

**CARACTERIZACIÓN DE LA POTENCIA PREDOMINANTE DE UN SISTEMA
FOTOVOLTAICO AUTÓNOMO DE BAJA ESCALA**



**Universidad
del Cauca**

FREDDY VILLAMIZAR

JOSE VIVAS

UNIVERSIDAD DEL CAUCA

FACULTAD DE CIENCIAS NATURALES, EXACTAS Y DE LA EDUCACIÓN

INGENIERÍA FÍSICA

POPAYÁN

2015

**CARACTERIZACIÓN DE LA POTENCIA PREDOMINANTE DE UN SISTEMA
FOTOVOLTAICO AUTÓNOMO DE BAJA ESCALA**

FREDDY VILLAMIZAR

JOSE VIVAS

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de Ingeniero
Físico**

Director

Mg. Wayner Rivera

UNIVERSIDAD DEL CAUCA

FACULTAD DE CIENCIAS NATURALES, EXACTAS Y DE LA EDUCACIÓN

INGENIERÍA FÍSICA

POPAYÁN

2015

Nota de aceptación:

Mg. Wayner Rivera

Director

Mg. Jorge Washington Coronel García

Jurado

Dr. Wilfrand Pérez

Jurado

Fecha de Sustentación:

Popayán, 15/01/2015.

<< **Reconociendo** que los cambios del clima de la Tierra y sus efectos adversos son una preocupación común de toda la humanidad.

Preocupadas porque las actividades humanas han ido aumentando sustancialmente las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera, y porque ese aumento intensifica el efecto invernadero natural, lo cual dará como resultado, en promedio, un calentamiento adicional de la superficie y la atmósfera de la Tierra y puede afectar adversamente a los ecosistemas naturales y a la humanidad.”

.....
Decididas a proteger el sistema climático para las generaciones presentes y futuras.

Han convenido en lo siguiente:

.....>>

Tratado de Kioto “Convención Marco de las Naciones Unidas Sobre el Cambio Climático” de 1992

CONTENIDO

1.	INTRODUCCIÓN	12
2.	ANTECEDENTES	14
2.1	PANORAMA MUNDIAL DE USO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	14
2.2	PANORAMA NACIONAL DE USO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	16
2.2.1	RECURSOS ENERGÉTICOS EN COLOMBIA	18
3.	MARCO TEÓRICO	21
3.1	LA ENERGÍA DEL SOL.....	21
3.1.1	CONSTANTE DE RADIACIÓN SOLAR.....	22
3.1.2	NATURALEZA DE LA RADIACIÓN SOLAR.....	23
3.1.3	MOVIMIENTO TIERRA-SOL	25
3.1.4	POSICIÓN DEL SOL EN COORDENADAS POLARES	27
3.1.5	ORIENTACIÓN DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO	29
3.2	EL EFECTO FOTOVOLTAICO	35
3.2.1	GENERADOR FOTOVOLTAICO.....	37
3.3	TIPOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	41
3.3.1	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTÓNOMOS.	41
3.3.2	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INTERCONECTADOS A LA RED	49
4.	DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	52
4.1	CONDICIONES DE USO.	52
4.1.1	OBTENCIÓN DEL CONSUMO	52
4.1.2	DATOS CLIMATOLÓGICOS	53
4.1.3	HORAS SOLARES PICO.....	53
4.1.4	DÍAS DE AUTONOMÍA.....	56
4.2	DIMENSIONAMIENTO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO AUTÓNOMO	57
4.2.1	CÁLCULO DE LA POTENCIA MAXIMA (perfil de carga)	57
4.2.2	CALCULO DEL CONSUMO MAXIMO.....	58
4.2.3	CÁLCULO DEL NÚMERO DE PANELES.	60
4.2.4	CÁLCULO DE LA CAPACIDAD DEL BANCO DE BATERÍAS.	61
5.	CARACTERIZACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	63
5.1	CARACTERÍSTICAS DE LAS CELDAS SOLARES	63
5.1.1	CORRIENTE DE ILUMINACIÓN (I_{ph}).....	64

5.1.2	CORRIENTE DE OSCURIDAD ($I_D(V)$)	64
5.2	CURVAS CARACTERÍSTICAS $I - V$ DE ILUMINACIÓN REAL	65
5.3	CIRCUITO EQUIVALENTE DE LA CELDA SOLAR IDEAL	65
5.4	CIRCUITO EQUIVALENTE DE LA CELDA SOLAR REAL	66
5.5	VALORES CARACTERÍSTICOS DE UNA CELDA:	67
5.5.1	VOLTAJE DE CIRCUITO ABIERTO V_{OC}	67
5.5.2	CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO I_{SC}	68
5.5.3	PUNTO MÁXIMO DE POTENCIA (P_{MP}) (PM)	68
5.5.4	FACTOR DE FORMA (FF).....	69
5.5.5	EFICIENCIA DE CONVERSION O RENDIMIENTO.....	69
5.5.6	TEMPERATURA DE OPERACIÓN NOMINAL DE LA CÉLULA (TONC)	70
5.6	POTENCIA PREDOMINANTE	70
5.7	CARACTERÍSTICAS MÓDULOS SOLARES	72
5.8	FACTORES QUE AFECTAN EL RENDIMIENTO DEL SISTEMA SOLAR.....	72
5.9	INTEGRACIÓN DEL MÓDULO CON CARGA	73
6	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE MEDIDA.....	75
6.1	CARGA CAPACITIVA.....	75
6.2	CIRCUITO ELECTRÓNICO.....	78
6.3	SENSORES.....	80
6.3.1	CORRIENTE CLSA2CD.....	80
6.3.2	SENSOR DE TEMPERATURA DS1820.....	82
6.4	HARDWARE Y SOFTWARE DE LAS TARJETAS ARDUINO.....	83
6.4.1	COMO OBTENER LAS MEDIDAS	86
7	RESULTADOS.....	87
7.1	MÓDULOS SOLARES.....	87
7.2	SELECCIÓN REGULADOR DE CARGA	88
7.3	ELECCIÓN DE BATERÍA.....	89
7.4	ELECCIÓN DEL INVERSOR.....	90
7.5	CÁLCULO DE LA ENERGÍA GENERADA POR LOS PANELES.	91
7.6	CÁLCULO DE LA POTENCIA MÁXIMA DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	92
7.7	ESTIMACIÓN DE LAS PÉRDIDAS TOTALES DE LA INSTALACIÓN.....	93

7.8	INSTALACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	94
7.9	MEDICIONES MANUALES	96
7.10	MEDIDAS OBTENIDAS POR EL OSCILOSCOPIO	98
7.11	MEDIDAS OBTENIDAS POR EL DISPOSITIVO PORTÁTIL.....	100
8	CONCLUSIONES	111
9	TRABAJOS FUTUROS.....	113
10	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	114

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Energía consumida anualmente en EEUU Webber Energy Group [2]	14
Figura 2 Energía consumida anualmente en EEUU por fuentes renovables Webber Energy Group[2].....	15
Figura 3 Diagrama de las diversas fuentes de energía y el sector donde se aplica [3]	16
Figura 4 Radiación solar en Popayán [6]	20
Figura 5 Flujo radiante [7]	22
Figura 6 Espectro radiante [7]	23
Figura 7 Componentes de la radiación solar [7].....	24
Figura 8 Movimiento de la tierra [7].....	25
Figura 9 Posición de sol [7]	28
Figura 10 Angulo de incidencia [7]	29
Figura 11 Angulo acimut α y de inclinación β de un módulo fotovoltaico. [8].....	30
Figura 12 Variación anual del Angulo cenital [8]	31
Figura 13 Superficie normal de radiación al medio día. A) invierno. B) equinoccios. C) verano [8].....	32
Figura 14 Superficie situada en el hemisferio norte [8]	33
Figura 15 Sombras en Sistema fotovoltaico [8].....	35
Figura 16 Diagrama de bandas que ilustra el concepto de banda prohibida de energía en una unión p-n. [8]	36
Figura 17 Movimiento de los electrones y huecos en sentidos opuestos en una unión p-n. [8]	37
Figura 18 Panel solar Monocristalino	38
Figura 19 Panel solar Policristalino	38
Figura 20 Símbolo de la celda o panel solar	39
Figura 21 Módulos solares conectados en paralelo	40
Figura 22 Módulos solares conectados en serie	40
Figura 23 Módulos solares conectados en serie y paralelo.....	41
Figura 24 Esquema de un sistema fotovoltaico autónomo y sus constituyentes...	42

Figura 25 Diferentes tipos de baterías	44
Figura 26 Baterías monobloc	44
Figura 27 Baterías estacionarias herméticas	45
Figura 28 Baterías en paralelo y serie.....	47
Figura 29 Regulador de carga.....	48
Figura 30 Consumo típico residencia y cantidad de energía suplida por el sistema fotovoltaico interconectado a la red.....	50
Figura 31 Esquema tipo de un sistema fotovoltaico conectado a red	51
Figura 32 Distribución horaria de la irradiancia solar en un día sin nubes	53
Figura 33 Distribución horaria de la irradiancia solar en un caso real (1) y otro hipotético (2).....	54
Figura 34 Mapa radiación solar anual de Colombia [10]	55
Figura 35 Mapa mundial de radiación solar anual promedio [11].....	56
Figura 36 Principios funcionamiento celda solar	63
Figura 37 Valores de corriente y voltaje en los que funciona una celda.....	65
Figura 38 Circuito equivalente de la celda solar ideal	66
Figura 39 Circuito equivalente de la celda solar real.....	66
Figura 40 Curva IV con punto de máxima potencia.....	68
Figura 41 Curva IV y factor de forma	69
Figura 42 Parámetros de las curvas IV	70
Figura 43 Distribución temporal formada por dos únicos valores [13].....	71
Figura 44 Circuito eléctrico del dispositivo de caracterización de medidas.....	78
Figura 45 Circuito eléctrico del divisor de voltaje	79
Figura 46 Circuito eléctrico de conexión a la tarjeta ARDUINO	80
Figura 47 Curva característica del sensor de corriente	82
Figura 48 Curva característica del sensor de temperatura.....	82
Figura 49 Interfaz de ARDUINO en Labview.....	84
Figura 50 Diagrama de bloques en LABVIEW para la adquisición y tratamiento de variables.....	85
Figura 51 Interfaz visual en LABVIEW	85
Figura 52 Diagrama eléctrico de la instalación fotovoltaica.....	94

Figura 53 Fotografía del montaje de los paneles fotovoltaicos en el SENA Regional Cauca.....	95
Figura 54 Fotografía del montaje del sistema fotovoltaicos en el SENA Regional Cauca.....	96
Figura 55 Irradiación solar en Popayán obtenidos con los módulos solares.....	98
Figura 56 Radiación solar en Popayán estación meteorológica universidad del cauca.....	98
Figura 57 Graficas obtenidas por el osciloscopio RIGOL.....	99
Figura 58 Curvas de corriente y potencia obtenidas con el osciloscopio	100
Figura 59 Fotografía de la parte externa del dispositivo diseñado	101
Figura 60 Interior del sistema de valoración de módulos fotovoltaicos autónomo	102
Figura 61 Grafica de los sensores en LABVIEW.....	102
Figura 62 Curva IV obtenida por el sistema de Caracterización de módulos fotovoltaicos	103
Figura 63 Curva IV obtenida por el fabricante	104
Figura 64 Curvas IV obtenidas a distintas irradiancias.....	106
Figura 65 Efecto de la temperatura en las curvas IV.....	107
Figura 66 Curvas de Potencia	108

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Disponibilidad promedio energía solar	18
Tabla 2 Inclinaciones optimas en función del periodo de máxima captación. [8] ..	33
Tabla 3 Características del módulo solar	74
Tabla 4 Resumen de Características de la tarjeta ARDUINO UNO	83
Tabla 5 Parámetros eléctricos del módulo solar.....	88
Tabla 6 Parámetros eléctricos del regulador solar	89
Tabla 7 Parámetros eléctricos de la batería	90
Tabla 8 Parámetros eléctricos del inversor solar.....	91
Tabla 9 Datos obtenidos con el voltímetro UNI-T y el sensor digital de temperatura	97
Tabla 10 Datos obtenidos utilizando el osciloscopio comparados con el fabricante	100
Tabla 11 Valores obtenidos con el dispositivo diseñado a diferentes irradiancias	106
Tabla 12 Comparación de potencias suministradas por el modulo fotovoltaico ..	110

1. INTRODUCCIÓN

Cerca del 20 por ciento del consumo mundial de electricidad, en la actualidad, está provisto por métodos de energías renovables. Mientras países como Alemania, Estados Unidos, Dinamarca y España han hecho grandes inversiones y otorgan subsidios para el uso de energías renovables con el propósito de disminuir la dependencia de las fuentes fósiles, en Colombia solo se registran escasos ejemplos de utilización de estas energías. Entre las energías renovables más comunes encontramos la eólica, geotérmica y solar. Siendo esta última ventajosa en las zonas de alta insolación como las que tienen ubicación geográfica en la zona ecuatorial. Para un correcto diseño de métodos de transformación de energía solar en energía eléctrica, más conocidos como sistemas fotovoltaicos, es necesario tener en cuenta varios aspectos como la insolación en la región, tiempo promedio de radiación solar, geografía y porcentaje de pérdida de energía entre cada uno de los elementos del sistema fotovoltaico compuesto por los módulos fotovoltaicos, banco de baterías, inversor, control de carga y los dispositivos eléctricos alimentados por el sistema.

Para promover el uso de sistemas fotovoltaicos en nuestro medio es importante trabajar en métodos y sistemas de evaluación del potencial de este tipo de energía. En consecuencia con la anterior recomendación en este trabajo de grado se desarrolló un sistema experimental para caracterizar el rendimiento de un sistema fotovoltaico autónomo de baja escala en condiciones reales de operación, para estimar las pérdidas en cada uno de los componentes del ensamble fotovoltaico de modo que se pueda determinar la carga y la potencia óptima de trabajo. Para ello se diseñó e implementó un sistema electrónico que permite medir la variación de las curvas y los parámetros característicos del sistema fotovoltaico (SFV por sus siglas) tales como la curva de corriente versus voltaje (I vs V), el voltaje del circuito abierto (V_{oc}), la corriente de corto circuito (I_{sc}), el factor de forma (FF), la potencia máxima generada (P_M), y la potencia predominante (PP).

En el capítulo 1 se describe el uso de la energía solar fotovoltaica a nivel mundial y nacional. Se presenta una breve reseña de los recursos energéticos que tiene nuestro país indicando los tipos de sistemas fotovoltaicos que existen. En el capítulo 2 se presenta de manera general como es el diseño y dimensionamiento de los SFV, donde se ilustran las partes que lo constituyen, las normativas y la formas de instalarlos. En el capítulo 3 se muestran las características principales de los SFV, curvas $I - V$, potencia, perdidas en cada etapa y los diferentes factores que afectan su funcionamiento. En el capítulo 4 se describe el software y el hardware del sistema experimental diseñado e instalado en el desarrollo del proyecto para evaluar la potencia eléctrica del SFV, especificando las componentes, los sensores y el lenguaje de programación utilizados. En el capítulo 5 se describe detalladamente el funcionamiento y metodología utilizada para caracterizar y evaluar las propiedades del sistema fotovoltaico en condiciones reales de operación. En el capítulo 6 se muestran los resultados obtenidos con su respectivo análisis. Finalmente se presentan las conclusiones de este proyecto, acompañadas de sugerencias para trabajos futuros, que pueden contribuir al mejoramiento de los métodos de evaluación del rendimiento de los SFV lo que a su vez coadyuva al mejor diseño de las instalaciones fotovoltaicas.

2. ANTECEDENTES

2.1 PANORAMA MUNDIAL DE USO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Observando los distintos estudios realizados sobre el origen y uso de la energía podemos observar 3 etapas fundamentales como muestra la figura 1, que ayuda a entender el porqué del uso de ciertas energías con respecto a otras. El siguiente grafico muestra que la cantidad de energía consumida antes de 1880 proviene de la madera, aunque esta es “energía renovable”, la cantidad de energía que es aprovechada es mínima comparada con la cantidad de energía que produce el carbón que después de 1880 se convierte en la fuente de energía predominante hasta la segunda guerra mundial donde los combustibles fósiles surgen como fuente de energía predominante.

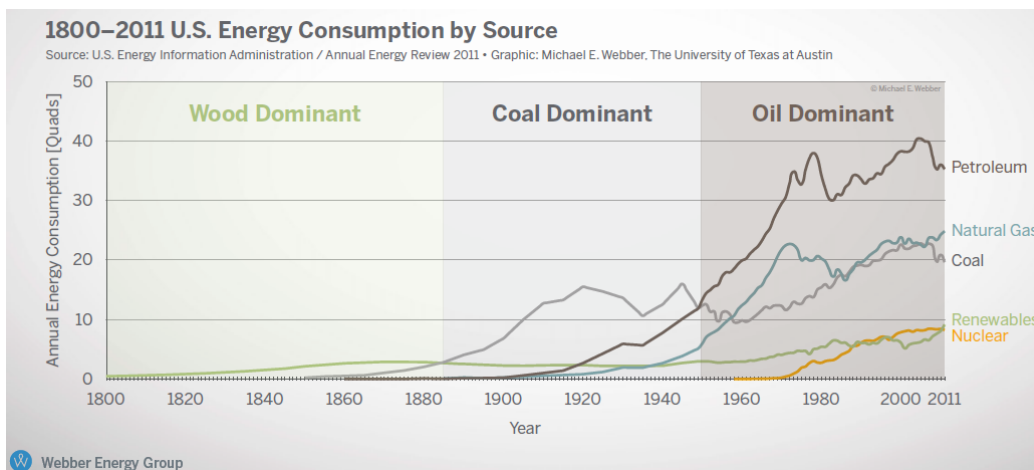


Figura 1 Energía consumida anualmente en EEUU Webber Energy Group [2]

Con respecto al uso de energías renovables como se ilustra en la figura 2, tenemos un gran predominante, las hidroeléctricas, seguidas por el uso de madera. Recientemente los biocombustibles y el viento han tenido un aumento considerable en el consumo de energía a nivel mundial y finalmente aparecen las energía fotovoltaica que no ha tenido un crecimiento tan notorio comparado con la energía consumida proveniente del viento y biocombustibles. Es considerada una de las energías que predominara en el futuro, pues su fuente de energía el sol, es capaz de producir una mayor cantidad de energía por metro cuadrado que las

otras energías renovables, teniendo en cuenta que el sol ha estado y estará hasta el fin de nuestros tiempos.[2]

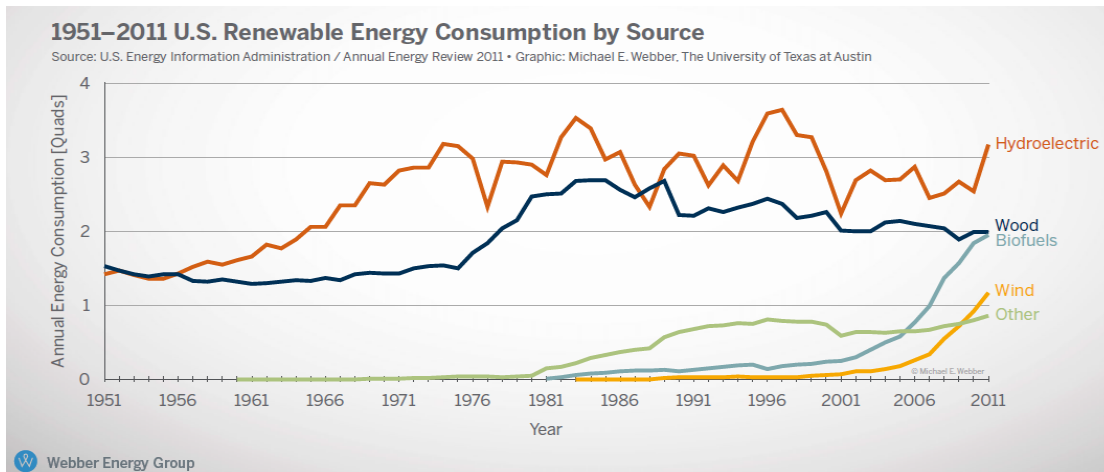


Figura 2 Energía consumida anualmente en EEUU por fuentes renovables Webber Energy Group[2]

El consumo mundial de energía se encuentra en diferentes aplicaciones, como es el sector comercial, industrial, transporte y residencial. Cada aplicación posee como suministro energético, una fuente predominante, en el caso de las energías renovables encontramos que su mayor aplicación se encuentra en la producción de energía eléctrica donde suple aproximadamente un 13% el cual obtiene su energía en gran parte gracias al carbón con un 46%. En el sector residencial y comercial las energías renovables suplen el 7% de la demanda total donde el gas natural suple aproximadamente el 75%, en el sector industrial las energías renovables suplen el 11% donde el gas natural y el petróleo son las fuentes que más aportan, finalmente en el ámbito del transporte observamos que un 4% de la energía para este fin es aportada por las energías renovables, donde el petróleo es el gran dominante con un 93%. La figura 3 ilustra mejor estos datos.

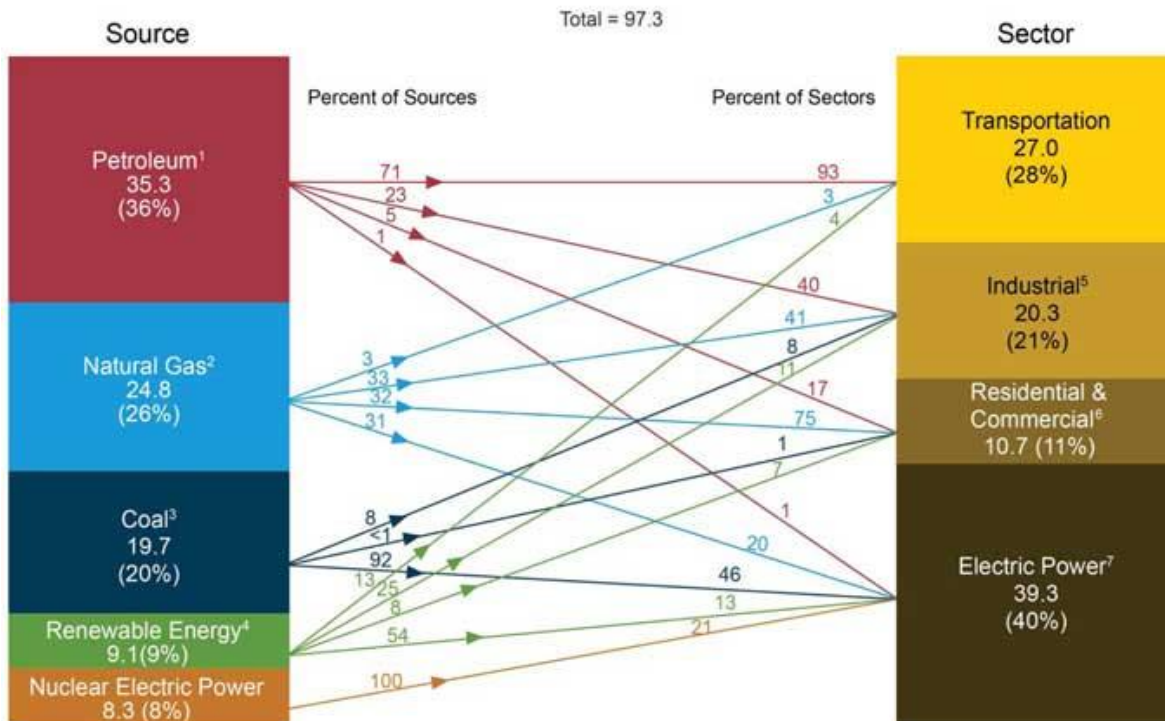


Figura 3 Diagrama de las diversas fuentes de energía y el sector donde se aplica [3]

2.2 PANORAMA NACIONAL DE USO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

En Colombia el uso de la energía solar se remonta a aplicaciones térmicas de mediados del siglo pasado, cuando en Santa Marta fueron instalados calentadores solares en las casas de los empleados de las bananeras, calentadores que aún existen aunque no operan. Más tarde, hacia los años sesenta, en la Universidad Industrial de Santander se instalaron calentadores solares domésticos de origen Israelí para estudiar su comportamiento. Posteriormente, hacia finales de los setenta y estimulados por la crisis del petróleo de 1973, instituciones universitarias (la Universidad de los Andes, la Universidad Nacional en Bogotá, la Universidad del Valle, entre otras) y fundaciones (como el Centro Las Gaviotas) sentaron las bases para instalar calentadores solares domésticos y grandes sistemas de calentamiento de agua para uso en centros de servicios comunitarios (como hospitales y cafeterías). Tuvieron su máxima expresión a mediados de los ochenta en la aplicación masiva de calentadores en urbanizaciones en Medellín (Villa Valle

de Aburra), Bogotá (Ciudad Tunal, Ciudad Salitre y el Palacio de Nariño) en donde fueron instalados miles de calentadores, desarrollados y fabricados por el Centro Las Gaviotas. Los calentadores solares para una pequeña familia costaban a mediados de los ochenta y noventa el equivalente a US\$1000 por sistema (tanque de 120 litros, 2 m^2 de colectores solares) y representaban una inversión inicial medianamente alta, instituciones como el antiguo Banco Central Hipotecario, al hacer un análisis, comprendieron que era más económico emplear calentadores solares que emplear electricidad para calentar agua.

La generación de electricidad con energía solar empleando sistemas fotovoltaicos ha estado siempre dirigida al sector rural, en donde los altos costos de generación originados principalmente en el precio de los combustibles, los costos de Operación y Mantenimiento, hacen que la generación solar resulte más económica al largo plazo y confiable. Estas actividades surgieron con el Programa de Telecomunicaciones Rurales de Telecom a comienzos de los años 80, con la asistencia técnica de la Universidad Nacional. En este programa se instalaron pequeños generadores fotovoltaicos de $60W_p$ para radioteléfonos rurales y en 1983 habían instalados 2950 sistemas. El programa continuó instalando estos sistemas y pronto se escaló a sistemas de 3 a 4 KW_p para las antenas satelitales terrenas. Muchas empresas comenzaron a instalar sistemas para sus servicios de telecomunicaciones y actualmente se emplean sistemas solares en repetidoras de microondas, boyas, estaciones remotas, bases militares, entre otras aplicaciones. Estos sistemas son hoy esenciales para las telecomunicaciones rurales. Según un estudio realizado, entre 1985 y 1994 se importaron 48499 módulos solares para una potencia de 2.05 MW_p . De estos 21238 módulos con una potencia de 843.6 KW_p en proyectos de telecomunicaciones y 20829 módulos con 953.5 KW_p en electrificación rural. El estudio anterior también indicó, sobre una muestra de 248 sistemas (con 419 módulos), que 56% de los sistemas funcionaban sin problemas, 37% funcionaban con algunos problemas y 8% estaban fuera de servicio. Como principal fuente de problemas se encontraron la falta de mínimo mantenimiento, suministro de partes de reemplazo (reguladores y lámparas) y sistemas subdimensionados. Estos problemas, que se suelen repetir aún hoy en día, indican la

importancia que tiene el asegurar la sostenibilidad del suministro del servicio de energía para estos usuarios. Estas dificultades se han mostrado como una de las debilidades más graves del servicio de energía con estos sistemas. Y más que tratarse de un problema meramente técnico, el problema es de calidad del servicio y de atención al usuario. [4]

2.2.1 RECURSOS ENERGÉTICOS EN COLOMBIA

Dentro de las fuentes de energía renovables que más se usan en el país están el potencial hídrico, que utiliza la energía gravitacional de un cuerpo de agua que se transforma, en una primera fase, en energía mecánica y luego, en energía eléctrica. La capacidad de generación eléctrica del país, para 1996, fue 10.600MW, de ellos 76% originados en plantas hidráulicas y 24% en plantas térmicas. [5].

Colombia tiene un buen potencial energético solar en todo el territorio, con un promedio diario multianual cercano a $4,5 \text{ KWh}/\text{m}^2$ (destacándose la península de La Guajira, con un valor promedio de $6,0 \text{ KWh}/\text{m}^2$ y la Orinoquia, con un valor un poco menor). Una aproximación a la disponibilidad promedio multianual de energía solar por regiones se muestra en la tabla 1:

Región	$\frac{KWh}{m^2} \times \text{año}$
GUAJIRA	2.190
COSTA ATLÁNTICA	1.825
ORINOQUIA	1.643
AMAZONIA	1.551
ANDINA	1.643
COSTA PACÍFICA	1.278

Tabla 1 Disponibilidad promedio energía solar

Si se tiene en cuenta que el máximo mundial es de aproximadamente $2\ 500\ \text{KWh}/\text{m}^2 \times \text{año}$, el potencial en Colombia en relación con este máximo varía entre 58 % en la Costa Pacífico y 84 % en la Guajira. Pero más importante aún que los valores es que la variación mensual de la radiación global frente a la media anual es pequeña comparada con las variaciones de otras regiones del mundo, lo que permite que los sistemas de acumulación de energía sean de capacidad reducida. [5]

En la actualidad no existe un estudio de la viabilidad de sistemas fotovoltaicos en el Cauca. En la ciudad de Popayán la Universidad del Cauca cuenta con una estación meteorológica que suministra datos de radiación solar, temperatura, humedad, lluvia, radiación ultravioleta y presión atmosférica. Con datos recopilados desde el 2007 hasta el 2014. En la figura 4 observamos la radiación solar existente en la ciudad de Popayán.

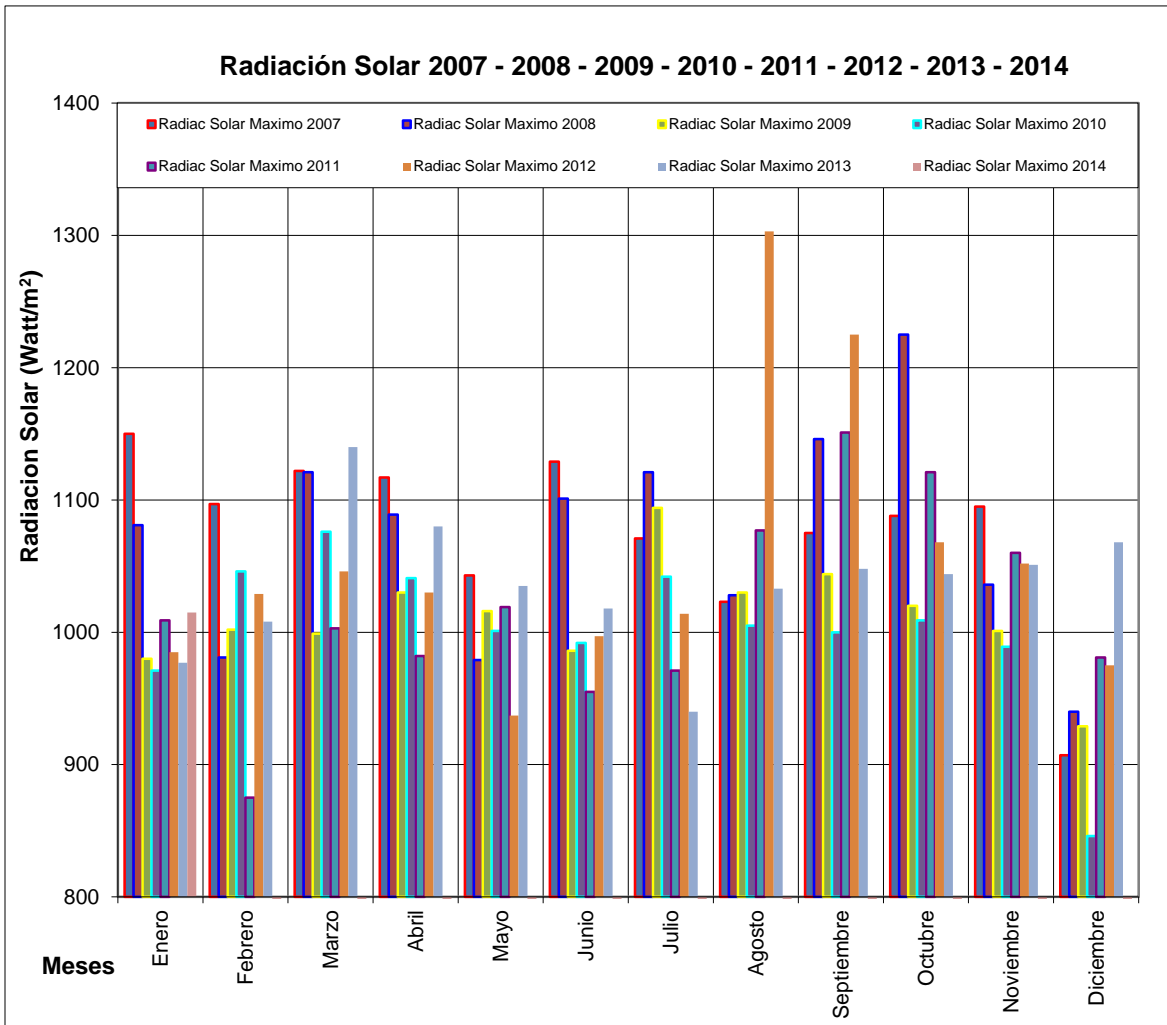


Figura 4 Radiación solar en Popayán [6]

3. MARCO TEÓRICO

3.1 LA ENERGÍA DEL SOL

El sol con un diámetro de $1.39 \times 10^9 m$, es la estrella más cercana a la tierra, a una distancia media de $1.5 \times 10^{11} m$ (referida como unidad astronómica de longitud – UA), es una fuente inagotable de energía para nuestro planeta, su vida estimada es de 5.000 millones de años. Con un diámetro es 1.400.000 Km, tiene una masa de 300.000 veces más que el de la tierra, cuenta con una temperatura en su superficie de unos $5.600^\circ K$. Entre el sol y la tierra existe una distancia de 150 millones de km aproximadamente. Con lo que la luz solo tarda 8 minutos en llegar a la tierra.

El Sol genera su energía mediante reacciones nucleares de fusión que se llevan a cabo en su núcleo. La generación de energía proviene de la pérdida de masa del Sol, que se convierte en energía de acuerdo con la famosa ecuación de Einstein, $E = mc^2$ donde "E" es la cantidad de energía liberada cuando desaparece la masa "m"; "c" es la velocidad de la luz. Con un flujo de radiación de $3.8 \times 10^{26} W$ equivalente a una densidad de $62.5 MW$ por cada metro cuadrado de superficie solar. De toda ella solo una pequeña parte, $1.37 KW$ por metro cuadrado aproximadamente, llega a la superficie de la tierra como consecuencia de la distancia que los separa. La radiación que llega varía de forma aleatoria debido a diversos efectos que provoca sobre ella la atmósfera terrestre. Una gran parte es absorbida y dispersa por los propios agentes variables que allí se encuentran, tales como la polución y la nubosidad. Como se observa en la figura 5. [7]

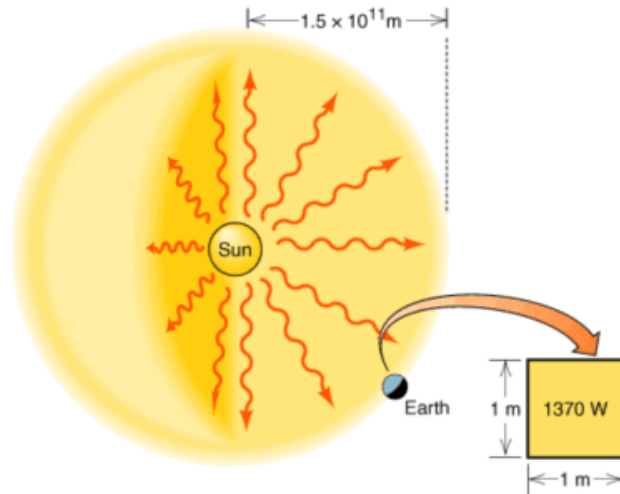


Figura 5 Flujo radiante [7]

3.1.1 CONSTANTE DE RADIACIÓN SOLAR

Es la cantidad de radiación registrada sobre una superficie, normal a la dirección de los rayos solares, ubicada en la parte más externa de la atmósfera terrestre. En sentido estricto no es una verdadera constante pues varía ligeramente, hasta un 0.2% respecto de su valor medio, aceptado como $ISC=1366 \text{ W/m}^2$. La radiación solar es la manifestación de la energía producida por un cuerpo negro a una temperatura de $6099 \text{ }^\circ\text{K}$ que emite radiación electromagnética con una amplia distribución espectral de longitudes de onda que van desde los 150 nm hasta los $4 \mu\text{m}$, siendo la luz entre los $300 \text{ y } 800 \text{ nm}$ la de mayor aprovechamiento en dispositivos fotovoltaicos. La distribución espectral de la constante solar está representada gráficamente en la Figura 6. De estos datos cabe destacar la existencia de un máximo para longitudes de onda en torno a los 460 nm y el hecho de que la irradiación disponible en el planeta representa aproximadamente el 75% del total emitido por el sol. [7]

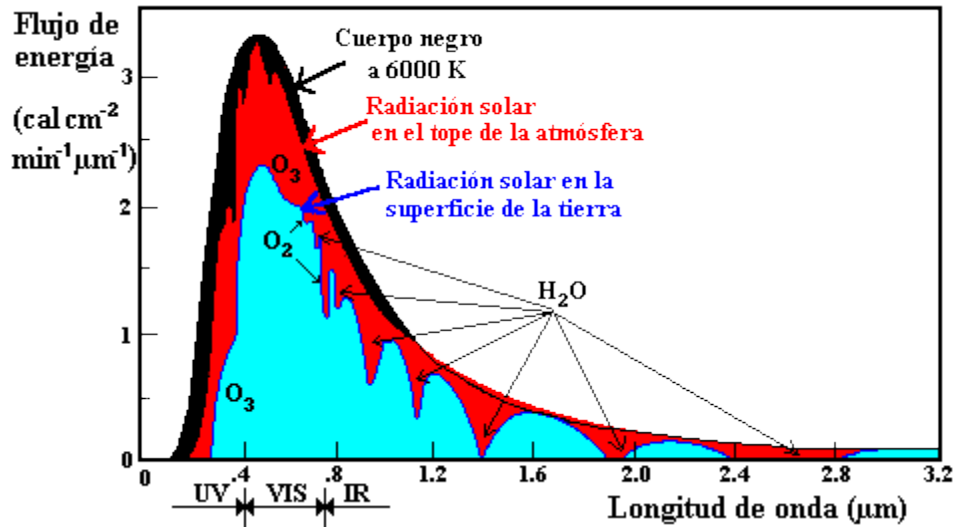


Figura 6 Espectro radiante [7]

Hay que advertir que la caracterización de la radiación solar incidente sobre la superficie terrestre es de alta complejidad debido a tres razones fundamentales:

- 1.- La aleatoriedad de la radiación solar, que hace imposible determinar dicha radiación de una forma definitiva o exacta.
- 2.- El movimiento relativo Sol - Tierra descrito por un conjunto de ecuaciones muy complejas, que determinan en todo momento la posición relativa del Sol con respecto a cualquier punto de la superficie terrestre.
- 3.- La variedad de modelos existentes para caracterizar la radiación, la cual obliga al usuario a elegir en función de las necesidades en cada caso. [7]

3.1.2 NATURALEZA DE LA RADIACIÓN SOLAR

La **radiación** que procede directamente del Sol, es reflejada al entrar en la atmósfera por la presencia de las nubes, el vapor de agua, etc. y dispersada por las moléculas de agua, el polvo en suspensión, etc.

Por todo esto la radiación solar que llega a una superficie terrestre procede de tres componentes, como se ve en la figura 7:

- **RADIACIÓN DIRECTA (B):** Formada por los rayos procedentes del Sol directamente es decir, que no llegan a ser dispersados.
- **RADIACIÓN DIFUSA (D):** Aquella procedente de toda la bóveda celeste excepto la que llega del Sol. Originada por los efectos de dispersión mencionados anteriormente.
- **RADIACIÓN DEL ALBEDO (R):** Procedente del suelo, debida a la reflexión de parte de la radiación incidente sobre montañas, lagos, edificios, etc. Depende muy directamente de la naturaleza de estos elementos. Esta se obtiene del cociente entre la radiación reflejada y la radiación incidente sobre una superficie. [7]

La suma de estas tres componentes da lugar a la **RADIACIÓN GLOBAL**

$$G = B + D + R$$

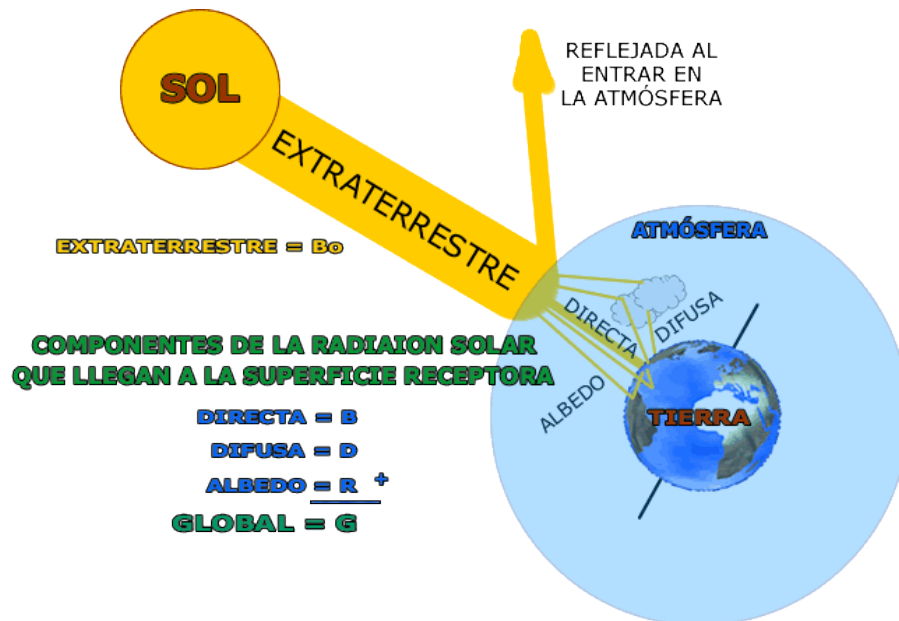


Figura 7 Componentes de la radiación solar [7]

3.1.3 MOVIMIENTO TIERRA-SOL

La Tierra órbita alrededor del Sol con dos movimientos diferentes que lleva a cabo al mismo tiempo:

- Uno de **rotación**, alrededor de un eje que pasa por los polos llamado, eje polar y con una velocidad aproximada de una vuelta por día.
- Otro de **traslación**, alrededor del Sol describiendo una órbita elíptica en la que este ocupa uno de los focos. El plano que contiene esta órbita se llama **plano de la elíptica** y tarda un año en recorrerlo por completo.

El **eje polar o eje de rotación terrestre** sobre el que gira la Tierra, mantiene una inclinación aproximadamente constante que forma un ángulo de 23.45° con el plano de la elíptica, denominado **oblicuidad de la elíptica**. Debido a esta oblicuidad el ángulo formado por el plano ecuatorial de la Tierra con la eclíptica, es decir, la recta que une los centros de la Tierra y el Sol está cambiando permanentemente entre $+23.45^\circ$ y -23.45° . Este ángulo se conoce como **DECLINACIÓN SOLAR (d)**. La figura 8 ilustra de manera más clara el movimiento de la tierra alrededor del sol.

En un solo día se considera que la declinación solar solo puede variar como máximo en 0.5° , aunque para facilitar los cálculos se considera constante para cada día del año.

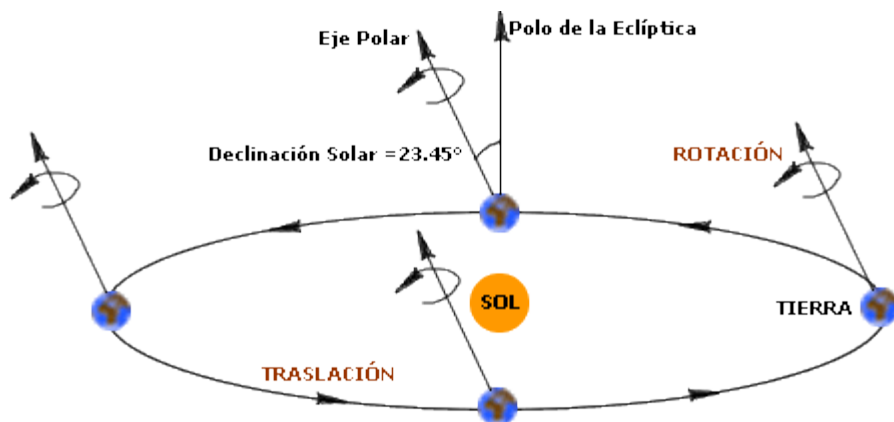


Figura 8 Movimiento de la tierra [7]

Una forma clásica de representación del cielo consiste en imaginar una esfera con la Tierra fija en su centro. Esta esfera se conoce con el nombre de **esfera celeste** y cada uno de sus puntos representa una dirección del cielo vista desde la Tierra. Su intersección con el plano del **ecuador terrestre** define el **ecuador celeste**. Los puntos de intersección con el **eje polar terrestre** se llaman **polos celestes**.

El movimiento de la Tierra alrededor del Sol puede describirse, utilizando esta forma de representación, como un movimiento del Sol alrededor de la Tierra; siendo el máximo el círculo cuando forma un ángulo de 23.45° con el ecuador celeste y que se denomina **elíptica**.

El Sol recorre este círculo una vez al año y la esfera celeste gira una vez al día alrededor de la Tierra que permanece fija. De esta forma, el Sol describe diariamente y alrededor de la Tierra, un círculo cuyo diámetro cambia de día a día y es **máximo en los equinoccios** y **mínimo en los solsticios**. Los sentidos de giro del Sol sobre la elíptica y de la esfera celeste alrededor de la Tierra son contrarios.

Existe una expresión que permite calcular el valor de la declinación solar (en grados) para cualquier día del año de una manera precisa. Esta expresión es la ecuación que mostramos a continuación:

En esta expresión, en radianes, se conoce como ángulo diario α :

$$\Gamma = 2\pi \frac{(dn - 1)}{365}$$

Donde **dn** = día del año, comenzando a contar a partir del 1 de Enero y considerando que febrero tiene 28 días, con lo que el 365 corresponde siempre al 31 de Diciembre. [7]

3.1.4 POSICIÓN DEL SOL EN COORDENADAS POLARES

A la hora de estudiar la inclinación más adecuada con la que se debe orientar los generadores fotovoltaicos, es necesario precisar la posición del Sol en cada instante para optimizar su rendimiento. El sistema más apropiado para definir cada una de estas posiciones es la de **coordenadas polares**. En este sistema el origen está situado en la posición del receptor. El plano fundamental es el horizontal, tangente a la superficie terrestre. La perpendicular a este plano en dirección a la semiesfera celeste superior define la posición del **Zenit del lugar** o **Zenit local**. En la dirección opuesta, a través de la Tierra, se sitúa el **Nadir**. Las direcciones principales sobre el plano horizontal son la Norte-Sur, intersección con el plano meridiano del lugar, y la perpendicular a ella Este-Oeste, intersección con el plano denominado primer vertical. Respecto al sistema anteriormente descrito, la posición del Sol se define mediante los siguientes parámetros: que se ilustran en la figura 9.

Latitud del lugar (l): Es la complementaria del ángulo formado por la recta que une el zenit y el nadir con el eje polar. Es positivo hacia el Norte y negativo hacia el Sur.

Meridiano del lugar: Circulo máximo de la esfera terrestre que pasa por el lugar, por el zenit y por el nadir.

Distancia zenital (θ_{zs}): Es el ángulo formado por el radio vector punto-Tierra y la vertical del lugar. Es positivo a partir del zenit.

ALTURA SOLAR (φ_s): Ángulo que forman los rayos solares sobre la superficie horizontal. Ángulo complementario de la distancia zenital.

ÁNGULO ACIMUTAL (ψ_s): Ángulo formado por la proyección del Sol sobre el plano del horizonte con la dirección Sur. Positivo 0° a 180° hacia el Oeste y negativo hacia el Este 0° a -180° .

HORIZONTE: Lugar geométrico de los puntos con altura 0.

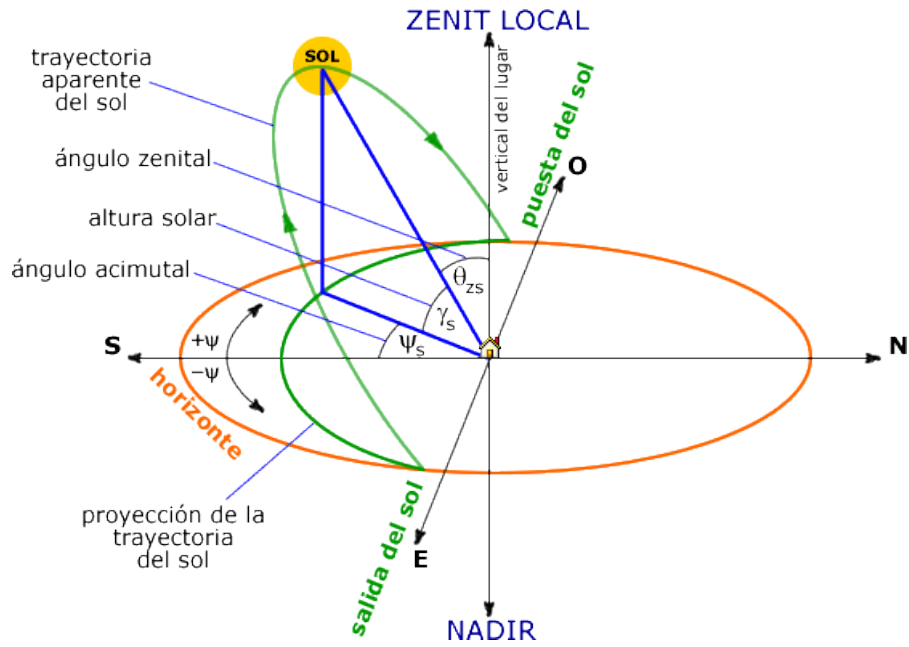


Figura 9 Posición de sol [7]

Para conocer cuál es la posición del Sol en cada momento es necesario y suficiente conocer las coordenadas que la definen, distancia cenital y acimut, con respecto a un punto de una latitud determinada O.

Esto puede calcularse mediante las expresiones:

$$\cos \Delta z = \sin \delta \sin \theta + \cos \delta \cos \theta \cos W = \sin \alpha$$

$$\cos \psi = \frac{(\sin \alpha \sin \theta - \sin \delta)}{\cos \delta \cos \theta}$$

$$W_{salida} = \arccos(-\tan \theta \tan \delta)$$

El ángulo de puesta de Sol es igual a, $-W_{salida}$ y la Latitud del día es:

$$sd = 2|W_{salida}|$$

Donde W = Es el tiempo solar verdadero.

La posición de una superficie arbitrariamente inclinada se describe mediante dos parámetros:

- **PENDIENTE o INCLINACIÓN (β)**: Es el ángulo de elevación sobre el horizonte.
- **ACIMUT (ψ)**: Es el ángulo formado por las proyecciones sobre el plano horizontal de la normal de la superficie y del meridiano del lugar. Origen hacia el Sur, positivo hacia el Este y negativo hacia el Oeste.

Con ello el **ángulo de incidencia (ω_s)** del Sol sobre una determinada superficie se puede calcular con la fórmula: [7]

$$\cos \omega_s = (\sin \theta \cos \beta - \cos \theta \sin \beta \cos \psi) \sin \delta + (\cos \theta \cos \beta + \sin \beta \cos \psi) \cos \delta \cos W + \cos \delta \sin \beta \sin \psi \sin W$$

La figura 10 enseña los ángulos de incidencia solar en nuestro planeta.

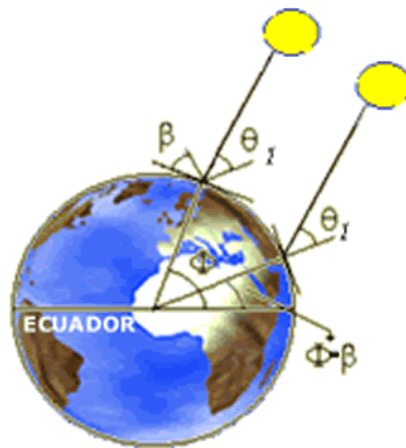


Figura 10 Angulo de incidencia [7]

3.1.5 ORIENTACIÓN DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO

Una vez descritas las coordenadas que permiten situar el Sol en el cielo, 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 11). Vale 0° 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 11). Su valor es 0° si el módulo se coloca horizontal y 90° si se coloca vertical.

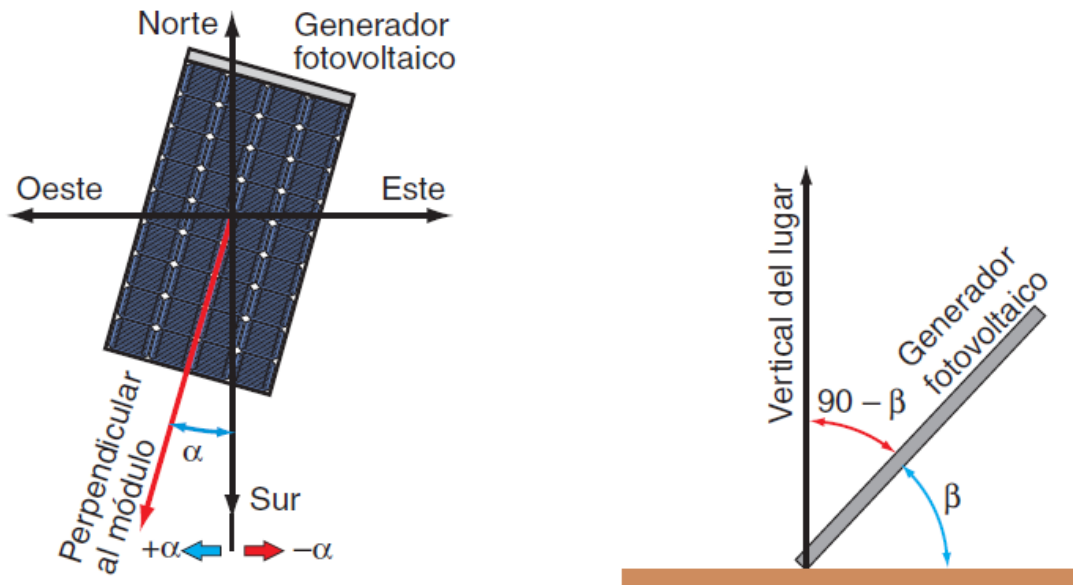


Figura 11 Ángulo acimut α y de inclinación β de un módulo fotovoltaico. [8]

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. Veamos cómo es esa variación.

Hemos definido la **declinación (δ)** como el ángulo variable que forma el ecuador con el plano de la eclíptica. Por lo tanto la dirección de la radiación solar incidente sobre la tierra varía en función de la declinación. La latitud (ϕ) de un lugar **A** (figura 12) indica el ángulo que forma la vertical de ese lugar con el ecuador. Por lo tanto, a lo largo del año el ángulo cenital θ_{zs} que forma la vertical de un lugar **A** con la dirección de la radiación solar varía desde $\theta_{zs} = \phi - \delta$ en el solsticio de verano a $\theta_{zs} = \phi + \delta$ en el solsticio de invierno, pasando dos veces por el valor $\theta_{zs} = \phi$ en los equinoccios del año.

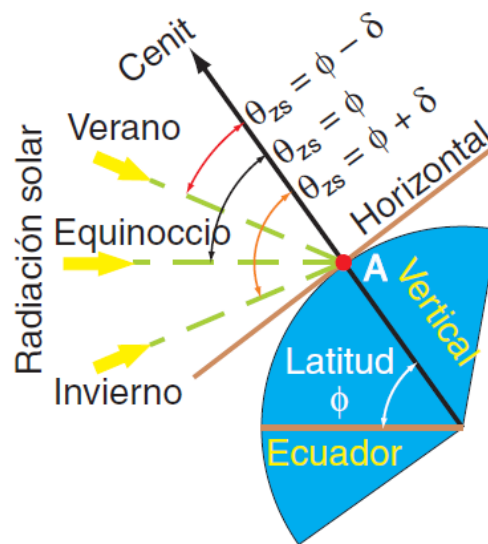


Figura 12 Variación anual del Ángulo cenital [8]

Por lo tanto, para que una superficie reciba la radiación solar perpendicularmente (figura 13) tendremos que inclinar la superficie un ángulo β con la horizontal igual al que forma la vertical del lugar con la radiación solar. Tendremos que variar el

ángulo de inclinación desde $\beta = \varphi - \delta$ en el solsticio de verano (figura 13.c) a $\beta = \varphi + \delta$ en el solsticio de invierno (figura 13.a), pasando por el valor $\beta = \varphi$ en los equinoccios (figura 13.b).

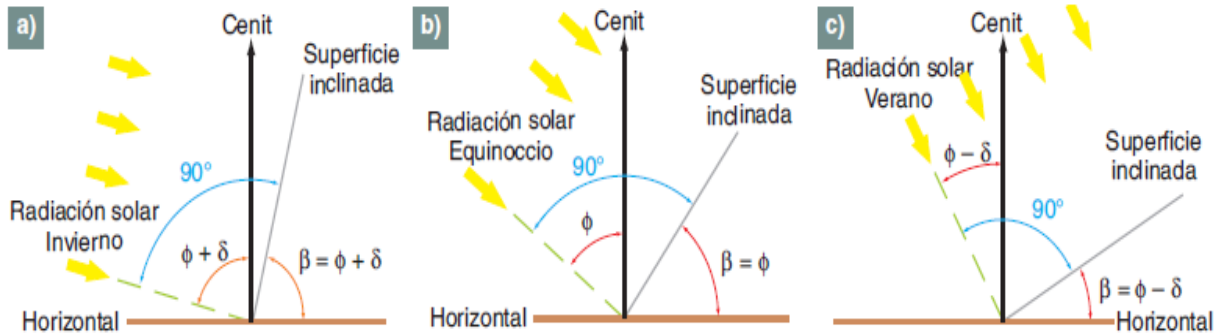


Figura 13 Superficie normal de radiación al medio día. A) invierno. B) equinoccios. C) verano [8]

Aunque hay generadores fotovoltaicos que son capaces de seguir la trayectoria solar, 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.

La figura 14 muestra una superficie situada en el hemisferio norte, donde el Sol sigue una trayectoria Este-Sur-Oeste. Si pretendemos maximizar la captación de energía solar, la superficie tendrá que estar orientada hacia el Sur y por lo tanto el ángulo de acimut (α) debe ser nulo. El acimut óptimo para que una superficie fija reciba la mayor cantidad posible de energía solar debe ser cero ($\alpha = 0^\circ$), la superficie se debe orientar hacia el Sur si está situada en el hemisferio norte o hacia el Norte si es está en el hemisferio sur.

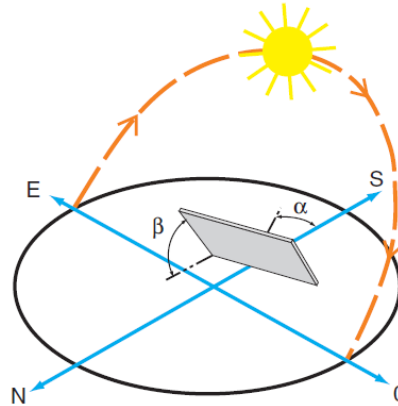


Figura 14 Superficie situada en el hemisferio norte [8]

Para determinar la inclinación óptima de una superficie fija se usa una fórmula basada en análisis estadísticos de radiación solar anual sobre superficies con diferentes inclinaciones situadas en lugares de diferentes latitudes, que proporciona la inclinación óptima en función de la latitud del lugar:

$$\beta_{opt} = 3.7 + 0.69 \times |\Phi|$$

β_{opt} : Ángulo de inclinación óptima (grados)

$|\phi|$: latitud del lugar, sin signo (grados)

La fórmula es válida para aplicaciones de utilización anual que busquen la máxima captación de energía solar a lo largo del año.

En la práctica también 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 2).

Tipo de Instalación	Uso	Máxima Captación de energía	Inclinación Óptima
Conectados a la red	Anual	Anual	$\beta_{opt} = \phi - 10$
Bombeo de agua	Anual	Verano	$\beta_{opt} = \phi - 20$
Autónomos de consumo anual constante	Anual	Invierno	$\beta_{opt} = \phi + 10$

Tabla 2 Inclinaciones óptimas en función del periodo de máxima captación. [8]

Por supuesto, algunas veces hay circunstancias locales que impiden la correcta colocación de los módulos. Por ejemplo, los módulos deben acoplarse sobre un techo inclinado que no tiene la inclinación adecuada y que no está mirando exactamente al sol.

En países cercanos al ecuador, las consecuencias de desviaciones de las inclinaciones óptimas son poco importantes. El ángulo de inclinación es pequeño, así que los módulos FV normales (normal = línea haciendo ángulo de 90° con el módulo) nunca se desvían mucho del ángulo promedio de incidencia sobre la radiación solar (que está cercana al Cenit sobre la superficie de la tierra). Aun así, de ser posible, es mejor dejar que los módulos miren al sol.

Es obvio que deben evitarse las sombras lo más posible. ¿Pero cuál es exactamente la influencia de un pequeño árbol al Este de un módulo FV?, ¿un edificio alto a 100 metros?, ¿o una pared detrás de los módulos?

Primero, se debe considerar que la sombra puede crear problemas con **puntos calientes**. Suponga, que de una serie de celdas, una está en la sombra y las otras están en el sol. Las celdas que están en el sol producen corriente eléctrica que debe correr también por la celda que está en la sombra, la cual está actuando como una **gran resistencia**. Esta celda puede calentarse mucho por ese efecto.

En segundo lugar, cualquier sombra tiene su influencia negativa sobre el rendimiento de un sistema solar. Así que aún un árbol puede tener una influencia sustancial sobre el rendimiento si está justo en el lugar equivocado. Como regla, la influencia de objetos en los alrededores puede descuidarse cuando el ángulo de la línea desde el módulo fotovoltaico hasta la cima del objeto con la horizontal es menor a 20° , así como lo muestra la figura 15.

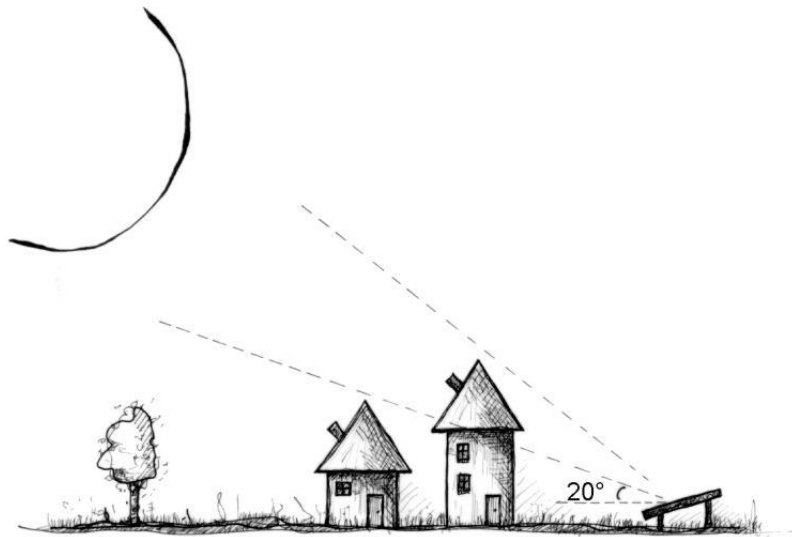


Figura 15 Sombras en Sistema fotovoltaico [8]

Entonces, la influencia de los obstáculos cercanos es importante. Lo que también es importante es que las circunstancias locales pueden cambiar: se construye nuevos edificios, árboles y arbustos crecen, nuevas fábricas se construyen botando humo y polvo, etc. Al escoger el lugar para un SFV, todos estos futuros cambios deben tomarse en cuenta, obviamente si es que pueden predecirse. [8]

3.2 EL EFECTO FOTOVOLTAICO

El aprovechamiento de la luz del sol para producir energía eléctrica se obtiene por medio de diferentes métodos; en particular consideraremos el efecto fotovoltaico, fenómeno descubierto en 1839 por el físico francés Edmond Becquerel, quien observó que algunos materiales en presencia de la luz solar podían generar unas pequeñas corrientes eléctricas.

La producción de energía solar fotovoltaica está basada en el aprovechamiento del **efecto fotovoltaico** que consiste en la producción de cargas eléctricas al incidir la radiación solar (fotones) sobre una homounión o una heterounión semiconductor de carácter rectifican te que permite la separación y colección de las cargas eléctricas generadas por los fotones.

Al unir dos regiones de un semiconductor al que artificialmente se ha dotado de concentraciones diferentes de electrones, mediante la introducción de elementos que denominamos dopantes, se genera un campo electrostático que condiciona el movimiento de los electrones. La unión de dos zonas de concentraciones diferentes de electrones se denomina unión PN; en esencia la celda solar es una unión PN en la que la parte iluminada será la tipo N y la no iluminada será la tipo P.

De esta forma, cuando sobre la celda solar incide la radiación, aparece en ella una tensión eléctrica análoga a la que se produce entre los bornes de una pila o batería. Mediante la colocación de contactos metálicos en cada una de las caras puede “extraerse” la energía eléctrica, que se utilizará para alimentar una carga (figura 1.16).

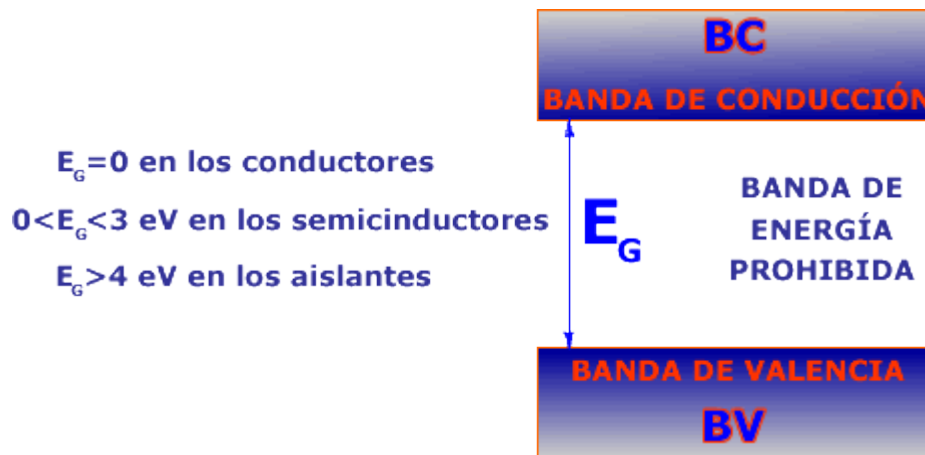


Figura 16 Diagrama de bandas que ilustra el concepto de banda prohibida de energía en una unión p-n. [8]

Para que se produzca el efecto fotovoltaico se necesita que el fotón incidente tenga una energía superior a la banda de energía prohibida del semiconductor E_g .

$$E_{foton} = \frac{hc}{\lambda} \geq E_g$$

$$E_{foton}(eV) = \frac{1250}{\lambda(nm)}$$

Los fotones con suficiente energía tienen la capacidad de transferir su energía a los electrones de valencia de los materiales semiconductores, de manera que estos electrones rompen su enlace que anteriormente los tenía ligado a un átomo. Por cada enlace que se rompe queda un electrón y un hueco (falta de electrón en un enlace roto) para circular dentro del semiconductor. El movimiento de los electrones y huecos en sentidos opuestos (conseguido por la existencia de un campo eléctrico) genera una corriente eléctrica en el semiconductor la cual puede circular por un circuito externo para aprovechar la energía cedida por los fotones (figura 1.17). [8]

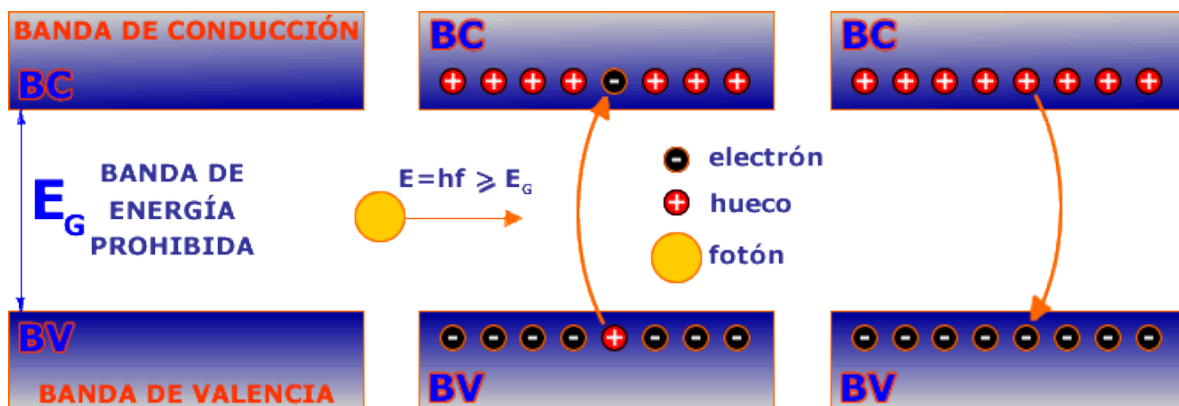


Figura 17 Movimiento de los electrones y huecos en sentidos opuestos en una unión p-n. [8]

3.2.1 GENERADOR FOTOVOLTAICO.

El generador fotovoltaico está constituido de un conjunto de celdas solares que son las encargadas de transformar la energía procedente del sol en energía eléctrica; las celdas más utilizadas en los módulos fotovoltaicos son las fabricadas con silicio cristalino del tipo P-N, de acuerdo a la tecnología de fabricación existen tres tipos principales de celdas fotovoltaicas.

- **Monocristalino:** presenta una estructura cristalina completamente ordenada. Se obtiene de silicio puro fundido dopado con boro. Se reconoce por su monocromía azulada oscura y metálica (ver figura 18).

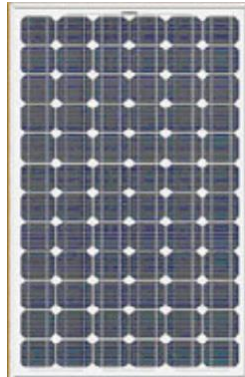


Figura 18 Panel solar Monocristalino

- **Policristalino:** presenta una estructura ordenada por regiones separadas o granos. Las fronteras de grano son irregulares y se traducen en una disminución del rendimiento. Se obtiene de la misma forma que el monocristalino pero con menos fases de cristalización. Se reconoce porque en su superficie se distinguen distintos tonos de azules y grises metálicos (ver figura 19).



Figura 19 Panel solar Policristalino

- **Amorfo:** presentan un alto grado de desorden y un gran número de defectos estructurales en su estructura química. Su proceso de fabricación es menos

costoso que los anteriores (se deposita en forma de lámina delgada sobre vidrio o plástico). Tienen un color homogéneo.

ARREGLOS FOTOVOLTAICOS

La Figura 20 muestra el símbolo de una celda solar o de un panel solar; se puede observar en esta representación la corriente eléctrica generada (i), así como la polaridad de las conexiones.

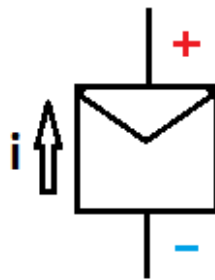


Figura 20 Símbolo de la celda o panel solar

En la mayoría de las instalaciones se requieren arreglos fotovoltaicos que dependiendo de la potencia de la instalación, demandan la asociación de varios paneles en serie o paralelo hasta obtener los niveles de tensión y corriente adecuados. Como norma general no se conectarán entre sí módulos de distintas características y, en la medida de lo posible, serán del mismo fabricante. Para la asociación de módulos fotovoltaicos hay tres posibilidades:

Paralelo: se conectan todos los polos positivos y, por separado, todos los polos negativos. Con ello se consigue aumentar la corriente generada y mantener un mismo valor de tensión. La corriente generada es igual a la suma de todas las corrientes generadas por cada módulo, o lo que es lo mismo, el producto de la corriente generada por un módulo por el número de módulos (se supone que tienen las mismas características). Se muestran un ejemplo en la figura 21, con 4 módulos fotovoltaicos de 12 voltios y 1 amperio conectados en paralelo, para suministrar 12 voltios y 4 amperios.

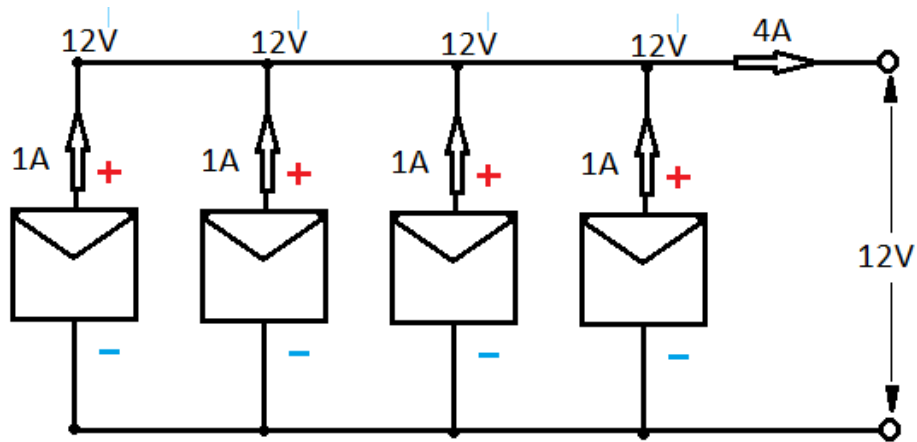


Figura 21 Módulos solares conectados en paralelo

Serie: se conectan un polo positivo de un módulo negativo con el polo negativo del siguiente. Con ello se consigue aumentar la tensión y mantener el mismo valor de corriente generada. La tensión generada es igual a la suma de todas las tensiones por cada módulo, o lo que es lo mismo, el producto de la tensión de un módulo por el número de módulos (ya que se supone que tienen las mismas características). Se muestra un ejemplo en la figura 22, con 2 módulos fotovoltaicos de 12 voltios y 1 amperio conectados en serie, para suministrar 24 voltios y 1 amperio.

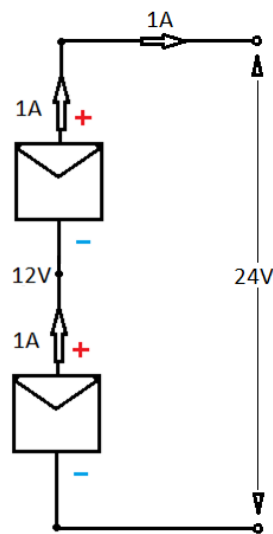


Figura 22 Módulos solares conectados en serie

MIXTO: se encuentran asociados tanto en serie como en paralelo. Se muestra un ejemplo en la figura 23, con 4 módulos de 12 voltios y 1 amperio conectados en dos ramas de dos módulos en serie, para suministrar 24 voltios y 2 amperios.

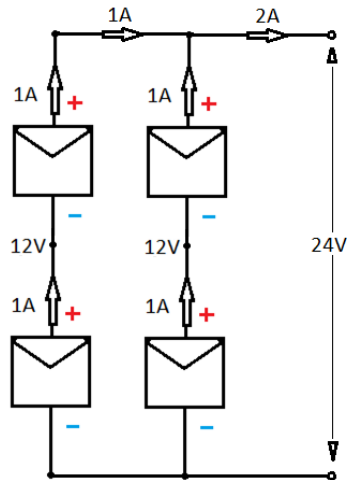


Figura 23 Módulos solares conectados en serie y paralelo

Cuando se conectan un número de módulos fotovoltaicos en serie para conseguir un valor de tensión, a dicho conjunto se le suele denominar rama. Después, para conseguir el valor requerido de corriente se conectan tantas ramas en serie como sea necesario.

3.3 TIPOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Existen dos tipos de sistemas fotovoltaicos: Los interconectados con la red eléctrica convencional y los autónomos

3.3.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTÓNOMOS.

Un sistema fotovoltaico aislado o autónomo, es un sistema independiente auto-abastecido, ya que aprovecha la irradiación solar para generar la energía eléctrica

necesaria en el suministro de una instalación (vivienda, pozo, sistema de riego, sistema de telecomunicación, etc.). En la figura 23 se muestra el esquema de un sistema fotovoltaico autónomo. [8]

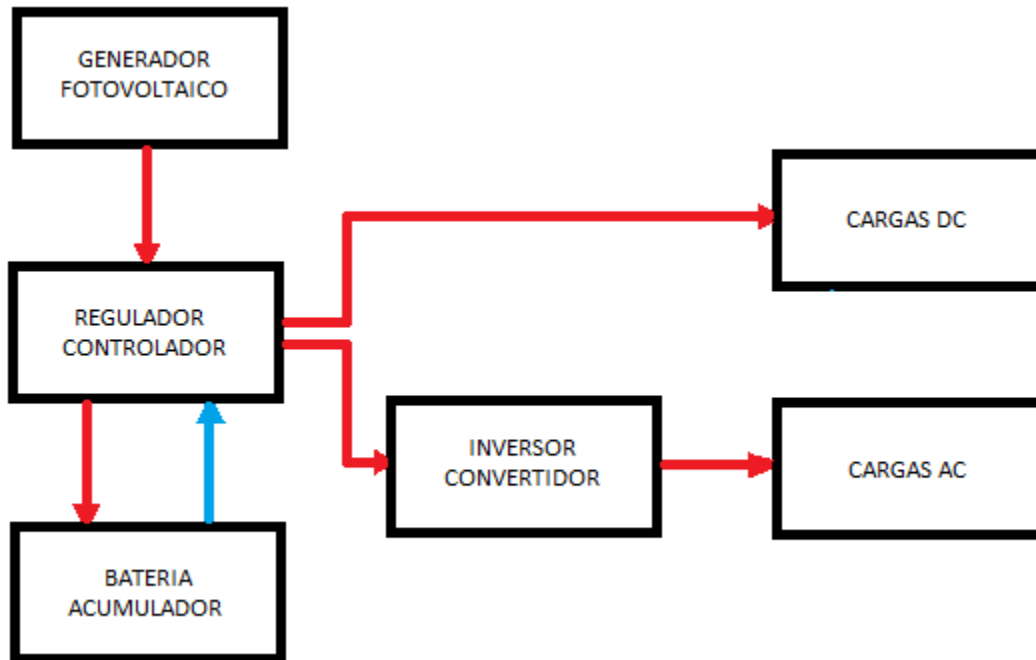


Figura 24 Esquema de un sistema fotovoltaico autónomo y sus constituyentes

El sistema fotovoltaico autónomo está constituido por las siguientes partes:

- El generador fotovoltaico que proporciona la tensión/corriente encargada de mantener la carga de la batería.
- La batería que será la encargada de proporcionar energía a la instalación, cuando la irradiación solar sea escasa o nula.
- El regulador que se encarga del control el estado de la carga de la batería, adaptando los diferentes ritmos de producción y demanda de energía.

- El inversor es el encargado de transformar la corriente continua que sale del regulador en corriente alterna, para las cargas las funcionan con AC.
- Las cargas AC y DC son todos los dispositivos eléctricos que se desea suministrar corriente eléctrica

CARACTERÍSTICAS DE LAS COMPONENTES DE UN SISTEMA

FOTOVOLTAICO

ACUMULADOR.

Las más utilizadas son las baterías denominadas estacionarias, que se utilizan también como sistemas de alimentación ininterrumpida (alumbrado de emergencia, señalización, etc.). La principal característica es que son capaces de permanecer largos periodos de tiempo totalmente cargados y, además, son capaces de resistir descargas profundas de forma esporádica. [8]

Las baterías más adecuadas para sistemas fotovoltaicos son las de plomo ácido, las cuales se pueden simplificar en los tres tipos siguientes:

- **Estacionarias monobloc** (figura 25):
Como su propio nombre indica, está formada en un solo bloque; es decir, no es necesario asociarlas para obtener los 12 voltios y son de menor capacidad que las translúcidas o herméticas de un vaso o célula. Se utilizan en pequeñas instalaciones de poca potencia. Suelen tener un tamaño mayor que las utilizadas en vehículos, pero eso dependerá de la capacidad de la batería. [8]



Figura 25 Diferentes tipos de baterías

- **Estacionarias transparentes (figura. 26):**

Son baterías que se encuentran separadas en células pero el material que lo cubre permite ver el interior de la batería (transparente). Como son baterías de un vaso o célula, su tensión es del orden de 2,2 voltios por lo que son necesario conectarlas en serie para obtener tensiones mayores. Así pues, se necesitan 6 baterías para obtener los 12 voltios. Este tipo de baterías son de mayor tamaño que las monobloc y de mayor peso y suelen ser distribuidas sin el electrolítico (ácido) para facilitar su instalación y deben ser rellenadas después de su colocación. [8]



Figura 26 Baterías monobloc

- **Estacionarias herméticas (figura 27):**

Son las denominadas también como sin mantenimiento; no se tiene acceso a su interior aunque sus características son las mismas, en relación de materiales activos y a las reacciones de carga y descarga. En este tipo de baterías, pueden ser selladas gelificadas que presentan como característica que el electrolítico es mucho más denso, por lo que no se derraman y pueden montarse en cualquier posición. Para conseguir esta densidad debe añadirse dióxido de silicio. Este tipo de baterías no requiere mantenimiento de recarga del líquido de su interior, pero no tienen un buen comportamiento ante descargas profundas. Que se denominen sin mantenimiento no indica que no requieran ningún tipo de mantenimiento, sino que deben ser sometidas a tareas de limpieza, control y cargas adicionales. [1]



Figura 27 Baterías estacionarias herméticas

PROFUNDIDAD DE DESCARGA: Se denomina profundidad de descarga al porcentaje de la capacidad total de la batería que es utilizada durante un ciclo de carga o descarga. Dependiendo de este valor se pueden clasificar las baterías en:

- **Descargas superficiales:** aceptan descargas del 20% de la capacidad nominal, sin que se produzca un descenso en la vida útil de la batería
- **Descargas profundas:** aceptan descargas del 80% de la capacidad nominal, sin que se produzca un descenso en la vida útil de la batería

Para aplicaciones fotovoltaicas se emplean baterías de descarga profunda, ya que en algunas instalaciones debe soportar el consumo durante varios días.

Este valor es suministrado por el fabricante, en caso de no tenerlo se asumen valores entre 60 y 70%, para realizar los correspondientes cálculos.

VIDA ÚTIL: La vida útil se mide en ciclos, que se definen como el número de veces que se la descarga. Es decir, con cada carga y descarga (ciclo) la batería va perdiendo propiedades, así pues contra más ciclos entonces más envejece la batería, disminuyendo la capacidad máxima que puede alcanzar la batería.

Entre mayor sea la descarga (disminución de la capacidad) menor será el número de ciclos y, en consecuencia, menor será la vida útil.

BATERÍAS EN SERIE Y PARALELO: (Figura. 28) En las instalaciones, dependiendo de la potencia de la capacidad y tensión de la instalación, será necesario asociar varias baterías en serie o paralelo para obtener los niveles de tensión y capacidad adecuados.

Para la asociación de baterías hay tres posibilidades:

- **Paralelo:** se conectan todos los polos positivos y por aparte todos los polos negativos. Esto para conseguir un aumento en capacidad y mantener la tensión. La capacidad es la suma de todas las capacidades de cada batería.
- **Serie:** se conecta un terminal positivo de la batería a un terminal negativo de otra batería, con esto se consigue aumentar la tensión y mantener el mismo valor de la capacidad. La tensión generada es igual a la suma de todas las tensiones por cada batería.
- **Mixto:** se asocian tanto en serie como paralelo, para aumentar capacidad, tensión del sistema y corriente.

ASOCIACIÓN DE LAS BATERIAS

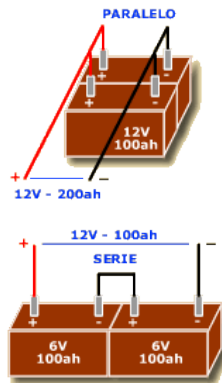


Figura 28 Baterías en paralelo y serie

Nota: para un correcto acople entre baterías es necesario que estas sean de la misma tensión y preferiblemente del mismo fabricante.

REGULADOR

Es el encargado de controlar los procesos de carga y descarga de la batería. Las principales tareas que realiza son (Figura. 29):

- Evita sobrecargas en la batería: una vez cargada la batería no continúa cargando la batería. Así se evita la generación de gases y la disminución del líquido en el interior de la batería; en consecuencia aumenta la vida de la batería.
- Impide las descargas profundas de la batería en los periodos de luz solar insuficiente: evitando que cuando la batería esté descargada no continúe suministrando corriente a la instalación; en consecuencia aumenta la vida de la batería.
- Asegura el funcionamiento del sistema en el punto de máxima eficacia.

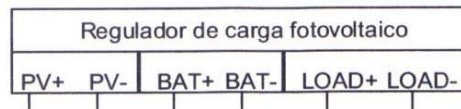


Figura 29 Regulador de carga

Nota: Según el sistema a instalar los reguladores vienen de 12V, 24V y 48V

INVERSOR

Su función es cambiar la tensión que recibe del banco de baterías la que es de tipo voltaje directo a voltaje alterno, que es la que por lo general usan nuestros electrodomésticos en casa. Existen diferentes clases de inversores CC/CC, CA/CC, CC/CA.

La función principal de un inversor en instalaciones fotovoltaicas aisladas es convertís una entrada de 12 o 24V (DC) de corriente continua en 110V (AC) de corriente alterna. El inversor además puede ser conectado en dos sitios diferentes.

- En la batería: donde utiliza la tensión suministrada por la batería para hacer la conversión a 110v
- En el regulador: donde se utiliza la tensión proveniente del panel o el arreglo de módulos para hacer funcionar pequeñas cargas de corriente alterna.

Estos equipos diseñados en base de circuitos electrónicos alimentados a tensión continua, generan una señal de tensión y frecuencia determinada (110V a 60Hz)

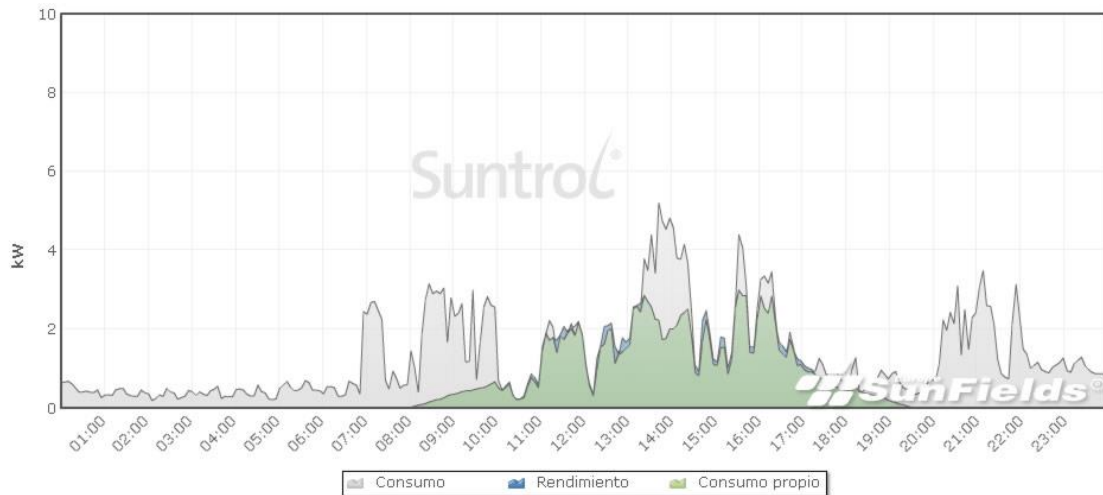
3.3.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INTERCONECTADOS A LA RED

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica (SFCR) constituyen una de las aplicaciones de la Energía Solar Fotovoltaica que más atención están recibiendo en los últimos años, dado su elevado potencial de utilización en zonas urbanizadas próximas a la red eléctrica. Estos sistemas están compuestos por un generador fotovoltaico que se encuentra conectado a la red eléctrica convencional a través de un inversor, produciéndose un intercambio energético entre ésta y el sistema fotovoltaico, característico de este tipo de instalaciones. Así, el sistema inyecta energía en la red cuando su producción supera al consumo local, y extrae energía de ella en caso contrario.

La diferencia fundamental entre un sistema fotovoltaico autónomo y los conectados a red, consiste en la ausencia, en este último caso, del subsistema de acumulación, formado por la batería y la regulación de carga. Además, el inversor, en los sistemas conectados a red, deberá estar en fase con la tensión de la red.

Uno de los factores favorables de los sistemas conectados a la red, es la posibilidad de mejorar la calidad del servicio de la energía suministrada por la red, ya que la máxima producción del sistema fotovoltaico coincide con horas en que los problemas de suministro para las compañías eléctricas son más graves.

La figura 30. Muestra el consumo típico de una residencia y la cantidad de energía suplida por el sistema fotovoltaico interconectado a la red.



Rendimiento	13,78 kWh
Consumo	31,48 kWh
Consumo propio	13,14 kWh

Autarquía **41,7%**

Figura 30 Consumo típico residencia y cantidad de energía suplida por el sistema fotovoltaico interconectado a la red

Estos son algunos de los requisitos de los inversores que se necesitan para sistemas fotovoltaicos interconectados a la red

- Alta eficiencia
- Baja distorsión armónica
- Seguimiento del punto de máxima potencia
- Bajo consumo
- Protección contra sobretensiones
- Aislamiento galvánico
- Conexión/Desconexión automática
- Sistema de medidas y monitorización

Otro factor favorable es que no requiere inversión en baterías, las cuales tienen un tiempo de vida muy corto comparado con los módulos solares y el inversor.

En la Figura. 31 se presentan el esquema tipo de un sistema fotovoltaico conectado a red:

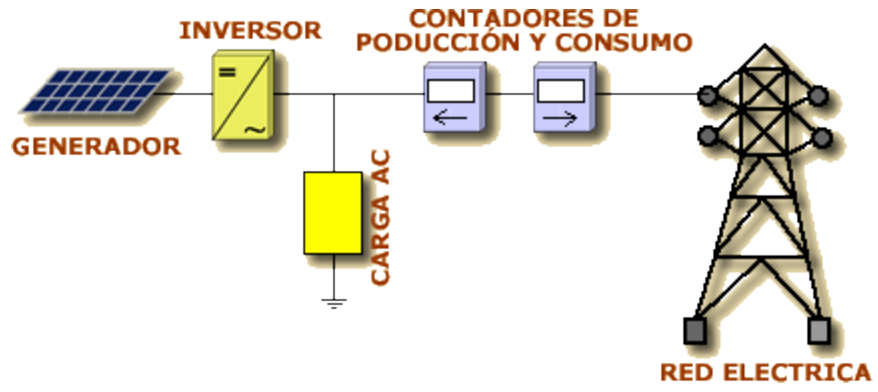


Figura 31 Esquema tipo de un sistema fotovoltaico conectado a red

4 DISEÑO Y DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Diseñar y dimensionar los sistemas fotovoltaicos sirve para calcular el tamaño y número de partes que debe componer dicho sistema para suplir las necesidades para las que ha sido instalado. Al proceso del cálculo del número de módulos fotovoltaicos y número de baterías necesarios para una instalación fotovoltaica se le denomina dimensionado.

Antes de comenzar por el proceso de dimensionado de una instalación es necesario conocer una serie de datos relacionados con el lugar y la instalación:

- Condiciones de uso: demanda energética y uso (fines de semana, semanal, en verano, etc.).
- Datos climatológicos: conocer los valores de irradiación de la que se dispondrá en el lugar de la instalación.

4.1 CONDICIONES DE USO.

4.1.1 OBTENCIÓN DEL CONSUMO

Una de las principales condiciones que determinan una instalación solar fotovoltaica aislada es la instalación eléctrica a la que debe suministrar la energía.

Así pues, un primer paso es conocer el consumo necesario. Para ello, hay que calcular la potencia total del sistema tomando que estarán en funcionamiento durante un día.

Esto se explicara de forma más detallada en el apartado que habla del dimensionamiento de un sistema fotovoltaico autónomo.

4.1.2 DATOS CLIMATOLÓGICOS

4.1.3 HORAS SOLARES PICO

Esta unidad denominada hora solar pico es muy usada en el campo de la energía solar fotovoltaica y su conocimiento resulta útil en el análisis de sistemas fotovoltaicos,

El origen e interpretación de la hora solar pico puede comprenderse a partir de las siguientes consideraciones:

La irradiancia solar sobre la superficie terrestre en un día cualquiera puede tener un comportamiento como el mostrado en la figura 32. La presencia de las nubes modifica esta distribución, pero en el presente análisis, no resulta esencial y no será tomada en cuenta.

La característica de esta distribución cambia según el verano o el invierno, algo también importante para un análisis integral a lo largo del año, pero para la interpretación de la hora solar pico mantendremos como referencia la distribución mostrada en la figura 32, como ejemplo de un día cualquiera.

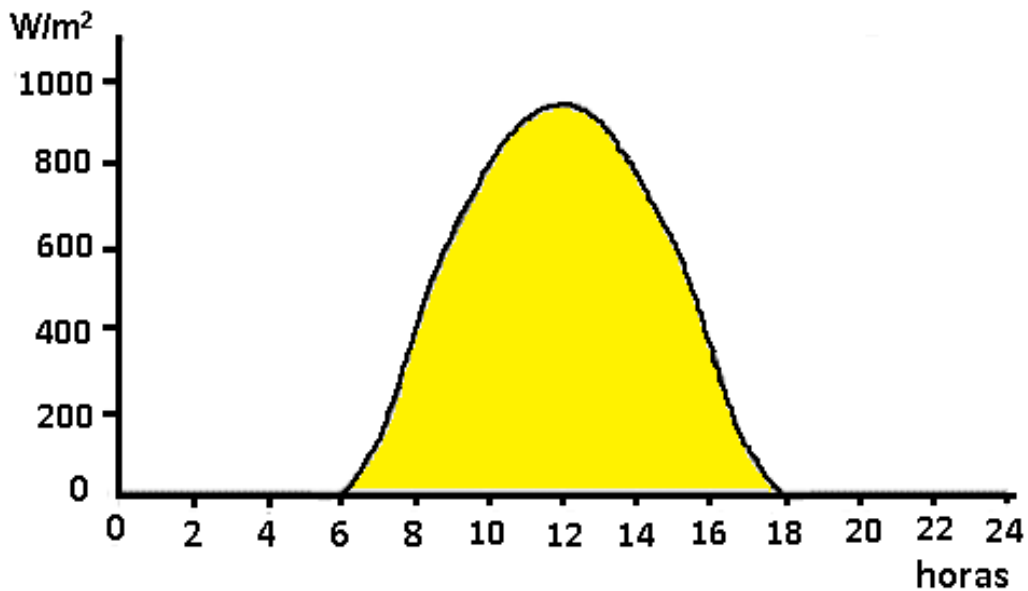


Figura 32 Distribución horaria de la irradiancia solar en un día sin nubes

El cálculo de la energía total recibida en un metro cuadrado de superficie terrestre (o de un panel fotovoltaico) horizontal, es representado por el área bajo la curva de la figura 2.1, por lo que debe obtenerse un valor de 5.000 Wh/m^2 o 5 KWh/m^2 .

Este valor de 5 KWh/m^2 resulta de la suma o integración de la energía incidente en cada hora, tanto los menores valores de las horas tempranas o tardes del día, como los de mayores valores del mediodía.

Con el objetivo de facilitar los cálculos, se considera el caso hipotético de un Sol que logre una irradiancia constante de $1\ 000 \text{ W/m}^2$, durante un relativo corto tiempo, pero de modo tal que la energía total que incidirá sobre el metro cuadrado considerado, durante todo el día, fuera igual a la que produce el Sol verdadero.

En la figura 33 se ha representado el efecto del Sol hipotético actuando desde las 9:30 a.m. hasta las 2:30 p.m., es decir, un tiempo total de 5 horas. Gráficamente, las áreas bajo las curvas son iguales, ya que ambas representan la misma energía total incidente.

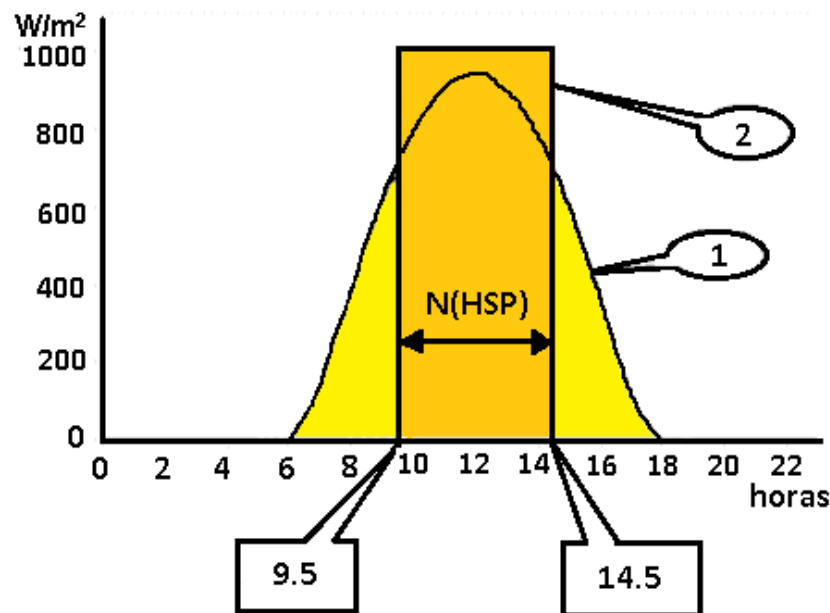


Figura 33 Distribución horaria de la irradiancia solar en un caso real (1) y otro hipotético (2).

El tiempo que requiere ese Sol hipotético de 1 000 W/m², será el número de hora solar pico [n (HSP)]. En el ejemplo mostrado resultan 5 HSP.

Según los datos suministrados por el mapa de radiación global de Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) Popayán presenta una irradiación de 4 horas solares pico (HSP) por día. Como se muestra en la figura 34 [10]

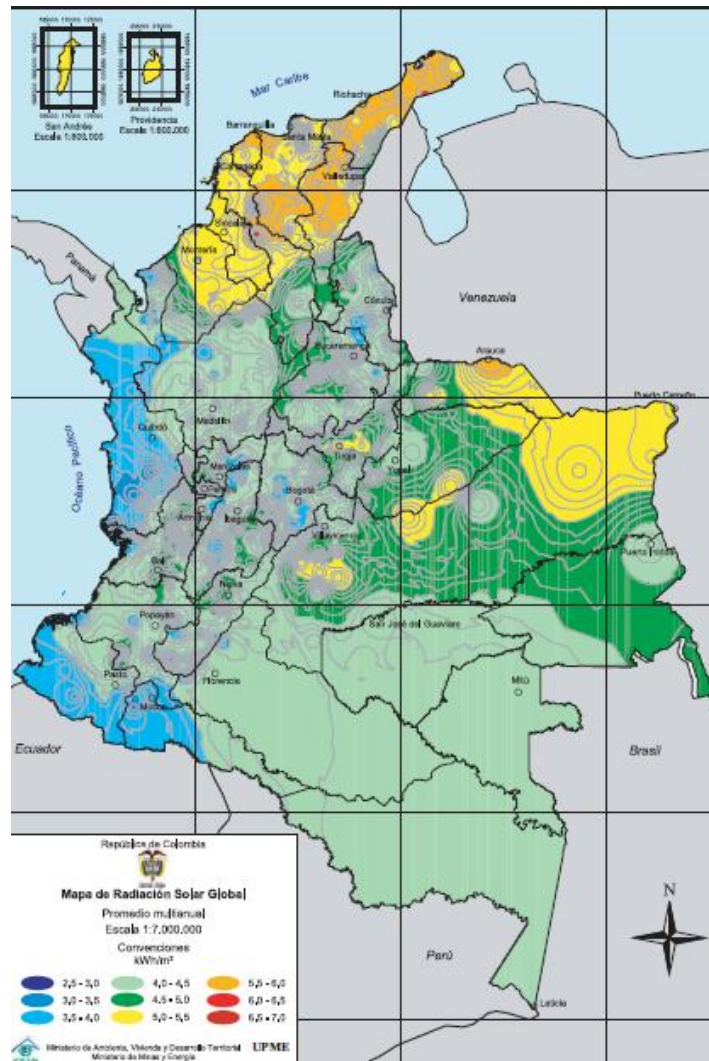


Figura 34 Mapa radiación solar anual de Colombia [10]

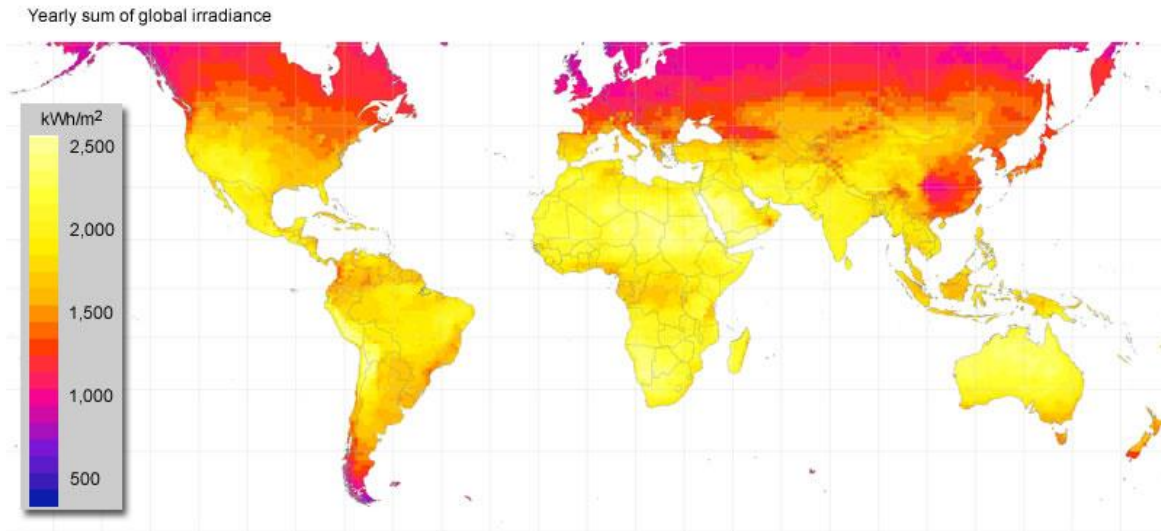


Figura 35 Mapa mundial de radiación solar anual promedio [11]

4.1.4 DÍAS DE AUTONOMÍA

Se entiende como días de autonomía a la cantidad de días con baja o nula irradiación que funcionará la instalación, es decir, que la instalación funcione sin necesidad de que se suministre energía desde los paneles.

También dependerá del lugar geográfico, ya que hay zonas donde hay más días nublados o días soleados.

Para sistemas domésticos se toma entre 3 y 5 días de autonomía, ampliándose hasta 6 o 7 días de autonomía en zonas de baja irradiación solar o donde pueden darse periodos largos de días nublados. [12]

4.2 DIMENSIONAMIENTO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO AUTÓNOMO

Proceso general

El proceso para dimensionar un sistema fotovoltaico autónomo se puede resumir en los siguientes pasos:

- calculo de la potencia máxima (perfil de carga).
- Calculo del consumo máximo.
- Calculo del número de paneles
- Calculo de la capacidad del banco de baterías.

4.2.1 CÁLCULO DE LA POTENCIA MAXIMA (perfil de carga)

Como potencia máxima se entiende a la potencia máxima instalada a lo largo de un día. La potencia de cada equipo conectado: electrodoméstico, luces, etc., y se mide en vatios (W) y se suele simbolizar por $P_{\text{nombre_equipo}}$.

La cantidad de equipos de las mismas características; no tiene unidades de medición.

Las horas que se prevé que esté en uso el equipo; se utilizan las horas como unidad de cálculo.

Para calcular la potencia instalada se utiliza la siguiente ecuación:

$$P_{max} = \sum cantidad \times horas \times P_{nombre_equipo} [Wh/d] \quad (4.1)$$

Después mediante la tensión que deberá tener la instalación, se obtiene el consumo (en amperios). Para ello, hay que tener en cuenta la tensión del banco de baterías que se va a utilizar si el consumo es corriente continua o si la tensión es de 110 voltios para el consumo en corriente alterna. [12]

4.2.2 CALCULO DEL CONSUMO MAXIMO.

Para ello hay que recordar la ecuación que relaciona la potencia con la tensión y la corriente.

$$P = V \times I \quad (4.2)$$

Puesto que el consumo variará en función de la tensión a utilizar, cuanto mayor sea la tensión menor será la corriente. Pero por el contrario se necesitarán más número de baterías.

En este caso se calcula la corriente máxima de consumo de la instalación (I_{inst_max} en Ah), como el cociente entre la potencia máxima (P_{max} en Wh/d) y la tensión de la batería ($V_{bateria}$) en voltios con valores típicos de 12, 24 o 48V, y se calcula utilizando la siguiente ecuación:

$$I_{inst_max} = \frac{P_{max}}{V_{bateria}} [Ah/d] \quad (4.3)$$

También se deberá tener en cuenta si la instalación es de corriente alterna, ya que se necesitara un convertidor que adapte los niveles, con sus pérdidas correspondientes que se introducen por el rendimiento. En dicho caso, la ecuación anterior se podría simplificar para 110 voltios en sustitución a la tensión de la batería, quedando como:

$$I_{inst_max} = \frac{P_{max}}{110} [Ah/d]$$

Depende del diseñador de la instalación o el técnico que es quien decide el valor del margen de seguridad, aunque también puede no tenerlo en consideración.

A continuación se calcula el consumo máximo (I_{max}), en función del valor del consumo máximo de la instalación (I_{inst_max}) que se ha calculado anteriormente, Además, se muestra la ecuación para un aumento del 20%:

$$I_{max} = I_{inst_max} + I_{inst_max} \times 20\% = 1,2 \times I_{inst_max} [Ah/d] \quad (4.4)$$

Una vez sabida la corriente máxima que va a consumir nuestra instalación, hay que calcular el consumo máximo, teniendo en cuenta las posibles pérdidas. Para ello, hay que calcular las pérdidas totales (K_T), tal y como se muestra en la siguiente ecuación:

$$K_T = [1 - (K_B + K_C + K_R + K_X)] \times \left[1 - \frac{(K_A \times D_{aut})}{P_d}\right] \quad (4.5)$$

Las diferentes incógnitas de la ecuación de pérdidas totales son:

- **K_A** : pérdidas debido a la autodescarga diaria de la batería, dada a los 20°C . Esta pérdida suele venir en las hojas de características dadas por el fabricante de la batería, su valor por defecto es del 0.05%. También son muy comunes valores del 0.6% y 0.07%
- **K_B** : pérdidas debidas al rendimiento de la batería que, por lo general, tiene un valor del 5%, pero puede escogerse un valor del 10% para viejos acumuladores o fuertes descargas o bajas temperaturas.
- **K_C** : pérdidas debido al rendimiento del convertidor utilizado (si lo hay), es decir, principalmente en instalaciones de 110V. Los valores por defecto suelen oscilar entre el 80% y el 95%, por lo que las pérdidas oscilarán entre el 20% y el 5%.
- **K_R** : pérdidas debido al rendimiento del regulador empleado. Suele depender de la tecnología utilizada, pero si no se conoce se escoge el valor por defecto del rendimiento del 90%, por lo que las pérdidas serán de un 10%.
- **K_X** : otras pérdidas no contempladas (por el efecto Joule, caídas de tensión, etc.); se escoge un valor por defecto del 10%.
- **D_{aut}** : días de autonomía con baja o nula insolación.

Una vez, calculadas las pérdidas, hay que calcular el consumo máximo (C_{max}) como el cociente máximo (I_{max}) entre las pérdidas totales (K_T), tal y como se puede ver en la siguiente ecuación: [12]

$$C_{max} = \frac{I_{max}}{K_T} [Ah/d] \quad (4.6)$$

4.2.3 CÁLCULO DEL NÚMERO DE PANELES.

Sabiendo la corriente que va a consumir la instalación (C_{max}), y las características del panel, se calcula cual será el número de módulos fotovoltaicos necesarios.

Para esto se debe tener en cuenta el cálculo de la energía que genera un panel solar (E_{panel}) durante un día, para ello se utiliza la siguiente ecuación:

$$E_{panel} = I_{panel} \times HPS \times \eta_{panel} [Ah/d] \quad (4.7)$$

En donde:

- I_{panel} : es la corriente de pico o corriente máxima del módulo solar.
- HPS : son las horas solares pico del lugar de instalación del sistema fotovoltaico.
- η_{panel} : es el rendimiento del panel.

En el rendimiento del panel se puede escoger valores típicos entre el 15 al 5%. Como norma general se escoge un rendimiento general del 90%, por lo que se multiplica por 0.9, quedando la ecuación como:

$$E_{panel} = 0.9 \times I_{panel} \times HPS [Ah/d]$$

Ya conociendo la corriente que suministra el panel (E_{panel}) y el consumo máximo (C_{max}), se calcula el número de ramas o módulos solares en paralelo necesarios utilizando la siguiente ecuación:

$$N_{P_{paralelo}} \geq \frac{C_{max}}{E_{panel}} \quad (4.8)$$

Se escoge \geq porque tiene que dar un valor entero, y siempre se elige el valor por exceso. El número de módulos necesarios para adaptarse a la tensión de la instalación y del banco de baterías, es decir, cuántos módulos se conectarán en serie, se utiliza la siguiente ecuación teniendo en cuenta la tensión del banco de baterías ($V_{batería}$) y la tensión nominal del módulo fotovoltaico (V_{panel}) [12]

$$N_{P_{serie}} \geq \frac{V_{batería}}{V_{panel}} \quad (4.9)$$

4.2.4 CÁLCULO DE LA CAPACIDAD DEL BANCO DE BATERÍAS.

Para el cálculo de la capacidad de la batería se deben tener en cuenta: el consumo máximo (C_{max}) que suministrará cuando haya poca o nula irradiación solar, los días de autonomía (D_{aut}) que mantendrá el suministro y la profundidad de descarga (P_d) de la batería.

La ecuación que se utiliza para el cálculo de la capacidad de la batería, es:

$$C_{batería} \geq \frac{C_{max} \times D_{aut}}{P_d} [Ah/d] \quad (4.10)$$

Una vez se conoce la capacidad que debe tener el banco de baterías y teniendo las características de la batería se obtiene el número de baterías necesarias, tanto en serie como en paralelo.

El valor de la capacidad obtenido es para una duración de 100 horas, indicándose como C_{w0} . Por lo que habrá que tenerlo en cuenta porque dependiendo de la

documentación consultada el valor de la capacidad puede expresarse en diferentes valores de capacidad (por ejemplo C_w)

En la mayoría de casos será necesario asociar varias baterías, ya sea en paralelo para aumentar la capacidad total, o en serie para aumentar la tensión.

Para obtener el número de baterías en paralelo se divide el valor capacidad del banco de baterías calculado entre el valor de la capacidad nominal de cada una de las baterías seleccionadas (C_{100}), utilizando la siguiente ecuación:

$$N_{B_paralelo} \geq \frac{C_{bateria}}{C_{nominal}} \quad (4.11)$$

El número de baterías en serie vendrá determinado por el valor de la tensión de la instalación ($V_{bateria}$) y el valor de la tensión nominal de la batería ($V_{nominal_bateria}$) que suelen ser de 12 voltios. [12]

$$N_{B_serie} \geq \frac{V_{bateria}}{V_{nominal_bateria}} \quad (4.12)$$

5 CARACTERIZACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Caracterizar los sistemas fotovoltaicos permite conocer el estado en que se encuentra operando nuestro SFV, con base a la cantidad de energía recibida del sol y la cantidad de energía producida por el sistema. Gracias a esto es posible determinar qué tan eficiente es nuestro sistema fotovoltaico.

5.1 CARACTERÍSTICAS DE LAS CELDAS SOLARES

La celda solar es un dispositivo que convierte la radiación del sol en energía eléctrica.

Funcionamiento (Figura 36):

1. Conectar la celda solar a una carga
2. Iluminar
3. Diferencia de potencia en los extremos de la carga (circula corriente efecto foto eléctrico)

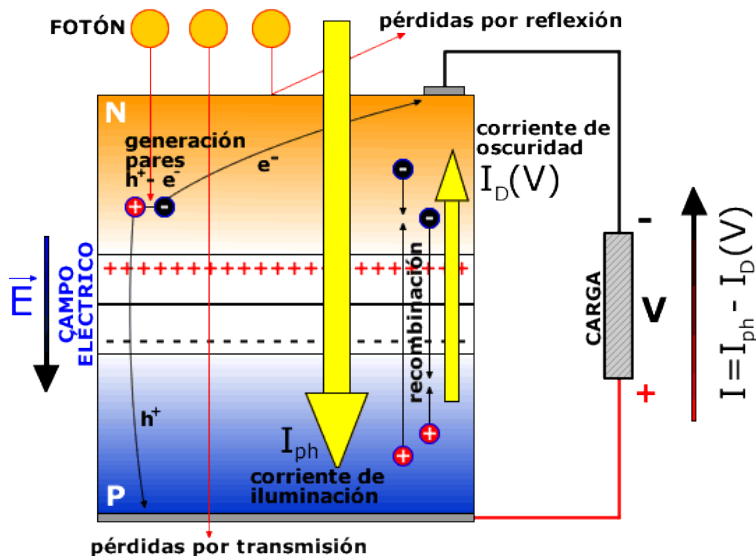


Figura 36 Principios funcionamiento celda solar

La corriente entregada a una carga por una celda solar es el resultado de dos corrientes que se oponen.

$$I = I_{ph} - I_D(V) \quad (5.1)$$

Donde I_{ph} es la corriente de iluminación y $I_D(V)$ es la corriente de oscuridad.

5.1.1 CORRIENTE DE ILUMINACIÓN (I_{ph})

Debido a la generación de portadores que genera la iluminación

$$I_{ph} = I_L = \text{Constante} \times \text{Radiacion} \quad (5.2)$$

Radiación en $\left(\frac{W}{m^2}\right)$

5.1.2 CORRIENTE DE OSCURIDAD ($I_D(V)$)

Debido a la recombinación de portadores que produce el voltaje externo

$$I_D(V) = I_o \left[\exp\left(\frac{eV}{KT_C}\right) - 1 \right] \quad (5.3)$$

Los fotones son los que forman los pares electrón hueco. Por el efecto del campo eléctrico \vec{E} entre los materiales tipo P y N , se separan los huecos y los electrones antes de recombinarse formando así la corriente eléctrica que circula por la celda y la carga.

Todos los fotones no son aprovechados debido a:

1. Fotones con energía menor que el ancho de banda prohibida no pasaran la barrera
2. Si el fotón pasa la banda prohibida la celda no tiene la capacidad de absorber todos los fotones

3. Reflexión en la celda

5.2 CURVAS CARACTERÍSTICAS $I - V$ DE ILUMINACIÓN REAL

Representa pares de valores de corriente y voltaje en los que funciona una celda.

Remplazando las ecuaciones (5.2) y (5.3) en (5.1)

$$I = I_{ph} - I_D(V)$$

$$I = (\text{Constante} \times \text{Radiacion}) - I_o \left[\exp\left(\frac{eV}{KT_C}\right) - 1 \right] \quad (1)$$

e: Carga del electrón $1,602 \times 10^{-19}C$

K: Constante de Boltzman

T_C : Temperatura en °K

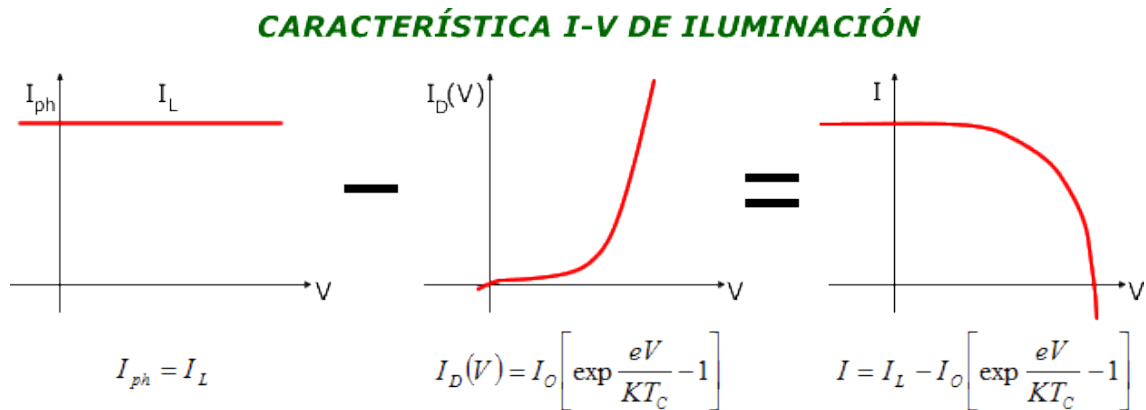


Figura 37 Valores de corriente y voltaje en los que funciona una celda

5.3 CIRCUITO EQUIVALENTE DE LA CELDA SOLAR IDEAL

La Grafica Figura 38 muestra el circuito ideal de una celda solar, donde la celda se puede comparar como una fuente de corriente.

CIRCUITO EQUIVALENTE DE DISPOSITIVO INTRÍNSECO

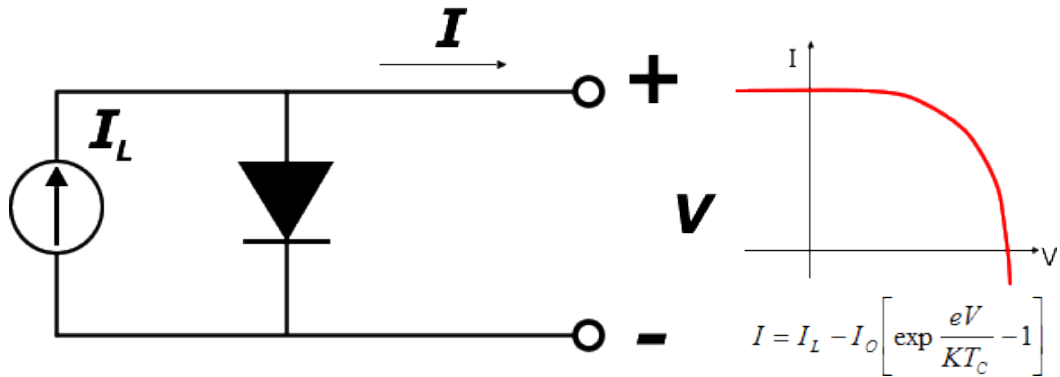


Figura 38 Circuito equivalente de la celda solar ideal

Gracias a las ecuaciones de Kirchoff podemos deducir una ecuación para determinar la corriente del circuito.

$\sum I = 0$ Suma de corrientes igual a cero

$$I_L - I_D - I = 0$$

$$I = I_L - I_D$$

$$I = I_L - I_0 \left[\exp \left(\frac{eV}{KT_C} \right) - 1 \right] \quad (5.4)$$

5.4 CIRCUITO EQUIVALENTE DE LA CELDA SOLAR REAL

Esta grafica (Figura 39) muestra una celda solar real, donde tiene asociada un par de resistencias una en paralelo y otra en serie.

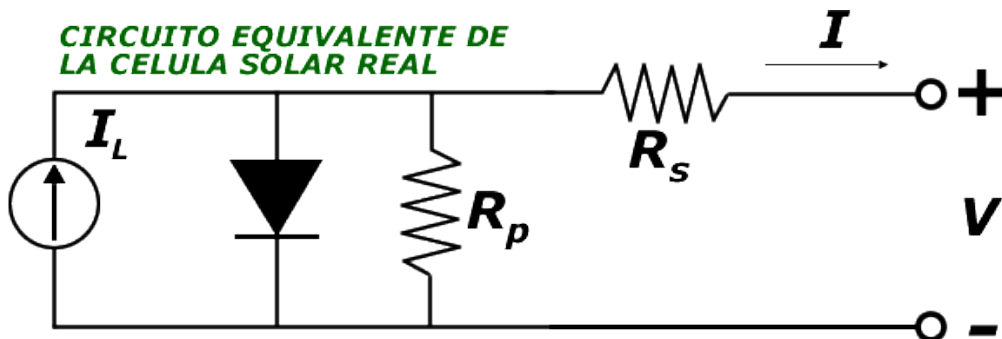


Figura 39 Circuito equivalente de la celda solar real

Gracias a las ecuaciones de Kirchhoff podemos deducir una ecuación para determinar la corriente del circuito.

$\Sigma I = 0$ Suma de corrientes igual a cero

$$I_L - I_D - I_R - I = 0$$

$$I = I_L - I_D - I_R$$

$$I = I_L - I_o \left[\exp \left(\frac{e(V+IR_S)}{kT_C} \right) - 1 \right] - \frac{V+IR_S}{R_P} \quad (5.5)$$

Para obtener la resistencia en serie y paralelo de las curvas características IV utilizamos las siguientes formula:

$$R_s = \frac{V_{oc} - V_{pmp}}{I_{pmp}} \quad (5.6)$$

$$R_p = \frac{V_{pmp}}{I_{sc} - I_{pmp}} - R_s \quad (5.7)$$

5.5 VALORES CARACTERÍSTICOS DE UNA CELDA:

5.5.1 VOLTAJE DE CIRCUITO ABIERTO V_{oc}

V_{oc} Voltaje máximo sin carga, se da cuando la corriente es cero ($I = 0$)

I_{sc} Corriente máxima en corto circuito

si $I = 0$ entonces $V = V_{oc}$ Despejando V de la ecuación (5.5)

$$V_{oc} = \frac{kT}{e} \ln \left| \frac{I_L}{I_o} + 1 \right| \quad (5.8)$$

$$V_{oc} = \frac{kT}{e} \ln \left| \frac{\text{Constante} \times \text{Radiacion}}{I_o} + 1 \right|$$

5.5.2 CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO I_{SC}

I_{SC} Corriente máxima en corto circuito, se da cuando el voltaje es cero ($V = 0$)

si $V = 0$ entonces $I = I_{SC}$ Despejando I de la ecuación (5.5)

$$I_{SC} = \text{Constante} \times \text{Radiacion} \quad (5.9)$$

La corriente I_{SC} es función lineal de la irradiación solar. Permite emplear las celdas solares como sensores para la medición de la radiación.

Se puede expresar como

$$I = I_{SC} \left[1 - e^{-\frac{e(V_{OC}-V)}{mKT_C}} \right] \quad (5.10)$$

- e : Carga del electrón $1,602 \times 10^{-19}C$
- K : Constante de Boltzman
- T_C : Temperatura en grados kelvin $[K]$
- m : Parámetro de la celda normalmente 1

5.5.3 PUNTO MÁXIMO DE POTENCIA (P_{MP}) (P_M)

Es el producto del valor de máxima tensión (V_{max}) y corriente máxima (I_{max}) conectada a una carga. (Figura 40)

$$P_M = V_{max} \times I_{max} \quad (5.11)$$

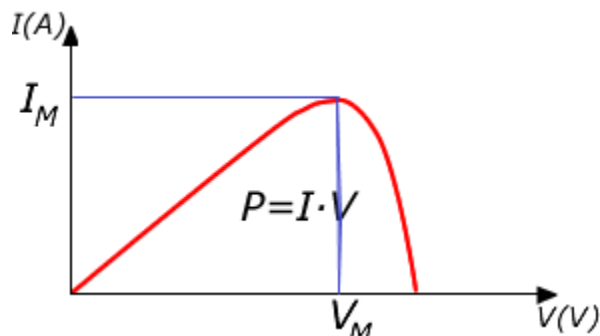


Figura 40 Curva IV con punto de máxima potencia

5.5.4 FACTOR DE FORMA (FF)

Medida de la calidad de la celda. Es la desviación que presenta una celda de la rectangularidad, como se muestra en la figura 41

$$FF = \frac{V_M \times I_M}{V_{OC} \times I_{SC}} \quad (5.12)$$

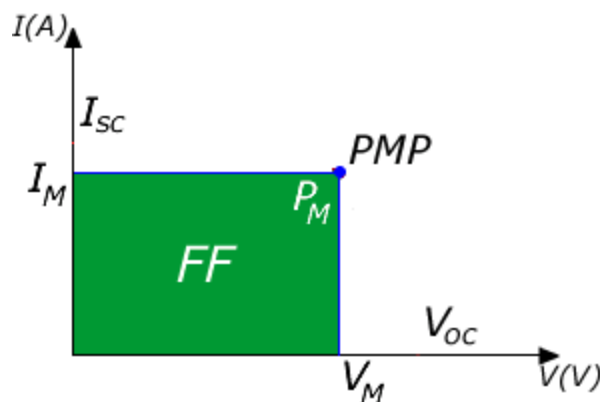


Figura 41 Curva IV y factor de forma

5.5.5 EFICIENCIA DE CONVERSION O RENDIMIENTO

Es el cociente entre la máxima potencia eléctrica que se le puede entregar a la carga y la potencia solar incidente por el área de la célula.

$$\eta = \frac{P_M}{P_L} = \frac{I_M \times V_M}{P_L} = \frac{P_M}{A \times G} \quad (5.13)$$

Estos parámetros se obtienen bajo condiciones estándar según norma EN61215.

Irradiancia: 1000W/m² (1 KW/m²), distribución espectral de la radiación incidente: AM1.5 (masa de aire), incidencia normal, temperatura de la célula: 25°C.

5.5.6 TEMPERATURA DE OPERACIÓN NOMINAL DE LA CÉLULA (TONC)

Dicho parámetro se define como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se someten a las siguientes condiciones de operación:

Irradiancia: 800W/m², distribución espectral de la radiación incidente: AM1.5 (masa de aire), incidencia normal, temperatura ambiente: 20°C, velocidad del viento: 1m/s

Finalmente presentamos un resumen de parámetros y graficas importantes en la figura 42

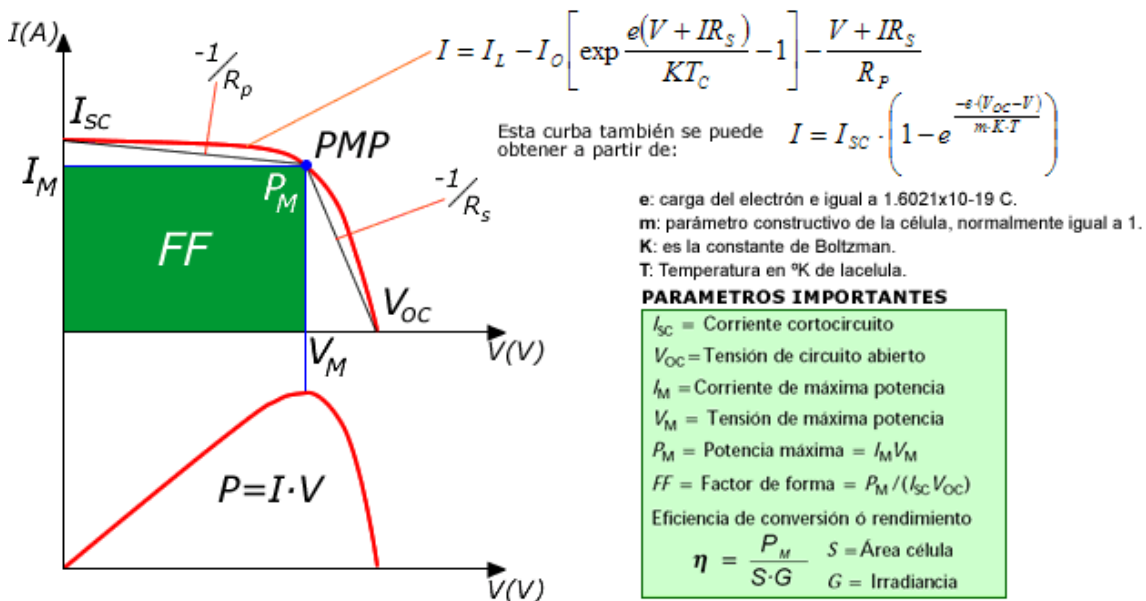


Figura 42 Parámetros de las curvas IV

5.6 POTENCIA PREDOMINANTE

La irradiancia media incidente sobre un módulo fotovoltaico y, en consecuencia, la potencia media generada por éste en un determinado período de tiempo, aunque es un dato de cierto interés en toda instalación, no basta para describir suficientemente bien el comportamiento energético del módulo y no siempre constituyen una referencia adecuada para la optimización del sistema.

Para darse cuenta de que el simple valor de la potencia media de un generador solar en un determinado periodo de tiempo, normalmente no aporta por si solo un dato significativo que sirva para caracterizar a una instalación concreta, basta observar el ejemplo mostrado en la figura 43.

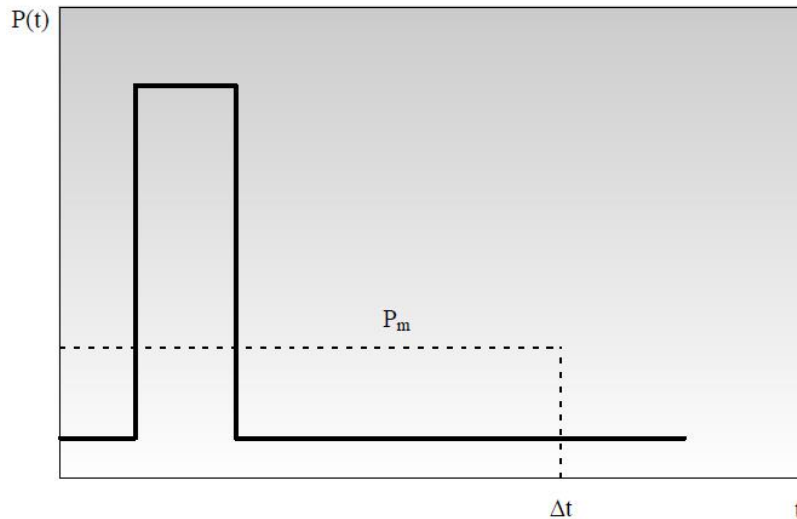


Figura 43 Distribución temporal formada por dos únicos valores [13]

Un parámetro que resulta de utilidad a la hora de describir el comportamiento del generador solar en un periodo de tiempo determinado, en la medida que aporta información sobre la distribución temporal de la irradiancia incidente en dicho generador, y que se denominara potencia predominante (**PP**), y se determina con la siguiente expresión.

$$PP = \int \frac{P dE}{dE} = \int \frac{P(P dt)}{P dt} = \int \frac{P^2 dt}{P dt} \quad (5.14)$$

Siendo **E** la energía captada por el modulo durante el periodo de tiempo y **P** la potencia instantánea (función del tiempo), que a todos los efectos se supone proporcional a la irradiancia incidente sobre dicho panel. [13]

5.7 CARACTERÍSTICAS MÓDULOS SOLARES

Si tenemos celdas solares en serie obtendremos un aumento de voltaje, por otra parte al tener celdas conectadas en paralelo obtendremos un aumento de corriente.

La potencia pico se expresa con la siguiente ecuación.

$$Wp = n(Ip \times Vp)$$

n : Número de celdas, Ip : Corriente pico, Vp : Voltaje pico, Wp : Potencia pico

Wp No depende si están en serie o paralelo

$$Wp(\text{serie}) = Ip(n \times Vp) = Wp(\text{paralelo}) = Vp(n \times Ip)$$

Para nuestro caso nuestros paneles cuentan con:

- Numero de celdas 36
- Material poli cristalino
- $V_{cel} = 0,49V$
- $Vp = 36 \times 0,49 = 17,64$
- $Vp = 17,64V$

5.8 FACTORES QUE AFECTAN EL RENDIMIENTO DEL SISTEMA SOLAR

Radiación solar: voltaje alto si la radiación solar baja.

Temperatura de la celda: si T aumenta la corriente aumenta un poco y V decrece mucho. Por lo tanto la potencia baja. Solución: muchas celdas que sostengan el voltaje.

$$T(\text{operacion cel}) = T(\text{ambiente}) + \frac{T(\text{modulo}) - 20^{\circ}C}{\frac{800W}{m^2}} \times \text{Radiacion}$$

$$T(\text{modulo}): \text{Irradiancia de } \frac{800W}{m^2}$$

$$\text{Air mas} = 1,5$$

$$T(\text{ambiente}) = 20$$

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

5.9 INTEGRACIÓN DEL MÓDULO CON CARGA

1. Carga resistiva: permite inspeccionar el modulo en condiciones de máxima

potencia $I = \frac{V}{R}$

- $V_p = 17,6V$
- $I_p = 7,67A$
- $R = \frac{V}{I} = \frac{17,67V}{7,67A}$
- $R = 2,3\Omega$

2. Carga galvánica: batería

- Tensión de batería: 10,2V y 12,6V

Definición de características a partir del fabricante

Características de Módulos Solares Fabrica		UNIDADES	
ELECTRICOS	Potencia de salida	135,00	W
	Tolerancia de potencia de salida	3,00	% +/-
	Eficiencia del modulo	13,50	%
	Voltaje a potencia Max $V_{mpp}=V_p$	17,60	V
	Corriente a potencia Max $I_{mpp}=I_p$	7,67	A
	Voltaje circuito abierto V_{oc}	22,30	v
	Corriente de corto circuito I_{sc}	8,20	A
	Numero de celdas	36	unidades
	Voltaje celda	0,49	V
	Voltaje Max de sistema	600,00	VDC
	TERMICOS	Operación Nominal de la celda NKOCT	46,00
Coeficiente beta de I_{sc}		0,06	(+)%K
Coeficiente alpha de temperatura V_{oc}		-0,0037	(-)%K
Coeficiente gamma de temperatura P_{mpp}		-0,0045	(-)%K
MECANICOS	Dimensiones Paneles (largo)	1.470,00	mm
	Dimensiones Paneles (ancho)	680,00	mm
	Dimensiones Paneles (espesor)	34,80	mm
	Dimensiones celdas (largo)	156,00	mm
	Dimensiones celdas (ancho)	156,00	mm
	Peso	13,30	Kg
	Juntion box(caja negra)	cixi	2 diodos
	Cableado caja de conexiones (largo x ancho)	900*4	mm ²
OPERACION	Vidrio frontal vinilo	3,20	mm
	Temperatura de operación	-40 a +80	°C
	Max Wind Load	2,4K	Pa

Tabla 3 Características del módulo solar

6 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE MEDIDA

En este capítulo se describe el sistema de medidas que permite caracterizar los módulos fotovoltaicos, utilizando una carga capacitiva, que permite por medio del proceso de carga y descarga de capacitores obtener las curvas voltaje contra corriente del módulo, estos capacitores son descargados con una resistencia de potencia, el proceso de carga y descarga de los condensadores se efectúa de manera manual y el equipo permite observar los valores de voltaje, corriente, potencia, temperatura ambiente y temperatura del panel, en pantallas LCD. Los datos son obtenidos por dos vías o métodos diferentes. La primera es por medio de un osciloscopio, el cual permite tomar los datos y graficar posteriormente. El segundo método es por medio de una interfaz, donde se utilizó la tarjeta ARDUINO para llevar los datos de las medidas hacia el computador, donde posteriormente serán tratados en el entorno de programación LABVIEW.

6.1 CARGA CAPACITIVA

Para obtener las curvas $I - V$ del módulo fotovoltaico es necesario conectar una carga en paralelo a los condensadores, para poder medir los valores de corriente y voltaje. Se utiliza este método capacitivo y no el resistivo pues la velocidad de adquisición de datos es muy superior utilizando capacitores comparado con el resistivo, ya que para este se requieren diferentes valores de resistencia para obtener las medidas y el tiempo que dure la medida no puede ser tan largo, ya que para tiempos de muestreo largo las variaciones climáticas afectan la medida.

Es por eso que se utiliza la carga capacitiva, donde como primera medida determinarás el valor del capacitor, para disminuir el tiempo de medida de manera que las condiciones meteorológicas no cambien durante el periodo de la adquisición de los datos (irradiancia y temperatura).

La ecuación característica de un condensador es:

$$I_C(t) = C \frac{dV}{dT}$$

Considerando que la corriente es constante:

$$\int I_C dT = \int C dV$$

Integrando a ambos lados

$$I_C \times t = C \times V$$

Finalmente la relación matemática para el condensador es

$$C = \frac{I_C \times t}{V}$$

Dónde:

V : Tensión del módulo fotovoltaico a circuito abierto

t : Tiempo de carga del condensador

C : Capacitancia

I_C : Corriente de carga

Para calcular C suponemos un tiempo de carga que este dentro del rango de tiempos que tiene el osciloscopio que se va a utilizar para la toma de medidas ($100 \mu s/div$ a $2s/div$)

$$C = t \rightarrow 2ns/div \sim 50s/div$$

Para nuestro caso la capacitancia requerida es de $C \approx 9.400 \mu F$

Descripción general del sistema

El dispositivo está diseñado con los siguientes componentes

1 voltímetro analógico de 0 a 50V DC

1 resistencia de potencia de 22Ω a 300W

1 fuente de alimentación de 300W

1 sensor de corriente CSLA2CD

1 ventilador

1 osciloscopio

2 condensadores electrolíticos de $4700\mu F$ a 65V cada uno

2 interruptores de 220V DC a 10A

2 pantallas LCDs

2 sensores de temperatura digitales DS18S20

3 tarjetas ARDUINO UNO

4 borneras para la conexión del módulo fotovoltaico y sondas del osciloscopio

El equipo diseñado es capaz de medir tensiones de hasta 50 V de circuito abierto y corrientes de corto circuito de hasta 20A, el límite de estas medidas es debido a los componentes del sistema y aunque el sensor de corriente mide valores entre $-72A$ y $72A$, los interruptores utilizados para la carga y descarga de los condensadores no soportan este amperaje. Ya que interruptores que abarcaran todo este rango de corriente son mucho más costosos, se tomó la decisión de limitar los valores tanto de corriente como tensión a medir para no dañar los distintos componentes del sistema.

El equipo cuenta con tres vías de inspección del sistema fotovoltaico:

Por medio de un osciloscopio

De forma visual en dos pantallas LDCs

En el entorno LABVIEW por medio de una tarjeta de adquisición de datos

6.2 CIRCUITO ELECTRÓNICO

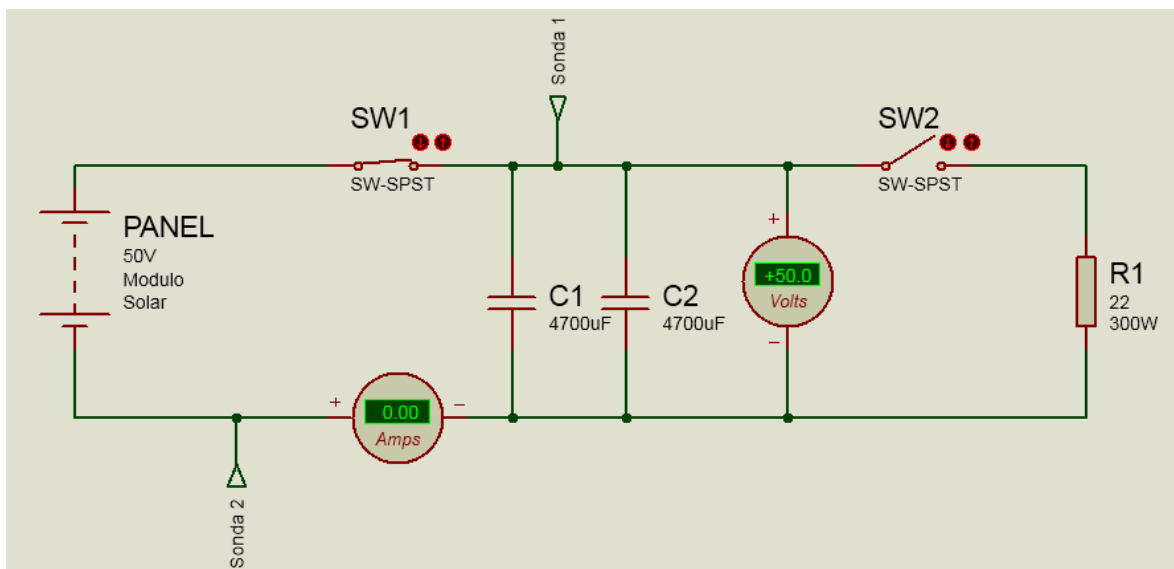


Figura 44 Circuito eléctrico del dispositivo de caracterización del módulo fotovoltaico

El circuito eléctrico consta de dos capacitores de $4700\mu F$ a $65V$ conectados en paralelo, para sumar una capacitancia de $9400\mu F$. El proceso de carga y descarga de los condensadores se realiza por medio de interruptores manuales, una vez cargados los condensadores estos son descargados por la resistencia de potencia de 22Ω a 300 . El valor de esta resistencia es el encargado de simular una carga de potencia

Para saber si los condensadores se encuentran cargados o descargados, se instaló un voltímetro de tipo analógico de $50V$ DC analógico.

Se diseñaron dos divisores de voltaje (Figura 45), los que hemos utilizado como sensores de voltaje digitales ubicados en la entrada de las borneras del panel solar como en la resistencia de descarga de los condensadores. Estos divisores de voltaje permiten tener en la entrada un voltaje máximo de $55V DC$ para la cual tendremos una salida después del divisor de voltaje de $5V$ la necesaria para no afectar la tarjeta de adquisición de datos.

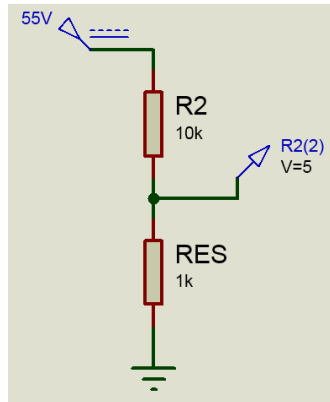


Figura 45 Circuito eléctrico del divisor de voltaje

Para el despliegue de graficas en el osciloscopio se utilizó el osciloscopio digital marca RIGOL DS1052E donde se escogió $\frac{Tim}{Div} = 0.2 s$ y $\frac{Vol}{Div} = 1V$, para poder obtener las gráficas de carga y descarga de condensador en un solo barrido. Este osciloscopio cuenta con conexión USB donde por medio de una memoria se almacenan los valores de las gráficas obtenidas, con los cuales posteriormente se realizó una hoja de cálculo para graficar los resultados obtenidos.

La sonda uno muestra la gráfica de carga de los condensadores mientras que la segunda sonda muestra la curva de descarga de los condensadores.

De forma visual se puede observar en una de las dos pantallas los valores tanto de temperatura ambiente, como temperatura del módulo. Y en la otra pantalla observamos, el valor de voltaje del panel solar, corriente y potencia del módulo solar.

En el diseño del sistema de caracterización de módulos fotovoltaicos se utilizaron tres tarjetas ARDUINO UNO. La primera para la adquisición de las variables obtenidas con los sensores de temperatura, voltaje y corriente (Figura 46). La segunda tarjeta ARDUINO para el despliegue en pantallas de las variables de temperatura, voltaje, corriente y potencia. Por ultimo una tercera tarjeta que tiene como función comunicar el dispositivo de medidas (SYCAMO) con el computador.

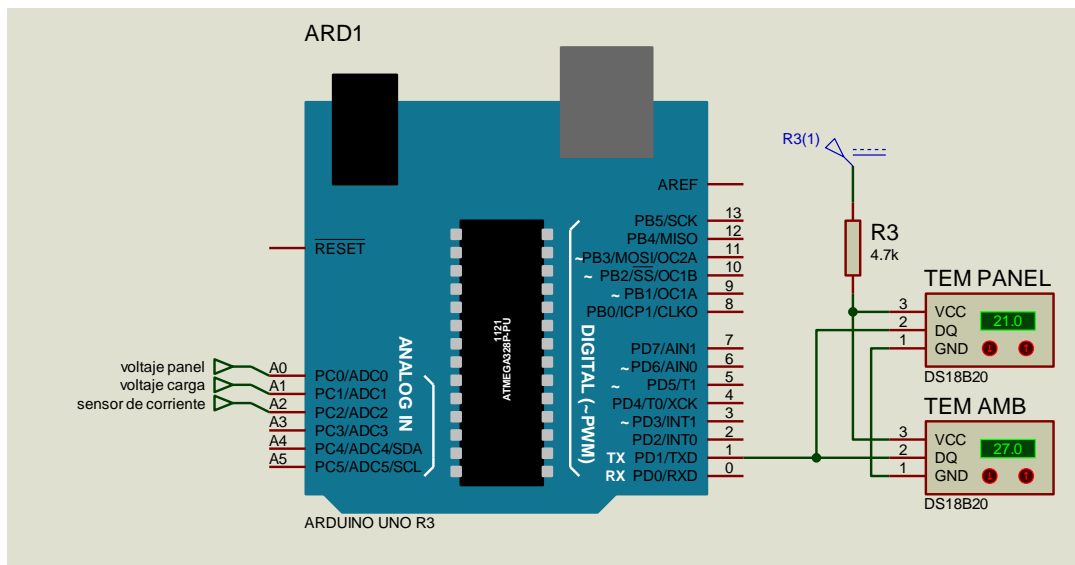


Figura 46 Circuito eléctrico de conexión a la tarjeta ARDUINO

6.3 SENSORES

6.3.1 CORRIENTE CLSA2CD

Sensor de corriente lineal, de tipo analógico capaz de medir de -72A a 72A. Con voltaje de alimentación de 8 Vdc. El sensor al medir corriente da como resultado un voltaje el cual se calcula de la siguiente forma:

$$A = \left(\frac{V_{sensor} - 4.0}{0.033} \right)$$

$$V_{sensor} = (A \times 0.033) + 4.0$$

El voltaje máximo entregado por el sensor

$$V_{sensor}(MAX) = (72 \times 0.033) + 4.0$$

$$V_{sensor}(MAX) = 6.376Volt$$

El voltaje mínimo entregado por el sensor

$$V_{sensor}(min) = (-72 \times 0.033) + 4.0$$

$$V_{sensor}(min) = 1.624Volt$$

El PIC solo puede recibir voltajes por el ADC que estén entre 0 y 5V, es por eso que se debe controlar la señal que entra al PIC para no dañarlo teniendo cuidado de no introducir voltajes negativos ni voltajes mayores a 5V.

Se tienen 3 paneles los cuales por datos tomados por el fabricante son de 8.2A cada uno. Si los conectamos a la vez da como resultado una corriente de corto circuito de 24.6A

$$V_{sensor} = (24.6 \times 0.033) + 4.0$$

$$V_{sensor} = 4.812Volt$$

Si el voltaje entregado por el sensor es 4V

$$V_{sensor} = 4.0Volt$$

$$A = \left(\frac{4.0 - 4.0}{0.033} \right)$$

$$A = 0$$

La grafica (Figura 47) muestra el voltaje que sale del sensor de corriente y su equivalente en amperios.

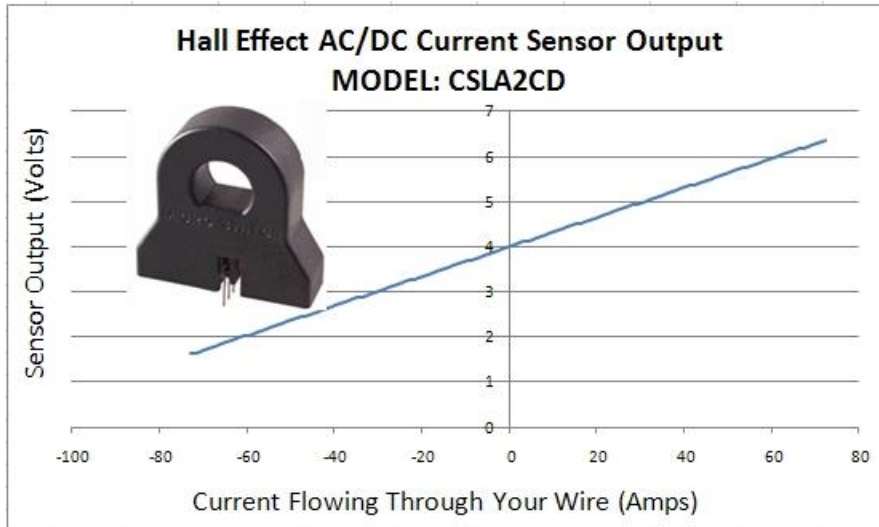


Figura 47 Curva característica del sensor de corriente

6.3.2 SENSOR DE TEMPERATURA DS1820

Sensor de temperatura digital, funciona bajo el protocolo 1-wire, con un rango de medida desde -55 a 125 $^{\circ}\text{C}$, la medida sacada es dada directamente en $^{\circ}\text{C}$, con voltaje de alimentación de 5V DC , cuenta con una precisión de $\pm 0.5^{\circ}\text{C}$

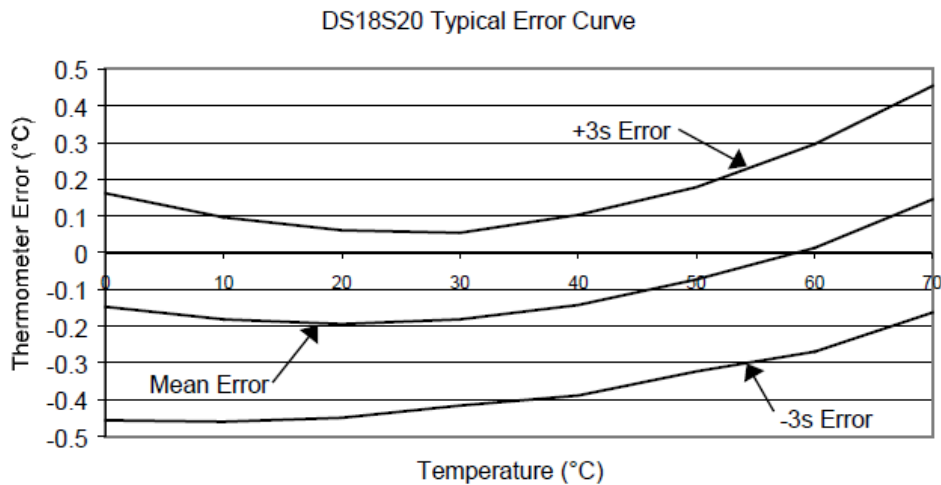


Figura 48 Curva característica del sensor de temperatura

6.4 HARDWARE Y SOFTWARE DE LAS TARJETAS ARDUINO

Para enviar los datos a las pantallas y hacer la interfaz hacia el computador, se utilizaron las tarjetas ARDUINO, equipadas con microchip ATMEL, con software de código libre, que permite utilizando el toolkit LIFA-BASE de ARDUINO realizar la comunicación entre el dispositivo con LABVIEW. A continuación se describe en detalle tanto el programa desarrollado en ARDUINO como en LABVIEW.

El ARDUINO Uno es una placa electrónica basada en el micro procesador ATmega328. Cuenta con 14 pines digitales de entrada/salida, 6 entradas analógicas, un resonador cerámico 16 MHz, una conexión USB, un conector de alimentación, un header ICSP, y un botón de reinicio. (ver Tabla 4)

Micro controladores	ATmega328
Tensión de funcionamiento	5V
Voltaje de entrada (recomendado)	7-12V
Voltaje de entrada (límites)	6-20V
Digital pines I / O	14 (de las cuales 6 proporcionan salida PWM)
Pines de entrada analógica	6
Corriente DC por Pin I / O	40 mA
Corriente CC para Pin 3.3V	50 mA
Memoria Flash	32 KB (ATmega328) de los cuales 0,5 KB utilizado por gestor de arranque
SRAM	2 KB (ATmega328)
EEPROM	1 KB (ATmega328)
Velocidad de reloj	16 MHz

Tabla 4 Resumen de Características de la tarjeta ARDUINO UNO

LIFA_Base es un protocolo que permite realizar la interfaz de comunicación entre la tarjeta ARDUINO con LABVIEW, esta herramienta de uso libre es desarrollada por ARDUINO para comunicar sus tarjetas con el computador, posteriormente en

LABVIEW se deben instalar los correspondientes controladores para que reconozcan la tarjeta ARDUINO.

Para que la interfaz de comunicación funcione correctamente es necesario determinar la velocidad a la que se requiere transmitir los datos en este punto se escogió una velocidad de *9600baudios* pues esta velocidad permite tener un análisis de los datos en un tiempo que puede ser considerado como instantáneo, ya que las condiciones climáticas, no van a variar en forma considerable en ese espacio de tiempo.

Para configurar la tarjeta ARDUINO es necesario además de definir la velocidad de transmisión seleccionar el tipo de tarjeta que utilizamos, el tipo de conexión que se utilizó, en nuestro caso fue USB

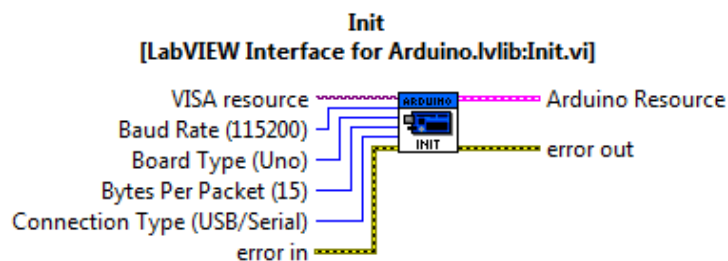


Figura 49 Interfaz de ARDUINO en Labview

A continuación se presenta el diagrama de bloques en LABVIEW para la adquisición y tratamiento de variables, donde se tienen tres entradas analógicas para los sensores de voltaje y corriente. Y dos entradas digitales para los sensores de temperatura. Adicionalmente los datos obtenidos por cada sensor son almacenados en hojas de cálculo y graficados simultáneamente.

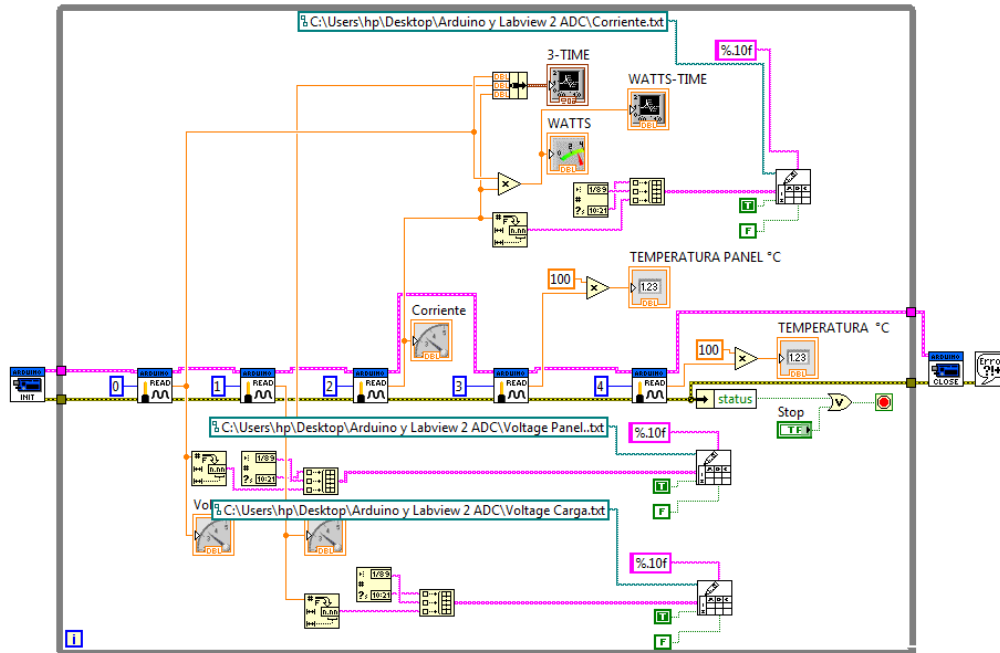


Figura 50 Diagrama de bloques en LABVIEW para la adquisición y tratamiento de variables

La siguiente imagen (Figura 51) muestra la interfaz visual realizada en LABVIEW, donde se observa los valores de voltaje, corriente, temperatura, potencia, las curvas voltaje-corriente y la curva de potencia del panel .

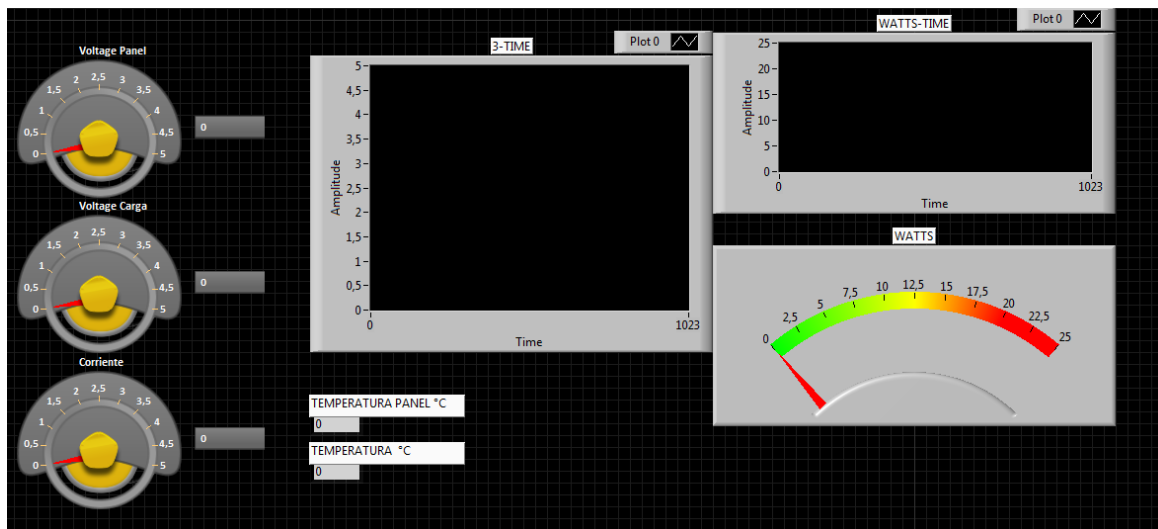


Figura 51 Interfaz visual en LABVIEW

6.4.1 COMO OBTENER LAS MEDIDAS

Para realizar la toma de medidas, se dispone de un protocolo para evitar alteraciones en la medida o daño de los equipos

1. Cerciorarse que los condensadores están descargados, esto se puede realizar observando el voltímetro analógica, cuando están descargados el voltaje será cero.
2. Revisar que los interruptores se encuentren en estado abierto (OFF)
3. Conectar el sensor de temperatura DS18B20 en la parte posterior del módulo solar.
4. Conectar el modulo solar primero la bornera negativa seguida de la positiva.
5. Si se va a utilizar el osciloscopio como método para caracterizar el sistema se debe primero conectar la tierra y luego las sondas uno y dos.
6. Acoplar el cable USB desde el computador a la parte frontal del equipo señalada como USB
7. Encender el equipo de caracterización de módulos.
8. Observar lecturas en pantallas
9. En el computador iniciar el ejecutable de la aplicación en LABVIEW
10. Una vez conectados todos los equipos se procede de la siguiente manera
11. Carga de capacitores con el interruptor verde. Seguido se regresa el interruptor a su estado abierto
12. Descarga de los capacitores interruptor verde.

Estos pasos son suficientes para observar en el osciloscopio, pantallas LCDs y computador los distintas variables medidas.

7 RESULTADOS

Como en todo proyecto en ingeniería existe una etapa de diseño en la que se deben tener presentes las diferentes especificaciones y tareas a realizar para cumplir con cada una de las expectativas del proyecto. Para este proyecto en particular una las tareas importantes a realizar es el dimensionamiento del sistema fotovoltaico de acuerdo a las especificaciones de irradiación solar del lugar de instalación y el consumo o perfil de carga.

Se tomó la decisión de buscar apoyo financiero de otra entidad que le resultara atractivo el proyecto. La entidad que dio el aval económico fue el Servicio Nacional de Aprendizaje, SENA, Regional Cauca.

El diseño y dimensionamiento de nuestro sistema fotovoltaico no tuvo como punto de partida la insolación del lugar y el perfil de carga, se debió tomar como criterio de diseño el capital disponible para buscar en el mercado los diferentes componentes y configuraciones de estos que se ajustaran a nuestro presupuesto, buscando obtener la mayor eficiencia energética.

De acuerdo a lo anterior nuestro proceso de dimensionamiento se basó en calcular la potencia máxima que podía atender el sistema fotovoltaico que se ajustó al presupuesto, es decir, en lugar de dimensionar el sistema fotovoltaico se calculó que carga podía alimentar. Para esto se siguieron los siguientes pasos:

- Selección de equipos.
- Cálculo de la energía generada por los paneles.
- Cálculo de la potencia máxima entregada por el sistema.
- Cálculo de las pérdidas del sistema fotovoltaico.

Conforme al presupuesto se seleccionaron los siguientes equipos:

7.1 MÓDULOS SOLARES

Se seleccionaron tres módulos solares *Yingli Solar YL 135 P-17b* de 36 celdas solares que tienen la capacidad de generar un voltaje de salida entre 12 y 18

voltios, con células solares policristalinas, no siendo estas las que presentan la mejor eficiencia pero si las que más se ajustaban a nuestro presupuesto. Módulos solares con más números de células y de mayor eficiencia producen una mayor potencia pero incrementan costos tanto de paneles como de regulador. En la siguiente Tabla 5 se presenta las características eléctricas de los módulos solares empleados en este proyecto.

ELECTRICAL PARAMETERS

Electrical parameters at STC (1,000 W/m ² , 25°C, AM 1.5 according to EN 60904-3)						
Module type		YL 110 P-17b	YL 120 P-17b	YL 130 P-17b	YL 135 P-17b	YL 140 P-17b
Power output	[W]	110.0	120.0	130.0	135.0	140.0
Power output tolerances	[%]	+/- 3	+/- 3	+/- 3	+/- 3	+/- 3
Module Efficiency	[%]	11.0	12.0	13.0	13.5	14.0
Voltage at Pmax, V _{mpp}	[V]	17.5	17.5	18.0	17.6	18.0
Current at Pmax, I _{mpp}	[A]	6.30	6.90	7.22	7.65	7.77
Open circuit voltage V _{oc}	[V]	22.0	22.0	22.0	22.3	22.5
Short circuit current I _{sc}	[A]	7.00	7.60	7.87	8.20	8.40
Max. system Voltage	[V]	600 VDC				

IV CURVES

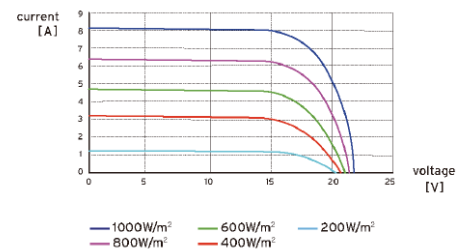


Tabla 5 Parámetros eléctricos del módulo solar

7.2 SELECCIÓN REGULADOR DE CARGA

Para determinar el regulador que se utilizó, se tuvo en cuenta la corriente que debía soportar el circuito de control de potencia, además de la tensión de trabajo. Se pudo conocer la corriente ($I_{arreglo\ fotovoltaico}$) que debía soportar realizando el producto de la corriente en cortocircuito (I_{sc}) de cada módulo fotovoltaico por el número de ramas del arreglo fotovoltaico:

$$I_{arreglo\ fotovoltaico} = I_{sc} \times \text{número de ramas [A]}$$

Para tener en cuenta los posibles picos de irradiación o los cambios de temperatura, es recomendable que, a la hora de escoger el regulador, sea aquel con un 15-25% superior a la corriente de cortocircuito que le puede llegar del sistema de generación fotovoltaico $I_{entrada}$ o bien, de la que puede consumir la carga del sistema I_{salida} .

De acuerdo a la corriente de corto circuito (I_{sc}) de los módulos solares y al número de ramas se calcula la corriente del arreglo fotovoltaico para la elección del regulador de carga/descarga.

$$I_{arreglo\ fotovoltaico} = 8.20\ A \times 3 = 24.6\ A$$

A este valor se le añadió un margen de seguridad del 20% para evitar que el regulador trabaje al límite de la corriente máxima que debía soportar:

$$I_{regulador} = I_{arreglo\ fotovoltaico} \times I_{arreglo\ fotovoltaico} \times 20\% \\ = 1,2 \times I_{arreglo\ fotovoltaico} [A]$$

$$I_{regulador} = 1,2 \times 24,6\ A = 29,52\ A$$

De acuerdo a este dato el regulador que se escogió fue un *Steca Solarix PRS 3030* que puede soportar hasta 30A. En la tabla 6 se muestran las características del regulador:

Electrical Data	PRS 2020	PRS 3030
Max. module short-circuit current	20 A	30 A
Max. load current at 25°C	20 A	30 A
System voltage	12 V (24 V)	12 V (24 V)
System voltage	4 mA	4 mA
Acceptable ambient temperature	-25°C to +50°C	-25°C to +50°C
Adjustment Range		
End of charge voltage at 25°C	13,9 V (27,8 V)	13,9 V (27,8 V)
Boost charging 120 min	14,4 V (28,8 V)	14,4 V (28,8 V)
Equalization charging	14,7 V (29,4 V)	14,7 V (29,4 V)
Total discharge protection	< 30 %	< 30 %
Reset threshold	> 50 %	> 50 %




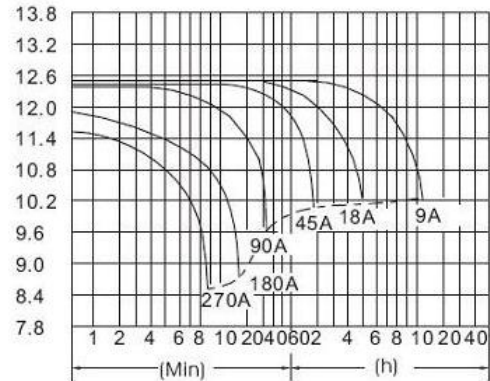
Tabla 6 Parámetros eléctricos del regulador solar

7.3 ELECCIÓN DE BATERÍA

Se seleccionó una batería de plomo ácido del tipo estacionaria hermética o también denominada “sin mantenimiento” que posee un voltaje nominal de 12 voltios y una capacidad de 90 amperios-hora para un rango de funcionamiento de 10 horas. En la siguiente grafica se exponen otras características eléctricas:



● Discharge Curves 25°C(77°F)



● Characteristics

Capacity 25°C(77°F)	10 hour rate(9.0A)	90 AH
	5 hour rate(14.4A)	72 AH
	1 hour rate(54.0A)	54 AH
	1.5 hour discharge to 10.5V	36 A
Internal Resistance	Full charged Battery at 25°C(77°F)	3.5 mΩ
Capacity affected by Temperature (10hour rate)	40°C(104°F)	102%
	25°C(77°F)	100%
	0°C(32°F)	85%
	-15°C(5°F)	65%
Self-Discharge at 25°C(77°F)	Capacity after 3 month storage	91%
	Capacity after 6 month storage	82%
	Capacity after 12 month storage	64%
Terminal	T10、T16	
Charge (constant Voltage)	Cycle	Initial Charging Current less than 36 A Voltage 14.10-14.40V
	Float	Voltage 13.50-13.80V

● Specifications

Nominal Voltage		12V
Rated capacity (10hour rate)		90 Ah
Dimensions	Total Height	228 mm (8.98 inches)
	Height	208 mm (8.19 inches)
	Length	307 mm (12.1 inches)
	Width	169 mm (6.65 inches)
Weight Approx		28 Kg (61.7 lbs)

Tabla 7 Parámetros eléctricos de la batería

7.4 ELECCIÓN DEL INVERSOR

En la elección del inversor se tuvo en cuenta el voltaje nominal de la batería (12 V) y de acuerdo a que el tipo de carga a alimentar era de carácter domiciliario se escogió un inversor de onda sinusoidal modificada que es apropiado para este tipo de aplicaciones, se eligió un Inversor Xantrex de onda sinusoidal modificada 1000W que presenta las siguientes características eléctricas.

Inversores XPower™ 1000, 1500, 3000 y 5000

Especificaciones eléctricas	Inversor 1000	Inversor 1500
Capacidad de sobrecarga (pico)	2000 vatios	3000 vatios
Potencia continua máxima	1000 vatios	1500 vatios
Voltaje de salida de CA	115 V CA +/- 5 %	115 V CA +/- 5 %
Frecuencia de salida de CA	60 Hz +/- 1 Hz	60 Hz +/- 1 Hz
Forma de onda de la salida de CA	Onda sinusoidal modificada	Onda sinusoidal modificada
Eficiencia óptima	90 %	90 %
Consumo de corriente sin carga	Menos de 0,3 A de CC	Menos de 0,3 A de CC
Amplitud de voltaje de entrada	10,5 - 15,5 V CC	10,5 - 15,5 V CC



Tabla 8 Parámetros eléctricos del inversor solar

7.5 CÁLCULO DE LA ENERGÍA GENERADA POR LOS PANELES.

Para el cálculo de la energía generada por los módulos solares durante un día se tuvo en cuenta parámetros eléctricos de los paneles solares como la corriente de pico o de máxima potencia ($I_{m\acute{a}x}$) y el rendimiento del panel (η_{panel}) y un parámetro climático como las horas solares pico (HSP) que presenta la ciudad de Popayán, para ello se utilizó la siguiente ecuación:

$$E_{modulo} = I_{modulo} \times HSP \times \eta_{modulo} [Ah/día] \quad (2)$$

En donde los datos para nuestro sistema fotovoltaico son los siguientes:

- $I_{modulo} = 7.65 A$
- $HSP = 4h$
- $\eta_{modulo} = 13.5\%$

Sustituyendo los valores de nuestra instalación en la ecuación (2)

$$E_{modulo} = 7.65 A \times 4h \times 0.935 = 28.611Ah/día$$

Esta sería la energía generada por un módulo solar *Yingli Solar YL 135 P-17b* durante un día instalado en la ciudad de Popayán según los datos suministrados por el fabricante y un recurso solar de 4 *HSP*. Posterior a esto se calculó la energía para el arreglo fotovoltaico de dos y tres módulos *YL 135 P-17b* si conectaban en paralelo y estos fueron los resultados.

La energía generada por dos paneles *YL 135 P-17b* conectados en paralelo es:

$$E_{arreglo \times 2} = 28.61Ah/d \times 2 = 57.22Ah/d$$

Energía generada por tres paneles *YL 135 P-17b* conectados en paralelo es:

$$E_{modulo \times 3} = 28.61Ah/d \times 3 = 85.83Ah/d$$

7.6 CÁLCULO DE LA POTENCIA MÁXIMA DE LA INSTALACIÓN

FOTOVOLTAICA

Para determinar una de las principales características de una instalación fotovoltaica aislada como es el cálculo de la potencia máxima que esta puede suministrar a lo largo de un día se multiplico la energía generada por uno, dos y tres módulo solares *YL 135 P-17b* (E_{modulo}) conectados en paralelo, calculada anteriormente por el voltaje nominal del sistema fotovoltaico (V_N) que es 12V como se ilustra a continuación:

$$P_{max} = E_{modulo} \times V_N [Wh/d]$$

Potencia máxima entregada por un módulo solar:

$$P_{max} = 28.61Ah \times 12V = 343.32Wh/d$$

Para calcular la potencia entregada por dos (P_{max_2}) y tres (P_{max_3}) módulos conectados en paralelo se multiplico este resultado por 2 y 3 respectivamente:

$$P_{max_2} = 343.32Wh/d \times 2 = 686.64Wh/d$$

$$P_{max_3} = 343.32Wh/d \times 3 = 1029.96Wh/d$$

Estos resultados ilustra la capacidad de suministro de potencia que tendría el sistema fotovoltaico sin tener en cuenta las pérdidas del sistema de acuerdo a las diferentes configuraciones del generador fotovoltaico.

7.7 ESTIMACIÓN DE LAS PÉRDIDAS TOTALES DE LA INSTALACIÓN

Para estimar las pérdidas de nuestro sistema fotovoltaico se buscó en las tablas de características de cada uno de los componentes que constituye el ensamble fotovoltaico pero la única tabla que especificaba el rendimiento del dispositivo fue la tabla de características del inversor, el cual presenta un rendimiento del 90%, es decir va presentar pérdidas del 10% ($K_C = 10\%$). Para el resto de los componentes del sistema se tomaron los valores por defecto encontrados en la literatura.

$$K_B = 10\%$$

$$K_R = 10\%$$

$$K_X = 10\%$$

$$K_A = 0.05\%$$

Como parámetros de diseño se tomó una profundidad de descarga para la batería (P_d) del 70% y una autonomía del sistema de un día. Reemplazando estos valores en la ecuación (3) del capítulo 2:

$$K_T = [1 - (0.1 + 0.1 + 0.1 + 0.1)] \times \left[1 - \frac{(0.0005 \times 1)}{0.7} \right]$$

$$K_T = [0.6] \times [1 - 0.0007]$$

$$K_T = [0.6] \times [0.9993]$$

$$K_T = 0.5995$$

De acuerdo a este resultado las pérdidas estimadas para nuestro sistema fotovoltaico van a ser de 0.6 aproximadamente.

En la siguiente figura se muestra el esquema de la instalación fotovoltaica con los equipos seleccionados.

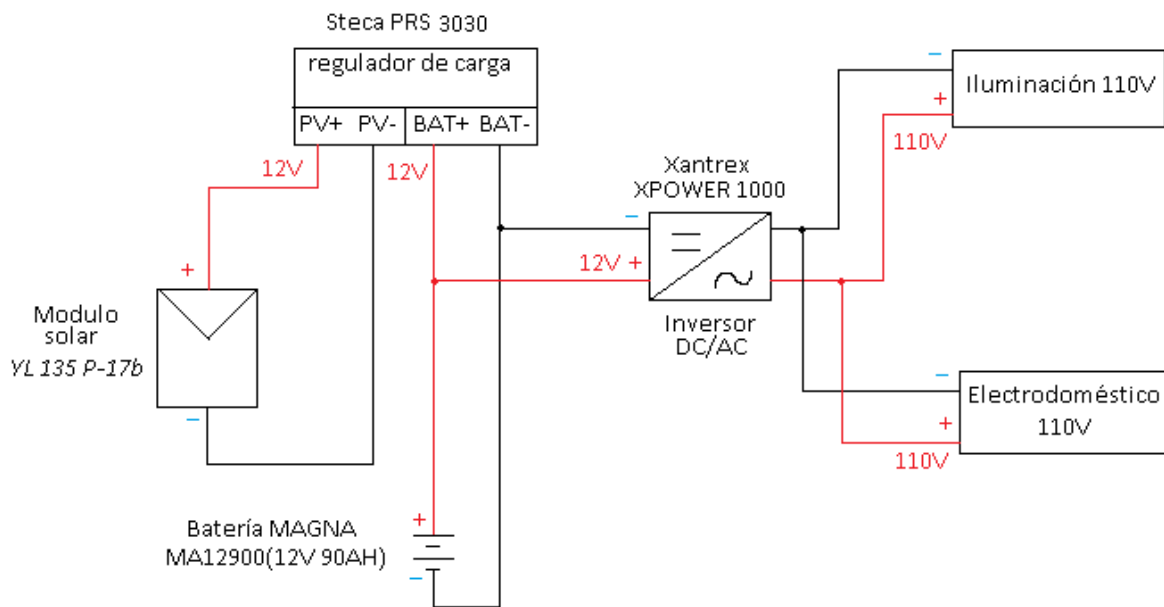


Figura 52 Diagrama eléctrico de la instalación fotovoltaica

7.8 INSTALACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

A continuación se muestra el proceso de instalación del sistema solar implementado en el SENA Regional Cauca, como los valores obtenidos en las tres formas que se utilizaron para conseguir los datos del sistema fotovoltaico:

1. De forma manual midiendo voltaje, corriente y temperatura de los módulos solares.
2. Con el osciloscopio obteniendo las curvas de carga y descarga de los condensadores.
3. De manera automática con el sistema portátil de medidas diseñado.

Para el montaje de los paneles solares se utilizó una estructura metálica. La cual fue colocada en la parte superior del techo del laboratorio de electricidad del SENA. Por las dificultades que presenta el tejado, los paneles solares fueron instalados con más o menos 20° de inclinación. Ya que la estructura que el SENA suministró para el montaje de los paneles es demasiado pesada para el tejado.



Figura 53 Fotografía del montaje de los paneles fotovoltaicos en el SENA Regional Cauca

El resto de los equipos batería, regulador e inversor, se instalaron dentro de una estructura metálica, para que los estudiantes pudieran realizar sus prácticas de aprendizaje, de forma tal que las conexiones e implementos sean observados de una manera fácil.

En la instalación se ubicaron además de los equipos fusibles de protección y un interruptor para la desconexión de la batería al inversor.



Figura 54 Fotografía del montaje del sistema fotovoltaicos en el SENA Regional Cauca

7.9 MEDICIONES MANUALES

Estas medidas se tomaron de forma manual con dos voltímetros marca UNI-T referencia UT202A, donde uno se utilizó para medir el voltaje de circuito abierto (V_{oc}) y con el otro se tomaron medidas de corriente de corto circuito (I_{sc}). Estas medidas al ser manuales y al no poderse realizar simultáneamente la toma de valor de voltaje y corriente optamos tomar estas medidas con una diferencia de $\pm 5seg$. Con estos dos valores es posible obtener un valor de radiación aproximado con la siguiente ecuación, ya que no se contaba con un sensor de radiación.

$$Radiacion = \frac{I_{sc}}{8,2A} \times 1000 \frac{W}{m^2}$$

Las medidas de temperatura se tomaron utilizando un sensor digital de temperatura. A continuación se presentan algunos datos obtenidos de estas mediciones.

	V_{oc} [V]	I_{sc} [A]	Radiación [W/m ²]	Ta [°C]	OCT [°C]
PROMEDIO	18,52	3,95	481,47	21,64	37,29
Max	19,50	9,82	1.197,56	24,00	60,92
min	17,80	1,78	217,07	19,00	27,05
	P1	P2	16/08/2012		

Tabla 9 Datos obtenidos con el voltímetro UNI-T y el sensor digital de temperatura

Estas medidas se tomaron desde las 10:00a.m hasta las 4:30p.m con un lapso entre medidas de $\pm 3min$ para un total de 630 medidas por día, las medidas se tomaron en un lapso de cinco días.

Estas medidas tenían la particularidad de que el valor obtenido de radiación era bastante alto para nuestra región, se pensó que estos valores de irradiancia estaban muy alejados de la realidad, pero comparándolos con los datos obtenidos por la estación de meteorología de la Universidad del Cauca en la misma fecha en la que se tomaron las medidas se observaron valores de irradiancia altos. Como se observa en las siguientes graficas:

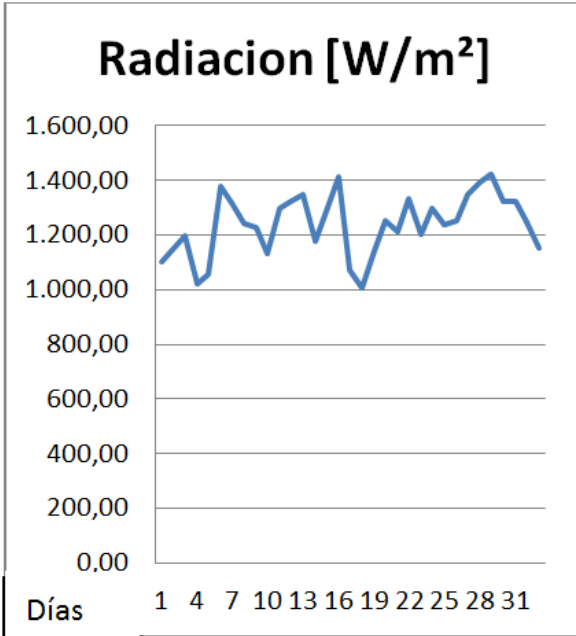


Figura 55 Irradiación solar en Popayán obtenidos con los módulos solares

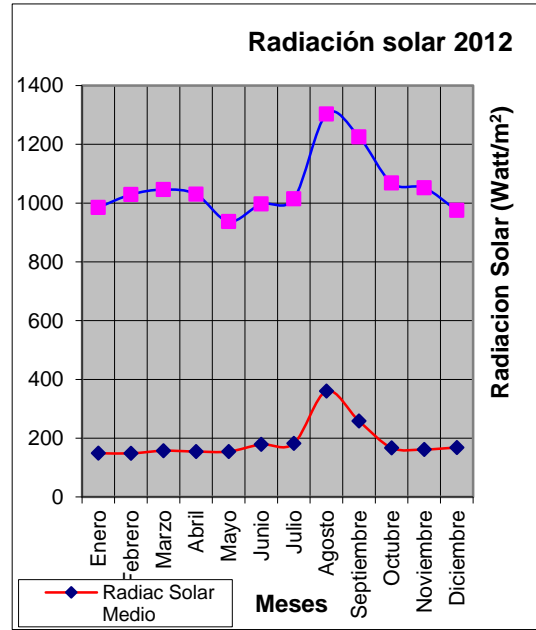


Figura 56 Radiación solar en Popayán estación meteorológica universidad del cauca

7.10 MEDIDAS OBTENIDAS POR EL OSCILOSCOPIO

Para obtener las curvas de carga y descarga de los capacitores se utilizó el osciloscopio marca RIGOL DS1052E y por medio de una memoria USB se exportaron los datos obtenidos al computador, donde posteriormente se realizaron las gráficas. El osciloscopio también permitió hacer toma de las gráficas de carga y descarga de los condensadores en pantalla. A continuación se presenta algunas de las curvas obtenidas por el osciloscopio.

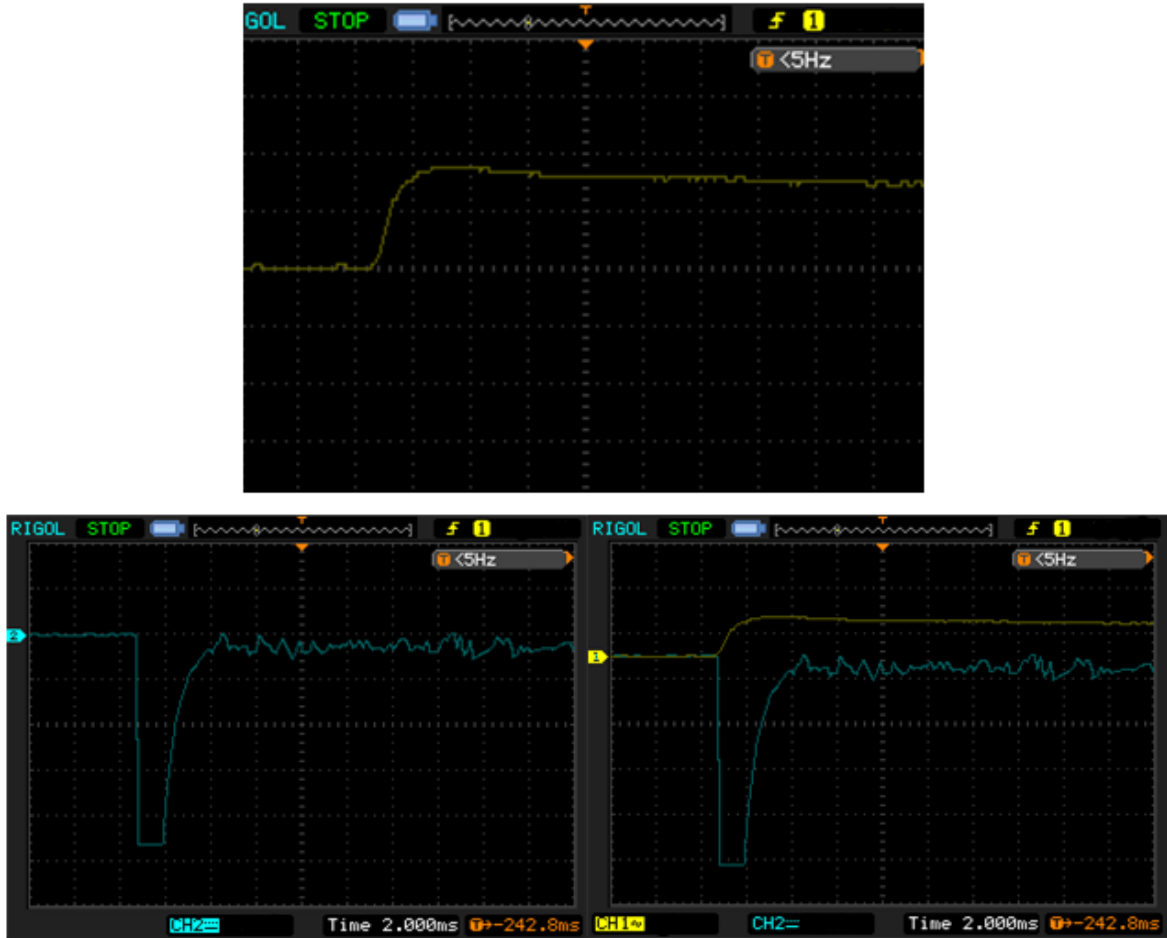


Figura 57 Graficas obtenidas por el osciloscopio RIGOL

En el eje de las Y se representa los valor de voltaje y en el eje de las X se representa los valor del tiempo, adicionalmente la gráfica de color amarillo representa la carga del capacitor mientras que la gráfica azul representa la descarga del capacitor.

Para realizar la medida de corriente se utilizó una resistencia convencional de mínimo valor posible ($R = 1\Omega$) y sobre esa resistencia medimos la caída de tensión por medio de una sonda del osciloscopio para posteriormente con la ayuda de la ley de Ohm obtener el valor de la corriente, los datos obtenidos se almacenan en una hoja de cálculo del Excel que permite realizar las curvas de I vs V y P vs I como se ilustran en la figura 58

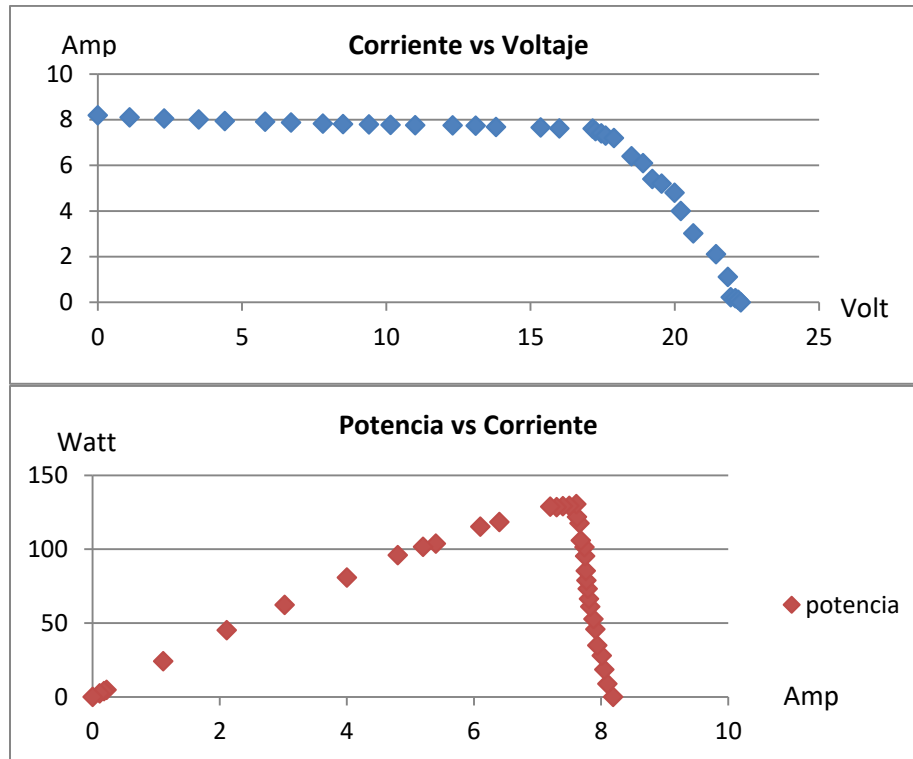


Figura 58 Curvas de corriente y potencia obtenidas con el osciloscopio

A continuación se presentan los datos obtenidos utilizando el osciloscopio y los datos suministrados por el fabricante.

	$P_{pmp}[W]$	$I_{pmp}[A]$	$V_{pmp}[V]$	$V_{oc}[V]$	$I_{sc}[A]$	$R_S[\Omega]$	$R_p[\Omega]$
Fabricante	135	7,65	17,6	22,3	8,2	0.61	31.39
Medidos	130,51	7,61	17,15	22,29	8,19	0.67	28.89
Desviación	3.32%	0.52%	2.55%	0.04%	0.12%	-9.84%	7.96

Tabla 10 Datos obtenidos utilizando el osciloscopio comparados con el fabricante

7.11 MEDIDAS OBTENIDAS POR EL DISPOSITIVO PORTÁTIL

El equipo diseñado cuenta en su panel frontal con dos pantallas de cristal líquido, en una de ellas se despliega los valores de temperatura ambiente y temperatura del módulo fotovoltaico. En la otra pantalla se muestran los valores instantáneos de corriente y voltaje del módulo fotovoltaico. Además se tiene el botón de

encendido y apagado del dispositivo, como también dos interruptores de carga y descarga de los condensadores. Igualmente se tiene un voltímetro analógico que permite visualizar el estado de carga de los condensadores. Así mismo se encuentran cinco borneras de las cuales dos se utilizan para la conexión de los terminales positivo y negativo del módulo o los módulos fotovoltaicos y las tres restantes para conectar las sondas del osciloscopio con su respectiva tierra. Finalmente se encuentran dos puertos USB, uno para la transmisión de datos al computador y otro para conectar el sensor de temperatura del panel solar.



Figura 59 Fotografía de la parte externa del dispositivo diseñado

En la siguiente grafica se puede ver el interior del dispositivo, en el que se observa los diferentes componentes que constituyen el sistema de valoración de módulos fotovoltaicos. Este se encuentra dividido en dos etapas, una etapa de potencia que la conforma la carga capacitiva (condensadores de carga y descarga), y la resistencia de potencia (para la descarga de los condensadores). La etapa de adquisición de datos compuesta de dos sensores de temperatura, el sensor de corriente, los sensores de voltaje y las tres tarjetas ARDUINO.

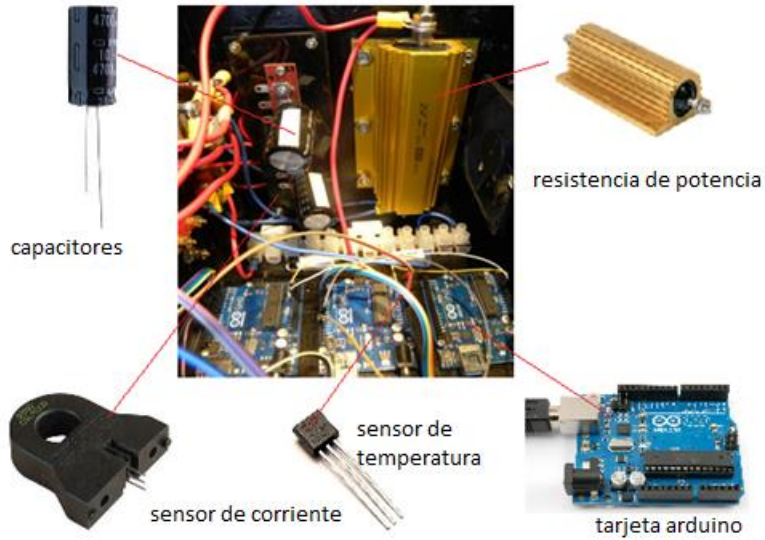


Figura 60 Interior del sistema de valoración de módulos fotovoltaicos autónomo

Para la obtención de las curvas IV del módulo fotovoltaico se utilizó el dispositivo de medidas diseñado que permite simular la carga eléctrica, tomando 43 valores para representar la curva de corriente contra voltaje. Estos datos se transmiten por medio del puerto USB hacia el computador, para luego ser almacenados en hojas de cálculo, para posteriormente obtener las curvas y los datos de los sensores a través de la interfaz gráfica de LABVIEW.

La interfaz gráfica en LABVIEW permite observar de manera simple los valores de voltaje del panel, corriente, voltaje de la resistencia de carga, potencia generada y los valores de temperatura ambiente y del panel solar.

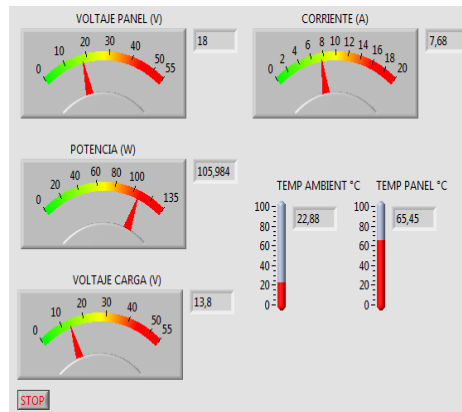
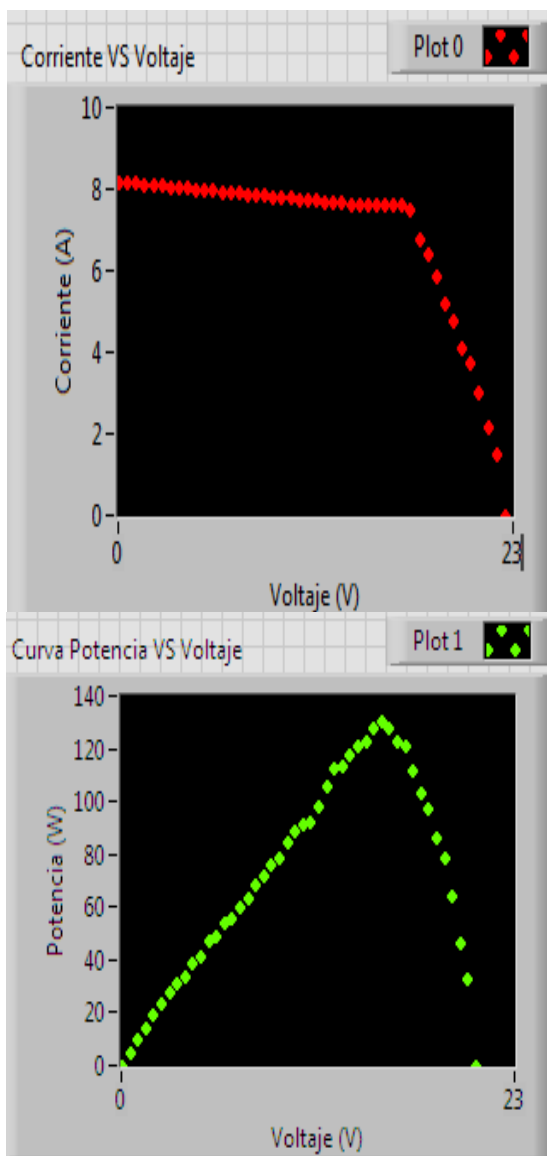


Figura 61 Grafica de los sensores en LABVIEW

La siguiente grafica muestra una de las curvas representativas obtenidas por el sistema de Caracterización de módulos fotovoltaicos y los parámetros eléctricos obtenidos de dicha curva.

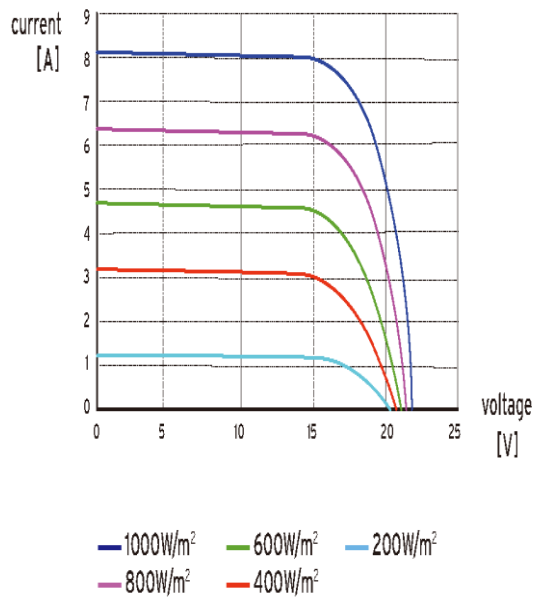


Modulo	YL135 P-17b
Temperatura del modulo [$^{\circ}C$]	71.29
Iradiancia [W/m^2]	1,007.32
Potencia [W]	120.50
Voltaje circuito abierto V_{oc} [V]	19.83
Corriente de corto circuito I_{sc} [A]	8.26
Voltaje Max potencia V_{pmp} [V]	15.63
Corriente Max potencia I_{pmp} [A]	7.71
Factor de forma FF	0.73
Resistencia serie R_s [Ω]	0.54
Resistencia paralelo R_p [Ω]	27.87

Figura 62 Curva IV obtenida por el sistema de Caracterización de módulos fotovoltaicos

La siguiente grafica (Figura 63) muestra las curvas dadas por el fabricante.

Para validar los datos obtenidos por el dispositivo de caracterización de módulos fotovoltaicos, se tomó como referencia la curva del fabricante a una temperatura de 25°C, una irradiancia de $1.000 \text{ W}/\text{m}^2$ y A.M de 1.5 (curva azul oscuro), como se muestra en la siguiente gráfica.



YL135	
Modulo P-17b	
Temperatura del modulo [°C]	25
Irradiancia [W/m^2]	1.000
Potencia [W]	135
Voltaje circuito abierto V_{oc} [V]	22.3
Corriente de corto circuito I_{sc} [A]	8.20
Voltaje Max potencia V_{pmp} [V]	17.6
Corriente Max potencia I_{pmp} [A]	7.65
Factor de forma FF	0.73
Resistencia serie R_s [Ω]	0.61
Resistencia paralelo R_p [Ω]	31.39

Figura 63 Curva IV obtenida por el fabricante

Teniendo en cuenta que los datos suministrados por el fabricante se obtienen en condiciones estandar ($T = 25^{\circ}\text{C}$, irradiancia = $1.000 \text{ W}/\text{m}^2$ y A.M = 1.5), comparando las corrientes de corto circuito y la corriente de maxima potencia por el fabricante y la obtenida con el dispositivo, se encontro una diferencia de 6mA .

En el mismo orden de ideas comparando los voltajes de circuito abierto se encontro una diferencia de 2.47V y mirando el voltaje de maxima potencia tenemos una diferencia de voltaje de 1.97V

Estos valores son diferentes ya que los datos obtenidos no se realizan en un ambiente controlado y se puede verificar que a mayores temperaturas comparadas con la temperatura estandar la corriente de corto circuito es mayor. Observando los voltajes de circuito abierto se observa un decaimiento. Lo que origina un decaimiento en el factor de forma y por ende en el rendimiento del modulo fotovoltaico.

En la tabla 11 se muestran los datos obtenidos, con valores cercanos a las irradiancias de $200, 400, 600, 800$ y $1.000 \text{ W}/\text{m}^2$ comparandolos con los valores que se muestran en la gráfica del fabricante (Figura 5.16), para así poder encontrar valores aproximados de la desviación que presenta el dispositivo con respecto a las medidas en condiciones estandar tomadas por el fabricante. Cabe mencionar que debido a que el fabricante no proporciona las medidas de V_{oc} , I_{sc} , y P_{pmp} a las diferentes condiciones de irradiancia y no se contaba con un programa de simulación en el que se pueda recrear el sistema a diferentes irradiancias se realizó una aproximación de los parámetros V_{oc} , I_{sc} , y P_{pmp} tomando como referencia la única curva suministrada por el fabricante.

Adicional a esto se debe de tener en cuenta el efecto negativo de la temperatura sobre el rendimiento de los modulos.

	$P_{pmp}(W)$	$I_{pmp}(A)$	$V_{pmp}(V)$	$V_{oc}(V)$	$I_{sc}(A)$	Irradiación (W/m^2)	Hora
Fabricante	15.50	1.00	17.50	20.50	1.20	200	N/A
Medida 1	14.45	0.98	14.75	17,90	1.29	157.32	13:03
Fabricante	44.74	2.83	15.81	20.81	3.20	400	N/A
Medida 2	47.94	3.04	15.77	19.72	3.24	395.12	13:35
Fabricante	70.91	4.43	16.07	21.80	4.83	600	N/A
Medida 3	70.43	4.68	15.05	19.10	5.75	613.41	12:15
Fabricante	101.87	5.72	17.81	16.35	6.34	800	N/A
Medida 4	91.02	6.02	15.12	19.00	6.45	786.59	12:33
Fabricante	135	7,65	17,6	22,3	8,2	1.000	N/A
Medida 5	120.50	7.71	15.63	19.83	8.26	1.007.32	10:39

Tabla 11 Valores obtenidos con el dispositivo diseñado a diferentes irradiancias

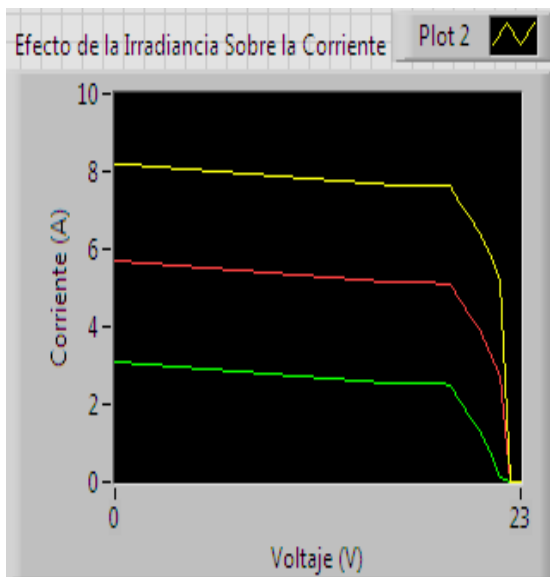


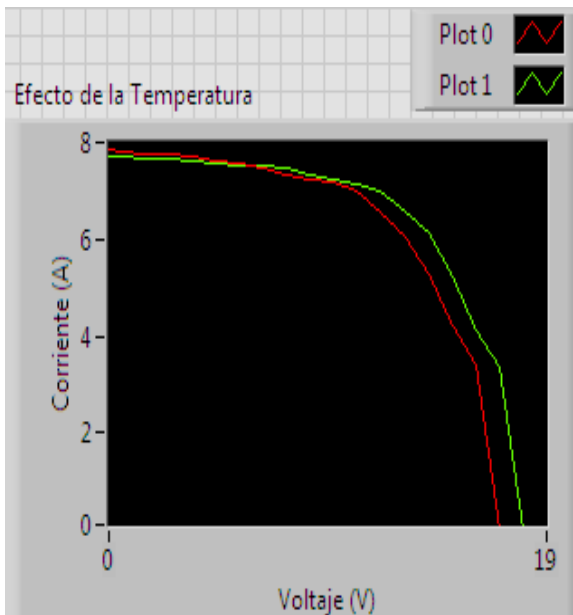
Figura 64 Curvas IV obtenidas a distintas irradiancias

Modulo	YL135 P-17b
Medida 2	395.12(W/m^2)
Factor de forma FF	0.75
Resistencia serie $R_S[\Omega]$	1.29
Resistencia paralelo $R_p[\Omega]$	77.5
Medida 3	613.41(W/m^2)
Factor de forma FF	0.64
Resistencia serie $R_S[\Omega]$	0.86
Resistencia paralelo $R_p[\Omega]$	13.2
Medida 5	613.41(W/m^2)
Factor de forma FF	0.73
Resistencia serie $R_S[\Omega]$	0.54
Resistencia paralelo $R_p[\Omega]$	27.87

En la Figura 65 se puede ver el efecto que tiene la temperatura sobre las curvas IV , donde se corrobora lo que encontramos en la literatura, al incrementarse la temperaturas el voltaje de circuito abierto (V_{oc}) disminuye, a una razón de

$\sim 2.3 \text{ mV}/^{\circ}\text{C}$, también se encontró que al aumentar la temperaturas la corriente de corto circuito (I_{sc}) aumenta ligeramente. Adicionalmente el factor de forma disminuye, lo que genera un declive en el rendimiento del sistema fotovoltaico.

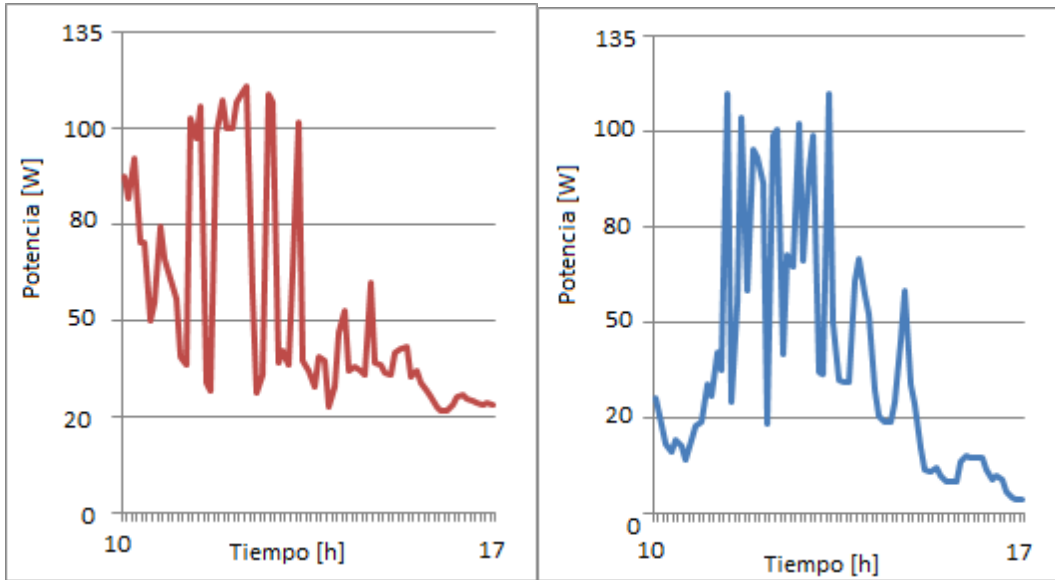
	$P_{pmp}(W)$	$I_{pmp}(A)$	$V_{pmp}(V)$	$V_{oc}(V)$	$I_{sc}(A)$	$T_{amb}(^{\circ}C)$	$T_{mod}(^{\circ}C)$
Medida 1	99.82	6.44	15.55	17.97	7.68	20	45
Medida 2	79.99	6.31	12.48	16.91	7.76	21	49



Modulo	YL135 P-17b
Medida 1	
Factor de forma FF	0.72
Resistencia serie $R_s[\Omega]$	0.37
Resistencia paralelo $R_p[\Omega]$	12.17
Medida 2	
Factor de forma FF	0.61
Resistencia serie $R_s[\Omega]$	0.70
Resistencia paralelo $R_p[\Omega]$	7.90

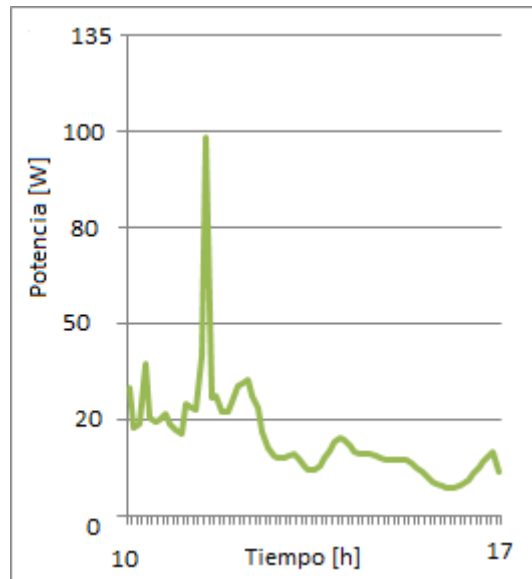
Figura 65 Efecto de la temperatura en las curvas IV

Para observar el comportamiento en potencia del sistema fotovoltaico a diferentes condiciones climatológicas, se puede apreciar la Figura 66. Las que presentan condiciones meteorológicas distintas; como lo es la gráfica (a) donde predomino el tiempo soleado con muy poca nubosidad, en la gráfica (b) se contó con un día parcialmente nublado y para finalizar el grafico (c) con datos provenientes de un día bastante nublado.



(a) Día soleado

(b) Día parcialmente nublado



(c) Día nublado

Figura 66 Curvas de Potencia

De acuerdo a los datos obtenidos de potencia media y potencia predominante a partir del dispositivo de caracterización de módulos fotovoltaicos se puede tener los valores de corriente media (I_m) y corriente predominante (I_{pp}) respectivamente, por medio de estos se puede obtener un valor de potencia entregada por el

sistema fotovoltaico más acertado conforme a las condiciones del lugar de instalación como se muestra a continuación:

Primero se calcula la energía media y energía predominante entregada por el módulo **YL135 P-17b** por medio de la ecuación (2.7)

$$E_{media} = I_m \times HPS \times \eta_{panel} [Ah/d] \quad (5.3)$$

$$\text{Siendo: } I_m = 5.50 [A] \quad HSP = 4[h]$$

$$I_{pp} = 3.66[A] \quad \eta_{panel} = 0.935$$

Reemplazando estos valores en la ecuación (5.3):

$$E_{media} = 5.50[A] \times 4[h] \times 0.935 = 20.57[Ah/d]$$

$$E_{predominate} = 3.66[A] \times 4[h] \times 0.935 = 13.68[Ah/d]$$

Partiendo de la ecuación (5.2) y teniendo la E_{media} y $E_{predominate}$ se calcula la P_{max_media} y P_{max_pp} , entregada durante un día por la instalación fotovoltaica respectivamente.

$$P_{max} = E_{panel} \times V_N [Wh/d]$$

Donde V_N es el voltaje nominal del sistema fotovoltaico

$$P_{max_media} = 20.57 \left[\frac{Ah}{d} \right] \times 12[V] = 246.86[Wh/d]$$

$$P_{\max_{pp}} = 13.68 \left[\frac{Ah}{d} \right] \times 12[V] = 164.20[Wh/d]$$

Estos cálculos realizados con los datos suministrados de potencia media y potencia predominante por el dispositivo de medida diseñado para este proyecto se comparan con los cálculos realizados con los datos del fabricante, como se muestra en la tabla 12.

	<i>I [A]</i>	<i>P_{Max/dia} [Wh/d]</i>	<i>Porcentaje error</i>
<i>P_{Max_fabricante}</i>	7.65	343.22	-
<i>P_{Max_media}</i>	5.50	246.86	28.1%
<i>P_{Max_predominante}</i>	3.66	164.26	52.18%

Tabla 12 Comparación de potencias suministradas por el modulo fotovoltaico

8 CONCLUSIONES

Se logró instalar y poner en operación un sistema fotovoltaico autónomo de baja potencia, siguiendo los lineamientos técnicos requeridos para una apropiada instalación.

Este dispositivo se convierte en una herramienta útil en todo análisis que se realiza a una instalación fotovoltaica, ya que a partir de una carga capacitiva permite obtener las curvas IV a diferentes temperaturas e irradiancias, siendo estas el punto de partida en todo proceso de caracterización de módulos fotovoltaicos.

El dispositivo presenta una fácil manipulación para la toma y adquisición de datos, solo se requiere conectar el modulo solar y accionar los interruptores de carga y descarga. Como primera opción de medida se cuenta con las pantallas LCDs que indica los valores instantáneos de corriente de corto circuito, voltaje de circuito abierto, potencia, temperatura ambiente y temperatura del módulo. Como segunda alternativa encontramos la evaluación del módulo fotovoltaico por medio del osciloscopio, pensada para la toma de datos en prácticas de laboratorio con ambientes controlados. Finalmente el dispositivo cuenta con un puerto USB que permite transmitir los datos hacia el computador, para su manipulación y análisis en el entorno LABVIEW.

De acuerdo a los datos suministrados por el dispositivo de medidas, se evidencia que aun siendo la potencia predominante un valor inferior a la potencia promedio, este valor de potencia predominante se acerca más a los valores de potencia que tienen mayor influencia en el proceso de generación energética de una instalación fotovoltaica. Convirtiéndose en un parámetro de gran interés para el diseño y dimensionamiento de dichos sistemas.

Al adoptar la potencia predominante como parámetro característico cambiaría el punto de partida para el diseño y dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos, ya que la instalación fotovoltaica trabajaría en un rango óptimo, al tener en cuenta parámetros como la temperatura de operación de la celda y la radiación del lugar.

En el diseño y dimensionamiento no se tendría como punto de partida la potencia máxima entregado por el fabricante, si no que se tendrá que hablar de un voltaje predominante, corriente predominante y potencia predominante, en el lugar de instalación del sistema fotovoltaico.

Comparando los datos obtenidos por el osciloscopio y los suministrados por el dispositivo implementado encontramos una concordancia de los datos o curvas obtenidas con apenas diferencias de 3%.

9 TRABAJOS FUTUROS

Es conveniente desarrollar un software para simular los distintos componentes del sistema fotovoltaico que cuente con una base de datos de los distintos fabricantes donde se puedan ver las características eléctricas de estos dispositivos. Para su posterior confrontación con los datos obtenidos con el sistema de medidas.

Con un presupuesto más amplio es conveniente aumentar el rango de medida del dispositivo para estudiar sistemas fotovoltaicos más grandes.

Adquirir o diseñar un sensor de irradiancia será muy útil para un estudio más detallado del rendimiento de los módulos solares.

Finalmente para que el dispositivo sea completamente portátil, se le debe implementar una batería y una pantalla que permita hacer el despliegue de las curvas IV y los valores característicos en el lugar donde se encuentra la instalación fotovoltaica a estudiar.

10 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. ONU. Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. 2009.
2. <http://www.webberenergygroup.com/>
3. *Energy Information Administration - EIA - Official Energy Statistics from the U.S. Government. Annual Energy Review. 2011.*
4. Jairo Sánchez. Flujo de Materiales y Energía en Colombia. Universidad Nacional.
5. Ministerio de Minas y Energía-INEA-HIMAT. Atlas de Radiación Solar de Colombia, Bogotá, 2003.
6. Estación Meteorológica de la Universidad del Cauca
7. E. Lorenzo, *et al.* Solar electricity. Engineering of photovoltaic systems. 1994
8. ORBEGOZOING Carlos, ARIVILCA Roberto. Energía Solar Fotovoltaica-Manual técnico para instalaciones domiciliarias. 2010.
9. SARMIENTO S, Antonio. Una unidad de medida que comienzan a conocer los cubanos beneficiados con instalaciones solares fotovoltaicas. Tecnologías Energéticas Renovables (CETER). Abril 2014
10. Ministerio de Minas y Energía-INEA-HIMAT. Atlas de Radiación Solar de Colombia, Bogotá. 2003.
11. <http://www.greenrhinoenergy.com/solar/radiation/empiricalevidence.php>
12. PAREJA APARICIO, Miguel. Energía solar fotovoltaica. Cálculo de una instalación aislada. Marcombo, 2010. 165p.
13. GONZÁLEZ R, PIAY J. Caracterización de módulos fotovoltaicos con dispositivo portátil. Centro de Estudios de la Energía Solar (CENSOLAR). Parque Industrial PISA, Edificio CENSOLAR, 41927. Mairena del Aljarafe, Sevilla (España).

14. S.R, Wenham, *et al.* Applied photovoltaics. 2ed. UK y USA. Earthscan, 2007. 323p.
15. FERNÁNDEZ FERICHOLA, Julio. Caracterización de módulos fotovoltaicos con dispositivo portátil. Universidad Carlos III de Madrid. 146p.