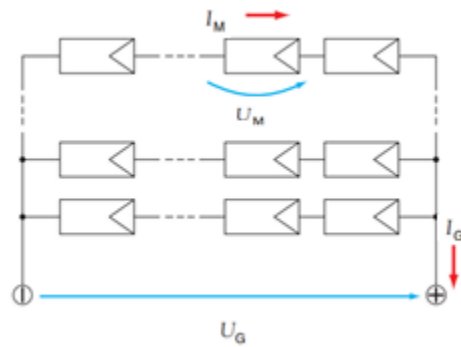


Figura 5. Conexión de N_s módulos en serie y N_p ramas en paralelo [2].

1.1.3.2 Baterías y acumuladores

La llegada de la energía solar a los módulos fotovoltaicos no se produce de manera uniforme, sino que presenta variaciones por diferentes motivos. Algunas de estas variaciones son predecibles, como la duración de la noche o las estaciones del año, pero existen otras muchas causas que pueden producir alteraciones de manera aleatoria en la energía recibida, como puede ocurrir con un aumento de la nubosidad en un determinado instante.

Este hecho hace necesario utilizar algún sistema de almacenamiento de energía para aquellos momentos en que la radiación recibida sobre el generador fotovoltaico no sea capaz de hacer que la instalación funcione en los valores diseñados. Para ello se utilizarán las baterías o acumuladores. Las baterías son dispositivos capaces de transformar la energía química en eléctrica. El funcionamiento en una instalación fotovoltaica será el siguiente:

Energía eléctrica (generación) → Energía química (almacenamiento) → Energía eléctrica (consumo)

Las baterías son recargadas desde la electricidad producida por los paneles solares, a través de un regulador de carga, y pueden entregar su energía a la salida de la instalación, donde será consumida.

Tres son las misiones que tienen las baterías en las instalaciones fotovoltaicas:

- ✓ Almacenar energía durante un determinado número de días.
- ✓ Proporcionar una potencia instantánea elevada.
- ✓ Fijar la tensión de trabajo de la instalación.

Uno de los parámetros más importantes que tener en cuenta a la hora de elegir un acumulador es la capacidad. Se define como la cantidad de electricidad que puede lograrse en una descarga completa del acumulador

partiendo de un estado de carga total del mismo. Se mide en amperios hora (Ah), y se calcula como el producto de la intensidad de descarga del acumulador durante el tiempo en el que está actuando: $C = t I$.

Además de la capacidad, debemos considerar otros parámetros en los acumuladores que vamos a utilizar en las instalaciones fotovoltaicas:

- ✓ **Eficiencia de carga:** relación entre la energía empleada para recargar la batería y la energía realmente almacenada. Interesa que sea un valor lo más alto posible (próximo al 100 %, lo que indicaría que toda la energía utilizada para la recarga es factible de ser empleada en la salida de la instalación). Si la eficiencia es baja, será necesario aumentar el número de paneles solares para obtener los resultados deseados.
- ✓ **Autodescarga:** proceso mediante el cual el acumulador, sin estar en uso, tiende a descargarse.
- ✓ **Profundidad de descarga:** cantidad de energía, en tanto por ciento, que se obtiene de la batería durante una determinada descarga, partiendo del acumulador totalmente cargado. Está relacionada con la duración o vida útil del acumulador. Si los ciclos de descargas son cortos (en torno al 20 %, por ejemplo), la duración del acumulador será mayor que si se le somete a descargas profundas (por ejemplo, del 80 %).

Además de los parámetros eléctricos, las características que serían deseables para las baterías a utilizar en las instalaciones solares son:

- ✓ Buena resistencia al ciclado (proceso de carga-descarga).
- ✓ Bajo mantenimiento.
- ✓ Buen funcionamiento con corrientes pequeñas.
- ✓ Amplia reserva de electrolito.
- ✓ Depósito para materiales desprendidos.
- ✓ Vasos transparentes.

Existen diferentes tecnologías en la fabricación de baterías, si bien unas son más adecuadas que otras para utilizarlas en las instalaciones solares [3].

1.1.3.2.1 Tipos de baterías



Las baterías se clasifican en función de la tecnología de fabricación y de los electrolitos utilizados. En la tabla 1 se presenta una tabla en la cual podemos comparar los principales tipos de baterías que hay en el mercado, a través de sus características básicas.

Tipo de batería	Tensión por vaso (V)	Tiempo de recarga	Autodescarga por mes	N.º de ciclos	Capacidad (por tamaño)	Precio
Plomo-ácido	2	8-16 horas	<5%	Medio	30-50 Wh/kg	Bajo
Ni-Cd (níquel-cadmio)	1,2	1 hora	20%	Elevado	50-80 Wh/kg	Medio
Ni-Mh (níquel-mefa/hydríde)	1,2	2-4 horas	20%	Medio	60-120 Wh/kg	Medio
Li ion (ión litio)	3,6	2-4 horas	6%	Medio - bajo	110-160 Wh/kg	Alto

Tabla 1. Características de los principales tipos de baterías [3].

Las baterías más utilizadas en las instalaciones solares son las de plomo-ácido, por las características que presentan. Dentro de este tipo de baterías nos podemos encontrar diferentes modelos. Vamos a compararlos y analizar cuál es el más adecuado.

La siguiente tabla nos muestra diferentes modelos de baterías de plomo-ácido que se utilizan en la práctica (dependiendo de la aplicación de la instalación), con las ventajas e inconvenientes que pueden presentar.

TIPO	VENTAJAS	INCONVENIENTES	ASPECTO
Tubular estacionaria	<ul style="list-style-type: none"> • Ciclado profundo. • Tiempos de vida largos. • Reserva de sedimentos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Precio elevado. • Disponibilidad escasa en determinados lugares. 	
Arranque (SU, automóvil)	<ul style="list-style-type: none"> • Precio. • Disponibilidad. 	<ul style="list-style-type: none"> • Mal funcionamiento ante ciclado profundo y bajas corrientes. • Tiempo de vida corto. • Escasa reserva de electrolito. 	



<p style="text-align: center;">Solar</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Fabricación similar a SU. • Amplia reserva de electrolito. • Buen funcionamiento en ciclados medios. 	<ul style="list-style-type: none"> • Tiempos de vida medios. • No recomendada para ciclados profundos y prolongados. 	
<p style="text-align: center;">Gel</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Escaso mantenimiento. 	<ul style="list-style-type: none"> • Deterioro rápido en condiciones de funcionamiento extremos de V-I. 	

Tabla 2. Baterías utilizadas en instalaciones solares [3].

En aquellas instalaciones en las que vamos a tener descargas profundas, elegiremos baterías tubulares estacionarias, así como en las instalaciones en las que necesitemos una capacidad elevada. Es el caso que se da en las instalaciones autónomas de viviendas.

Si la instalación solar es de pequeña dimensión, o de muy difícil mantenimiento, deberemos elegir baterías de gel, vigilando que no se produzcan ciclos de descargas profundos. Un ejemplo puede ser una instalación solar que alimenta un pequeño repetidor en lo alto de un monte.

A la hora de elegir los acumuladores, es importante tener en cuenta el efecto de la temperatura sobre los mismos. La capacidad aumenta a medida que sube la temperatura, y al revés, disminuye cuando baja la temperatura del lugar donde se encuentra ubicado. Si prevemos la posibilidad de que existan temperaturas por debajo de 0 °C en el lugar de la instalación, deberemos elegir un acumulador de capacidad mayor que la calculada en el dimensionado de la instalación, con el fin de que no haya problemas en su funcionamiento.

La construcción del acumulador se realiza conectando vasos individuales hasta obtener las condiciones de tensión y capacidad requeridas en la instalación que estamos realizando, en el caso de la utilización de baterías tubulares estacionarias. En las baterías monoblock, deberemos elegir aquella que sea acorde con la tensión de trabajo de la instalación y la potencia que se va a consumir en la misma [3].

1.1.3.3 El regulador.

Para un correcto funcionamiento de la instalación, hay que instalar un sistema de regulación de carga en la unión entre los paneles solares y las baterías (Figura 6). Este elemento recibe el nombre de regulador y tiene como misión evitar situaciones de carga y sobredescarga de la batería, con el fin de alargar su vida útil.

El regulador trabaja por tanto en las dos zonas. En la parte relacionada con la carga, su misión es la de garantizar una carga suficiente al acumulador y evitar las situaciones de sobrecarga, y en la parte de descarga se ocupará de asegurar el suministro eléctrico diario suficiente y evitar la descarga excesiva de la batería.

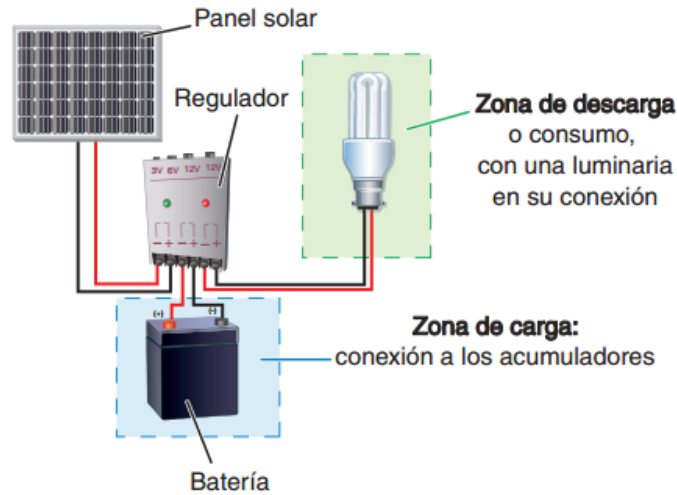


Figura 6. Conexiones del regulador en una instalación fotovoltaica [3].

Dado que los módulos solares tienen una tensión nominal mayor que la de la batería, si no existiera regulador se podrían producir sobrecargas.

El motivo de que esta tensión nominal de los paneles sea así se debe fundamentalmente a dos razones:

- ✓ Atenuar posibles disminuciones de tensión por el aumento de la temperatura.
- ✓ Asegurar la carga correcta de la batería. Para ello la tensión VOC del panel deberá ser mayor que la tensión nominal de la batería.

El dimensionado de la instalación solar se realiza de manera que se asegure el suministro de energía en las peores condiciones de luminosidad del sol. Por ello se toman como referencia los valores de irradiación en invierno. Esto puede provocar que en verano la energía aportada por los módulos solares sea en ocasiones casi el doble de los cálculos estimados, por lo que, si no se conecta el regulador entre los paneles y las baterías, el exceso de corriente podría llegar incluso a hacer hervir el electrolito de los acumuladores, con el riesgo que ello conlleva.

	Tipo de regulador
Según tecnología del interruptor	<ul style="list-style-type: none"> • Relé electromecánico. • Estado sólido (MOSFET, IGBT...).
Según estrategia de desconexión del consumo	<ul style="list-style-type: none"> • Por tensión. • Por algoritmos de cálculo del estado de carga. • Por otros algoritmos de gestión de la energía.
Según posición del interruptor de control de generación	<ul style="list-style-type: none"> • Serie. • Paralelo.

Tabla 3. Posibles clasificaciones de los tipos de reguladores, según diversos conceptos [3].

Los fabricantes nos proporcionarán los valores de trabajo del regulador sobre una hoja de características. En estas hojas aparecerán:

- ✓ Características físicas del regulador: peso, dimensiones, material empleado en su construcción, etc.
- ✓ Características eléctricas.
- ✓ Normas de seguridad que cumple.

También hay que considerar otro tipo de aspectos, como pueden ser medidas de seguridad, etc. El regulador debe proteger tanto la instalación como a las personas que lo manejen, por lo que deberá llevar sistemas que proporcionen las medidas de seguridad adecuadas para cada uno de los casos. Los fabricantes nos proporcionan también este tipo de información.

En los catálogos se nos indica el tipo de regulación que lleva (si es serie o paralelo), el tipo de batería que podemos conectar a la salida del equipo, así como todas las alarmas que proporciona ante un mal funcionamiento, y las protecciones que lleva. Como en todos los equipos, se hace mención de la temperatura a la que va a trabajar el aparato y la posible influencia que pueda tener esta sobre el correcto funcionamiento del mismo (no es igual realizar una instalación en una zona de frío extremo que en una zona cálida). El esquema de conexión del regulador en una instalación será el siguiente:

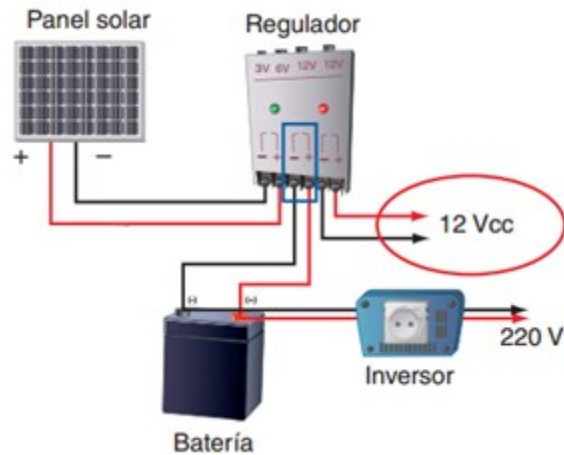


Figura 7. Esquema de conexión del regulador en la instalación [3].

1.1.3.4 El inversor

El inversor se encarga de convertir la corriente continua de la instalación en corriente alterna, igual a la utilizada en la red eléctrica: 220 V de valor eficaz y una frecuencia de 50 Hz. Es un elemento imprescindible en las instalaciones conectadas a red, y estará presente en la mayoría de instalaciones autónomas, sobre todo en aquellas destinadas a la electrificación de viviendas. En la figura 8 y 9 podemos apreciar una aplicación autónoma y otra conectada a la red, cada una con inversor respectivamente.

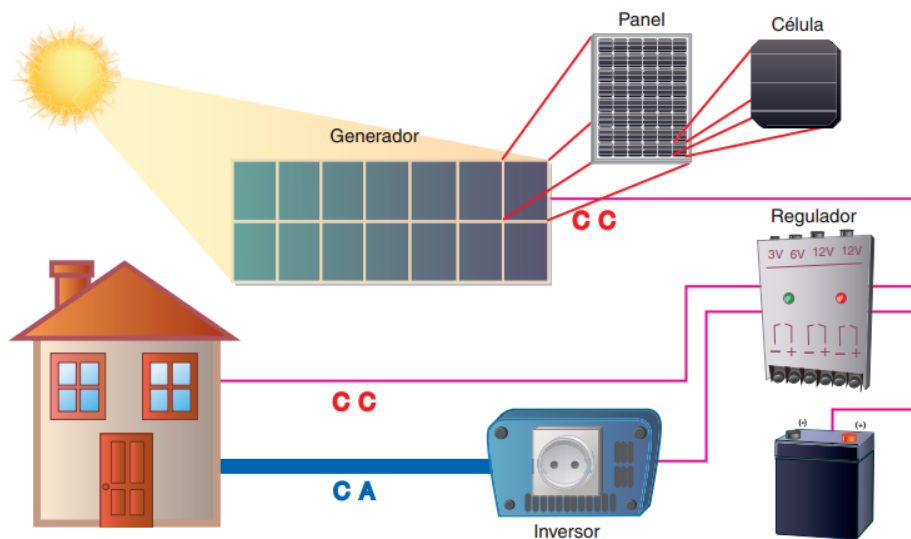


Figura 8. Esquema general de una instalación autónoma con inversor [3].

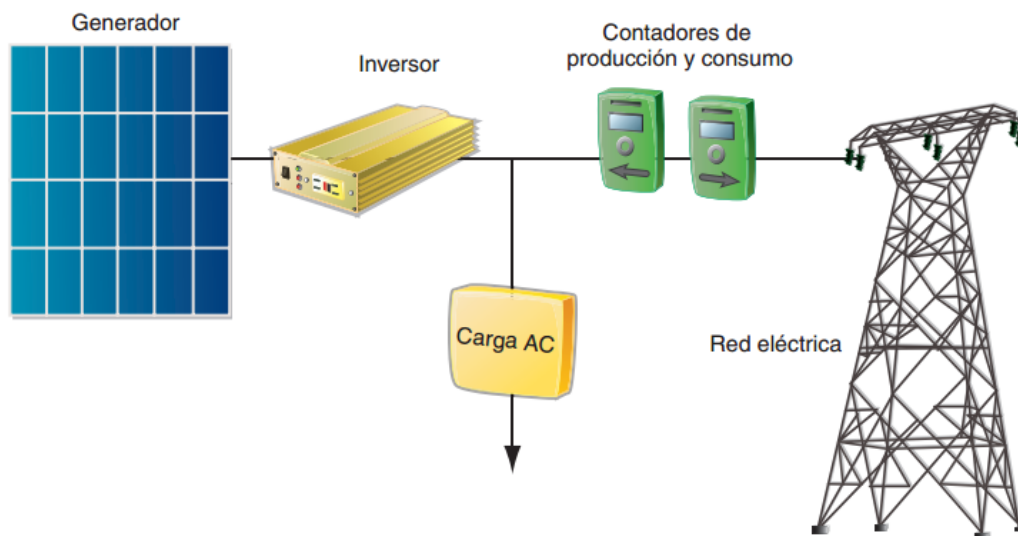


Figura 9. Instalación fotovoltaica conectada a la red [3].

Como se puede observar, la principal diferencia entre las dos instalaciones es que en las autónomas se cuenta con los acumuladores para almacenar la energía y los reguladores de carga de los mismos, mientras que en las instalaciones conectadas a la red, la energía no se almacena, sino que se pone a disposición de los usuarios a través de la red eléctrica según se produce. En este tipo de instalaciones existirán equipos de medida, tanto de la energía que se vende a la red eléctrica como del propio consumo de la instalación productora.

Las características deseables para un inversor DC-AC las podemos resumir de la siguiente manera:

- ✓ Alta eficiencia: debe funcionar bien para un amplio rango de potencias.
- ✓ Bajo consumo en vacío, es decir, cuando no hay cargas conectadas.
- ✓ Alta fiabilidad: resistencia a los picos de arranque.
- ✓ Protección contra cortocircuitos.
- ✓ Seguridad.
- ✓ Buena regulación de la tensión y frecuencia de salida, que como ya hemos comentado debe ser compatible con la red eléctrica.

1.2 Clasificación de las instalaciones solares fotovoltaicas

La clasificación de las instalaciones solares fotovoltaicas (ISF) la podemos realizar en función de la aplicación a la que están destinadas. Así, distinguiremos entre aplicaciones autónomas y aplicaciones conectadas a la red.

1.2.1 Sistemas fotovoltaicos autónomos

Son sistemas fotovoltaicos que se utilizan para abastecer de energía eléctrica a receptores o viviendas aisladas que no disponen de conexión a la red de distribución de energía eléctrica. También se denominan sistemas aislados de la red. Si al sistema fotovoltaico de generación de energía se añaden otras fuentes adicionales de energía como generadores diésel, aerogeneradores, etc., el sistema recibe la denominación de híbrido.

Los sistemas fotovoltaicos autónomos más numerosos son generalmente de poca potencia, van desde los que disponen de un único módulo, que generan potencias de algunas decenas de vatios, hasta los que generan potencias de hasta 10 kW.

Los sistemas que suministran decenas de kilovatios, destinados a abastecer de energía eléctrica a poblaciones pequeñas alejadas de la red de distribución eléctrica, reciben el nombre de centrales fotovoltaicas autónomas.

Los sistemas fotovoltaicos autónomos son una alternativa, desde el punto de vista técnico y económico, a otros sistemas de generación eléctrica, en aquellos lugares donde no se dispone de suministro de la red de distribución eléctrica o es necesaria una gran inversión económica para alcanzarla, sobre todo frente a sistemas de producción de energía mediante generadores diésel, baterías, etc.

Los sistemas fotovoltaicos autónomos se utilizan desde hace mucho tiempo en campos de aplicación como el de la navegación espacial, para el suministro eléctrico de satélites y estaciones espaciales habitadas, o en la navegación marítima, para el abastecimiento de balizas de señalización y equipos de localización.

En otros campos de aplicación, el uso de sistemas fotovoltaicos autónomos mejora la calidad de vida en muchos lugares, permitiendo el uso de luz artificial, frigorífico, televisión, abastecimiento de agua por bombeo, etc., aumenta la seguridad gracias al uso de estaciones repetidoras de señales de telecomunicación, radioteléfonos, alumbrado de vías públicas, señales indicadoras en carreteras, etc., permite el transporte y el almacenamiento refrigerado de vacunas y medicamentos en lugares remotos, etc.

Los sistemas fotovoltaicos autónomos se pueden clasificar en sistemas fotovoltaicos directos sin acumulación y sistemas fotovoltaicos con acumulación [2].

1.2.1.1 Sistemas fotovoltaicos directos

El generador fotovoltaico se conecta directamente al circuito de utilización y no disponen de sistema de acumulación eléctrica. Se utilizan en aplicaciones donde el uso de la energía eléctrica se puede limitar a los momentos en los que hay radiación solar.

Por ejemplo, en dispositivos de pequeña potencia como calculadoras, juguetes, cargadores de baterías de dispositivos móviles, etc. se conecta directamente el generador fotovoltaico al circuito de utilización. Esta configuración es la representada en el diagrama de bloques de la figura 10 a.

También se utilizan en sistemas de bombeo de agua, aunque en este caso es habitual el uso de un sistema de acoplamiento que acondiciona y controla la energía eléctrica entre los módulos fotovoltaicos y el motor de la bomba del agua.

El acondicionamiento de la corriente aportada por el generador fotovoltaico puede proporcionarlo un convertidor CC/CC, cuando el circuito de utilización requiere una corriente continua regulada dando lugar a la configuración representada en el diagrama de bloques de la figura 10 b.

Si el circuito de utilización requiere corriente alterna se utiliza un inversor como acondicionador de la corriente aportada por el generador fotovoltaico, dando lugar a la configuración representada en el diagrama de bloques de la figura 14 c.

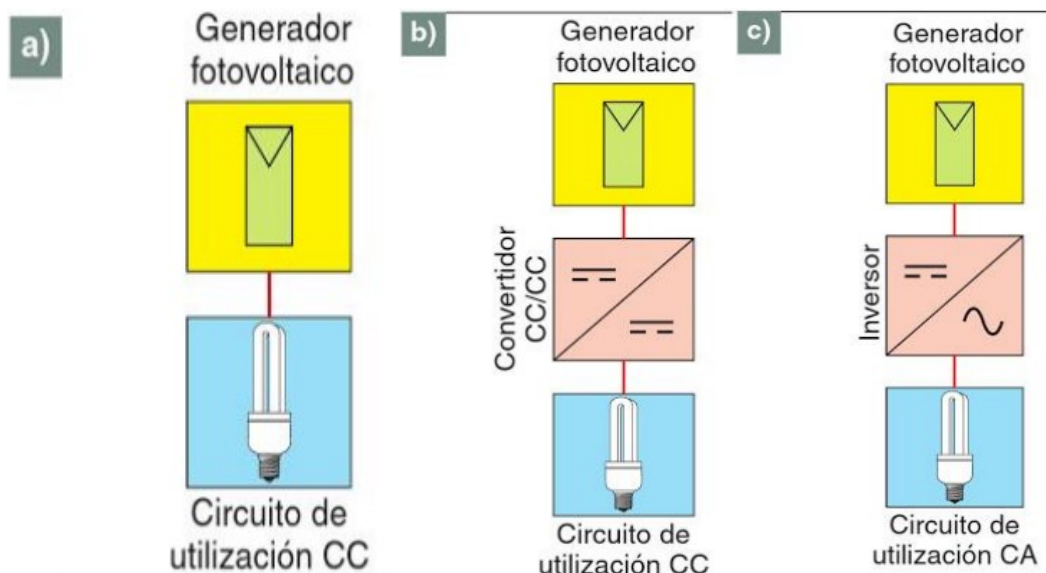


Figura 10. a) Directo, b) Con convertidor CC/CC. c) Con inversor [2].

1.2.1.2 Sistemas fotovoltaicos con acumulación

Se utilizan en aquellas aplicaciones que requieren un suministro de energía eléctrica en cualquier momento, independientemente de la presencia de radiación solar. El sistema de acumulación, formado normalmente por una batería de acumuladores, almacena la energía eléctrica sobrante, producida durante el día, para devolverla en las horas de baja o nula radiación solar.

Ejemplos de este tipo de sistemas los encontramos en la electrificación de viviendas, alumbrado público, señalización en carreteras y autopistas, repetidores de telecomunicaciones, suministro eléctrico para vehículos, embarcaciones y satélites artificiales, y en general cualquier aplicación que no disponga de una línea de distribución eléctrica cercana y requiera el uso nocturno de la electricidad.

La utilización de acumuladores eléctricos requiere el uso de un regulador que controle el proceso de carga y descarga para proteger la vida útil de la batería de acumuladores. Esta configuración es la representada en el diagrama de bloques de la figura 11 a.

En aquellos sistemas donde se requiera una corriente continua regulada y estable, o de un valor alejado del que puede proporcionar el conjunto generador fotovoltaico-batería se utiliza un convertidor CC/CC conectado a continuación del regulador de carga, dando lugar a la configuración representada en el diagrama de bloques de la figura 11 b.

Si el circuito de utilización requiere corriente alterna para su funcionamiento, se incluye un inversor para alimentar al circuito de utilización en corriente alterna. Esta configuración es la representada en el diagrama de bloques de la figura 11 C. Según la aplicación, se pueden realizar modificaciones sobre la configuración, por ejemplo, si no se utilizan receptores de corriente continua, se prescindiría de la salida para este tipo de corriente.

Si el sistema fotovoltaico es híbrido, el generador adicional de energía puede incorporar su propio regulador de carga y se conecta en paralelo con el conjunto generador fotovoltaico-regulador.

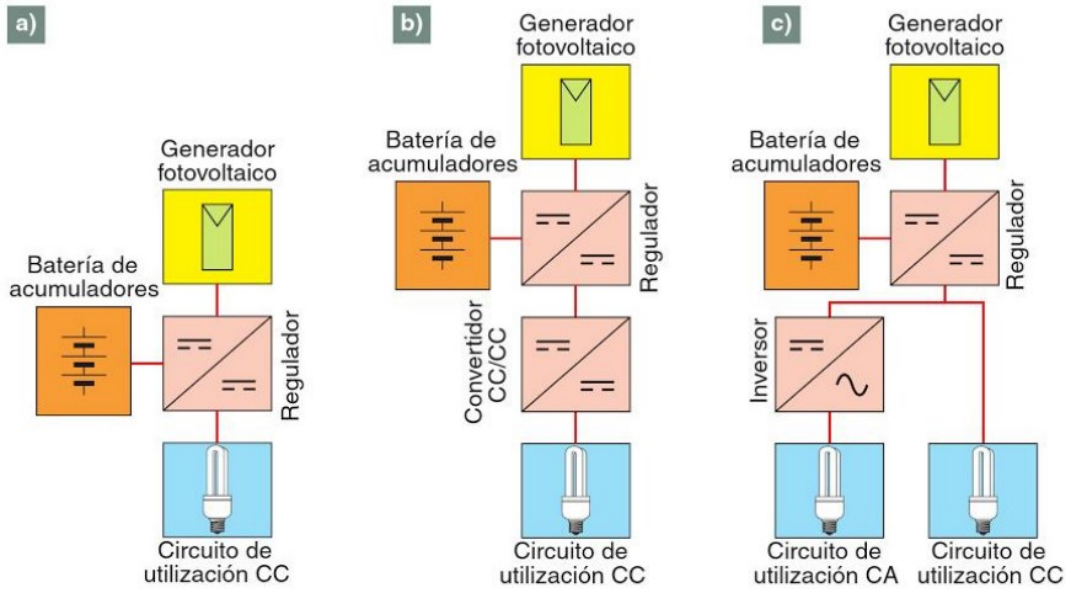


Figura 11. Sistemas fotovoltaicos con acumulación. a) Con regulador. b) Con convertidor CC/CC. c) Con inversor [2].

1.3 Calidad de la energía

La Calidad de la Energía Eléctrica, conocida generalmente como Calidad de la potencia, y en ocasiones referenciada como Calidad del suministro, Calidad del consumo, Calidad del Voltaje y/o Calidad de la Corriente. Independientemente del nombre asignado, esta materia engloba los fenómenos que distorsionan las formas de onda del voltaje y de la corriente y que pueden ocasionar problemas técnicos serios y grandes pérdidas económicas tanto a los consumidores como a las compañías de suministro de energía eléctrica.

Aun cuando es uno de los campos de desarrollo más recientes de la Energía Eléctrica, en las últimas décadas se ha constituido como uno de los campos más importantes, y prueba de ello es la extensa investigación que se realiza y el gran número de publicaciones asociadas con el tópico [4].

1.3.1 Importancia de la calidad de la energía eléctrica

El término calidad de la energía eléctrica se refiere a una amplia variedad de fenómenos electromagnéticos que caracterizan al voltaje y a la corriente en un tiempo dado y en una localidad específica del sistema eléctrico de potencia.

1.3.1.1 Fenómenos electromagnéticos

La IEC (International Electrotechnique Commission o Comisión Electrotécnica Internacional) clasifica los fenómenos electromagnéticos en los grupos mostrados en la tabla 1.

En América se han adicionado algunos términos a la terminología IEC:

- ✓ El término sag (depresión) se usa como sinónimo del término IEC dip (depresión).
- ✓ La categoría variaciones de corta duración se usa para referirse a las depresiones de voltaje (sags) y a las interrupciones cortas.
- ✓ El término swell (elevación) se introduce como inverso al término sag (depresión).
- ✓ La categoría variación de larga duración ha sido adicionada para cubrir los límites especificados en el Estándar ANSI C84.1.
- ✓ La categoría ruido (noise) ha sido adicionada para tratar con los fenómenos conducidos de banda ancha.
- ✓ La categoría distorsión de la forma de onda se usa para contener a las armónicas, interarmónicas, fenómenos de corriente directa en redes de corriente alterna y el fenómeno conocido como notching (muecas en el voltaje).

La tabla 4 muestra la categorización de los fenómenos electromagnéticos usada por la comunidad de calidad de la potencia eléctrica. Los fenómenos listados en la tabla pueden ser descritos además listando los atributos apropiados. Para fenómenos en estado estacionario los siguientes atributos pueden usarse:

- ✓ Amplitud
- ✓ Frecuencia
- ✓ Espectro
- ✓ Modulación
- ✓ Impedancia fuente
- ✓ Profundidad de la muesca (notch depth)
- ✓ Area de la muesca (notch area)

Categorías	Contenido espectral típico	Duración típica	Magnitud de voltaje típica
1.0 Transitorios			
1.1 Impulsivos			
1.1.1 Nanosegundos	5 ns de elevación	< 50 ns	
1.1.2 Microsegundos	1 us de elevación	50 ns - 1 ms	
1.1.3 Milisegundos	0.1 ms de elevación	> 1 ms	
1.2 Oscilatorios			

1.2.1 Baja Frecuencia	<5 kHz	0.3 - 50 ms	0 - 4 pu
1.2.2 Frecuencia Media	5 - 500 kHz	20 us	0 - 8 pu
1.2.3 Alta Frecuencia	0.5 - 5MHz	5 us	0 - 4 pu
2.0 Variaciones de Corta duración			
2.1 Instantáneas			
2.1.1 Interrupción		0.5 - 30 ciclos	< 0.1 pu
2.1.2 Sag (dip)		0.5 - 30 ciclos	0.1 -0.9 pu
2.1.3 Swell		0.5 - 30 ciclos	1.1 - 1.8 pu
2.2 Momentáneas			
2.2.1 Interrupción		30 ciclos - 3 s	< 0.1 pu
2.2.2 Sag (dip)		30 ciclos - 3 s	0.1 -0.9 pu
2.2.3 Swell		30 ciclos - 3 s	1.1 - 1.4 pu
2.3 Temporal			
2.3.1 Interrupción		3 seg - 1 min	< 0.1 pu
2.3.2 Sag (dip)		3 seg - 1 min	0.1 -0.9 pu
2.3.3 Swell		3 seg - 1 min	1.1 - 1.2 pu
3.0 Variaciones de larga duración			
3.1 Interrupción, sostenida		> 1 min	0.0 pu
3.2 Bajos voltajes		> 1 min	0.8 - 0.9 pu
3.3 Sobrevoltajes		> 1 min	1.1 - 1.2 pu
4.0 Desbalance en el voltaje		Estado Estable	0.5 - 2%
5.0 Distorsión de la forma de Onda			
5.1 Componente de directa (DC offset)		Estado Estable	0-0.1%
5.2 Armónicas	De la armónica 0 a la armónica 100	Estado Estable	0 - 20%
5.3 Interarmónicas	0 - 6 kHz	Estado Estable	0-2%
5.4 Muestras en el voltaje (notching)		Estado Estable	
5.5 Ruido	Banda ancha	Estado Estable	0- 1%
6.0 Fluctuaciones de Voltaje			
	<25 Hz	Intermitente	0.1-7%
7.0 Variaciones de la frecuencia			
		< 10s	

Tabla 4. Categorías y características de fenómenos electromagnéticos en sistemas de potencia (Estándar IEEE 1159 - 1995) [4].

Para fenómenos que no caen en la categoría de fenómenos en estado estacionario, otros atributos pueden ser necesarios:

- ✓ Razón de elevación (rate of rise)
- ✓ Amplitud
- ✓ Duración
- ✓ Espectro

- ✓ Frecuencia
- ✓ Razón de ocurrencia (rate of occurrence)
- ✓ Potencial de energía
- ✓ Impedancia fuente

Esta categorización se realiza en función de las componentes de la frecuencia (contenido espectral) que aparecen en las señales de voltaje durante el fenómeno, la duración del fenómeno y la magnitud típica del voltaje. Estos fenómenos son originados principalmente por:

- a) Factores externos al sistema de potencia. Por ejemplo, los rayos originan transitorios impulsivos de gran magnitud.
- b) Maniobras (acciones de conmutación <switcheo>) en el sistema. Un ejemplo típico es el switcheo de capacitores que origina transitorios oscilatorios.
- c) Fallas, que pueden ser originadas, por ejemplo, por descargas atmosféricas sobre líneas aéreas o por falla de aislamiento en cables. Las depresiones de voltaje (sags o dips) y las interrupciones son fenómenos relacionados con fallas.
- d) Cargas que usan electrónica de potencia e introducen armónicas a la red.

Para algunos de los eventos relacionados con las clases de la tabla 1, los equipos de protección operarán. En el caso de una falla (cortocircuito), el sistema de protección aislará la parte de la red donde ocurre la falla. El sistema de protección se diseña para responder en un tiempo corto y eliminar el riesgo tanto para el sistema como para los consumidores (las altas corrientes originadas por la falla son una amenaza para los elementos del sistema y las depresiones de voltaje resultantes podrían originar problemas a ciertas cargas).

En el caso de transitorios de gran magnitud (originados por descargas atmosféricas o por maniobras), se usa equipo de protección contra sobrevoltajes (por ejemplo apartarrayos) para evitar daño a los elementos del sistema. Sin embargo, para otros eventos no se espera que operen equipos de protección. Por ejemplo, la entrada en operación de motores de inducción.

1.4 Radiación solar en Pamplona

Según la base de datos de libre acceso acerca de la radiación solar en Colombia, se dispone la siguiente información respecto a la radiación solar registrada en Pamplona en un período comprendido entre octubre del 2009 y noviembre del 2014 [5].

Ubicación: Pamplona, Norte de Santander.

Latitud:7.38
Longitud:-72.65
Elevación: 2362

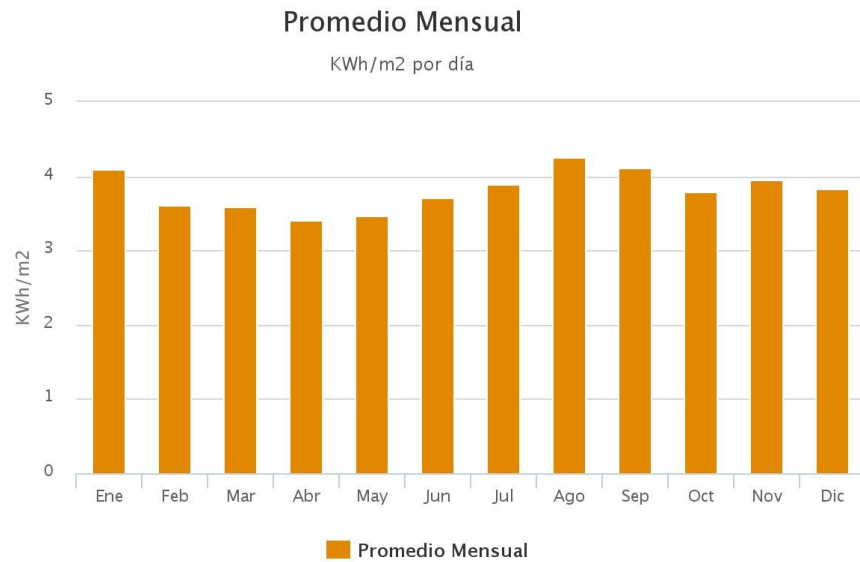


Figura 12. Gráfico de barras de la radiación solar en Pamplona.

ENTIDAD	Valores Promedio (KWh/m ² por día)												Promedio Anual (KWh/m ² por día)
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
IDEAM (aut.)	4,0957	3,6081	3,5812	3,4114	3,4639	3,6996	3,8896	4,2575	4,1076	3,7858	3,9558	3,8362	3,8077

Tabla 5. Valores promedio de radiación solar en Pamplona.

1.5 Dimensionamiento de un sistema fotovoltaico autónomo

El propósito del dimensionado del sistema FV es el cálculo de los elementos del sistema (básicamente potencia del generador FV, capacidad de la batería y cableado) para suministrar de modo fiable un determinado consumo eléctrico. Ello involucra el balance entre dos objetivos, normalmente opuestos, máxima fiabilidad y mínimo coste.

El correcto dimensionado de un sistema FV autónomo implica una armonía entre los tamaños del generador FV y batería de acumulación. Por un lado, cuanto más potencia de generador y más capacidad de batería se instalen para satisfacer un mismo consumo, se obtendrá un sistema con menor probabilidad de fallo, pero también aumentará su coste. Por otro lado, existen múltiples combinaciones entre potencia de generador y

capacidad de batería que conducen a una misma probabilidad de fallo (así un sistema con una potencia muy elevada de generador FV necesita muy poca batería y viceversa). Además del óptimo económico de inversión inicial, es necesario tener en cuenta que un sistema con mucha potencia de generador FV en relación con la capacidad de la batería conduce un desperdicio energético por encontrarse la batería completamente cargada.

En el caso de un sistema con excesiva capacidad de batería en relación con la potencia del generador FV, se tendrán problemas para conseguir cargar la batería completamente, con los consecuentes efectos de degradación y reducción de su tiempo de vida.

El dimensionado de los sistemas FV ha sido objeto de amplios y numerosos estudios teóricos, dando como resultado desde métodos simples hasta complejos modelos matemáticos, que se pueden encontrar en la literatura [6].

Básicamente se pueden encontrar dos metodologías:

- ✓ **Probabilidad de pérdida de carga LLP**, basada en el concepto de “*Loss of Load Probability*” LLP o probabilidad de pérdida de carga, indicador de que el sistema falle o no sea capaz de suministrar el consumo requerido. Por ejemplo una LLP del 1% indicaría que a largo término la disponibilidad del sistema para el consumo de diseño sería del 99%. Es un método basado en cálculos con ordenador. Se especifica el consumo de diseño, incluyendo los rendimientos del regulador de carga, de carga de la batería, y del inversor. Se trata de utilizar los modelos de los distintos componentes (radiación solar, generador, batería, regulador...) para determinar cuanta energía de generador es necesaria para suministrar el consumo de diseño con una determinada fiabilidad o probabilidad de fallo. Esto depende del tamaño del generador y de la batería y de la radiación solar disponible. La LLP depende pues del tratamiento estadístico de los datos de radiación solar. Una vez que se obtienen diferentes combinaciones de batería/generador FV, se ha de proceder a calcular los costes de los sistemas para la determinación de la configuración óptima. Existen programas comercialmente disponibles para realizar este tipo de dimensionado.

- ✓ **“Amperios-hora”**. Estos métodos se basan en el cálculo del consumo diario en amperios-hora, teniendo en cuenta las pérdidas entre la batería y las cargas y el rendimiento de carga de la batería. La batería se dimensiona teniendo en cuenta el “número de días de autonomía”, entendido como aquel número de días durante los cuales la batería puede satisfacer el consumo de una determinada instalación sin generación FV (con radiación solar nula). Para dimensionar el generador FV y obtener su orientación óptima son necesarios los datos de irradiación del lugar de la instalación. En el caso más normal se supone un consumo constante durante todo el año, en cuyo caso se necesitan los valores diarios medios mensuales en el plano del generador para el peor mes del año y el ángulo óptimo de inclinación.

Mientras que éste último método se puede realizar con cálculos simples “a mano”, el primero requiere cálculos mediante ordenador.

1.5.1 Pasos para el dimensionamiento del sistema fv

Sea cual sea el método está basado en simples principios:

- ✓ Se dimensiona para que la producción del generador fotovoltaico sea igual al consumo (en valores promedio).
- ✓ Se dimensiona para que la batería pueda abastecer el consumo cuando no hay sol durante un determinado número de días consecutivos.

Los pasos fundamentales en el proceso de dimensionado son:

- ✓ Determinación de los consumos.
- ✓ Cálculo de la radiación solar disponible sobre superficies en diferentes orientaciones (acimut α , o ángulo que mide la desviación respecto del sur, y la inclinación, β , o ángulo formado por la superficie de los módulos y el plano horizontal).
- ✓ Cálculo de la capacidad de batería.
- ✓ Cálculo de la potencia necesaria del generador FV.
- ✓ Selección del regulador de carga
- ✓ Selección del inversor, si se utiliza.
- ✓ Dimensionado del cableado.

Existen diversos procedimientos para realizar el dimensionado de una instalación fotovoltaica autónoma. Para el desarrollo de este proyecto usaremos el método *Amperios hora* [6].

1.5.2 Orientación del generador fotovoltaico

Hay que situar la superficie del generador fotovoltaico de manera que reciba la mayor cantidad posible de energía solar. Esto depende de:

- ✓ La orientación de la superficie del generador fotovoltaico.
- ✓ El tiempo que se va a usar a lo largo del año: anual, estacional, etc.
- ✓ La aplicación que va a tener: autónomo, conectado a la red, etc.

La orientación de un generador fotovoltaico se define mediante coordenadas angulares, similares a las utilizadas para definir la posición del Sol:

- **Ángulo de acimut (α):** ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal de la perpendicular a la superficie del generador y la dirección Sur (figura 13). Vale 0o si coincide con la orientación Sur, es positivo hacia el Oeste y negativo hacia el Este. Si coincide con el Este su valor es -90 y si coincide con el Oeste su valor es $+90^\circ$.
- **Ángulo de inclinación (β):** ángulo que forma la superficie del generador con el plano horizontal (figura 14). Su valor es 0o si el módulo se coloca horizontal y 90o si se coloca vertical.

Una superficie recibe la mayor cantidad posible de energía si es perpendicular a la dirección del Sol. Como la posición del Sol varía a lo largo del día, la posición óptima de la superficie también tendrá que ser variable.

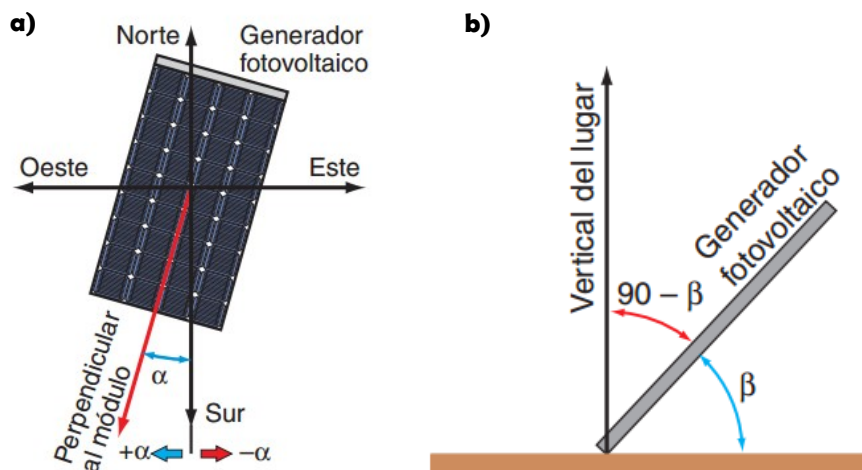


Figura 13. A) Ángulo de acimut (α) de un módulo fotovoltaico. B) Ángulo de inclinación (β) de un módulo fotovoltaico [2].

Aunque hay generadores fotovoltaicos que son capaces de seguir la trayectoria solar, véase la unidad 5, lo habitual es que la superficie del generador sea de orientación fija. La orientación óptima será un valor constante, con una inclinación (β) que va a depender de la latitud ϕ del lugar y un acimut (α) que depende del hemisferio en el que está situado el generador.

En la práctica se utilizan expresiones, basadas en la experiencia y la observación, que proporcionan la inclinación óptima en función del periodo de tiempo y el uso que se le va a dar al generador fotovoltaico (tabla 6), donde ϕ es la latitud del lugar, sin signo (grados).

Tipo de instalación	Uso	Máxima captación de energía	Inclinación óptima
Conectadas a la red	Anual	Anual	$\beta_{opt} = \phi - 10$
Bombeo de agua	Anual	Verano	$\beta_{opt} = \phi - 20$
Autónomas de consumo anual constante	Anual	Periodo de menor radiación (por ejemplo, invierno)	$\beta_{opt} = \phi + 10$

Tabla 6. Inclinaciones óptimas en función del periodo de máxima captación [2].

1.5.3 Método “amperios-hora”

1.5.3.1 Cálculo de los consumos diarios

El método “amperios-hora” [6] trata de obtener el consumo medio diario, en amperios-hora por día, en la batería. Si este no es constante durante todo el año, se ha de calcular para cada mes. Se puede utilizar el voltaje de la batería, pero se ha de tener en cuenta que el voltaje al que operan los equipos incluyen las caídas de tensión, lo cual aumenta el consumo.

Si se utiliza un inversor se ha de tener en cuenta su rendimiento. El rendimiento puede ser diferente para diferentes consumos. Se debería establecer un perfil de consumo diario para la determinación del nivel de potencia a la que opera el inversor, y por tanto su rendimiento.

Se trata de confeccionar un listado de los diversos aparatos conectados al sistema, el número de horas de uso diario y el voltaje nominal de operación de cada uno. En principio la determinación del consumo resulta claro y directo: únicamente se necesita calcular el consumo de energía de todos los dispositivos que se incluirán en el sistema fotovoltaico. En la práctica, sin embargo, la demanda de energía resulta incierta porque a menudo se desconoce el periodo de tiempo en que funcionará cada aparato.

La tensión (voltaje) nominal del sistema es normalmente la necesaria para las cargas más elevadas. Si predominan cargas AC, debe elegirse una tensión DC que sea compatible con la entrada del inversor. Si las demandas de potencia más elevadas son para el consumo de aparatos DC, debe elegirse el valor de la tensión de la carga mayor. Es necesario tener en cuenta que la determinación del voltaje también determina la corriente del sistema, que es necesario mantener en unos niveles aceptables. Normalmente la corriente de cada circuito debe limitarse a 20A, con un total de 100A.

Normalmente el rendimiento de los inversores es mejor para los aparatos que funcionan a tensiones más altas, como 48 y 120V. La selección del inversor es importante e influye tanto en el coste como en el funcionamiento y la fiabilidad del sistema. En general se recomiendan tensiones de 12V para potencias menores de 1.5 kW, 24 o 48V para potencias entre 1.5 y 5 kW y 48 o 120 V para potencias mayores de 5 kW [6].

1.5.3.2 Cálculo de la potencia pico y de la corriente

Este paso es necesario para el dimensionado del regulador de carga, inversor, cableado, fusibles, etc..., de modo que puedan soportar la potencia pico. Consiste en sumar las potencias AC y DC del consumo y dividirlo por el voltaje de la batería para obtener la corriente pico, o corriente máxima de consumo.

1.5.3.3 Corrección del consumo

Se utiliza un factor que toma en consideración el rendimiento de carga de la batería, y por tanto el consumo en amperios-hora obtenidos en el paso anterior se incrementan por este factor para dar un consumo corregido.

El rendimiento de la batería depende del tipo de batería y de cuan de profundo es el ciclado diario, también se incluye un factor que tiene en cuenta el rendimiento del cableado del sistema (normalmente en torno al 0.98).

1.5.3.4 Corriente y ángulo de inclinación

Con este procedimiento de dimensionado existe un mes determinante para el diseño del sistema, que es el mes en que baja al mínimo la proporción de energía solar disponible y el consumo. Con este criterio, el sistema FV se dimensiona para satisfacer dicho consumo en el peor mes de un año promedio. Por ejemplo, si el consumo es constante durante todo el año, el mes peor será el de menor radiación media. Si el consumo no es constante es necesario realizar los cocientes para cada mes del año, ya que los cambios en el consumo pueden compensar las variaciones de radiación solar. El ángulo de inclinación óptimo es aquel que da la mayor radiación para el mes peor.

1.5.3.5 Dimensionado de la batería

La fórmula básica para calcular el tamaño de batería se obtiene multiplicando el número de días de autonomía por el consumo diario y dividido por la máxima profundidad de descarga.

1.5.3.6 Dimensionado del generador

El dimensionado de la batería se ha realizado en base al número de días de autonomía. El dimensionado del generador FV se basa en suministrar el consumo medio diario.

En primer lugar, se determina el ángulo óptimo de inclinación del generador FV como aquel en el que se obtiene la mayor radiación en el peor mes del año (en relación con el consumo para cada mes).

El número de horas de sol pico se obtiene como la radiación media para cada mes en $\text{Wh/m}^2/\text{día}$ dividido por 1000 W/m^2 .

La corriente de diseño del generador FV se obtiene dividiendo el consumo corregido en amperios-hora, obtenido anteriormente, entre el número de horas de sol pico. Esto proporciona los amperios que el generador ha de suministrar por cada 1000 Wh/m^2 de radiación solar. Normalmente es suficiente con repetir el cálculo para tres inclinaciones (la latitud del lugar $\pm 15^\circ$).

Se introduce un factor de corrección del módulo que tiene en cuenta que los módulos operan en condiciones diferentes de las nominales (STC). Se puede tomar un factor de 0.9 para silicio cristalino y 0.7 para silicio amorfo.

También se introduce un factor de ajuste para la descarga estacional de la batería durante largo tiempo. Este factor da como resultado una reducción de la capacidad del conjunto fotovoltaico cuando se proyecta usar la capacidad de almacenamiento de la batería para satisfacer completamente los requisitos de la carga durante el mes determinante para el diseño del sistema. La utilización de estos factores se muestra en las hojas de dimensionado.

El número de módulos en paralelo se obtiene como el cociente entre la corriente de diseño y la corriente del módulo en el punto de máxima potencia en condiciones estándar de medida (STC). Si el número obtenido no es un número entero como norma general se recomienda redondear al entero superior si la aplicación es crítica y hacia el inferior en caso contrario.

El número de módulos en serie se obtiene del cociente entre el voltaje nominal del sistema y el voltaje nominal del módulo.

1.5.3.7 Controladores de carga

Los controladores de carga se incluyen en los sistemas FV para proteger las baterías contra sobrecargas y descargas excesivas. La mayoría de los controladores detectan la tensión de batería y actúan de acuerdo con los niveles de tensión. Algunos también poseen sensores de temperatura para compensar el efecto de la temperatura sobre la tensión de la batería y su estado de carga. El controlador debe tener suficiente capacidad para controlar la máxima corriente del sistema. Se recomienda incluir un factor de seguridad de 1.25 respecto de la corriente de cortocircuito del generador para acomodar la corriente excesiva causada por el aumento de irradiancia que a veces producen las nubes durante cortos periodos de tiempo. Dado que las características y los tipos de reguladores disponibles es muy amplia, se ha de elegir aquel regulador que mejor se adapte al sistema que se está diseñando.

En cuanto a su instalación, el regulador siempre se ha de proteger contra la intemperie, instalándolo preferiblemente en el interior de una caja protegida. Por otro lado el calor es una fuente común de fallo con lo que se ha de procurar una correcta ventilación [6].

1.6 La importancia del mppt (maximum power point tracker)

La radiación solar que afecta a los módulos fotovoltaicos tiene un carácter muy variable según la latitud, la orientación del campo solar, la estación y la hora del día. En cada célula se pueden determinar, a lo largo del día, sombras que pueden ser previsibles, como en el caso de un edificio situado en las cercanías del campo solar o imprevisible como las determinadas por las nubes. Además, la cantidad de energía producida por cada célula fotovoltaica depende de la radiación y de su temperatura. De estas condiciones nace la necesidad de determinar constantemente, instante por instante, ese punto particular sobre la característica $V \times I$ del generador fotovoltaico en el que resulte máximo el desplazamiento de potencia hacia la red.

Gráficamente, el punto de máxima potencia, corresponde al punto de tangencia entre la característica del generador fotovoltaico durante un cierto valor de la radiación solar y la hipérbola de ecuación $V \times I = \text{constante}$ correspondiente. Como hemos visto, el punto de tangencia varía instantáneamente según las condiciones de radiación solar y al cambiar la temperatura. La tarea del MPPT es precisamente la de determinar instante por instante dicho punto de máxima eficiencia energética [7].

En la figura 14 podemos observar la característica típica en donde podemos observar el MPPT y las variables que influyen en él.

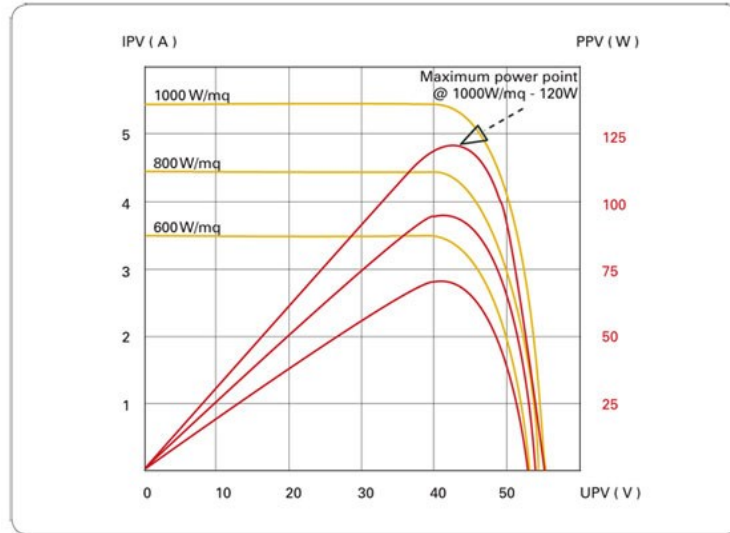


Figura 14. Gráfica del MPPT [7].

Gráficamente, el punto de máxima potencia, corresponde al punto de tangencia entre la característica del generador fotovoltaico durante un cierto valor de la radiación solar y la hipérbola de ecuación $V \times I = \text{constante}$ correspondiente. El punto de tangencia varía instantáneamente según las condiciones de radiación solar y al cambiar la temperatura. La tarea del MPPT es precisamente la de determinar instante por instante dicho punto de máxima eficiencia energética.

2 DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

Teniendo en cuenta el procedimiento planteado anteriormente [6] se hará el diseño del sistema fotovoltaico.

Se desea dimensionar un sistema fotovoltaico para uso específico en la Universidad de Pamplona. Como datos de partida se determinaron los consumos y se dispone de tablas con los datos de radiación solar registrada en Pamplona en un período comprendido entre octubre del 2009 y noviembre del 2014.

También una vez analizadas las posibilidades de las instalaciones se ha optado por un sistema AC, dicho esto, el sistema está compuesto por:

- Un generador fotovoltaico
- Un sistema de acumulación
- Un regulador de carga
- Un inversor
- Los consumos

2.1 Determinación de los consumos

En la tabla 7 se observan los consumos previstos para esta instalación, los cuales en este caso se decidió que el uso continuo que deberían tener fuera de dos horas por día, teniendo así que un día de autonomía del sistema va a estar delimitado por dos horas.

ELEMENTO	TENSIÓN (V _{Ca})	CANTIDAD	POTENCIA (W)	USO DIARIO (h/día)	ENERGIA (Wh/día)
Fluorescente	120	2	18 por lámpara	2	72
Tomacorrientes	120	2	150	2	300
Energía total diaria					372

Tabla 7. Estimación de consumos sistema FV propuesto.

2.1.1 Cálculo de la corriente y corrección del consumo

Para este tipo de potencia consumida se escogió una tensión nominal de 24 V, para el desarrollo del método debemos tener el consumo en amperios hora que consume el sistema diariamente, por lo que tenemos que convertir la potencia hallada con la siguiente expresión:

$$Q_M = \frac{L_T}{V_N}(10)$$

Q_M = Consumo medio de corriente diaria.

L_T = Energía total diaria.

V_N = Voltaje nominal del sistema.

$$Q_M = \frac{372 \text{ Wh/día}}{24 \text{ V}} = 15,5 \frac{\text{Ah}}{\text{día}}$$

A continuación, se procede a llenar la tabla 8, la cual nos especifica una corrección en la corriente hallada anteriormente, este ajuste se ve necesario ya que depende de factores como el cableado y la batería.

Los parámetros de esta tabla vienen dados de la siguiente manera:

- **CONSUMO TOTAL (AH/DÍA):** Se anota el consumo total diario en amperios-hora diarios, obtenido en el paso anterior.
- **FACTOR DE RENDIMIENTO DEL CABLEADO:** Se anota el factor que tiene en cuenta las pérdidas en el cableado del sistema. Este factor puede variar desde 0.95 a 0.99. El cableado se debe seleccionar para que las caídas de tensión sean menores del 3% (factor > 0.97) en cualquiera de los circuitos del sistema.

Factor de rendimiento de cableado por defecto = 0.98

- **FACTOR DE RENDIMIENTO DE LA BATERÍA:** Se anota el rendimiento de la batería que es igual a los amperios-hora que se pueden descargar dividido por los que se han utilizado para cargar.

Factor de rendimiento de batería por defecto = 0.9

- **CONSUMO TOTAL AH CORREGIDO (AH/DÍA):** Se calcula la energía necesaria para suministrar el consumo diario de diseño así:

$$\text{Consumo total corregido} = \frac{\text{Consumo total}}{\text{FR cableado} * \text{FR batería}}$$

CONSUMO TOTAL AH	FACTOR DE RENDIMIENTO DEL	FACTOR DE RENDIMIENTO DE LA	CONSUMO TOTAL A/H CORREGIDO
------------------	---------------------------	-----------------------------	-----------------------------

	CABLEADO		BATERÍA		(AH/DÍA)	
15,5	÷	0,98	÷	0,9	=	17,57

Tabla 8. Consumo total de corriente corregido.

2.2 Corriente de diseño y ángulo de inclinación

Ángulo de inclinación:

Para la obtención del ángulo de inclinación del panel FV usaremos la inclinación óptima para instalaciones autónomas de uso anual constante, teniendo en cuenta la latitud de Pamplona, todo esto basado en la temática expuesta en el capítulo 1

$$\beta_{opt} = \phi + 10 = 7,38 + 10 = 17,38 \approx 20^\circ$$

Corriente de diseño:

En cuanto a la corriente de diseño se necesita un dato importante: las horas solares pico por día de cada uno de los meses del año, en este caso usamos los valores de la tabla 5 para añadirlos a la tabla 9, a continuación, se toma el valor de la corriente corregida y lo dividimos por cada una de las horas de sol pico, lo cual nos arrojará el resultado de la corriente de diseño para el sistema.

Angulo inclinación		=		20 °	
MES	Consumo Corregido (Ah/Día)	Horas sol pico (Hrs/Día)		Corriente diseño (A)	
Ene	17,57	÷	4,0957	=	4,29
Feb	17,57	÷	3,6081	=	4,87
Mar	17,57	÷	3,5812	=	4,91
Abr	17,57	÷	3,4114	=	5,15
May	17,57	÷	3,4639	=	5,07
Jun	17,57	÷	3,6996	=	4,75
Jul	17,57	÷	3,8896	=	4,52
Ago	17,57	÷	4,2575	=	4,13
Sep	17,57	÷	4,1076	=	4,28
Oct	17,57	÷	3,7858	=	4,64
Nov	17,57	÷	3,9558	=	4,44

Dic	17,57	÷	3,8362	=	4,58
------------	-------	---	--------	---	------

Tabla 9. Corriente de diseño para el SFV, teniendo en cuenta la corriente corregida y las horas sol pico por mes en Pamplona.

Siguiendo la metodología plantada, se escoge la corriente mínima para las horas de sol pico máximas, las cuales están dadas para el mes de agosto. Como consolidado de datos tenemos:

- **ÁNGULO DE INCLINACIÓN DEL GENERADOR FV:** 20°.
- **HORAS SOL PICO AL DÍA:** 4,3.
- **CORRIENTE DE DISEÑO:** 4,2 A.

2.3 Dimensionamiento de la batería

Para este paso, y teniendo en cuenta la metodología propuesta, antes que otra cosa, se completa la tabla 11 que pide los valores más relevantes de la batería con la que se cuenta, estos valores serán usados durante todo este apartado.

INFORMACIÓN DE LA BATERÍA	
Marca	M-TEK
Modelo	MT12180
Tipo	AGM
Voltaje nominal (V)	12
Capacidad nominal (AH)	20

Tabla 10. Información relevante de la batería usada.

Teniendo en cuenta esta información y para el dimensionamiento de la batería se comienza completando la tabla 11 acatando las siguientes indicaciones:

- **DÍAS DE AUTONOMÍA:** Se elige el número de días que la batería ha de suministrar el consumo sin que haya radiación solar disponible. En este caso se escoge 1 día para su funcionamiento autónomo, lo cual equivale a las dos horas ya mencionadas anteriormente, estas dos horas son para el uso continuo en cualquier instante del día comprendido entre las 8 am hasta las 8 pm.
- **MÁXIMA PROFUNDIDAD DE DESCARGA:** Se anota la máxima profundidad de descarga permitida por la batería. Este valor dependerá del tipo y tamaño de la batería, en este caso, para la batería seleccionada según la hoja de características su profundidad de descarga viene siendo de **0.6**.

- **CORRECCIÓN POR TEMPERATURA:** Elegir un factor que corrija la capacidad de la batería debido a bajas temperaturas. En este caso se toma un estándar.

Valor por defecto para factor de corrección por temperatura = 0.9

- **CAPACIDAD NECESARIA DE LA BATERÍA (AH):** Se calcula la capacidad necesaria de batería para abastecer el consumo para el número de días de autonomía seleccionado.
- **CAPACIDAD DE LA BATERÍA SELECCIONADA (AH):** Anotar la capacidad nominal de la batería en amperios-hora.
- **BATERÍAS EN PARALELO:** Cálculo del número de baterías en paralelo necesarias para suministrar el consumo.

Todos estos parámetros vienen relacionados de la siguiente manera:

$$\text{Capacidad necesaria de batería} = \frac{\text{Días de autonomía} * \text{consumo total corregido}}{\text{máxima profundidad de descarga} * \text{corrección por temp.}}$$

$$\# \text{ de baterías en paralelo} = \frac{\text{Capacidad necesaria de batería}}{\text{Capacidad de la batería seleccionada}}$$

Consumo total Ah corregido (Ah/día)	Días de autonomía (días)		Máxima profundidad de descarga	Corrección por temperatura		Capacidad necesaria de batería (Ah)	Capacidad de la batería seleccionada (Ah)		Baterías en paralelo			
	x	1		÷	0,6		÷	0,9	=	32,54	÷	18
17,57	x	1	÷	0,6	÷	0,9	=	32,54	÷	18	=	1,8 (2)

Tabla 11. Dimensionamiento de la capacidad de la batería que se necesita.

A pesar de que los valores nominales sean fijos, se sabe que no todo el tiempo la batería tendrá la misma capacidad, es por ello que se requiere hallar la capacidad útil de la batería teniendo en cuenta los siguientes parámetros para completar la tabla 12.

- **CAPACIDAD DEL SISTEMA DE BATERÍAS (AH):** Cálculo de la capacidad total del sistema de baterías que viene dado por:

$$\text{Capacidad del sistema de baterías} = \frac{\# \text{ de baterías en paralelo}}{\text{Capacidad de la batería seleccionada}}$$

- **FACTOR DE PROFUNDIDAD DE DESCARGA ESTACIONAL:** Es un factor de ajuste para la descarga estacional de la batería durante largo tiempo. Este factor da como resultado una reducción de la capacidad del generador fotovoltaicos cuando se proyecta usar la capacidad de almacenamiento de la batería para satisfacer completamente los requisitos del consumo durante el mes determinante para el diseño del sistema (peor mes). Según la hoja 1 de características de las baterías seleccionadas, está establecido que tal factor de auto descarga estacional vendría estando en un valor cercano o menor al 3%, por tal motivo, se escoge el factor en **0,97**.
- **CAPACIDAD ÚTIL (AH):** El número de amperios-hora usado para reducir la capacidad del sistema debido al factor estacional de profundidad de descarga. Esta capacidad vendría determinada por la expresión:

$$\text{Capacidad útil} = \text{Capacidad del sistema de baterías} * \text{FP descarga estacional}$$

Baterías en paralelo	Capacidad de la batería seleccionada (AH)		Capacidad del sistema de baterías (AH)		Factor de profundidad de descarga estacional		Capacidad útil	
2	x	18	=	36	x	0,97	=	34,92

Tabla 12. Capacidad útil de la batería seleccionada.

2.4 Dimensionamiento del generador fotovoltaico

Al igual que en el dimensionamiento del sistema de acumulación, se comienza con una tabla, en este caso la tabla 13, que muestra los valores relevantes de los paneles solares seleccionados, para esto se toman las características dadas por el distribuidor de los paneles, además, se hace el dimensionamiento con base en el panel de menor capacidad (PANEL 1) con el que se cuenta.

PANEL 1		PANEL 2	
Tipo	Monocristalino (36 células)	Tipo	Monocristalino (36 células)
Voltaje máximo	18V DC	Voltaje máximo	18V DC
Corriente máxima	2.78 A	Corriente máxima	8.33 A
Potencia máxima	50 W	Potencia máxima	150W
Corriente de cortocircuito	3.06 A	Corriente de cortocircuito	9.16 A
Voltaje de circuito abierto	21.6 V	Voltaje de circuito abierto	21.6V
Dimensiones	690mm x 512mm x 32mm	Dimensiones	1480mm x 670mm x 35mm

Tabla 13. Características de los paneles seleccionados [8].

Como primera medida se debe hacer un ajuste a la corriente teniendo en cuenta los casos más desfavorables a los que el sistema tendría que enfrentarse, para ello completamos la tabla 14 teniendo en cuenta los siguientes parámetros adicionales a los ya trabajados anteriormente:

- **DÍAS CONSECUTIVOS ESTACIONALES DE SOL MÍNIMO:** Se debe elegir el número de días consecutivos en que es posible tener una baja radiación en un lugar determinado. Este número se debe escoger junto con el factor de profundidad de descarga estacional.

Valor por defecto para el número de días consecutivos de sol mínimo = 45

- **REDUCCIÓN ESTACIONAL DE CORRIENTE:** Cálculo de la reducción de corriente resultante determinado por la expresión:

$$\text{Reducción estacional de } I = \frac{\text{Capacidad útil}}{\text{HSP} * \text{Días consecutivos de sol mínimo}}$$

HSP: Horas sol pico máximo.

Capacidad útil (A)	Horas sol Pico máximo (h/día)	Días consecutivos estacionales sol mínimo (días)	Reducción estacional de corriente (A)
34,92	÷ 4,275	÷ 45	= 0,182

Tabla 14. Reducción de la corriente para días en los que se prevé no habrá sol.

Corriente de diseño (A)	Reducción estacional de corriente (A)	Corriente corregida (A)
4,13	0,182	3,948

Tabla 15. Corrección de la corriente de diseño según la reducción estacional de corriente.

Habiendo determinado la corriente necesaria para el funcionamiento del sistema se procede a determinar el número de paneles que suplan las condiciones de diseño calculadas previas a este paso, teniendo en cuenta lo siguiente para completar la tabla 16:

- **FACTOR DE CORRECCIÓN DEL MÓDULO:** Se debe elegir un factor para corregir que el módulo no estará operando en las condiciones nominales (STC) de 1000 W/m² y 25°C .

FACTOR DE CORRECCIÓN DE MÓDULO	
Tipo de módulo	Factor
Cristalino	0.9
Amorfo	0.7

Tabla 16. Factores de corrección por módulo.

- **CORRIENTE CORREGIDA DE DISEÑO (A):** Cálculo de la corriente mínima del generador para suministrar en promedio el consumo diario en el lugar seleccionado.
- **CORRIENTE NOMINAL DEL MÓDULO (A):** Anotar el valor de la corriente del punto de máxima potencia en condiciones nominales de medida (STC)
- **MÓDULOS EN PARALELO:** Cálculo del número de módulos conectados en paralelo para suministrar la corriente necesaria, dado por la expresión:

$$\text{Corriente de diseño corregida} = \frac{\text{Corriente corregida}}{F \text{ de corrección del módulo}}$$

$$\text{Módulos en paralelo} = \frac{\text{Corriente de diseño corregida}}{\text{Corriente nominal del módulo}}$$

Corriente corregida (A)	Factor de corrección del módulo		Corriente Diseño corregida (A)	Corriente nominal del módulo (A)		Módulos en paralelo
3,948	÷	0,9	=	4,38	÷	2,78
						1,57 (2)

Tabla 17. Módulos en paralelo necesarios para la instalación del SFV.

- **TOTAL DE MÓDULOS:** Cálculo del número total de módulos en el generador fotovoltaico dado por:

$$\text{Total de módulos} = \left(\frac{\text{Tensión nominal del sistema}}{\text{Tensión nominal del módulo}} \right) * \text{módulos en paralelo}$$

Tensión nominal sistema (V)	Tensión nominal del módulo (V)	Módulos en serie	Módulos en paralelo	Total Módulos			
24	÷	18	=	1,33	x	1,57	2,09 (2)

Tabla 18. Total de módulos que se requieren para la instalación del SFV.

ESPECIFICACIONES DEL GENERADOR Y BATERÍAS

Como punto final, para determinar los valores nominales con los que contara nuestro sistema, llenaremos la tabla 19.

MÓDULO FOTOVOLTAICO:

TIPO		MONOCRISTALINO			
POTENCIA		50 W			
Corriente nominal del módulo (A)		Módulos en paralelo		Corriente nominal del generador (A)	
2,78	x	2		=	5,56 A
Corriente de cortocircuito del módulo (A)		Módulos en paralelo		Corriente de cortocircuito del generador (A)	
3,06	x	2		=	6,12 A
Voltaje nominal del módulo (V)		Módulos en serie		Voltaje nominal del generador (A)	
18	x	1		=	18
Voltaje de circuito abierto del módulo (V)		Módulos en serie		Voltaje de circuito abierto del generador (A)	
21,60	x	1		=	21,60

Tabla 19. Especificaciones del generador fotovoltaico del sistema.

BATERÍAS

MODELO		MT12180			
TIPO		AGM			
VOLTAJE NOMINAL (V)		12			
CAPACIDAD NOMINAL (AH)		18			
Baterías en paralelo		Baterías en serie		Total de baterías	
2	x	1		=	2
				Capacidad del sistema de baterías	
				36 AH	

2.5 Especificaciones del regulador de carga

Para la determinación de si el controlador de carga seleccionado es el adecuado se tienen que tener en cuenta los siguientes parámetros para completar la tabla 21 que solucionará el problema, pero antes que nada, y como en las anteriores etapas de dimensionamiento, se crea una tabla (tabla 21) con los valores relevantes a partir de la hoja de características del controlador de carga seleccionado.

Modelo	SC-20A
Voltaje (V)	12/24
Corriente de salida (A)	20
Voltaje OC (V)	50
Máxima I de carga (A)	20
Eficiencia %	>90%

Tabla 20. Especificaciones regulador de carga [9].

- **CORRIENTE MÍNIMA DEL REGULADOR (A):** Cálculo de la corriente mínima que ha de ser capaz de regular el controlador de carga. Se sobredimensiona en un 25% la corriente de cortocircuito del generador FV en STC y está dada por la expresión:

$$\text{Corriente mín del regulador} = 1,25 * I \text{ de corto del generador}$$

- **CORRIENTE NOMINAL DEL REGULADOR (A):** Anotar la corriente nominal del regulador seleccionado.
- **REGULADORES EN PARALELO:** Cálculo del número de reguladores en paralelo necesarios dada por la expresión:

$$\# \text{ de reguladores} = \frac{\text{Corriente mín del regulador}}{\text{Corriente nominal del regulador}}$$

Factor de sobredimensionamiento	Corriente de corto circuito del generador (A)	Corriente mínima del regulador (A)	Corriente nominal del regulador (A)	Reguladores en paralelo
1.25	x 6,12	= 7,65	÷ 20	= 0,38 (1)

Tabla 21. Cálculo del número de reguladores necesarios.

2.6 Especificaciones del inversor

Para la adquisición del equipo del inversor adecuado, y siguiendo el método planteado desde el principio sólo basta con los datos recopilados en la tabla 22

ESPECIFICACIONES DEL INVERSOR		
Forma de onda	Senoidal	(V)
Voltaje DC	24	(V)
Voltaje AC	110	(V)
Potencia máxima	2000	(W)
Potencia Nominal	1500	(W)
Tiempo de operación en sobrecarga		Minutos
Régimen de servicio continuo	2000	(W)
Rendimiento a carga nominal	80	%

Tabla 22. Datos del inversor para instalación en el sistema.

2.7 Implementación Del Sistema Fotovoltaico

Teniendo en cuenta el desarrollo matemático anterior y observando los elementos necesarios para una instalación fotovoltaica de tipo autónoma vistos en la figura 8, se procede a la instalación del sistema al cual se le aplicará este estudio.

2.7.1 Paneles solares

Para el desarrollo de este sistema se seleccionaron 4 paneles solares como indica la figura 15, entre las especificaciones fundamentales del de los paneles tenemos que ambos son paneles de estructura monocristalina, el panel de mayor tamaño cuenta con 1480mm x 670mm x 35mm en sus dimensiones y una potencia nominal de 150W, los pequeños son en total 4, cuentan con dimensiones de 690mm x 512mm x 32mm con una potencia nominal de 50W cada uno.

Teniendo en cuenta la tabla de consumos que se determinó anteriormente vemos que la primera parte del sistema cumple de sobra con la potencia que se estimó para este proyecto.

Los paneles están montados sobre una base metálica que nos permite el ajuste el ángulo de inclinación de los mismos, así como del acimut, todo eso se encuentra en la parte superior del bloque Simón Bolívar de la Universidad de Pamplona.



Figura 15. Montaje físico de los paneles solares.

2.7.2 Baterías

En cuanto al sistema de almacenamiento de energía, que es fundamental en un sistema autónomo, tenemos dos pares de baterías de distinta capacidad pero con el mismo voltaje nominal que en dado caso la utilización de cualquiera de los dos pares cumple satisfactoriamente con los cálculos hechos anteriormente.

En la figura 16 observamos la batería negra con características nominales de 18 AH y 12 V, y la naranja de capacidad 20AH y 12V, ambas baterías son de composición AGM, y con cualquier par que usemos el sistema será estable.



Figura 16. Baterías seleccionadas para el sistema [10].

2.7.3 Regulador e inversor

Para el regulador y el inversor seleccionados en el montaje, se cuenta con un regulador de marca Intelligent DC-DC, cuyas especificaciones ya fueron dadas en la sección 2.5, en cuanto al inversor de igual manera ya fueron dadas sus especificaciones en la sección 2.6 y el fabricante es Hi-tronic con una capacidad de 1500 W.



Figura 17. Regulador de carga solar e inversor seleccionados.

2.8 Principales parámetros para el desarrollo del sistema fotovoltaico

Para el diseño del sistema fotovoltaico se hace importante el determinar las variables relevantes en las que se enfocará su uso en ocasiones posteriores, para ello se deben declarar aquellas hacia las que está guiado el sistema, dichas variables vienen determinadas por la finalidad de sus usos.

Como lo dice el título de este proyecto, está dirigido hacia la investigación en MPPT y calidad de la energía, es por ello que este apartado se dividirá en esas dos temáticas en especial.

2.8.1 En cuanto al MPPT

La ubicación del MPP en general no es conocida, pero se puede encontrar, ya sea de forma analítica o por algoritmos iterativos (Hill-Climbing y similares).

Los dos principales problemas de los módulos fotovoltaicos son su baja eficiencia de conversión de la energía del sol en potencia eléctrica (típicamente entre 9 y 16%) y que la cantidad de energía producida cambia continuamente en función de las condiciones atmosféricas.

El objetivo de los algoritmos MPPT es buscar el voltaje V_{MPP} o la corriente I_{MPP} en el cual se produzca la máxima transferencia potencia P_{MPP} bajo cierta radiación solar y temperatura determinadas, controlando el punto de operación con un convertidor estático. La conexión directa entre un módulo fotovoltaico y la carga lleva a un punto de trabajo dado por la intersección de las características I-V de cada uno de ellos. En general, este punto no coincide con el punto de potencia máxima del módulo, lo que conlleva a pérdidas conocidas como pérdidas de operación. Cabe mencionar que bajo condiciones de sombra parcial se pueden presentar varios máximos locales, pero solo se tiene un máximo global. Los métodos de MPPT se pueden clasificar de distintas maneras como, por ejemplo, si su implementación se puede hacer de forma digital o analógica, de acuerdo a su complejidad de implementación, su velocidad de convergencia, su estabilidad, etc.

Como se ve, a pesar de que haya diferentes métodos para calcular el punto de máxima potencia de los módulos fotovoltaicos, la mayoría tienen el común que necesitan dos parámetros fundamentales, los cuales son obviamente el voltaje y la corriente que entregan. En la figura 18 podemos ver a grosso modo un resumen de las diferentes técnicas usadas para la determinación del punto de máxima potencia en los paneles solares, allí se mencionan características básicas como el nivel de complejidad como se mencionó antes, las variables censadas y necesarias en cada caso, entre otras [11].

MPPT Technique	PV Array Dependent?	True MPPT?	Analog or Digital?	Periodic Tuning?	Convergence Speed	Implementation Complexity	Sensed Parameters
Hill-climbing/P&O	No	Yes	Both	No	Varies	Low	Voltage, Current
IncCond	No	Yes	Digital	No	Varies	Medium	Voltage, Current
Fractional V_{OC}	Yes	No	Both	Yes	Medium	Low	Voltage
Fractional I_{SC}	Yes	No	Both	Yes	Medium	Medium	Current
Fuzzy Logic Control	Yes	Yes	Digital	Yes	Fast	High	Varies
Neural Network	Yes	Yes	Digital	Yes	Fast	High	Varies
RCC	No	Yes	Analog	No	Fast	Low	Voltage, Current
Current Sweep	Yes	Yes	Digital	Yes	Slow	High	Voltage, Current
DC Link Capacitor Droop Control	No	No	Both	No	Medium	Low	Voltage
Load I or V Maximization	No	No	Analog	No	Fast	Low	Voltage, Current
dP/dV or dP/dI Feedback Control	No	Yes	Digital	No	Fast	Medium	Voltage, Current
Array Reconfiguration	Yes	No	Digital	Yes	Slow	High	Voltage, Current
Linear Current Control	Yes	No	Digital	Yes	Fast	Medium	Irradiance
I_{MPP} & V_{MPP} Computation	Yes	Yes	Digital	Yes	N/A	Medium	Irradiance, Temperature
State-based MPPT	Yes	Yes	Both	Yes	Fast	High	Voltage, Current
OCC MPPT	Yes	No	Both	Yes	Fast	Medium	Current
BFV	Yes	No	Both	Yes	N/A	Low	None
LRCM	Yes	No	Digital	No	N/A	High	Voltage, Current
Slide Control	No	Yes	Digital	No	Fast	Medium	Voltage, Current

Figura 18. Técnicas para hallar el MPP [12].

2.8.2 En cuanto a la calidad de la energía

Como se observó en la tabla 4 notamos que hay una columna que lleva como nombre “Magnitud de voltaje típica”, solo con analizar esos parámetros se puede deducir que la mayoría de los fenómenos que afectan la calidad de la energía están estrictamente relacionados con las afecciones que pueda tener la señal de voltaje, aunque los sistemas de acondicionamiento de potencia están basados mayormente en el mejoramiento de la calidad de este tipo de onda también hay ejemplos en los que la onda de corriente necesita ser adapta para entregar una mejor señal a los elementos que alimente.

Independientemente del tipo de señal que se desee analizar, también se debe tener en cuenta para este estudio la distorsión de la forma de onda, ya que ninguna señal, sea de corriente o de voltaje, se salva de una distorsión, es allí donde este parámetro también debe ser tenido en cuenta de gran manera.

3 DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE ADQUISICIÓN DE DATOS

Teniendo en cuenta lo que se determinó en el capítulo anterior las variables que son estrictamente relevantes son fundamentalmente el voltaje y la corriente, partiendo de esto se diseña un sistema de adquisición de datos que tiene como elemento fundamental la tarjeta de la National Instruments NI USB-6009 NI USB-6009 que en sus especificaciones se menciona que cuenta con 8 entradas análogas distribuidas desde ai0-ai7, las cuales soportan un voltaje máximo de 10 v.

3.1 Divisores de voltaje r1/r2 para sensado de voltaje:

Para el sensado de voltaje que genera la red u otro medio generador se usan los correspondientes divisores de voltaje R1/R2. Para el diseño de los divisores de voltaje se obtendrán valores de resistencias estándar de tal manera de no utilizar potenciómetros para ajustar el voltaje de salida y la corriente del divisor, ya que la tarjeta soporta una corriente de 1mA y la impedancia de la DAQ es de 144kΩ por ende la máxima corriente de entrada a la tarjeta está en el orden de los μA. Según en Colombia el voltaje de red empleado es de 110v en la Figura se muestra el circuito eléctrico del divisor de tensión [13].

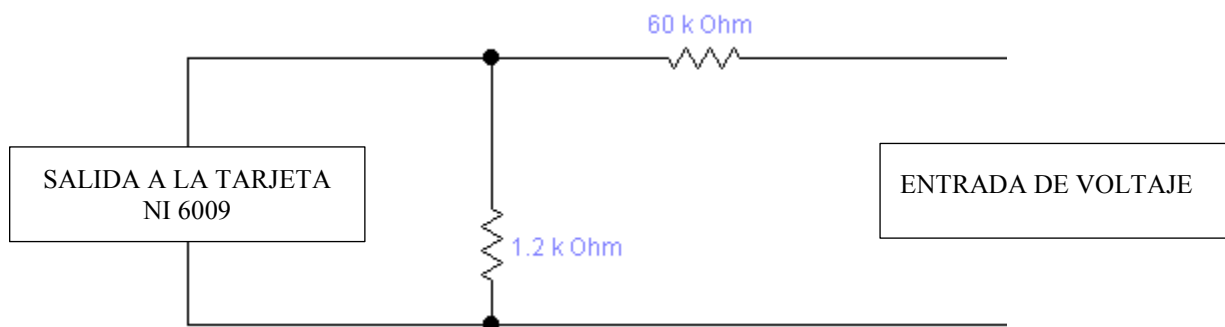


Figura 19. Circuito eléctrico del divisor de tensión.

Para éste cálculo se asume un valor alto de las resistencias R1 para que los divisores de voltaje no causen pérdidas al sistema obteniendo un correcto sensado de voltaje en el lado de la red.

$$R1 = 60K\Omega$$

$$R2 = 1,2K\Omega$$

Como la tarjeta **USB-6009** trabaja únicamente con voltajes desde 0V hasta 10V, el voltaje de salida (en las R1 y R2) de los divisores de voltaje será de 2.15V para una diferencia de potencial de 110v que alimente los divisores, este cálculo de las resistencias de los divisores.

$$V_{out} = \frac{1,2K\Omega * 110V}{61,2 K\Omega} = 2,15V$$

La corriente máxima que puede circular a través del divisor de voltaje es:

$$I_{M\acute{A}X} = \frac{2,15V}{1,2K\Omega} = 1,8 mA$$

Las potencias de las resistencias de los divisores son:

$$P_{R1} = (1,8 mA)^2 * (60K\Omega) = 0,194W$$

$$P_{R2} = (1,8 mA)^2 * (1,2K\Omega) = 3,88 mW$$

Entonces las potencias de las resistencias R1, R2, utilizadas serán de ¼ de vatio. Las pérdidas totales de los divisores de voltaje son de 0.198W. Aunque los divisores de tensión manejen corrientes bajas por facilidad del circuito impreso forman parte del sistema de potencia para su dimensionamiento. Las señales de sensado del voltaje de la red serán enviadas a la tarjeta **USB-6009**, directamente desde los divisores de tensión, en la figura se muestra el prototipo ya culminado [13].

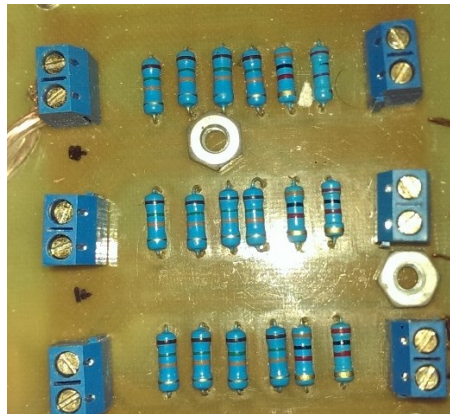


Figura 20. Divisor de tensión en físico.

3.2 Sensor de corriente

Descripción:



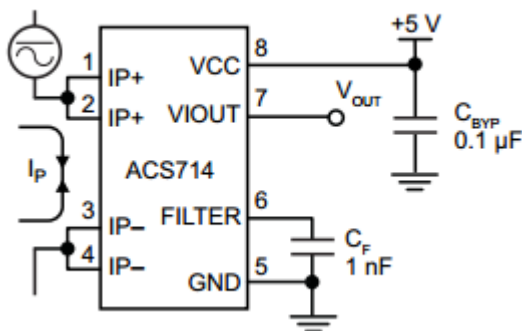
Figura 21. Sensor ACS714

El dispositivo consiste en un bajo desplazamiento, circuito Salón preciso, lineal con una trayectoria de conducción de cobre ubicado cerca de la superficie. La corriente fluye a través de la conducción de cobre ruta de acceso genera un campo magnético que la Salida de corriente se convierte en una tensión proporcional. Dispositivo de precisión, se optimiza a través de la proximidad de la señal magnética al transductor Hall.

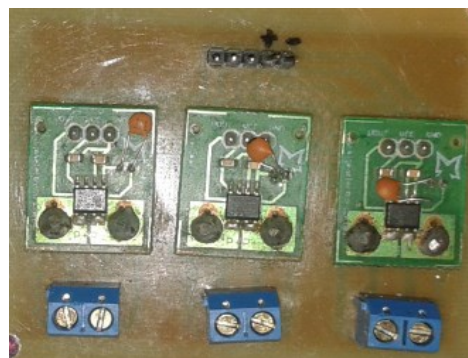
La salida del dispositivo tiene una pendiente positiva ($> V_{iout} (Q)$) cuando un aumento de los flujos de corriente a través del cobre primario camino de conducción (de las patas 1 y 2, a los pines 3 y 4), que es la ruta utilizada para el muestreo actual. La resistencia interna de este camino conductor es de 1,2 mW típica, proporcionando la energía baja pérdida. El espesor del conductor de cobre permite la supervivencia del dispositivo en un máximo de $5 \times$ condiciones de sobre corriente. Los terminales de la trayectoria conductora están aislados eléctricamente de lleva la señal (terminales 5 a 8). Esto permite que el ACS714 para ser utilizado en aplicaciones que requiere aislamiento eléctrico sin el uso de aisladores ópticos u otras técnicas de aislamiento costosas.

El ACS714 se suministra en una pequeña superficie Paquete SOIC8. El bastidor de conductores está chapado con 100% de estaño mate, que es compatible con los procesos convencionales de plomo (Pb) gratis placa de circuito impreso de montaje.

A nivel interno, el dispositivo está libre de plomo, con excepción de flip-chip de alta temperatura Pb-basada bolas de la soldadura. El dispositivo está totalmente calibrado, antes de salir de fábrica [13].



A)



B)

Figura 22. (A) El ACS714a Circuito eléctrico. (B) Circuito físico [13].

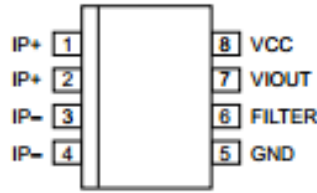


Figura 23. Diagrama de pines del sensor [13].

Características:

En la tabla 23 se muestra la distribución de pines con su respectiva descripción.

Numero	Nombre	Descripción
1 y 2	IP+	Terminales del sentido de la corriente
3 y 4	IP-	Terminales del sentido de la corriente
5	GND	Terminal de tierra de la señal
6	Filtro	Terminal para el condensador externo que establece el ancho de banda
7	VIOU	Señal de salida analógica
8	VCC	Dispositivo terminal de suministro de potencia

Tabla 23. Lista de terminales del sensor de corriente [13].

En resumen, las especificaciones del sistema son las siguientes el chip **ACS714** del cual se basa esta placa, es un estupendo sensor de corriente capaz de medir de forma lineal corrientes de hasta 30 Amperios en ambos sentidos (+30A y -30A). Produce en su salida una tensión lineal proporcional a la corriente que atraviesa sus pines de medición, lo cual es extremadamente útil para medir consumos o excesos de consumo en diversos proyectos como en robótica cuando se utilizan grandes motores DC, todo el circuito que necesite saber la corriente consumida por algún dispositivo.

La salida produce 66 mV por cada Amperio, centrado en 2.5 V, con un margen de error de 1.5%. La resistencia interna del sensor es de 1.2 mΩ por lo que el consumo generado por la medición es muy bajo. Puede funcionar desde -40°C a 150°C.

Chip Allegro ACS714

Alimentación: 4.5 - 5.5V

Rango de medición: -30A - +30A

Resolución: 0.066 V/A

3.3 Circuito de protección.

En la figura 24 se observa el circuito de protección contra voltajes superiores a 130 V y corrientes de 250 mA, ya que la tarjeta soporta una corriente de 1 mA, gracias al divisor de tensión y a la impedancia de entrada de la tarjeta la corriente de entrada está en el orden de los μA . El sensor de corriente está protegido con un fusible de 30 A.

El circuito está conformado por dos fusibles de 30 A por cada línea de entrada del sensor de corriente y la entrada del voltaje está en paralelo un varistor con una tensión máxima de 220 V y por cada línea un fusible de 0,25 A.



Figura 24. Circuito de protección.

4 DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE LA INTERFAZ GRÁFICA

Para el desarrollo de la interfaz gráfica se utiliza el software de programación LABVIEW, en él se procesará todos los datos obtenidos del hardware de adquisición, la interfaz está diseñada para medir las variables fundamentales propuestas anteriormente.

Para el desarrollo de la interfaz se dividen las entradas análogas de la tarjeta de la siguiente manera:

- 3 entradas en modo “referenciadas” para la adquisición de la corriente de cada uno de los elementos del sistema (paneles, regulador e inversor).
- 2 entradas en modo “diferenciales” para la adquisición del voltaje de cada uno de los elementos, pero en este caso al ser solo dos, se ve necesario el uso conmutado de una de ellas para suplir las 3 necesarias, esto debido a la falta de más entradas en la tarjeta de adquisición.

En la figura 25 se muestra el esquema básico con el que cuenta la interfaz desarrollada para la medición de las variables.



Figura 25. Esquema básico de la interfaz.

4.1 Acondicionamiento de la señal

Según el catálogo de la tarjeta, la categoría de medición que apta para la NI 6009 es la I, así que solo acepta mediciones realizadas en circuitos que no estén conectados directamente al sistema de distribución eléctrica, ya que las intensidades y las tensiones serán altas y podrían dañar la tarjeta, es por eso que con los circuitos anteriormente dichos se condicionó la señal para análisis en la interfaz.

4.1.1 Escalonamiento de la señal de voltaje y de corriente

Para el aprovechamiento de la interfaz hacemos uso de las herramientas matemáticas llamadas “escalonamiento” y “des escalonamiento”, las cuales a la hora de procesar las señales en LABVIEW nos servirán para darnos un análisis más acertado, todo esto es debido a que las señales que recibe la tarjeta son de amplitudes “bajas” es por ello que la herramienta nos permitirá verlas de manera más real, de esta manera se hará que la medida sea la correcta y no afecte la evaluación de la señal y sus valores RMS de voltaje y corriente.

✓ Escalonamiento de la señal de corriente

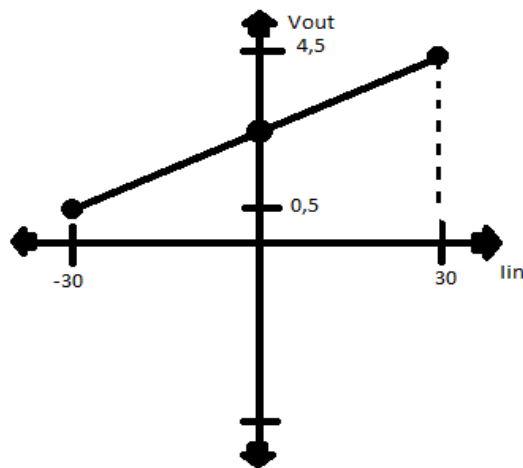


Figura 26. Señal de corriente dispuesta para el escalonamiento [13].

$$V_{OUT} - 2,5 = m(I_{in} - 0)$$

$$V_{OUT} = m(I_{in}) + 2,5$$

$$m = \frac{(4,5 - 2,5)}{30} = \frac{1}{15}$$

$$V_{OUT} = \frac{1}{15}(I_{in}) + 2,5$$

Des escalonamiento

$$(I_{in}) = 15(V_{OUT}) - 2,5$$

✓ Escalonamiento de la señal de voltaje

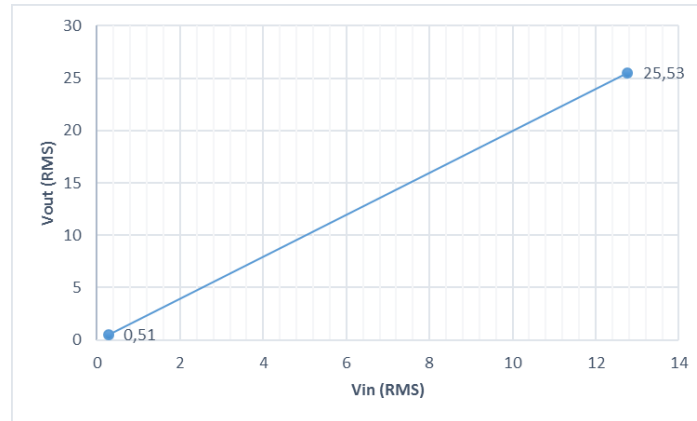


Figura 27. Señal de voltaje dispuesta para el escalonamiento.

$$V_{out} - 0 = m(V_{in} - 0)$$

$$m = \frac{0,51 - 0,27}{25,53 - 12,77} = \frac{6}{319} = 0,0188$$

$$V_{out} = \frac{6}{319}(V_{in})$$

Des escalonamiento

$$V_{in} = \frac{319}{6}(V_{out})$$

$$V_{in} = 53,16(V_{out})$$

A pesar de los valores obtenidos en este proceso, fue necesario hacer un ajuste en cada uno de ellos para que las señales fueran lo más adecuadas para su medición, obteniendo como resultado un esquema como el mostrado en la figura 28.

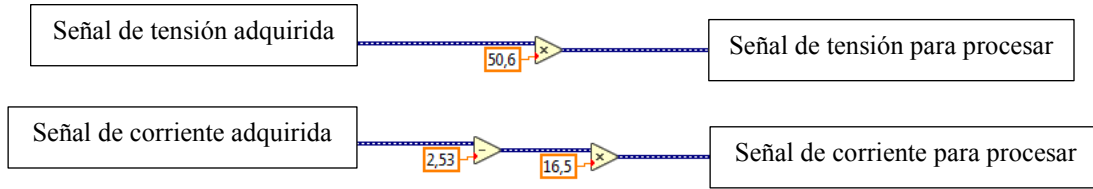


Figura 28. Esquema básico de las señales escalonadas.

4.2 Desarrollo de la interfaz

La interfaz en su panel de control principal consta de 3 pestañas como se puede ver en la figura de la 28 a la 30, una para cada elemento del sistema autónomo del cual es estudio este trabajo; inversor, regulador y paneles, respectivamente, cada una de las pestañas cuenta con los elementos mencionados anteriormente en la figura 25.

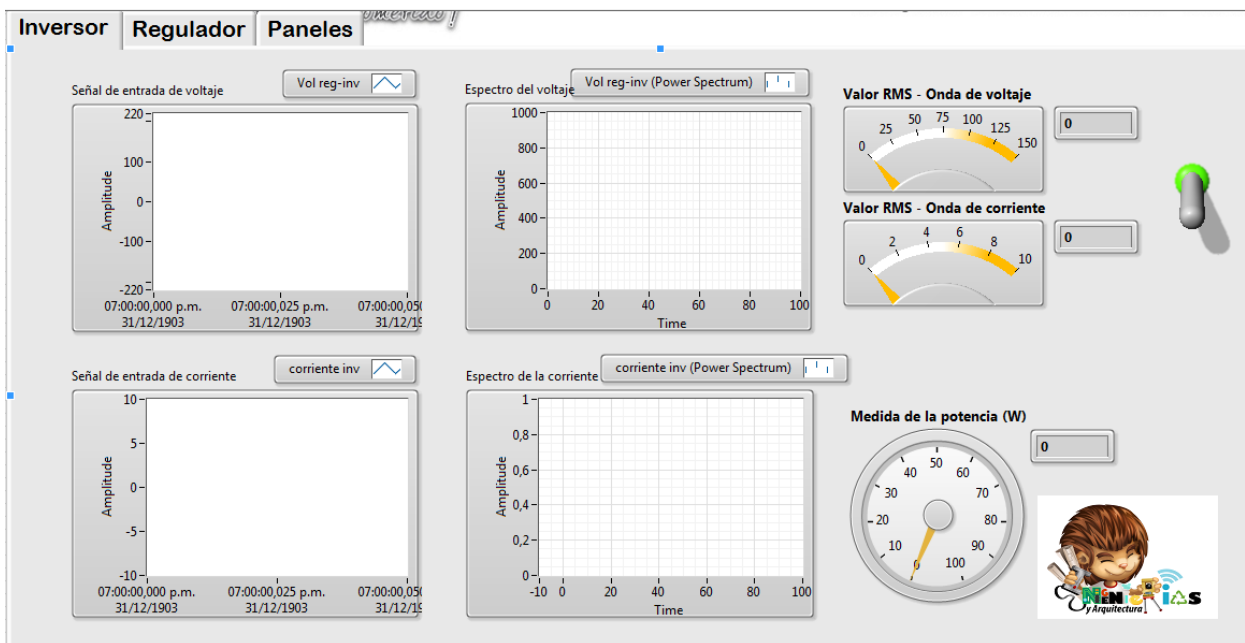


Figura 29. Pestaña dispuesta para análisis del inversor.

Como se puede observar en la figura, existe un interruptor, es este el que hace posible el switcheo mencionada al principio de este capítulo, de esta manera la señal de voltaje del inversor conmuta con la del regulador.

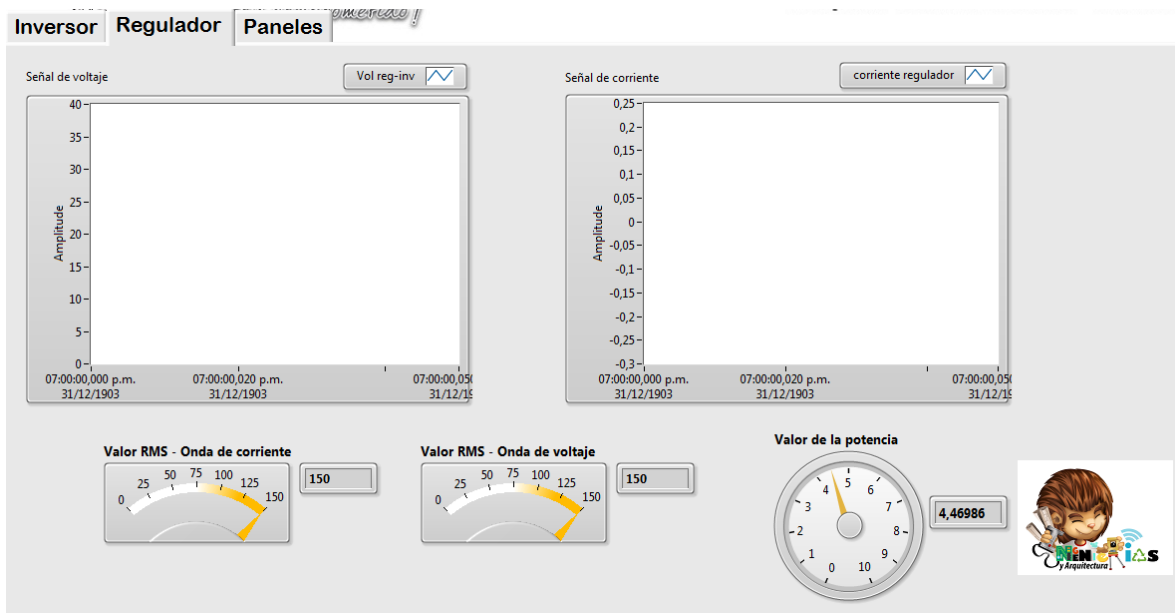


Figura 30. Pestaña dispuesta para análisis del regulador.

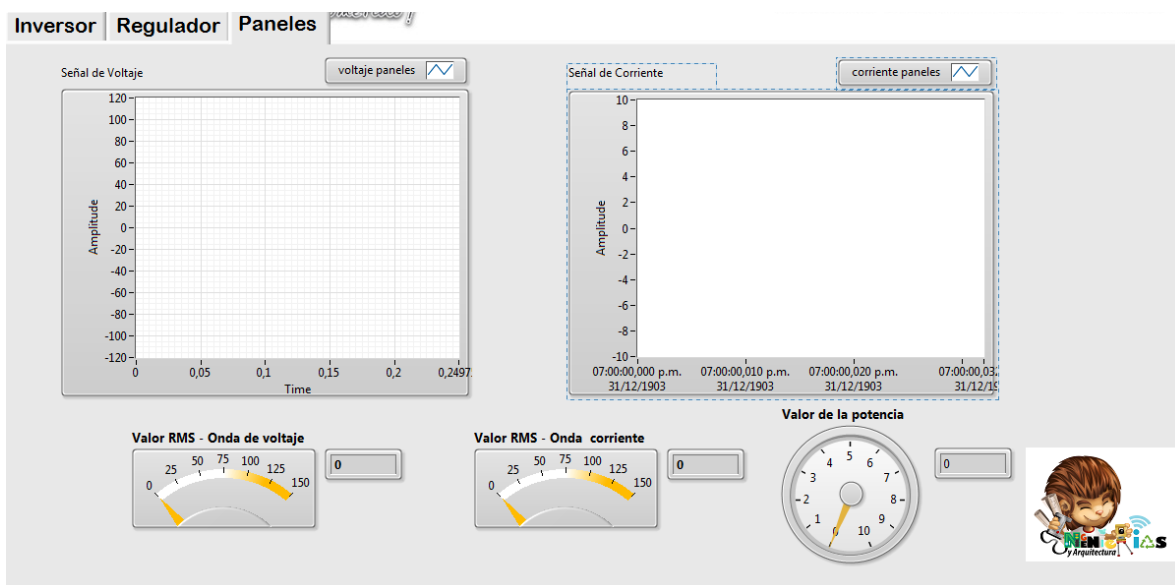


Figura 31. Pestaña dispuesta para análisis de los paneles solares.

4.3 Desarrollo del programa

Como eje principal para el análisis de las señales adquiridas, se usa el bloque “DAQ Assistant”, el cual nos permite organizar nuestras señales dependiendo de los puertos que designemos para cada una de ellas en la tarjeta de adquisición, seguido de esto el bloque “Select signals”, se encargará de escoger la señal proveniente del DAQ que vamos a utilizar, dejándonos como fase final el procesamiento de la señal, a grosso modo el esquema fundamental sería el siguiente:

DAQ Assistant → Select Signals → Procesamiento (valores RMS, potencia, espectros, etc).

En la figura 32 podemos ver el diagrama de bloques de la parte concerniente al análisis de las señales de los paneles solares, en cual podemos ver de mejor manera los escrito anteriormente.

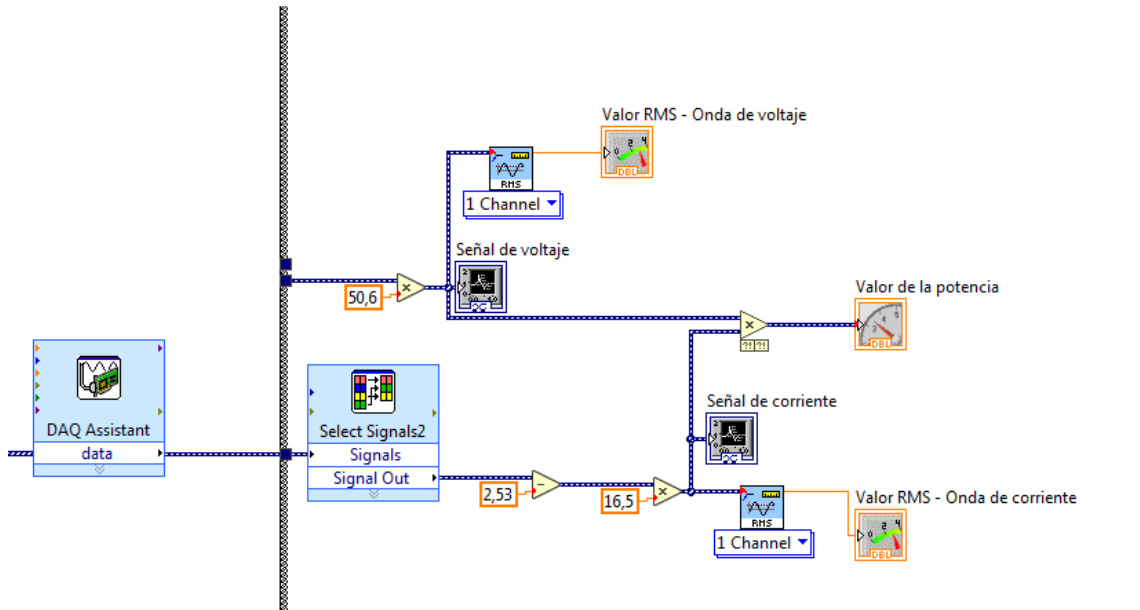


Figura 32. Diagrama de bloques para el análisis de los paneles solares.

5 PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO

5.1 Esquema

El desarrollo del proyecto se lleva a cabo teniendo en cuenta la teoría vista y con base en el diagrama mostrado en la figura 33. En este diagrama se pueden observar los elementos destacables que se obtuvieron en el desarrollo del método (número de paneles, número de baterías, potencia consumida por la carga, entre otros) y su línea de conexión.

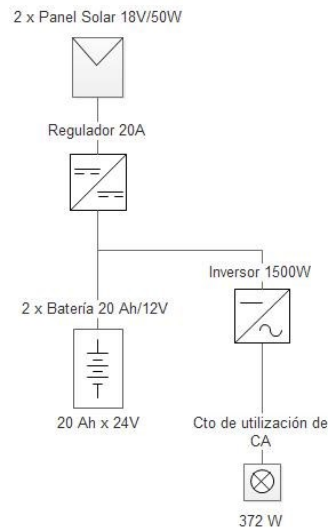


Figura 33. Esquema unifilar de los elementos utilizados.

5.2 Conexiones

El módulo para el análisis de las variables relevantes del sistema fotovoltaico se instaló en el cubículo de investigación de sistemas alternativos ubicado en el 3º piso del edificio Simón Bolívar de la Universidad de Pamplona, en el están acoplados los 3 circuitos (figura 34) ya mencionados anteriormente, los elementos necesarios para el desarrollo del proyecto fueron los siguientes:



Figura 34. Módulo para el desarrollo de las mediciones.

- Sistema de adquisición de datos: Provisto con los circuitos mencionados anteriormente.
- Software en computador con LABVIEW: con la interfaz desarrollada y ya analizada.
- Reguladores de carga e inversor: Especificados en los apartados de dimensionamiento.

Las disposiciones de entradas para cada uno de los circuitos se ven en las figuras de la 35 a la 37.

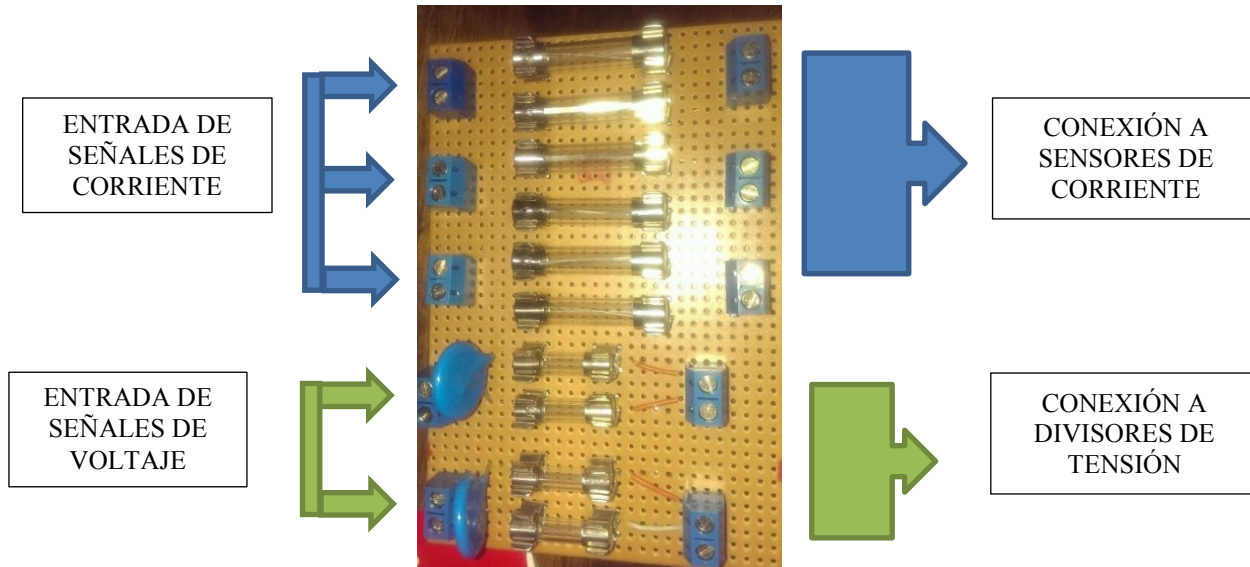


Figura 35. Conexiones del circuito de protección.

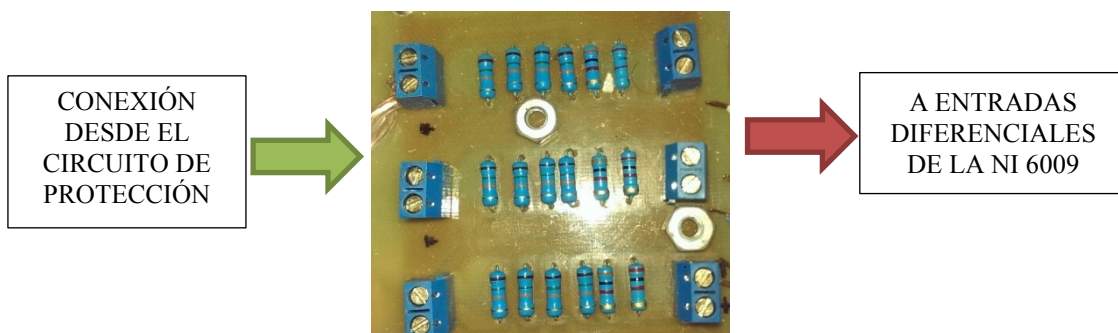


Figura 36. Conexiones del divisor de voltaje.

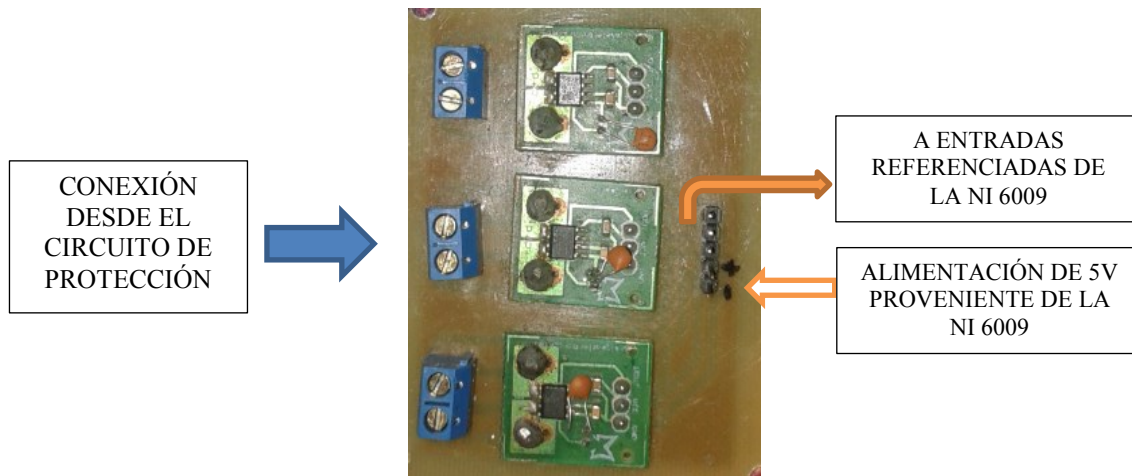


Figura 37. Conexiones del sensor de corriente.

5.3 Pruebas del sistema

Las pruebas que se realizaron fueron las siguientes:

- Medida de voltaje y corriente proveniente del inversor.
- Medida de voltaje y corriente proveniente del regulador de carga.
- Medida de voltaje y corriente proveniente de los paneles solares.

5.3.1 En el inversor

Como ya se había mencionado antes los detalles con los que cuenta la pestaña de mediciones aparte de la medida de corriente y voltaje son las de sus espectros.

En la figura 38 se nota que tanto la señal de corriente como la de voltaje presentan perturbaciones en su forma de onda, por otro lado, también podemos observar los espectros que está mostrando cada señal, las mediciones de los valores RMS de cada una de las señales adquiridas son los adecuadas, llevando a una buena determinación de los valores de potencia adquiridos.

Los medidores van de acuerdo a los valores mostrados en los display y el switch de conmutación muestra adecuadamente la señal para la cual fue activado.

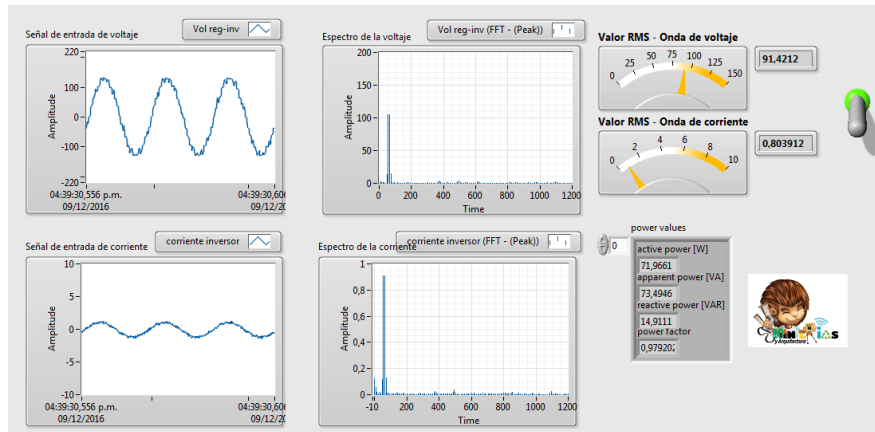


Figura 38. Adquisición de señales para el inversor.

5.3.1.1 Evidencia

En la figura 39 se puede observar el sistema de adquisición de datos puesto en operación, en el cual se pueden corroborar los datos obtenidos por la interfaz.

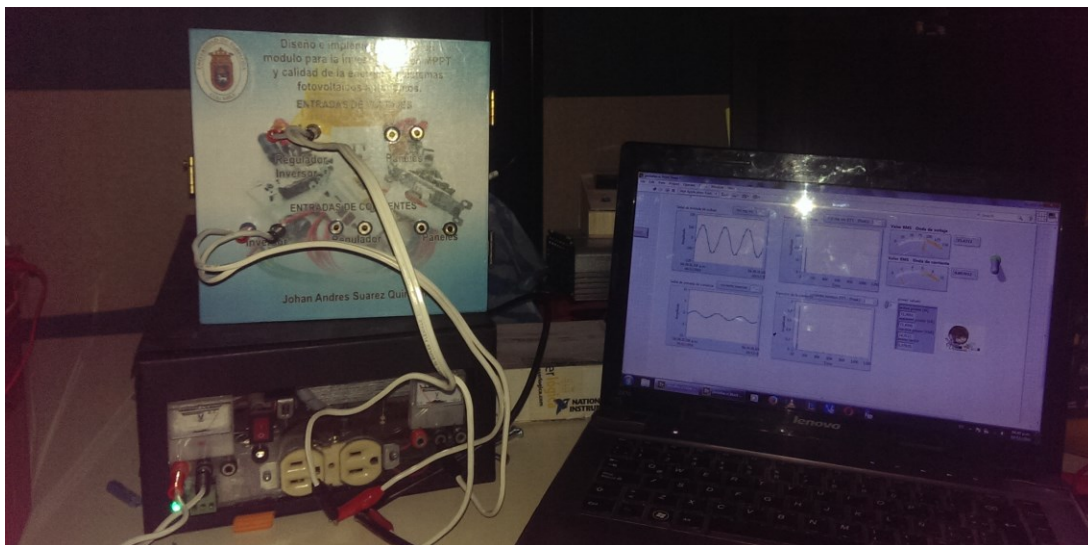


Figura 39. Medición de las variables relevantes en el inversor.

5.3.2 En el regulador

En cuanto al regulador tenemos que para este caso también funcionó el switch, adquiriendo de forma correcta la señal proveniente del regulador de carga, los medidores funcionan de manera correcta al igual que con la pestaña del inversor en este caso se hace bastante notable el ruido presente en la forma de onda de la señal de corriente

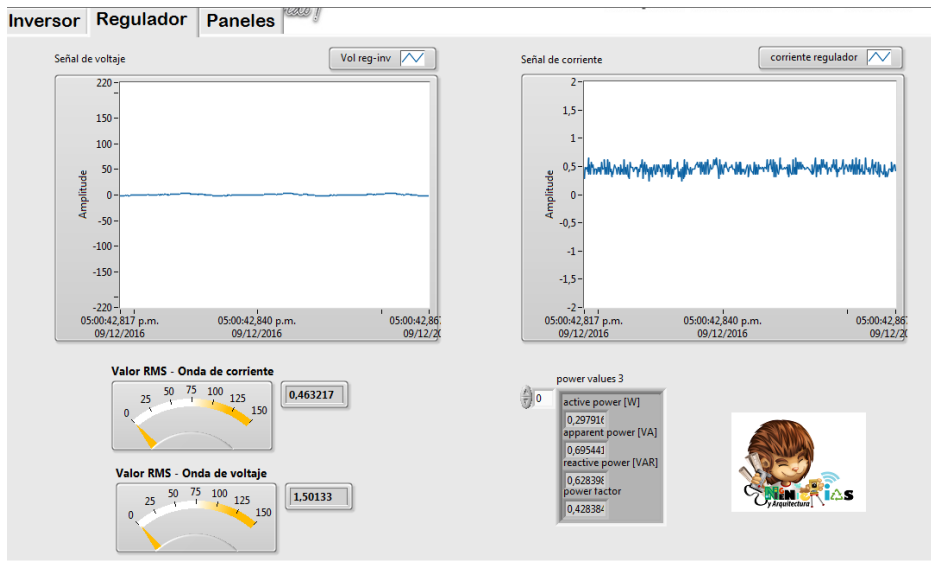


Figura 40. Adquisición de señales para el regulador.

5.3.2.1 Evidencia

En la figura 41 se puede observar y corroborar la medición de las variables relevantes en el regulador, en este caso se recuerda que para esta medición se hace uso de las mismas salidas del módulo para la medición del voltaje en el inversor, pero teniendo en cuenta que se debe accionar el switch en la interfaz.

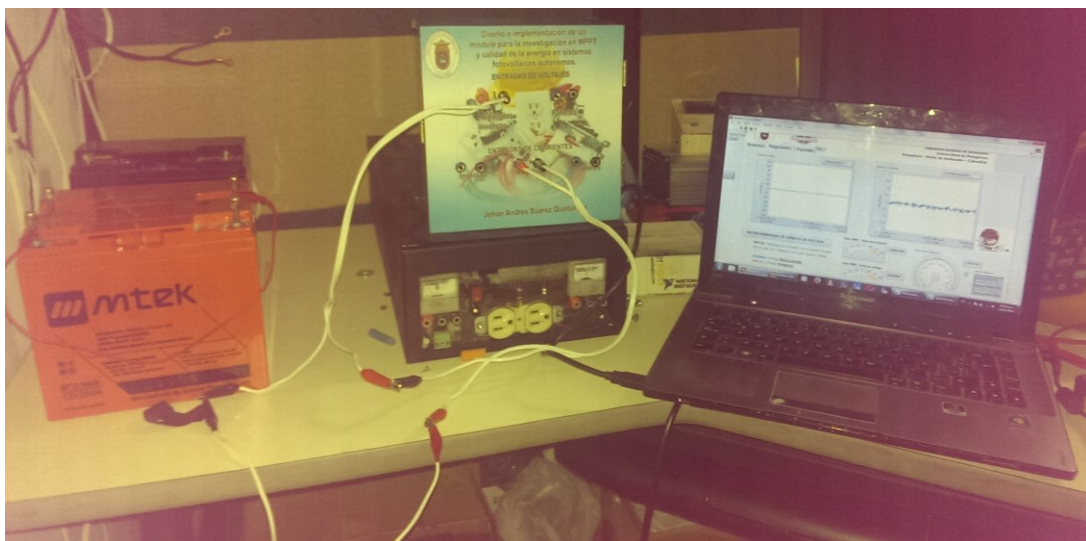


Figura 41. Medición de las variables relevantes en el regulador.

5.3.3 En los paneles

A pesar de que las señales provenientes tanto del regulador como de los paneles solares son de carácter de DC, es notable de que se presenta una distorsión de la forma de onda bastante grande, los valores RMS que muestran los display son los correspondientes a los arrojados por los paneles.

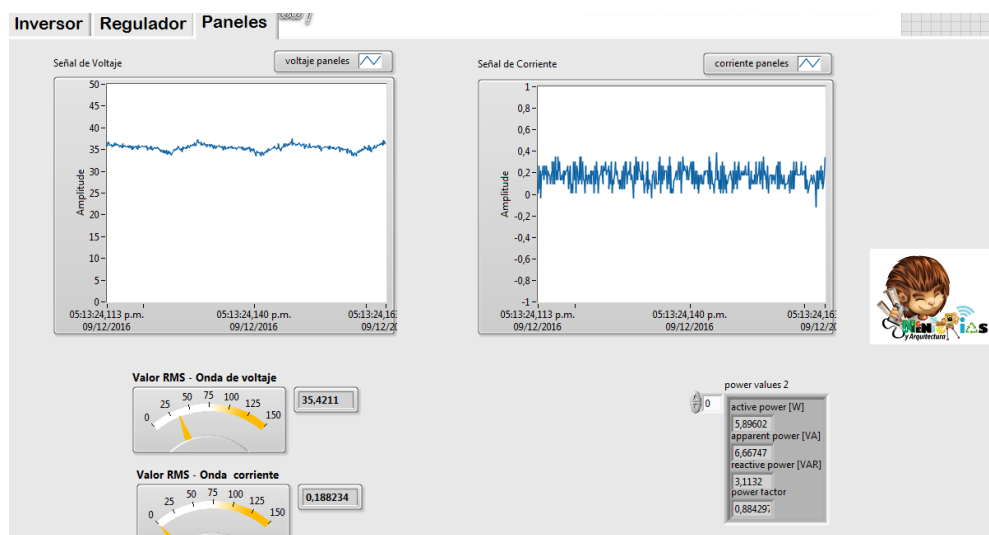


Figura 42. Adquisición de señales para los paneles.

Dentro de las pruebas realizadas para cada uno de los componentes del sistema fotovoltaico se pudo observar que manejan un buen funcionamiento las 3 pestañas y en programa diseñado en sí, al igual que el software fue evidenciado el buen funcionamiento del hardware previsto para las pruebas.

5.3.3.1 Evidencia

En la figura 43 se puede corroborar el desarrollo de las medidas de acuerdo a lo que arrojaba la interfaz, en este caso notamos en gran ruido que se genera para la onda de corriente.

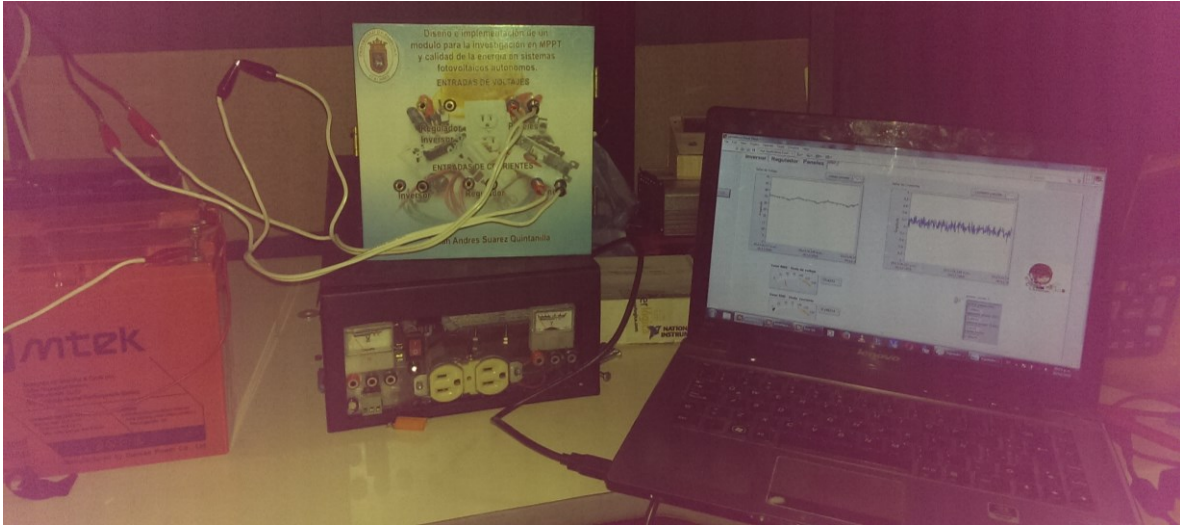


Figura 43. Medición de las variables relevantes en los paneles.

5.4 Vista del funcionamiento del sistema

En la figura 44 se puede observar el funcionamiento final del sistema, en este caso se probó alimentar una lámpara incandescente de 22 W, mostrando así que el sistema funciona de manera adecuada

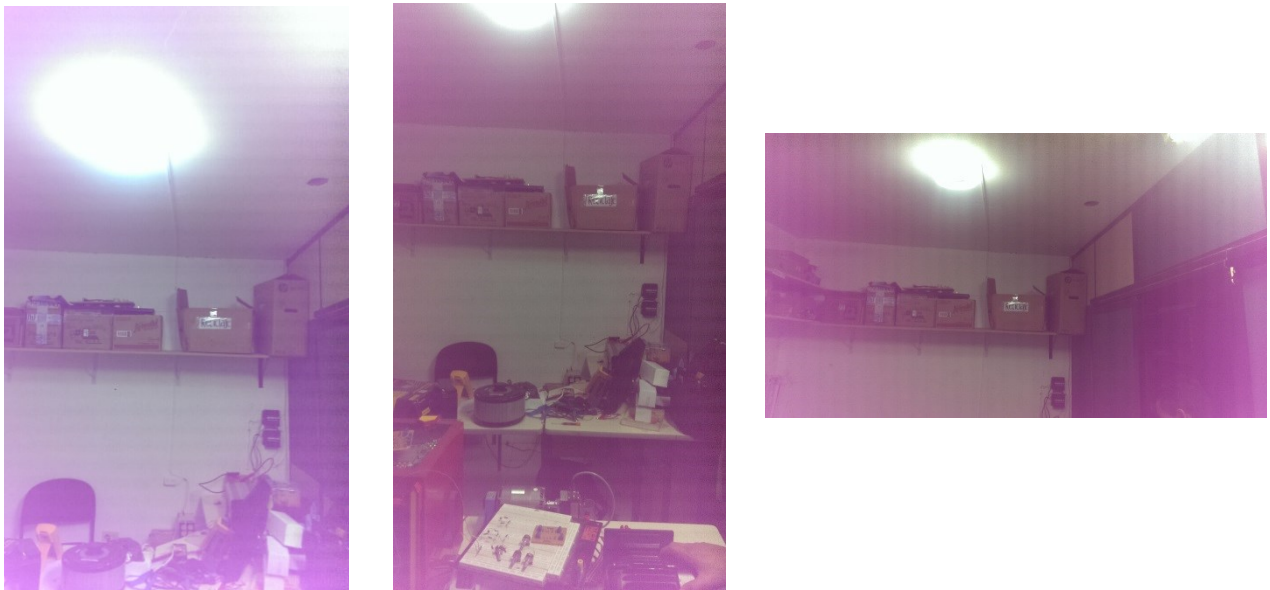


Figura 44. Prueba de funcionamiento final del sistema.

6 CONCLUSIONES

- ~ El método escogido para el diseño del sistema fotovoltaico resultó en gran medida acorde a todas las necesidades que se querían suplir con el proyecto ya que recopila toda la información necesaria para su desarrollo de manera coherente.
- ~ En el diseño del sistema se es necesario trabajar con los valores los más reales posibles, o al menos los más cercanos, ya que por algo que no se tenga en cuenta se pueden volver tediosos los cálculos, y notarse que en ocasiones los equipos seleccionados parezcan no cumplir las especificaciones que requiere el sistema, todo esto incluso puede arraigar una pérdida económica innecesaria.
- ~ En cuanto al sistema de adquisición de datos se puede hacer notar el hecho de la importancia de circuitos tan sencillos como el de un divisor de voltaje o un simple circuito de protecciones diseñado con base en fusibles, todo para proteger una tarjeta de adquisición bastante buena, y que, debido a su coste inicial de adquisición, sea obligatorio recurrir a este tipo de circuitos.
- ~ La tarjeta de adquisición muestra ventajas con respecto a la facilidad de uso cuando la interfaz se encuentra completa, pero como se ve en la adquisición de señales, es notable el ruido que presentan, puede ser que parte de ese ruido y de la distorsión de onda generada por cada una de las señales sea debido a la tarjeta en sí, ya que en ocasiones cuando se querían realizar las pruebas, la tarjeta presentaba parte de ese ruido sin estar conectada a ninguno de los elementos del sistema.
- ~ En el caso de que el sistema fotovoltaico fuera un poco más robusto, la tarjeta de adquisición pasaría a un segundo plano debido a sus limitadas entradas analógicas, pero teniendo en cuenta que el sistema es relativamente “nuevo” para la universidad, crea unas bases lo bastante buenas para a futuro poder vincular de manera correcta mejores aparatos.

7 REFERENCIAS

- [1 I. C. Martínez, «www.cubasolar.cu,» Mayo 2007. [En línea]. Available:
] <http://www.cubasolar.cu/biblioteca/Energia/Energia31/HTML/articulo02.htm>. [Último acceso: Octubre 2016].
- [2 A. Castejón Oliva y G. Santamaría Herrans, Instalaciones solares fotovoltaicas, Madrid: Editex S. A.,
] 2010.
- [3 C. Díaz, Componentes de una instalación solar fotovoltaica, España: Mac Graw-Hill, 2010.
]
- [4 M. Á. Sanchez, Calidad de la energía eléctrica, Puebla, 2009.
]
- [5 ENERGIE, «ENERGIE,» Noviembre 2014. [En línea]. Available: [www.energie.ws/datos-radiacion-solar-](http://www.energie.ws/datos-radiacion-solar-colombia-atla)
] [colombia-atla](http://www.energie.ws/datos-radiacion-solar-colombia-atla). [Último acceso: Septiembre 2016].
- [6 M. A. Abella, Dimensionado de sistemas fotovoltaicos, Madrid: CIEMAT, 2010.
]
- [7 AROS, «AROS SOLAR TECHNOLOGY,» 2015. [En línea]. Available: [http://www.aros-solar.com/es/la-](http://www.aros-solar.com/es/la-importancia-del-mppt-maximum-power-point-tracker)
] [importancia-del-mppt-maximum-power-point-tracker](http://www.aros-solar.com/es/la-importancia-del-mppt-maximum-power-point-tracker). [Último acceso: Septiembre 2016].
- [8 SUCONEL, «www.suconel.com,» 2010. [En línea]. Available:
] [http://suconel.com.co/home2/suconelc/public_html/index.php?option=com_virtuemart&view=productdet](http://suconel.com.co/home2/suconelc/public_html/index.php?option=com_virtuemart&view=productdetails&virtuemart_product_id=6860750&virtuemart_category_id=83)
] [ails&virtuemart_product_id=6860750&virtuemart_category_id=83](http://suconel.com.co/home2/suconelc/public_html/index.php?option=com_virtuemart&view=productdetails&virtuemart_product_id=6860750&virtuemart_category_id=83). [Último acceso: 2010 Octubre].
- [9 X-LIN, «DC-AC Phillipines,» 2013. [En línea]. Available: <http://dc-ac-phil.weebly.com/>. [Último acceso:
] Septiembre 2016].
- [1 MTEK, «www.mtek-sa.com,» 2013. [En línea]. Available: [http://mtek-](http://mtek-0.com/mtek/Catalogo/tabid/64/orderby/name/CatID/13/currentpage/2/Default.aspx)
] [sa.com/mtek/Catalogo/tabid/64/orderby/name/CatID/13/currentpage/2/Default.aspx](http://mtek-0.com/mtek/Catalogo/tabid/64/orderby/name/CatID/13/currentpage/2/Default.aspx). [Último acceso:
] Noviembre 2106].
- [1 P. I. Alarcón Telechea, REVISIÓN Y COMPARACIÓN DE LOS PRINCIPALES MÉTODOS MPPT
1] PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS, Valparaiso - Chile, 2015.
- [1 P. I. Telechea Alarcón, «www.academia.edu,» 2010. [En línea]. Available:
2] https://www.academia.edu/10794155/Tipos_de_MPPT?auto=download. [Último acceso: Noviembre
] 2016].
- [1 J. L. Contreras, DISEÑO DE UN SISTEMA DE ADQUISICION DE DATOS PARA LA EVALUACION
3] DE LA CALIDAD DE LA ENERGIA, Pamplona, 2013.