ANEXO 1.

TABLA DE CONTENIDO

ÍNDICE DE FIGURAS III

ÍNDICE DE TABLAS V

5.1 GUÍA DE REFERENCIA PARA EL ESTUDIANTE 1

5.1.1 CONCEPTOS BÁSICOS 1
5.1.1.1 CIRCUITOS ELÉCTRICOS 1
5.1.1.2 LEYES DE CIRCUITOS DE KIRCHHOFF 9
5.1.1.3 INSTRUMENTACIÓN Y MEDIDAS 10
5.1.1.4 GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y CENTRALIZADA 12
5.1.2 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA 14
5.1.2.1 ANTECEDENTES 14
5.1.2.2 MATERIAL SEMICONDUCTOR 18
5.1.2.3 DIODO 19
5.1.2.4 EFECTO FOTOVOLTAICO 20
5.1.2.5 CELDA FOTOVOLTAICA 21
5.1.2.6 SISTEMAS DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA 21
5.1.2.7 COMPONENTES DEL BALANCE DEL SISTEMA 22
5.1.3 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS 23
5.1.4 RECURSO SOLAR 23
5.1.4.1 MOVIMIENTO DEL SOL 23
5.1.4.2 MOVIMIENTO DE LA TIERRA RESPECTO AL SOL 24
5.1.4.3 GEOMETRÍA SOLAR 24
5.1.4.4 RADIACIÓN SOLAR 25
5.1.4.5 TIPOS DE RADIACIÓN 26
5.1.4.6 CÁLCULO DE RADIACIÓN SOLAR 26
5.1.4.7 MAPA DE RADIACIÓN SOLAR 27
5.1.4.8 ORIENTACIÓN OPTIMA DE LOS PANELES SOLARES 28
5.1.5 COMPONENTES DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA 28
5.1.5.1 PANEL SOLAR 28
5.1.5.2 CONDICIONES DE PRUEBA DE LOS MÓDULOS 30
5.1.5.3 FACTORES QUE INFLUENCIAN EL RENDIMIENTO DE UN PANEL 32
5.1.5.4 REGULADOR DE CARGA 32
5.1.5.5 BATERÍAS. 36
5.1.5.6 CONVERTIDORES E INVERSOR 39
5.1.5.7 CONVERTIDORES 39
5.1.5.8 INVERSORES 40
5.1.5.9 CABLES 44
5.1.5.10 PROTECCIONES 45
5.1.5.11 SOPORTES 45

5.1.6 DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS. 46
5.1.6.1 SISTEMAS AISLADOS 46
5.1.7 CASO DE ESTUDIO SISTEMA AISLADO 58
5.1.7.1 SISTEMAS INTERCONECTADOS 65
5.1.8 CASO DE ESTUDIO SISTEMA INTERCONECTADO 75
5.1.9 MANTENIMIENTO DE LOS COMPONENTES DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO 79
5.1.9.2 MANTENIMIENTO DE LAS INSTALACIONES AUTÓNOMAS..... 80
5.1.9.3 MANTENIMIENTO DE INSTALACIONES INTERCONECTADAS..... 81
5.1.9.4 INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS EN AEROPUERTOS..... 81

5.2 REFERENCIAS 83

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 5.1. Circuito eléctrico básico [1] 1
Figura 5.2. Elemento M de potencia positiva consumiendo y elemento N de potencia negativa suministrando [2]. 2
Figura 5.3. Transferencia de energía [2]. 3
Figura 5.4. Señal de tensión en DC medida con un osciloscopio 3
Figura 5.5. Señal de tensión AC 4
Figura 5.6. Señal de tensión AC de 60 Hz con medidas de tensión eficaz y pico. 5
Figura 5.7. Señales de tensión con diferente ángulo de fase[1]. 6
Figura 5.8. Fasor de corriente y de tensión [1]. 7
Figura 5.9. Señales de tensión, corriente y potencia 8
Figura 5.10. Circuito eléctrico con fuentes de corriente que se dirigen o salen del nodo 1. 9
Figura 5.11. Ley de Kirchhoff de tensión 9
Figura 5.12. Termómetro bimetálico con rango 0 – 200 °C [4] 10
Figura 5.13. Medida con instrumentos de alta y baja precisión [6]. 11
Figura 5.14. Medida con instrumentos de alta y baja exactitud [6]. 11
Figura 5.15. Representación gráfica de una función lineal [3]. 12
Figura 5.16. Resolución y umbral de un sensor [3]. 12
Figura 5.17. Sistema tradicional de generación centralizada [8]. 13
Figura 5.18. Sistema de generación en el lugar de consumo [9]. 14
Figura 5.19. Evolución de la capacidad instalada tecnología solar fotovoltaica a nivel mundial [12]. 15
Figura 5.20. Evolución de las inversiones en proyectos de energía solar fotovoltaica en el mundo [12]. 15
Figura 5.21. Evolución de los precios por cada vatio de energía solar fotovoltaico instalado [12]. 16
Figura 5.22. Evolución de la capacidad instalada tecnología solar fotovoltaica en Colombia [12] 16
Figura 5.23. Generación de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional [13]. 17
Figura 5.24. Generación de energía solar fotovoltaica en el SIN Colombia [13]. 17
Figura 5.25. Diodo [14] 18
Figura 5.26. Electrones de valencia de los átomos de Silicio [15] 18
Figura 5.27. Semiconductor tipo N [15] 19
Figura 5.28. Semiconductor tipo P [15] 19
Figura 5.29. Polarización del diodo en inverso [14] 20
Figura 5.30. Celda fotovoltaica [16] 20
Figura 5.31. Tecnologías de módulos fotovoltaicos [17] 21
Figura 5.32. Sistema fotovoltaico aislado [17] 22
Figura 5.33. Sistema fotovoltaico interconectado a la red [17] 22
Figura 5.34. El sol[18]. 24
Figura 5.35. Movimientos de la tierra alrededor del sol[20]. 24
Figura 5.36. Ángulos con los cuales se calcula la irradiancia de una superficie[20]. 25
Figura 5.37. Mapa de radiación solar para Colombia[22]. 27
Figura 5.38. Promedio diario de horas solares pico en la ciudad de Bogotá. [$Wh/m2$][22]. 28
Figura 5.39. Esquema de la composición de un panel[23]. 29
Figura 5.40. Curva característica I-V de un panel solar[23]. 31
Figura 5.41 Conexiones del regulador en una instalación fotovoltaica[24]. 33
Figura 5.42 Esquema general de un MPPT[25]. 35
Figura 5.43 Componentes de una batería solar de plomo-ácido[26]. 38
Figura 5.44 Colocación de un convertidor CC/CC dentro de una instalación fotovoltaica [26]. 40
Figura 5.45 Esquema general de una instalación autónoma con inversor[24]. 41
Figura 5.46 Instalación fotovoltaica conectada a la red[24]. 41
Figura 5.47 Conexión de un inversor-regulador en una instalación autónoma a 12V[24]. 43
Figura 5.48. Disposición de elementos en un sistema aislado con desconexión del inversor una vez superada la profundidad de la descarga [27]. 46
Figura 5.49. Disposición de elementos en un sistema aislado [27]. 47
Figura 5.50. Orientación de paneles solares en el hemisferio norte [28]. 49

Figura 5.51. Gráfico para determinar pérdidas por inclinación y orientación de los captadores [28]. 49
Figura 5.52. Solsticios de invierno, verano y declinación de la tierra [29]. 51
Figura 5.53. Distancia entre paneles para evitar sombras [26]. 51
Figura 5.54. Apertura de POWER Data Acces Viewer. 52
Figura 5.55. Panel de configuración 53
Figura 5.56. Buscador Google maps 53
Figura 5.57. Dirección de Google maps al seleccionar determinado lugar. 53
Figura 5.58. parámetros por obtener. 54
Figura 5.59. Parámetros del recurso solar disponible en el lugar 54
Figura 5.60. Radiación solar en el Centro de Estudios Aeronáuticos CEA 55
Figura 5.61. Días consecutivos sin sol en el Centro de Estudios Aeronáuticos CEA 55
Figura 5.62. Nevera de alta eficiencia utilizada en la instalación 59
Figura 5.63. Datos característicos panel solar JA Solar 325W 5BB 61
Figura 5.64. Sistema fotovoltaico autónomo para ser utilizado en el sector rural de Bogotá 65
Figura 5.65. Disposición de elementos en una configuración interconectada 66
Figura 5.66. Hoja de datos inversor para energía solar [31]. 67
Figura 5.67. Hoja de datos módulo solar [32]. 68
Figura 5.68. Configuración para encontrar temperatura máxima y mínima. 69
Figura 5.69. Parámetros de temperatura e irradiación a obtener. 70
Figura 5.70.Temperatura mínima en el lugar de análisis. 70
Figura 5.71. Día de mínima temperatura. 71
Figura 5.72. Temperatura máxima del lugar de análisis. 71
Figura 5.73. Día de temperatura máxima en el lugar de análisis. 72
Figura 5.74. Radiación solar del día de mínima temperatura. 72
Figura 5.75. Radiación solar del día de máxima temperatura. 73
Figura 5.76. Como energético mensual del lugar de la instalación. 75
Figura 5.77. Deslumbramiento causado por paneles solares[33]. 81
Figura 5.78 Deslumbramiento sobre receptores en torre de control[33]. 82

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 5.1. Impedancias de los elementos pasivos *8*
Tabla 5.2. Descripción de los ángulos utilizados como variables[20]. *25*
Tabla 5.3. Inclinación optima (β)[21] *28*
Tabla 5.4 Posibles clasificaciones de los tipos de reguladores. [24] *34*
Tabla 5.5 Características de los principales tipos de baterías[24]. *37*
Tabla 5.6. Tabla de consumo energético *47*
Tabla 5.7. PR para los diferentes tipos de instalaciones [28] *56*
Tabla 5.8. Caídas de tensión en el cableado [26] *58*
Tabla 5.9. Cuadro de cargas y demanda de energía de la instalación. *58*
Tabla 5.10. Recurso solar en zona rural de Bogotá *60*
Tabla 5.11. Inversores disponibles para la instalación fotovoltaica *60*
Tabla 5.12. Reguladores de carga disponibles para la instalación *61*
Tabla 5.13. Capacidad de los posibles acumuladores para la instalación *62*
Tabla 5.14. Baterías disponibles para la instalación fotovoltaica *62*
Tabla 5.15. Configuración del sistema de acumulación *63*
Tabla 5.16. Costo de la instalación con 1 día de reserva y elementos genéricos. *63*
Tabla 5.17. Costo de la instalación con 3 día de reserva y elementos genéricos. *64*
Tabla 5.18. Costo de la instalación con 1 día de reserva y elementos de mayor calidad. *64*
Tabla 5.19. Costo de la instalación con 3 día de reserva y elementos de mayor calidad. *64*
Tabla 5.20. Recurso solar en Barranquilla *76*
Tabla 5.21. Inversores disponibles para el diseño fotovoltaico *76*
Tabla 5.22. Características del módulo solar utilizado. *76*
Tabla 5.23. Radiación y temperatura dos días con mayor y menor temperatura *77*
Tabla 5.24. Elementos necesarios en la instalación. *79*

5.1 GUÍA DE REFERENCIA PARA EL ESTUDIANTE

Texto para ser usado como referencia en el aprendizaje de sistemas fotovoltaicos.

5.1.1 CONCEPTOS BÁSICOS

Preceptos obligatorios para el correcto desarrollo del curso, está comprendido por circuitos eléctricos, instrumentación y medidas, generación distribuida y una introducción a la energía fotovoltaica

5.1.1.1 CIRCUITOS ELÉCTRICOS

Un circuito eléctrico no es más que la interconexión de elementos eléctricos por los que puede fluir una corriente eléctrica. Dentro de los circuitos eléctricos existen elementos activos (fuentes o generadores) que suministran energía eléctrica y otros llamados pasivos, que disipan este tipo de energía.

En la *Figura 5.1* podemos encontrar un circuito eléctrico con un elemento activo (batería) y uno pasivo (lámpara).

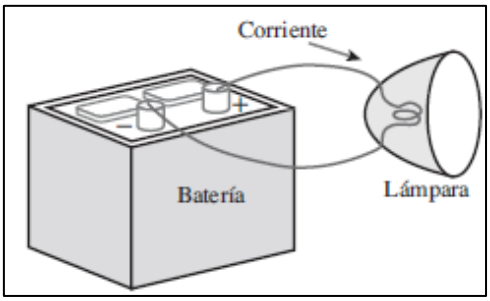


Figura 5.1. Circuito eléctrico básico [1]

5.1.1.1.1 CORRIENTE

La Corriente eléctrica en un punto se define como la velocidad a que una carga pasa por ese punto, por lo que la corriente I como se expresa en la ecuación 8.1, es igual a:

$$\mathrm{I(t)} = \frac{\mathrm{dq(t)}}{\mathrm{dt}} \qquad (5.1)$$

La carga se expresa en culombios (C), el tiempo en segundos (S) y la corriente en amperios (A), $1\,A = 1\frac{C}{S}$.

La corriente puede ser alterna si varía en función del tiempo o directa si no lo hace.

5.1.1.1.2 TENSIÓN

Corresponde a la energía requerida para mover una carga de un punto A a uno B. La tensión tiene como unidad el voltio y como se expresa en la ecuación 8.2, la tensión es:

$$V_{ab} = \frac{dw}{dq} = V_a - V_b \qquad (5.2)$$

Ecuación 5.1. Tensión o diferencia de potencial entre los puntos

Una tensión de 1 V es igual a: $1\,V = \frac{1\,J}{1C}$, donde el trabajo (w) se expresa en Julios y la carga en Culombios.

5.1.1.1.3 POTENCIA DC

Una carga eléctrica dq desarrolla un trabajo al moverse de un punto A con potencial V_a hasta un punto B con potencial V_b.

$$dw = dq(V_a - V_b) = dq * V_{ab} = Idt * Vab\ ([J]\ o\ [Ws]) \qquad (5.3)$$

A partir de las ecuaciones 6.1 y 6.2 podemos obtener la energía eléctrica que no es más que el trabajo desarrollado por la carga al moverse entre esos dos puntos. La unidad de energía es el Julio (J) que equivale a un vatio por segundo (Ws).

La potencia eléctrica corresponde al trabajo realizado por la carga al moverse por unidad de tiempo. A partir de las ecuaciones 6.1, 6.2 y 6.3 se obtiene la potencia eléctrica y su unidad es el vatio (W)

$$p(t) = \frac{dw(t)}{dt} = \frac{dq(t)}{dt}\left(Vab(t)\right) = i(t) * Vab(t)\ [W] \qquad (5.4)$$

Como se observa en la ecuación 6.4 la potencia eléctrica depende tanto de la corriente como de la tensión. La corriente eléctrica dependiendo de la dirección puede ser positiva o negativa. La potencia eléctrica puede ser suministrada o consumida. Cuando la potencia eléctrica en un elemento es positiva, se dice que ese elemento está consumiendo, mientras que sí la potencia es negativa se dice que ese elemento está suministrando energía.

La convención pasiva de los signos nos indica que si una corriente eléctrica entra por el terminal positivo de un elemento la potencia es positiva, mientras que si entra por el negativo es negativa.

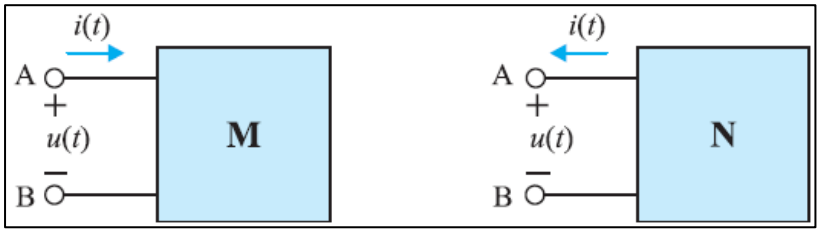


Figura 5.2. Elemento M de potencia positiva consumiendo y elemento N de potencia negativa suministrando [2].

En la *Figura 5.2* se pueden observar los elementos M y N consumiendo y suministrando potencia. Potencia en M: $p(t) = i(t) * u(t)$; Potencia en N: $p(t) = -i(t) * u(t)$

En la *Figura 5.3* se observa que hay un generador y un receptor, por medio de la polaridad de la tensión y la dirección de la corriente se puede determinar cuanta potencia se transfiere del elemento G al Z.

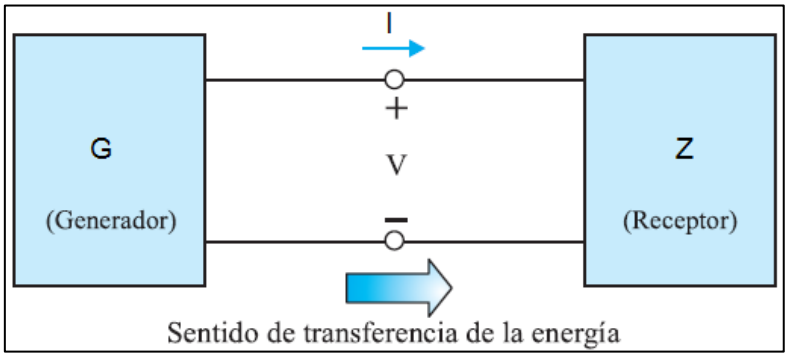


Figura 5.3. Transferencia de energía [2].

Sí la corriente I entregada por la fuente es igual a 4 A y la tensión Ven os bornes del generador es de 24 V. ¿Cuál es la potencia absorbida y generada en el circuito?

$$P_{absorbida} = I * V = 4\,A * 24\,V = 96\,W$$

$$P_{generada} = I * V = 4\,A * 24\,V = 96\,W$$

$$P_{absorbida} = P_{generada}$$

Por el principio de conservación de la energía, la potencia generada es igual a la absorbida en un circuito eléctrico.

5.1.1.1.4 CORRIENTE ALTERNA Y DIRECTA

La corriente directa (DC) es constante, no depende del tiempo por lo que carece de periodo y frecuencia, como la señal que se presenta en la *Figura 5.4*

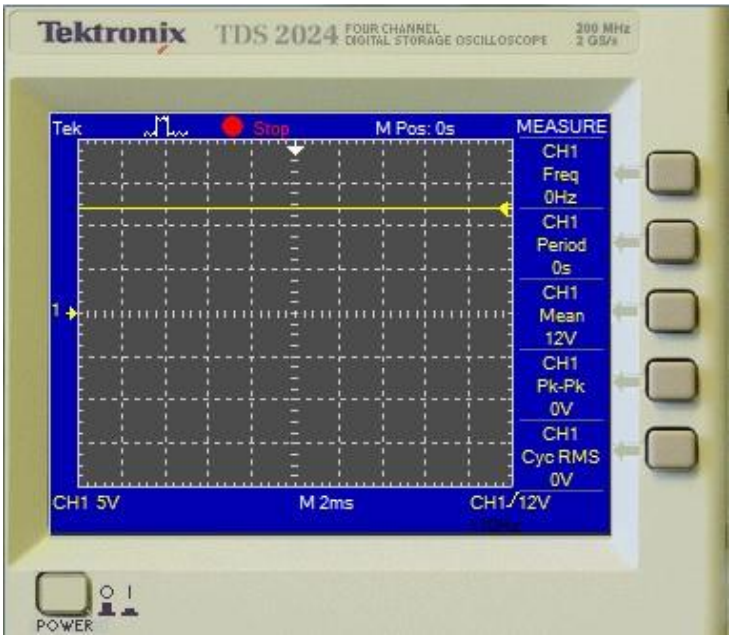


Figura 5.4. Señal de tensión en DC medida con un osciloscopio

La corriente alterna (AC) es aquella que varía con el tiempo por lo que tiene periodo, frecuencia, valor máximo y mínimo. Una onda de tensión AC se presenta en la *Figura 5.5*.

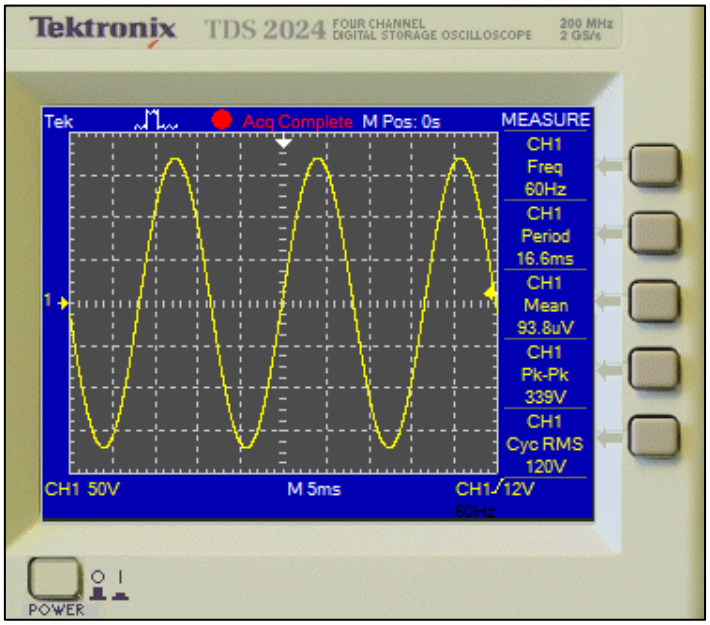


Figura 5.5. Señal de tensión AC

5.1.1.1.5 VALOR EFICAZ O RMS

Cuando se dice que la tensión AC en un tomacorriente tiene una tensión de 120 V, implícitamente se está hablando de la tensión RMS (Raíz Cuadrática Media; Root Mean Square en inglés). Los valores eficaces de tensión y corriente corresponden a aquellos en AC que disipan la misma cantidad de potencia en un resistor que una señal DC en el periodo T.

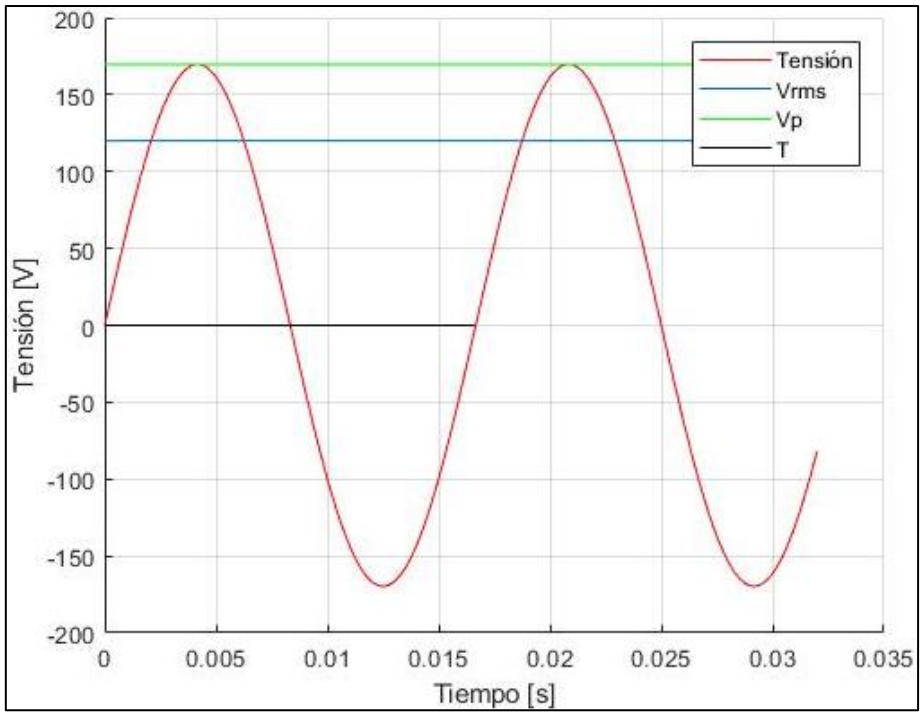


Figura 5.6. Señal de tensión AC de 60 Hz con medidas de tensión eficaz y pico.

En la *Figura 5.6* se observa una señal de tensión cuya tensión Vrms es igual a 120 V, tensión pico Vp de 169,71 V y periodo T de 16,67 ms.

Las señales de tensión o corriente AC se describen como ondas sinusoidales de la forma:

$$V(t) = V_p Sen(\omega t + \emptyset) \qquad (5.5)$$

Dónde ω es la velocidad angular y es función de la frecuencia (f) del sistema. $\omega = 2\pi f$ [rad/s]. $\emptyset$ es el ángulo de fase del sistema, en la *Figura 5.7* se observan dos señales con diferentes ángulos de fase.

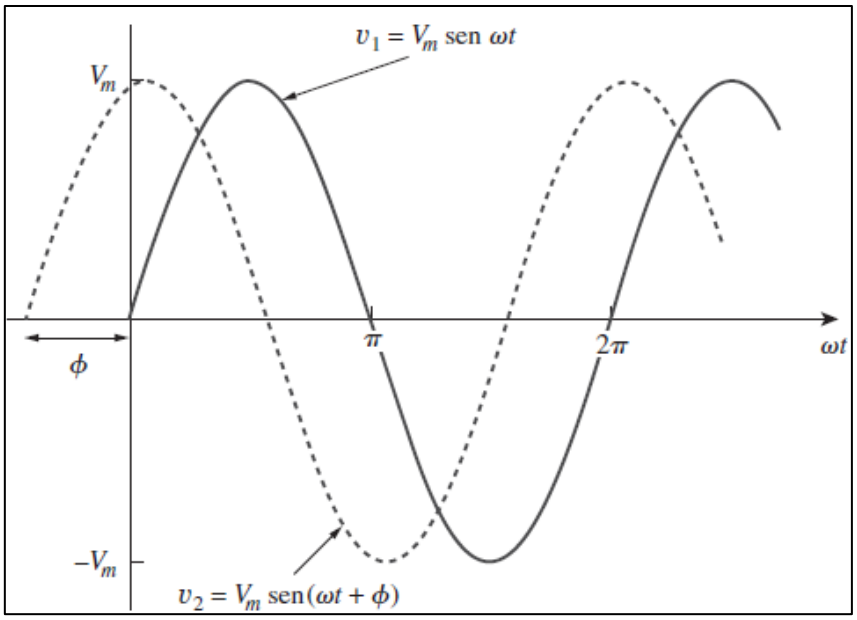


Figura 5.7. Señales de tensión con diferente ángulo de fase[1].

La tensión pico de la señal de la *Figura 5.6* corresponde a Vp y es igual a $\sqrt{2} * Vrms$, esa expresión se obtiene del desarrollo de la ecuación 6.6:

$$V_{rms} = \sqrt{\frac{1}{T}\int_0^T V(t)^2\, dt} \qquad (5.6)$$

Reemplazando el valor de V(t) de la ecuación 6.5 en la 6.6

$$V_{rms} = \sqrt{\frac{1}{T}\int_0^T {V_p}^2 Sen^2(\omega t + \emptyset)\, dt}$$

Al hacer el desarrollo matemático se encuentra que $V_{rms} = \frac{V_p}{\sqrt{2}}$

El periodo T de una señal es el tiempo que transcurre entre el inicio y el momento en que la señal se repite, como se observa en la *Figura 5.6* el periodo de la señal de tensión es 16,67 ms, ese periodo indica mediante la relación $T = \frac{1}{f}$ que la frecuencia es de 60 Hz, por lo que esa señal de 16,67 ms de periodo se repetirá 60 veces en cada segundo.

5.1.1.1.6 FASOR

La forma más común de representar una señal AC es mediante fasores, estos son números complejos en su forma polar que representan la magnitud Vrms y el ángulo de fase.

Número complejo en forma rectangular

$$z = x + jy \qquad (5.7)$$

Número complejo en forma polar

$$z = \sqrt{x^2 + y^2} \angle \tan\left(\frac{y}{x}\right) = r\angle\emptyset \qquad (5.8)$$

Para convertir un número polar como el de la ecuación 6.8 a uno rectangular como el de la ecuación 6.7, se usa la relación expresada en la ecuación 6.9:

$$z = r\cos\emptyset + jr\sin\emptyset \qquad (5.9)$$

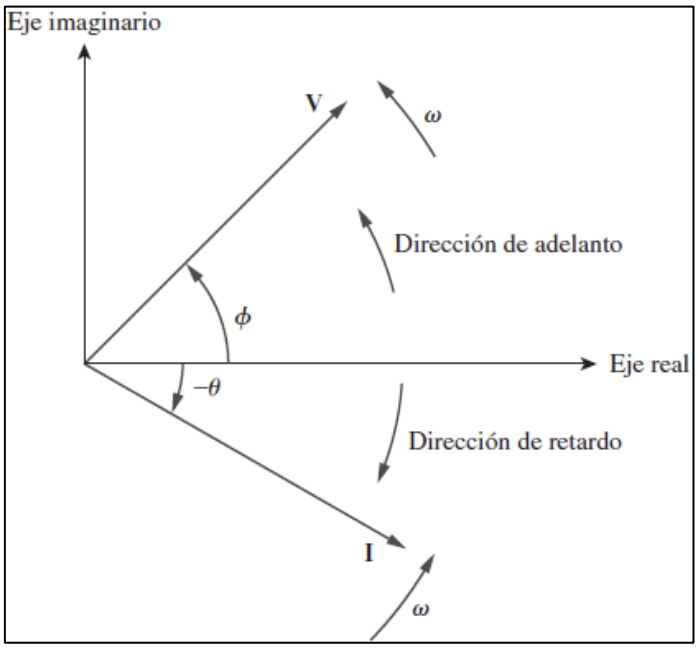


Figura 5.8. Fasor de corriente y de tensión [1].

Reemplazando la ecuación 6.5 en la definición de fasor se encuentra un fasor de la forma mostrada en la ecuación 6.10.

$$V(t) = V_p Sen(\omega t + \emptyset)\ [V]$$

$$\mathbf{V} = \frac{V_P}{\sqrt{2}}\angle\emptyset\ [V] \qquad (5.10)$$

Dónde **V** es la representación de la tensión en el dominio fasorial como se observa en la *Figura 5.8*. Los fasores cuyo ángulo sean negativo se encuentran en atraso $\boldsymbol{I} = \frac{I_P}{\sqrt{2}}\angle -\emptyset\ [A]$, mientras los de ángulo positivo están en adelanto.

5.1.1.1.7 POTENCIA PROMEDIO

Cuando se trabajan circuitos en AC la potencia instantánea varía con el tiempo, por lo cual es difícil de medir. Cuando se utiliza un vatímetro, se mide la potencia promedio que es el promedio de la potencia instantánea a lo largo de un periodo.

$p(t) = i(t) * v(t)$ Potencia instantánea

$$P = \frac{1}{T}\int_0^T p(t)\,dt \qquad (5.11)$$

El desarrollo matemático de la ecuación 6.11 da como resultado:

$$P = \frac{1}{2} V_p I_p \cos(\theta_v - \theta_i) = V_{rms} I_{rms} \cos(\theta_v - \theta_i) \quad (5.12)$$

El resultado obtenido en la ecuación 6.12 corresponde a la parte real del producto del fasor de tensión con el conjugado del fasor de corriente y se obtiene la ecuación 6.13.

$$P = \mathrm{Re}[\mathbf{VI}^*] = V_{rms} I_{rms} \angle \theta_v - \theta_i \quad (5.13)$$

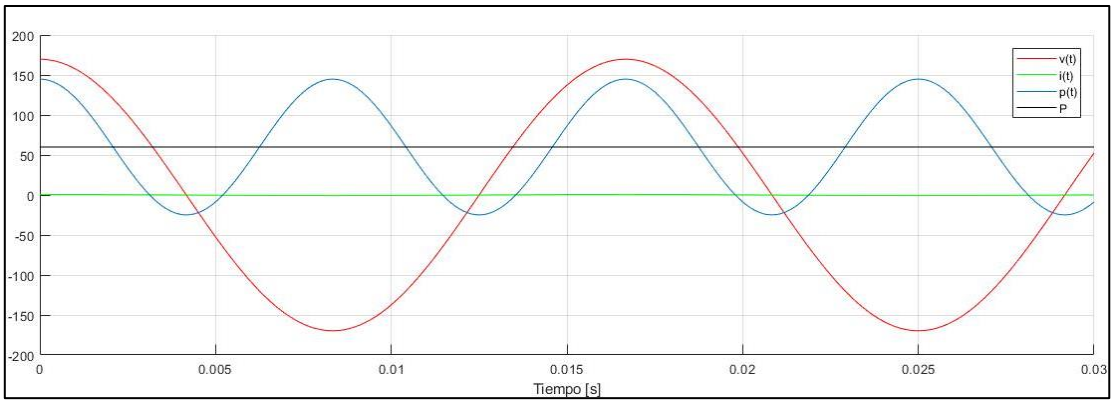


Figura 5.9. Señales de tensión, corriente y potencia

En la *Figura 5.9* se observan las señales que se generan al conectar una bombilla de 60W a una fuente de 120V, se observa que la potencia instantánea varía con el tiempo y cuenta con un periodo dos veces superior al de corriente y tensión.

5.1.1.1.8 LEY DE OHM

La ley básica de la que parten todos los circuitos es la ley de Ohm y esta establece que la diferencia de potencial a lo largo de una resistencia es directamente proporcional a la corriente que fluye a través de la misma.

De la definición encontramos la ecuación 6.14.

$$V = I * R \quad (5.14)$$

La ecuación 6.14 para circuitos en AC reemplaza la resistencia por una impedancia Z que es un elemento pasivo que puede tener un comportamiento inductivo (L), capacitivo (C), resistivo (R) o puede ser combinación R-L o R-C. Como se indica en la *Tabla 5.1*.

Tabla 5.1. Impedancias de los elementos pasivos

Elemento	Impedancia dominio de la frecuencia
R	$Z_R = R$
L	$Z_L = j\omega L$
C	$Z_C = \frac{1}{j\omega C}$

Utilizando el concepto anterior se puede establecer que en los circuitos de AC la ley de Ohm está dada por: $\boldsymbol{V = I * Z}$

5.1.1.2 LEYES DE CIRCUITOS DE KIRCHHOFF

Las leyes de circuitos de Kirchhoff son el preámbulo al análisis circuital, por esto la importancia de su aplicación junto con la ley de Ohm.

5.1.1.2.1 LEY DE CORRIENTES DE KIRCHHOFF

Esta ley se basa en el principio de conservación de la carga y establece que la sumatoria de corrientes que entran (+) o salen (-) de un nodo es igual a 0. $\sum_{i=0}^{n} I_i = 0$.

Como se puede ver en la *Figura 5.10* la sumatoria de corrientes en el nodo 1 es igual a:

$$I1 - I2 + I3 + I4 - I5 = 0$$

Puede observase que las corrientes que entran al nodo tienen signo positivo, mientras que las que salen del nodo son negativas.

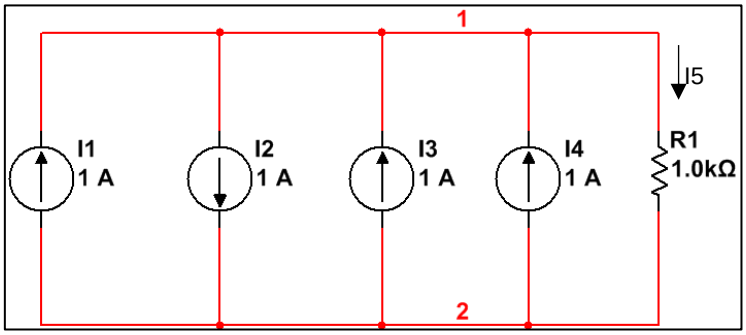


Figura 5.10. Circuito eléctrico con fuentes de corriente que se dirigen o salen del nodo 1.

5.1.1.2.2 LEY DE TENSIONES DE KIRCHHOFF

Esta ley se basa en el principio de conservación de la energía y establece que la suma de las tensiones parciales de los elementos en una trayectoria cerrada en un circuito eléctrico es 0; $\sum_{i=0}^{n} V_i = 0$.

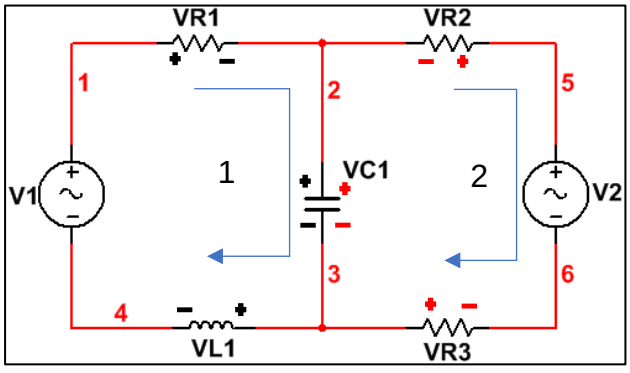


Figura 5.11. Ley de Kirchhoff de tensión

Si se emplea la ley de tensiones en la parte 1 del circuito propuesto en la *Figura 5.11* en la dirección de la flecha azul, se encuentra que: $-V1 + VR1 + VC1 + VL1 = 0$.

Para el desarrollo de la segunda malla del circuito se obtiene: $V2 - VC1 - VR2 - VR3 = 0$.

5.1.1.3 INSTRUMENTACIÓN Y MEDIDAS

El uso y elección correcto de los instrumentos de medida permitirán la obtención de resultados confiables al analizar las variables de cualquier sistema.

5.1.1.3.1 MEDICIÓN

La medición de una cantidad consiste en su comparación con un patrón unitario del mismo tipo o en su determinación mediante la aplicación de medidas a cantidades de diferente tipo cuyas unidades se relacionan con ella por medio de leyes físicas conocidas [3].

5.1.1.3.2 RANGO

El rango representa el conjunto de medidas entre los límites superior e inferior que el instrumento es capaz de medir [4], [5]. Por ejemplo, un sensor de temperatura LM35 cuenta con un rango igual a -55 - 150°C, por lo que no podrá realizar medidas superiores a 150°C o inferiores a -55°C. En la *Figura 5.12* se observa un termómetro bimetálico cuyo rango es de 0 – 200.



Figura 5.12. Termómetro bimetálico con rango 0 – 200 °C [4]

5.1.1.3.3 ERROR DE LA MEDIDA

El error de la medida es la desviación que presentan las medidas prácticas de una variable respecto a la medida ideal o teórica, obtenida por la imperfección de los aparatos de medida o la aparición de variables parasitas que afectan el proceso [3]–[5].

$$Error\ absoluto = Valor\ leído\ en\ el\ instrumento - \ valor\ real\ de\ la\ variable \quad (5.15)$$

$$Error\ relativo = \frac{Error\ absoluto}{Valor\ real\ de\ la\ variable} \quad (5.16)$$

El error máximo que se introduce en una medida estará dado por la suma aritmética del error relativo de los instrumentos usados en el proceso.

Sí el límite de error relativo de cada instrumento es: $\pm a, \pm b, \pm c, \pm d, \pm \cdots$

Así el error máximo introducido en la medida corresponderá a: $\pm(a+b+c+d)$

5.1.1.3.4 PRECISIÓN

La precisión de un instrumento se relaciona con la dispersión de los datos obtenidos, dado esto un instrumento preciso es aquel que bajo las mismas condiciones arroja el mismo resultado en diversas medidas, en la *Figura 5.13* puede observarse las medidas realizadas por instrumentos con alta y baja precisión [4], [5].

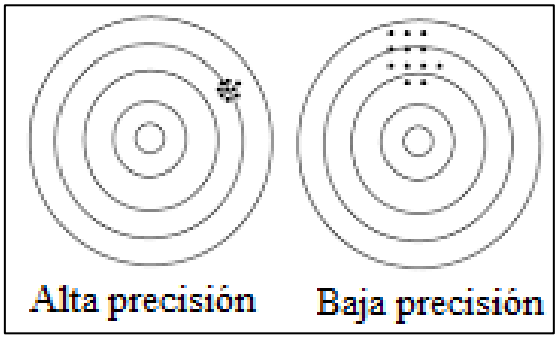


Figura 5.13. Medida con instrumentos de alta y baja precisión [6].

5.1.1.3.5 EXACTITUD

La exactitud de un instrumento indica la cercanía existente entre el valor verdadero de una variable y la medida de la misma. En la *Figura 5.14* pueden observarse exactitudes altas y bajas en un instrumento [3]–[5].

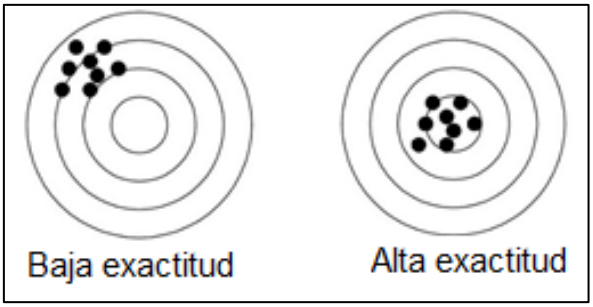


Figura 5.14. Medida con instrumentos de alta y baja exactitud [6].

Un instrumento preciso puede no ser exacto, pero un instrumento exacto si requiere ser preciso.

5.1.1.3.6 SENSIBILIDAD

Es la razón de cambio entre salida y entrada [4]. Por ejemplo, un sensor de corriente por efecto Hall ACS712-05B-T tiene una sensibilidad de 185 mV/A.

La sensibilidad corresponde también a la pendiente de la curva característica de un sensor como puede observarse en la *Figura 5.15*.

5.1.1.3.7 LINEALIDAD

Esta característica observada en la *Figura 5.15*, hace que un sensor posea la salida directamente proporcional a su entrada. Esta relación la otorga la pendiente (Sensibilidad) de la curva de calibración del instrumento [4].

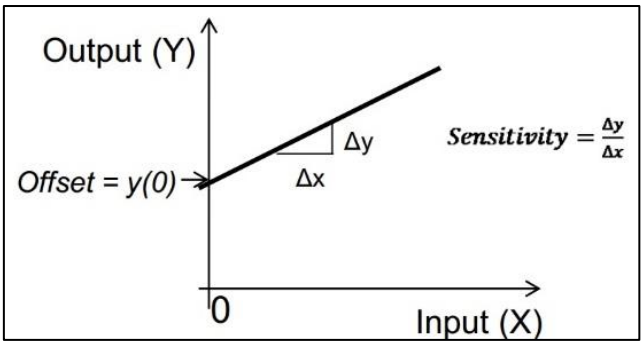


Figura 5.15. Representación gráfica de una función lineal [3].

5.1.1.3.8 UMBRAL

El valor umbral (threshold) es el valor mínimo que necesita el instrumento para comenzar a medir, como se observa en la *Figura 5.16* [4].

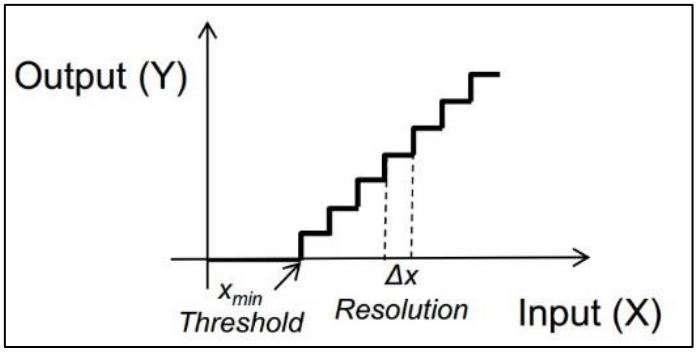


Figura 5.16. Resolución y umbral de un sensor [3].

5.1.1.3.9 TIEMPO DE RESPUESTA

Es el tiempo que transcurre entre la ocurrencia de un cambio en la entrada y su respectivo cambio a la salida [4].

5.1.1.3.10 RESOLUCIÓN

Es el mínimo cambio a la entrada que genera un cambio en la salida de un instrumento [4], [5]. Esta está limitada por la cantidad de bits que se tengan para la representación y puede observarse gráficamente en la *Figura 5.16*.

En los instrumentos digitales la resolución corresponde al cambio del digito menos significativo. Por ejemplo: en un indicador digital se lee 531,01°C. El digito menos significativo es el último 1, si la medida cambia de 531,01 a 531,02 °C, se puede decir que la resolución de ese instrumento es: $531{,}02 - 531{,}01 = 0{,}01°C$

5.1.1.4 GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y CENTRALIZADA

La generación de energía eléctrica desde su génesis se establece cercana a los centros de consumo, por lo que desde su concepción se generaba de manera distribuida. El crecimiento poblacional que generó el desarrollo tecnológico e industrial auspiciado por el uso de energía eléctrica en las ciudades, hizo que esos generadores de corriente directa (DC) inicialmente desarrollados fueran obsoletos ante la incapacidad de transmitir la electricidad generada, a través de líneas de baja tensión más allá de 57 km y por su imposibilidad de aumentar su capacidad instalada dado el crecimiento de las ciudades alrededor de estas plantas [7].

La respuesta para esta limitación tecnológica fue el uso de sistemas de generación de corriente alterna (AC), por cuyas líneas de transmisión fluye energía eléctrica a alta tensión, lo que permite transportar electricidad de un punto a otro muy distante, como el sistema de la *Figura 5.17*. Por la aparición de esta tecnología es posible obtener en los grandes centros de consumo la electricidad generada por las centrales hidroeléctricas que generalmente son de gran envergadura y están alejados de los centros poblacionales.

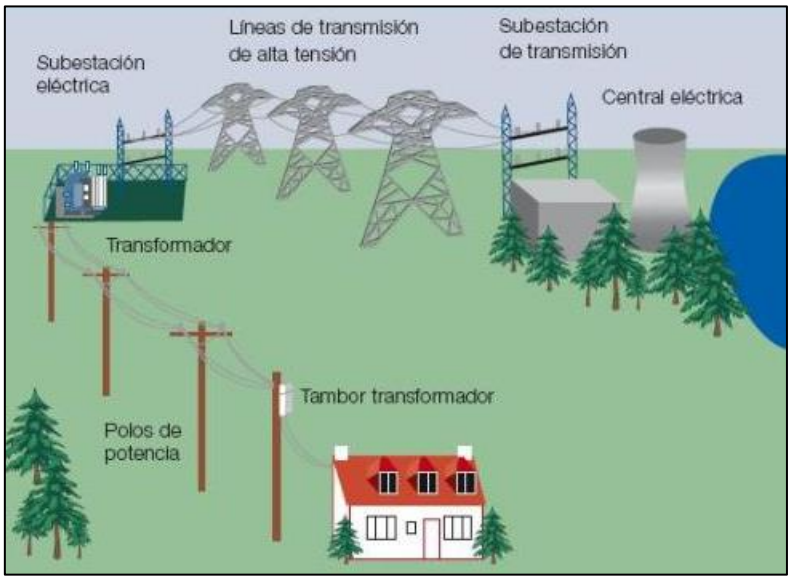


Figura 5.17. Sistema tradicional de generación centralizada [8].

La aparición de nuevas tecnologías de generación como las energías renovables utilizadas en el ámbito de la generación distribuida (GD), como se observa en la *Figura 5.18*, permiten reducir los problemas típicos de los sistemas de generación tradicionales (centralizado) como lo son reducir las pérdidas por efecto Joule y corona en la transmisión de la energía, además de reducir los riesgos que para el medio ambiente representan la construcción de grandes centrales de generación, las líneas de transmisión y subestaciones. Aplicando esto parte de la población que habita los centros poblados podrían suplir sus necesidades energéticas de manera parcial o total e incluso convertirse en autogenerador al inyectar energía directamente a la red de distribución a la cual se conectan las cargas del sistema.



Figura 5.18. Sistema de generación en el lugar de consumo [9].

La principal característica de la Generación Distribuida se relaciona con el hecho de que esta permite producir, almacenar y administrar la energía en el mismo lugar de consumo lo cual trae una serie de ventajas, incluso para las empresas distribuidoras.

Algunas de estas ventajas son [10]:

- Dependiendo de la configuración de la red, y la ubicación de carga y generación, la energía producida descentralizadamente evita que una cantidad equivalente sea transportada a gran distancia, con las pérdidas añadidas. Por la misma razón, reduce la congestión en los sistemas de transporte hasta el consumidor final.
- Mejora la confiabilidad del suministro: Se reducen las probabilidades de fallas por caídas de las líneas de alta tensión al disminuir su porcentaje de uso. Esto es esencial en aplicaciones que requieren servicio continuo, por ejemplo, en aquellas con implicaciones sobre la salud y seguridad.
- Aplanamiento de la curva de demanda: La producción de energía distribuida puede coincidir con puntas de demanda eléctrica evitando la utilización de potencias lejanas provenientes de centrales eléctricas que funcionen sólo durante estas horas, a un precio muy alto comparado con la electricidad de las horas valle. Por ejemplo, los Sistemas Fotovoltaicos tienen su pico de producción en horas donde se incrementa el consumo debido al uso de sistemas de climatización en zonas de clima cálido.
- Da una opción de auto suministro en áreas donde la infraestructura de red no existe o es muy costosa, lo cual abre mercados en áreas remotas sin posibilidad de acceso a la red eléctrica o con altas restricciones ambientales.

5.1.2 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

En este tema se abordan los conceptos de energía solar fotovoltaica de manera general, de esta forma podrá captarse fácilmente el contenido de los capítulos posteriores.

5.1.2.1 ANTECEDENTES

A raíz del cambio climático ocasionado por el uso de elementos y prácticas contaminantes[11], ha venido en aumento el uso de electricidad generada a partir

de fuentes renovables como la fotovoltaica[12]. En la *Figura 5.19* podemos observar el crecimiento que se ha tenido a nivel mundial de generación eléctrica con esta tecnología.

Como puede observarse en la *Figura 5.19*, entre el año 2007 y 2017 la capacidad instalada a nivel mundial aumentó en 375.909 MW, lo que corresponde a un aumento total del 97,4%.

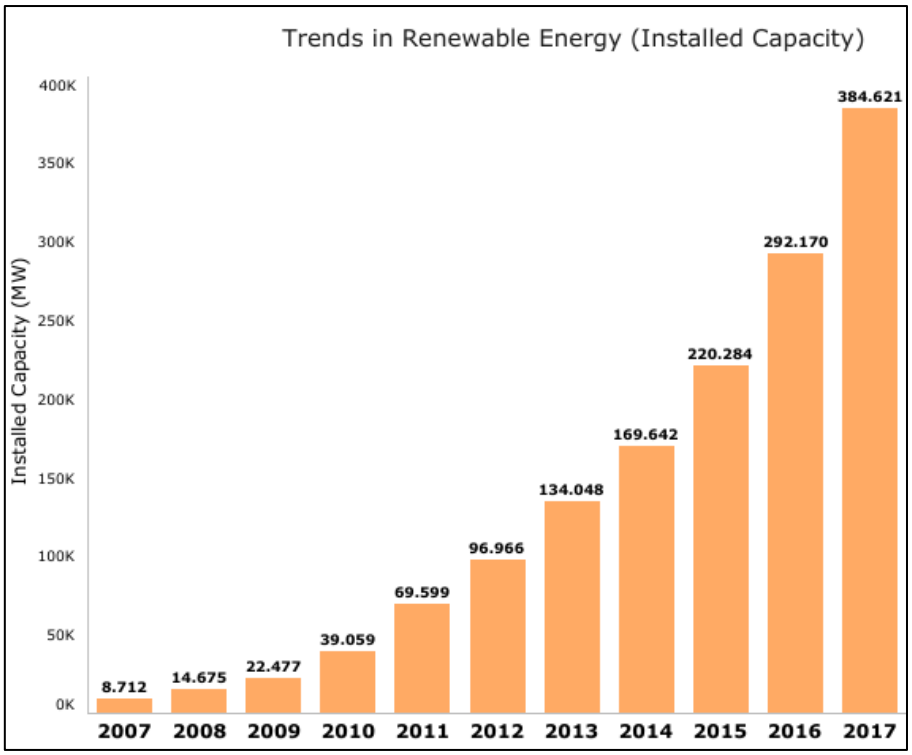


Figura 5.19. Evolución de la capacidad instalada tecnología solar fotovoltaica a nivel mundial [12].

El aumento de la capacidad instalada va ligado al aumento de las inversiones realizadas para el uso de esta tecnología que pasó de tener en el año 2004 una inversión de 11,2 billones de dólares a invertir en proyectos de este tipo 160,8 billones de dólares en el 2017, como puede observarse en la *Figura 5.20*.

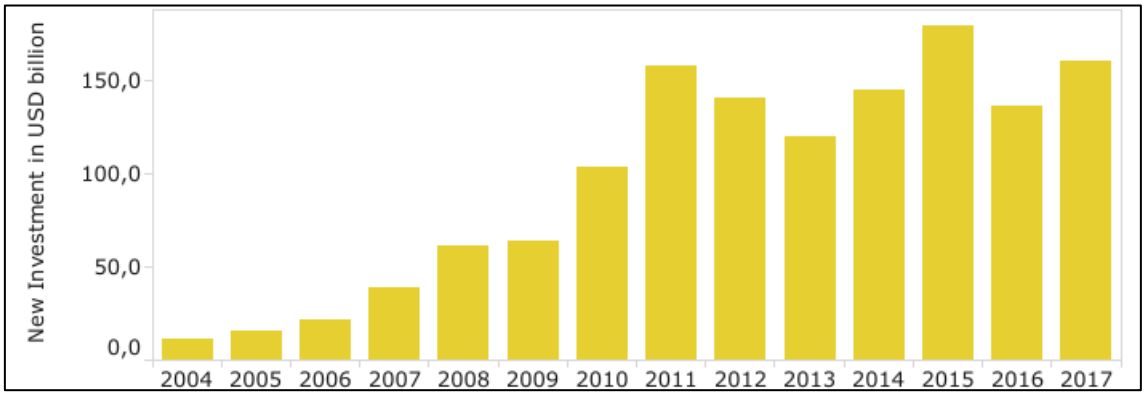


Figura 5.20. Evolución de las inversiones en proyectos de energía solar fotovoltaica en el mundo [12].

Uno de los aspectos importantes del gran volumen de inversión en el sector energético renovable ha sido la disminución de los precios de los paneles

solares. Como se observa en la *Figura 5.21*, el precio por vatio pico de los módulos fotovoltaicos ha tenido tendencia a la baja por su alta tasa de consumo. Realizando un promedio entre los mayores proveedores de paneles solares (Alemania, Japón y China) se observa en la *Figura 5.21* que en enero del 2010 el precio de un módulo solar para generar 1Wp era de 2,614 mientras que en diciembre de 2015 era de 0,611 (USD/Wp). Bajo estas condiciones, se puede decir que el precio por 1Wp presentó una reducción de más del 76%.

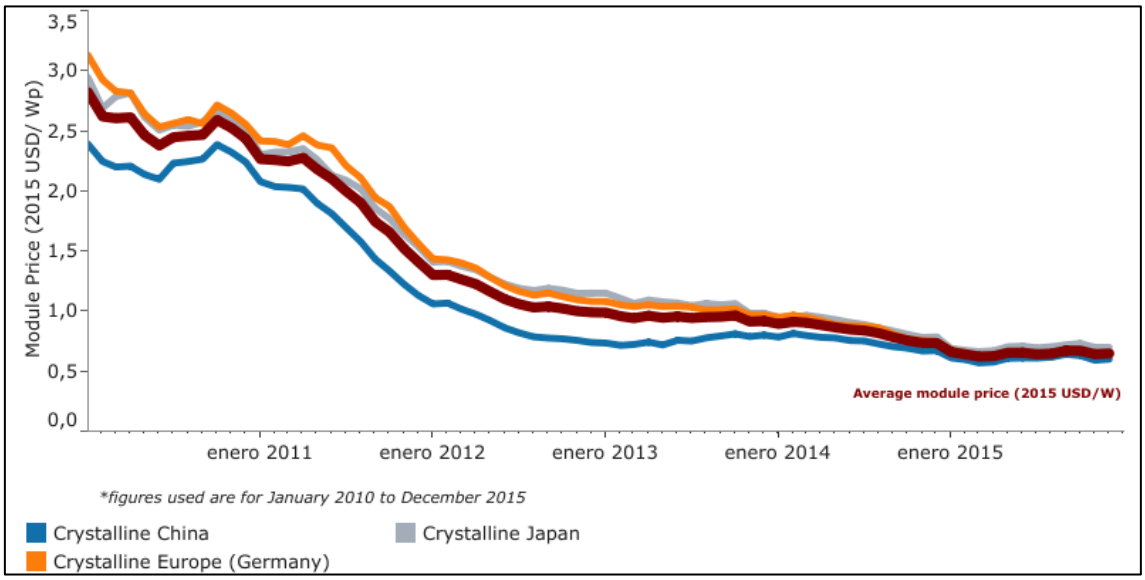


Figura 5.21. Evolución de los precios por cada vatio de energía solar fotovoltaico instalado [12].

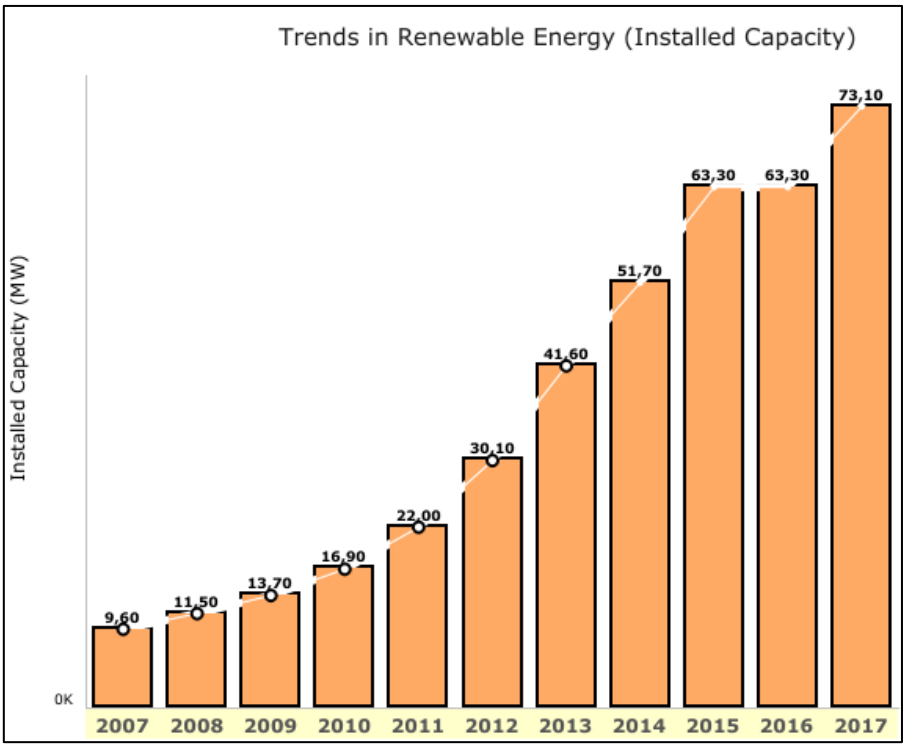


Figura 5.22. Evolución de la capacidad instalada tecnología solar fotovoltaica en Colombia [12]

Como se observa en la *Figura 5.22*, Colombia a pesar de tener poca participación en la producción de energía eléctrica con tecnología fotovoltaica

con respecto a la estadística mundial, se observa importante incremento desde el año 2007.

En la *Figura 5.23* puede evidenciarse que en materia de energía eléctrica Colombia es dependiente de sus hidroeléctricas y termoeléctricas, ya que estas representan el 68,3% y 33,5% de la producción total de electricidad [13]. Esto genera contaminación al utilizar grandes cantidades de combustibles fósiles como carbón o gas natural, además de ejercer profundos cambios en los ecosistemas al represar grandes cantidades de agua para el uso de hidroeléctricas dependientes también del régimen de lluvias.

Tipo/Combustible	Capacidad Efectiva Neta (MW)
DESPACHADAS CENTRALMENTE	
⊕ Hidráulica	10,974.00
⊕ Térmica	5,088.00
NO DESPACHADAS CENTRALMENTE	
⊕ Autogenerador	49.64
⊕ Cogenerador	149.00
⊕ Eólica	18.42
⊕ Hidráulica	860.57
⊕ Térmica	179.96
TOTAL CAPACIDAD EFECTIVA NETA	**17,319.59**

Figura 5.23. Generación de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional [13].

En la *Figura 5.24* se puede observar que Colombia cuenta con apenas 17,86 MW con conexión al SIN de los 77,1 MW que hay instalados en el país.

Tipo/Combustible	Capacidad Efectiva Neta (MW)	Fecha de entrada
NO DESPACHADAS CENTRALMENTE		
⊖ Autogenerador	49.64	
⊖ Rad Solar	9.80	
AUTOG CELSIA SOLAR YUMBO	9.80	03/09/2017
⊕ Cogenerador	149.00	
⊕ Eólica	18.42	
⊕ Hidráulica	860.57	
⊖ Térmica	179.96	
⊖ Rad Solar	8.06	
CELSIA SOLAR BOLIVAR	8.06	03/02/2019
TOTAL CAPACIDAD EFECTIVA NETA	**17,319.59**	

Figura 5.24. Generación de energía solar fotovoltaica en el SIN Colombia [13].

Colombia cuenta con una posición geoespacial privilegiada por sus altos índices de radiación solar en gran parte del país, por lo que actualmente se están desarrollando grandes proyectos de este tipo de tecnología y por medio de las

disposiciones de la CREG (Comisión Nacional de Energía y Gas) el ente regulador ha sido posible que cada vez más personas naturales inviertan su dinero para convertirse en pequeños autogeneradores por medio de un sistema interconectado en el hogar.

5.1.2.2 MATERIAL SEMICONDUCTOR

Es un elemento que se comporta como conductor o aislante dependiendo de diversas condiciones como la radiación, el campo eléctrico o la temperatura que incida sobre el material. El Silicio (Si) es el semiconductor más usado y se puede encontrar en elementos como lo son diodos y transistores. Un ejemplo de estos diodos se presenta en la Figura 5.25.

Los átomos de silicio tienen cuatro electrones en su nivel de valencia, esto hace que forme enlaces covalentes con otros átomos de silicio, como se observa en la Figura 5.26.

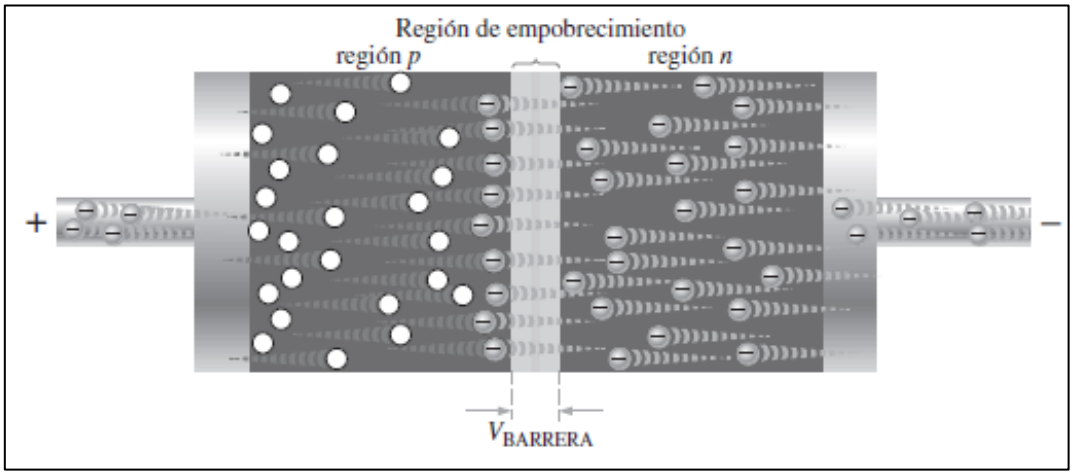


Figura 5.25. Diodo [14]

Para utilizar estos elementos semiconductores en la producción de paneles solares, diodos y transistores se hace necesario introducir impurezas que generen electrones libres o huecos según lo deseado.

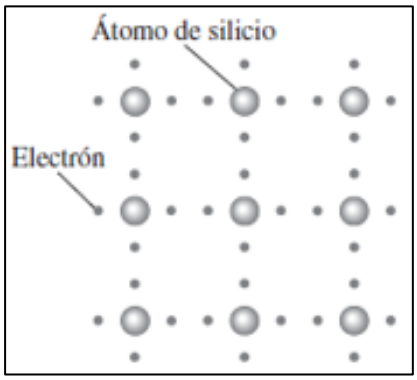


Figura 5.26. Electrones de valencia de los átomos de Silicio [15]

Un semiconductor puede ser de tipo N, si las impurezas introducidas son átomos de un elemento pentavalente (con cinco electrones de valencia) como puede ser el caso de los átomos de arsénico como puede observarse en la *Figura 5.27*. En

esta configuración se observa que hay un electrón libre, el cual podrá arrancarse del átomo.

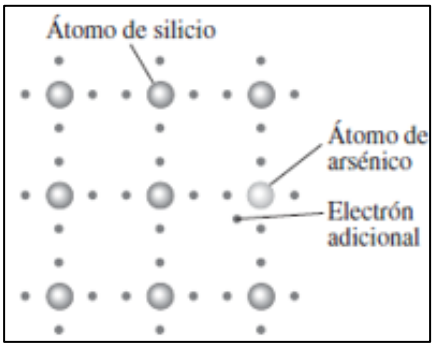


Figura 5.27. Semiconductor tipo N [15]

Un semiconductor es de tipo P, si las impurezas introducidas son átomos de un elemento con tres electrones de valencia como es el caso del galio mostrado en la *Figura 5.28*. Al ser trivalente dejará un hueco el cual se comporta como "un electrón con carga positiva".

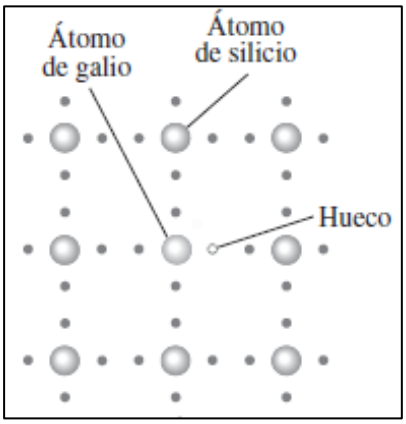


Figura 5.28. Semiconductor tipo P [15]

5.1.2.3 DIODO

El diodo es un elemento altamente usado en la electrónica y es básicamente la unión de dos semiconductores uno tipo p y otro tipo n, como se observa en la *Figura 5.25*.

La unión p-n genera una región de empobrecimiento que es el lugar en el que los pares electrones huecos se combinaron y hay por lo tanto ausencia de electrones o huecos. Por el diodo podrá circular corriente cuando se polarice en directo con una tensión que excite lo suficiente a los electrones en la región n para pasar la barrera de potencial hacia la región p.

Se polariza en directo un diodo cuando conectamos la terminal positiva de una fuente de tensión DC a la región p y la negativa a la región n, como se observa en la figura y se vence el potencial de la región de empobrecimiento (tradicionalmente de 0,7 V para diodos de Si).

Una vez se polariza en directo la región n empieza a llenarse de electrones que se repelen entre sí, hasta que tienen la suficiente energía como para cruzar la barrera de potencial (0,7 V) una vez cruzan la barrera, utilizan los huecos en

el material p saltando de uno en uno hasta llegar al conductor dispuesto en la terminal positiva.

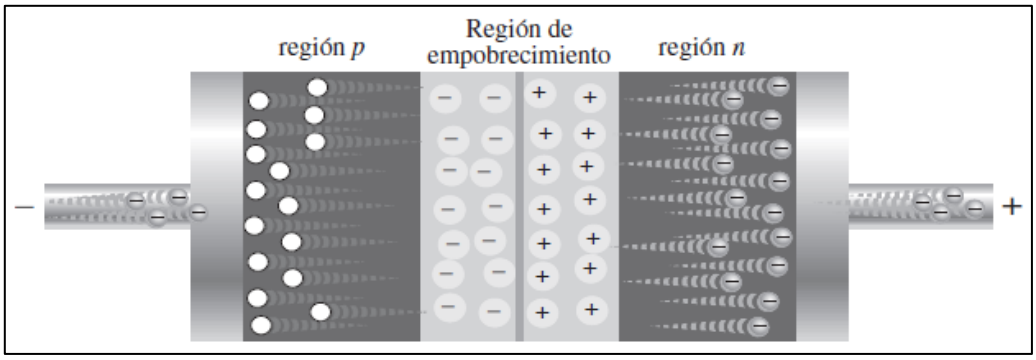


Figura 5.29. Polarización del diodo en inverso [14]

Cuando el diodo se polariza en inverso como se indica en la *Figura 5.29*, conectando el terminal de la región tipo p al borne negativo de la fuente y el positivo al terminal de la región tipo n. Cuando se da esta conexión el borne negativo atrae lo huecos mientras que el positivo atrae los electrones. Los atrae con más fuerza cuanto más grande sea la tensión aplicada. Por esto la región de empobrecimiento se hace mayor y no hay flujo de corriente a través del diodo.

5.1.2.4 EFECTO FOTOVOLTAICO

El efecto fotovoltaico es la interacción física entre los fotones luminosos provenientes del sol y un semiconductor de unión p-n (celda solar), como se observa en la *Figura 5.30*. La energía recibida del sol provoca un movimiento de electrones en el interior del material, si se unen dos regiones de un semiconductor con concentraciones diferentes de electrones se provoca un campo electrostático constante que conducirá al movimiento de electrones en la dirección que se desee[16].

Cuando el sol por medio de fotones incide sobre la celda solar, en la unión p-n del material se crean pares electrón hueco, la cantidad depende de la energía de los fotones incidentes. Estos pares se separan, los huecos se van a la región tipo p y los electrones a la n. La concentración de electrones en la región n y huecos en la región p se vuelven tan altos que crean una diferencia de potencial, la cual al introducir una carga ocasionará un flujo de corriente.

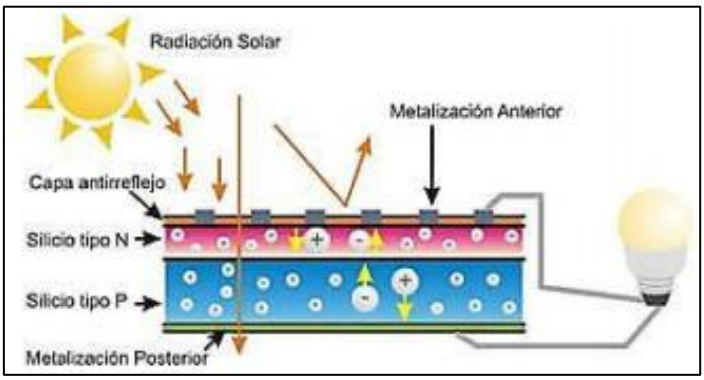


Figura 5.30. Celda fotovoltaica [16]

5.1.2.5 CELDA FOTOVOLTAICA

Las celdas fotovoltaicas son el corazón de una instalación fotovoltaica, ya que son las encargadas de transformar la energía proveniente del sol en energía eléctrica.

Actualmente hay dos opciones en cuanto a tecnologías de módulos solares (celdas solares interconectadas entre sí), están por un lado están los basados en obleas de silicio cristalino y por otro lado tecnologías de película delgada, estas pueden observarse en la *Figura 5.31*.

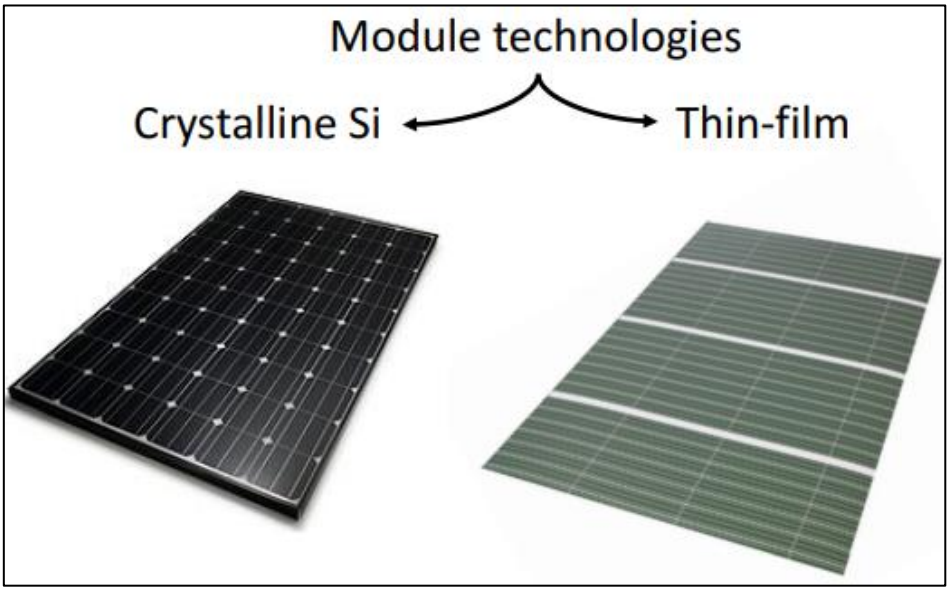


Figura 5.31. Tecnologías de módulos fotovoltaicos [17]

La tecnología más utilizada es la de oblea de silicio cristalina, está cuenta con una eficiencia cercana al 17% y su vida útil es cercana a los 25 años según el fabricante. Es la tecnología que se usa comúnmente cuando se cuenta con espacio. La tecnología de película delgada es usada en superficies de edificios, ya que estás se pueden moldear según el lugar de instalación, su vida útil también es cercana a los 25 años, pero la eficiencia es cercana al 10%.

5.1.2.6 SISTEMAS DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Existen dos tipos de sistema fotovoltaico, el aislado y el interconectado. Los elementos utilizados en los sistemas fotovoltaicos son los siguientes: Paneles solares, controladores de carga, inversores y baterías.

Los sistemas aislados como el de la *Figura 5.32* están pensados para lugares que no cuentan con servicio de energía eléctrica a través de la red de un distribuidor o para los lugares en los que la prestación del servicio es de mala calidad. Estos sistemas están pensados para almacenar la energía generada durante el día por medio de baterías y se usada en las horas de poco sol.

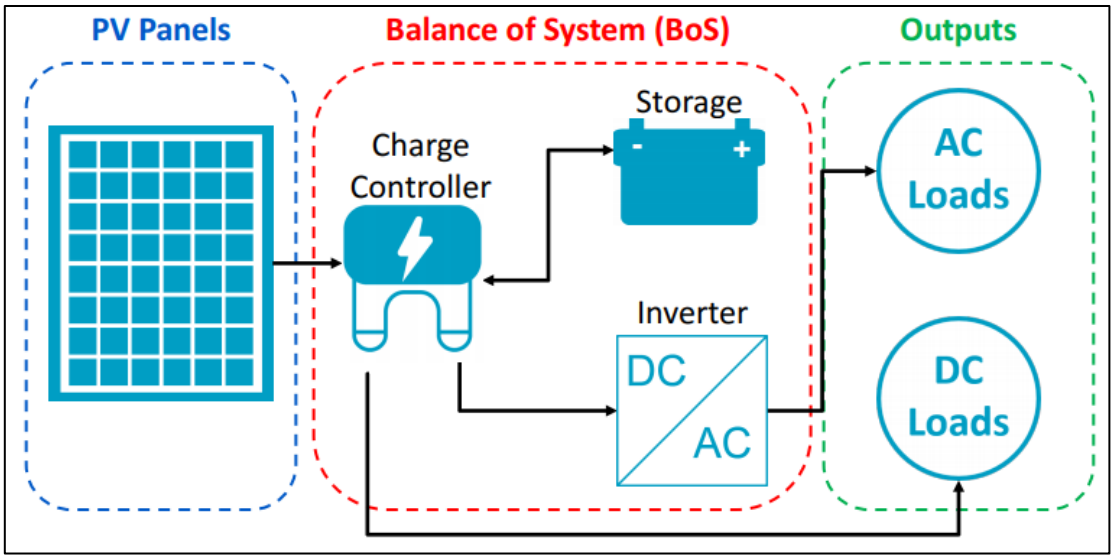


Figura 5.32. Sistema fotovoltaico aislado [17]

Por otra parte, los sistemas interconectados como el de la *Figura 5.33*, son aquellos pensados para utilizar la energía eléctrica proveniente de los paneles durante el día y vender los excedentes de energía (en caso que existan) a la red de la empresa distribuidora. Estos sistemas pueden tener almacenamiento por medio de baterías al igual que los aislados.

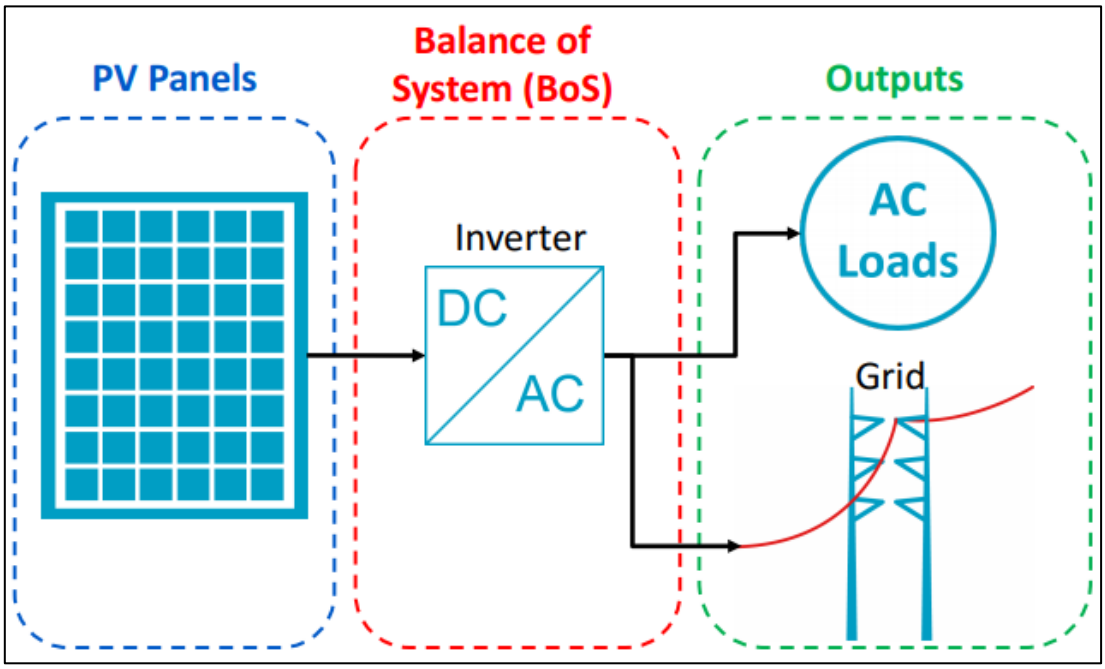


Figura 5.33. Sistema fotovoltaico interconectado a la red [17]

Cualquier sistema que utilice más de una fuente de producción de energía es considerado hibrido, la generación fotovoltaica puede ser combinada por ejemplo con turbinas eólicas o plantas Diesel.

5.1.2.7 COMPONENTES DEL BALANCE DEL SISTEMA

El balance del sistema está compuesto básicamente por tres elementos que son batería, controlador de carga e inversor.

El controlador de carga estará presente en todos los sistemas, es el encargado de cargar las baterías y permitir su descarga hasta niveles que no sean dañinos para estás. Además, mantiene el nivel de tensión estable.

El inversor recibe la tensión DC proveniente del regulador de carga y la convierte en una señal de tensión sinusoidal para conectar las cargas AC o la red de la empresa distribuidora.

La batería se encarga de almacenar energía para utilizarse en los momentos de poco sol. La entrada y salida de la batería será función del regulador de carga.

5.1.3 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

La generación de energía eléctrica utilizando la conversión fotovoltaica de la irradiancia solar, basa su importancia en los siguientes aspectos [7]:

- La fuente de energía es ilimitada, inagotable y está disponible en todos los sitios de la tierra.
- No genera contaminación ambiental, genera pocos cambios en el lugar de instalación y está prácticamente libre de mantenimiento.
- Pueden construirse sistemas de generación de baja capacidad, hasta varios (MW) con el mismo tipo de tecnología.

La principal desventaja de la energía fotovoltaica es el precio ya que su elevada inversión hace que sea un limitante en su uso. Otra desventaja es la utilización de baterías, ya que su incorrecta disposición acarrea serios problemas ambientales debido a su toxicidad.

5.1.4 RECURSO SOLAR

A parte en el cual se consigna todo lo relacionado con el sol y la energía solar para producir electricidad.

5.1.4.1 MOVIMIENTO DEL SOL

Como todas las estrellas, el **Sol** (observado en la *Figura 5.34*) es una gran masa de gas que está en equilibrio termodinámico entre la fuerza de presión interna de los gases y la fuerza de gravedad de las capas externas. Posee una alta esfericidad debido que su radio ecuatorial es casi igual a su radio polar.

El sol posee dos movimientos; el de **rotación** que cumple obre su mismo eje y el de **traslación** que realiza en torno a la galaxia.

Dado que el sol no es un cuerpo rígido, las zonas ecuatoriales giran a mayor velocidad que las zonas polares. Para determinar la velocidad de rotación del sol se consideró la velocidad en el ecuador solar y también a latitudes situadas 16° por encima y por debajo de este. Se concluyó que en el ecuador la rotación es de 25.38 días, mientras que a latitudes de 16°, es de 27.275 días.

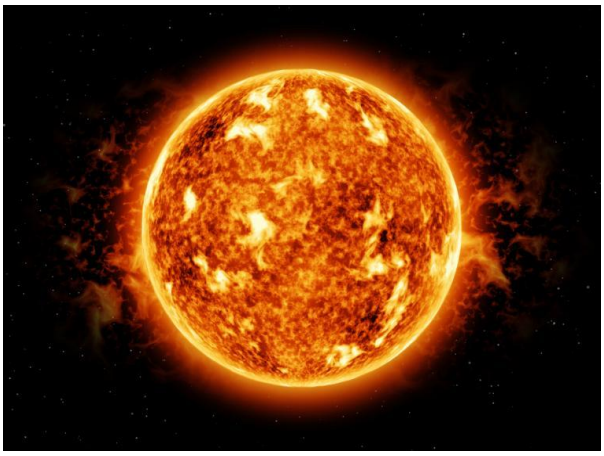


Figura 5.34. El sol[18].

El movimiento de traslación lo realiza a una velocidad de 2150 km/s y se demora aproximadamente 225 millones de años en dar una vuelta alrededor del centro galáctico.

En la superficie del sol, la aceleración de la gravedad es de 274 m/s^2, que comparado con la de la tierra (9,8 m/s^2) es mucho más grande[19].

5.1.4.2 MOVIMIENTO DE LA TIERRA RESPECTO AL SOL

El movimiento de rotación de la tierra, que se da alrededor del sol con una órbita inclinada, es lo que da origen a las estaciones, debido a esa trayectoria se dice que el sol no siempre sale y se oculta exactamente por el este o el oeste respectivamente. Comportamiento mostrado en la *Figura 5.35*.

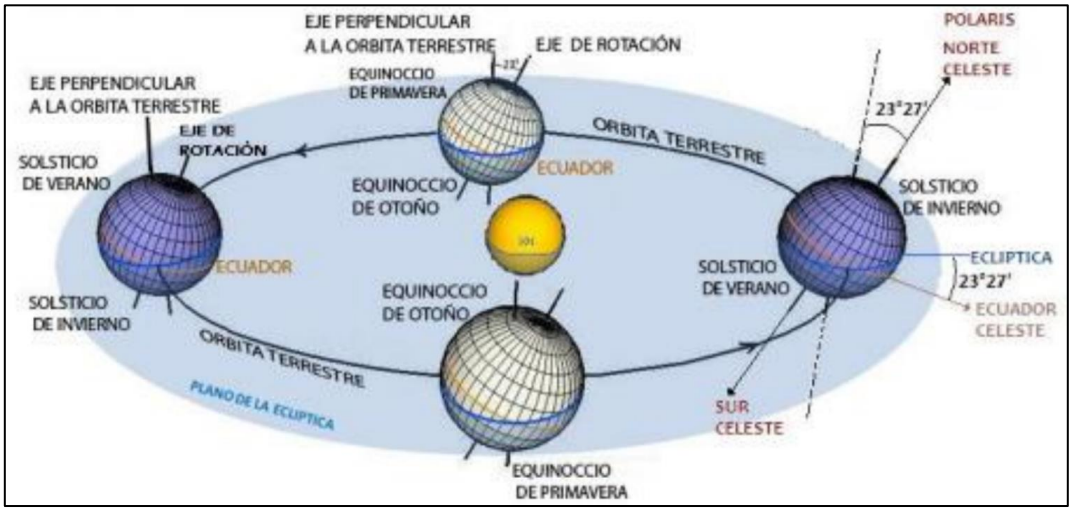


Figura 5.35. Movimientos de la tierra alrededor del sol[20].

5.1.4.3 GEOMETRÍA SOLAR

Tener claridad sobre los factores geométricos que afectan la cantidad de energía que se recibe en una superficie a lo largo del día y del año, permite cuantificar de forma más exacta el recurso solar disponible para ser aprovechado, se trata fundamentalmente de las distintas posiciones entre el sol y la tierra, y que están determinadas por diversos ángulos (*Tabla 5.2*) que sirven

para conocer en cada momento la posición relativa del sol respecto a un punto de la tierra[20].

Tabla 5.2. Descripción de los ángulos utilizados como variables[20].

Variable	Definición	Rango
Ángulo de la hora solar	Indica el desplazamiento angular del sol sobre el plano de la trayectoria solar. Cada hora corresponde a 15° (360°/24horas). El ángulo horario es -180°a las 0h, 0°a medio día (12h) y 180°al final del día (24h)	-180≤ ω ≥180
Ángulo de declinación solar	Es el ángulo que se forma entre la línea sol-tierra y el plano ecuatorial. Cuando se trata de zonas tropicales la declinación solar es igual a la latitud.	-23.45≤ δ ≥23.45
Ángulo acimut	El acimut se cuenta a partir del norte en sentido de las manecillas del reloj formando una circunferencia de 360° donde 0°, 90°, 180° y 270° representan los puntos cardinales.	0≤ γ ≥360
Ángulo cenital	El cenit se cuenta desde la horizontal a la vertical. Si el sol está directamente encima del observador, el cenit es 90°. Al oeste por donde sale el sol, el cenit es 0°mientras que al este es 180°.	0≤ θ_z ≥180
Ángulo de incidencia del sol	Ángulo de incidencia formado por la normal a la superficie y el rayo solar de incidencia de ella.	0≤ θ ≥180
Ángulo de inclinación de la superficie	Ángulo de ubicación del panel o módulo solar con respecto a la horizontal.	0≤ β ≥90

En la *Figura 5.36* se observan los ángulos con respecto a una superficie receptora.

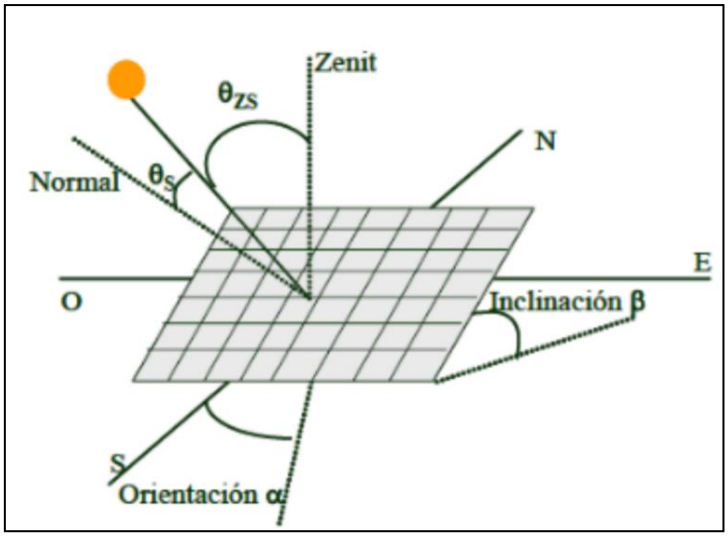


Figura 5.36. Ángulos con los cuales se calcula la irradiancia de una superficie[20].

5.1.4.4 RADIACIÓN SOLAR

La radiación solar, está compuesta por el conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el Sol en los procesos de fusión del hidrógeno (en átomos de helio), se componen de campos eléctricos y magnéticos oscilantes que se propagan a través del espacio transportando energía.

La magnitud que representa la radiación solar es la irradiación, que mide la energía que alcanza a la tierra por unidad de tiempo y área, su unidad es el W/m^2. La radiación del sol es de 63,450,720 W/m^2.

En un día con condiciones óptimas, la radiación que llega a la superficie terrestre es de aproximadamente 1000 W/m^2, sin embargo, la potencia de la radiación según el momento del día o condiciones atmosféricas.

5.1.4.5 TIPOS DE RADIACIÓN

Existen dos tipos de radiación: la radiación directa y la radiación difusa.

- Radiación directa: Es la que llega directamente del sol sin haber tenido cambios en su dirección o reflexiones y refracciones en su recorrido.
- Radiación difusa: Es la que llega a la tierra proveniente de todas direcciones, es causada por la reflexión y refracción solar en la atmosfera, en las nubes y el resto de los elementos atmosféricos y terrestres.

5.1.4.6 CÁLCULO DE RADIACIÓN SOLAR

Para realizar cálculos numéricos de procesos que involucren la energía solar, es necesario conocer las componentes de la radiación en valores horarios. Dado que en la mayoría de los casos solo se dispone de datos de radiación global en valores mensuales o diarios, se requiere de modelos matemáticos que permitan estimar la curva de radiación para curva y día del año. Para lugares que se encuentran alejados del ecuador se deben realizar ajustes adicionales para determinar los valores de radiación en función de la inclinación de la superficie[21].

- Irradiación global horaria a partir de la diaria: Con el fin de predecir con mayor exactitud el desempeño de un sistema fotovoltaico, los valores de irradiación global horaria son necesarios. La siguiente ecuación se denomina **correlación Collares-Pereira and Rabl (1979) para la irradiación global** y permite estimar la curva de radiación promedio por medio de correlaciones empíricas en función de la hora y la longitud del día.

$$r = \frac{\pi}{24}[a + b * \cos(\omega)]\left(\frac{\cos\omega - \cos\omega_{ss}}{\sin\omega_{ss} - \left(\frac{2\pi\omega_{ss}}{360}\right) * \cos\omega_{ss}}\right) \quad (5.17)$$

Donde $r = \frac{I_g}{H_g}$ es la relación entre la irradiación global horaria y la irradiación total diaria.

Los coeficientes adimensionales a y b se calculas así:

$$a = 0.409 + 0.5016\sin(\omega_{ss} - 60) \quad (5.18)$$

$$b = 0.6609 - 0.4767\sin(\omega_{ss} - 60) \quad (5.19)$$

Todos los ángulos están en grados, la hora es representada por el ángulo horario ω y ω_{ss} es el ángulo de amanecer o atardecer.

5.1.4.7 MAPA DE RADIACIÓN SOLAR

Un mapa de radiación solar representa de manera gráfica los cambios en la distribución de irradiación para una determinada región. En la Figura 5.37 se puede observar el mapa de radiación solar para Colombia. Los mapas de radiación solar están disponibles en valores promedio anuales o mensuales. Su precisión es discutible debido a los métodos de interpolación empleados para su elaboración, además que son afectados en gran medida por la existencia de microclimas y la geografía local.

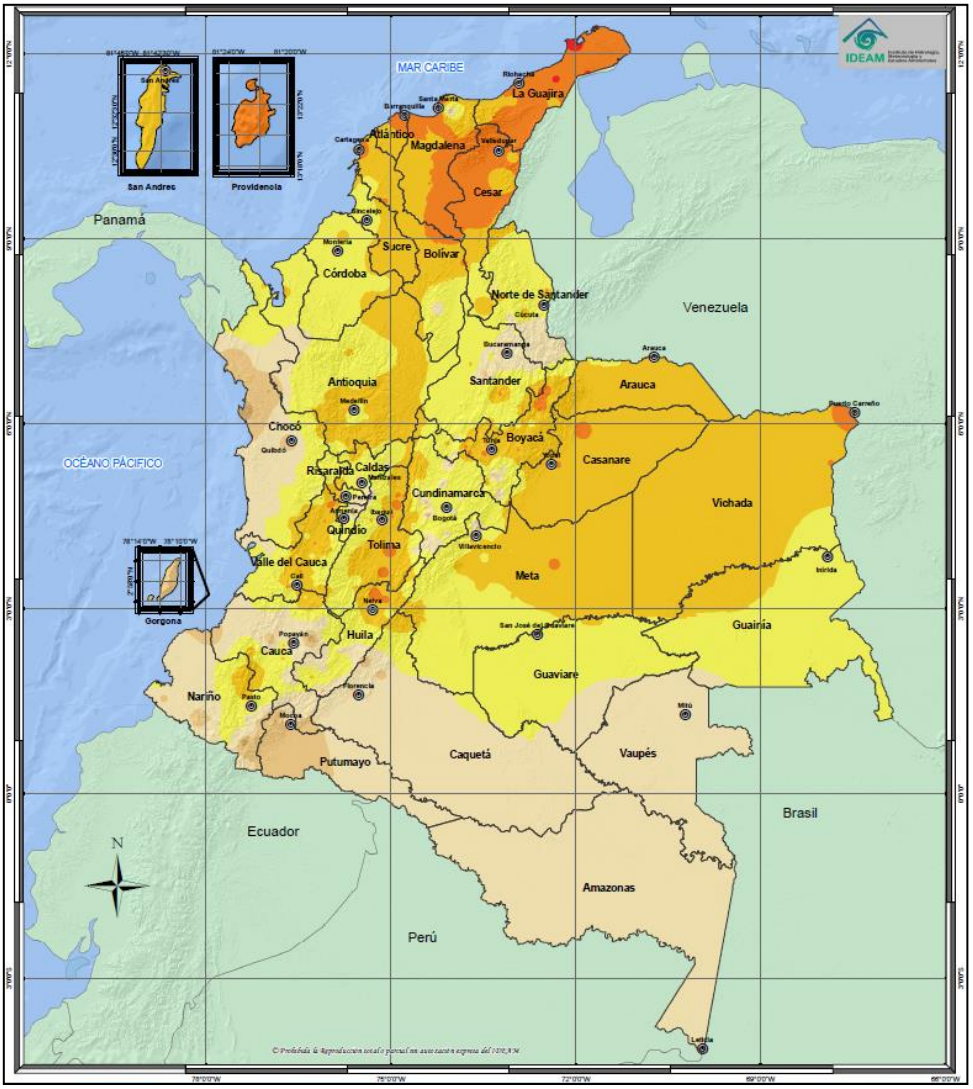


Figura 5.37. Mapa de radiación solar para Colombia[22].

A continuación, en la Figura 5.38 se presentan los datos de radiación en un año en la ciudad de bogotá recopilados por el IDEAM. Las unidades de la irradiación media diaria estan en Wh/m^2 y se tabulan para cada mes del año:

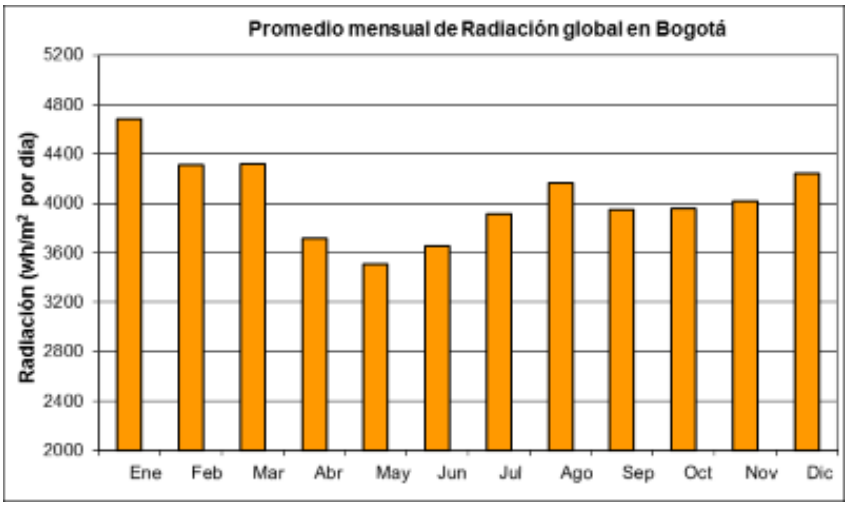


Figura 5.38. Promedio diario de horas solares pico en la ciudad de Bogotá. [Wh/m^2][22].

5.1.4.8 ORIENTACIÓN OPTIMA DE LOS PANELES SOLARES

La ubicación óptima de un panel fotovoltaico en cada lugar depende de la latitud y de la época del año, siendo pertinente el estudio de radiación solar recibida para cada sitio. Por otro lado, la inclinación de los módulos varía en función de las necesidades energéticas que se requieran y del período de utilización, a fin de hacer un balance estacional (invierno, verano) o anual[21].

La orientación óptima de un módulo es la norte-sur y la inclinación óptima depende de su latitud, y la podemos encontrar en la *Tabla 5.3*.

Tabla 5.3. Inclinación optima (β)[21]

Latitud del lugar de instalación (°)	Ángulo de inclinación (°)
0°-15°	15°
15°-25°	Igual a latitud
25°-30°	Latitud + 5°
30°-35°	Latitud + 10°
35°-40°	Latitud + 15°
+40°	Latitud + 20°

5.1.5 COMPONENTES DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

En esta sección se llevará a cabo un acercamiento a cada uno de los elementos que constituyen una instalación fotovoltaica tanto aislada como interconectada.

5.1.5.1 PANEL SOLAR

Un módulo fotovoltaico (FV) no es otra cosa más que un arreglo de celdas solares conectadas entre sí, para que de esta manera se sume la potencia de cada una de ellas, dado que una sola proporciona muy poca energía y además a muy baja tensión. Las celdas solares se encapsulan para protegerlas del medio ambiente y para que los usuarios también estén protegidos de posibles accidentes eléctricos. Un conjunto de módulos conectados entre sí, conforman un panel y el conjunto de varios paneles constituye un sistema solar fotovoltaico. En la Figura 5.39 se observa la composición de un panel fotovoltaico.

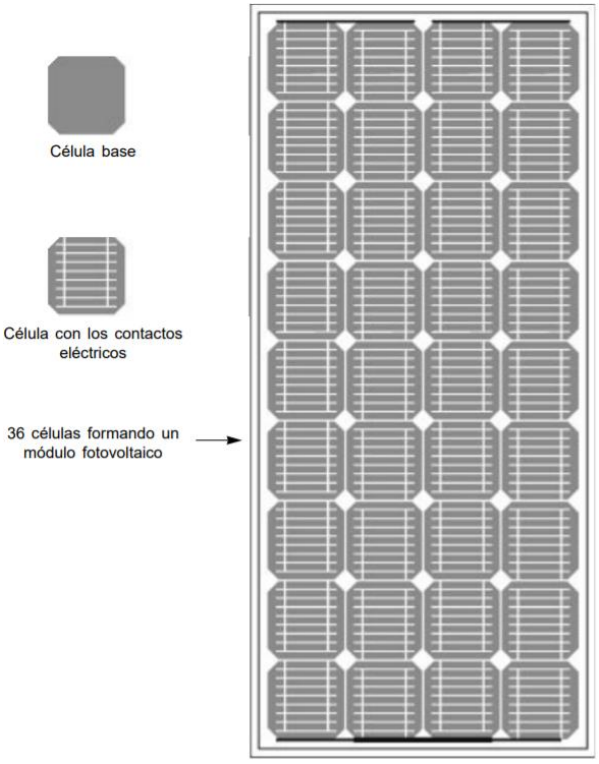


Figura 5.39. Esquema de la composición de un panel[23].

Un módulo fotovoltaico está generalmente constituido por celdas que se conectan en serie, pero hay que tener en cuenta que en los mercados también se comercializan otras combinaciones. Hay módulos que están compuestos por 154 celdas y otros que utilizan 72. Lo más común es que se encuentren módulos de 30 a 36 celdas.

Las tensiones comunes que se pueden encontrar en los paneles son 12, 24 y 48 voltios y dependen del número de celdas que se tengan.

Los módulos más utilizados son los que se componen de 36 celdas de silicio cristalino (monocristalino o policristalino) y tienen una tensión de trabajo teórica de 12 voltios en condiciones de operación normales.

La potencia de los módulos solares se mide en vatios pico (Wp). Casi siempre se encuentran módulos con potencias entre 0.5 y 280 Wp, aunque lo común es que la potencia del panel oscile entre 50 Wp y 165 Wp, según la gama de potencias que ofrezca el fabricante. Si se necesita una potencia mayor, se recurre a la asociación eléctrica de varios módulos[23].

5.1.5.1.1 COMPOSICIÓN DE UN MÓDULO SOLAR FOTOVOLTAICO

Hoy en día, hay diferentes clases de paneles solares con distintos procesos de fabricación, pero la gran mayoría de módulos en el mercado presentan características comunes.

Un panel fotovoltaico consta de:

- Celdas solares fotovoltaicas con sus respectivas conexiones eléctricas.

- El encapsulante que cubre las celdas por encima y por debajo.
- Una cubierta exterior transparente que corresponde a la cara activa del panel.
- Un protector posterior diseñado para proteger contra la humedad.
- El bastidor o marco que permite que la estructura sea manejable.
- Diodos para protección.

5.1.5.1.2 CUBIERTA EXTERIOR

Las celdas deben protegerse con una cubierta transparente debido a que están expuestas a la acción de agentes climatológicos adversos. El material más utilizado para estas cubiertas es el vidrio templado con bajo contenido de hierro, debido a que tiene mayores ventajas respecto a otros materiales, ya que es bastante resistente a los impactos y además transmite de una forma muy buena la radiación solar.

5.1.5.1.3 ENCAPSULANTE

El encapsulante es el material del panel solar que tiene menor vida útil, debido a esto, en la mayoría de los casos, este elemento es el que determina el tiempo que el módulo puede funcionar.

El encapsulante une el conjunto al rellenar el volumen existente entre las cubiertas delantera y trasera y amortigua las vibraciones e impactos que se pueden producir. Su labor principal es la de proteger las celdas solares y los contactos eléctricos de la humedad.

Como encapsulante se utiliza mucho el EVA, acetato de etilen-vinilo, que es un polímero transparente que tiene un índice de refracción igual al del vidrio.

5.1.5.1.4 BASTIDOR O MARCO SOPORTE

Este elemento se encarga de proteger el panel de golpes laterales, proporcionando rigidez mecánica al módulo y haciéndolo más manejable. El marco soporte hace más fácil la instalación de los módulos y favorece el montaje en estructuras que incorporan varios de estos elementos. Algunos módulos incorporan una toma de tierra, que debe ser usada especialmente si el número de módulos instalados es grande.

5.1.5.1.5 DIODOS

Normalmente la caja de conexiones del módulo tiene más terminales que el positivo y el negativo. Esto se debe a que permite que se puedan colocar uno o varios diodos que están conectados en paralelo con grupos de celdas conectadas en serie. Se instalan para proteger al panel solar fotovoltaico de efectos negativos producidos por sombras parciales sobre su superficie[23].

5.1.5.2 CONDICIONES DE PRUEBA DE LOS MÓDULOS

Es necesario poder definir varias características del panel para poder comparar y determinar calidades, eficacia y estabilidad eléctrica.

Los módulos solares tienen una curva I-V (curva intensidad-voltaje), esta curva característica suministra información acerca de los distintos valores de tensión e intensidad que puede proporcionar el módulo fotovoltaico. La curva se

obtiene en condiciones de medida universales, conectando el panel a una resistencia cuyo valor varía de cero a infinito.[23].

Las condiciones normales para medir las respuestas de los paneles fotovoltaicos son:

- Condiciones STC (condiciones estándar de medición). Para la radiación se tiene que la medida estándar es de 1000$\mathrm{W/m^2}$, para la masa del aire (AM) se tiene 1.5 y la temperatura de la celda debe ser de 25°C. con esas condiciones se miden varias variables como la potencia que puede suministrar el panel (Pmax), la corriente de cortocircuito (Isc) y la tensión de circuito abierto (Voc).
- Condiciones NOCT (temperatura de operación nominal de la celda). Para estas condiciones los fabricantes de los paneles toman como intensidad de luz radiante un valor de 800 $\mathrm{W/m^2}$, una velocidad de viento sobre el módulo de $1\mathrm{m/s}$ una masa del aire de 1.5 y una temperatura ambiente de 20°C. El valor NOCT de la mayoría de los módulos se encuentra entre 40°C y 46°C

Los parámetros que se reflejan en una curva I-V son los siguientes:

- Corriente de cortocircuito (Isc)
- Corriente en el momento de máxima potencia (Imax)
- Tensión de circuito abierto (Voc)
- Tensión en momento de máxima potencia (Vmax)
- Potencia pico o potencia máxima (Pmax)
- Las condiciones de operación

En la Figura 5.40 se puede observar la curva característica de un panel fotovoltaico con todos sus parámetros:

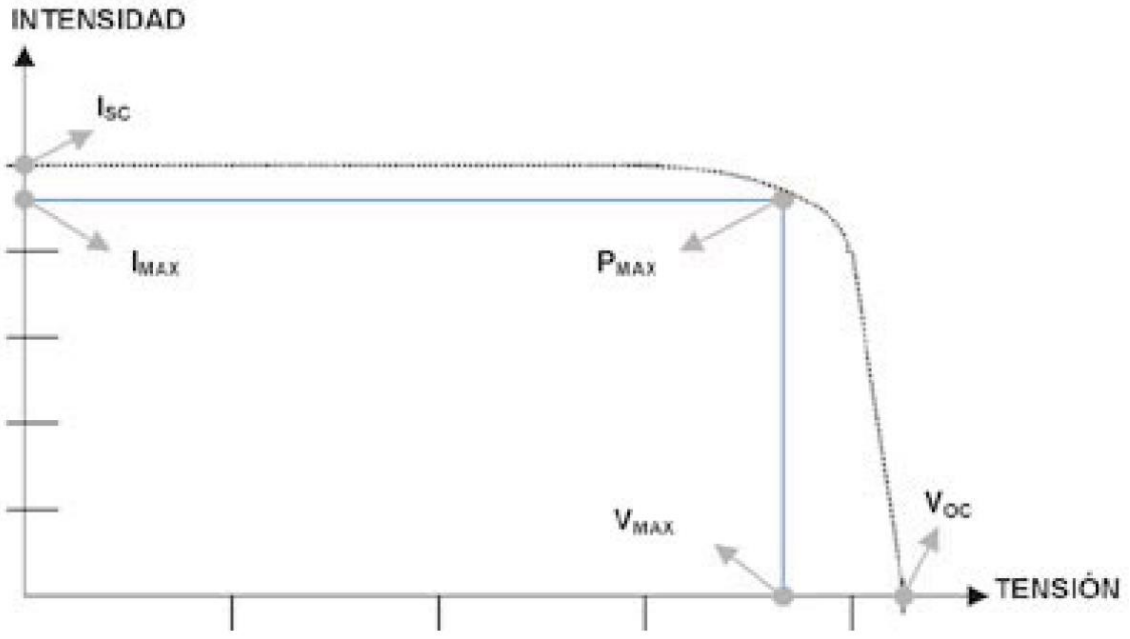


Figura 5.40. Curva característica I-V de un panel solar[23].

La corriente de cortocircuito es la máxima corriente que se puede obtener del panel solar y la tensión de circuito abierto es el voltaje máximo que se puede obtener del panel solar. Todo esto en condiciones estándar de medición.

La potencia que puede suministrar un panel solar se da en vatios pico (Wp). El panel fotovoltaico funciona a potencia máxima cuando el producto entre una corriente y una tensión es el máximo posible. A ese punto de coordenadas (Imax, Vmax) se le denomina punto de máxima potencia.

Por lo general los paneles solares no trabajan a potencia máxima debido a varios factores, entre ellos que la resistencia exterior está dada por las condiciones particulares del circuito al que está conectado.

Las mediciones de Isc y Voc son casos extremos que se realizan sin conectar ninguna carga al panel solar. En un panel solar, la situación normal es que esté conectado a una carga y que fluya una corriente eléctrica al circuito exterior del mismo[23].

5.1.5.3 FACTORES QUE INFLUENCIAN EL RENDIMIENTO DE UN PANEL

Externos que pueden afectar el rendimiento y por ende el correcto funcionamiento de un módulos solar.

5.1.5.3.1 FACTOR DE FORMA

El factor de forma es un concepto poco conocido y bastante válido. Este factor siempre se encuentra entre 1 y 0; y el módulo fotovoltaico será mejor cuando más se aproxime a 1 dicho factor. La mayoría de los paneles que se encuentran en el mercado tienen un factor de forma entre 0.65 y 0.84. Las celdas de silicio monocristalino suelen tener el mejor valor.

$$FF = \frac{Pmax}{Isc * Voc} \qquad (5.20)$$

5.1.5.3.2 INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA

Cuando se coloca el panel solar al sol se produce la electricidad, pero también se genera calentamiento de las celdas. La temperatura de trabajo de las celdas puede ser de 20°C a 25°C superior a la temperatura ambiente. Y al igual que en todos los equipos eléctricos y electrónicos, las altas temperaturas restan eficiencia. La pérdida de eficiencia se puede cifrar en un 0.5% menos de potencia por cada grado de temperatura por encima de 25°C[23].

5.1.5.4 REGULADOR DE CARGA

Para un funcionamiento adecuado de la instalación, hay que instalar un sistema de regulación de carga en la unión entre los paneles solares y las baterías. El elemento que se encarga de esta función lleva el nombre de

regulador y tiene como misión evitar situaciones de carga y sobrecarga de la batería, con el fin de prolongar su vida útil.

El regulador trabaja en las zonas de carga y descarga del sistema. En la zona de carga, su misión es la de garantizar una carga suficiente a las baterías y evitar las situaciones de sobrecarga, y en la parte de descarga tendrá que asegurar el suministro eléctrico diario suficiente y evitar la descarga excesiva de la batería[24]. En la *Figura 5.41* tenemos el esquema del regulador dentro del sistema.

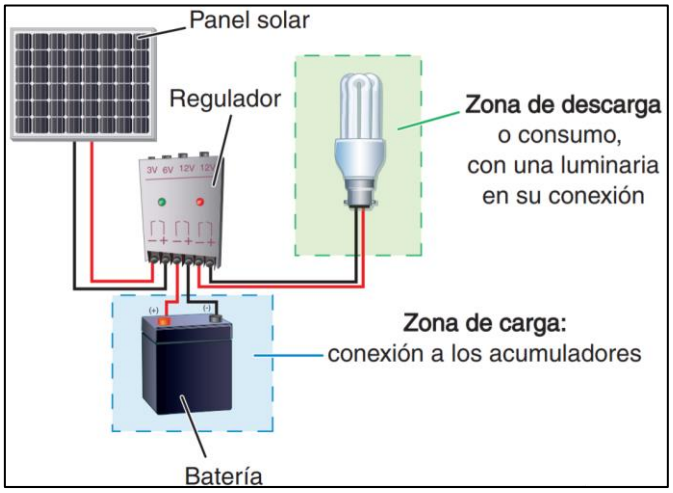


Figura 5.41 Conexiones del regulador en una instalación fotovoltaica[24].

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

Existen dos razones por las cuales la tensión de los panes es mayor a la de las baterías:

- La primera es que atenúa posibles disminuciones de tensión por el aumento de la temperatura.
- La segunda es que así se garantiza la carga correcta de la batería dado que para ello la tensión Voc del panel deberá ser mayor que la de la batería.

El dimensionamiento de la instalación solar se realiza de manera que se asegure el suministro de energía en las peores condiciones de radiación solar. Por esto, se toman como referencia los valores de irradiación más bajos del año. Esto puede provocar que en épocas en las que la irradiación sea muy alta, la energía aportada por los módulos solares sea en ocasiones casi el doble de los cálculos estimados, por lo que, si no se conecta el regulador entre los paneles y las baterías, el exceso de corriente podría llegar incluso a hacer hervir el electrolito de los acumuladores.

En la Tabla 5.4 se observan las posibles clasificaciones de los tipos de reguladores.

Tabla 5.4 Posibles clasificaciones de los tipos de reguladores. [24]

	Tipo de Regulador
Según la tecnología del interruptor	• Relé electromecánico. • Estado sólido (MOSFET, IGBT…).
Según estrategia de desconexión del consumo	• Por tensión. • Por algoritmos de cálculo de estado de carga. • Por otros algoritmos de gestión de la energía.
Según posición del interruptor de control de generación	• Serie. • Paralelo.

Los fabricantes proporcionan los valores de trabajo del regulador en una hoja de características. En dicha hoja aparecen los siguientes datos:

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

El regulador debe proteger tanto la instalación como a las personas, por esto debe llevar sistemas que proporcionen las medidas de seguridad adecuadas para cada uno de los casos, los fabricantes también deben proporcionar este tipo de información.

En los catálogos se indica el tipo de regulación que lleva (si es serie o paralelo), el tipo de batería que se puede conectar a la salida del equipo, así como todas las alarmas que se activan ante un mal funcionamiento, y las protecciones que lleva.

Los reguladores llevan una salida de consumo, capaz de alimentar de alimentar aparatos dentro de la instalación que funcionen con corriente continua. Habrá instalaciones en las que incluso todos los aparatos estén conectados de esta manera (tales como pequeñas instalaciones para el abastecimiento de equipos de señalización, comunicaciones, etc.)[24].

5.1.5.4.1 REGULADORES SEGUIDORES DEL MPPT

Las siglas inglesas MPPT (Maximum Power Point Tracking) significan: seguidor del punto de máxima potencia. El “punto” al que se hace énfasis es el que corresponde a los valores de tensión y corriente óptimos que proporcionan la máxima potencia a la salida. Este punto varía con la temperatura de trabajo del generador fotovoltaico[25].

5.1.5.4.2 EL SEGUIDOR DEL PUNTO DE MÁXIMA POTENCIA

En los sistemas autónomos el objetivo es optimizar el acoplamiento útil extrayendo la máxima corriente del generador fotovoltaico. A esto se debe añadir que en muchas aplicaciones las cargas no son fijas, sino que están cambiando constantemente, alcanzando a veces picos de elevado consumo y momentos en los que la demanda es baja o nula.

La carga conectada al sistema tiene un valor propio y variará según las necesidades concretas del consumo, no teniendo porqué coincidir con la impedancia requerida para conseguir la máxima transferencia de potencia. Se necesita minimizar la diferencia entre la carga total requerida por la batería y la energía ofrecida por el generador fotovoltaico. Esto puede lograrse utilizando un convertidor electrónico CC/CC, seguidor del punto máximo MPPT, el cuál adapta la impedancia del generador fotovoltaico a los niveles correspondientes a su mejor operación, aproximando la potencia máxima posible del generador a la requerida por la carga, con lo que se optimiza la eficiencia total del sistema[25].

A continuación, en la Figura 5.1 se muestra el esquema general de un MPPT.

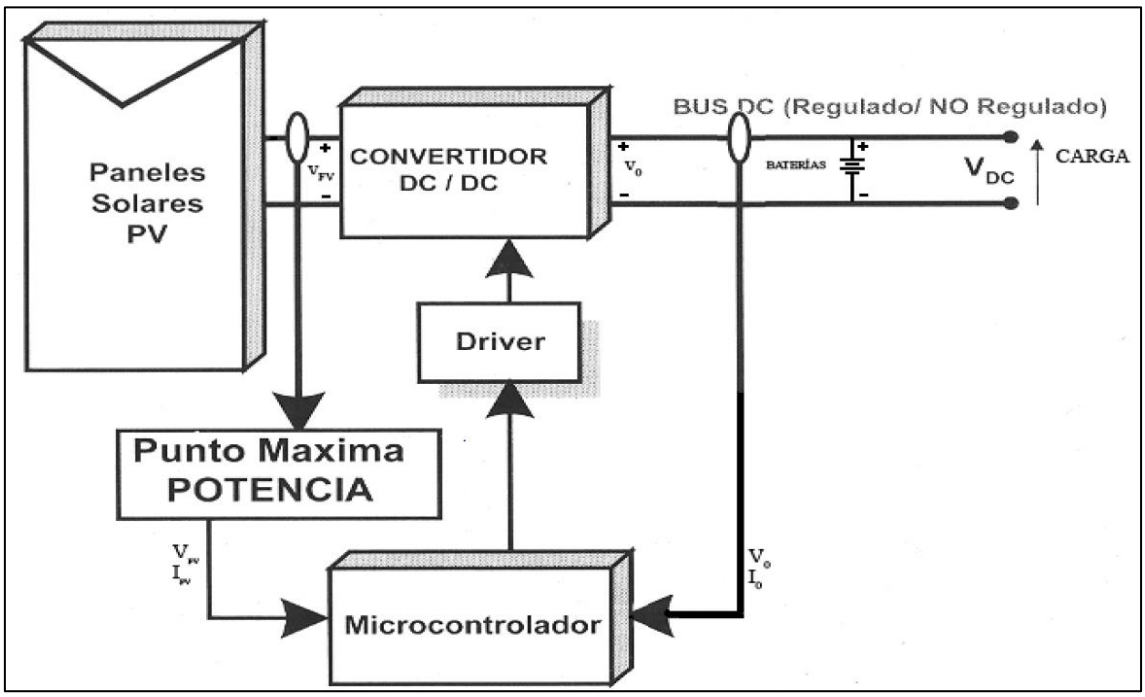


Figura 5.42 Esquema general de un MPPT[25].

5.1.5.4.3 ELEMENTOS DEL MPPT

Normalmente se denomina MPPT a cualquier convertidor CC/CC que contiene un algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia. Estos dispositivos presentan básicamente los siguientes elementos[25]:

- Sección de potencia (convertidor de conmutación- topología): interfaz entre el generador fotovoltaico y la carga, formada por las baterías y el consumo. Esta sección permite extraer la energía del generador, que en este caso será la máxima, de acuerdo con la tensión y corriente especificadas.
- Sección de control (sistema de control-metodología): se encarga de supervisar algunos parámetros de la sección de potencia, por ejemplo, la tensión y corriente de generador fotovoltaico.

- Sección de alimentación auxiliar: esta sección se encarga de acondicionar las tensiones de los distintos circuitos integrados, con el fin de abastecerse exclusivamente bien de las baterías.

5.1.5.5 BATERÍAS.

La llegada de la energía solar a los módulos fotovoltaicos no se produce uniformemente, sino que se presentan variaciones por varios motivos. Algunas de las variaciones son predecibles, como la duración de la noche y las estaciones del año, pero existen muchas otras que pueden alterar aleatoriamente la energía recibida, como puede pasar con aumento de la nubosidad en un momento determinado. Este hecho hace que sea necesario utilizar un sistema de almacenamiento de energía para los momentos en los que la radiación recibida sobre el generador fotovoltaico no sea la suficiente para hacer funcionar el sistema con los valores diseñados. En estos casos se utilizan las baterías o acumuladores.

Las **baterías** son elementos capaces de transformar la energía química en energía eléctrica. Las baterías se recargan con la electricidad que producen los paneles solares con ayuda del regulador de carga, y pueden entregar su energía a la salida de la instalación donde será consumida.

Las baterías tienen tres tareas principalmente:

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

La **capacidad,** es uno de los parámetros más importantes a tener en cuenta a la hora de elegir una batería. La capacidad es la cantidad de electricidad que se logra en una descarga completa de la batería partiendo de la premisa de que esté totalmente cargada. Este parámetro se mide en amperios hora (Ah), y se calcula como el producto de la corriente de descarga de la batería durante el tiempo en el que está actuando.

Además de la capacidad, hay que considerar otros parámetros en las baterías que se van a utilizar en las instalaciones fotovoltaicas como lo son:

- **Eficiencia de carga:** es la relación entre la energía que se emplea para recargar la batería y la energía se almacena realmente. Se busca que sea un valor lo más cercano al 100%, lo que indicaría que toda la energía utilizada para la recarga es factible de ser empleada en una salida de la instalación. Si esta eficiencia a es baja, será necesario aumentar el número de paneles solares para obtener mejores resultados.
- **Autodescarga:** es el proceso en el que la batería, sin estarse usando, se descarga.
- **Profundidad de descarga:** cantidad de energía en porcentaje que se obtiene de la batería durante una descarga, partiendo de que la batería esté totalmente cargada. La vida útil de la batería está directamente relacionada a este parámetro. Si los ciclos de descargas son cortos (en

torno al 20%), la duración de la batería será mayor que si se le somete a descargas profundas (por ejemplo del 80%).

El fabricante de las baterías suele proporcionar datos acerca del número de ciclos máximo durante la vida útil de la misma.

Existen características de las baterías que no son eléctricas pero que son las deseables para utilizarlas en instalaciones solares[24]:

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

5.1.5.5.1 TIPOS DE BATERÍAS

Las baterías se clasifican de acuerdo a la tecnología de fabricación y de los electrolitos utilizados. En la Tabla 5.5 se observan los principales tipos de baterías que hay en el mercado, con sus respectivas características[24].

Tabla 5.5 Características de los principales tipos de baterías[24].

Tipo de batería	Tensión por vaso (V)	Tiempo de recarga	Autodescarga por mes	N.° de ciclos	Capacidad (por tamaño)	Precio
Plomo-ácido	2	8-16 horas	<5%	Medio	30-50 Wh/kg	Bajo
Ni-Cd (níquel-cadmio)	1.2	1 hora	20%	Elevado	50-80 Wh/kg	Medio
Ni-Mh (Níquel_metal hydride)	1.2	2-4 horas	20%	Medio	60-120 Wh/kg	Medio
Li Ion (Ión litio)	3.6	2-4 horas	6%	Medio-bajo	110-160 Wh/kg	Alto

A continuación, se tratarán únicamente las baterías de plomo-ácido y níquel-cadmio debido a que son las más utilizadas en las instalaciones solares.

5.1.5.5.2 BATERÍAS DE PLOMO-ÁCIDO

Las baterías que más se utilizan en las instalaciones son las de plomo-ácido, por las características que presentan. Más del 90% del mercado actual lo abarca este tipo de baterías. Dichas baterías están compuestas por dos electrodos que están sumergidos en un electrolito de ácido sulfúrico diluido en agua. El electrolito puede estar en el recipiente de forma líquida o gel. Un electrodo es de dióxido de plomo (ánodo) y el otro de plomo metálico (cátodo). Las baterías de plomo-antimonio (Pb-Sb) y plomo-calcio (Pb-Ca) las más comunes.

En términos generales, la batería de plomo-ácido se compone de los siguientes elementos[26]:

- Placa positiva construida con óxido de plomo (PBO_2).
- Placa negativa formada por plomo esponjoso.
- Separadores, que tienen como misión separar las placas evitando el contacto eléctrico.
- Electrolito, que se forma al diluir ácido sulfúrico en agua.

- Carcasa, construida en material plástico (polietileno o propietileno, normalmente) y que está encargada de mantener los anteriores elementos.
- Terminales de conexión.

En la Figura 5.43 se tienen los componentes de una batería solar de plomo-ácido.

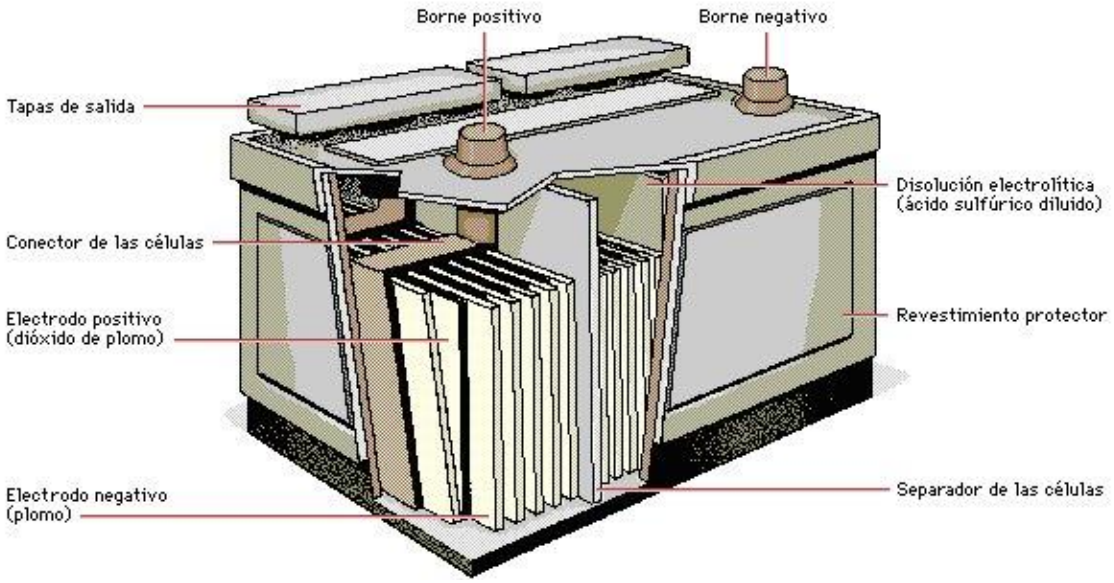


Figura 5.43 Componentes de una batería solar de plomo-ácido[26].

5.1.5.5.3 BATERÍAS DE GEL

A diferencia de las baterías de plomo-ácido, en las que se produce pérdida constante de agua durante el ciclo de carga, en las baterías de gel se recombina el oxígeno liberado por las placas positivas con el hidrógeno y debido a esto la adición de agua a la batería ya no es necesaria.

Las baterías de gel están formadas por[26]:

- **Placas positivas**: formadas por una serie de tubos de poliéster, material resistente al ácido y de alta porosidad.
- **Placas negativas**: están formadas por una rejilla de aleación de plomo.
- **Separadores**: son de plástico microporoso inmune a la acción del ácido sulfúrico y de una elevada porosidad.
- **Terminales**: eliminan toda posibilidad de corrosión y garantizan la absoluta separación entre el interior y exterior del elemento.
- **Recipiente y tapa**: están fabricados con plástico de alta resistencia a impactos e inmunes al ácido.
- **Electrolito**: está formado por una solución de ácido sulfúrico en forma de gel debido a la adición de una sílice especial.

5.1.5.5.4 BATERÍAS DE NÍQUEL-CADMIO

Las baterías de níquel-cadmio (Ni-Cd), tienen una estructura física similar a las de plomo-ácido. Las placas son de acero inoxidable y en lugar de plomo, se utiliza hidróxido de níquel para las placas positivas y óxido de cadmio para las negativas. El electrolito que se utiliza en este caso es hidróxido de potasio, que forma parte del proceso químico como conductor.

Durante la descarga el oxígeno pasa de la placa positiva a la negativa, dando lugar al óxido de cadmio y durante la carga el oxígeno vuelve a pasar de la placa negativa a la positiva.

Las baterías de níquel-cadmio están diseñadas específicamente para aplicaciones fotovoltaicas. El voltaje nominal de un elemento de batería de Ni-Cd es de 1.2V, en lugar de los 2V de los elementos de batería de plomo-ácido.

Estas baterías soportan procesos de congelación y descongelación sin ningún efecto en sus características. Las altas temperaturas tienen menos incidencia que en las de plomo-ácido. Los valores de autodescarga oscilan entre 3 y 6% al mes. Las sobrecargas las afectan en menor medida. No sufren daños al descargarse totalmente. Su capacidad para aceptar un ciclo de carga es independiente de la temperatura[26].

5.1.5.6 CONVERTIDORES E INVERSOR

Los convertidores e inversores son los elementos que permiten adaptar las características de la corriente generada por un sistema fotovoltaico a la demanda total o parcial de las aplicaciones.

5.1.5.7 CONVERTIDORES

En ciertas ocasiones, no es posible hacer coincidir las tensiones proporcionadas por el acumulador con la demanda por todos los elementos de consumo, en esos casos se instala un convertidor de tensión continua-continua (CC/CC) para igualar dichas tensiones.

Mediante el uso de convertidores CC/CC, la descarga de batería se consigue, para el equipo que usa el convertidor, a una tensión totalmente estable que favorecerá el perfecto funcionamiento de éste, sobre todo si se trata de algún equipo electrónico de precisión.

En la Figura 5.44 se observa la colcación de un convertidor CC/CC dentro de una instalación fotovoltaica.

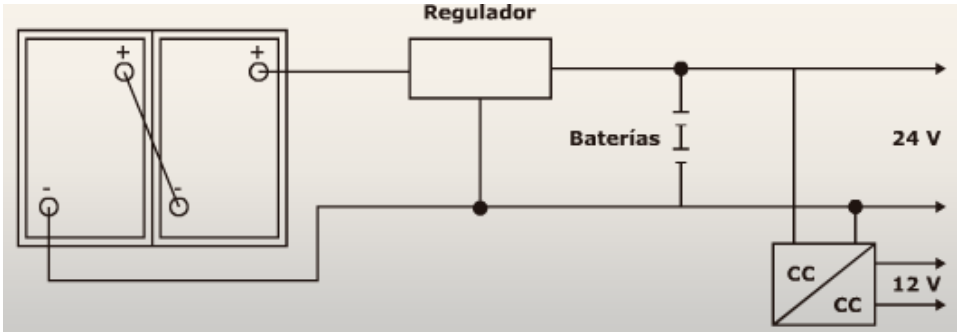


Figura 5.44 Colocación de un convertidor CC/CC dentro de una instalación fotovoltaica [26].

En un convertidor CC/CC la corriente continua se transforma en corriente alterna mediante el uso de un inversor, y una vez que este cambio está realizado, se eleva o reduce el voltaje mediante un transformador hasta el valor adecuado, para volver a convertirla en corriente continua. De esta manera se consigue la tensión adecuada, con la ventaja del aislamiento galvánico que produce el transformador[26].

5.1.5.8 INVERSORES

Los inversores son convertidores CC/CA que permiten transformar la corriente continua de 12, 24 o 48V que producen los paneles y almacena la batería, en corriente alterna de 125 o 220V, como la que normalmente se utiliza en los lugares donde llega la red eléctrica tradicional. Esto permite usar los aparatos eléctricos convencionales diseñados para funcionar con este tipo de corriente, en vez de otros que funcionen en CC.

Un inversor se compone de un circuito electrónico hecho con transistores o tiristores, que corta la corriente continua, alternándola y creando una onda de forma cuadrada. Este tipo de onda se utiliza después de haberla hecho pasar por un transformador que eleve la tensión, o bien puede ser filtrada, y obtener una forma de onda sinusoidal igual a la de la red eléctrica.

Actualmente existen otros tipos de inversores más sofisticados, entre ellos los que en vez de crear una onda cuadrada crean una especie de escaleras que siguen la forma de la sinusoide, siendo entonces mucho más fácil llegar a la onda sinusoidal mediante un filtro menos complicado que el utilizado en el caso de la onda cuadrada[26].

A continuación en la Figura 5.45 se presenta el esquema de una instalación electrica aislada con su respectivo inversor.

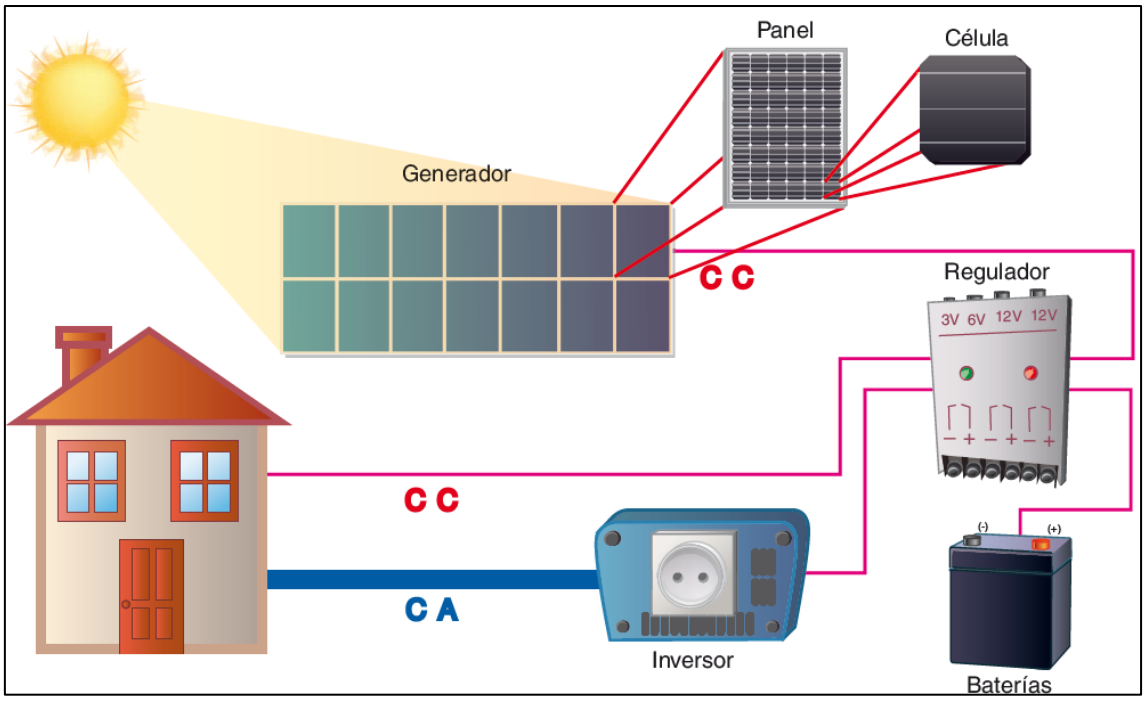


Figura 5.45 Esquema general de una instalación autónoma con inversor[24].

Para el caso de una instalación conectada a la red, el esquema es como se muestra en la

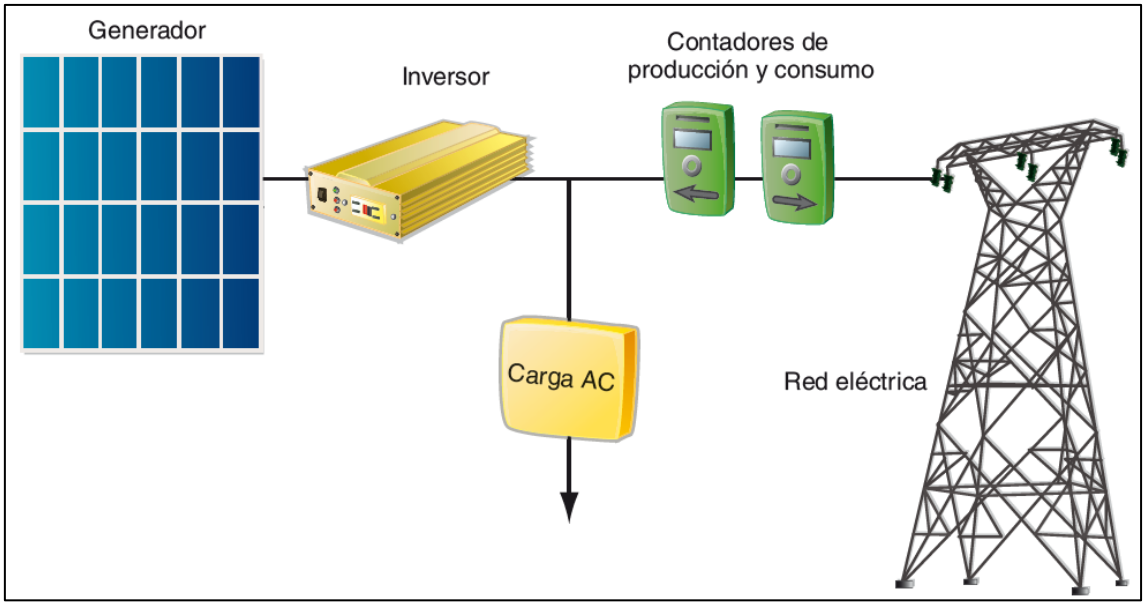


Figura 5.46 Instalación fotovoltaica conectada a la red[24].

Como se observa en los dos esquemas, la principal diferencia entre las dos instalaciones es que en las autónomas se cuenta con acumuladores para almacenar la energía y los reguladores de carga de los mismos, mientras que, en las instalaciones conectadas a la red, la energía no se almacena, sino que se pone a disposición de los usuarios a través de la red eléctrica según se produce. En este tipo de instalaciones hay equipos que miden la energía que se vende a la red eléctrica otros que miden el propio consumo de la instalación productora [24].

5.1.5.8.1 TIPOS DE INVERSORES

Existen dos tipos de inversores[26]:

- Inversores de conmutación natural.
- Inversores de conmutación forzada.
    - De salida escalonada.
    - PWM

5.1.5.8.1.1 Inversores de conmutación natural

Se aplican a sistemas conectados a la red eléctrica, y mediante la conmutación se controla el flujo de energía en el sentido deseado. También son conocidos como “inversores conmutados por la red”. En la actualidad están siendo reemplazados por inversores de conmutación forzada PWM, conforme se desarrollan los transistores de tipo IGBT, que no causan pérdidas de conmutación, para obtener mayores niveles de tensión y corriente.

5.1.5.8.1.2 Inversores de conmutación forzada

La conmutación forzada se refiere a que la apertura y cierre son forzados por el sistema de control. Pueden emplearse en sistemas fotovoltaicos aislados.

Pueden ser de **salida escalonada** o de modulación por ancho de pulsos (**PWM**), con los que se pueden conseguir salidas prácticamente senoidales y por tanto con poco contenido de armónicos.

5.1.5.8.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS INVERSORES

Las características de un inversor son las siguientes[26]:

- **Las tensiones nominales de entrada y salida del inversor**, que se deben adaptar a la del sistema. El inversor debe ser capaz de transformar distintas tensiones, ya que la tensión de entrada no corresponde a un valor fijo. La tensión de salida no será superior a un 5% de la tensión nominal de salida en inversores de inda senoidal ni a un 10% en los inversores de onda cuadrada.
- **La potencia nominal de salida**, que corresponde al régimen en funcionamiento continuo del circuito de salida del inversor. El inversor debe ser capaz de soportar los siguientes valores de sobrecargas:
    - 160% de la potencia nominal durante 1 minuto.
    - 140% de la potencia nominal durante 3 minutos.
    - 120% de la potencia nominal durante 10 minutos.
- **La eficiencia**, que casi siempre ronda el 85%. Es la relación entre la potencia eléctrica entregada por el inversor y consumida por el mismo. La eficiencia de un inversor no es constante y depende del régimen de carga al que esté sometido. Para regímenes de carga cercano a la potencia nominal, la eficiencia es mayor y viceversa.
- **La capacidad de sobrecarga y de protección térmica** es la capacidad de suministrar una potencia superior a la nominal y el tiempo que esta situación puede mantenerse. Es muy útil en instalaciones donde hay motores, ya que en el momento de arrancar puede multiplicarse la potencia necesaria para el funcionamiento nominal, aunque no más de unos segundos.

- **Forma de onda que tiene la señal a la salida del inversor**. La conversión de CC a CA puede realizarse de diversas maneras. La mejor, depende de cuanto ha de parecerse a la onda senoidal ideal para realizar un funcionamiento adecuado de la carga de corriente alterna.

Los inversores que se vayan a utilizar en instalaciones fotovoltaicas autónomas, deben cumplir varios requisitos[26]:

- Deben tener una alta eficiencia, pues en caso contrario se habrá de aumentar innecesariamente el número de paneles para aumentar la carga.
- Estar adecuadamente protegidos contra cortocircuitos y sobrecargas.
- Incorporar rearme y desconexión cuando no se esté empleando ningún equipo de corriente alterna.
- Admitir demandas instantáneas de potencia mayores del 200% de su potencia máxima.

Algunos inversores funcionan como reguladores de carga de las baterías. En este caso no sería necesario incluir el regulador en la instalación. En la Figura 5.47 se ve un ejemplo de estos inversores.

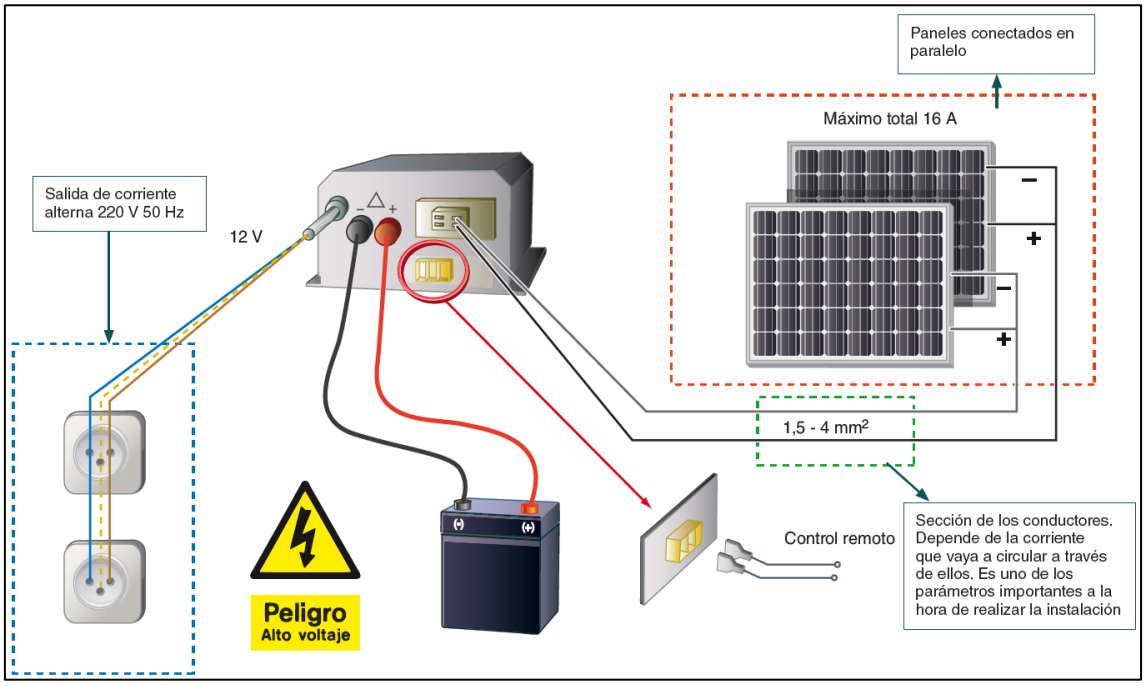


Figura 5.47 Conexión de un inversor-regulador en una instalación autónoma a 12V[24].

5.1.5.8.3 INVERSORES EN INSTALACIONES CONECTADAS A RED

El equipo central de una instalación fotovoltaica que se encentra conectada a la red eléctrica es el inversor. Además de convertir la corriente continua a alterna, el inversor sincroniza la onda eléctrica generada con la onda de la corriente de la red, para tener una compatibilidad total. El inversor tiene protecciones asociadas, para garantizar tanto la calidad de la electricidad vertida a la red como la seguridad de la propia instalación y de las personas.

A continuación, se enuncian los parámetros que determinan las características y prestaciones de un inversor[24].

- **Potencia**: determinará la potencia máxima que podrá suministrar a la red eléctrica en condiciones óptimas. La gama de potencias en el mercado es bastante amplia; sin embargo, para los sistemas domésticos existen desde 50W o 400W (para pequeños campos fotovoltaicos) hasta potencias de varios kilovatios. Muchos modelos de inversores están pensados para ser conectados en paralelo, con el fin de permitir el crecimiento de la potencia total de la instalación.
- **Fases**: normalmente, los inversores cuya potencia es inferior a 5kW son monofásicos. Los mayores de 15kW suelen ser trifásicos. Muchos modelos monofásicos pueden acoplarse entre sí para generar corriente trifásica.
- **Rendimiento energético**: debería ser alto en todas las gamas de potencias a las que se trabajará. Los modelos que están actualmente en el mercado tienen un rendimiento medio situado en torno al 90%. El rendimiento del inversor es mayor cuanto más se acerca a su potencia nominal y, con el fin de optimizar el balance energético, es fundamental hacer coincidir la potencia pico del campo fotovoltaico y la potencia nominal del inversor. Si se quiere un funcionamiento óptimo de la instalación, la potencia pico del campo fotovoltaico nunca debe ser menos a la potencia nominal del inversor.
- **Protecciones**: el inversor debe incorporar algunas protecciones generales, que como mínimo deberían ser las siguientes:
    - *Interruptor automático:* dispositivo de corte automático, sobre el cual actuarán los relés de mínima y máxima tensión que controlarán la fase de la red de distribución sobre la que está conectado el inversor.
    - *Funcionamiento <en isla>:* el inversor debe contar con un dispositivo para evitar la posibilidad de funcionamiento cuando ha fallado el suministro eléctrico o su tensión ha descendido por debajo de un determinado umbral.
    - *Limitador de la tensión máxima y mínima.*
    - *Limitador de la frecuencia máxima y mínima.* El margen indicado sería del 2%.
    - *Protección contra contactos directos.*
    - *Protección contra sobrecarga.*
    - *Protección contra cortocircuito.*
    - *Bajos niveles de emisión e inmunidad de armónicos.*

5.1.5.9 CABLES

En las instalaciones fotovoltaicas aisladas, se dan voltajes relativamente bajos y corrientes relativamente altas, por tanto, incluso pequeñas caídas de tensión tienden a ser importantes y pueden producir efectos negativos sobre:

- La corriente entregada por el generador fotovoltaico.
- La regulación de carga de la batería.
- La vida útil de las lámparas.

Por los cables circulará la corriente total del sistema, incluyendo las pérdidas. En las instalaciones fotovoltaicas se utilizan secciones de cableado superiores a las utilizadas en instalaciones convencionales debido a la utilización de bajas tensiones continuas y requerimientos de potencia de cierta consideración, aunque los conductores a emplear tendrán la sección adecuada para reducir las caídas de tensión y los calentamientos.

Los cables están expuestos a condiciones ambientales extremas, y en algunos casos el ataque de los roedores. Para realizar las conexiones deben utilizarse cajas de conexiones estancas y con grado de protección IP adecuado. El cableado debe estar protegido contra la humedad, la radiación ultravioleta y otros fenómenos atmosféricos, dado que la instalación se encuentra a la intemperie[26].

5.1.5.10 PROTECCIONES

Los elementos que se utilizan como protección, como fusibles, termomagnéticos, interruptores, diodos, etc., deben estar adecuados para los valores de tensión y corriente de una instalación fotovoltaica.

Los fusibles son utilizados para evitar que ocurran las sobrecorrientes accidentales. Cada aparato suele llevar su respectivo fusible.

Los termomagnéticos limitan la corriente en el circuito de consumo y son como los que se instalan habitualmente en las viviendas, y se abrirán si se conecta algún equipo que requiera bastante potencia. Se recomienda que se instale un termomagnético a la salida de la batería y del inversor.

Los diodos son dispositivos de protección que evitan que los módulos actúen como receptores en determinadas ocasiones. Los diodos de bloqueo no permiten que se disipe la potencia de los paneles o de la batería en situaciones de irregulares. Los diodos de paso evitan que los efectos del sombreado parcial hagan actuar las celdas como receptores[26].

5.1.5.11 SOPORTES

El bastidor que sujeta el panel, la estructura de soporte del mismo, y el sistema de sujeción son tan importantes como el propio panel, pues un fallo de estos elementos conlleva la inmediata paralización de la instalación.

Hay que recordar que los módulos fotovoltaicos son livianos, pero en cambio, ofrecen gran superficie que oponer al viento y que puede generar esfuerzos. Por lo tanto, puede suceder que, durante una ráfaga de viento, los paneles salgan proyectados, desde su ubicación.

Se debe prestar bastante atención a los puntos de apoyo de la estructura. En el caso de que ésta sea de tipo mástil es conveniente arriostrarla. Si la base donde descansa es de hormigón, es conveniente reforzarlo en sus extremos mediante tirantes de acero. En cuando a los anclajes o empotramientos de la estructura, es común el uso de bloques de hormigón y tornillos roscados[26].

5.1.6 DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.

Para efectuar el dimensionamiento de un sistema solar fotovoltaico corresponde a la elección de los implementos necesarios para suplir las necesidades energéticas que se tengan. Los sistemas pueden ser clasificados según su configuración en aislados, interconectados a la red o híbridos.

5.1.6.1 SISTEMAS AISLADOS

Los sistemas aislados reciben su nombre debido a que la única fuente de energía eléctrica presente en la instalación es la obtenida a través del sistema fotovoltaico y su disposición puede observarse en la *Figura 5.48* donde el inversor es el elemento que cuidará de la vida útil del sistema acumulador, y la *Figura 5.49* cuya tarea es del controlador de carga.

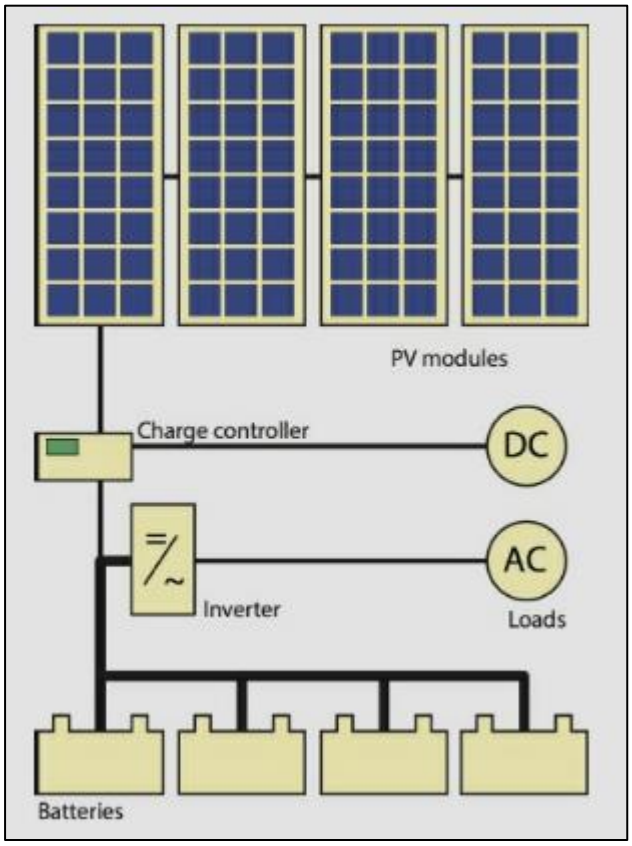


Figura 5.48. Disposición de elementos en un sistema aislado con desconexión del inversor una vez superada la profundidad de la descarga [27].

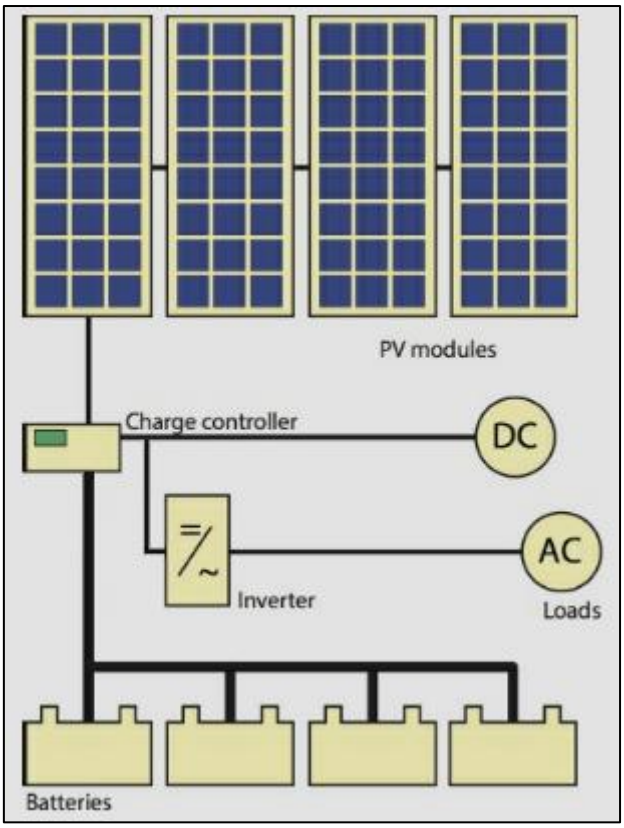


Figura 5.49. Disposición de elementos en un sistema aislado [27].

Para realizar el dimensionamiento adecuado de una instalación fotovoltaica aislada se propone seguir los pasos enunciados a continuación.

5.1.6.1.1 DEMANDA ENERGÉTICA

Para un correcto dimensionamiento lo primero que debe conocerse son las necesidades energéticas que se tienen en la instalación. En este punto se busca determinar la energía requerida y para esto es necesario conocer:

1. Naturaleza de las cargas (AC o DC).
2. Tensión de funcionamiento de las cargas.
3. Tiempo de uso de cada carga al día.

En la Tabla 5.6 se muestra la forma en que debe consignarse la información de las cargas que.

Tabla 5.6. Tabla de consumo energético

CARGA	POTENCIA [W]		TIEMPO DE USO [h/día]
	AC	DC	
Alumbrado fluorescente	20	13	4
Lámpara de bajo consumo	10	10	4
Lavadora	300		0,2
Microondas	850	-	1
Plancha	1500	-	1

A partir de la definición de energía, se puede establecer que la energía es igual al producto de la potencia de la carga [W] y el tiempo de uso de esta, como se observa en la ecuación *(5.21)*. El periodo de tiempo puede ser día, mes o año.

$$E = P * t \left[\frac{Wh}{periodo\ de\ tiempo}\right] \quad (5.21)$$

La energía total tanto AC como DC corresponderá a la sumatoria de las energías parciales. Según los datos de la Tabla 5.6, las energías correspondientes serían:

Energía AC = 2530 Wh/día

Energía DC = 92 Wh/día

Se debe hacer este procedimiento para determinar la energía que se consume cada día y así obtener los valores de energía mensual o anual requeridos por estas.

Para obtener la energía total se utiliza la ecuación *(5.22)*

$$E_T = E_{DC} + E_{AC} \left[\frac{Wh}{periodo\ de\ tiempo}\right] \quad (5.22)$$

Donde,

$E_T \left[\frac{Wh}{periodo\ de\ tiempo}\right]$, energía total necesaria en la instalación.

$E_{DC} \left[\frac{Wh}{periodo\ de\ tiempo}\right]$, energía total DC necesaria en la instalación.

$E_{AC} \left[\frac{Wh}{periodo\ de\ tiempo}\right]$, energía total AC necesaria en la instalación.

En este punto se debe elegir la tensión de trabajo DC $(V_{DC,N})$, que usualmente es de 12, 24 o 48 V para este tipo de sistemas.

5.1.6.1.2 ORIENTACIÓN, INCLINACIÓN Y FACTOR DE RADIACIÓN

Para dimensionar el generador fotovoltaico se debe tener pleno conocimiento de del recurso solar, sombras y latitud del lugar en que se llevará acabo la instalación.

Es primordial en cualquier instalación solar fotovoltaica aprovechar al máximo el recurso solar con que cuenta, para esto se deben disponer los paneles solares en la orientación (α) e inclinación (β) óptimas.

Para instalaciones que tienen un consumo constante a lo largo del año se toma como periodo de diseño el mes que cuente con la menor radiación solar.

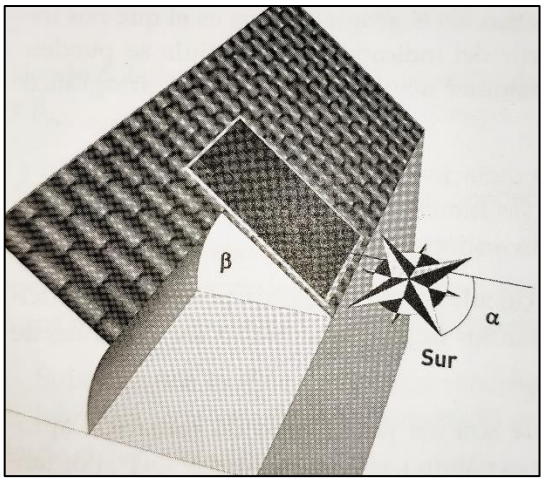


Figura 5.50. Orientación de paneles solares en el hemisferio norte [28].

Para que los módulos solares puedan captar la mayor cantidad de energía, se requiere que la orientación de estos en el hemisferio norte como se observa en la *Figura 5.50* sea hacía el sur y en el hemisferio sur sea al norte. Debe destacarse que la orientación se hace respecto al sur y norte geográficos y no a los magnéticos obtenidos por medio de una brújula.

En cuanto a la inclinación de los paneles solares el mejor ángulo es aquel que haga que los rayos incidentes del sol sobre el módulo sean perpendiculares.

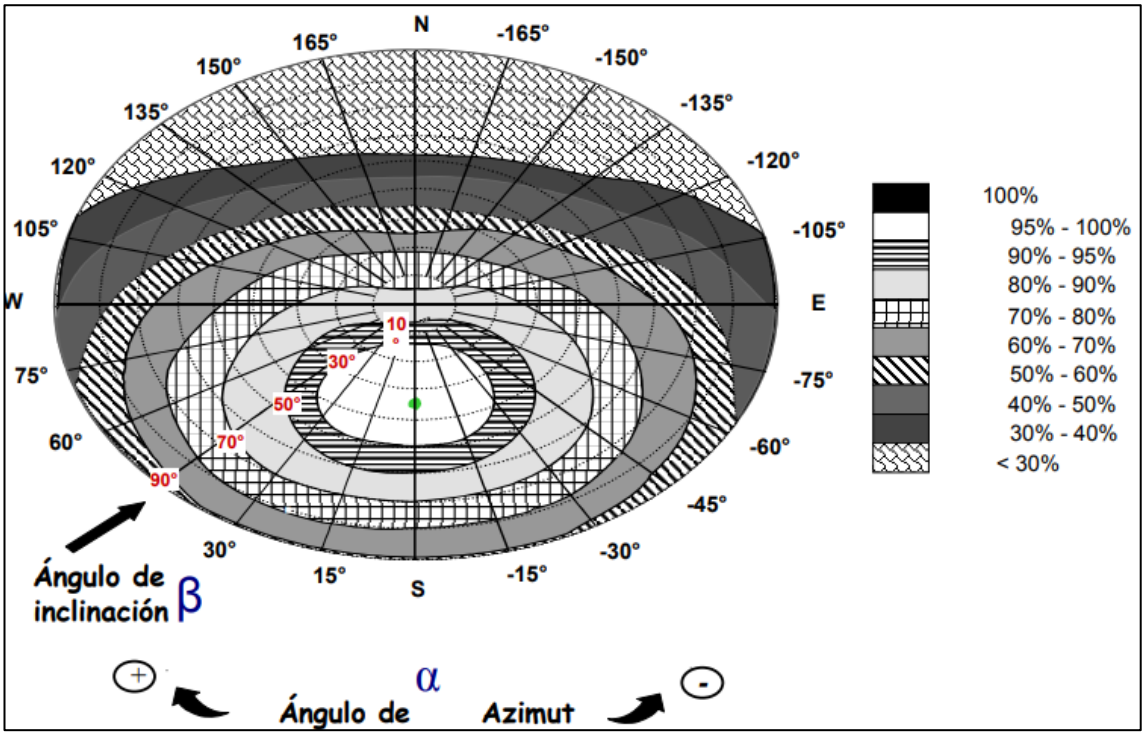


Figura 5.51. Gráfico para determinar pérdidas por inclinación y orientación de los captadores [28].

Por medio del gráfico presentado en la Figura 5.51 se puede determinar el porcentaje de pérdidas producidas cuando la orientación e inclinación (α, β), difieren de las óptimas $(\alpha = 0°, \beta_{opt})$ [28].

Dado que este gráfico fue diseñado para una latitud de 41° N, se debe corregir para las demás latitudes utilizando la siguiente expresión:

$$\beta_{max} = \beta_{mayor,gráfico} - (41° - \emptyset)$$
$$\beta_{mín} = \beta_{menor,gráfico} - (41° - \emptyset) \quad (5.23)$$

Siendo,

$\emptyset$ la latitud del lugar en donde se realizará la instalación, y $\beta_{mayor,gráfico}$ y $\beta_{menor,gráfico}$ las inclinaciones más altas y más bajas encontradas en el gráfico.

De la Figura 5.51 se puede destacar que para una inclinación de entre 10° y 30° siempre que se tenga el captador orientado hacia el sur cuando se está en el hemisferio norte (como en Bogotá) las pérdidas no serán superiores al 20%. Por lo que no es necesario implementar costosos sistemas para cambiar la orientación cuando los captadores se desean instalar en techos o alguna superficie diferente del suelo.

Como se indicó en **Tabla 5.3. Inclinación optima (β)** para un lugar como Colombia cercano al ecuador *β* debería ser de 15° esto con el fin de que la lluvia elimine la contaminación que se le pueda adherir al panel.

El factor de irradiación (FI) nos indica cual es el porcentaje de radiación incidente para un panel solar con (α, β), respecto de las óptimas $(\alpha = 0°, \beta_{opt})$. El factor de irradiación se puede hallar mediante la siguiente relacione [28]:

$$FI = 1 - \left[1{,}2 * 10^{-4}\left(\beta - \beta_{opt}\right)^2 + 3{,}5 * 10^{-5} * \alpha\right] \quad Para\ 15° < \beta < 90°$$
$$FI = 1 - \left[1{,}2 * 10^{-4}\left(\beta - \beta_{opt}\right)^2\right] \quad Para\ \beta \leq 15° \quad (5.24)$$

Por medio de la relación matemática de la ecuación *(5.24)* se evaluará la potencia mínima que debe tener el generador solar.

5.1.6.1.3 PÉRDIDAS POR SOMBRA

Se determina la cantidad aprovechable de radiación solar cada día.

En primer lugar, se debe consultar la radiación media del mes de menor radiación para el lugar de la instalación fotovoltaica $G_{dm}(0)[kWh/día]$. Luego se procede a calcular la irradiación diaria sobre el plano generador $G_{dm}(\alpha, \beta)[kWh/día]$, mediante la siguiente expresión[28].

$$G_{dm}(\alpha, \beta) = G_{dm}(0) * FI * FS \quad (5.25)$$

Dónde FS es el factor de sombreado y no es más que el porcentaje de sombra que afectara nuestro sistema de generación.

Si no hay sombras que afecten nuestros paneles se elimina FS de la ecuación *(5.25)*.

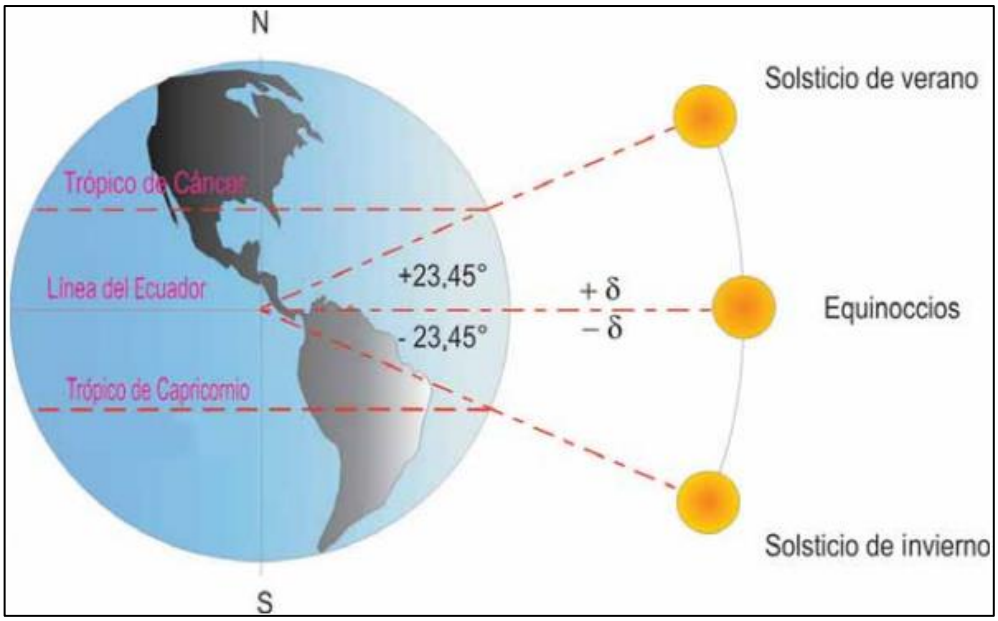


Figura 5.52. Solsticios de invierno, verano y declinación de la tierra [29].

La altura solar corresponde a la distancia angular entre el horizonte del observador y el sol, el mínimo ángulo determinará la máxima sombra que se genera con un obstáculo a lo largo del año. El ángulo se calcula con la posición del sol en solsticio de invierno, ya que es cuando se tiene el menor ángulo como se observa en la *Figura 5.52* y se calcula a partir de la ecuación *(5.26)*.

$$\rho = (90° - latitud\ del\ lugar) - 23{,}45° \qquad (5.26)$$

5.1.6.1.4 SOMBRAS ENTRE PANELES

Casi siempre se va a necesitar más de un panel solar para la formación del generador, cuando se tiene más de un panel es importante situarlos a la distancia correcta para que no se generen sombras entre estos como se observa en la *Figura 5.53*.

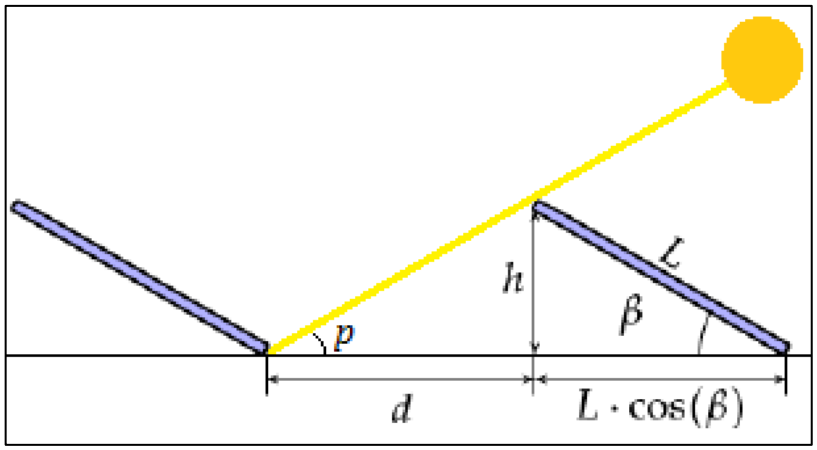


Figura 5.53. Distancia entre paneles para evitar sombras [26].

La distancia adecuada para que los paneles no se den sombra entre ellos es la obtenida mediante la ecuación *(5.27)*.

$$d = \frac{h}{\tan \rho} + L * \cos \beta \qquad (5.27)$$

La ecuación *(5.27)* también puede emplearse para determinar si un objeto cercano genera sombra sobre el sistema de captación.

5.1.6.1.5 EVALUACIÓN DEL APORTE SOLAR

Para evaluar el aporte solar se recomienda ingresar a la siguiente dirección https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/, y ejecute los pasos que se le indican a continuación:

1. De click en aceptar Figura 5.54
2. En el panel de opciones que aparece en la pantalla, complete los datos como se observa en la *Figura 5.55*, ingrese los datos de latitud y longitud del sitio de interés, si no los conoce puede buscar el lugar manualmente o ejecutar el paso 2.1.
   2.1. Entre a Google y busque: Google maps.
   2.2. Ingrese en el buscador *Figura 5.56* el nombre o dirección del lugar en donde desea hacer la instalación.
   2.3. La dirección del sitio web cambió y luego del /@ aparecen la latitud y longitud del sitio en ese orden, separadas por una coma, como se muestra en la *Figura 5.57*. Copie latitud y longitud en el paso 2.

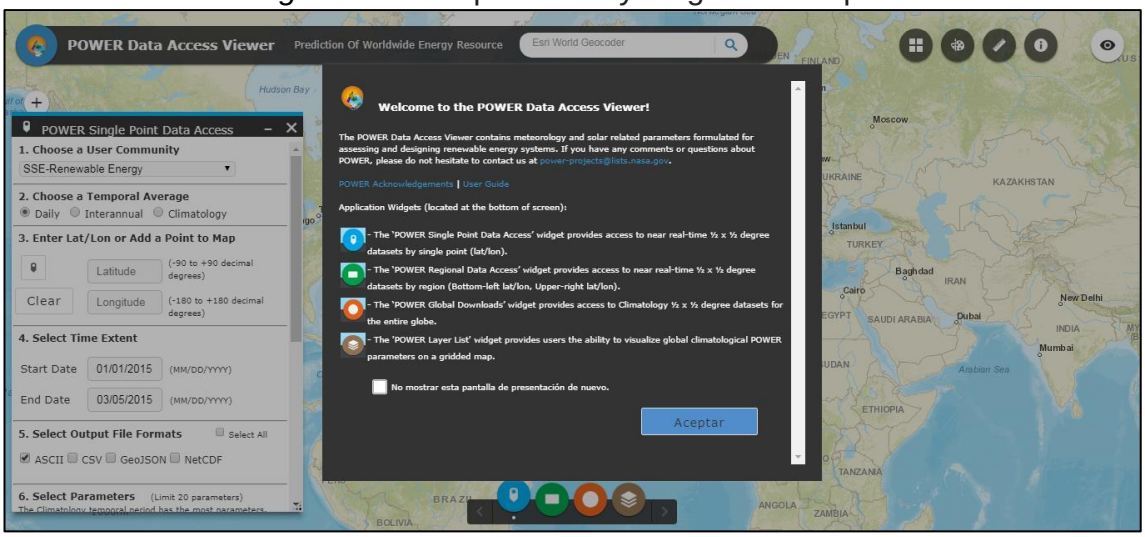


Figura 5.54. Apertura de POWER Data Acces Viewer.

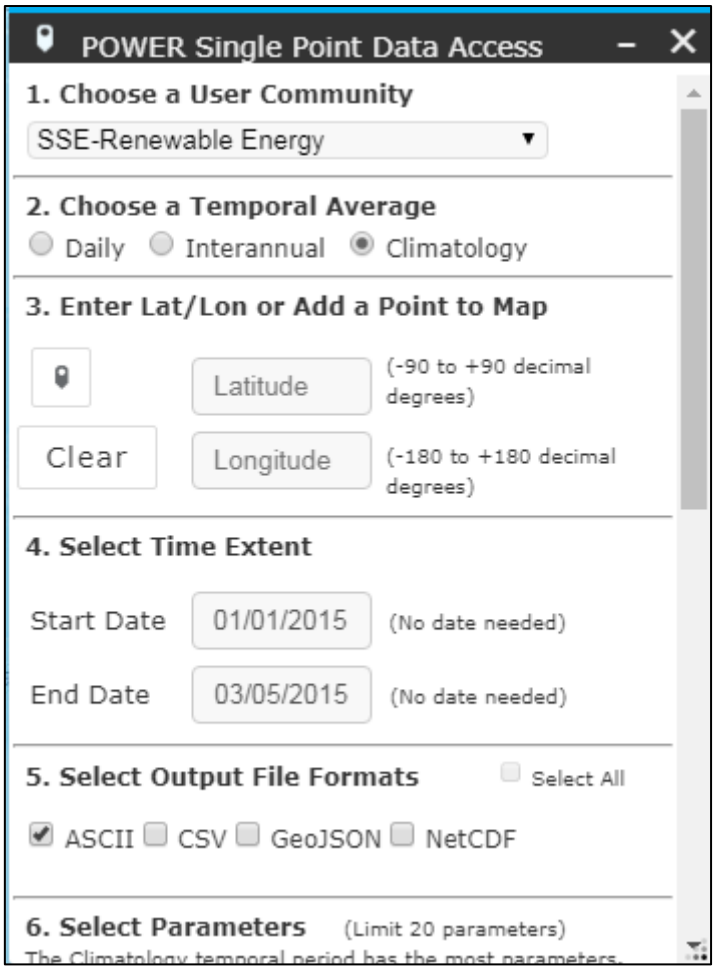


Figura 5.55. Panel de configuración



Figura 5.56. Buscador Google maps



Figura 5.57. Dirección de Google maps al seleccionar determinado lugar.

3. Ubique en el panel de configuraciones la opción 6 **Select parameters** y seleccione los que se encuentran enmarcados en un cuadro rojo y posteriormente marque las opciones que se muestran en la *Figura 5.58*.

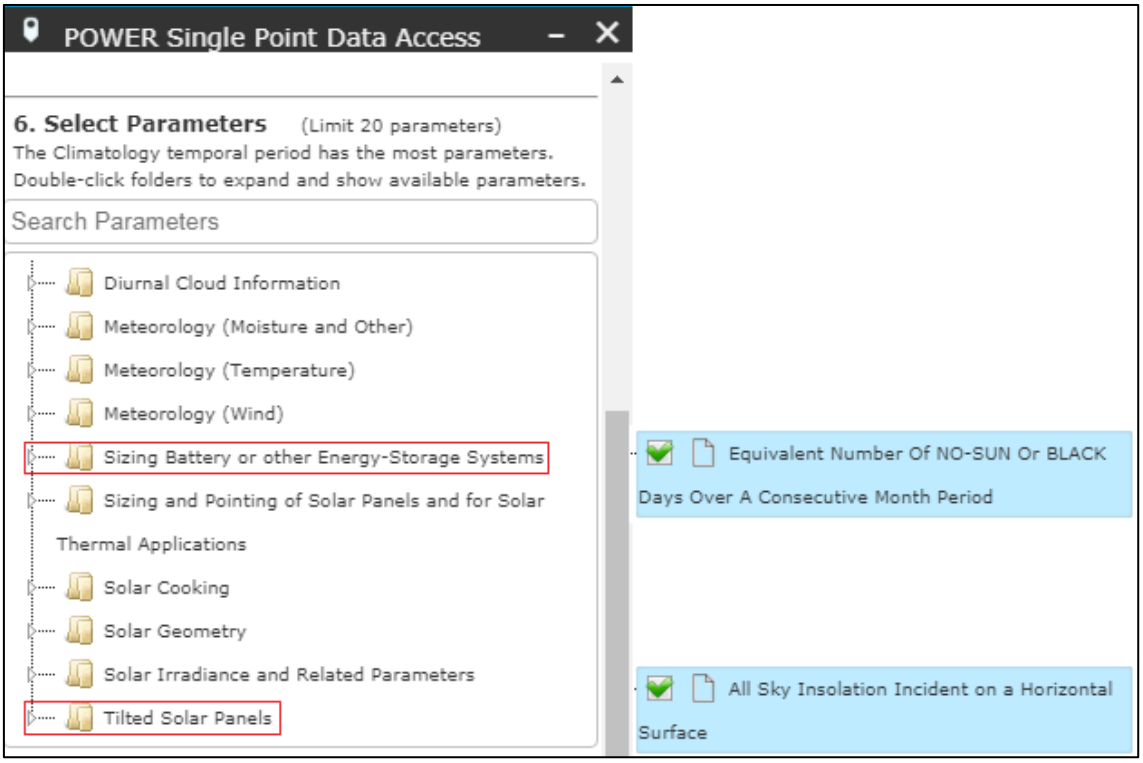


Figura 5.58. parámetros por obtener.

4. Por último, haga en **Submit** para obtener los días de no sol consecutivos en cada mes y la radiación solar del lugar en donde se desea hacer la instalación. Deberá obtener una pestaña con datos como se observa en la Figura 5.59.



Figura 5.59. Parámetros del recurso solar disponible en el lugar

Por ejemplo, en el CEA, se cuenta con los siguientes parámetros:

La radiación solar **mínima** se presenta en los meses de diciembre y noviembre con un promedio de $4{,}6\frac{kWh}{m^2}/día$, como se observa en la *Figura 5.60*.



Figura 5.60. Radiación solar en el Centro de Estudios Aeronáuticos CEA

El mes con la mayor cantidad de días consecutivos sin sol es febrero con un total de 5, como se muestra en la



Figura 5.61. Días consecutivos sin sol en el Centro de Estudios Aeronáuticos CEA

Se debe recordar que al dato de radiación solar se le deben multiplicar los factores FI y FS, para obtener el verdadero valor expuesto en la ecuación *(5.25)*.

5.1.6.1.6 Potencia y energía del generador

El generador fotovoltaico es el conjunto de módulos solares interconectados entre sí cuya función es entregar la energía eléctrica demandada por las cargas.

Para esto se encuentran las Horas Pico de Sol, que corresponden a:

$$HPS = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta)}{1\frac{kW}{m^2}}\ [h] \qquad (5.28)$$

Una vez halladas las HPS (se hace respecto al peor mes), se procede a encontrar la potencia mínima que debe tener el generador y se muestra en la ecuación *(5.29)*

$$P_{G,mín} = \frac{E_T}{HPS * PR}\ [Wp] \qquad (5.29)$$

Donde, PR es el rendimiento de la instalación en condiciones reales, por lo que se tienen los siguientes valores estipulados para tres diferentes casos [24], [28]. E_T es la energía diaria demandada por las cargas.

Tabla 5.7. PR para los diferentes tipos de instalaciones [28]

Tipo de instalación	PR [%]
Directa (Sin inversor)	100
Con inversor	85
Con inversor y baterías	80

En el PR se tienen en cuenta pérdidas por efecto de la temperatura, el cableado, dispersión de parámetros, suciedad, errores en el seguimiento del punto de máxima transferencia de potencia entre otros.

5.1.6.1.7 ELECCIÓN DEL REGULADOR E INVERSOR

Se elige un regulador de tensión según la tensión del sistema $V_{N,DC}$ que se desea tener (debe ser también la tensión del acumulador). Se observa la potencia nominal del regulador, ya que debe ser igual o muy cercana a la potencia del generador.

$$P_G \cong P_{N,Reg} \quad (5.30)$$

Donde, P_G es la potencia pico del generador, que no debe ser superior al 20% de $P_{G,mín}$ y $P_{N,Reg}$ es la potencia nominal del regulador de carga.

En cuanto al inversor se evalúa la potencia que se necesita en la carga AC.

5.1.6.1.8 CANTIDAD DE MÓDULOS SOLARES

Una vez seleccionado el módulo fotovoltaico que se utilizará, esto según aspectos económicos, tecnológicos u otros, se procede a determinar el **número de módulos** que se necesitan para conformar el generador.

$$N_T = \left\lceil \frac{P_G}{P_{mp}} \right\rceil \quad (5.31)$$

Donde, N_T es el número total de paneles solares que deben componer el generador para suministrar la potencia requerida y P_{mp} es la potencia pico del panel solar elegido.

Por medio de la ecuación *(5.31)* se halla el número total de módulos solares que formaran el generador. $[x]$ indica que se debe redondear al inmediatamente superior

Para determinar el número de paneles fotovoltaicos conectados en serie se realiza la ecuación (5.32) y se aproxima al valor entero más cercano.

$$N_S = \frac{V_{máx,Reg}}{V_{mpp}} \quad (5.32)$$

Una vez se conoce el número de paneles en serie, se halla el número de ramas en paralelo que deben ser conectadas y se realiza mediante la ecuación

$$N_P = \frac{N_T}{N_S} \quad (5.33)$$

La corriente de cortocircuito total del sistema no puede ser mayor a la del regulador de carga. Sí lo es, se deben elegir otros paneles y realizar nuevamente el proceso lógico. Para esto se desarrolla la ecuación (5.34).

$$I_{sc,G} = N_P * I_{sc} \quad (5.34)$$

5.1.6.1.9 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

La capacidad nominal de las baterías se representa de la siguiente forma C_{20} o C_{100} y representa la capacidad disponible para 20 o 100 horas de funcionamiento a 25°C, respectivamente [16].

La capacidad mínima del sistema de almacenamiento se calcula de la siguiente manera:

$$C_{T,mín} = \frac{1{,}1 * E_T * Días\ de\ reserva}{V_{DC,N} * P_D}\ [Ah] \quad (5.35)$$

Dónde, $E_T\ [kWh/día]$ es la energía total diaria, $V_{DC,N}\ [V]$ es la tensión nominal DC del sistema, $P_D[\%]$ es la profundidad de descarga de la batería y los días de reserva son los días de no sol consecutivos que se presentan en el lugar de la instalación, estos se hallan en POWER Data Access Viewer.

Se elige la batería según la tensión del sistema ($V_{DC,N}$), economía, profundidad de descarga, capacidad entre otras y se halla la configuración del sistema de acumulación. Todas las baterías deben ser iguales.

El número total de baterías $N_{T,B}$ se halla como se indica en la ecuación (5.36).

$$N_{T,B} = \left\lceil \frac{C_{T,mín}}{C_B} \right\rceil \quad (5.36)$$

Donde, $C_B[Ah]$ es la capacidad de cada batería.

El número de baterías en serie $N_{S,B}$ corresponde a la ecuación (5.37).

$$N_{S,B} = \left\lceil \frac{V_{DC,N}}{V_B} \right\rceil \quad (5.37)$$

Por último, el número de baterías en paralelo $N_{P,B}$ se halla mediante la ecuación (5.38).

$$N_{P,B} = \left\lceil \frac{N_{T,B}}{N_{S,B}} \right\rceil \quad (5.38)$$

5.1.6.1.10 CABLEADO

Con el fin de interconectar adecuadamente el sistema fotovoltaico dimensionado anteriormente, se dispone a determinar la sección adecuada de los conductores, evitando caídas de tensión superiores a las que se indican en la Tabla 5.8 [26].

Tabla 5.8. Caídas de tensión en el cableado [26]

CAÍDA DE TENSIÓN EN EL CABLEADO	
Generador-regulador de carga	3%
Batería-regulador	1%
Regulador-cargas	5%
Inversor-cargas	5%

Las caídas de tensión no deben ser mayor a los porcentajes dados en la Tabla 5.8, para hallar los valores de sección correctos se realiza el cálculo mediante la ecuación (5.40).

$$S = \frac{3{,}448 * L * I}{\Delta V * V_{AB}} \qquad (5.39)$$

Donde, $S\ [mm^2]$ es la sección del conductor, $L\ [m]$ es la distancia entre los puntos a conectar A y B, $I\ [A]$ es la intensidad que fluye por el conductor, $\Delta V[\%]$ es la caída de tensión entre los extremos del conductor y $V_{AB}\ [V]$ es la tensión de trabajo entre los puntos A y B.

La sección del conductor que va del generador al regulador no puede ser menor a $2{,}5mm^2$ y del regulador de carga a las baterías mínimo debe tener $4mm^2$ [26].

5.1.7 CASO DE ESTUDIO SISTEMA AISLADO

La localidad de Sumapaz es la de mayor extensión en la ciudad de Bogotá y su territorio es mayormente rural, es una zona de difícil acceso y por la dispersión de sus habitantes cuenta con un servicio eléctrico de baja calidad, para suplir las necesidades energéticas de una vivienda ubicada en la **latitud 4.444091** y **longitud -74.1571532** perteneciente a la localidad de Sumapaz, mediante la implementación de un sistema fotovoltaico autónomo, deben realizarse los siguientes pasos:

1. Determinar las necesidades energéticas de la instalación: en este apartado se identifica la naturaleza de las cargas, tensión de funcionamiento y horas de uso de cada carga al día.

Tabla 5.9. Cuadro de cargas y demanda de energía de la instalación.

Cargas	Horas de uso diario [h]	Cantidad	Potencia unitaria [W]	Potencia total [W]	Energía consumida [Wh/día]
Celular	6	3	5	15	90
Radio	4	1	14	14	56
Televisor (19-21")	5	1	75	75	410
Licuadora	0,1	1	350	350	35
Nevera	6	1	78,3	78,3	470
Computador portátil	4	1	120	120	480

Bombillo LED	5	10	10	100	500
Total				**752,3**	**2505,8**

Los datos de las cargas: celular, radio, televisor, licuadora y computador portátil mostrados en la Tabla 5.9 se hallaron en [30].

Se utiliza una nevera de alta eficiencia cuya etiqueta se muestra en la Figura *5.62*.

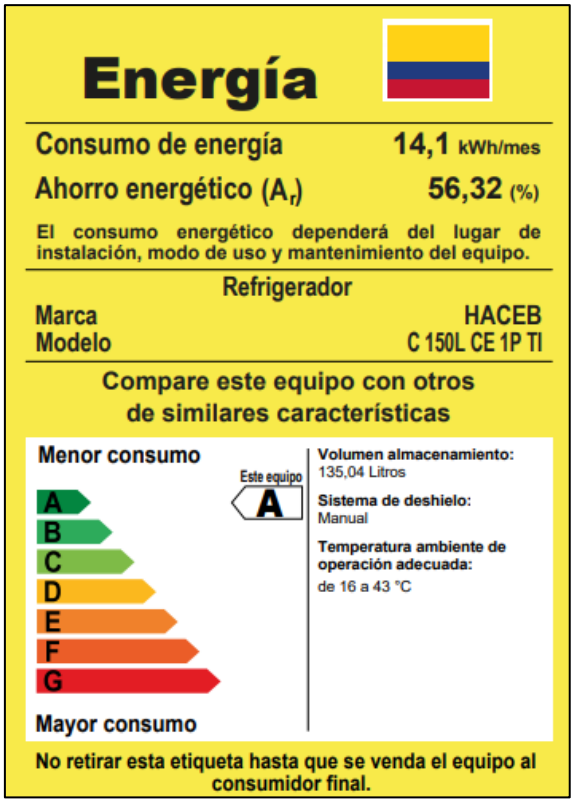


Figura 5.62. Nevera de alta eficiencia utilizada en la instalación

La información se consigna en la Tabla 5.9. A partir de estos resultados se halla la energía total que debe suplir la instalación por medio de la ecuación (5.22).

$$E_T = E_{DC} + E_{AC}\left[\frac{Wh}{periodo\ de\ tiempo}\right] = 0 + 2505{,}8\left[\frac{Wh}{Día}\right] = 2505{,}8\left[\frac{Wh}{Día}\right]$$

Teniendo en cuenta las cargas que se deben alimentar, es de suponer que en al menos un periodo de tiempo al día se presente el caso de utilizar el 100% de las cargas de la instalación.

2. El siguiente paso es determinar el recurso solar con el que se cuenta en la zona, la ubicación exacta del lugar es **latitud 4.444091, longitud -74.1571532.** A partir de esta ubicación se determinan las características energéticas de la zona.
    - Para determinar el ángulo $\boldsymbol{\beta}$ se observa la latitud del lugar y se compara con la Tabla 5.3, de ahí se obtiene que el ángulo óptimo

es de 15° y la orientación es hacia el sur, el ángulo no puede ser menor a **15°** debido a que eso impediría que se limpiara por la acción de la lluvia y la orientación es hacia el sur debido a que el lugar se encuentra en el hemisferio norte.

- De la ecuación (5.24) se sabe que el factor de irradiación para ángulo menores o iguales a 15° es: $FI = 1 - \left[1{,}2 * 10^{-4}\left(\beta - \beta_{opt}\right)^2\right] = 1 - \left[1{,}2 * 10^{-4}\left(\beta - \beta_{opt}\right)^2\right] = 1 - [1{,}2 * 10^{-4}(4-15)^2] = 0{,}985$. El valor de β_{opt} se halla mediante software y se consigna en la Tabla *5.10*

Tabla 5.10. Recurso solar en zona rural de Bogotá

$G_{dm}(0)\ \left[\frac{kWh}{m^2}\right]$	$\beta_{Opt}\ [°]$	$G_{dm}(\alpha,\beta)\ \left[\frac{kWh}{m^2}\right]$	Máximo días sin sol consecutivos
3,5	4	3,45	5

3. Una vez se conocen los datos descritos en los puntos 1 y 2 se procede a determinar la potencia instalada mínima que debe tener nuestro sistema para suplir la energía requerida por las cargas para esto nos apoyamos en las ecuaciones (5.28) y (5.29) y la Tabla 5.7.

$$HPS = \frac{G_{dm}(\alpha,\beta)}{1\frac{kW}{m^2}}\ [h] = \frac{3{,}45\ \left[\frac{kWh}{m^2}\right]}{1\frac{kW}{m^2}} = 3{,}45\ h$$

$$P_{G,mín} = \frac{E_T}{HPS * PR} = \frac{2505{,}8\ Wh}{3{,}45\ h * 0{,}8} = 908Wp$$

En el PR se tienen en cuenta pérdidas por efecto de la temperatura, el cableado, dispersión de parámetros, suciedad, errores en el seguimiento del punto de máxima transferencia de potencia entre otros.

4. Se selecciona el regulador de carga e inversor, siendo la potencia nominal de estos muy cercana a la potencia mínima del generador encontrada en el apartado anterior. Se dispone de 2 inversores y 2 reguladores de carga diferentes indicados en la Tabla 5.11 y la Tabla *5.12* correspondientemente entre los que se deben elegir los que serán usados en la instalación.

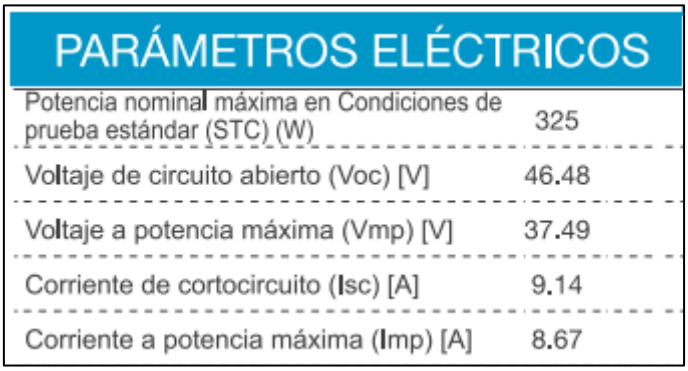
Tabla 5.11. Inversores disponibles para la instalación fotovoltaica

Inversor	Referencia	Potencia [kW]	Vin máx [V]	Precio [COP]
1	PF40-068	1	110	790.000
2	Victron Phoenix 1200VA	1,2	62	1’500.000

Tabla 5.12. Reguladores de carga disponibles para la instalación

Regulador	Referencia	Potencia [kW]	Vin [V]	Imáx [A]	Precio [COP]
1	PC16-4015A	1200	32-130	40	468.790
2	BlueSolar MPPT 150/35	1	150 máx	35	1’060.000

5. Para determinar la cantidad de módulos solares que se deben utilizar, lo primero es elegir el panel solar a utilizar, en este caso se usaran paneles **JA Solar 325W 5BB** con las características mostradas en la Figura *5.63*.



PARÁMETROS ELÉCTRICOS	
Potencia nominal máxima en Condiciones de prueba estándar (STC) (W)	325
Voltaje de circuito abierto (Voc) [V]	46.48
Voltaje a potencia máxima (Vmp) [V]	37.49
Corriente de cortocircuito (Isc) [A]	9.14
Corriente a potencia máxima (Imp) [A]	8.67

Figura 5.63. Datos característicos panel solar JA Solar 325W 5BB

Después de elegir el panel solar, se determina el número total de paneles que necesita la instalación por medio de la ecuación (5.31).

$$N_T = \left\lceil \frac{P_G}{P_{mp}} \right\rceil = \left\lceil \frac{908\ W}{325\ W} \right\rceil = 3$$

El número de paneles conectados en serie se halla mediante la ecuación (5.32) $N_S = \frac{V_{máx,Reg}}{V_{mpp}}$ se evaluará cada caso para determinar el número de paneles necesario para cada regulador.

Regulador 1.

$N_S = \frac{130}{37{,}49} = 3{,}46$ Se pueden utilizar los tres módulos solares con conexión serie.

Regulador 2.

$N_S = \frac{150}{37{,}49} = 4$ Con este regulador se podrían utilizar hasta 4 paneles solares, por lo que se podrían conectar los 3 que son necesarios en serie.

El número de paneles en paralelo para los dos reguladores se halla por medio de la ecuación (5.33) $N_P = \frac{N_T}{N_S} = \frac{3}{3} = 1$para el sistema se requiere una rama en paralelo.

6. Se determina la distancia a la que deben estar separados los paneles para que no generen sombra entre ellos, ahora nos apoyamos en la ecuación (5.26) con la cual se determina la altura solar para el caso de estudio:
$\rho = (90° - latitud\ del\ lugar) - 23{,}45° = (90° - 4{,}44°) - 23{,}45° = 62{,}11°$
Por medio de la ecuación (5.27) se determina la distancia de separación entre paneles. De la hoja de características del panel solar utilizado obtenemos el valor de L, que es igual a 1,96 m

$$d = \frac{h}{\tan \rho} + L * \cos \beta = \frac{L * Sin\beta}{\tan \rho} + L * \cos \beta$$

$$d = \frac{1{,}96m * Sin15°}{\tan 62{,}11°} + 1{,}96m * \cos 62{,}11°$$

$$d = 2{,}16m$$

7. Por medio de la ecuación (5.35) $C_{T,mín} = \frac{1{,}1 * E_T * Días\ de\ reserva}{V_{DC,N} * P_D}$ se determina la capacidad mínima que debe tener el sistema de acumulación para suplir la carga en los días sin sol consecutivos hallados anteriormente sí es una carga que debe contar con flujo eléctrico ininterrumpido. Para este caso puede elegirse la cantidad de días que el sistema podrá funcionar sin sol y para una profundidad de descarga de las baterías del 60%

Tabla 5.13. Capacidad de los posibles acumuladores para la instalación

Sistema de acumulación	Días de reserva	Profundidad de descarga [%]	Capacidad del acumulador [Ah]
1	1	60	191,415
2	2	60	382,831
3	3	60	574,246

Tabla 5.14. Baterías disponibles para la instalación fotovoltaica

Batería	Referencia	Tipo	V [V]	Capacidad [Ah]	Precio [COP]
1	EPBLUE DG 12-100	Gel	12	100	655.000
2	EPBLUE DG 12-200	Gel	12	200	1’300.000

De acuerdo con la *Tabla 5.13* y *Tabla 5.14* se procese a determinar el número de baterías en serie y paralelo para los posibles sistemas de acumulación. El número total de baterías se halla mediante la ecuación (5.36) $N_{T,B} = \left\lceil \frac{C_{T,mín}}{C_B} \right\rceil$, el número de baterías conectadas en serie se halla mediante la ecuación (5.37) $N_{S,B} = \left[\frac{V_{DC,N}}{V_B} \right]$ y el número de baterías en paralelo corresponde a se halla mediante la ecuación (5.38). $N_{P,B} = \left[\frac{N_{T,B}}{N_{S,B}} \right]$. El número y precio del sistema de acumulación se muestra en la Tabla *5.15*.

Tabla 5.15. Configuración del sistema de acumulación

Sistema de acumulación	Batería	$N_{T,B}$	$N_{S,B}$	$N_{P,B}$	Precio [COP]
1	1	2	2	1	1’310.000
2	1	4	2	2	2’620.000
3	1	6	2	3	3’930.000
1	2	1	2	1	2’600.000
2	2	2	2	1	2’600.000
3	2	3	2	2	5’200.000

8. Para determinar el calibre de conductor a usar, se determina la corriente de cada trayecto y con base en las tablas de la NTC para capacidad de conducción se selecciona el conductor adecuado que bien podría ser THHN o alguno tipo solar de fabricantes como Centelsa o Proalambres.

   La corriente de cortocircuito de los paneles solares es de 9,45 A, al estar conectados en serie el conductor a utilizar es 12 AWG para todas las conexiones, el conductor puede ser THNN recubierto por coraza metálica tipo americana o un conductor resistente a los rayos solares como SunGen de proalambres o PV XLPE de Centelsa.
   Desde el inversor a la caja de distribución el calibre de los conductores es 12 AWG THHN.
9. Dada la configuración del sistema se utilizan 3 conectores MC4 machos y 3 hembras
10. Se utiliza una estructura **FV 915 XL** para techo plano Arreglo 1*3 módulos (hasta 2067mm) cuyo precio es COP 695.000.

En la Figura *5.64*, se muestra un esquemático del sistema fotovoltaico que debe ser implementado para suplir las necesidades energéticas de la instalación.

Tabla 5.16. Costo de la instalación con 1 día de reserva y elementos genéricos.

Elemento	Referencia	Precio unitario [COP]	Cantidad	Precio total [COP]
Módulo solar	JA Solar 325W 5BB	522.800	3	1’568.400
Inversor	PF40-068	790.000	1	790.000
Controlador de carga	PC16-4015A	468.790	1	468.790
Batería	EPBLUE DG 12-100	655.000	2	1’310.000
Estructura	FV 915 XL	695.000	1	695.000
			Total	4’832.190

Tabla 5.17. Costo de la instalación con 3 día de reserva y elementos genéricos.

Elemento	Referencia	Precio unitario [COP]	Cantidad	Precio total [COP]
Módulo solar	JA Solar 325W 5BB	522.800	3	1’568.400
Inversor	PF40-068	790.000	1	790.000
Controlador de carga	PC16-4015A	468.790	1	468.790
Batería	EPBLUE DG 12-100	655.000	6	3’930.000
Estructura	FV 915 XL	695.000	1	695.000
			Total	7’452.190

Tabla 5.18. Costo de la instalación con 1 día de reserva y elementos de mayor calidad.

Elemento	Referencia	Precio unitario [COP]	Cantidad	Precio total [COP]
Módulo solar	JA Solar 325W 5BB	522.800	3	1’568.400
Inversor	Victron Phoenix 1200VA	1’500.000	1	1’500.000
Controlador de carga	BlueSolar MPPT 150/35	1’060.000	1	1’060.000
Batería	EPBLUE DG 12-200	1’300.000	2	2’600.000
Estructura	FV 915 XL	695.000	1	695.000
			Total	7’423.400

Tabla 5.19. Costo de la instalación con 3 día de reserva y elementos de mayor calidad.

Elemento	Referencia	Precio unitario [COP]	Cantidad	Precio total [COP]
Módulo solar	JA Solar 325W 5BB	522.800	3	1’568.400
Inversor	Victron Phoenix 1200VA	1’500.000	1	1’500.000
Controlador de carga	PC16-4015A	1’060.000	1	1’060.000
Batería	EPBLUE DG 12-100	1’300.000	4	5’200.000
Estructura	FV 915 XL	695.000	1	695.000
			Total	10’023.400

Por medio de la Tabla *5.18* y la Tabla *5.16*, se observa que el costo de la instalación es mayor 2’591.210 COP cuando se utilizan elementos con una mayor tecnología y calidad, esto para 1 solo día de reserva.

En la Tabla *5.17* y la Tabla *5.19* se observa que para una reserva de tres días utilizando elementos de mayor tecnología y una batería de mayor capacidad, el costo se incrementa poco más de 2’500.000 COP.

Se observa también que pasar de un día de reserva a 3 supone una inversión mayor, cercana a los 2’500.000 COP en cada caso.

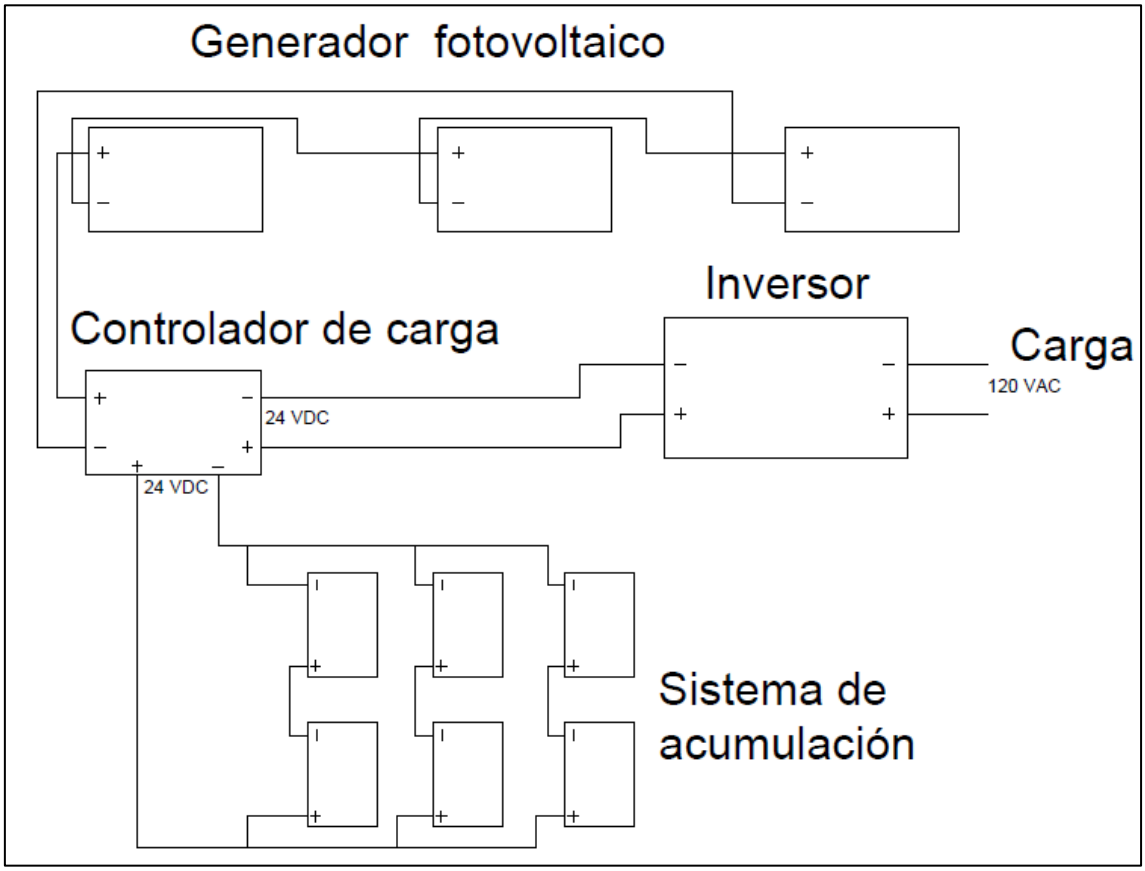


Figura 5.64. Sistema fotovoltaico autónomo para ser utilizado en el sector rural de Bogotá

5.1.7.1 SISTEMAS INTERCONECTADOS

Son sistemas interconectados aquellos que por medio de una empresa distribuidora de energía reciben prestación del servicio y alternativamente generan electricidad para proveer a la red realizando una actividad de autogeneración a pequeña escala AGPE. En la *Figura 5.65* se muestra un sistema interconectado a la red en la que se pueden observar los elementos básicos que la componen.

5.1.7.1.1 BALANCE DE ENERGÍA

Dado que las redes de distribución fueron diseñadas con el fin de llevar energía en una sola dirección, la inyección de energía puede causar problemas de estabilidad a la red, lo cual puede afectar seriamente el sistema y a los usuarios conectados a ella. Para evitar estos problemas se debe consultar con la empresa distribuidora antes de invertir en un proyecto de este tipo.

El balance de energía hace referencia a que el diseño del sistema fotovoltaico sea el adecuado para no tener que comprar energía en las horas de sol e inyectar a la red los excedentes de cuando la instalación no esté siendo

utilizada, o sea no sobre dimensionar el sistema más allá de la necesidad de suplir la energía consumida por la instalación. [27].

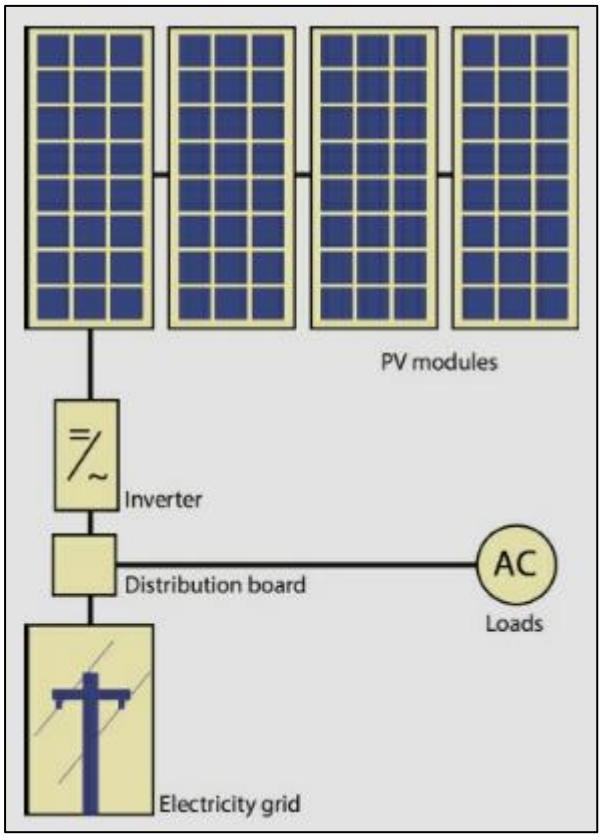


Figura 5.65. Disposición de elementos en una configuración interconectada

5.1.7.1.2 DIMENSIONAMIENTO

Para realizar el correcto dimensionamiento de un sistema interconectado se realizan las mismas actividades dispuestas anteriormente en los **títulos 5.1.6.1.1 DEMANDA ENERGÉTICA**, **5.1.6.1.2 ORIENTACIÓN, INCLINACIÓN Y FACTOR DE RADIACIÓN**, **5.1.6.1.3 PÉRDIDAS POR SOMBRA, 5.1.6.1.4 SOMBRAS ENTRE PANELES**, **5.1.6.1.5 EVALUACIÓN DEL APORTE SOLAR** y **5.1.6.1.6 Potencia y energía del generador.**

Luego se continua con la selección del inversor.

5.1.7.1.3 SELECCIÓN DEL INVERSOR

Una vez se determina la potencia mínima del generador, se debe seleccionar un inversor, si es que la instalación lo necesita.

El criterio de selección del inversor es la potencia $P_{G,mín}$ del generador fotovoltaico, se elige un inversor cuya potencia de entrada debe ser aproximadamente igual a la potencia del generador, nunca la potencia del generador debe superar los límites establecidos en la hoja de características del inversor [27].

Debe tenerse muy en cuenta los datos de rango de tensión y corriente a la entrada para funcionar en mpp.

5.1.7.1.4 SELECCIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Para determinar el número de paneles conectados en serie se desarrollan los siguientes pasos [28]:

Technical data	Sunny Boy 3.0-US		Sunny Boy 3.8-US	
	208 V	240 V	208 V	240 V
Input (DC)				
Max. usable DC power	3100 W	3100 W	3450 W	4000 W
Max. DC voltage	600 V			
Rated MPP voltage range	155 - 480 V		195 - 480 V	
MPPT operating voltage range	100 - 550 V			
Min. DC voltage / start voltage	100 V / 125 V			
Max. operating input current per MPPT	10 A			
Max. short circuit current per MPPT	18 A			
Number of MPPT tracker / string per MPPT tracker	2/1			
Output (AC)				
AC nominal power	3000 W	3000 W	3330 W	3800 W
Max. AC apparent power	3000 VA	3000 VA	3330 VA	3800 VA
Nominal voltage / adjustable	208 V / ●	240 V / ●	208 V / ●	240 V / ●
AC voltage range	183 - 229 V	211 - 264 V	183 - 229 V	211 - 264 V
AC grid frequency	60 Hz / 50 Hz			
Max. output current	14.5 A	12.5 A	16.0 A	16.0 A
Power factor (cos φ)	1			
Output phases / line connections	1 / 2			
Harmonics	< 4 %			
Efficiency				
Max. efficiency	97.2 %	97.6 %	97.2 %	97.5 %
CEC efficiency	96 %	96.5 %	96.5 %	96.5 %

Figura 5.66. Hoja de datos inversor para energía solar [31].

Electrical Data at STC	
Maximum Power (Pmax)	315 Wp
Voltage at Maximum Power (Vmpp)	37 V
Current at Maximum Power (Impp)	8.52 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.6 V
Short Circuit Current (Isc)	8.93 A
Panel Efficiency	16.23 %
Power Tolerance (Positive)	+ 3 %

Electrical Data at NOCT	
Maximum Power (Pmax)	232 Wp
Voltage at Maximum Power (Vmpp)	33.7 V
Current at Maximum Power (Impp)	6.89 A
Open Circuit Voltage (Voc)	42 V
Short Circuit Current (Isc)	7.23 A
Temperature	45±2 °C

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT): 800W/m², AM 1.5, windspeed 1m/s,ambient temperature 20°C

Thermal Ratings	
Operating Temperature Range	-40~85 °C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.41 %/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.31 %/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.05 %/°C

Figura 5.67. Hoja de datos módulo solar [32].

- Obtener el rango de tensiones para el seguimiento del punto de máxima potencia. Hoja de datos del inversor como la que se presenta en la *Figura 5.66*
- Obtener los datos de variación de tensión e intensidad por temperatura e irradiancia de los módulos. Hoja de datos de los módulos como se muestra en la *Figura 5.67*.
- Determinar la irradiancia para el día más caluroso y para el más frío del año.
- Calcular los límites de tensión para máxima potencia en esos días extremos. Se obtienen así dos valores, la máxima y la mínima tensión que proporciona el panel a máxima potencia.
- Con estos límites se elige el número de paneles que deben ser conectados en **serie** para la estar entre los rangos de tensión del inversor.

El proceso de cálculo es el siguiente.

- Obtenga los datos de temperatura máximo y mínimo con la ayuda de POWER Data Access Viewer y para cada uno halle la irradiación, con la misma herramienta.

  Para obtener estos datos debe seleccionar medida diaria como se observa en la Figura 5.68, con el fin de determinar el día más frío y el más caluroso. Tome datos de al menos 10 años, se recomienda poner en **Start Date**: 01/01/1990 y en **End Date** 01/01/2019 para tener una amplia ventana de tiempo.

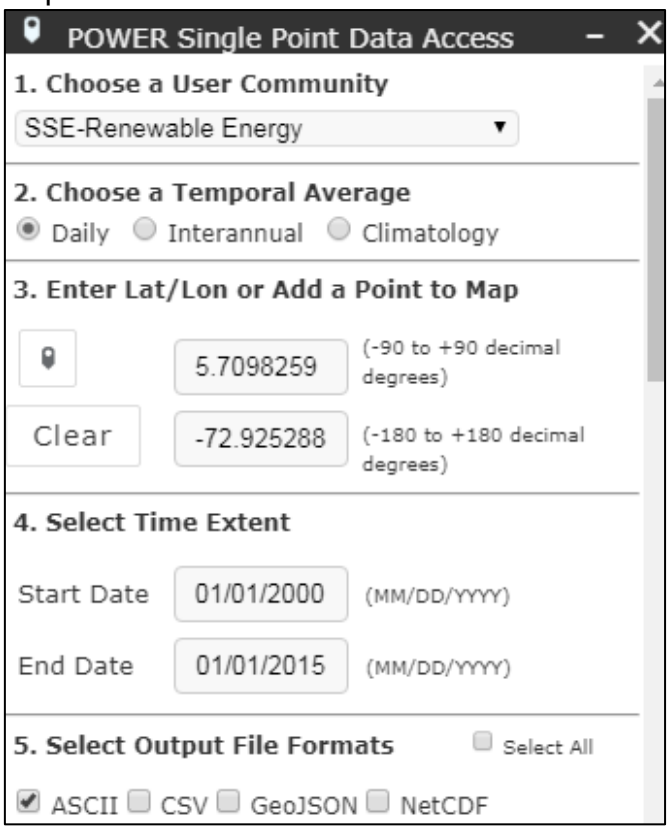


Figura 5.68. Configuración para encontrar temperatura máxima y mínima.

Se debe desplegar en parámetros la carpeta **Metereology (Temperature)** y seleccionar **Maximum Temperature at 2 Meters** y **Minimum Temperature at 2 Meters**, se debe también desplegar la carpeta **Solar Cooking** y seleccionar **All Sky Insolation Inciden on a Horizontal Surface**, como se muestra en la Figura 5.69.

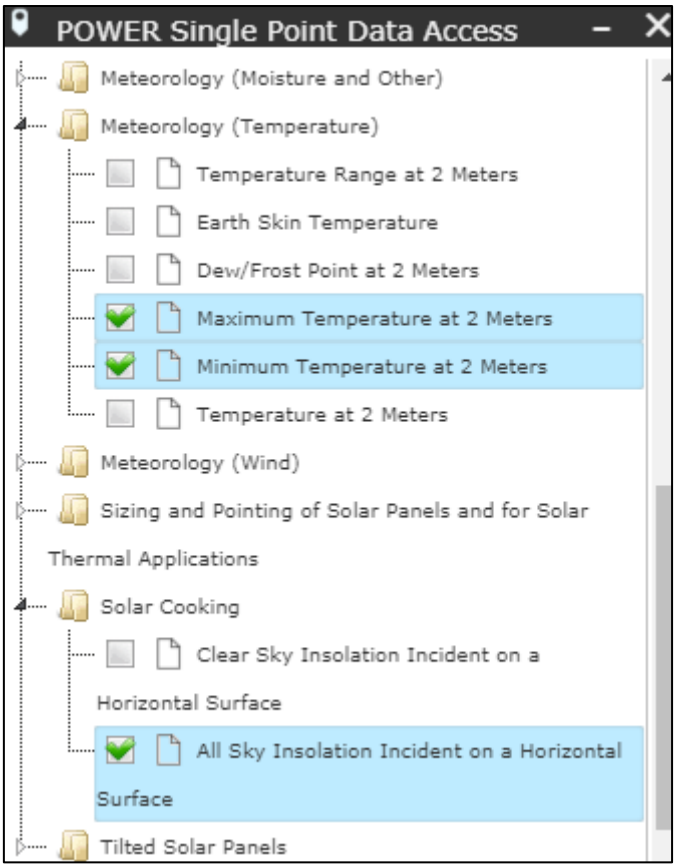


Figura 5.69. Parámetros de temperatura e irradiación a obtener.

Luego de hacer click en **Submit** aparecen los datos y se debe seleccionar en primer lugar las temperaturas mínima y máxima como se muestra en las imágenes de la Figura 5.70 a la Figura 5.73.



Figura 5.70.Temperatura mínima en el lugar de análisis.

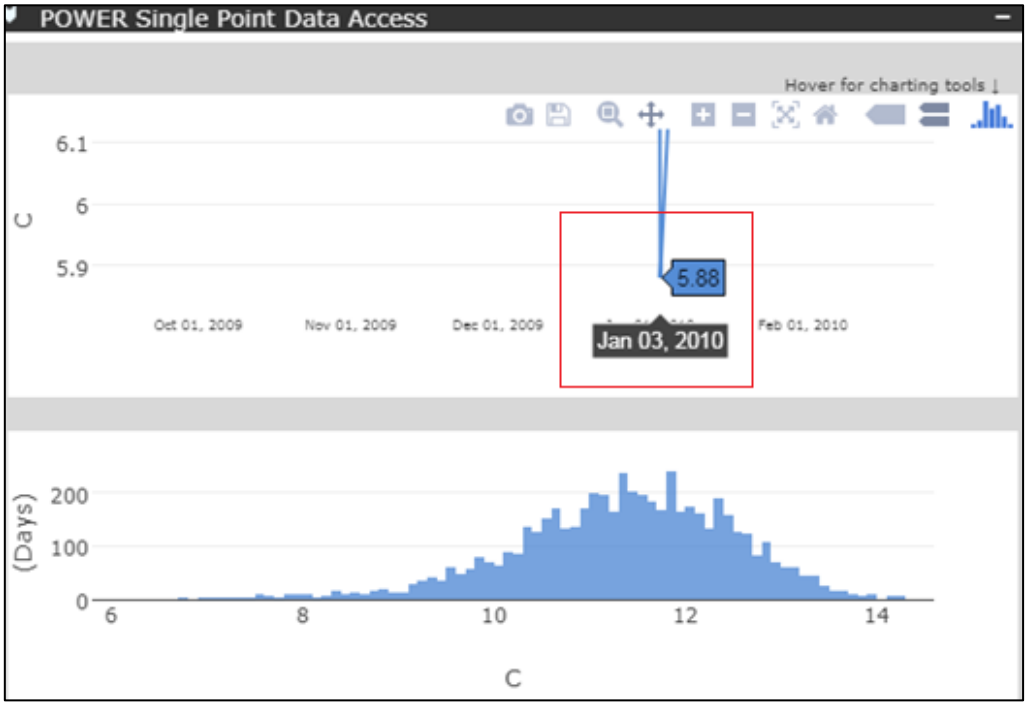


Figura 5.71. Día de mínima temperatura.

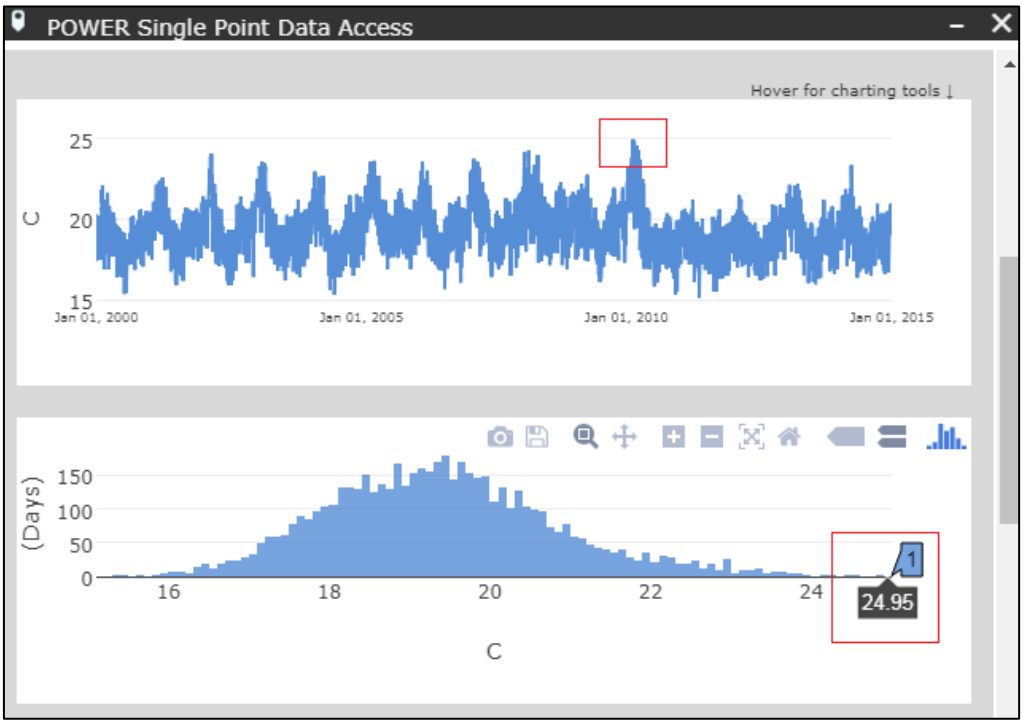


Figura 5.72. Temperatura máxima del lugar de análisis.

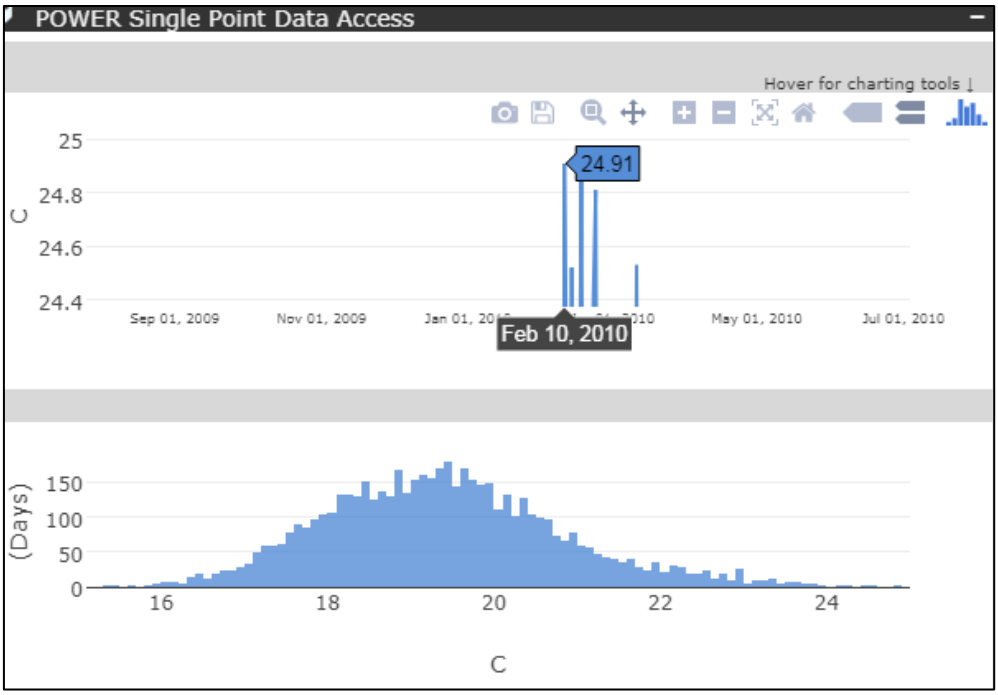


Figura 5.73. Día de temperatura máxima en el lugar de análisis.

Una vez se conocen los días de mayor y menor temperatura se procede a determinar cuál fue la radiación solar para esa fecha como se muestra en la Figura 5.74 y Figura 5.75.

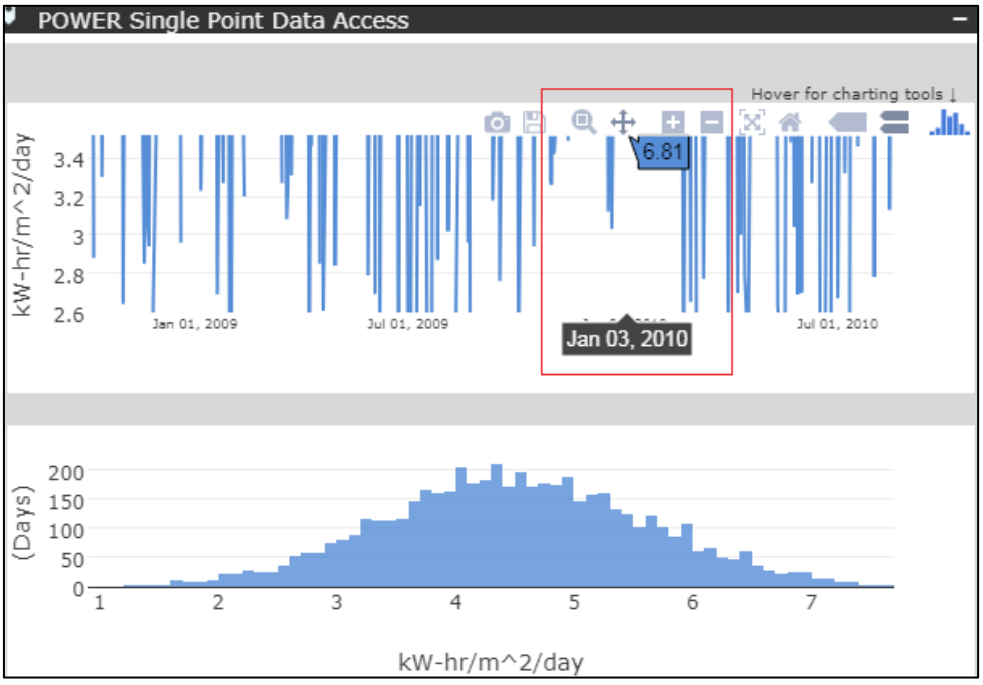


Figura 5.74. Radiación solar del día de mínima temperatura.

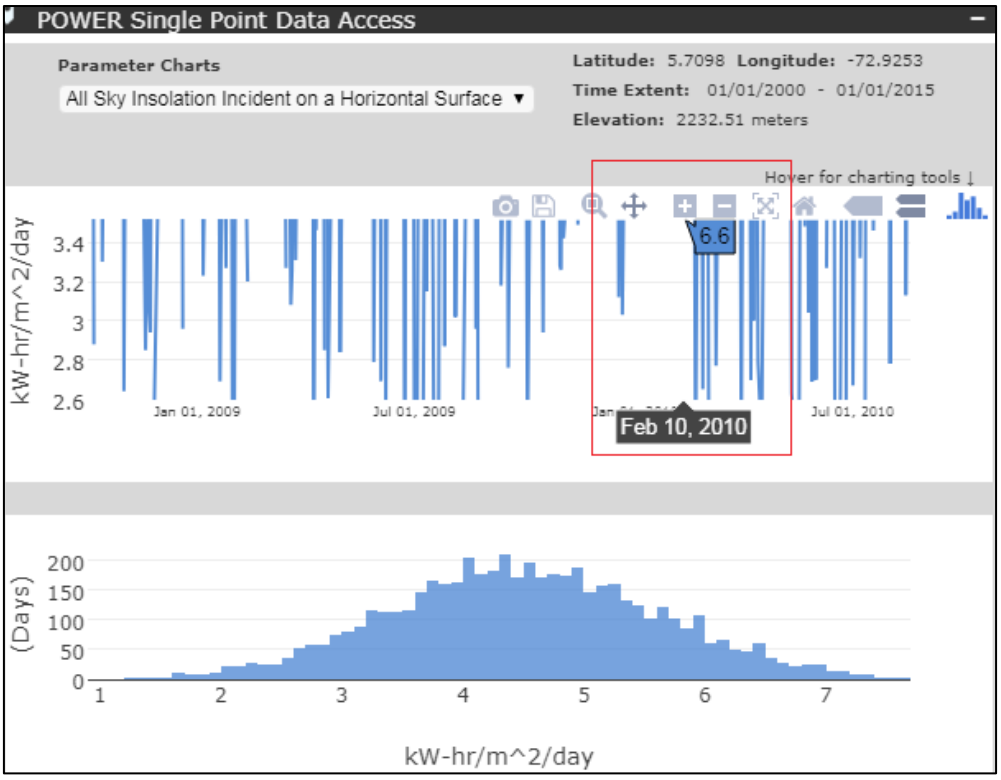


Figura 5.75. Radiación solar del día de máxima temperatura.

- Calcule las temperaturas extremas de los paneles por medio de las siguientes ecuaciones.

$$T_{máx,panel} = T_{amb,máx} + \frac{NOCT - 20}{800} * G_{T_{amb,máx}}$$
$$T_{mín,panel} = T_{amb,mín} + \frac{NOCT - 20}{800} * G_{T_{amb,mín}} \quad (5.40)$$

Donde, NOCT (Normal Operating Cell Temperature) es la temperatura en condiciones de operación normal de la celda y se encuentran en la hoja de datos de los paneles solares. $G_{T_{amb,mín}}$ y $G_{T_{amb,máx}}$ son las irradiancias de los días de temperaturas extremas.

1. Dado que la potencia se calcula para las condiciones estándar STC, se procede a hacer la corrección de potencia a la nueva temperatura de los paneles.

$$P_p(T_{máx,panel}) = P_{máx,STC} * \left(1 + \frac{\alpha P}{100} * (T_{máx,panel} - 25)\right)$$
$$P_p(T_{mín,panel}) = P_{máx,STC} * \left(1 + \frac{\alpha P}{100} * (T_{mín,panel} - 25)\right) \quad (5.41)$$

Donde, $\alpha P\ [\%/°C]$ es el coeficiente de cambio de potencia por temperatura.

2. El objetivo es encontrar la tensión del panel para mantenerse en el punto de máxima potencia del inversor. Para esto se halla la tensión para la mayor y la menor temperatura. La corriente también cambia, pero lo hace muy poco, por esto no se trabaja como si la corriente I_{mpp} fuese constante.

$$V_{mpp,mín} = V_{mpp}(T_{máx,panel}) = \frac{P_p(T_{máx,panel})}{I_{mpp}}$$
$$V_{mpp,máx} = V_{mpp}(T_{mín,panel}) = \frac{P_p(T_{mín,panel})}{I_{mpp}} \quad (5.42)$$

3. Una vez realizados los pasos anteriores se procede a encontrar el número de paneles conectados en serie que hacen que el sistema tenga siempre la P_{mpp}.

   En la hoja de datos de los inversores se presenta el rango de tensiones para la cual el sistema opera a máxima potencia.
   Sí el rango de tensiones del inversor es $V_{mín,inv} < V_{inversor} < V_{máx,inv}$, entonces el número máximo y mínimo de paneles solares en serie es:

$$N_S * V_{mpp,mín} > V_{mín,inv,mpp}$$
$$N_S * V_{mpp,máx} < V_{máx,inv,mpp} \quad (5.43)$$

4. La mayor tensión que aparece en los paneles solares es cuando se está en circuito abierto, por lo que se debe verificar que no se sobrepase la tensión máxima que admite el inversor.

$$V_{oc,máx} = N_S * V_{oc}(T_{mín,panel}) = N_S * \left(V_{oc,STC} + \alpha V_{oc} * (T_{mín,panel} - 25)\right) \quad (5.44)$$

   Donde, αV_{oc} $[\%/°C]$ es el coeficiente de cambio de tensión en circuito abierto por efecto de la temperatura.
   Se reemplazan en la ecuación (*5.44*) los valores obtenidos de la ecuación (*5.43*).
5. Una vez se conoce el número de paneles en serie, se halla el número de ramas en paralelo que se requieren para obtener la potencia del generador.

$$P_{Rama,serie} = N_S * P_{p,STC} \quad (5.45)$$

   El valor de la potencia para una rama en serie se reemplaza en la ecuación (*5.46*) y se obtiene el número de ramas en paralelo.

$$N_P = \frac{P_G}{P_{Rama,serie}} \quad (5.46)$$

6. El último paso es determinar sí la corriente de cortocircuito a máxima temperatura aportada por todas las ramas en paralelo del generador es menor a la máxima corriente admitida por el inversor.

$$I_{sc,máx} = I_{sc}(T_{máx}) = I_{sc,STC} * \left[1 + \frac{\alpha I_{sc}}{100} * (T_{máx} - 25)\right] \quad (5.47)$$

   Donde, αI_{sc} $[\%/°C]$ es el coeficiente de cambio de corriente de corto circuito por efecto de la temperatura. Sí $I_{DC,inv,máx}$ es la corriente máxima que puede ingresar al inversor, entonces

$$I_{sc,máx} * N_P < I_{DC,inv,máx} \quad (5.48)$$

   Sí la corriente supera los límites, debe optarse por buscar un nuevo panel solar o inversor y realizar el proceso lógico de nuevo.

Por último se debe diseñar el sistema de cableado para lo cual se sigue el procedimiento anteriormente descrito en **5.1.6.1.10 CABLEADO**.

5.1.8 CASO DE ESTUDIO SISTEMA INTERCONECTADO

Las zonas del país ubicadas en la costa norte son las de mayor irradiación y mayor consumo de energía a raíz del alto uso de equipos para reducir las altas temperaturas propias de la zona. La inclusión de un sistema de generación fotovoltaico en una ciudad como barranquilla permite aprovechar ampliamente el alto recurso fotovoltaico de la zona.

La vivienda en la cual se desea hacer el proyecto está ubicada en la carrera 7g # 42-2 de la ciudad de Barranquilla, cuyas coordenadas son: **latitud 10.9450027**y **longitud -74.7994667**. Para el dimensionamiento del sistema interconectado se siguen los pasos enunciados a continuación:

1. Determinar las necesidades energéticas de la instalación. Ya que la instalación es interconectada a la red, a partir de la factura de energía eléctrica se determina el consumo promedio en kWh/día.

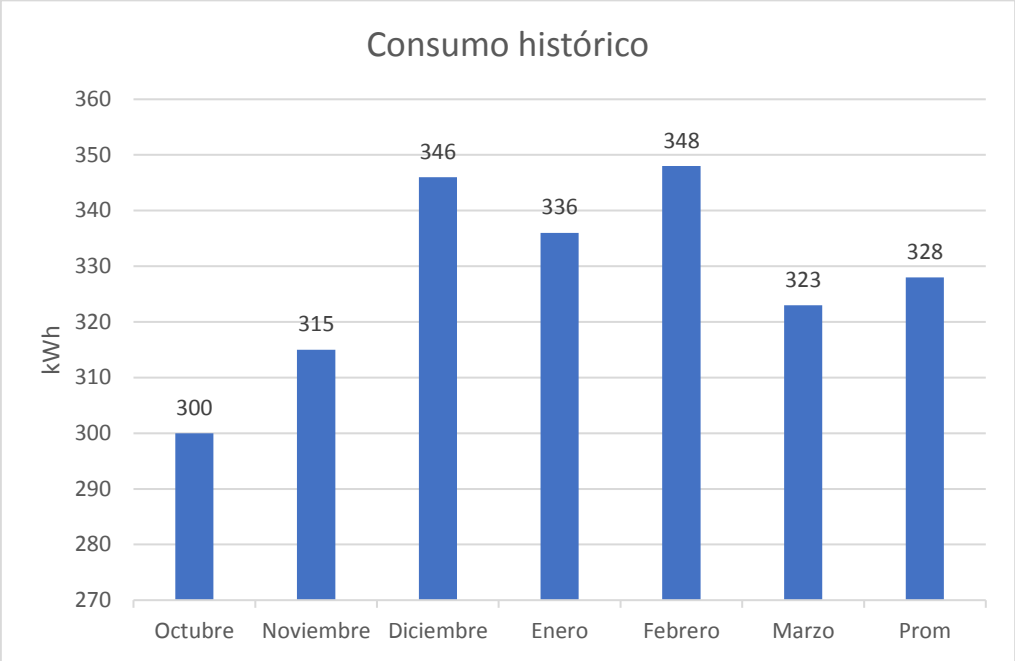


Figura 5.76. Como energético mensual del lugar de la instalación.

La energía total por suplir es igual $E_T = \frac{E_{prom}}{30\ días} = \frac{328}{30}\frac{kWh}{día} = 10{,}94\frac{kWh}{día}$

2. Determinar el recurso solar presente en la zona, a partir de las coordenadas del lugar, latitud 10.9450027y longitud -74.7994667 se determinan las características energéticas de la zona

7. Para determinar el ángulo $\boldsymbol{\beta}$ se observa la latitud del lugar y se compara con la Tabla 5.3, de ahí se obtiene que el ángulo óptimo es de 15° y la orientación es hacia el sur, el ángulo no puede ser menor a **15°** debido a que eso impediría que se limpiara por la acción de la

lluvia y la orientación es hacia el sur debido a que el lugar se encuentra en el hemisferio norte.

- De la ecuación (5.24) se sabe que el factor de irradiación para ángulos menores o iguales a 15° es: $FI = 1 - \left[1{,}2 * 10^{-4}\left(\beta - \beta_{opt}\right)^2\right] = 1 - \left[1{,}2 * 10^{-4}\left(\beta - \beta_{opt}\right)^2\right] = 1 - [1{,}2 * 10^{-4}(15-10)^2] = 0{,}997$. El valor de β_{opt} se halla mediante software y se consigna en la Tabla *5.10*

Tabla 5.20. Recurso solar en Barranquilla

$G_{dm}(0)\left[\frac{kWh}{m^2}\right]$	β_{Opt} [°]	$G_{dm}(\alpha,\beta)\left[\frac{kWh}{m^2}\right]$
4,68	10	4,66

3. Una vez se conocen los datos descritos en los puntos 1 y 2 se procede a determinar la potencia instalada mínima que debe tener nuestro sistema para suplir la energía (5.28) y (5.29) y la Tabla 5.7.

$$HPS = \frac{G_{dm}(\alpha,\beta)}{1\frac{kW}{m^2}}\ [h] = \frac{4{,}66\ \left[\frac{kWh}{m^2}\right]}{1\frac{kW}{m^2}} = 4{,}66\ h$$

$$P_{G,mín} = \frac{E_T}{HPS * PR} = \frac{10{,}94 kWh}{4{,}66\ h * 0{,}85} = 2{,}762\ kWp$$

En el PR se tienen en cuenta pérdidas por efecto de la temperatura, el cableado, dispersión de parámetros, suciedad, errores en el seguimiento del punto de máxima transferencia de potencia entre otros.

4. Con los datos capacidad del generador de elige el inversor de potencia nominal más cercano a $P_{G,mín}$, la potencia del inversor no deber ser menor a la del generador. Se buscan los inversores de potencia más cercana en este caso 3kW.

Tabla 5.21. Inversores disponibles para el diseño fotovoltaico

Inversor	Referencia	Potencia [kW]	Vmppt [V]	Precio [COP]	Iscmáx [A]
1	SYMO 3.0-3-S	3	200-800	4’500.000	24
2	X1-3.0	3	100-580	1’900.000	10

5. Elección del panel solar. En este ejemplo se trabajará con un **JA Solar 325W 5BB** con las siguientes características:

Tabla 5.22. Características del módulo solar utilizado.

Pmáx [W]	Voc [V]	Vmpp [V]	Isc [A]	Impp [A]	αP[%/°C]	αI[%/°C]
325	46,48	37,49	9,14	8,67	-0,410	0,058

6. El siguiente paso es obtener el día más frío y el más caluroso de un periodo de tiempo no menor a 10 años y hallar también la radiación solar respectiva.

Tabla 5.23. Radiación y temperatura dos días con mayor y menor temperatura

	Temperatura [°C]	Fecha [dd/mm/aaaa]	Radiación $[kWh/m^2]$
Día más frío	21,46	18/01/2000	6,06
Día más caluroso	38,35	17/02/1998	6,56

7. Con ayuda de la ecuación (5.40) y la Tabla *5.23* de termine la temperatura máxima y mínima de los paneles.

$$T_{mín,panel} = T_{amb,mín} + \frac{NOCT-20}{800} * G_{T_{amb,mín}} = 21{,}46 + \frac{45-20}{800} * 1000 = 52{,}71°C$$

$$T_{máx,panel} = T_{amb,máx} + \frac{NOCT-20}{800} * G_{T_{amb,máx}} = 38{,}35 + \frac{45-20}{800} * 1000 = 69{,}6°C$$

8. Se procede a encontrar la tensión del panel ante las condiciones ambientales para mantenerse en el rango de máxima potencia dado por el inversor.

$$P_p(T_{máx,panel}) = P_{máx,STC} * \left(1 + \frac{\alpha P}{100} * (T_{máx,panel} - 25)\right)$$

$$P_p(T_{máx,panel}) = 325 * \left(1 - \frac{0{,}410}{100} * (69{,}6 - 25)\right) = \mathbf{265{,}571W}$$

$$P_p(T_{mín,panel}) = P_{máx,STC} * \left(1 + \frac{\alpha P}{100} * (T_{mín,panel} - 25)\right)$$

$$P_p(T_{mín,panel}) = 325 * \left(1 - \frac{0{,}410}{100} * (52{,}71 - 25)\right) = \mathbf{288{,}076W}$$

La corriente también cambia, pero lo hace muy poco, por esto se trabaja como si la corriente I_{mpp} fuese constante.

$$V_{mpp,mín} = V_{mpp}(T_{máx,panel}) = \frac{P_p(T_{máx,panel})}{I_{mpp}}$$

$$V_{mpp,mín} = \frac{265{,}571\ W}{8{,}67\ A} = \mathbf{30{,}63V}$$

$$V_{mpp,máx} = V_{mpp}(T_{mín,panel}) = \frac{P_p(T_{mín,panel})}{I_{mpp}}$$

$$V_{mpp,máx} = \frac{288{,}076\ W}{8{,}67\ A} = \mathbf{33{,}23V}$$

9. Una vez realizados los pasos anteriores se procede a encontrar el número de paneles conectados en serie que hacen que el sistema se encuentre en los valores de seguimiento del punto de máxima potencia.

   El número máximo y mínimo de paneles solares en serie es:

$$N_S * V_{mpp,mín} > V_{mín,inv,mpp} \rightarrow N_S > \frac{200}{30{,}63}$$

$$N_S > 7$$

$$N_S * V_{mpp,máx} < V_{máx,inv,mpp} \rightarrow N_S < \frac{800}{33{,}23}$$

$$N_S < 24$$

$$N_T = \frac{P_G}{P_{p,STC}} = \frac{3000}{325} = 9$$

10. En circuito abierto la tensión de los módulos es la mayor, por lo que se debe verificar que no sobrepase la tensión máxima que admite el inversor. Mediante la ecuación (5.49).

$$V_{oc,máx} = N_S * V_{oc}\left(T_{mín,panel}\right) = N_S * \left(V_{oc,STC} + \alpha V_{oc} * \left(T_{mín,panel} - 25\right)\right)$$

    Para este caso no se realiza debido al amplio rango de tensiones que ofrece el inversor elegido.

    Una vez se conoce el número de paneles en serie, se halla el número de ramas en paralelo que se requieren para obtener la potencia del generador.

$$N_P = \frac{P_G}{P_{Rama,serie}} = \frac{3000}{2925} \approx 1$$

11. El último paso es determinar sí la corriente de cortocircuito a máxima temperatura aportada por todas las ramas en paralelo del generador es menor a la máxima corriente admitida por el inversor.

$$I_{sc,máx} = I_{sc}(T_{máx}) = I_{sc,STC} * \left[1 + \frac{\alpha I_{sc}}{100} * (T_{máx} - 25)\right] = 9{,}14$$

$$I_{sc,máx} = 9{,}14 * \left[1 + \frac{0{,}058}{100} * (69{,}6 - 25)\right] = 9{,}37$$

    Sí $I_{DC,inv,máx}$ es la corriente máxima que puede ingresar al inversor, entonces

$$I_{sc,máx} * N_P < I_{DC,inv,máx} \rightarrow 9{,}14\ A < 24\ A$$

    Sí la corriente supera los límites, debe optarse por buscar un nuevo panel solar u otro inversor y realizar el proceso lógico de nuevo.

    La instalación requiere 9 módulos solares conectados en serie con el inversor para funcionar de manera óptima.

Se recomienda realizar el mismo ejercicio para el otro inversor e identificar las diferencias en el diseño.

Las dimensiones de un módulo solar son de 1,96*0,991m por lo que se requiere de un área mayor a $17{,}48\ m^2$ para albergar los 9 necesarios para la instalación.

Tabla 5.24. Elementos necesarios en la instalación.

Elemento	Referencia	Precio unitario [COP]	Cantidad	Precio total [COP]
Módulo solar	JA Solar 325W 5BB	522.800	9	4’705.200
Inversor	SYMO 3.0-3-S	4’500.000	1	4’500.000
Estructura	FV 915 XL 1*5	1’420.000	2	2’840.000
			Total	12’045.200

5.1.9 MANTENIMIENTO DE LOS COMPONENTES DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO

Las instalaciones fotovoltaicas requieren un mantenimiento mínimo y sencillo. Si son de grandes dimensiones, los mismos fabricantes o distribuidores pueden ofrecer a sus clientes un servicio de mantenimiento y reparación.

5.1.9.1.1 PANELES

El mantenimiento que requieren los paneles es casi nulo, debido a que no tienen partes móviles y las celdas junto con sus conexiones internas están encapsuladas entre varias capas de material protector. Es recomendable realizar una o dos inspecciones anuales con el fin de verificar que las conexiones entre paneles y el regulador no estén corroídas y se encuentren bien ajustadas. Casi siempre la lluvia elimina la necesidad de limpiar los paneles.

Las estructuras de soporte están diseñadas para que la limpieza e inspección de los paneles se realice fácilmente.

5.1.9.1.2 REGULADOR

Por ser un quipo tan simple, se reduce bastante el mantenimiento. Las operaciones que se le pueden realizar al regulador son las siguientes:

- Visualizar el estado y funcionamiento del regulador.
- Comprobación de las conexiones y el cableado del equipo.
- Observar los valores instantáneos del voltímetro y amperímetro: esto da una idea del comportamiento de la instalación.

5.1.9.1.3 ACUMULADOR

De todos los elementos de la instalación, este es el que requiere mayor atención. Las operaciones que deben realizarse son las siguientes:

- Comprobar el nivel del electrolito dos veces al año: debe mantenerse dentro del margen que está entre las señales de “máximo y mínimo”. Si no están estas señales, el nivel adecuado del electrolito es 20mm por encima del protector de los separadores. Si se observa un bajo nivel, hay que llenarlo con agua destilada.

- Al realizar el paso anterior, se debe comprobar que las terminales de la batería se encuentren en buen estado, por otro lado, se deben limpiar los posibles depósitos de sulfato y cubrir con vaselina las conexiones.
- Se debe verificar la conexión del sistema de acumulación.

5.1.9.1.3.1 SULFATACIÓN DE LAS BATERÍAS DE PLOMO-ÁCIDO

Si una batería de plomo-ácido permanece por mucho tiempo en un estado de descarga profunda, se produce su sulfatación. Parte del sulfuro del ácido se combinará con plomo que proviene de las placas para formar sulfato de plomo.

Las causas por las que se sulfata una batería son:

- Dejarla en estado de descarga durante un tiempo prolongado.
- Añadir ácido puro al electrolito.
- Experimentar sobrecargas frecuentemente.
- No haber añadido agua oportunamente.
- Trasvasar electrolito de un vaso al otro.

Cuando la batería se deja descargada durante un tiempo muy largo, el sulfato de plomo de las placas se endurece; los poros obstruidos no dejan penetrar el electrolito y por esto no pueden actuar en los elementos activos de las placas. Esto recude la capacidad efectiva, además que recargar una batería que se ha dejado sulfatar es un proceso muy difícil.

Los síntomas que se evidencian en la sulfatación son:

- La tensión siempre es inferior a la de los elementos normales.
- No se puede cargar la batería a toda su capacidad.
- No hay paso de corriente eléctrica debido a que el elemento sulfatado presenta un gran aumento en su resistencia eléctrica.
- Las placas positiva y negativa adquieren una coloración muy clara.

5.1.9.1.3.2 EFECTOS DE LA DESCARGA RÁPIDA SOBRE LAS BATERÍAS

Si se descarga rápidamente una batería, en primer lugar, no se obtiene toda la energía que esta es capaz de suministrar. Además, las descargas rápidas producen deformaciones y la prematura desintegración de las placas de los elementos, que se depositan en el fondo de los recipientes en forma de polvo hasta llegar a cortocircuitar ambas placas, inutilizando la batería.

5.1.9.1.3.3 EFECTOS DEL CALOR EN LAS BATERÍAS

Las altas temperaturas son sumamente perjudiciales para las baterías. Si la temperatura de las baterías supera los 40°C, es necesario disminuir el régimen de carga. Los lugares fríos o expuestos a bajas temperaturas también se deben evitar, debido a que temperaturas inferiores a 0 grados hacen que la resistencia interna de las baterías aumente considerablemente.

5.1.9.2 MANTENIMIENTO DE LAS INSTALACIONES AUTÓNOMAS

El mantenimiento de una instalación fotovoltaica que fue diseñada correctamente y con materiales de buena calidad, es mínimo, siendo suficiente una revisión anual y un control periódico del estado de la carga de las baterías.

El usuario de las instalaciones puede ejercer un mínimo control de la instalación para garantizar su buena conservación, e incluso encargarse de las operaciones de mantenimiento más simples, como por ejemplo la limpieza de los paneles (sobre todo las caras expuestas al sol) y los bornes de la batería, la inspección visual del estado de los conductores y empalmes, y la medición de la densidad del electrolito.

5.1.9.3 MANTENIMIENTO DE INSTALACIONES INTERCONECTADAS

El mantenimiento de sistemas fotovoltaicos conectados a la red es mínimo y de carácter preventivo: no tiene partes móviles sometidas a desgaste, ni requiere cambio de piezas ni lubricación. Dos aspectos que hay que tener en cuenta son, por una parte, asegurar que no haya sombra sobre los paneles; y por otra parte, mantener limpios los módulos fotovoltaicos, concretamente las caras expuestas al sol. Normalmente con la lluvia es suficiente, pero es importante asegurarse de la limpieza. Las pérdidas de energía producidas por la suciedad pueden llegar a ser el 5%, y se pueden evitar si se realiza una limpieza con agua (sin agentes abrasivos ni instrumentos metálicos) después de muchos días sin llover.

5.1.9.4 INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS EN AEROPUERTOS

Un sistema solar en un aeropuerto puede representar un peligro latente por el reflejo que pueden producir los paneles, debido a que ese brillo puede convertirse en un problema para los controladores aéreos e incluso los pilotos. Esto es un aspecto de seguridad operacional que se viene estudiando hace unos años debido a que tiempo atrás, en el aeropuerto de Manchester-Boston se recibieron múltiples quejas de los controladores aéreos sobre el deslumbramiento al que estaban expuestos durante algunos instantes del día, en la *Figura 5.77. Deslumbramiento causado por paneles solares[33].* se muestra el reflejo que se observa desde la torre de control de dicho aeropuerto[33].

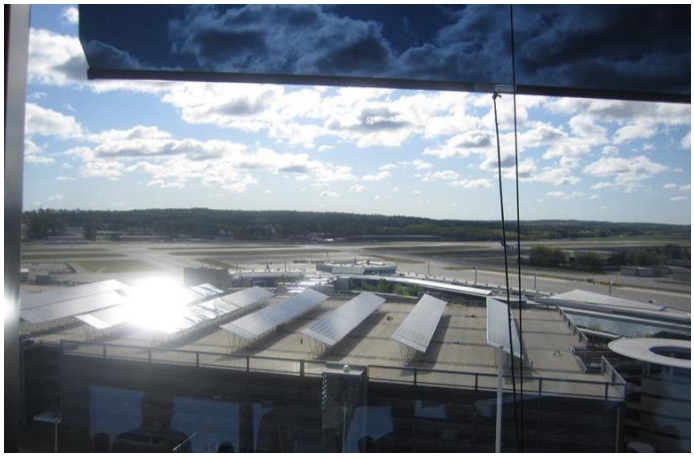


Figura 5.77. Deslumbramiento causado por paneles solares[33].

Los impactos del deslumbramiento se evalúan en función de la posición del sol, la posibilidad de que un área de superficie refleje la luz y la sensibilidad del receptor para observar el deslumbramiento. Los receptores sensibles en los aeropuertos incluyen la cabina de la torre de control del tráfico aéreo (ATCT) y

los pilotos desde la cabina de los aviones en aproximación. En la figura se muestra como el deslumbramiento puede afectar a un receptor sensible por el desplazamiento del sol.

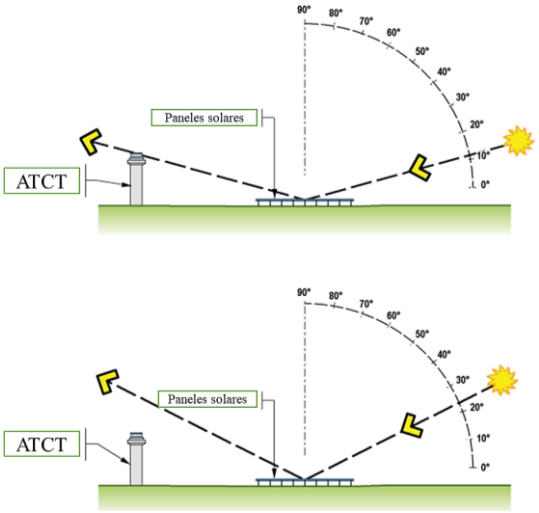


Figura 5.78 Deslumbramiento sobre receptores en torre de control[33].

5.2 REFERENCIAS

[1] C. Alexander and M. Sadiku, *Fundamentos de circuitos eléctricos*, 2nd ed. Ciudad de México: MacGraw Hill-Interamericana editores S.A, 2006.

[2] J. Fraile Mora, *Circuitos eléctricos*, 1st ed. Madrid: Pearson Education, 2012.

[3] D. G. Fink and H. Wayne Beaty, *Manual de ingeniería eléctrica*, 13th ed. Ciudad de México: Mcgraw-Hill, 1997.

[4] A. Creus Solé, *Instrumentación Industrial Octava Edición*, 8th ed. Ciudad de México: MARCOMBO S.A., 2011.

[5] R. Pallás Areny, *Sensores y acondicionadores de señal*, 4th ed. Barcelona: MARCOMBO S.A., 2003.

[6] Ingeniería electrónica.org, “Precisión, exactitud y sensibilidad – Mediciones Eléctricas.” [Online]. Available: https://ingenieriaelectronica.org/precision-exactitud-y-sensibilidad-mediciones-electricas/. [Accessed: 20-Mar-2019].

[7] J. A. Hernández, “Metodología para el análisis técnico de la masificación de sistemas fotovoltaicos como opción de generación distribuida en redes de baja tensión,” 2012.

[8] Comisión Reguladora de Energía, “Generación distribuida,” 2017. [Online]. Available: https://www.gob.mx/cre/articulos/generacion-distribuida-102284. [Accessed: 07-Mar-2019].

[9] Gramas. Consultoría de construcciones bioclimáticas eficiencia energética y energías renovables, “Generación de energía centralizada vs generación energía distribuida,” 2012. [Online]. Available: https://gramaconsultores.wordpress.com/2012/01/16/generacion-de-energia-centralizada-vs-generacion-energia-distribuida/. [Accessed: 07-Mar-2019].

[10] S.-E. Razavi *et al.*, “Impact of distributed generation on protection and voltage regulation of distribution systems: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 105, pp. 157–167, 2019.

[11] S. Vijayavenkataraman, S. Iniyan, and R. Goic, “A review of climate change, mitigation and adaptation,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, pp. 878–897, 2011.

[12] IRENA (International Renewable Energy Agency), *Estadísticas de capacidad renovable 2018*. Abu Dhabi: IRENA, 2018.

[13] XM S.A. E.S.P, “Capacidad efectiva por tipo de generación,” 2019. [Online]. Available: http://paratec.xm.com.co/paratec/SitePages/generacion.aspx?q=capacidad. [Accessed: 11-Feb-2019].

[14] T. Floyd, *Dispositivos electrónicos*, 8th ed. Ciudad de México: Pearson Education, 2008.

[15] D. Giancoli, *Física para ciencias e ingeniería*, 4th ed. Ciudad de México: Pearson Education, 2009.

[16] R. Sánchez, “Análisis de sensibilidad como medio de optimización en sistemas fotovoltaicos interconectados a la red,” Universidad Nacional Autónoma de México, 2016.

[17] Tech Delft University of Technology, “Edx DelftX: PV3x.” [Online]. Available: https://courses.edx.org/courses/course-v1:DelftX+PV3x+1T_2018/course/. [Accessed: 12-Feb-2019].

[18] Muy Interesante, “El sol,” 2019. [Online]. Available: https://www.muyinteresante.es/ciencia/articulo/que-ocurrira-cuando-el-sol-muera-971525864559.

[19] Tayabeixo, “Características generales del sol,” 2019. [Online]. Available: http://www.tayabeixo.org/sist_solar/sol/caracteristicas.htm.

[20] D. Alvarez, “Evaluación de la 0rientación y el ángulo de inclinación óptimo de una superficie plana para maximizar la capacitación de irradiación solar en Cuenca-Ecuador,” 2017.

[21] Romero Jacobo, “Análisis del funcionamiento de paneles fotovoltaicos y su utilizacion en las regiones de la costa y sierra del Ecuador. Caso de estudio: Biblioteca Pompeu Fabra de Mataró.,” 2013.

[22] IDEAM, “Atlas de radiación solar,” 2019. [Online]. Available: http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasRadiacion.html.

[23] Ente Vasco de la Energía, “La energía solar fotovoltaica en el País Vasco,” p. 94, 2000.

[24] G. Díaz, T. ; Carmona, *INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS*. 2010.

[25] M. S. Bordón, “ESTUDIO Y ANÁLISIS DE UN REGULADOR DE CARGA DE BATERÍAS,” 2010.

[26] M. Á. Sánchez, *Energía solar fotovoltaica*, 1st ed. México D.F: Limusa S.A, 2013.

[27] A. Smets, K. Jäger, O. Isabella, R. Van Swaaij, and M. Zeman, *Solar energy: The physics and engineering of photovoltaic conversion, technologies and systems*, 1st ed. Cambridg, England: UIT Cambridge Ltd, 2016.

[28] N. Moreno Alfonso and L. García Diaz, *Instalaciones de Energía Fotovoltaica. Cómo rentabilizar la energía solar*, 1st ed. Madrid: Garceta grupo editorial, 2010.

[29] IDEAM, *Atlas de radiación solar de Colombia*, 1st ed. Bogotá D.C: IDEAM, 2005.

[30] EPM, “Uso inteligente de la energía electrica,” 2012. [Online]. Available: https://www.epm.com.co/site/portals/2/documentos/banco_de_recomendaciones_uso_inteligente_energia_electricamarzo_27.pdf. [Accessed: 21-Mar-2019].

[31] Whole Sale Solar, “Shop Power Inverters.” [Online]. Available: https://www.wholesalesolar.com/cms/sma-sunny-boy-5.0-us-inverter-specs-4261801217.2931725.pdf. [Accessed: 05-Mar-2019].

[32] ENF Solar, “ENF Acelerating the Industry.” [Online]. Available: https://www.enfsolar.com/pv/panel-datasheet/crystalline/30946?utm_source=ENF&utm_medium=panel_list&utm_campaign=enquiry_product_directory&utm_content=62355. [Accessed: 05-Mar-2019].

[33] T. Hurtado, D. Preciado, “DISEÑO Y EVALUACIÓN DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO PARA EL AEROPUERTO JOSÉ MARÍA CÓRDOVA,” p. 138, 2018.