



**Universidad Nacional Autónoma de México
Facultad de Ingeniería**

**Instalación y puesta en operación de un sistema
fotovoltaico autónomo de 1kw de potencia.**

Tesis

Para optar por el título de Ingeniero Eléctrico Electrónico

Presenta

Ramírez Cruz José Luis Zaratustra

Asesor

Dr. Sebastian Pathiyamattom Joseph

México, D.F, Abril del 2014

ÍNDICE DESGLOSADO

| | |
|--|----------|
| Capítulo 1. Introducción a los sistemas de energía renovable | 4 |
| 1.1 La radiación solar..... | 4 |
| 1.1.1 Espectro luminoso..... | 4 |
| 1.1.2 Masa de Aire..... | 5 |
| 1.1.3 Variación del espectro luminoso..... | 6 |
| 1.1.4 Insolación..... | 6 |
| 1.1.5 Unidades de Medida..... | 6 |
| 1.1.6 Variación de la insolación..... | 6 |
| 1.1.7 Irradiación del sol..... | 7 |
| 1.1.8 Día solar promedio..... | 8 |
| 1.1.9 Representación de los datos..... | 8 |
| 1.1.10 Latitud, Latitud +15° Latitud -15° | 9 |
| 1.1.11 Radiación solar en las américas..... | 9 |
| 1.2 Geometría solar..... | 22 |
| 1.2.1 Geometría del movimiento terrestre..... | 22 |
| 1.2.2 Movimiento aparente del sol..... | 25 |
| 1.2.3 Hora oficial y hora solar..... | 28 |
| 1.2.4 Geometría de la radiación incidente en sistemas fotovoltaicos..... | 30 |
| 1.2.5 Sistema estático..... | 31 |
| 1.3 La célula fotovoltaica..... | 32 |
| 1.3.1 Fotovoltaico..... | 32 |
| 1.3.2 Conductores aisladores y semiconductores..... | 32 |
| 1.3.3 Tipo N..... | 32 |
| 1.3.4 Tipo P..... | 32 |
| 1.3.5 Juntura N-P..... | 32 |
| 1.3.6 Estado de equilibrio..... | 33 |
| 1.3.7 El fenómeno fotovoltaico..... | 34 |
| 1.3.8 Voltaje de salida..... | 34 |
| 1.3.9 Potencia eléctrica de salida..... | 34 |
| 1.3.10 Material Cristalino y Policristalino..... | 35 |
| 1.3.11 Eficiencia de conversión..... | 35 |
| 1.3.12 Superficie activa..... | 36 |
| 1.3.13 Forma geométrica..... | 36 |
| 1.3.14 Material anti-reflectante..... | 36 |
| 1.3.15 Material Amorfo..... | 36 |
| 1.4 El panel fotovoltaico..... | 37 |
| 1.4.1 El panel fotovoltaico..... | 37 |
| 1.4.2 voltaje de salida..... | 38 |
| 1.4.3 Forma geométrica..... | 38 |
| 1.4.4 Ensamblado mecánico..... | 38 |
| 1.4.5 Contactos eléctricos..... | 39 |
| 1.4.6 Potencia de salida..... | 39 |
| 1.4.7 Curvas I-V..... | 40 |
| 1.4.8 Curvas I-V: Zona de transición..... | 40 |

| | |
|---|----|
| 1.4.9. Efecto de la temperatura de trabajo..... | 41 |
| 1.4.10 Máxima potencia de salida..... | 41 |
| 1.4.11 Factor de degradación..... | 41 |
| 1.4.12 Evaluación de la potencia de salida..... | 42 |
| 1.4.13 Temperatura de trabajo..... | 42 |
| 1.4.14 Representación de los datos técnicos..... | 43 |
| 1.4.15 Información genérica..... | 43 |
| 1.4.16 Parámetros Eléctricos..... | 43 |
| 1.4.17 Parámetros mecánicos..... | 44 |
| 1.4.18 Información técnica..... | 44 |
| 1.5 Sistema fotovoltaico..... | 46 |
| 1.5.1 Sistema fotovoltaico: La carga eléctrica..... | 46 |
| 1.5.2 Tipos de carga..... | 46 |
| 1.5.3 Valor energético..... | 47 |
| 1.5.4 Régimen de uso..... | 47 |
| 1.5.5 Régimen nocturno..... | 47 |
| 1.5.6 Régimen diurno..... | 47 |
| 1.5.7 Régimen Mixto..... | 48 |
| 1.5.8 Transitorios..... | 48 |
| 1.5.9 Comienzo del diseño..... | 48 |
| 1.5.10 Sistema fotovoltaico para uso doméstico..... | 48 |
| 1.5.11 Bloque de generación..... | 49 |
| 1.5.12 Bloque de acumulación..... | 49 |
| 1.5.13 Bloqueo de monitoreo..... | 49 |
| 1.5.14 Bloque de cableado..... | 50 |
| 1.5.15 Balance del sistema..... | 50 |
| 1.5.16 Sistemas fotovoltaicos pequeños..... | 50 |

Capítulo 2. Desarrollo experimental..... 51

| | |
|--|----|
| 2.1 El módulo fotovoltaico..... | 51 |
| 2.1.1 Numero de circuitos en serie..... | 53 |
| 2.1.2 Numero de módulos en total..... | 53 |
| 2.1.3 Numero de módulos en paralelo..... | 53 |
| 2.1.4 Corriente de máxima potencia del sistema fotovoltaico..... | 54 |
| 2.1.5 Corriente de corto circuito del sistema fotovoltaico..... | 54 |
| 2.1.6 Voltaje a potencia máxima del arreglo..... | 54 |
| 2.1.7 Voltaje a circuito abierto del arreglo fotovoltaico..... | 54 |
| 2.2El controlador de baterías..... | 55 |
| 2.2.1 Cálculo de la corriente de entrada del regulador..... | 56 |
| 2.2.2Calculo de la corriente de salida de un regulador..... | 56 |
| 2.3 El banco de baterías..... | 56 |
| 2.3.1 Calculo del banco de baterías..... | 56 |
| 2.4El inversor..... | 58 |
| 2.4.1 Calculo del inversor..... | 58 |
| 2.5 Conductores eléctricos..... | 58 |
| 2.5.1 Sección de corriente directa..... | 58 |

| | |
|---|----|
| 2.5.2 Sección de corriente alterna..... | 61 |
| 2.6 Equipo de medición y aspectos de seguridad..... | 62 |
| 2.6.1 Caja de paralelos..... | 62 |
| 2.6.2 Protecciones eléctricas..... | 62 |
| 2.6.3 Calculo de las protecciones termomagnéticas..... | 63 |
| 2.6.4 Diodo..... | 63 |
| 2.6.5 Supresor de transitorios..... | 64 |
| 2.6.6 Calculo de los conductores de tierra y protecciones en el banco de baterías | 64 |
| 2.6.7 Calculo de las protecciones y conductor de puesta a tierra para la sección de corriente alterna..... | 65 |
| 2.6.8 Dispositivos de medición para la caracterización del sistema..... | 65 |
| 2.7 Diagrama de la instalación eléctrica..... | 69 |
| 2.8 Selección del lugar e instalación del módulo solar..... | 70 |
| 2.9 Instalación del controlador de carga..... | 70 |
| 2.10 Instalación del banco de baterías..... | 71 |
| 2.11 Instalación del inversor..... | 72 |
| 2.12 Instalación eléctrica de la caseta a alimentar..... | 72 |
| 2.13 Croquis de la instalación fotovoltaica..... | 73 |
| 2.14 Medición de irradiancia solar, temperatura y potencia generada por el modulo fotovoltaico (Voc, Icc, Vm, Im, Pm)..... | 74 |
| 2.15 Calculo de eficiencia del módulo fotovoltaico..... | 75 |
| 2.16 Tiempo de carga del banco de baterías con las condiciones de irradiancia actuales. | 75 |
| 2.17 Tiempo de respaldo de energía con el banco de baterías..... | 76 |
| 2.18 Voltaje del banco de baterías..... | 76 |
| 2.19 Voltaje de salida del inversor..... | 77 |
| 2.20 Calculo de caída de tensión..... | 77 |
| 2.21 Análisis de pérdidas en el sistema general..... | 78 |

Capítulo 3. Resultados.....79

| | |
|--|----|
| 3.1 Interpretación de resultados obtenidos en la medición de Voltaje a circuito abierto vs irradiancia..... | 79 |
| 3.2 Interpretación de resultados obtenidos en la medición de Voc vs temperatura del módulo..... | 80 |
| 3.3 Interpretación de resultados obtenidos en la medición de Icc vs irradiancia..... | 82 |
| 3.4 Interpretación de resultados obtenidos en la medición de Icc vs Temperatura del módulo..... | 84 |
| 3.5 Interpretación de resultados obtenidos en la medición de I-V del módulo solar...85 | |
| 3.6 Eficiencia general del sistema fotovoltaico..... | 86 |

Conclusiones, recomendaciones, alcances y limitaciones.....88

| | |
|--|----|
| Referencias Bibliográficas..... | 88 |
| Apéndice A – Índice de figuras y tablas..... | 89 |
| Apéndice B - Glosario de terminología utilizada..... | 95 |

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN A LOS SISTEMAS DE ENERGÍA RENOVABLE

1.1 La radiación solar

La radiación solar es el conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el sol. El sol es una estrella que se encuentra a una temperatura media de 6000k en cuyo lugar tiene una serie de reacciones de fusión nuclear, que produce una pérdida de masa que se transforma en energía. Esta energía es liberada por el sol y es transmitida hacia el exterior por medio de radiación solar.

1.1.1 Espectro luminoso

La luz generada por el sol o por cualquier fuente de luz esta formada por un conjunto de radiaciones electromagnéticas de muy alta frecuencia que tienen un cierto rango y se le llama **espectro luminoso**.

Las ondas de frecuencias bajas del espectro solar llamadas ondas infrarrojas son las que proporcionan el calor y las de altas frecuencias son las ultravioletas que nos proporcionan la fotosíntesis y el bronceado de la piel. Esos 2 extremos forman parte del espectro solar. La variación de la longitud de onda nos indica la variación de la intensidad luminosa. La figura 1.1 nos muestra la composición del espectro luminoso.

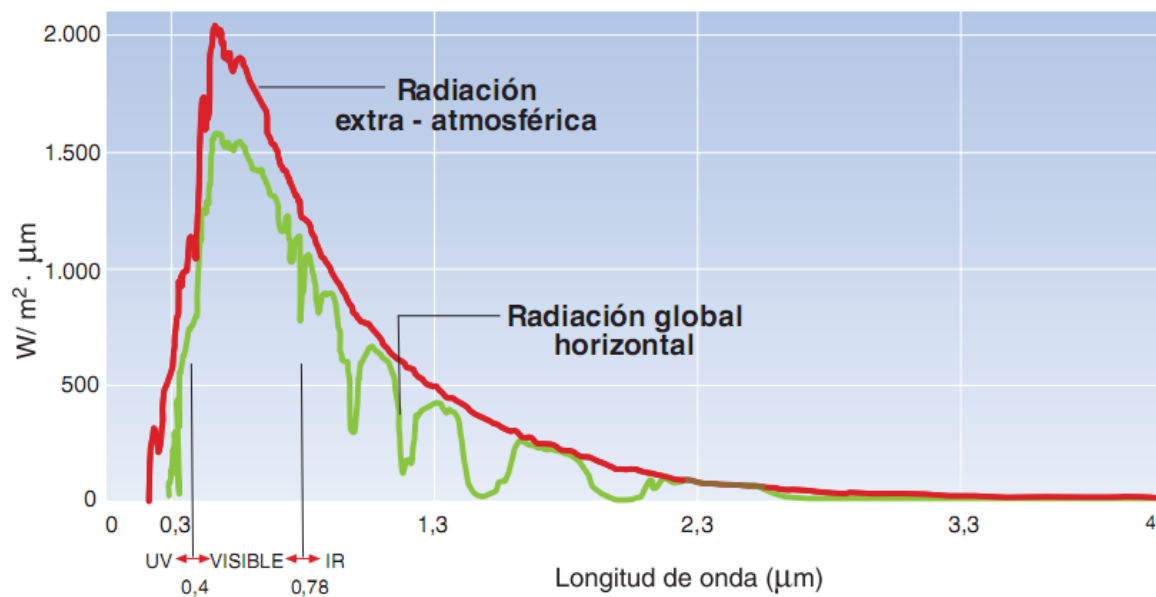


Figura 1.1 Espectro luminoso de la radiación solar.

El color de la luz solar depende de la composición de frecuencias. La intensidad y frecuencias del espectro luminoso generado por el sol sufren alteraciones cuando la luz atraviesa la atmosfera. Se debe a la absorción, reflexión y dispersión de la luz incidente por el sol. Los gases existentes en la atmosfera forman parte de filtros para ciertas frecuencias, disminuyendo su amplitud o siendo absorbidas completamente. El proceso fotovoltaico responde a **cierto rango de frecuencias** dentro

del espectro visible, de manera que es importante definir el espectro de radiación de la fuente luminosa que se utiliza para evaluar la celda fotovoltaica. Esto se hace especificando un parámetro denominado **masa de aire**.

1.1.2 Masa de Aire

La posición relativa del sol respecto a la horizontal del lugar determina el valor de la masa de aire. Cuando los rayos del sol caen formando un ángulo de 90° respecto a la horizontal, se dice que el sol ha alcanzado el zenit.

Para esta posición la radiación directa del sol atraviesa una distancia mínima a través de la atmósfera. Cuando el sol está más cercano al horizonte, esta distancia se incrementa, es decir, la masa de aire es mayor. La figura 1.2 ilustra esta situación.

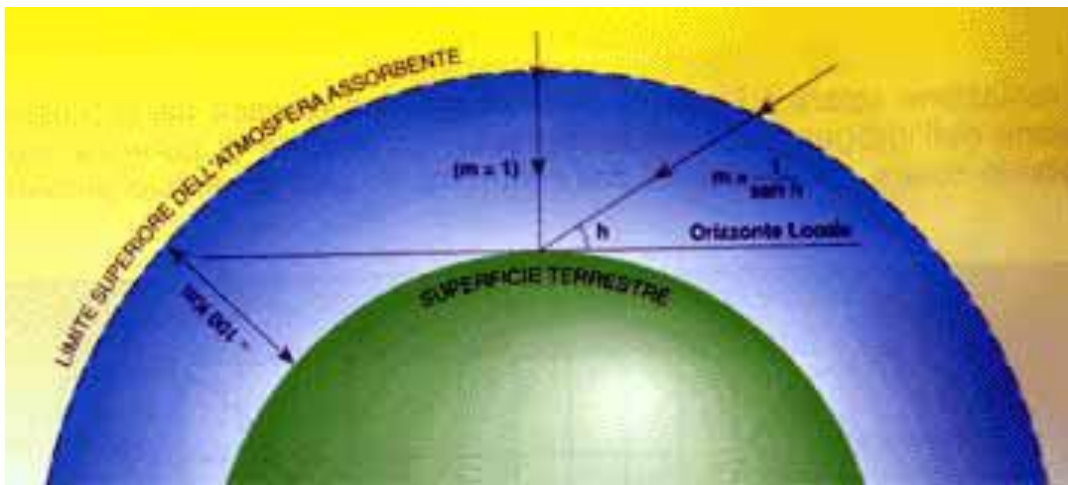


Figura 1.2 Masa de aire.

A la posición del sol en la zenit se le denomina a la masa de aire con el valor de 1 (M1). La masa de aire se puede calcular por medio de la expresión:

$$\text{Masa de aire} = \frac{1}{\cos \alpha} \quad (1.1)$$

Donde α es el ángulo formado entre la posición de la zenit y la posición del sol en ese momento, $\cos \alpha$ es el valor del coseno de ese ángulo, el que varía su magnitud de la masa de aire entre 1 y 0 para 0° y 90° respectivamente. Para valores de α mayores a 0° el valor de $\cos \alpha$ es siempre menor a la unidad, de manera que el valor de la masa de aire se incrementa. Valores para la masa de aire arriba de la unidad indica que la radiación directa debe atravesar una distancia mayor dentro de la atmósfera. El ángulo de inclinación respecto a la posición del zenit (vertical) puede ser calculado con la expresión anterior. Se deduce así que una masa de aire de 1.5 corresponde a un ángulo α de 48° aproximadamente. Algunas veces la masa de aire se le asigna arbitrariamente el valor de 0 $M=0$ para el espectro luminoso fuera de la atmósfera. Este valor carece de sentido matemático.

1.1.3 Variación del espectro luminoso

Al incrementarse la distancia, la absorción, la reflexión y dispersión de la luz solar también se incrementan, cambiando el rango de frecuencias que integran el espectro luminoso, así como la intensidad del mismo. Esto explica las variaciones de intensidad y color de la luz durante la salida y puesta del sol. La fuente luminosa para medir la potencia de salida de un panel FV tiene un espectro luminoso correspondiente a una masa de 1.5 (M1.5), el que ha sido como estándar. La intensidad es muy cercana a $1 \frac{Kw}{m^2}$.

1.1.4 Insolación

La cantidad total de radiación solar (Directa y reflejada) que se recibe en un punto determinado del planeta, sobre una superficie de $1 m^2$, para un determinado ángulo de inclinación entre la superficie colectora y la horizontal del lugar, recibe el nombre de **insolación**. El termino deriva de la palabra inglesa **insolation**, la que a su vez representa un **acronismo** derivado de otras 3 palabras del mismo idioma: **incident solar radiation** (radiación solar incidente).

El valor de la insolación en una dada locación debe reflejar el **valor promedio** de la misma. Para obtenerlo, se necesita tener en cuenta las variaciones cíclicas estacionales, conduciendo mediciones de la radiación solar diaria durante 10 o más años. En los Estados Unidos de Norteamérica, esta tarea es llevada a cabo por el National Renewable Energy Laboratory (NREL) con sede en Golden, Colorado, desde 1961. Las mediciones de insolación diaria se toman usando colectores fijos, con distintos ángulos de inclinación con respecto a la horizontal, así como colectores móviles (los que siguen la trayectoria del sol automáticamente). El centro de estudios para la energía solar (Censolar) publica datos para la insolación media, en un plano horizontal, para una multitud de países en el mundo.

1.1.5 Unidades de Medida

Se usan diferentes unidades para expresar el valor de la insolación en un lugar. La más conveniente para nuestra aplicación es el Kilowatt*hora por metro cuadrado ($\frac{Kwh}{m^2}$), o su valor equivalente en mili watt*hora por centímetro cuadrado ($\frac{mWh}{cm^2}$). Si la energía del sol se utilizare para calentar agua, resulta más conveniente usar como unidad de calorías por metro cuadrado ($\frac{cal}{m^2}$) o los ($\frac{btu}{ft^2}$) (British ThermalUnits por metro cuadrado). La reducción de una cantidad a otra puede hacerse recordando que $1 \frac{Kwh}{m^2} = 860 \frac{cal}{m^2} = 317.02 \frac{btu}{ft^2}$.

1.1.6 Variación de la insolación

Si la superficie colectora mantiene un ángulo de inclinación fijo, el valor de la insolación en una dada locación depende de las condiciones atmosféricas y la posición del sol respecto al horizonte. La presencia de nubes incrementa la absorción, reflexión y dispersión de la radiación solar ver figura 1.3. Las zonas desérticas, dada la carencia de nubes, tienen los mayores valores de

insolación en el planeta. La posición del sol respecto a la horizontal cambia durante el día y las estaciones. El valor de insolación al amanecer y al atardecer, así como en el invierno, es menor que en el medio día o en el verano.

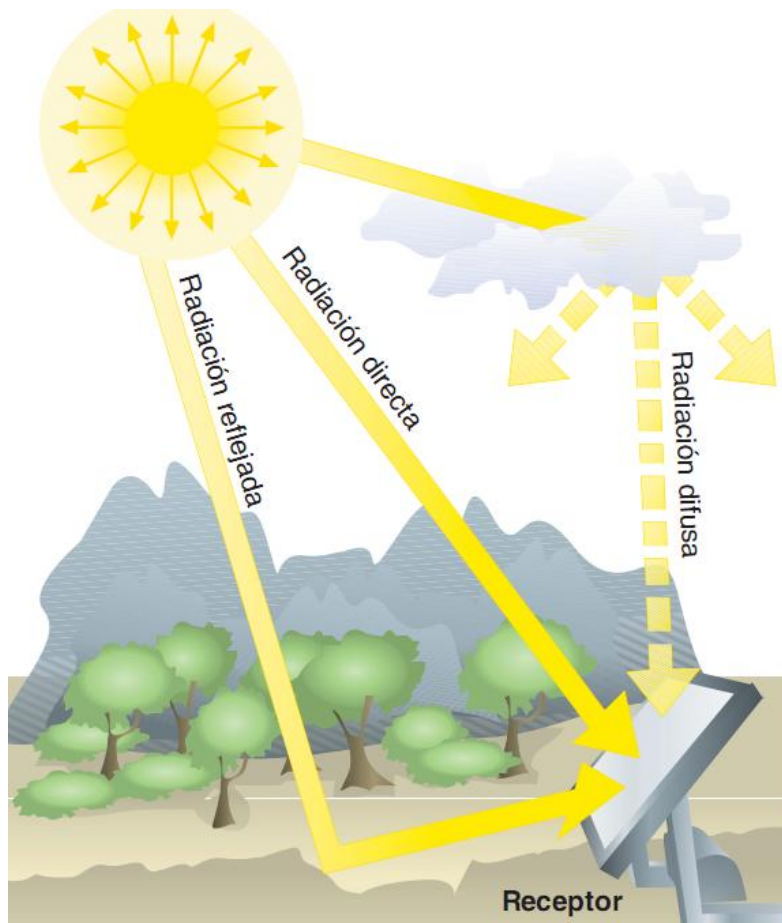


Figura 1.3 Tipos de radiación sobre una superficie.

1.1.7 Irradiación del sol

Irradiación es el valor de potencia luminosa. Los fabricantes de paneles fotovoltaicos (FV's) determinan la máxima potencia de salida **usando una fuente con una potencia luminosa de $1 \frac{Kw}{m^2}$** . Este valor, conocido con el nombre de SOL, se ha convertido en un estándar para la industria, facilitando la comparación de paneles de distintos orígenes. Recordando que $1 m^2=10000 cm^2$, y que $1 KW=1000 W$, se tiene que:

$$1 \text{ SOL} = 1 \frac{Kw}{m^2} = 100 \frac{mW}{cm^2}$$

Las 2 cantidades son usadas, indistintamente, en las especificaciones de paneles fotovoltaicos (FV's).

1.1.8 Día solar promedio

El valor de la irradiación varía al variar la masa de aire, la que cambia constantemente desde el amanecer al anochecer. Para simplificar el cálculo de la energía eléctrica generada diariamente por un panel FV, se acostumbra a definir un día solar promedio. Este valor es el número de horas, del total de horas entre el amanecer y el anochecer, durante el cual el sol irradia con una potencia luminosa de 1 SOL. Supongamos como ejemplo, que el promedio de insolación diaria en una locación es de $5 \frac{Kwh}{m^2}$. Si este valor lo dividimos por 1 SOL, se obtiene el valor (en horas) del día solar promedio para esa locación y esa inclinación.

En nuestro ejemplo:

$$\text{DIA SOLAR: } \frac{5 \frac{Kwh}{m^2}}{1 \frac{Kw}{m^2}} = 5 \text{ horas}$$

Recordando que los paneles son evaluados usando una intensidad luminosa de 1 SOL, **la duración del día solar promedio representa la cantidad de horas, del total de la luz diaria, en que el panel es capaz de generar la potencia máxima de salida especificada por el fabricante.**

1.1.9 Representación de los datos

El NREL publica en forma periódica, los valores de insolación promedio, para una locación, usando colectores fijos con 5 ángulos de inclinación: horizontal (0°), latitud del lugar menos 15°, latitud más 15°, y vertical 90°. Estos datos son complementados con mediciones tomadas usando superficies colectoras móviles, las que son montadas en aparatos que, automáticamente, siguen la trayectoria del sol. La información mensual proporciona, además, los valores de insolación máxima y mínima registrados para ese periodo.

Complementando los datos de insolación, se tienen datos meteorológicos de la máxima y mínima temperatura, porcentaje de humedad relativa, y velocidad promedio del viento en la locación. Un dato importante, el de **los días promedio sin sol**, no forma parte de la información, a pesar de su importancia de la determinación de la reserva de energía (banco de baterías), como veremos más adelante.

El ángulo de inclinación de la superficie colectora es el que esta forma con la horizontal, tal como ilustra la figura 1.4.

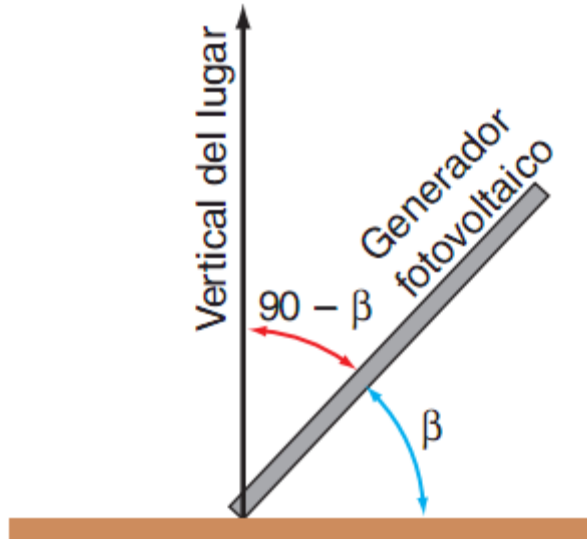


Figura 1.4 Angulo de inclinación (β).

Con las estaciones, la altura del sol con respecto a la horizontal cambia al alcanzar la zenit. La diferencia de altura respecto a la horizontal varía con la latitud del lugar. Para las locaciones donde el cambio de altura es apreciable, la variación del ángulo de inclinación permite que los rayos solares incidan casi perpendicularmente sobre la superficie colectora durante todo el año, lo que incrementa el nivel de energía que puede ser transformada.

El ángulo deberá incrementarse cuando la altura del sol sobre el zenit es menor. En estas locaciones, la duración del día solar promedio, para una misma estación, varía en función del ángulo de inclinación.

1.1.10 Latitud, Latitud +15° Latitud -15°

Una forma universal de presentar los valores de insolación es usar, como referencia, un ángulo de inclinación para la superficie colectora que es igual al de la latitud del lugar. Los valores así obtenidos son complementados con mediciones hechas con ángulos de inclinación que varían $\pm 15^\circ$ respecto al valor de referencia.

1.1.11 Radiación solar en las américas

Las figuras 1.4 a la 1.15 muestran los valores promedios para la radiación solar en el continente americano, durante un año, para tres ángulos de inclinación de los paneles respecto a la horizontal del lugar: latitud, latitud más 15° y latitud menos 15°. Estas cantidades representan, asimismo, la duración (en horas) del día solar promedio. En estos mapas se usa un punto, en lugar de coma, para separar la cantidad decimal (Notación típica de los EEUU de América).

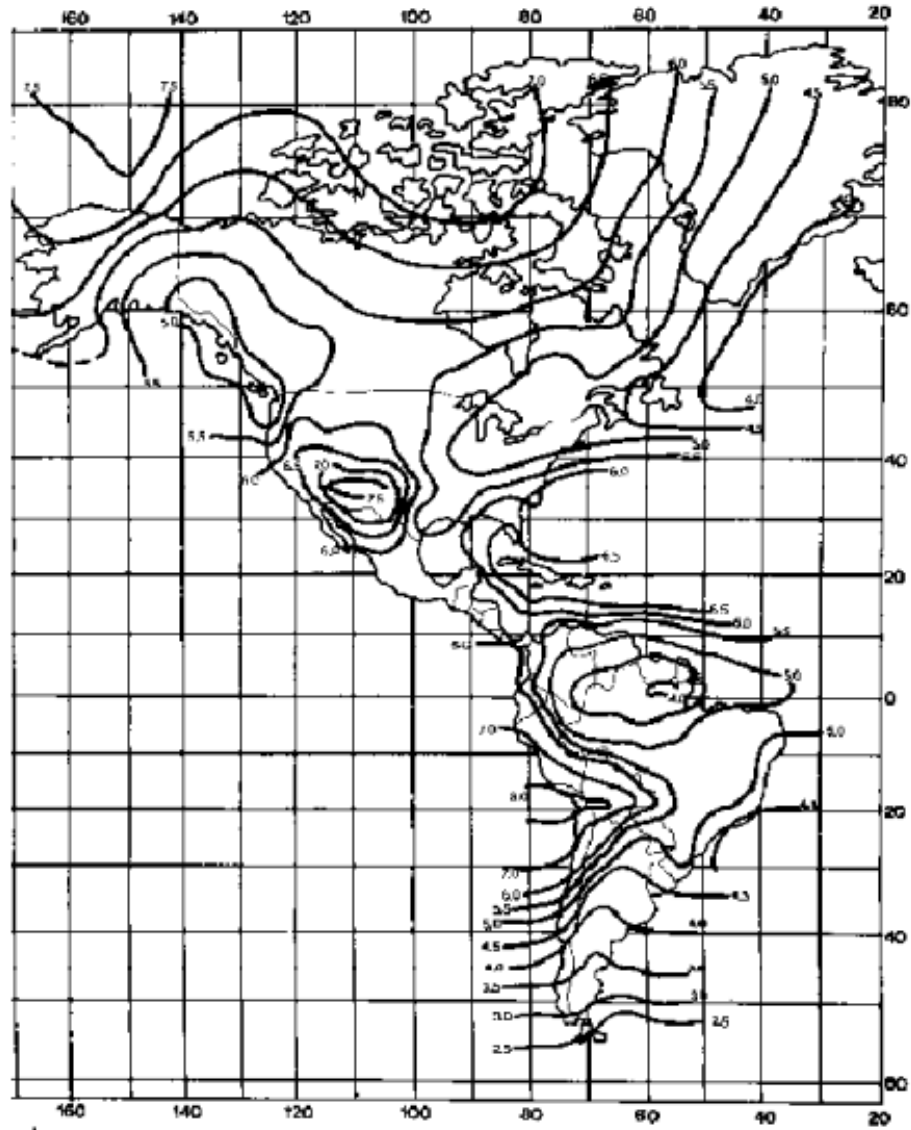


Figura 1.5 Duración del día solar.

Inclinación: Latitud.

Norte del ecuador: Primavera.

Sur del ecuador: Otoño.

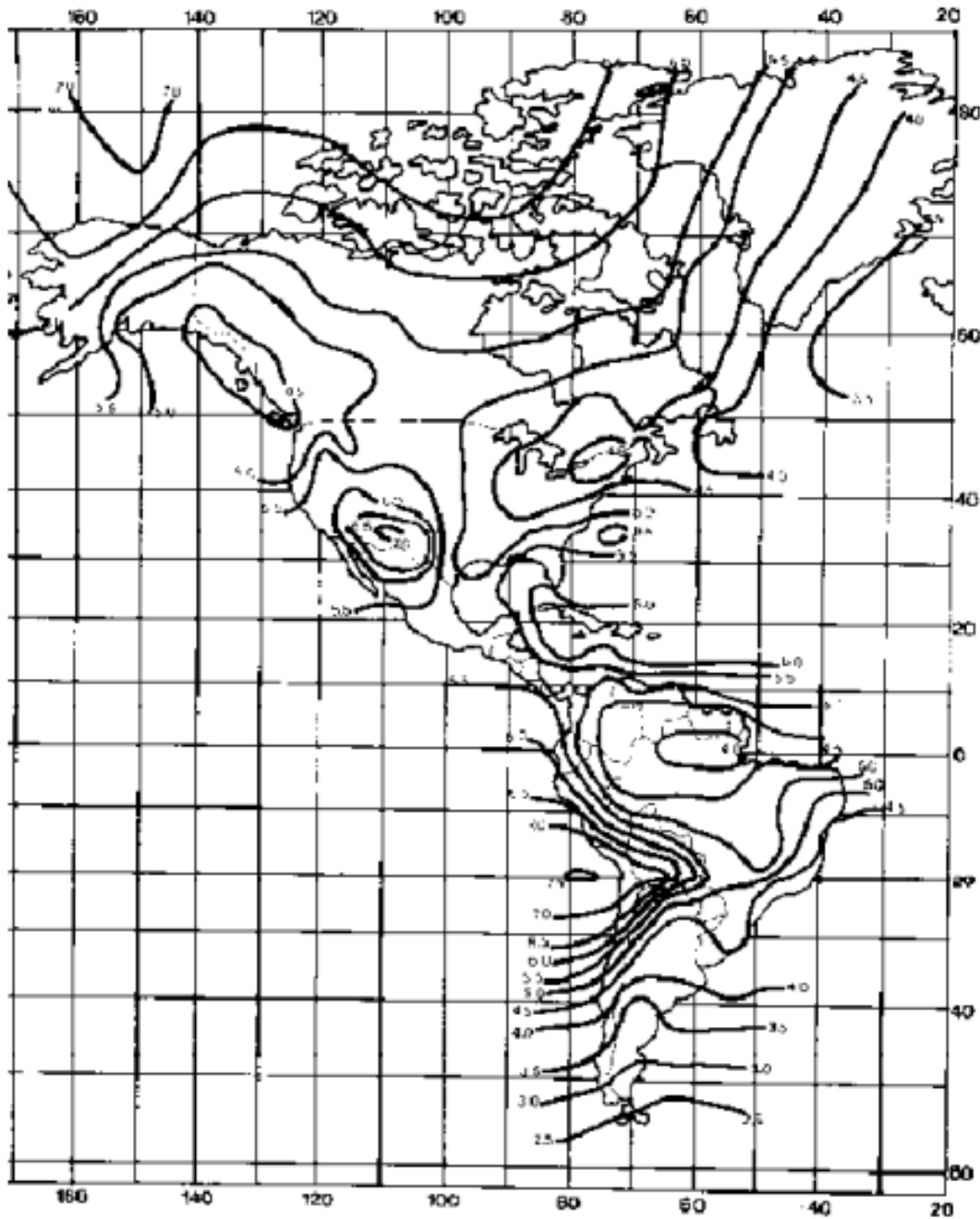


Figura 1.6 Duración del día solar.

Inclinación: LATITUD +15°.

Norte del ecuador: Primavera.

Sur del ecuador: Otoño.

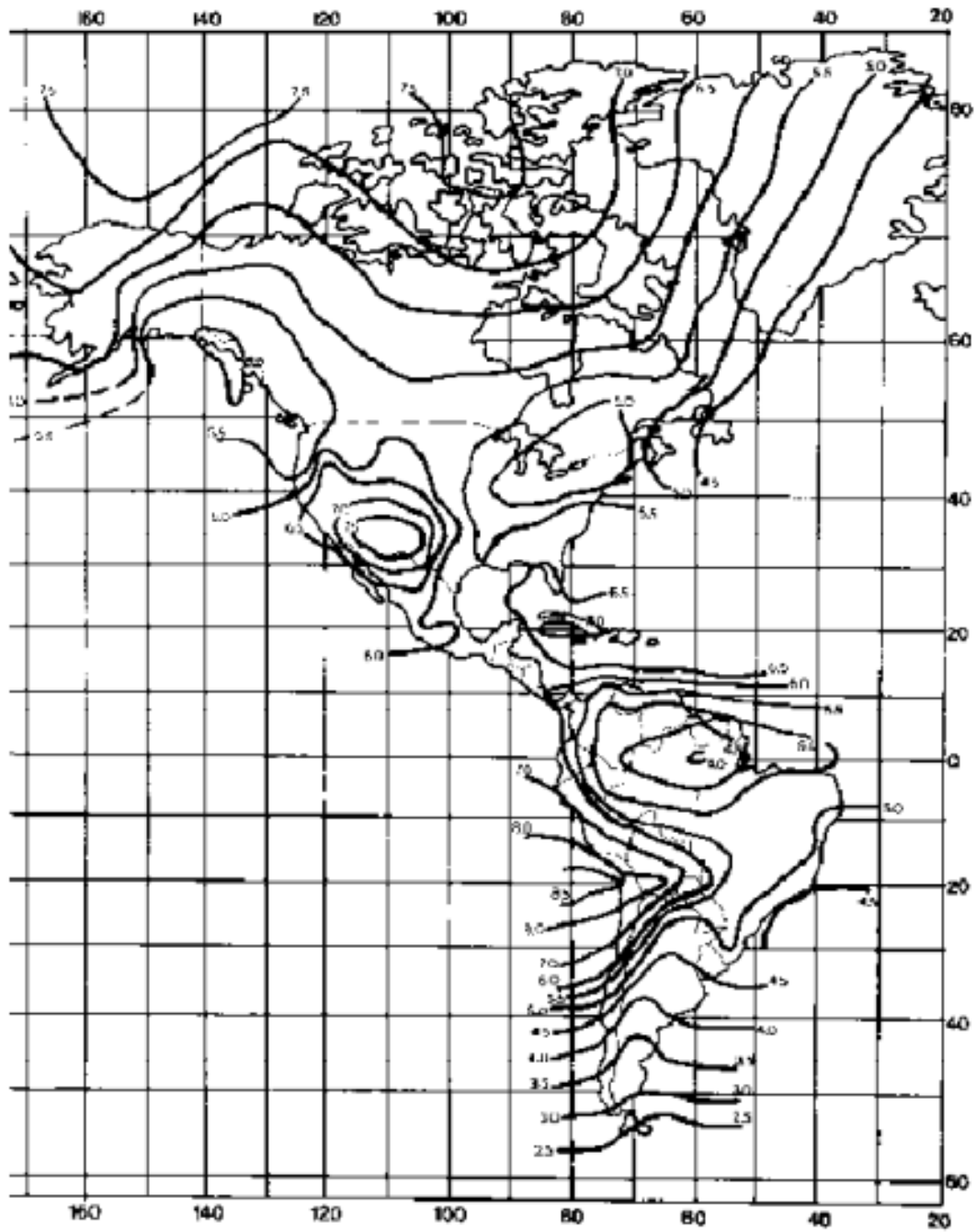


Figura 1.7 Duración del día solar.

Inclinación: LATITUD -15° .

Norte del ecuador: Primavera.

Sur del ecuador: Otoño.

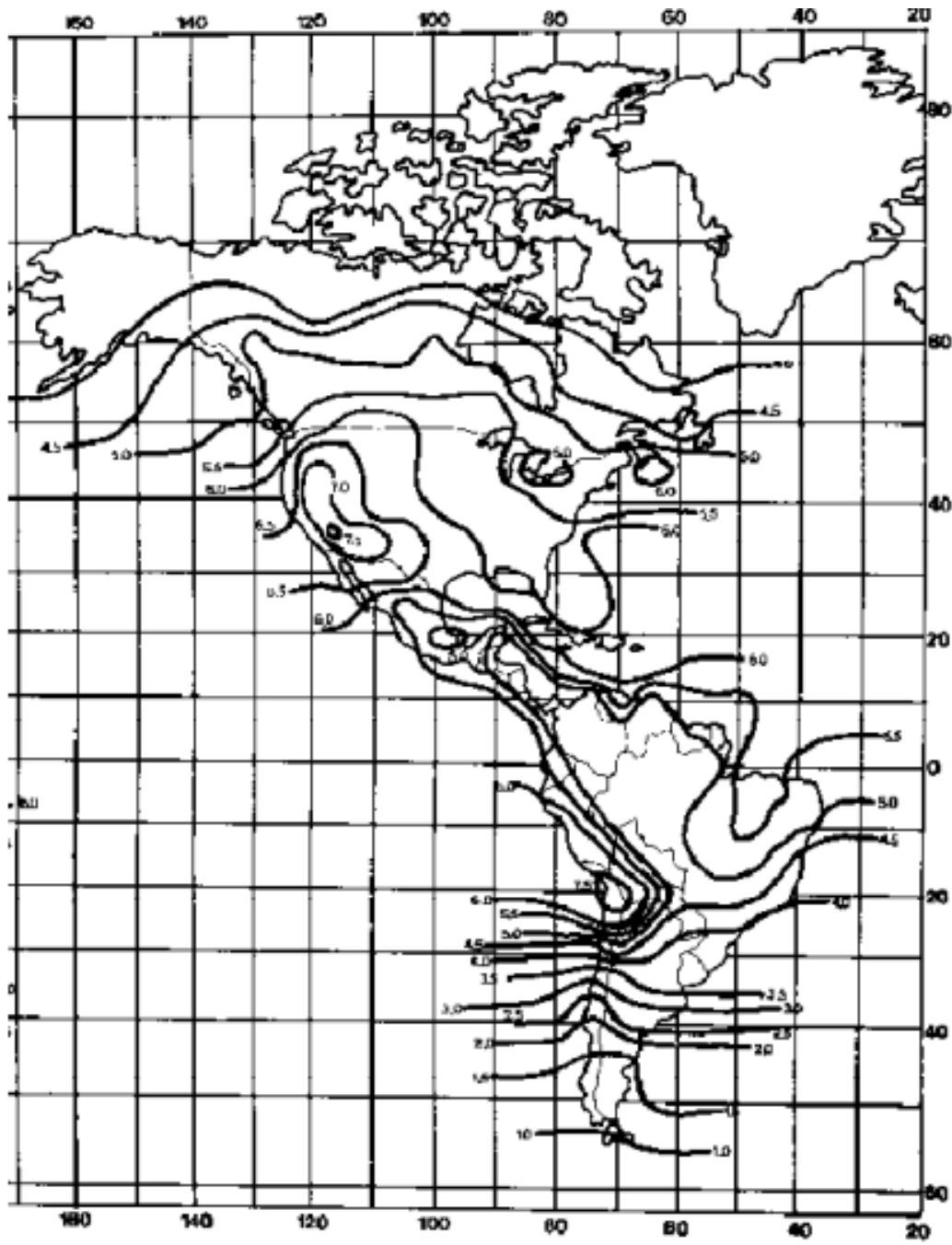


Figura 1.8 Duración del día solar.

Inclinación: LATITUD.

Norte del ecuador: Verano.

Sur del ecuador: Invierno.

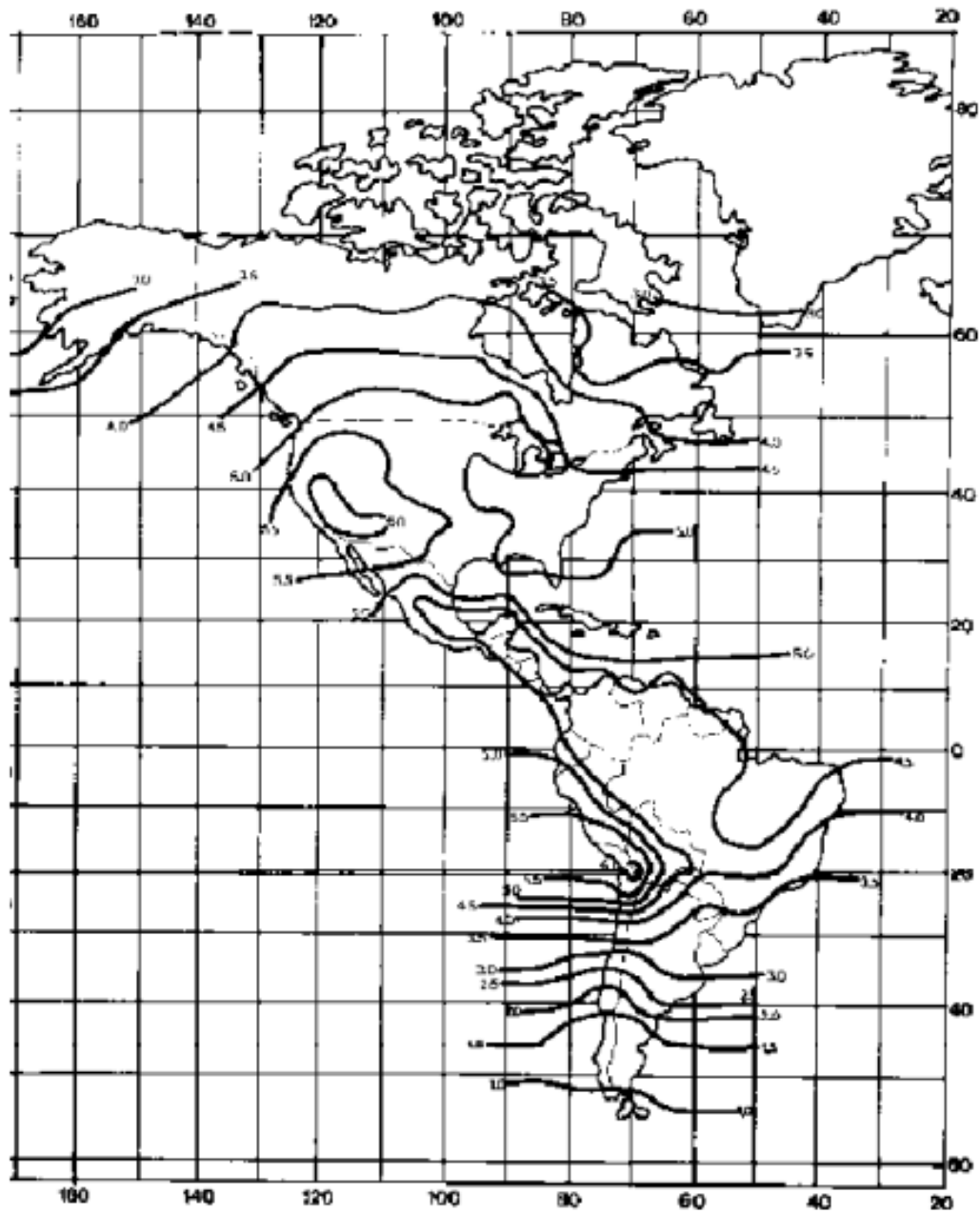


Figura 1.9 Duración del día solar.

Inclinación: LATITUD +15°

Norte del ecuador: Verano.

Sur del ecuador: Invierno.

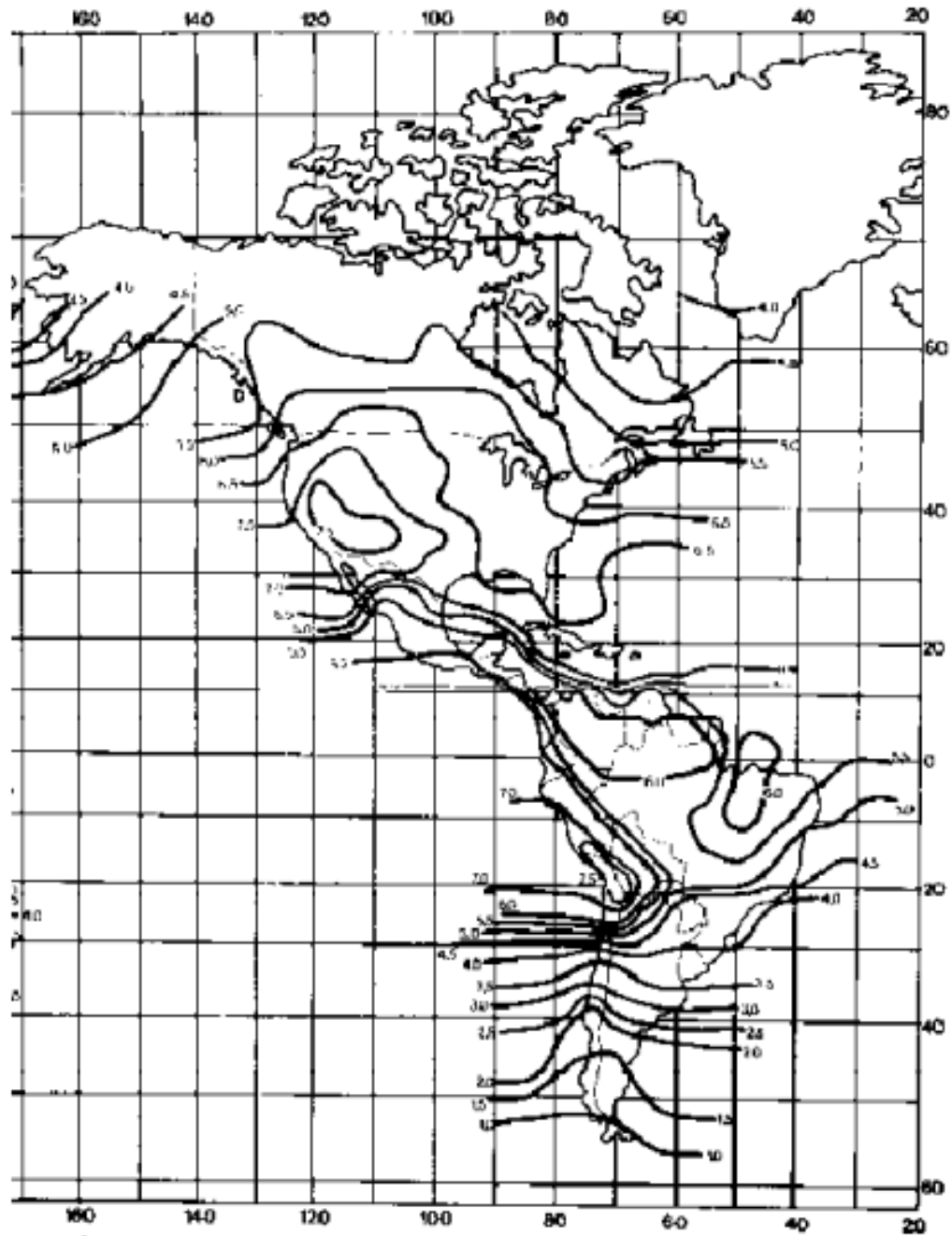


Figura 1.10 Duración del día solar.

Inclinación: LATITUD -15° .

Norte del Ecuador: Verano.

Sur del ecuador: Invierno.

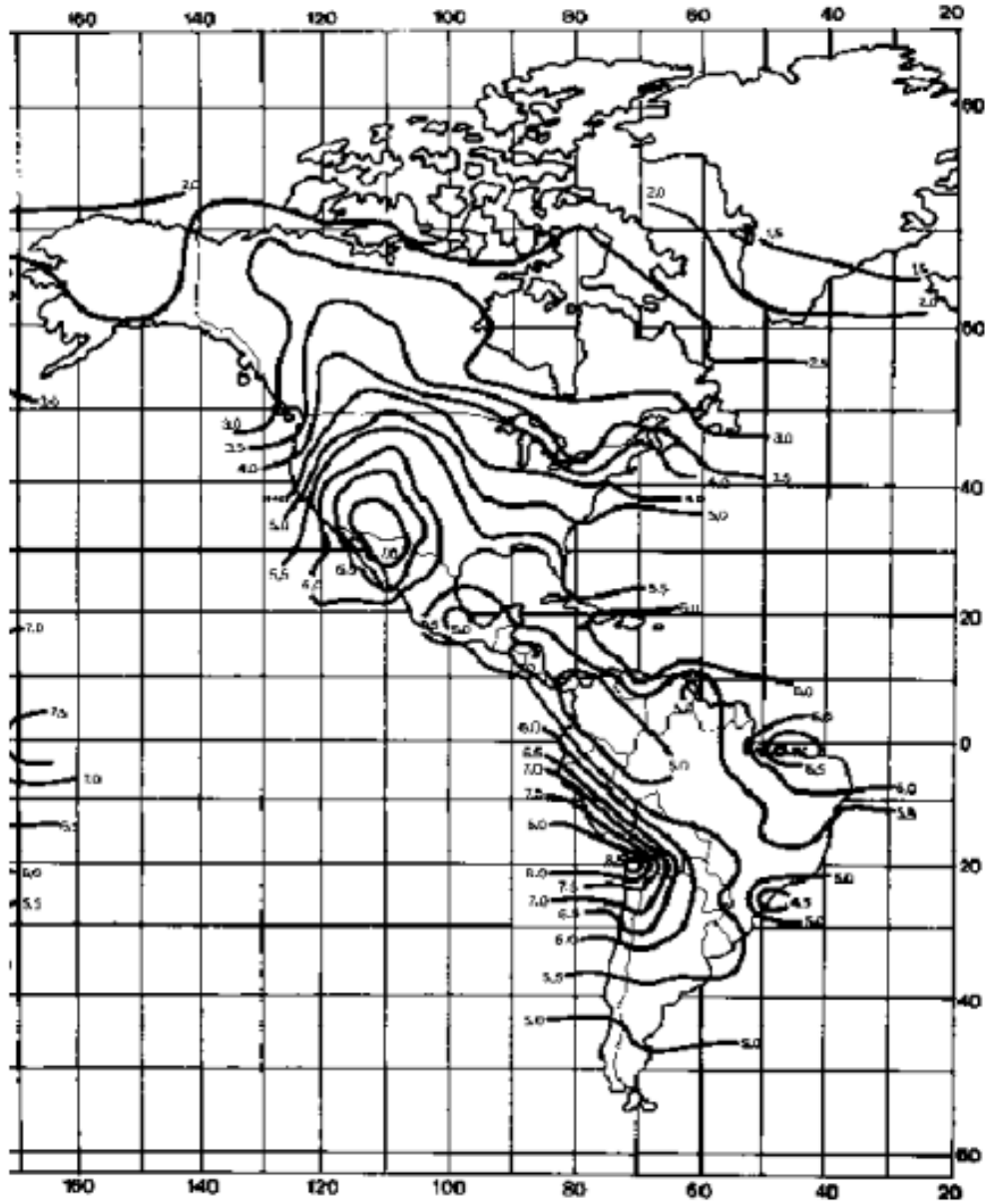


Figura 1.11 Duración del día solar.

Inclinación: LATITUD.

Norte del ecuador: Otoño.

Sur del ecuador: Primavera.

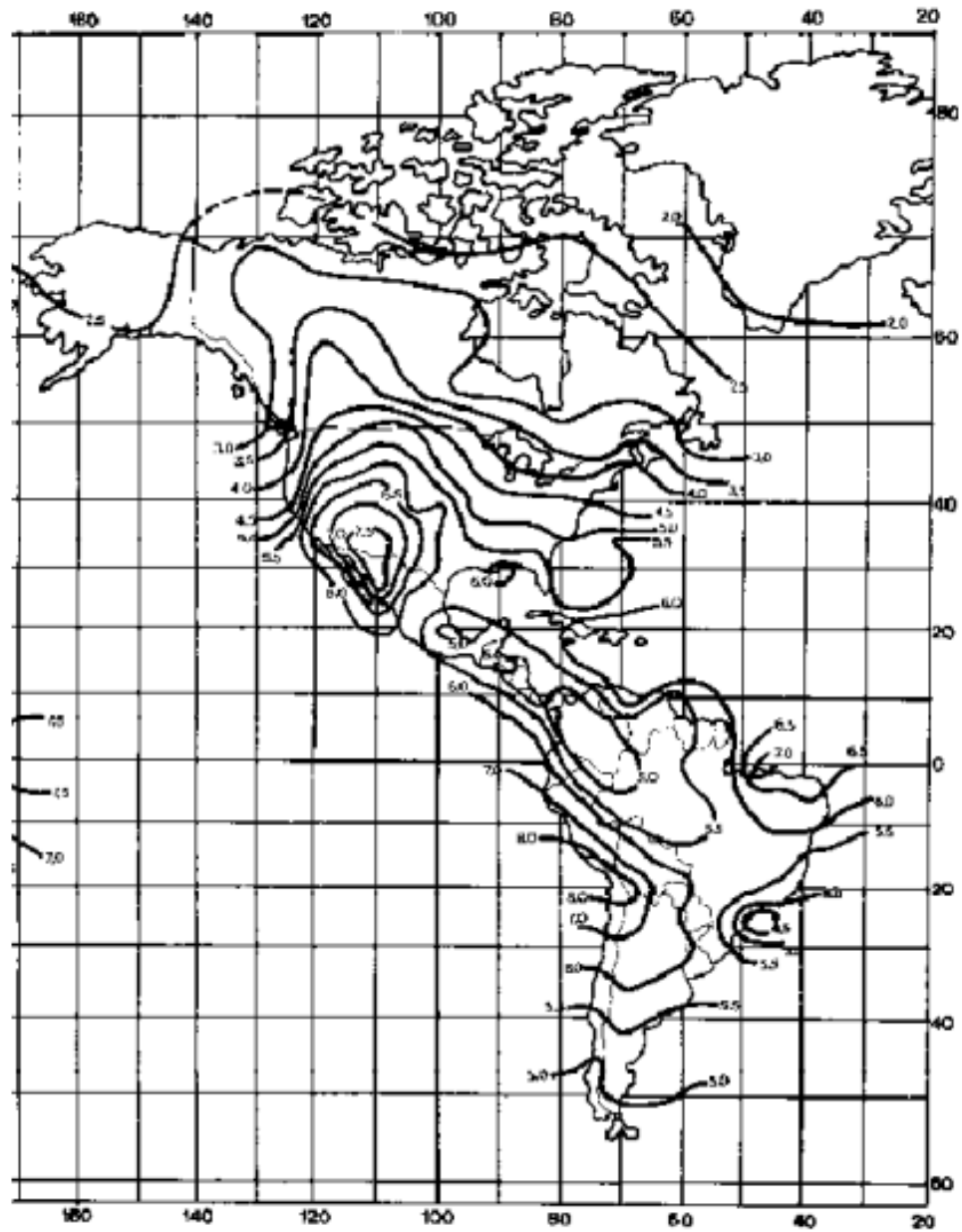


Figura 1.12 Duración del día solar.

Inclinación: LATITUD +15°.

Norte del ecuador: Otoño.

Sur del ecuador: Primavera.

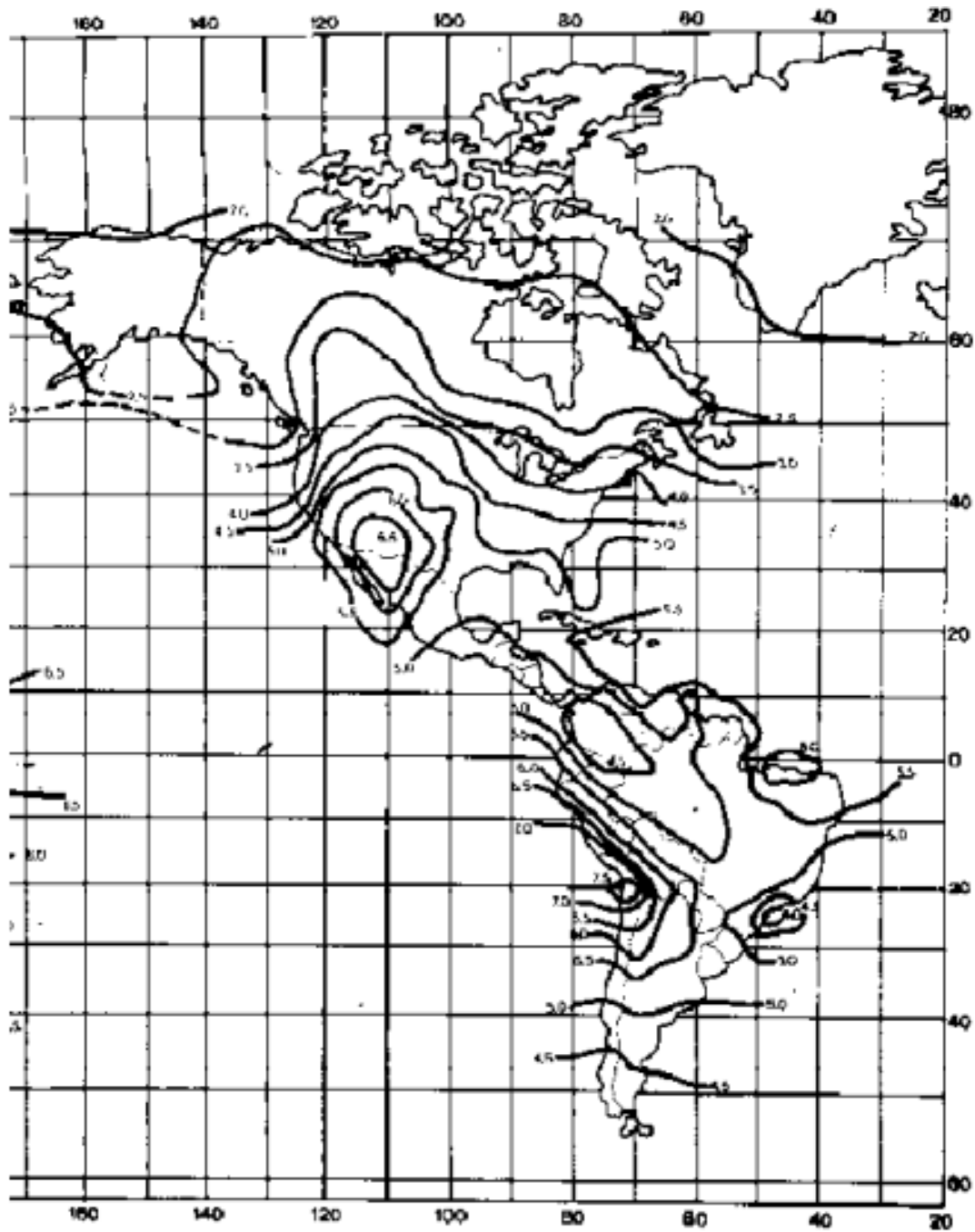


Figura 1.13 Duración del día solar.

Inclinación: LATITUD -15° .

Norte del ecuador: Otoño.

Sur del ecuador: Primavera.

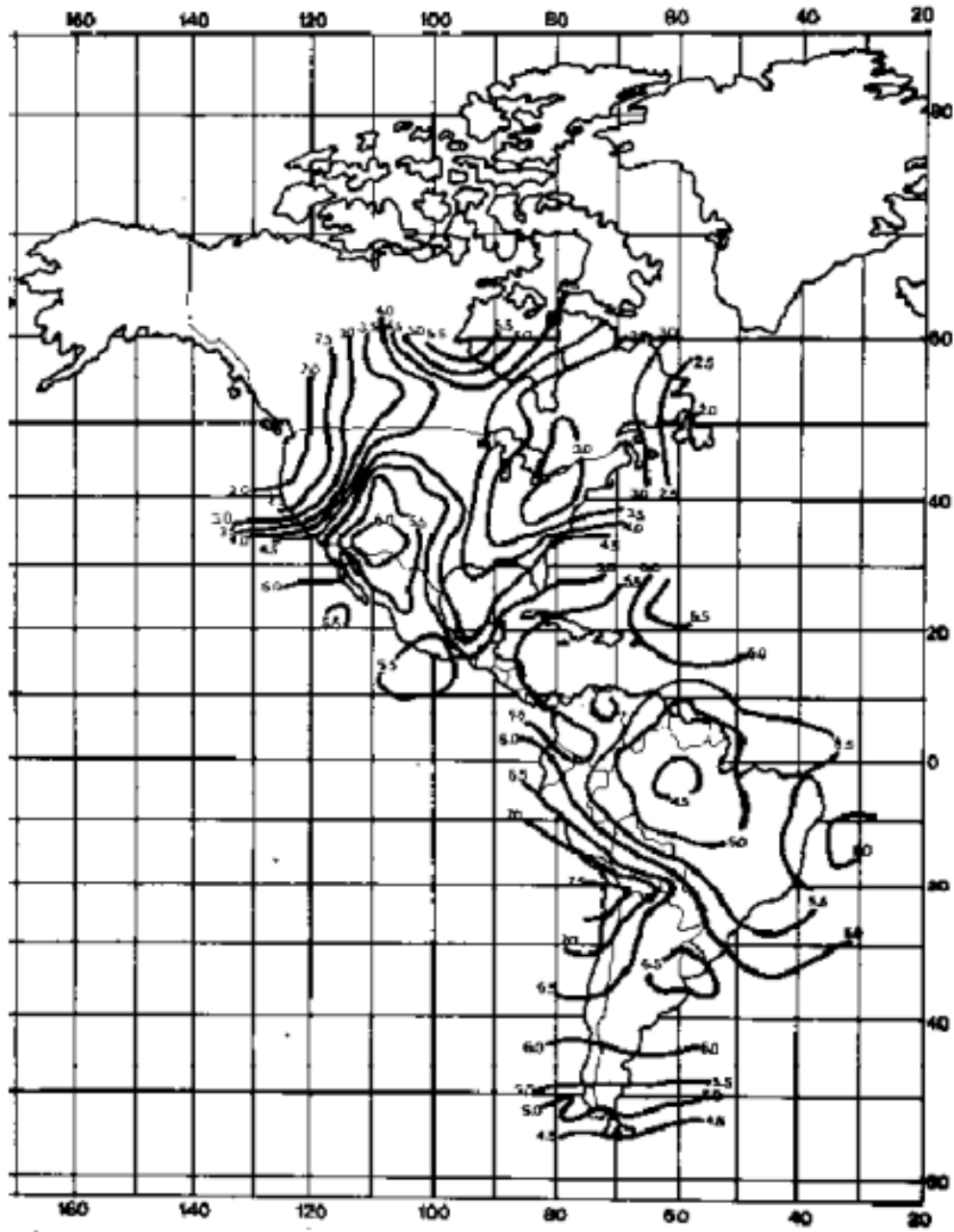


Figura 1.14 Duración del día solar.

Inclinación: LATITUD.

Norte del ecuador: Invierno.

Sur del ecuador: Verano.

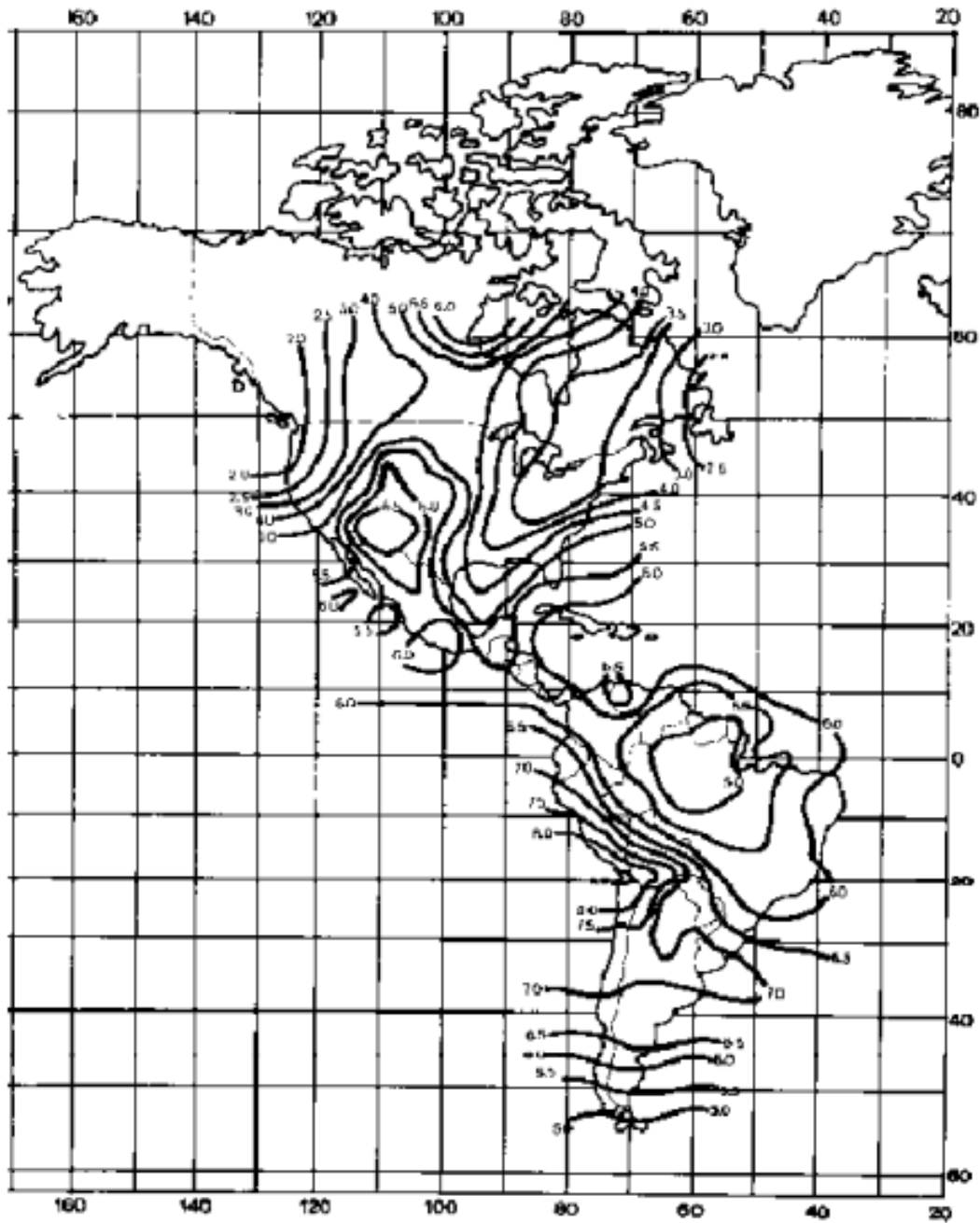


Figura 1.15 Duración del día solar.

Inclinación: LATITUD +15°.

Norte del ecuador: Invierno.

Sur del ecuador: Verano.

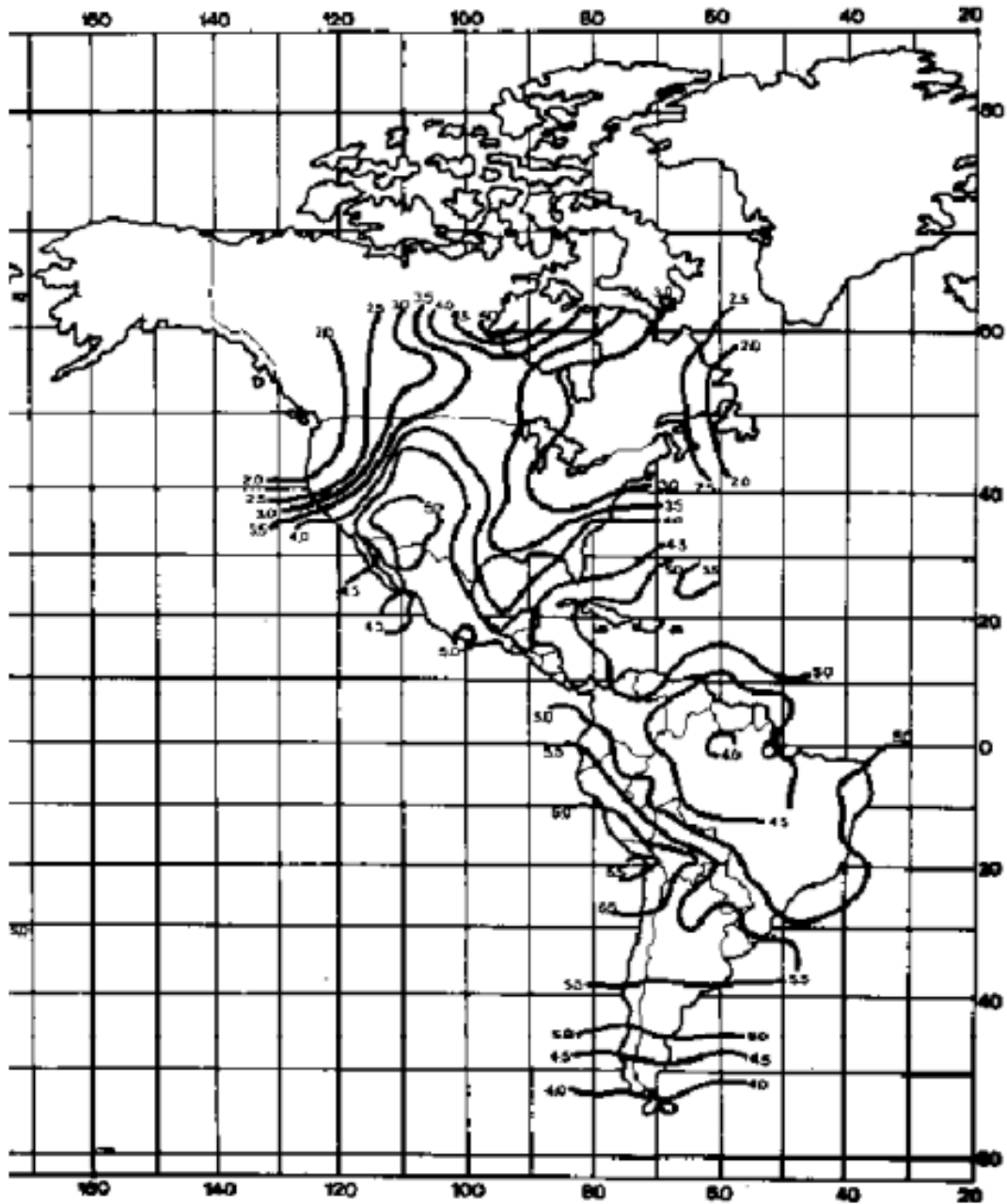


Figura 1.16 Duración del solar.

Inclinación: LATITUD -15°.

Norte del ecuador: Invierno.

Sur del ecuador: Verano.

1.2 Geometría solar

La geometría solar es uno de los elementos más importantes del proceso de diseño de una instalación fotovoltaica ya que a través del conocimiento de la trayectoria de los rayos solares, tanto en su componente térmica como lumínica, lograremos dar la óptima orientación al panel fotovoltaico, logrando efectos directos de calentamiento e iluminación. La orientación es importante porque esta va a ser cuanto energía va a ser la que capte el sistema y es importante captar toda la radiación incidente.

1.2.1 Geometría del movimiento terrestre

El movimiento terrestre se compone de una traslación alrededor del sol y de un giro sobre su eje. En el movimiento de traslación de la tierra se desplaza alrededor del sol siguiendo una elipse de baja excentricidad en la que el sol ocupa una de los focos. La duración de este movimiento se define como año. Este movimiento esta llamado en el llamado plano de la elíptica. Figura 2.1

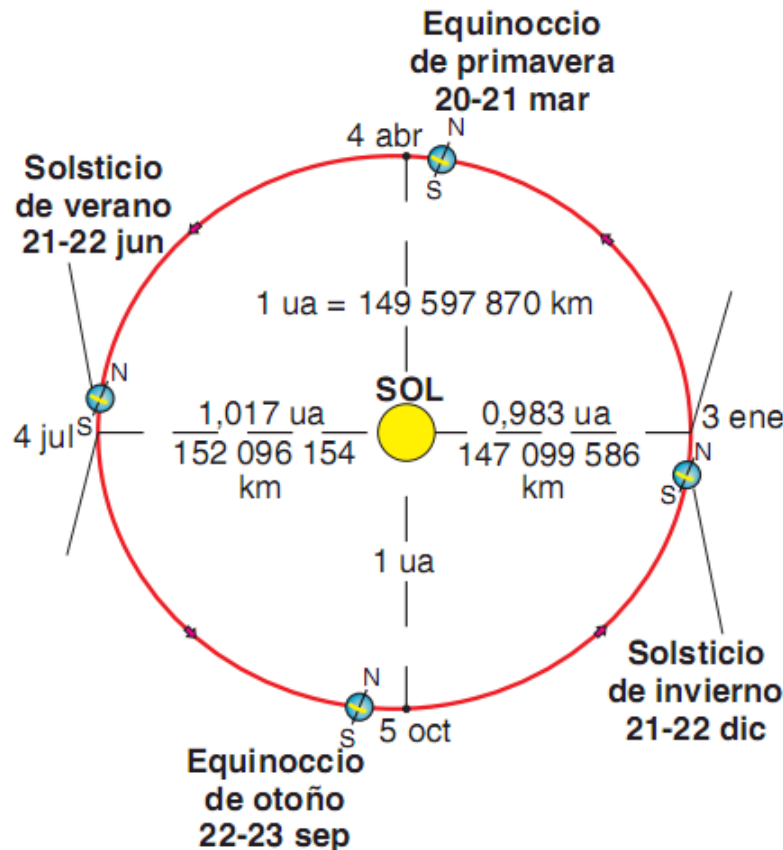


Figura 1.17 Trayectoria Sol-Tierra. Los nombres de los solsticios y equinoccios están particularizados para el hemisferio Norte.

Debido a la baja excentricidad de la elipse, la distancia entre el sol y la tierra durante el movimiento de traslación es variable. Una ecuación simple para describir esta distancia es:

$$r = r_0(1 + 0.017\text{sen}(\frac{2\pi(d_n-93)}{365})) \quad (2.1)$$

d_n =Número del día del año.

r_0 =Distancia promedio en el trayecto 1.496×10^8 km =1UA (Unidad astronómica).

Por ejemplo: La distancia entre el sol y la tierra para el día 9 de abril del año 2013 se determina de la siguiente manera.

d_n = 9 de abril= 99.

$$r = 1.496 \times 10^8 \left(1 + 0.017 \text{sen} \frac{2\pi \cdot 99 - 93}{365} \right) = 149261156.6 = 149.2611566 \times 10^6 \text{ km.}$$

La distancia entre el sol y la tierra es 149.2611566×10^6 km $\approx 150 \times 10^6$ km.

La corrección debido a la excentricidad de la elipse se calcula con la siguiente ecuación:

$$\epsilon_0 = \left(\frac{r_0}{r}\right)^2 = 1 + 0.033 * \cos\left(\frac{2\pi d_n}{365}\right) \quad (2.2)$$

Entonces la corrección debido a la excentricidad en el ejemplo anterior para el día 9 de abril del año 2013.

$$\epsilon_0 = \left(\frac{r_0}{r}\right)^2 = \left(\frac{1.496 \times 10^8}{149.2611566 \times 10^6}\right)^2 = 1.004$$

En el movimiento de giro la tierra rota sobre si misma alrededor de su eje polar, perpendicular al plano ecuatorial terrestre. Entre el eje polar y el plano de la elíptica hay un ángulo constante de 23.45°. Sin embargo, el ángulo entre el plano ecuatorial y la línea que une tierra y sol es variable a lo largo del año. Este ángulo variable es causa de las estaciones del año, de que el sol aparezca más alto en los mediodías veraniegos y los días invernales sean más cortos que en verano, ver figura 2.2.

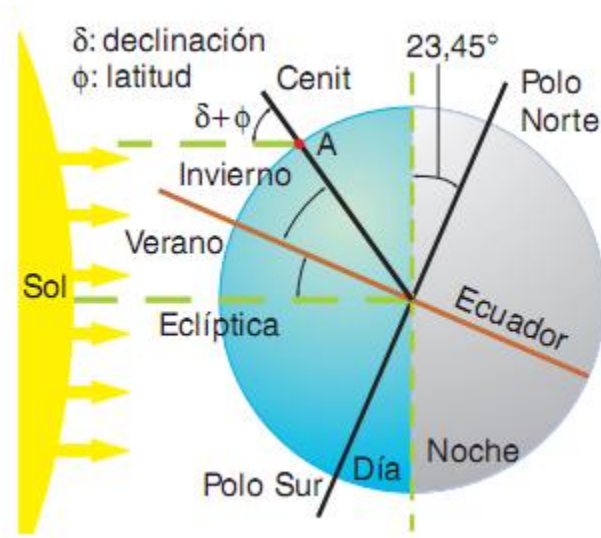


Figura 1.18 Posición de la tierra respecto al sol en el solsticio de invierno.

Utilizando la ecuación 2.1 puede comprobarse que la distancia entre el sol y la tierra es mayor en el verano que en el invierno del hemisferio norte. Así, el efecto debido a la inclinación de los rayos solares es mucho más apreciable en la meteorología que la distancia entre el sol y la tierra.

Este ángulo se denomina declinación; ver figura 2.3, y puede ser calculado de forma aproximada con la ecuación 2.3 (en grados) y representado en la figura 2.4. En esta ecuación se supone que la declinación permanece constante a lo largo de un mismo día. Asimismo, el criterio de signos supone considerar positivos ángulos situados al norte del ecuador terrestre.

$$\delta = 23.45^\circ * \text{sen}\left(\frac{2\pi(d_n+284)}{365}\right) \quad (2.3)$$

Calcularemos la declinación para el día 9 de abril del 2013.

$$\delta = 23.45^\circ * \text{sen} \frac{2\pi \cdot 99+284}{365} = 7.15^\circ$$

La declinación con respecto al sol en ese día es de 7.15°

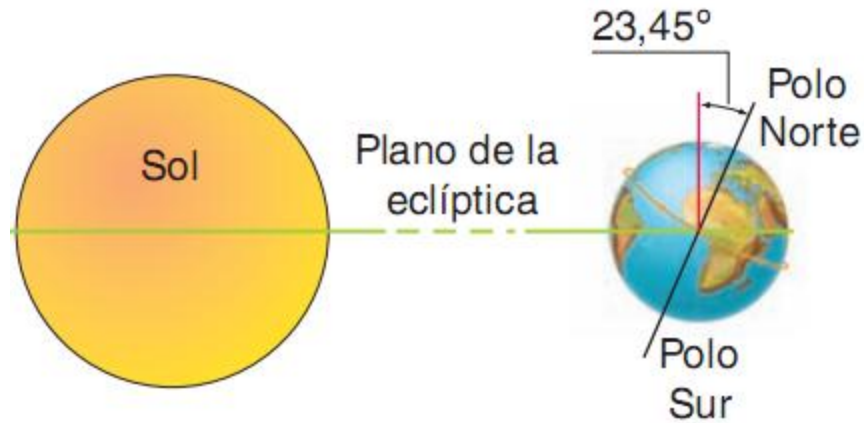


Figura 1.19 Eje polar y plano de la eclíptica.

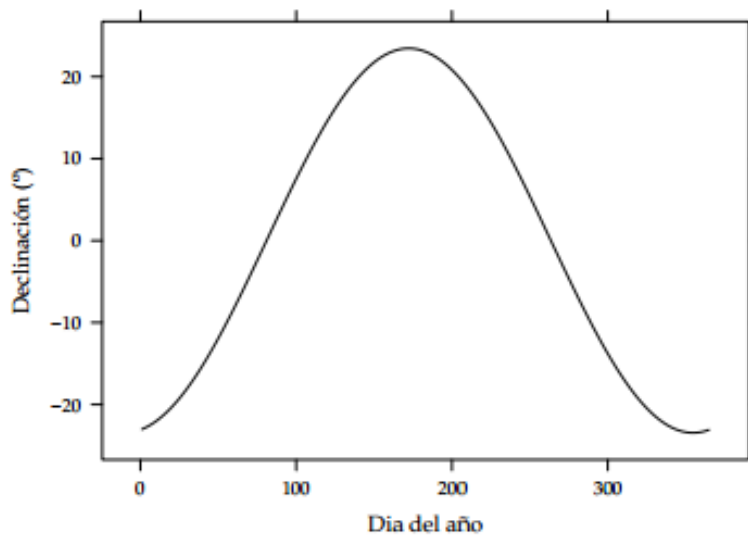


Figura 1.20 Declinación con respecto al día del año.

1.2.2 Movimiento aparente del sol

El movimiento combinado que realiza la tierra es percibido como un movimiento aparente del sol a través de la esfera celeste respecto a la superficie terrestre. Este movimiento aparente puede ser descrito mediante ecuaciones vectoriales referidas a dos sistemas de referencia, uno ligado a los ejes terrestres y otro a los ejes locales. Antes, es necesario situar el punto de observación en la superficie terrestre mediante su pertenencia a un meridiano y su distancia angular al plano ecuatorial.

El meridiano es el arco imaginario que recorre desde el polo norte hasta el polo sur, y es el lugar geométrico de todos los puntos con la misma longitud. La palabra meridiano viene del latín *meridies* (mediodía): el mediodía solar es el instante en que todos los puntos pertenecientes a

un mismo meridiano observan el sol en un lugar intermedio entre el amanecer y ocaso, alcanzado la altura máxima en el cielo.

Por otra parte, la intersección de los planos paralelos al ecuatorial con la superficie terrestre define los círculos de latitud, o lugares geométricos de aquellos puntos con la misma distancia angular respecto al ecuador. Dado que el plano ecuatorial define 2 hemisferios, la latitud es un ángulo con signo. De forma equivalente a lo convenido para la declinación, tendrá signo positivo para la parte norte del ecuador y negativo para la parte sur del ecuador.

El sistema basado en el eje terrestre, ligados a un meridiano, está compuesto por 3 vectores unitarios siguientes (figuras 2.5 y 2.6).

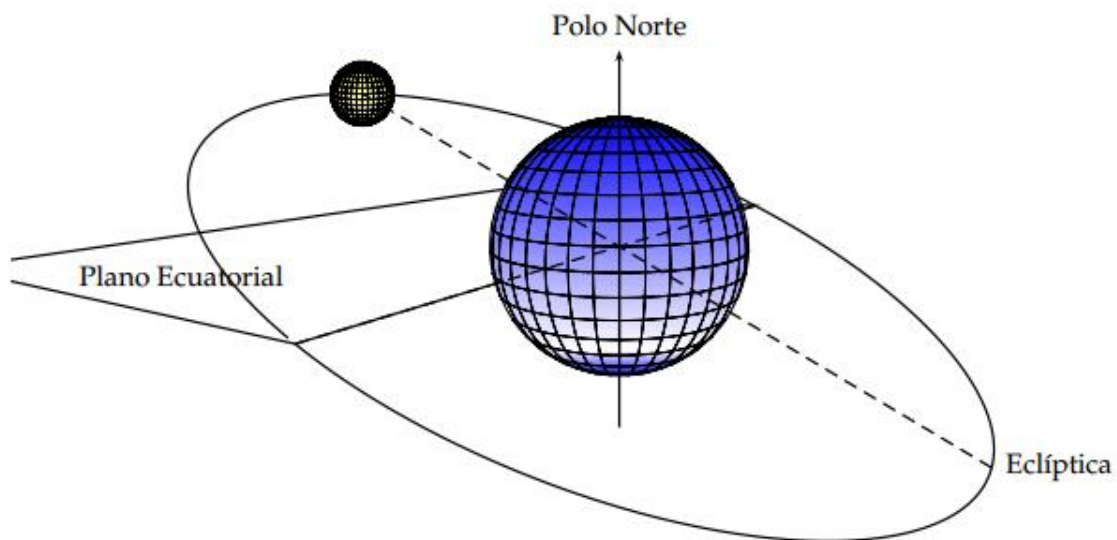


Figura 1.21 Sistema geocéntrico el cual parece que el sol gira alrededor de la tierra.

μ_p : Vector polar, con la dirección del eje de rotación terrestre y sentido de sur a norte.

μ_{ec} : Vector ecuatorial, contenido en el plano ecuatorial terrestre y dirigido hacia la intersección entre este plano y el meridiano (por tanto, indicando la dirección del mediodía solar).

μ_e : Vector que resulta del producto vectorial $\mu_p \times \mu_{ec}$, y por tanto perpendicular al plano definido por los vectores polar y ecuatorial en dirección hacia el este.

El vector solar, μ_s , referido a los ejes terrestres dependen de la declinación y de un ángulo denominado hora solar (ω) según la ecuación 2.4. El ángulo hora solar, también denominado tiempo solar verdadero, o aparente, mide la diferencia entre el instante en cuestión y el mediodía solar. De esta forma la hora al medio día es nula, negativa por la mañana y positiva por la tarde. Así, cuando el sol este situado en el primer cuadrante de este sistema de referencia (Figura 2.6) ya habrá amanecido pero no habrá alcanzado el medio día solar, y por tanto el ángulo ω tendrá signo

negativo (de ahí el signo negativo que acompaña a μ_i en la ecuación 2.4). Además en este primer cuadrante el sol está por encima del plano ecuatorial y, por tanto, la declinación es positiva.

$$\mu_s = \cos \delta \cos \omega \mu_{ec} - \cos \delta \operatorname{sen} \omega \mu_i + \operatorname{sen} \delta \mu_p \quad (2.4)$$

El sistema basado en los ejes locales está ligado a un meridiano y a un punto del mismo con latitud Φ (figuras 2.7 y 2.8).

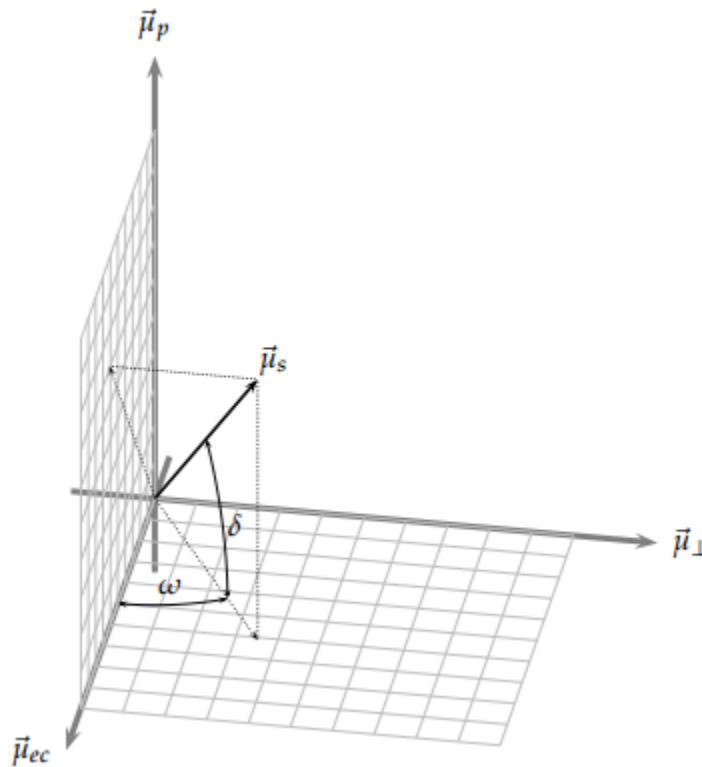


Figura 1.22 Sistema de coordenadas basado en los ejes terrestres.

μ_c : Vector cenital, perpendicular a la superficie terrestre.

μ_h : Vector tangente en dirección al ecuador y, por tanto, dirigido hacia el horizonte sur en el hemisferio norte, y hacia el horizonte norte en el hemisferio sur.

μ_i : Vector perpendicular al plano definido por μ_c y μ_h en dirección hacia el este.¹

El vector solar referido a los ejes locales (ecuación 2.5) depende del ángulo azimutal solar (ψ_s) y del ángulo cenital solar θ_{zs} (Figura 2.7). El azimut solar es el ángulo formado por el meridiano solar y el meridiano del lugar (Sur en el hemisferio norte y norte en el hemisferio sur). Este ángulo es cero en el mediodía solar, negativo por la mañana y positivo por la tarde. Este criterio explica el signo negativo que acompaña a μ_i en la ecuación 2.5. El ángulo cenital solar es el ángulo formado por el vector solar y la vertical en el lugar. Su complementario es la altura o elevación solar.

$$\mu_s = \cos \psi_s \sin(\theta_{zs}) \mu_h - \sin \psi_s \sin \theta_{zs} \mu_i + \cos(\theta_{zs}) \mu_c \quad (2.5)$$

1 Dado que el vector μ_h está orientado hacia el ecuador, para que el vector μ_i siempre esté dirigido hacia el este debe de ser el resultado del producto vectorial $\mu_c \times \mu_h$ en el hemisferio norte, y $\mu_h \times \mu_c$ en el hemisferio sur.

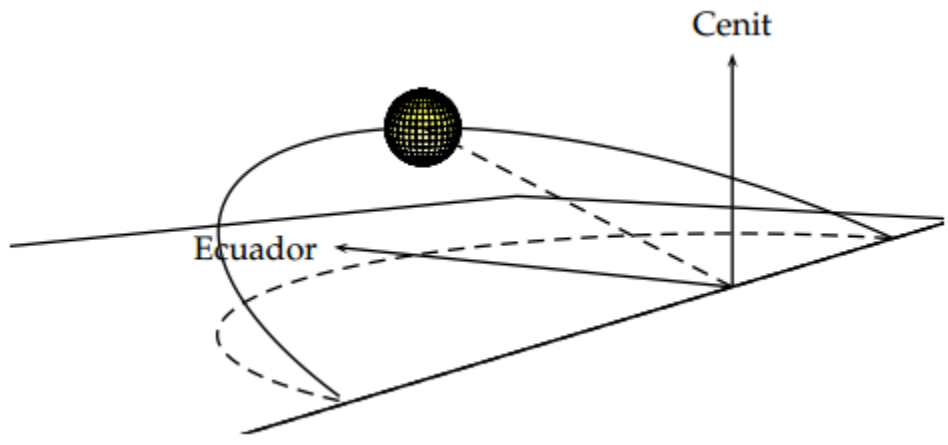


Figura 1.23 Movimiento aparente del sol desde un lugar de la tierra.

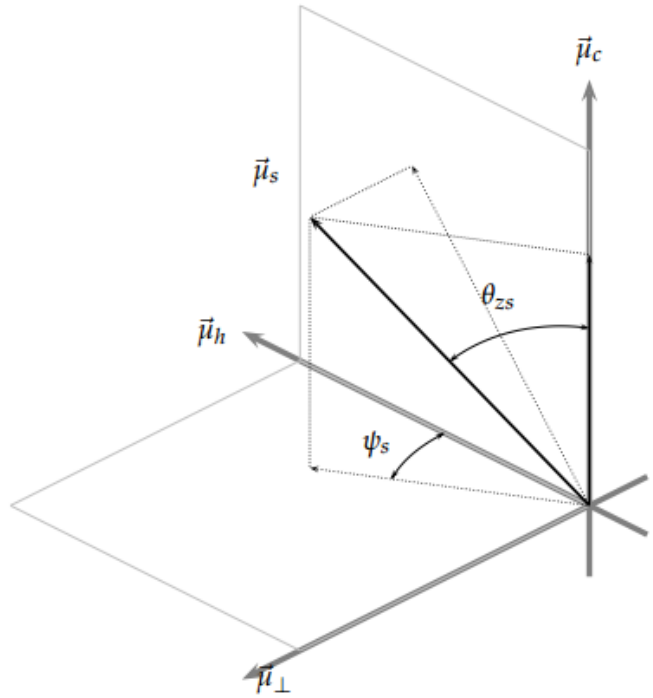


Figura 1.24 Sistema de coordenadas basado en los ejes locales.

1.2.3 Hora oficial y hora solar

Para calcular el tiempo solar aparente a partir de la hora oficial (la que podemos leer en un reloj convencional), es necesario realizar varias correcciones. Entendemos primero el origen de la hora

oficial y a continuación analizaremos brevemente las complicaciones derivadas de emplear el movimiento terrestre como medida temporal.

La hora oficial en un punto del planeta es una medida del tiempo ligada a un meridiano, denominado uso horario, que sirve de referencia para una hora determinada. En la actualidad existen 39 zonas temporales diferentes, si bien la primera propuesta realizada en 1879 dividía al planeta en 24 zonas que abarcaban 15° cada una. Todos los usos horarios se cuentan a partir del meridiano de Greenwich (denominado huso horario GMT) considerando positivos aquellos que situados al este de este huso horario origen. Por ejemplo, a pesar de la península ibérica se encuentra en la región geográfica de influencia del meridiano de Greenwich, razones que la índole practica ocasionan que la hora oficial de España peninsular se rija por el huso horario de Centroeuropa. Este huso horario situado en 15°E y de ahí que se le denomine como GMT+1. De esta forma, la hora oficial de España peninsular adelanta 60 minutos a la hora que corresponde del meridiano de Greenwich. Así se entiende la necesidad de añadir una corrección que tenga en cuenta la distancia angular entre el meridiano local y la longitud del uso horario. Calculamos la corrección con $\Delta\lambda = \lambda_L - \lambda_H$, siendo λ_L la longitud local y λ_H la longitud del huso horario. Con el criterio de signos que considera positivas las longitudes de los meridianos situados al este del meridiano de Greenwich, $\Delta\lambda$ es positiva cuando la localidad está situada al este de su huso horario. En este caso, su hora oficial estará retrasada respecto a su hora solar local. Como diferencia adicional entre la hora solar y la hora solar local, debe tenerse en cuenta que algunos estados deciden utilizar un horario de verano para ahorro de energía adelantando 60 minutos la hora local.

Ahora bien, el movimiento de traslación y rotación terrestre como una medida de tiempo constante no está exento de problemas. Es posible comprobar que la duración del día solar real, definido como el tiempo que transcurre entre dos pasos consecutivos del Sol por el meridiano local, varía a lo largo del año. El promedio anual de esta variación es nulo, y de ahí que se emplee el denominado día solar medio cuya duración es constante a lo largo del año e igual al valor medio de la duración del día solar real. El día solar medio ha estado tradicionalmente ligado a la denominación GMT (Greenwich Mean Time), aunque desde 1972 la media del día solar medio ha sido sustituida por la UTC (Coordinated Universal Time). La relación entre el tiempo solar medio y el tiempo solar real o aparente se expresa en la denominada ecuación del tiempo, EOT. Esta ecuación incluye dos de las causas más importantes por la que la duración del sol varía con el paso de las estaciones: la órbita elíptica alrededor del sol y el ángulo de inclinación del plano de la eclíptica respecto al plano ecuatorial. La ecuación 2.6 (figura 2.9) proporciona el valor de la ecuación del tiempo en minutos.

$$EOT = 229.18(0.0334 \sin M + 0.04184 \sin(2M + 3.5884)) \quad (2.6)$$

Donde M (en radianes) está relacionado con el día del año a través de la relación $M = \frac{2\pi}{365.24} d_n$.

Las correcciones necesarias para traducir la hora oficial, TO, en la hora solar real, w, quedan sintetizadas en la ecuación 2.7:

$$\omega = 15 TO - AO - 12 + \Delta\lambda + \frac{EOT}{4} \quad (2.7)$$

Donde AO es el adelanto oficial durante el horario de verano. En esta ecuación, TO y AO están en horas, ω , $\Delta\lambda$ en grados y EOT en minutos.

Por ejemplo, calculemos la hora solar real correspondiente al día de 23 de abril del 2010 a las 12 de la mañana, hora oficial de la ciudad de A Coruña, Galicia. Esta localidad está contenida en el meridiano de longitud $8.38^\circ W$ y su hora oficial está regida por el uso horario GMT+1. Por tanto $\lambda_L = -8.38$, $\lambda_H = 15^\circ$ y $\Delta\lambda = -28.38$. En España se aplica en el horario de verano y este día en el periodo afectado, $Ao = 1$. Por último, para este día $EOT = 1.78 \text{ min}$. Con todos estos cálculos parciales obtenemos $\omega = -37.94^\circ$ (aproximadamente las 9 y media de la mañana, hora solar real). El sol culminará ($\omega = 0$) cuando sean las 14:31, hora oficial.

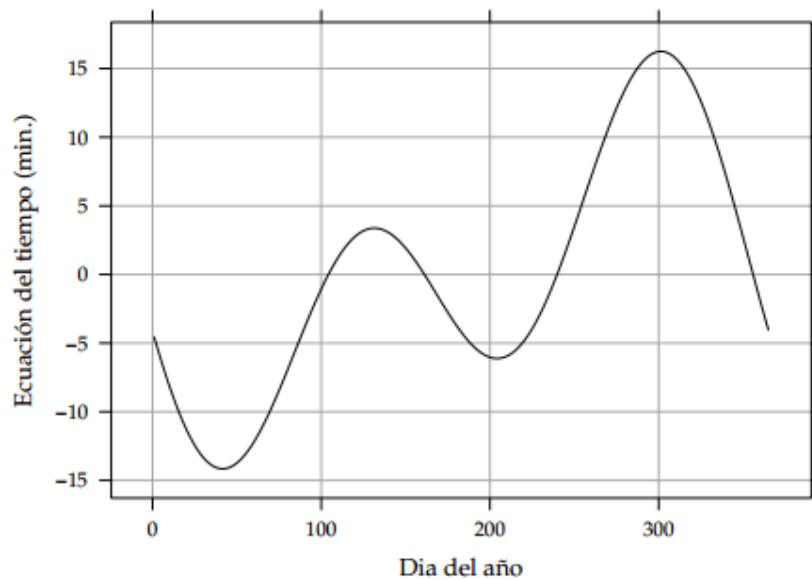


Figura 1.25 Ecuación del tiempo (minutos).

1.2.4 Geometría de la radiación incidente en sistemas fotovoltaicos

Es conocimiento común que la potencia entregada por un generador fotovoltaico es mayor cuanto sea el nivel de la radiación efectiva incidente sobre el mismo. El cálculo de la radiación efectiva incluye las pérdidas por reflexión, efecto relacionado por el ángulo formado entre la línea que une el generador con el sol y la perpendicular al plano del módulo. Cuanto mayor sea el ángulo, mayor es la radiación reflejada, efecto que podemos experimentar si observamos desde diferentes ángulos la intensidad de nuestra imagen en una superficie acristalada de un edificio.

Teniendo en cuenta que la radiación directa es, en general, proporcionalmente superior a la radiación difusa, y que las pérdidas por reflexión disminuyen si el apuntamiento al sol mejora, se diseñan los sistemas de seguimiento solar. Su objetivo común es reducir el ángulo formado entre el vector solar y el vector director del plano generador a lo largo del movimiento celeste del sol. Las diferentes técnicas de seguimiento buscan concretar este objetivo general sacrificando un

apuntamiento perfecto en aras de conseguir sistemas estructurales más económicos y mejores aprovechamientos del terreno.

A continuación se desarrollan un conjunto de ecuaciones para modelar el comportamiento de las diferentes técnicas de seguimiento. Este primer paso servirá para generar estimaciones de energía por cada una de ellas, estimaciones que serán recogidas en mapas y graficas comparativas de productividad. También emplearemos estas ecuaciones para estudiar el impacto sobre las sombras mutuas entre seguidores.

1.2.5 Sistema estático

Los sistemas más comunes basan su funcionamiento en generadores fotovoltaicos orientados hacia el ecuador terrestre (Sur en el hemisferio norte, norte en el hemisferio sur) con una inclinación que depende de la latitud. En este caso el vector director del plano generador, referido a los ejes locales es:

$$\mu_{\beta} = \sin \beta \mu_h + \cos(\beta)\mu_c \quad (2.8)$$

Y el ángulo entre el vector director y el vector solar es:

$$\cos \theta_s = \mu_{\beta} \cdot \mu_s \quad (2.9)$$

No siempre es posible dotar al generador de la orientación hacia el ecuador terrestre. En estos casos el vector director es (Figura 2.10):

$$\mu_{\beta} = \sin \beta \cos \alpha \mu_h - (\sin \beta \sin \alpha) \mu_i + \cos(\beta)\mu_c \quad (2.10)$$

Y el coseno del ángulo con el vector solar (también denominado ángulo de incidencia).

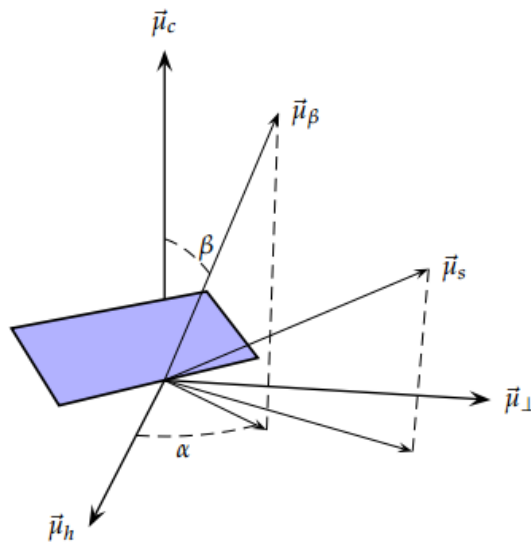


Figura 1.26 Ángulos y vectores de un sistema estático.

Tema 1.3 La célula fotovoltaica

Una célula fotoeléctrica, también llamada célula, fotocélula o célula fotovoltaica, es un dispositivo electrónico que permite transformar la energía luminosa (fotones) en energía eléctrica (flujo de electrones libres) mediante el efecto fotoeléctrico, generando energía solar fotovoltaica. Compuesto de un material que presenta efecto fotoeléctrico: absorben fotones de luz y emiten electrones. Cuando estos electrones libres son capturados, el resultado es una corriente eléctrica que puede ser utilizada como electricidad.

1.3.1 Fotovoltaico

La palabra fotovoltaico(a) está formado por la combinación de dos palabras de origen griego: **foto**, que significa luz, y **voltaico** que significa eléctrico. El nombre resume la acción de estas células: transformar, la energía luminosa en energía luminosa.

1.3.2 Conductores aisladores y semiconductores

Para un mejor conocimiento conceptual del fenómeno fotovoltaico introduciremos el concepto de material semiconductor y juntura N-P. Un material conductor, como el cobre o el aluminio, permite el fácil paso de una corriente eléctrica por que tiene un gran número de cargas libres dentro del mismo y por tanto es posible la conducción eléctrica. Un material es un no-conductor (aislador), como el vidrio o el plástico, porque no tiene cargas libres dentro de él y por ello no puede conducir carga o corriente eléctrica. El silicio es el material más usado en la fabricación de células solares. En su forma cristalina pura, es un semiconductor, con muy pocas cargas libres dentro de él. Su resistividad es muy elevada. Usando un proceso de difusión se puede introducir pequeñas cantidades de otros elementos químicos, los que permite reducir el valor inicial de la resistividad, creando al mismo tiempo zonas con diferente carga. La célula FV utiliza dos tipos de materiales semiconductores, el tipo P y el tipo N.

1.3.3 Tipo N

Cuando la substancia difusa cede fácilmente electrones, se crea una zona dentro del semiconductor que tiene un exceso de cargas negativas (electrones). Esto es lo que se conoce como semiconductor tipo N (negativo).

1.3.4 Tipo P

Cuando la substancia difusa atrapa electrones, los átomos que los pierden quedan cargados positivamente. En esta zona predominan las cargas positivas (holes, en inglés) obteniéndose un semiconductor de tipo P.

1.3.5 Juntura N-P

El proceso de difusión es continuo, permitiendo la formación, en el mismo material, de dos zonas semiconductoras adyacentes, una del tipo N; la otra del tipo P. El espacio que separa ambas zonas es la juntura de transición (juntion, en inglés).

1.3.6 Estado de equilibrio

La teoría muestra que las cargas mayoritarias en una zona se desplazan hacia la de baja densidad en la zona opuesta. El desplazamiento de las cargas positivas y negativas deja la zona de juntura totalmente libre de cargas. Las zonas adyacentes a la misma tienen concentraciones de carga minoritarias (cargas negativas en el lado P y cargas positivas en el lado N). La acumulación de estas cargas a ambos lados de la juntura crea una diferencia de voltaje que impide la continuación del desplazamiento inicial.

La corriente de desplazamiento se anula. Se dice entonces que la juntura N-P ha alcanzado el estado equilibrio, figura 3.1.

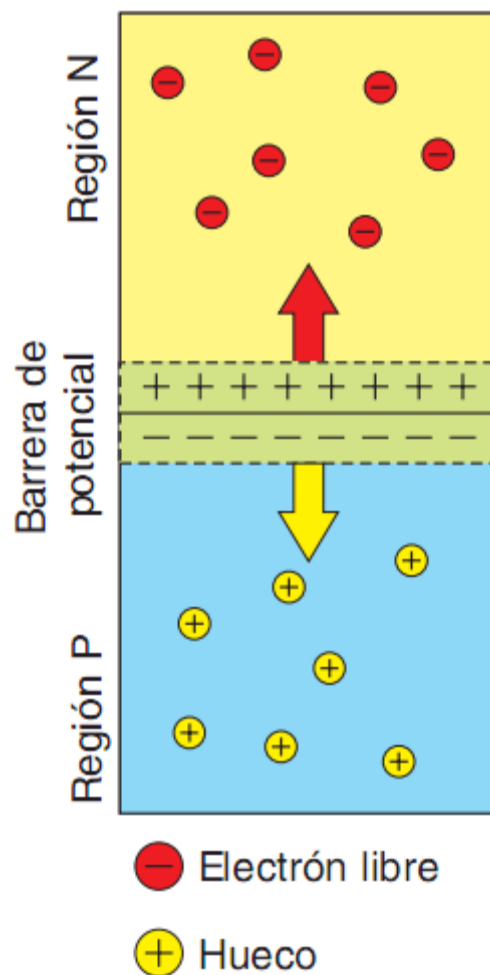


Figura 1.27 Juntura N-p en equilibrio.

1.3.7 El fenómeno fotovoltaico

Cuando la luz incide sobre un semiconductor de este tipo, el bombardeo de los fotones libera electrones de los átomos de silicio creando dos cargas libres, una positiva y una negativa. El equilibrio eléctrico de la juntura N-P se ve alterado por la presencia de estas cargas libres. Si al semiconductor se le conectan dos cables (uno por cada zona), se verifica la existencia de un voltaje entre los mismos. Si las terminales de las células fotovoltaicas son conectadas a una carga eléctrica, circulara una corriente eléctrica en el circuito formado por la célula, los cables de conexión y la carga externa. La figura 3.2 muestra este tipo de circuito. Solo una parte del espectro luminoso puede llevar acabo la acción descrita. El material utilizado para fabricar el semiconductor determina que parte del espectro luminoso es la óptima ´para provocar este desequilibrio.

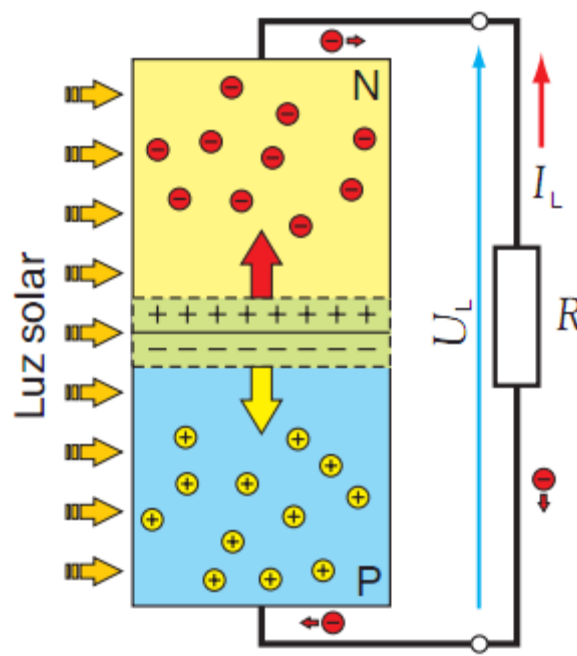


Figura 1.28 Célula fotovoltaica con carga eléctrica.

1.3.8 Voltaje de salida

El voltaje de salida de una célula fotovoltaica es de corriente continua (CC). Por lo tanto, hay un lado que es positivo y otro negativo. Para células de silicio, este voltaje es alrededor de 0.5v.

1.3.9 Potencia eléctrica de salida

En un instante determinado, la potencia eléctrica proporcionada por la célula fotovoltaica está dada por el producto de los valores instantáneos del voltaje y la corriente de salida. Este valor es afectado por el comportamiento intrínseco de un material semiconductor, por el nivel de irradiación luminosa, y el método de fabricación de la célula.

La intensidad luminosa depende, como vimos al tratar la insolación, de los factores meteorológicos, locación inclinación de la célula respecto a la horizontal, y las variaciones estacionales en el lugar de utilización.

1.3.10 Material Cristalino y Policristalino

Las células fotovoltaicas que se ofrecen en el mercado actual utilizan dos tipos de materiales semiconductores. Uno tiene estructura cristalina uniforme, la otra estructura policristalina. El tipo cristalino requiere un elaborado proceso de manufactura, que insume grandes cantidades de energía eléctrica, incrementando substancialmente el costo del semiconductor. La versión policristalina se obtiene fundiendo el material semiconductor, el que es vestido en moldes rectangulares. Su estructura cristalina **no es uniforme**, de ahí el nombre de poli (muchos) y cristalino (cristales). Los dos tipos pueden ser identificados a simple vista, ya que la estructura cristalina provee una superficie de brillo uniforme, mientras que la Policristalino muestra zonas de brillo diferente. Las figuras 3.3 y 3.4 muestran esta diferencia.

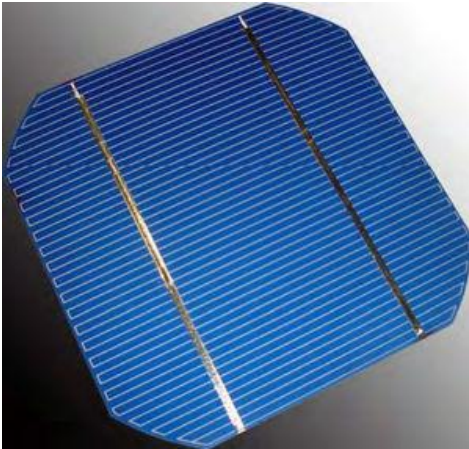


Figura 1.29 Material monocristalino

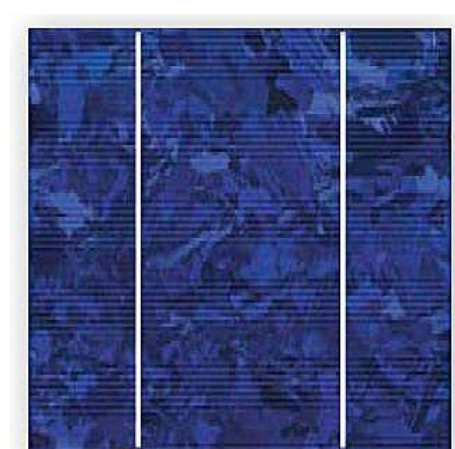


Figura 1.30 Material policristalino.

1.3.11 Eficiencia de conversión

La eficiencia de conversión es la relación entre la energía eléctrica generada y la energía luminosa utilizada para obtenerla. Esta relación es dada en forma porcentual, como se muestra a continuación:

$$\eta\% = \frac{\text{Energía generada}}{\text{Energía Incidente}} \times 100 \quad (3.1)$$

El símbolo η es la letra griega nu, que usualmente es utilizada para denotar eficiencias. En el presente, las células fotovoltaicas producidas en escala industrial tienen una eficiencia de conversión que oscila entre un 9% y un 12%. El valor teórico máximo para la eficiencia de una célula fotovoltaica que *responde solamente a un rango reducido del espectro luminoso*, es alrededor de 25% y 28%, dependiendo del material del semiconductor. Las células fotovoltaicas

que utilizan semiconductores cristalinos tienen una eficiencia mayor a las que utilizan el semiconductor policristalino, debido a que las imperfecciones en la estructura de este último disminuyen en el número de pares de carga que quedan libres para conducir la corriente. Las células fotovoltaicas usadas en los satélites espaciales utilizan, exclusivamente, semiconductores cristalinos, ya que el costo no es un factor de consideración.

Cuando el uso espacial se convirtió en uso terrenal, los semiconductores policristalinos permitieron una reducción substancial del costo de las células fotovoltaicas. Los procesos de fabricación que usan los materiales semiconductores no-cristalinos (policristalinos o amorfos) prometen ser la solución más económica en el futuro. La competencia entre tecnologías genera nuevos métodos de fabricación a menores costos.

1.3.12 Superficie activa

Esta es la parte del área total de la célula fotovoltaica que interviene en el proceso de conversión. En la actualidad, es común que la conexión a unos de los materiales semiconductores sea usando diminutos trazos metálicos en la parte frontal (área expuesta al sol). Este proceso resulta en una disminución del área activa de la célula. Algunas realizaciones experimentales tienen el conexionado a las zonas N y P del semiconductor en la parte posterior de la célula. Este proceso de fabricación incrementa el área activa de la célula, sin aumentar la superficie de la misma.

1.3.13 Forma geométrica

El método de fabricación determina, asimismo, la forma geométrica de la célula fotovoltaica. Las primeras versiones eran circulares. Versiones más recientes tienen forma cuadrada, ya sea con vértices redondeados o a 90°.

1.3.14 Material anti-reflectante

De no ser tratada, la superficie del material semiconductor que está expuesta a la luz incidente tiende a reflejar una porción de la misma, disminuyendo la cantidad de energía luminosa que puede llegar al par semiconductor. Para evitar esta pérdida, el fabricante deposita una finísima capa del material anti-reflectante.

1.3.15 Material Amorfo

Algunos paneles fotovoltaicos no tienen células independientes conectadas entre sí, sino una estructura semiconductor que ha sido depositada, en forma continua, sobre una base metálica laminar. Este proceso permite la fabricación de un material flexible, el que puede adaptarse a superficies que no son completamente planas. La superficie activa de estos paneles no tiene una estructura cristalina, y por ello se le denomina amorfa (a=sin; morfos=forma). La ausencia de una estructura cristalina aumenta la posibilidad de que una carga libre sea atrapada, lo que se traduce de una menor eficiencia de conversión. Recientemente la compañía United Solar Systems ha introducido un panel de este tipo bajo el nombre de Uni-Solar. Para compensar el bajo rendimiento de conversión, este panel apila tres capas de material amorfo. Cada una de ellas responde a un

distinto rango de frecuencias dentro del espectro visible de la luz solar. Como la eficiencia total sigue siendo la más baja que la del panel con células cristalinas o policristalinas, la superficie activa para obtener una determinada potencia de salida es siempre mayor. Estos paneles obtienen rigidez mecánica mediante el uso de estructura de sándwich de protección.

Una característica sumamente útil de estos paneles es su comportamiento a altas temperaturas de trabajo.

1.4 El panel fotovoltaico

1.4.1 El panel fotovoltaico

En este capítulo cuando hablemos de un panel fotovoltaico utilizaremos como referencia al selenio como semiconductor. Esta es a la asunción más práctica, dado que el selenio es el material de mayor uso en el mercado actual. El máximo voltaje de salida de estas celdas es de alrededor de 0.5V. La superficie activa de las celdas está diseñada para sostener una corriente de 3.5 A. Como el mínimo voltaje usado en los sistemas fotovoltaicos es de 12V nominales, para alcanzar este valor se debe de conectar varias celdas en serie. ***La estructura mecánica que contiene estas celdas se denomina panel fotovoltaico.*** Las figuras 4.1 y 4.2 muestran dos de estos componentes.



Figura 1.31 Panel fotovoltaico Cristalino.



Figura 1.32 Panel fotovoltaico Policristalino.

1.4.2 voltaje de salida

El número de celdas de un panel, y por lo tanto su voltaje de salida, depende de la estructura cristalina del semiconductor usado. El fabricante, teniendo en cuenta este factor, así como el comportamiento anticipado para el caso más favorable, decide en el número mínimo que garantiza la carga efectiva del banco de baterías. Puede observarse que el panel de la figura 4.1 utiliza 36 celdas en serie y el de la figura 4.2 44 celdas.

1.4.3 Forma geométrica

Cuando la forma de las celdas geométricas es un cuadrado, la superficie del panel será la mínima para un número dado de celdas, ya que el espacio entre ellas es nulo. Esto permite la realización de un panel de menor tamaño, lo que abarata algo del costo del mismo y de su transporte. Un panel de menor tamaño minimiza la superficie requerida para satisfacer la carga del sistema, reduciendo la superficie expuesta al viento. Los paneles modernos tienen celdas cuadradas (o con esquinas redondeadas), los más antiguos tienen las celdas circulares.

1.4.4 Ensamblado mecánico

Los detalles del ensamblado mecánico de un panel varía con cada fabricante. A pesar de ello existen puntos comunes para todas las realizaciones. Para proteger las celdas, estas son adheridas a una superficie sostén. Esta a su vez, pasa a formar una estructura de sándwich, con dos capas plásticas de protección, una en la parte superior (traslúcida y con protección a los rayos ultravioleta) y otra en la parte inferior. El frente del panel (zona expuesta a la luz solar), tiene un vidrio templado (resistente al impacto) que protege a las celdas de los agentes meteorológicos (lluvia, granizo, nieve y polvo) y los golpes. El vidrio tiene un bajo contenido de plomo, para no reducir la transmitividad de la luz a través del mismo. La parte posterior tiene una capa dieléctrica (aisladora) y una cubierta de protección. Un marco de aluminio sirve para dar rigidez mecánica al conjunto, facilitando a su vez el montaje del panel al soporte. El marco exterior es de aluminio para evitar deterioro por oxidación. Varios agujeros, ubicados en distintas partes de su perímetro,

hacen innecesario el uso de máquinas de perforar, evitando el riesgo de dañar, accidentalmente, el panel fotovoltaico.

1.4.5 Contactos eléctricos

En la parte trasera del panel se encuentran los contactos eléctricos ver figura 4.3. Las versiones más modernas tienen una caja de plástico, con tapa removible y agujeros laterales para la entrada y salida de los cables de conexión. Tanto la tapa como los agujeros laterales están diseñados para dar protección ambiental y permitir un mejor anclado mecánico para los cables de conexión. Dentro de la caja se hallan 2 bornes de salida. El terminal positivo tiene el símbolo (+), o una marca de color rojo, el negativo tiene el símbolo (-), o una marca de color negro.

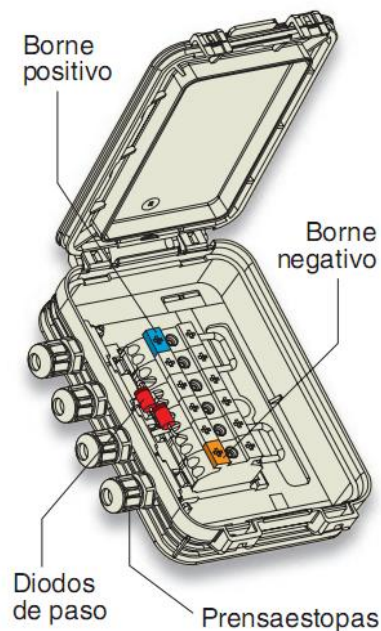


Figura 1.33 Caja de conexiones de un módulo fotovoltaico.

1.4.6 Potencia de salida

La máxima potencia de salida de un panel fotovoltaico es, sin duda alguna, la característica más importante. Salvo en casos de bajo consumo, la implementación de un sistema fotovoltaico requiere el uso de paneles con potencias de salidas de 30 o más watts. Paneles con potencias por debajo de 30 watts no ofrecen una solución práctica, ya que la diferencia en costo no es suficiente para justificar el mayor número de paneles requeridos. Numerosas compañías ofrecen paneles con una potencia de salida en exceso de 40 w, y recientemente, han aparecido paneles de hasta 150 w. Los datos técnicos de tres paneles fotovoltaicos forman parte de este capítulo.

1.4.7 Curvas I-V

Si los valores de potencia luminosa y orientación del panel permanecen constantes, las corrientes de salida de un panel fotovoltaico **varia con el valor de voltaje de la carga y su temperatura de trabajo**. Esto se debe a la característica intrínseca de los materiales semiconductores. La figura 4.4 muestra, en forma gráfica, la relación entre corriente y el voltaje de salida para un panel fotovoltaico (curva i-v), para cuatro temperaturas de trabajo, cuando el nivel de radiación permanece constante.

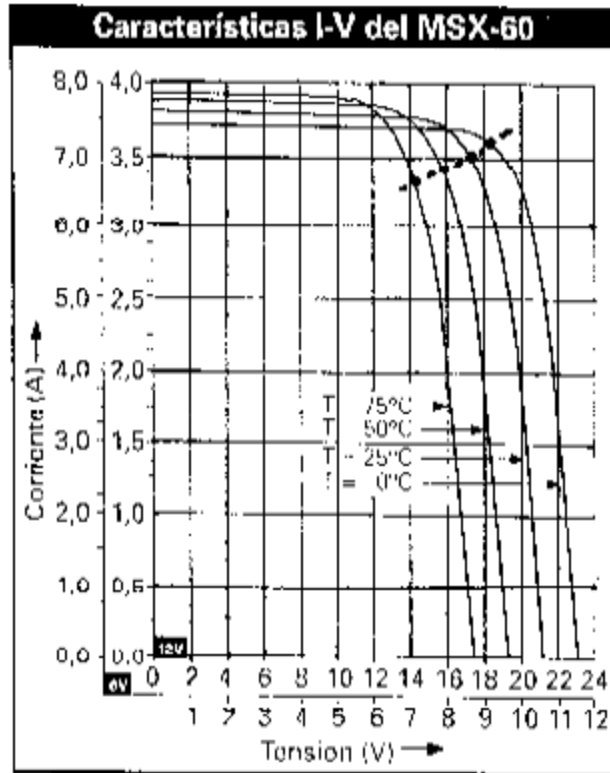


Figura 1.34 Relación I-V para un panel fotovoltaico.

1.4.8 Curvas I-V: Zona de transición

Si bien se ha seleccionado un panel en particular para esta ilustración, los restantes tienen un comportamiento similar, ya que utilizan celdas de silicio. Puede observarse que el valor máximo para el voltaje máximo corresponde a un valor de corriente nulo (voltaje a circuito abierto), mientras que el valor máximo para la corriente corresponde a un voltaje de salida nulo (salida cortocircuitada). Todas las curvas tienen una zona donde el valor de la corriente permanece *prácticamente constante* para valores crecientes de voltaje salida, hasta que alcanzan una zona de transición. A partir de esta zona, pequeños aumentos en el voltaje de salida ocasionan bruscas disminuciones en el valor de corriente de salida. El comienzo de la zona de transición se alcanza para menores valores del voltaje de salida cuando la temperatura de trabajo se incrementa.

1.4.9. Efecto de la temperatura de trabajo

Tanto la corriente de corto circuito como el voltaje de circuito abierto, se ven afectados por la temperatura de trabajo, pero el tipo de variación, así como su magnitud porcentual, son distintos para estos 2 parámetros. Si tomamos como referencia los voltajes a temperatura de 25 °C, la corriente de cortocircuito **aumenta moderadamente**, (+1.6% a 50°C; +3.3% a 75°C), mientras que el voltaje de circuito abierto **disminuye sensiblemente** (-9.5% a 50°C; -16.7% a 75°C).

Es por ello que los fabricantes tratan de ofrecer un voltaje de circuito abierto elevado a 25°C, de manera que el incremento de la temperatura de trabajo no impida el proceso de la carga de baterías. Cuando la temperatura de trabajo es menor que 25°C, el voltaje de circuito abierto crece, y la corriente de corto circuito disminuye.

1.4.10 Máxima potencia de salida

Para cada condición de trabajo se puede calcular la potencia de salida del panel multiplicando los valores correspondientes al voltaje y la corriente para ese punto de la curva I-V. En particular, la potencia de salida es **nula** para dos puntos de trabajo: circuito abierto y cortocircuito, ya que la corriente o el voltaje de salida es nulo. Por lo tanto, si la salida de un panel es cortocircuitada, este no sufre daño alguno. Entre estos 2 valores nulos, la potencia de salida alcanza un valor máximo que varía con la temperatura. El valor máximo que corresponde a una temperatura de trabajo de 25°C se denomina “**valor óptimo**” o “**valor pico**”(Wp) del panel. Para determinarlo, se usan valores estandarizados: potencia luminosa de 1 SOL; espectro luminoso correspondiente a M1.5. Los valores de voltaje y corriente asociados con este máximo (Vp e Ip) son los dados en la hoja de especificaciones para el panel. La figura 4.3 muestra, en línea de puntos, la ubicación de los valores de potencia máxima en función de la temperatura de trabajo. Estos están ubicados al comienzo de la zona de transición de la curva I-V para la temperatura de consideración. El valor de la potencia de salida 0 °C es el mayor de todos ellos.

1.4.11 Factor de degradación

Para la mayoría de los paneles fotovoltaicos, cuando la temperatura de trabajo **aumenta**, el valor de la potencia de salida **disminuye**. En la práctica, debido a la disipación dentro de celdas del panel, salvo en climas muy fríos, la temperatura de trabajo excede los 25°C. Cuando ello ocurre, la potencia de salida nunca alcanza el valor pico por el fabricante. El diseño de un sistema fotovoltaico debe de tener en cuenta esta degradación del panel, a fin de asegurar que los requerimientos eléctricos del sistema pueden ser satisfechos durante los días más calurosos del verano. Para el periodo invernal, si el mínimo para la temperatura promedio es menor a los 25°C, no se considera ninguna degradación para la potencia de salida pico. La degradación puede ser calculada usando los valores dados por las curvas I-V a alta temperatura, pero este proceso es tedioso e impreciso, dada la pobre resolución de las curvas publicadas por los fabricantes. Por ello es mucho más conveniente usar factores de degradación dados en forma porcentual con relación a la potencia pico.

1.4.12 Evaluación de la potencia de salida

Los resultados muestran que la mayoría de los paneles, independientemente del tipo de celda, ofrecen un coeficiente de degradación que oscila entre 0.7% y 0.86% .Sin embargo es interesante destacar que tres paneles no muestran esta regla.

El ARCO trilaminar Modelo M52L, con celdas cristalinas, exhibe un coeficiente de degradación de 0.05%, el siemens M52L, también con celdas cristalinas, 0.32% y el Unisolar UPM880 del tipo amorfo, tiene un coeficiente de degradación negativo (mas salida de poder que la nominal) de - 0.066%. La temperatura de trabajo de todos los paneles oscilo entre los 50°C y 55°C. La mayoría de los paneles tenían 5 años de uso, y ninguno de menos que un año. La potencia nominal ($V_p \times I_p$) oscila entre los 22 y 105 w.

Nota:

Para nuestros cálculos, asumiremos un coeficiente de degradación para la potencia de salida del 0.6% /°C sobre los 25 °C. Si desconocemos el coeficiente de degradación del panel elegido, es necesario obtener esa información con el fabricante o usemos el coeficiente dado anteriormente para calcular el sistema.

La temperatura de trabajo que alcanza un panel fotovoltaico obedece una relación lineal dada por la expresión:

$$T_t = T_a + kR \quad (4.1)$$

T_t = La temperatura de trabajo del panel.

T_a = La temperatura máxima ambiente.

R = Es el valor de la radiación solar en $\frac{mW}{cm^2}$.

k = Es un coeficiente que varía entre 0.2 y $0.4 \frac{^{\circ}C \text{ cm}^2}{mW}$, dependiendo de la velocidad promedio del viento.

Cuando la velocidad del viento es muy baja o inexistente, el enfriamiento del panel es pobre o nulo y k toma valores cercanos o iguales al máximo (0.4). Si la velocidad promedio del viento produce un enfriamiento efectivo del panel, el valor de k será mínimo (0.2). El valor de R varía entre 80 y $100 \frac{mW}{cm^2}$. Para locaciones con alto valor de insolación diaria se usa el valor máximo. Si existen nubes pasajeras que reducen el valor de irradiación, el valor de R se reduce a $80 \frac{mW}{cm^2}$. El producto KR representa el incremento de temperatura que sufre el panel sobre la máxima temperatura ambiente.

1.4.13 Temperatura de trabajo

El primer paso en el cálculo de la potencia de salida de un panel fotovoltaico trabajando a una temperatura mayor que los 25 °C, es determinar los valores de radiaciones solares y temperaturas ambientales para la zona en que este será usado. Asumiremos, como por ejemplo, las siguientes condiciones: radiación solar: $80 \frac{mW}{cm^2}$; máxima temperatura de verano: 30°C; baja velocidad

promedia del viento durante esta estación: $k=0.3$. Reemplazando estos valores en la expresión 4.1 tenemos:

$$T_t = 30 + 0.3 \cdot 80 = 30 + 24 = 54^\circ\text{C}$$

Una vez conocido este valor, se determina el incremento en la temperatura de trabajo respecto a la prueba de 25°C . En nuestro ejemplo nos da un valor de 29°C . La expresión 4.2 da el valor de potencia de salida de un panel trabajando a una temperatura T_t .

$$P_t = P_p - (P_p \cdot \delta \cdot \Delta T) \quad (4.2)$$

Donde:

P_t = Es la potencia de salida a la temperatura de trabajo T_t

P_p = Es la potencia pico del panel (a 25°C)

δ = El coeficiente de degradación ($0.6\%/^\circ\text{C}$)

ΔT = Es el incremento de temperatura por sobre los 25°C .

Asumiendo que $P_p=60\text{W}$, reemplazando los valores dados para cada una de las variables se tiene:

$$P_t = 60 - 60 \cdot 0.006 \cdot 29 = 49.56\text{W}$$

Con un error de $\pm 0.08\%$ podemos redondear este valor a 49.6W . Para temperaturas de trabajo más elevadas, como es común en las zonas desérticas, donde la radiación es elevada los vientos son inexistentes durante el verano, la temperatura del panel de trabajo se elevará, incrementándose la pérdida de potencia de salida.

1.4.14 Representación de los datos técnicos

Para mayor comprensión de los que estamos hablando vamos a dar ejemplos con los paneles de las compañías Kyocera, para el modelo KC125TM, el cual es el asignado para este proyecto. Los datos técnicos para un panel fotovoltaico contienen los siguientes tópicos: información genérica, eléctrica y mecánica.

1.4.15 Información genérica

El tipo de celda, los detalles sobre el ensamblado mecánico, la eficiencia de conversión y el tipo de garantía dada por el fabricante, forman parte de la información genérica.

1.4.16 Parámetros Eléctricos

Los valores de potencia, voltaje y corriente pico, así como los valores de voltaje a circuito abierto y corriente de corto circuito forman parte de la información eléctrica. Esta es complementada con notas aclaratorias al pie de página, cuya función es especificar las condiciones usadas durante la evaluación de un determinado parámetro. Muchos fabricantes incorporan información sobre las

curvas I-V para diferentes temperaturas de trabajo, así como para distintos niveles de radiación. Si esta información no le satisface, escribiendo al fabricante o distribuidor del producto le permitirá obtener mayor información, o con mayor detalle.

Notas:

Los valores dados para la potencia pico de salida son, comúnmente, valores típicos. Esto significa que algunos paneles pueden tener un valor más alto o más bajo que el especificado. Observe que la compañía Solarex garantiza un valor mínimo para la potencia pico de sus paneles, mientras que la compañía Siemens garantiza que el valor medido en fábrica no varía más de $\pm 10\%$ del especificado como el óptimo. Algunos fabricantes incluyen un coeficiente de degradación para la potencia de salida, mientras que otros no las proporcionan. Si el lector considera que la información provista no le satisface, contacte al fabricante o al distribuidor como se indicó anteriormente, o utilice el coeficiente de degradación adoptado en el ejemplo para calcular la potencia a la temperatura de trabajo P_t .

1.4.17 Parámetros mecánicos

La información mecánica proporciona las dimensiones físicas del panel, las que incluye perforación de montaje. Algunos fabricantes complementan esta información con notas de precaución de manejo.

1.4.18 Información técnica

Las figuras 4.5 reproducen las hojas de especificaciones eléctricas y mecánicas del panel mencionado en este capítulo.

THE NEW VALUE FRONTIER

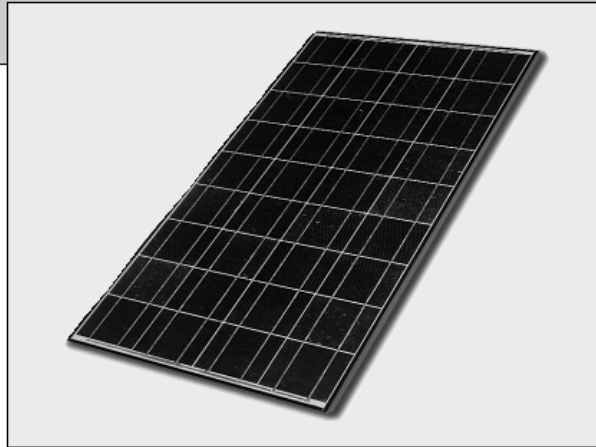


MODEL KC125TM

KC125TM

HIGH EFFICIENCY MULTICRYSTAL PHOTOVOLTAIC MODULE

- Class I, Div.2, Groups A, B, C and D Hazardous Locations
- IEC 61215
- ISO 9001 / JIS Q 9001
- ISO 14001 / JIS Q 14001



HIGHLIGHTS OF KYOCERA PHOTOVOLTAIC MODULES

Kyocera's advanced cell processing technology and automated production facilities produce a highly efficient multicrystal photovoltaic module.

The conversion efficiency of the Kyocera solar cell is 16%

These cells are encapsulated between a tempered glass cover and an EVA pottant with back sheet to provide maximum protection from the most severe environmental conditions.

The entire laminate is installed in an anodized aluminum frame to provide structural strength and ease of installation.

Equipped with an industrial grade junction box.

1 year limited warranty on material and workmanship, 25 year* limited warranty on power output

APPLICATIONS

- Microwave/Radio repeater stations
- Electrification of villages in remote areas
- Medical facilities in rural areas
- Power source for summer vacation homes
- Emergency communication systems
- Water quality and environmental data monitoring systems
- Navigation lighthouses and ocean buoys
- Pumping systems for irrigation, rural water supplies and livestock watering
- Aviation obstruction lights
- Cathodic protection systems
- Desalination systems
- Recreational vehicles
- Railroad signals
- Sailboat charging systems

SPECIFICATIONS

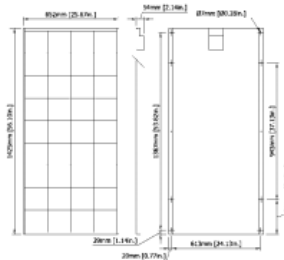
■ Electrical Specifications

| MODEL | KC125TM |
|-----------------------|------------------|
| Maximum Power | 125 Watts |
| Maximum Power Voltage | 17.4 Volts |
| Maximum Power Current | 7.20 Amps |
| Open Circuit Voltage | 21.7 Volts |
| Short-Circuit Current | 8.0 Amps |
| Length | 56.1" (1425mm) |
| Width | 25.7" (652mm) |
| Depth | 2.2" (56mm) |
| Weight | 26.8lbs (12.2kg) |

Note: The electrical specifications are under test conditions of irradiance of 1kW/m² Spectrum of 1.5 air mass and cell temperature of 25°C.

Kyocera reserves the right to modify these specifications without notice.

■ Physical Specifications



* Long term output warranty shall guarantee that loss of output is not more than 10% of the minimum warranty value of the product specifications within 12 years and is not more than 20% within 25 years after the purchase of the product by customer. The output values shall be those measured under Kyocera standard measurement conditions. Regarding the warranty conditions in detail, please refer to Warranty issued by Kyocera.

Figura 1.35 Hoja de especificaciones para el panel KC125TM de Kyocera.

1.5 Sistema fotovoltaico

Un sistema solar fotovoltaico es un conjunto de dispositivos cuya función es convertir la energía solar directamente en energía eléctrica, adicionando esta última a los requerimientos de una aplicación determinada. Consta principalmente de los siguientes elementos:

- 1) Arreglos de módulos de celdas solares.
- 2) Estructura y cimiento del arreglo.
- 3) Reguladores de voltaje y otros controles, típicamente un controlador de batería, un inversor de corriente cd/ca o un rectificador ca/cd.
- 4) Baterías de almacenamiento eléctrico y recinto de ellas.
- 5) Instrumentos.
- 6) Cables e interruptores.
- 7) Red eléctrica circundante.
- 8) Cercado de seguridad, sin incluir las cargas eléctricas.

Un sistema solar fotovoltaico no siempre consta de la totalidad de elementos aquí mencionados. Puede prescindir de uno o más de estos, dependiendo del tipo y tamaño de las cargas a alimentar, el tiempo, hora y época de operación y la naturaleza de los recursos energéticos disponibles en el lugar de operación.

1.5.1 Sistema fotovoltaico: La carga eléctrica

Un sistema fotovoltaico consiste en la integración de varios componentes, cada uno de ellos cumpliendo con una o más funciones específicas, a fin de que este pueda suplir la demanda eléctrica **impuesta por el tipo de carga**, usando como combustible la energía solar. La definición anterior deja claramente establecido que la carga eléctrica determina el tipo de componentes que deberán utilizar en el sistema. La completa definición de la carga debe tener en cuenta 3 características que la definen: el tipo, el valor energético y el régimen de uso.

1.5.2 Tipos de carga

Existen 3 tipos de cargas: CC, CA y mixta (CC y CA). Cuando la carga tiene aparatos de CA, se necesitará incorporar al sistema un inversor. Este componente transforma el voltaje de CC proporcionando por los paneles en un voltaje de CA. Las pérdidas de energía en estos sistemas es mayor que los de CC. En la figura 5.1 se muestra la señal de corriente directa y en la figura 5.2 la señal de corriente alterna.

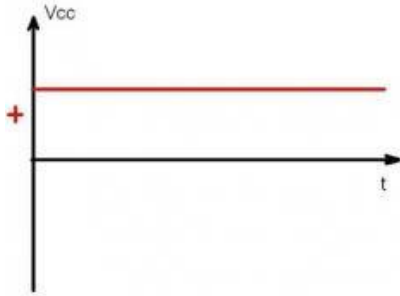


Figura 1.36 Señal de corriente continua.

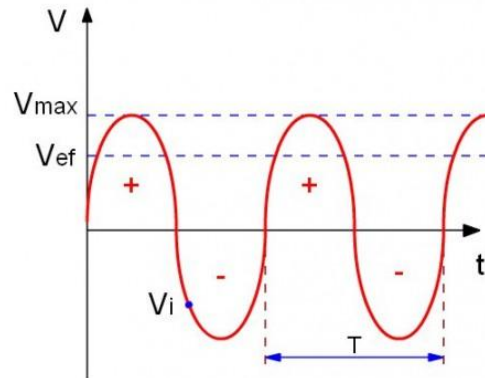


Figura 1.37 Señal de corriente alterna

1.5.3 Valor energético

El valor energético representa el total de la energía que consumirá la carga dentro de un periodo determinado, generalmente un día. Para sistemas pequeños este valor estará dado en W/día. Para sistemas de mayor consumo en KWh/día.

1.5.4 Régimen de uso

El régimen de uso responde a dos características: cuando se usa la energía generada y la rapidez de su uso. Dependiendo de cuando se usa la energía, se tendrá un régimen diurno, nocturno o mixto. La rapidez del consumo (energía por unidad de tiempo), determina el valor de la potencia máxima requerida por la carga.

1.5.5 Régimen nocturno

Para comprender estos conceptos daremos algunos ejemplos. Si el régimen de uso es *exclusivamente nocturno*, el sistema deberá almacenar energía durante el día. Esta necesidad se traduce en la incorporación de un banco de baterías, del cual se extraerá la energía demandada por la carga durante la noche. La presencia del banco de acumulación fuerza el uso de un control de carga y otros elementos auxiliares, como se verá a continuación.

1.5.6 Régimen diurno

Si el uso es *exclusivamente diurno*, como es común en equipos de bombeo, no se necesitará un banco de baterías. En este caso el sistema deberá ser capaz de entregar la máxima potencia requerida por el motor eléctrico de la bomba. Sin embargo, a fin de extender al máximo las horas de operación del bombeador, se introducen dos componentes en el sistema: un seguidor automático en la sección colectora, el que alarga la duración del día solar promedio, y un componente especial que permite el arranque del motor de bombeo a horas más tempranas, del lado de la carga.

1.5.7 Régimen Mixto

Si el régimen de la carga es mixto (diurno y nocturno), parte de la energía a generarse deberá cargarse en el banco de baterías y el resto deberá satisfacer a la carga diurna. Ello implica que la parte generadora deberá satisfacer 2 requisitos durante la duración del día solar.

1.5.8 Transitorios

Por último, en sistemas que deben alimentar motores eléctricos (heladeras, herramientas eléctricas, motores de bombeo, etc...), el régimen de la carga no es constante, dado que el arranque de motores eléctricos demanda mayor corriente que cuando estos giran a velocidad fija. Este pico de corriente (transitorio de arranque) debe de ser contemplado al seleccionar el fusible de protección y el cable que alimenta el tipo de carga.

1.5.9 Comienzo del diseño

El análisis detallado de la carga representa el primer paso en la secuencia de diseño, ya que deben conocerse los números detalles que afectan el valor y el régimen de uso de la energía del sistema en consideración. La mayor dificultad en el diseño es la determinación correcta del valor energético a generarse y a acumularse, si existe un banco de baterías. Cuando estos valores son óptimos, el sistema resultante tendrá el menor costo y el mayor grado de fiabilidad posibles.

1.5.10 Sistema fotovoltaico para uso doméstico

La aplicación más común para un sistema fotovoltaico es la generación de energía eléctrica para uso doméstico. Por ello, analizaremos a continuación, un sistema de este tipo, con régimen nocturno o mixto. El análisis, por el momento, es solo cualitativo, ya que nuestro interés es el de identificar los diferentes bloques que forman parte de este sistema. Usaremos como referencia el circuito de la figura 5.3. En ella, cada bloque funcional está separado por una línea transversal. Un bloque funcional está separado por una línea transversal. Un bloque que no es obvio es el cableado, de interconexión, el que está distribuido todo el sistema.

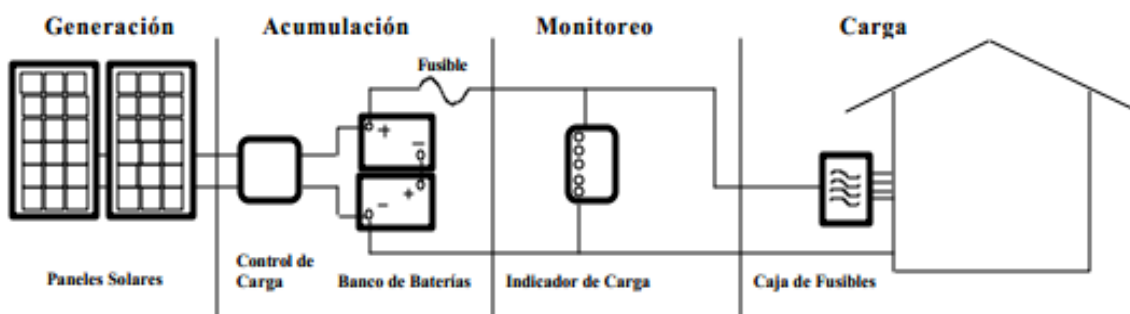


Figura 1.38 Sistema fotovoltaico básico para uso doméstico.

1.5.11 Bloque de generación

Los paneles fotovoltaicos forman el bloque de generación. El número de ellos depende de varios factores. Entre ellos, los más obvios, son la insolación del lugar, el valor energético de la carga y la máxima potencia de salida del panel. Su acción es equivalente al de un generador de CC alimentado por la luz solar. La mayor parte de la energía eléctrica que generan es acumulada en las baterías. Decimos la mayor parte ya que es imposible acumular toda la energía generada, debido a las pérdidas asociadas con el proceso de carga. Es importante recordar que si los paneles permanecen parcialmente sombreados durante una parte del día, su capacidad generadora sufre sensiblemente, ya que la parte sombreada equivale a conectar un valor de resistencia en serie con el generador.

1.5.12 Bloque de acumulación

El bloque de acumulación contiene tres componentes: el banco de baterías, el control de carga y el fusible de conexión. El banco de acumulación se usa, casi con exclusividad, un tipo especial de batería llamada **batería solar**. Estas se ofrecen en versiones de 6 y 12V. El diagrama de la figura 2.0 muestra 2 baterías de 6V conectadas en serie, en un sistema de 12V nominales. El control de carga cumple 2 funciones: garantiza un régimen de carga adecuado para las baterías, y evita la descarga de las mismas a través de los paneles durante la noche, cuando el voltaje de salida es nulo. Su función es análoga a la del sistema de carga de batería en un automotor. Si no usa un control el régimen de carga podría sobrecargar las baterías. Esta condición, como veremos al tratar el tema, acorta la vida útil de las mismas. Muchos fabricantes de controles de carga adicionan, en algunos modelos, funciones auxiliares dentro del producto. La más común es la del monitoreo del proceso de carga. El fusible es incorporado al sistema como un elemento de seguridad. Aun cuando el banco consista de una sola unidad, un cortocircuito accidental entre los bornes de salida significa que la corriente que circula por la batería alcanzará valores de **miles de amperes**, por varios segundos, acelerando la reacción química y disipación de calor dentro de la misma. Los gases generados no escapan en su totalidad, llegando a producir una violenta explosión. Como las baterías utilizan electrolitos altamente corrosivos, las consecuencias pueden ser trágicas. Cortocircuitos que no terminan en otras explosiones acortan la vida útil de las baterías y pueden dañar la aislación de los cables de conexión (excesivas pérdidas de calor).

1.5.13 Bloqueo de monitoreo

La inclusión de este bloque como parte del sistema básico ha sido hecha para demostrar la importancia de saber, en cualquier momento, si las baterías poseen una carga adecuada. El circuito de la figura 5.3 muestra un medidor de estado de carga conectado al banco de acumulación. Desde un punto de vista práctico la presencia de un componente actuando como monitor del estado de carga puede no ser necesaria, pero su función si lo es. De no tenerse un componente dedicado a monitorear el estado de carga de las baterías, la ejecución del plan de mantenimiento constituye el mecanismo que permitirá extender al máximo la vida útil del banco de acumulación.

1.5.14 Bloque de cableado

El bloque de cableado es considerado uno de los bloques básicos del sistema por que el dimensionamiento del mismo tiene un rol muy importante en la reducción de las pérdidas de energía en el sistema. Deberá recordarse que para un mismo nivel de consumo, la corriente es mayor si el sistema es de bajo voltaje. Un mayor amperaje significa el incremento de las pérdidas del voltaje y disipación.

La selección del conductor a usarse debe ser en cuenta teniendo varios factores. Los más importantes son: la capacidad del cable de manejar la corriente máxima que debe circular por el mismo, el tipo de aislación, el tipo de conductor (sólido o multialambre) y, por último, el material con el que esta echo el conductor.

1.5.15 Balance del sistema

El concepto fundamental de diseño de un sistema fotovoltaico es el de obtener un balance entre la energía generada y la consumida por la carga, más la perdidas de la sistema. Este equilibrio deberá preservarse para la condición de trabajo más desfavorable que se anticipe.

1.5.16 Sistemas fotovoltaicos pequeños

Para cerrar el capítulo de introducción de los sistemas fotovoltaicos considero necesario comentar sobre actitudes erróneas tomadas por aquellos que instalan pequeños sistemas (uno o dos paneles). Como estos sistemas son usados por personas de bajos recursos, existe la tentación de considerar como redundantes algunos de los componentes descriptos o substituir un componente por otro que no es el adecuado. Esta actitud resulta en una falsa economía que se traduce en sistemas con altos costos de mantenimiento y, en algunas circunstancias, peligrosos. Irónicamente, en sistema pequeño, debido a la falta de redundancia, el conocimiento del estado de carga de la batería, así como la calidad de este componente, resultan ser **más críticos** que en un sistema con mayor reserva. Desde el punto de vista de la seguridad, el cortocircuito de una batería puede tener consecuencias desastrosas si está ubicado dentro de la zona habitacional, sin protección alguna. La mejor recomendación es tener en cuenta las consecuencias asociadas con la supresión o sustitución de un componente. Si bien el costo del sistema es importante, deberá considerarse asimismo el perjuicio aparejado con la cancelación o sustitución de componentes.

CAPÍTULO 2. DESARROLLO EXPERIMENTAL

En esta tesis ya se cuenta con algunos materiales; los cuales el IER (Instituto de Energías Renovables) de la UNAM, los aportó para investigación y crecimiento de nuevas tecnologías, se desea alimentar un generador de hidrogeno de 800 W con un arreglo fotovoltaico de 1000 w que ya tenían, además de eso el arreglo de paneles solares cuenta con su controlador y su inversor además de su seguidor para mejorar la captación de la luz solar.

2.1 El modulo fotovoltaico

El modulo fotovoltaico que se va a utilizar es el modelo KC125TM de la marca Kyocera, modulo con que ya se contaba en el instituto y son 8 paneles de 125 watts por lo tanto la carga máxima que podemos alimentar en la caseta es de 1000 watts. Figura 2.1.La hoja de datos se anexara en el apéndice.



Figura 2.1 Arreglo fotovoltaico con seguidor del sol.

Como se puede observar el panel cuenta con un seguidor solar, este va a colocar al sistema fotovoltaico en radiación directa con el sol para tener una mayor potencia durante todo el día en el momento de tener la carga en operación debido a que la potencia del arreglo es dependiente de la irradiación del sol; obviamente el lugar es una área la cual no va a tener ningún tipo de sombra puesto que esto nos traería problemas con la potencia máxima del arreglo fotovoltaico y podría causarnos el efecto de punto caliente en el sistema; los módulos fotovoltaicos cuenta con una protección de diodos bypass para evitar estos efectos debido al sombreado, figura 2.2.

El sistema fotovoltaico está orientado hacia el sur geográfico con una inclinación de $17^\circ \approx$ la latitud de Morelos de 18° .

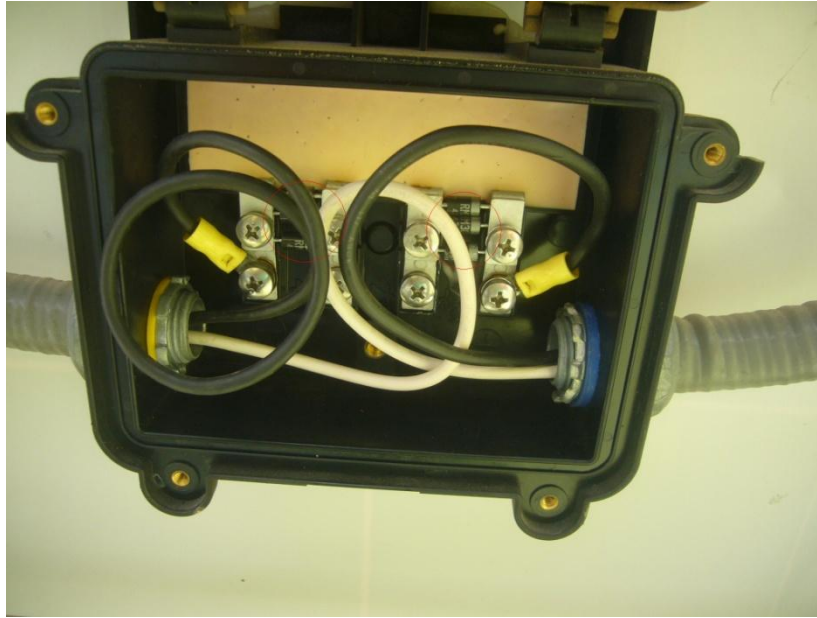


Figura 2.2 Se puede observar que la caja de conexiones del módulo fotovoltaico cuenta con sus diodos de protección de sombra.

Para el dimensionamiento del arreglo fotovoltaico se tienen los siguientes cálculos considerando que en este proyecto se pretende alimentar una carga de 720 W (Generador de hidrogeno) por un lapso de 5.5 h, se utilizara el método del watt-hora para saber cuanto necesito de potencia para el sistema.

$$E_c = 5.5 \text{ h} \cdot 720 \text{ W} = 3960 \text{ Wh}$$

Con base a que el día solar promedio del lugar es de $5.93 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \text{ dia}}$

$$P_p = \frac{E_c}{R_s \cdot \eta G} = \frac{3960 \frac{\text{Wh}}{\text{dia}}}{5.93 \text{ h} (.8)} = 834.73 \text{ W}$$

E_c = Energía de la carga.

R_s =Recurso solar

ηG =Eficiencia global (Perdidas en el cableado, en el controlador, inversor, banco de baterías, por temperatura).

Nota:

- Se puede ver que el arreglo fotovoltaico está sobredimensionado debido a pérdidas y al recurso solar.
- El recurso solar fue obtenido en la página de la nasa, la fuente será situada en la sección de bibliografía.

- La potencia del arreglo fotovoltaico es de 1000 W y solo se necesitan 834.73 W de módulos fotovoltaicos entonces los otros restantes podrán abastecer sin problema las pérdidas del 20% que le consideramos a la instalación fotovoltaica.

2.1.1 Numero de circuitos en serie

Para la obtención del número de paneles en serie se efectuara la siguiente operación:

$$N_{m\text{serie}} = \frac{V_{Bat}}{V_{mod_{max}}} = \frac{24 V}{17.4 V} = 1.37 \approx 2$$

V_{Bat} = Tensión de las baterías.

$V_{mod_{max}}$ = Tension del módulo a máxima potencia.

$N_{m\text{serie}}$ = Numero de paneles en serie.

Nota: No se puede usar 1 modulo en serie porque está por debajo de los 24V y un controlador no es un generador de energía, es necesario colocar más voltaje para que lo regule a 24 V.

$$V_{serie} = 17.4 \cdot 2 = 34.8 V$$

2.1.2 Numero de módulos en total

Para el número total de módulos usare la siguiente operación, considerando que usare paneles de 125 w:

$$N_{Tm} = \frac{Pp}{Pm} = \frac{1000}{125} = 8 \text{ modulos.}$$

N_{Tm} = Número total de módulos.

Pp = Potencia pico.

Pm =Potencia del módulo.

2.1.3 Numero de módulos en paralelo.

El número de paneles en paralelo se calcula con la siguiente relación:

$$N_{mPar} = \frac{N_{Tm}}{N_{m\text{serie}}} = \frac{8}{2} = 4 \text{ en paralelo.}$$

N_{Tm} =Numero total de módulos.

$N_{m\text{serie}}$ =Numero de módulos en serie.

N_{mPar} =Numero de paneles en paralelo.

2.1.4 Corriente de máxima potencia del sistema fotovoltaico

La corriente de máxima potencia del arreglo fotovoltaico se calcula de la siguiente manera:

$$I_{max\text{ sistema}} = I_{max} \cdot N_m\text{Par} = 7.2 A \cdot 4 = 28.8 A$$

$I_{max\text{ sistema}}$ = Corriente de máxima potencia del arreglo fotovoltaico.

I_{max} = Corriente de máxima potencia del módulo.

$N_m\text{Par}$ = Numero de módulos en paralelo.

2.1.5 Corriente de corto circuito del sistema fotovoltaico

La corriente de corto circuito del arreglo fotovoltaico se calcula de la siguiente manera:

$$I_{cc\text{ sistema}} = I_{cc} \cdot N_m\text{Par} = 8 A \cdot 4 = 32 A$$

$I_{cc\text{ sistema}}$ = Corriente de corto circuito del sistema.

I_{cc} = Corriente de corto circuito del módulo.

$N_m\text{Par}$ = Numero de paneles en paralelo.

2.1.6 Voltaje a potencia máxima del arreglo

Para obtener el voltaje a potencia máxima del arreglo es de la siguiente manera:

$$V_{max\text{ sistema}} = V_{max} \cdot N_m\text{serie} = 17.4 V \cdot 2 = 34.8 V$$

$V_{max\text{ sistema}}$ = Voltaje de máxima potencia del sistema fotovoltaico.

V_{max} = Voltaje del módulo a máxima potencia.

$N_m\text{serie}$ = Numero de módulos en serie.

2.1.7 Voltaje a circuito abierto del arreglo fotovoltaico

$$V_{oc\text{ sistema}} = V_{oc} \cdot N_m\text{serie} = 21.7 V \cdot 2 = 43.4 V$$

$V_{oc\text{ sistema}}$ = Voltaje a circuito abierto del sistema.

V_{oc} = Voltaje a circuito abierto.

$N_m\text{serie}$ = Numero de módulos en serie.

El panel fotovoltaico está conectado 2 circuitos en serie y 4 en paralelo; el voltaje se va a regular a 24 v y la corriente de corto circuito (I_{cc}) por cada arreglo en paralelo va a ser de 8 A los cuales van para una unidad de paralelaje en la cual vamos a colocar en el controlador y los dispositivos de seguridad correspondientes. Figura 2.3.



Figura 2.3 Caja de paralelaje se puede ver que tiene sus debidas protecciones y cuenta con su controlador para el banco de baterías.

2.2 El controlador de baterías

El controlador de carga es de la marca Xantrex con una corriente nominal a 40 A, las demás especificaciones se anexaran en el apéndice. Figura 2.4.

El arreglo fotovoltaico como ya se había mencionado está dentro de su caja de paralelismo para protegerlo de la intemperie y de otros factores que puedan dañarlo. Este controlador nos va a ayudar con la carga y descarga de las baterías la cual es muy importante puesto que así no se corre el riesgo de dañar los acumuladores.



Figura 2.4 Controlador de baterías de la marca Xantrex modelo C-40.

2.2.1 Cálculo de la corriente de entrada del regulador

Para calcular el regulador es necesario sobredimensionarlo para estar seguro que no se va a dañar el controlador si llega a haber una sobrecorriente puesto que la corriente es proporcional a la radiación, es decir, si llega a haber una insolación muy alta la corriente que va a crecer no sobrepasara la nominal del regulador o en caso de una sobrecarga; el sobredimensionamiento que haremos será del 25% el cual es un margen de seguridad para evitar daños al aparato.

$$I_{ER} = 1.25 \cdot I_{cc\text{ sistema}} = 1.25 \cdot 32 = 40 \text{ A}$$

Se ocupa la corriente de corto circuito del sistema para tener una protección en caso de corto circuito y no sobrepasar la capacidad del dispositivo.

2.2.2 Calculo de la corriente de salida de un regulador

Para calcular la corriente de salida de un regulador se necesita ocupar la potencia de la carga, la eficiencia del inversor y después se va a ocupar el factor de seguridad del 25% para sobredimensionarlo y tener seguridad en el uso del inversor.

$$I_{salR} = \frac{1.25 \cdot \frac{\text{Carga}}{\eta_{inv}}}{V_{sal}} = \frac{1.25 \cdot \frac{720}{.94}}{24} = 39.89 \text{ A}$$

El regulador que vamos a ocupar efectivamente tiene una capacidad de corriente de 40 A. Ver en el apéndice.

2.3 Banco de baterías

El banco de baterías nos va a ayudar a incrementar la potencia del arreglo calculándolo para 2 generadores. Lo que va a suceder es que el banco de baterías va a entregar los 720 W restantes.

2.3.1 Calculo del banco de baterías

Para calcular el banco de materias primero voy a dejar claro que los generadores de hidrogeno consumen 720 W cada uno entonces la potencia entre los 2 es de 1440 W y se considera que su uso es de 5.5 hrs entonces su energía es de 7920 Wh.

La ecuación para el banco de baterías es la siguiente:

$$C \text{ Wh} = \frac{E \cdot D_{Aut}}{P_{des} \cdot F_{ct}} = \frac{7920 \cdot .5}{.6 \cdot 1.02} = 6470.6 \text{ Wh}$$

$C \text{ Wh}$ =Capacidad del banco de baterías en Wh.

E =Energia de la carga.

D_{Aut} =Dias de autonomía.

P_{des} =Profundidad de descarga.

F_{ct} =Factor de corrección por temperatura.

Ahora la capacidad del banco de baterías lo vamos a transformar en Ah de la siguiente manera:

$$C \text{ Ah} = \frac{C \text{ Wh}}{V_{Ban}} = \frac{6470.6}{24} = 269.6 \text{ Ah}$$

$C \text{ Ah}$ =Capacidad del banco de baterías en Ah.

$C \text{ Wh}$ =Capacidad del banco de baterías en Wh.

V_{Ban} =Voltaje del banco de baterías.

El número de baterías en serie se obtiene de la siguiente forma:

$$B_s = \frac{V_{Ban}}{V_B} = \frac{24}{12} = 2$$

B_s =Baterías en serie.

V_{Ban} =Tensión en el banco de baterías.

V_B = Tensión en la batería.

∴ Se ocuparan 2 baterías en serie.

El número de baterías en paralelo se calcula con la siguiente expresión:

$$B_p = \frac{C_{Ban}}{C_{Bat}} = \frac{269.6}{100} = 2.6 \approx 3 \text{ baterias}$$

B_p =Baterías en paralelo.

C_{Ban} =Capacidad del banco de baterías (Ah).

C_{Bat} =Capacidad de una sola batería (Ah).

∴ Se ocuparan 3 baterías en paralelo.

El número total del banco de baterías es el siguiente:

$$B_T = B_s \cdot B_p = 2 \cdot 3 = 6 \text{ Baterias}$$

B_T =Numero de baterías totales en el banco de baterías.

B_s =Baterías en serie.

B_p =Baterías en paralelo.

2.4 El inversor

Vamos a ocupar el inversor de marca Xantrex modelo 1524, figura 2.5. Ver apéndice para sus especificaciones.

El inversor tiene la finalidad de convertir la corriente directa (CD) en corriente alterna (CA), la cual es muy importante para nuestra carga, sin esta conversión no se puede operar el generador de hidrogeno.



Figura 2.5 Inversor de la marca Xantrex DR1524.

2.4.1 Calculo del inversor

Para calcular nuestro inversor solo es necesario ocupar la potencia de los generadores de hidrogeno, la cual es de 1440 W. El inversor debe de soportar una potencia de 1440 W; el dispositivo que vamos a ocupar tiene una capacidad de 1500 W y cumple con las especificaciones. Ver apéndice.

2.5 Conductores eléctricos

El cálculo de los conductores se seleccionarán de acuerdo a la NOM-001 basándose en el criterio de selección de los conductores.

2.5.1 Sección de corriente directa

En la parte de corriente directa (del controlador hasta el inversor) se hará el siguiente análisis para la selección del conductor.

Primero debemos saber cuanta corriente circulará por ese medio entonces dada la placa de datos tenemos una $I_{cc} = 8 \text{ A}$ por modulo pero como son 4 en paralelo la corriente es de 32 A.

Luego lo multiplicamos por un factor de seguridad del 125% para tener la seguridad que en caso de un corto circuito o de una sobrecarga el conductor aguantará dichas ampacidades, a continuación se muestra dicho cálculo.

$$I_{cc} = 1.25 \cdot I_{cc} = 40 \text{ A}$$

Después aplicaremos la siguiente ecuación para obtener la corriente corregida.

$$I_{cc'} = \frac{I_{cc}}{FA \cdot FT}$$

$I_{cc'}$ = Corriente corregida.

I_{cc} = Corriente corregida con el factor del 125%.

FA = Factor de agrupamiento.

FT = Factor de Temperatura.

Para conseguir el factor de Agrupamiento es necesario consultar la NOM-001-SEDE-2012 para obtener el valor de acuerdo a las tablas. Esta tabla habla del número de conductores que van a ir en la canalización, este valor depende mucho del número de conductores portadores de corriente que van a ir en la canalización. Figura 2.6.

Tabla 310-15(b)(3)(a). Factores de ajuste para más de tres conductores portadores de corriente en una canalización o cable

| Número de conductores ¹ | Porcentaje de los valores en las tablas 310-15(b)(16) a 310-15(b)(19), ajustadas para temperatura ambiente, si es necesario. |
|------------------------------------|--|
| 4-6 | 80 |
| 7-9 | 70 |
| 10-20 | 50 |
| 21-30 | 45 |
| 31-40 | 40 |
| 41 y más | 35 |

¹Es el número total de conductores en la canalización o cable ajustado de acuerdo con 310-15(b)(5) y (6).

Figura 2.6 Tabla de factores de ajuste por agrupamiento.

De acuerdo a la tabla el factor de agrupamiento es del 100% debido a que hay menos de 3 conductores portadores de corriente.

Para encontrar el factor por temperatura es necesario consultar la tabla de la NOM-001-SEDE-2012 e irse a la parte de temperatura por donde van a ir los conductores, esta tabla habla de la temperatura a la que va a estar expuesto el conductor en las condiciones de trabajo. Figura 2.7.

Tabla 310-15(b)(2)(a).- Factores de Corrección basados en una temperatura ambiente de 30 °C.

Para temperaturas ambiente distintas de 30 °C, multiplique las anteriores ampacidades permisibles por el factor correspondiente de los que se indican a continuación:

| Temperatura ambiente (°C) | Rango de temperatura del conductor | | |
|---------------------------|------------------------------------|-------|-------|
| | 60 °C | 75 °C | 90 °C |
| 10 o menos | 1.29 | 1.20 | 1.15 |
| 11-15 | 1.22 | 1.15 | 1.12 |
| 16-20 | 1.15 | 1.11 | 1.08 |
| 21-25 | 1.08 | 1.05 | 1.04 |
| 26-30 | 1.00 | 1.00 | 1.00 |
| 31-35 | 0.91 | 0.94 | 0.96 |
| 36-40 | 0.82 | 0.88 | 0.91 |
| 41-45 | 0.71 | 0.82 | 0.87 |
| 46-50 | 0.58 | 0.75 | 0.82 |
| 51-55 | 0.41 | 0.67 | 0.76 |
| 56-60 | - | 0.58 | 0.71 |
| 61-65 | - | 0.47 | 0.65 |
| 66-70 | - | 0.33 | 0.58 |
| 71-75 | - | - | 0.50 |
| 76-80 | - | - | 0.41 |
| 81-85 | - | - | 0.29 |

Figura 2.7 Tabla de factores de corrección debido a la temperatura.

Como se muestra en la tabla hay diversas temperaturas, la cual vamos a ir a la tabla de 75°C y seleccionar la correspondiente temperatura para la cual en Temixco se encuentra entre los 31°C-35°C para condiciones extremas. El factor por temperatura es de 0.94.

Ya después de haber seleccionado los distintos valores para cada factor regresemos a la ecuación de $I_{cc'}$ (Corriente corregida). Entonces la ecuación anterior queda de la siguiente manera:

$$I_{cc'} = \frac{40}{1 \cdot 0.94} = 42.55 \text{ A}$$

De acuerdo a la tabla de ampacidades que se encuentra en la NOM se debe de buscar el conductor con la ampacidad correspondiente a los 42.55 A. Figura 2.8.

Tabla 310-15(b)(16) Ampacidades permisibles en conductores aislados para tensiones hasta 2000 volts y 60 °C a 90 °C. No más de tres conductores portadores de corriente en una canalización, cable o directamente enterrados, basados en una temperatura ambiente de 30 °C*

| Tamaño o designación | | Temperatura nominal del conductor (Véase la tabla 310-104(a)) | | | | | |
|----------------------|-------------|---|--|---|---|----------------------|---|
| | | 60 °C | | | 75 °C | | |
| mm ² | AWG o kcmil | TIPOS TW, UF | TIPOS RHW, THHW, THHW-L, THW, THW-L, THWN, XHHW, USE, ZW | TIPOS TB, SA, SIS, FEP, FEPB, MI, RHH, RHW-2, THHN, THHW, THHW-L, THW-2, THWN-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2 | TIPOS UF | TIPOS RHW, XHHW, USE | TIPOS SA, SIS, RHH, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2 |
| | | COBRE | | | ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE | | |
| 0.824 | 18 | — | — | 14 | — | — | — |
| 1.31 | 16* | — | — | 18 | — | — | — |
| 2.08 | 14** | — | — | 20 | — | — | — |
| 3.31 | 12** | — | — | 25 | — | — | — |
| 5.26 | 10** | — | — | 30 | — | — | — |
| 8.37 | 8 | — | — | 40 | — | — | — |
| 13.3 | 6 | 55 | 65 | 75 | 40 | 50 | 55 |
| 21.2 | 4 | 70 | 85 | 95 | 55 | 65 | 75 |
| 26.7 | 3 | 85 | 100 | 115 | 65 | 75 | 85 |
| 33.6 | 2 | 95 | 115 | 130 | 75 | 90 | 100 |
| 42.4 | 1 | 110 | 130 | 145 | 85 | 100 | 115 |
| 53.49 | 1/0 | 125 | 150 | 170 | 100 | 120 | 135 |
| 67.43 | 2/0 | 145 | 175 | 195 | 115 | 135 | 150 |
| 85.01 | 3/0 | 165 | 200 | 225 | 130 | 155 | 175 |
| 107.2 | 4/0 | 195 | 230 | 260 | 150 | 180 | 205 |
| 127 | 250 | 215 | 255 | 290 | 170 | 205 | 230 |
| 152 | 300 | 240 | 285 | 320 | 195 | 230 | 260 |
| 177 | 350 | 260 | 310 | 350 | 210 | 250 | 280 |
| 203 | 400 | 280 | 335 | 380 | 225 | 270 | 305 |
| 253 | 500 | 320 | 380 | 430 | 260 | 310 | 350 |
| 304 | 600 | 350 | 420 | 475 | 285 | 340 | 385 |
| 355 | 700 | 385 | 460 | 520 | 315 | 375 | 425 |
| 380 | 750 | 400 | 475 | 535 | 320 | 385 | 435 |
| 405 | 800 | 410 | 490 | 555 | 330 | 395 | 445 |
| 456 | 900 | 435 | 520 | 585 | 355 | 425 | 480 |

Figura 2.8 Tabla de ampacidades para conductores de distinto aislamiento.

Como se muestra en la figura 2.8 para un conductor del 8 AWG a un aislamiento de 75 °C le corresponde una $I_{cc'}=42.55$ A. Entonces seleccionamos ese conductor debido a que soporta una ampacidad de 50 A. Como el conductor estará expuesto a condiciones ambientales y expuesto a la luz del sol se usara un cable del tipo TWD-UV.

La ampacidad es muy importante porque esta es la que nos permite cuantificar la cantidad de corriente que circulará por el conductor sin ser dañado y prevendrá a la instalación de incendios principalmente.

2.5.2 Sección de corriente alterna

Se calculará la ampacidad para la sección de corriente alterna que circula en la salida del inversor que alimentará a los generadores de hidrogeno. El cálculo se realizara con la formula anterior explicada en la sección de corriente directa, puesto que se aplica también para corriente alterna.

$$I_{cc'} = \frac{I_{cc}}{FA \cdot FT}$$

Comenzaremos con el factor de temperatura; como el conductor va a ir por debajo de la tierra en un registro de conductores la temperatura la vamos a considerar para condiciones extremas en promedio de 36 a 40 grados. En la figura 2.7 se muestra que para la columna de 75°C en esas temperaturas el factor de corrección es de 0.88.

Para el factor de se ocupará el factor de 1 debido a que no va a haber ningún conductor portador de corriente que no sea el del sistema. Figura 2.6. También será multiplicado por el factor de seguridad de 125%.

Recordaremos que este factor de 125% es de seguridad y es para que en caso de cortocircuito o de sobrecarga el conductor resista a las grandes cantidades de corriente. Aquí también se asignó la ampacidad correspondiente a la cantidad de corriente por cuestiones de seguridad.

Ahora se realizará el cálculo:

$$I = \frac{1000}{120} = 8.33$$
$$I_{cc'} = \frac{8.33 \cdot 1.25}{0.88 \cdot 1} = 11.83 \text{ A}$$

Ahora se seleccionará el conductor de acuerdo con la tabla de la NOM-001-SEDE-2012 que se encuentra en la figura 2.8, se seleccionará la ampacidad #14 AWG puesto que es la correspondiente para esta magnitud de corriente. Como el conductor ira por debajo de la tierra se ocupará un conductor del tipo UF o BTC marcado por la norma como el apropiado para una instalación subterránea.

2.6 Equipo de medición y aspectos de seguridad

2.6.1 Caja de paralelos

En la caja de paralelos se colocaran los dispositivos de seguridad por cada arreglo en paralelo, y en el van colocados los buses de conexión positivos, negativos y tierra así como el regulador de las baterías. Figura 2.9



Figura 2.9 Caja de paralelos con sus respectivos componentes.

2.6.2 Protecciones eléctricas

Las protecciones eléctricas que se tiene en la caja de paralelismo son los interruptores termo magnéticos, los diodos y el pararrayos. Figura 2.9.

Los interruptores termo magnéticos sirven para las sobre corrientes y corto circuitos funcionando de la siguiente manera: si llega un corto circuito la bobina electroimán se activa causando un campo magnético abriendo el circuito y en caso de una sobre corriente el dispositivo de seguridad tiene una lámina metálica que se deforma con el calor (efecto joule) causando la apertura del circuito en estos casos no se llega a la intervención del dispositivo magnético.

Los interruptores termo magnéticos se muestran en la figura 2.10



Figura 2.10 Interruptores de seguridad termo magnéticos Moeller Xpole C20-DC.

2.6.3 Calculo de las protecciones termomagnéticas

Para calcular la protección de los interruptores es necesario conocer la I_{sc} de cada arreglo en paralelo puesto que se usa 1 interruptor por cada arreglo en paralelo y hacemos un sobredimensionamiento del 56% para elegir la capacidad interruptiva del dispositivo de seguridad.

El cálculo es el siguiente:

$$C_{int} = 1.56 \cdot 8 = 12.48 A$$

Estos interruptores se pueden ocupar puesto que su capacidad interruptiva es de 20 A y está por encima del cálculo.

2.6.4 Diodo

Los diodos que están colocados en los buses de la caja de paralelismo sirven para las corrientes de retorno. Estos diodos están colocados en conexión inversa para que en el momento que haya una corriente de retorno debido a las baterías estos dispositivos de seguridad puedan hacer un bloqueo a la corriente que llega a los módulos solares y evitar el daño a las celdas. Ver figura 2.11



Figura 2.11 Diodos colocados en inversa en la caja de paralelismo.

2.6.5 Supresor de transitorios

El supresor de transitorios nos permite proteger a nuestro sistema de sobretensiones causadas por descargas atmosféricas comportándose como un especie de varistor, es decir, si llega una sobretensión el alto voltaje por efecto de una descarga atmosférica activara el supresor haciendo que la corriente fluya por este dispositivo llevando toda la descarga a tierra. Figura 2.12



Figura 2.12 Supresor de transitorios.

2.6.6 Calculo de los conductores de tierra y protecciones en el banco de baterías

Para el cálculo de los conductores de tierra y las protecciones es necesario conocer la corriente que circulará por el conductor, en el caso de esta sección circulará una corriente de 42.55 A y con la tabla de la NOM-001-SEDE-2012 que se muestra en la figura 2.13

TABLA 250-122.- Tamaño mínimo de los conductores de puesta a tierra para canalizaciones y equipos

| Capacidad o ajuste del dispositivo automático de protección contra sobrecorriente en el circuito antes de los equipos, canalizaciones, etc., sin exceder de: (amperes) | Tamaño | | | |
|--|-----------------|-------------|--|-------------|
| | Cobre | | Cable de aluminio o aluminio con cobre | |
| | mm ² | AWG o kcmil | mm ² | AWG o kcmil |
| 15 | 2.08 | 14 | — | — |
| 20 | 3.31 | 12 | — | — |
| 60 | 5.26 | 10 | — | — |
| 100 | 8.37 | 8 | — | — |
| 200 | 13.30 | 6 | 21.20 | 4 |
| 300 | 21.20 | 4 | 33.60 | 2 |
| 400 | 33.60 | 2 | 42.40 | 1 |
| 500 | 33.60 | 2 | 53.50 | 1/0 |
| 600 | 42.40 | 1 | 67.40 | 2/0 |
| 800 | 53.50 | 1/0 | 85.00 | 3/0 |
| 1000 | 67.40 | 2/0 | 107 | 4/0 |
| 1200 | 85.00 | 3/0 | 127 | 250 |
| 1600 | 107 | 4/0 | 177 | 350 |
| 2000 | 127 | 250 | 203 | 400 |
| 2500 | 177 | 350 | 304 | 600 |
| 3000 | 203 | 400 | 304 | 600 |
| 4000 | 253 | 500 | 380 | 750 |
| 5000 | 355 | 700 | 608 | 1200 |
| 6000 | 405 | 800 | 608 | 1200 |

Para cumplir con lo establecido en 250-4(a)(5) o (b)(4), el conductor de puesta a tierra de equipos podría ser de mayor tamaño que lo especificado en esta Tabla.
*Véase 250-120 para restricciones de instalación.

Figura 2.13 Tabla de selección del conductor de puesta a tierra y dispositivo de protección.

Para la selección del conductor de puesta a tierra y selección del interruptor termomagnético se toma el valor correspondiente en la tabla de la figura 2.13. Y en este caso le corresponde el valor de 60 A por lo tanto le corresponde un interruptor de esa magnitud y un conductor de puesta a tierra del #10 AWG. Algo muy importante que se debe de cumplir y lo pide la norma es que la protección sea exclusivamente para corriente directa CD.

También es necesario colocarle un fusible con switch para el mantenimiento y desconexión del banco de baterías de la misma magnitud que el interruptor termomagnético; el fusible puede ser de 60 A, 1 fase CD, Max. 600 V con switch o cuchilla.

2.6.7 Calculo de las protecciones y conductor de puesta a tierra para la sección de corriente alterna

Para la selección de las protecciones y el conductor de puesta a tierra es necesario ocupar la tabla de la figura 2.13 y saber la magnitud de la corriente que circula por esta sección la cual es de 11.83A.

Consultando la figura 2.13 se necesita una protección de 15 A y un conductor de tierra del #14 AWG.

2.6.8 Dispositivos de medición para la caracterización del sistema

Para las caracterizaciones así como pruebas del sistema se usaron los siguientes dispositivos los cuales se va a mencionar su funcionamiento en este proyecto.

Piranómetro

El piranómetro es un dispositivo de medición el cual nos ayuda a medir la radiación global en el área de trabajo de nuestro arreglo fotovoltaico. El piranómetro necesita de un factor de relación el cual se usa con una regla de 3 para poder saber la radiación que hay en nuestra área de trabajo. Figura 2.14.



Figura 2.14 Piranómetro usado para medir la radiación global.

Este piranómetro mostrado en la figura 2.14 tiene un factor de relación de $85.9 \mu A$, el cual nos va ayudar a calcular la radiación global.

Termómetro

El termómetro fue indispensable para conocer la temperatura ambiente del área, este dispositivo sirve para medir la temperatura de cualquier área, gracias a este dispositivo se pudo calcular la temperatura del módulo el cual hablaremos de ello en capítulos posteriores. Figura 2.15



Figura 2.15 Termómetro Fluke 567 usado para medir la temperatura ambiente del lugar.

Cuando se llevaron a cabo las caracterizaciones la temperatura se midió a diferentes horas del día puesto que en el día va a haber variaciones de temperatura y es necesario saber las horas medidas para conocer la temperatura ambiente.

Multímetro

El multímetro es un dispositivo capaz de hacer diversas mediciones de tensión, resistencia, corriente, continuidad entre otras. El uso que le dimos en este proyecto fue las mediciones de corriente, tensión así como continuidad de los conductores para reconocerlos. La figura 2.16 muestra el dispositivo llamado multímetro.

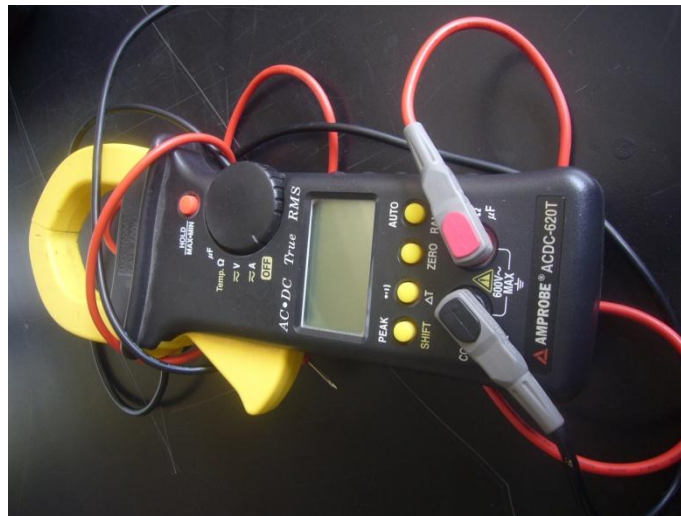


Figura 2.16 Multímetro de gancho usado para las caracterizaciones de nuestro sistema.

El multímetro de la figura 2.16 es un multímetro de gancho así llamado por su parte posterior que tiene una forma de gancho el cual sirve para medir corriente.

Dispositivo de medición de parámetros en el sistema fotovoltaico

El siguiente dispositivo es un aparato analizador de parámetros que son indispensables en el estudio de las caracterizaciones de los sistemas fotovoltaicos, con el medimos P_{max} , V_{oc} , I_{cc} , *Irradiancia*, V_{max} , I_{max} y *Temperatura*, por medio de un software que se llama Solmetric es capaz de decirnos estos parámetros en el instante que queramos. Es necesario recordar que los parámetros varían en condiciones de irradiancia y temperatura, este dispositivo nos es de gran ayuda porque nos proporciona el valor de cada uno en ese instante. Figura 2.17.



Figura 2.17 Analizador fotovoltaico PVA-600 hecho por Solmetric.

El aparato analizador consta de diferentes dispositivos los cuales nos ayudan a medir la temperatura así como la irradiancia y un último dispositivo el cual manda la información a la computadora. La figura 2.18 muestra los de temperatura e irradiancia.



Figura 2.18 Interfaces para la obtención de los parámetros de irradiancia y temperatura.

La siguiente figura 2.19 muestra la celda que nos mide la irradiancia por el sol y va conectada en uno de los dispositivos de la figura 2.18.



Figura 2.19 Sensor de irradiancia que nos ayuda a registrar la radiación incidente para enviar el parámetro a la computadora.

Por último todo lo que registra el analizador es mandado por una interfaz conectada a una computadora para que lo registre el software Solmetric.

2.7 Diagrama de la instalación eléctrica

La figura 2.20 muestra el diagrama de conexión de la instalación y sus componentes.

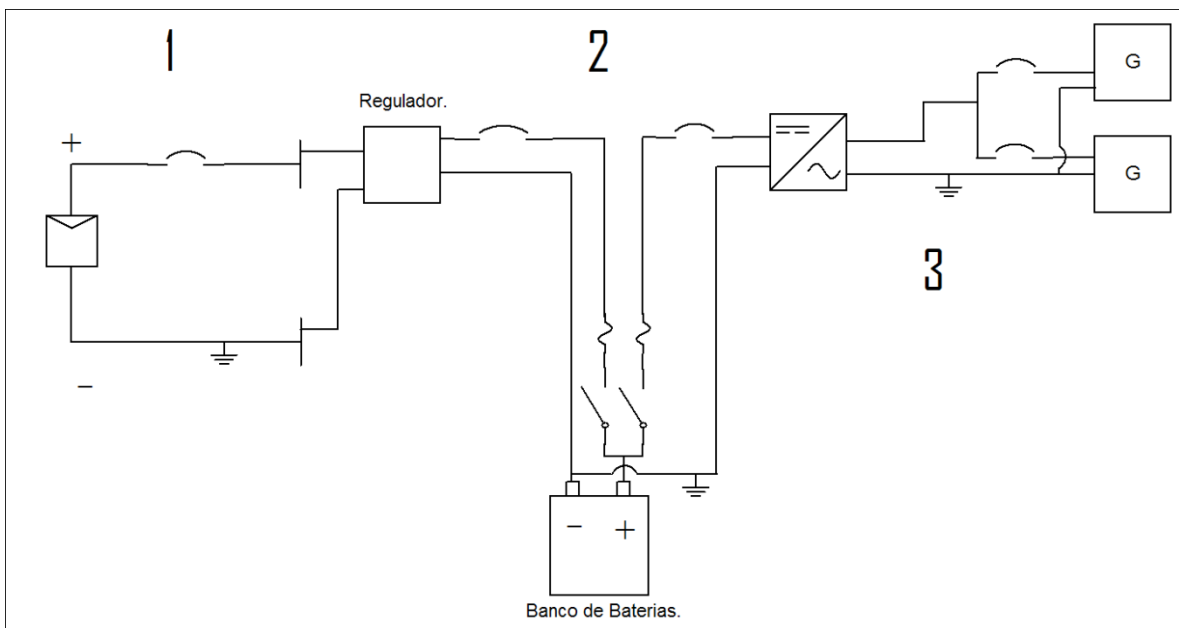


Figura 2.20 Diagrama total de la instalación eléctrica, sus distintos dispositivos, secciones y componentes de seguridad.

La primera sección consta del panel fotovoltaico, su dispositivo de protección de corriente directa y sus respectivos buses de paralelismo con el conductor aterrizado.

La segunda sección consta de sus dispositivos termomagnéticos para corriente directa y switches con fusible para la desconexión en casos de mantenimiento también aterrizados a tierra.

La tercera sección es la de corriente alterna también con sus protecciones termomagnéticas y sus circuitos derivados para alimentar los generadores de hidrogeno también aterrizados a tierra.

2.8 Selección del lugar e instalación del módulo solar

La instalación del lugar fue elegida en una zona completamente aislada de sombras donde se tienen más dispositivos solares el cual nada va a causar alguna avería al panel fotovoltaico y ninguna caída de potencia va a ser causa de fallos a futuro para los generadores de hidrogeno. Figura 3.1.



Figura 2.21 Lugar libre de sombras del panel fotovoltaico.

La instalación es la adecuada para no tener fallos debido a sombras.

2.9 Instalación del controlador de carga

La instalación del regulador de carga está instalado a la intemperie pero con una caja que tiene un grado de protección en la cual se hicieron las conexiones de paralelismo antes mencionadas, tal como indica el Código Eléctrico Nacional (NEC).Figura 3.2.



Figura 2.22 Caja de protección.

2.10 Instalación del banco de baterías

El banco de baterías se colocara a un lado del inversor y tiene un espacio adecuado para colocar el banco como la ventilación suficiente y protegidas del sol como lo marca la NOM-001 para instalaciones eléctricas. Figura 3.3.



Figura 2.23 Caseta para montar el banco de baterías.

A la caseta no le llega directamente el sol como se muestra en la figura por lo tanto no habrá ningún tipo de riesgo.

2.11 Instalación del inversor

Se propondrá una caseta para el inversor donde estará protegido bajo la lluvia y condiciones ambientales que se le presenten. Figura 3.4.



Figura 2.24 Caseta para el inversor.

Contará con sus respectivas protecciones de corriente alterna tanto como para poder desconectarlo y poder hacerle mantenimiento como sus respectivas protecciones para proteger a la carga.

2.12 Instalación eléctrica de la caseta a alimentar

La instalación a la caseta se instalará por debajo de la tierra por medio de los registros que tiene el instituto hasta la caseta, la longitud de recorrido del conductor es de 50m del arreglo fotovoltaico hasta la caseta a alimentar. La figura 3.5 muestra la caseta a alimentar.



Figura 2.25 Caseta vista por fuera a la que se le entregará corriente por medio de un arreglo fotovoltaico.

Por dentro de la caseta se encuentran 2 generadores de hidrogeno (electrolizadores), los cuales son las cargas a la que les vamos a suministrar la corriente que llegue del sol. La figura 3.6 muestra los generadores que se encuentran dentro de la caseta.



Figura 2.26 Generadores de hidrogeno que se encuentran dentro de la caseta y serán las cargas de nuestro sistema.

La potencia de estos generadores es alrededor de 720 w, serán energizados por los módulos y el adicionar más baterías al banco ayudará a energizar los 2 puesto que su potencia es mayor a la que entrega el arreglo fotovoltaico.

2.13 Croquis de la instalación fotovoltaica

A continuación en la figura 3.7 se muestra el croquis de la instalación situada en la parte sur del instituto donde se tienen colocados más aparatos solares tanto térmicos como fotovoltaicos.

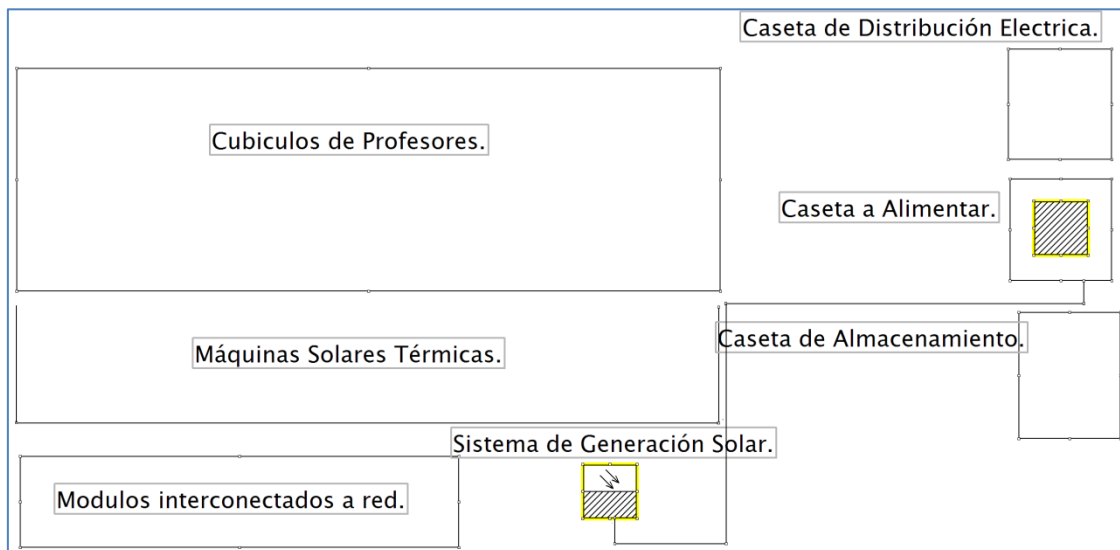


Figura 2.27 Croquis de la instalación, en él se muestra por donde va la interconexión, desde el sistema de generación hasta la caseta a alimentar.

Como se puede ver el croquis de la figura 3.7 la interconexión será por debajo del suelo es por ello que en el capítulo anterior sugerimos un conductor que dure bajo estas condiciones.

2.14 Medición de irradiancia solar, temperatura y potencia generada por el modulo fotovoltaico (Voc, Icc, Vm, Im, Pm).

Las siguientes potencias máximas tanto como de tensión y de corriente se muestran en la gráfica. Figura 4.1. Los valores de Voc y de Icc son los siguientes:

Para una irradiancia de $972.75 \frac{W}{m^2}$ a una temperatura de $57.22 \text{ }^\circ\text{C}$ se tiene un $V_{oc}=38.56 \text{ V}$ y una $I_{cc}= 7.51$ y a esa temperatura se tienen los máximos de $V_{mp} =29.44 \text{ V}$ y una $I_{cc} =6.42 \text{ A}$, se debe de señalar que el Voc y el Icc siempre serán mayores a los máximos a las condiciones del ambiente debido a que en un Icc no hay nada de voltaje y en un Voc no hay nada de corriente y por lo tanto son los valores mayores de corriente como de voltaje.

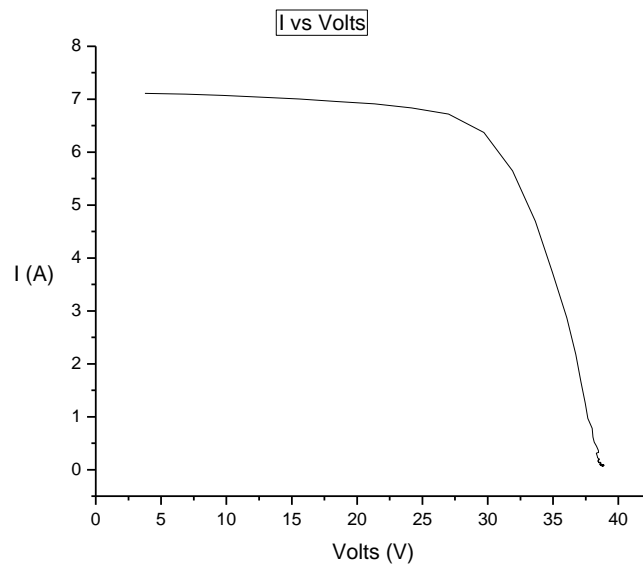


Figura 2.28 Los valores de corriente máximos para el día 16 de octubre a una irradiancia de $972.75 \frac{W}{m^2}$.

En un día soleado puede haber valores variables de potencias pico debido a que el Icc y el Voc debido a la irradiancia y a las condiciones de temperatura es por eso que en la figura 4.1 hay distintos valores máximos tanto de corriente como de temperatura y a esa irradiancia y a diferentes temperaturas habrá esos valores.

2.15 Cálculo de eficiencia del módulo fotovoltaico.

Para sacar el cálculo de la eficiencia del módulo fotovoltaico es necesario conocer las medidas del módulo debido a que la eficiencia está en función del área. La siguiente relación se usa para calcular la eficiencia de un módulo:

$$\eta_{max} \text{ Eficiencia Máxima} = \frac{P_{max}(\text{Salida de Potencia Maxima})}{IG \text{ Flujo de Radiación Incidente} \cdot A_c(\text{Area del modulo})} \cdot 100$$

Ahora se realizara el cálculo de la eficiencia del módulo, el área se sacó de la hoja de datos que se encuentra en el apéndice.

$$\eta_{max} \text{ Eficiencia Máxima} = \frac{125 \text{ W}}{1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} \cdot 0.9291 \text{ m}^2} \cdot 100 = 13.45\%$$

Se considera la potencia de 125 W debido a que a esas condiciones trabaja a su potencia máxima a las condiciones de $1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$ a una temperatura de 25°C o más bien conocido como las condiciones STC (Standard Temperature Condiciones).

2.16 Tiempo de carga del banco de baterías con las condiciones de irradiancia actuales.

Para calcular el tiempo de carga para del banco de baterías en condiciones de una irradiancia, vamos a usar las condiciones STC (Standard Test Conditions) que tiene como parámetros la temperatura de 25°C, una irradiancia de $1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$ y una masa de aire de 1.5; bajo estas condiciones se tienen los valores de placa que se anexan en el apéndice. El dato que vamos a necesitar es el dato de $I_{max} = 7.24$ de un solo modulo solo que se realizara el siguiente cálculo:

$$I = 7.24 \cdot 4 = 28.96 \text{ A}$$

El cual 4 es el número de paneles en paralelo, el cual consideraremos este valor de corriente en valores ideales y sin considerar carga conectada; suponiendo que le llega toda la corriente del arreglo fotovoltaico, entonces el tiempo de carga de las baterías se calcula con la siguiente formula:

$$T = \frac{CB}{\eta \cdot CC}$$

$T =$ Tiempo de carga de las baterías h .

$\eta =$ Eficiencia de las baterías $Pb - \text{ácido } 70\%; NiCd, NiMh 80\%; LiIon, LiPo 90\%$.

$CC =$ Corriente de carga a la batería A .

Propondremos unas baterías de Ni Cd para este proyecto; como todo ya está calculado el banco de baterías lo cual se mencionó en el capítulo 2, simplemente solo ocupamos la tecnología adecuada para el proyecto considerando tiempo de vida, ciclos de carga y descarga, etc. Para este

caso unas baterías adecuadas que tendrán un tiempo de vida considerable son las de Ni Cd y haremos el cálculo del tiempo de carga para esta tecnología.

$$T = \frac{269.6 \text{ Ah}}{0.80 \cdot 28.96 \text{ A}} = 11.63 \text{ h}$$

Entonces esto nos indica que el banco de baterías en condiciones estándares, bajo ninguna carga tardaría y completamente descargada tardaría 11.63 h en cargarse. Obviamente es importante recalcar que no es recomendable descargar completamente la batería ya que va a reducir su tiempo de vida así como su rendimiento.

2.17 Tiempo de respaldo de energía con el banco de baterías.

Como se mencionó anteriormente la batería no debe de ser descargada por completo puesto que pierde su tiempo de vida, en el momento que se dimensiona un banco de baterías se calcula cuanto es el nivel de descarga de la batería y cuanto es su tiempo de respaldo o mejor conocido como sus días de autonomía en base a esto es posible conocer el tiempo aproximado de la batería en condiciones de uso para una determinada cantidad de energía.

2.18 Voltaje del banco de baterías.

La medición tomada del banco de baterías se muestra en la figura 4.2.



Figura 2.29 Medición tomada en el banco de baterías al realizar las pruebas.

La tensión en el banco de baterías es de 24.8 V por lo tanto podemos regular con el controlador que vamos a usar. Demostramos con ello que al conectar baterías en serie aumentamos la tensión y podemos regular las baterías con el controlador en el voltaje que deseemos para la entrada de corriente al inversor.

2.19 Voltaje de salida del inversor.

El voltaje en la salida del inversor se muestra en la figura 4.3.

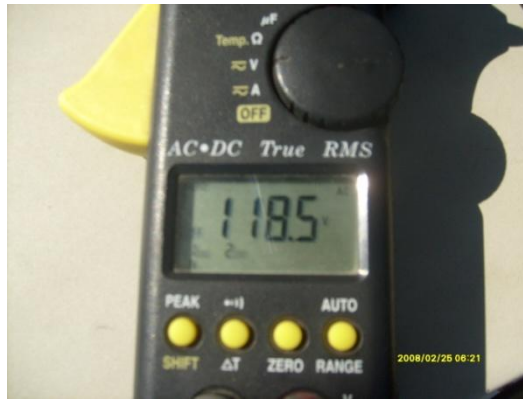


Figura 2.30 Medición en la salida del inversor.

La salida del inversor tiene una tensión 118.5 V y este no dañara el aparato puesto que puede funcionar con una tensión 100 V a 240 V.

2.20 Calculo de caída de tensión.

Se calculará la caída de tensión para el conductor por donde circula la corriente directa, la cual su corriente fue calculada en el capítulo 2.

La fórmula para calcular la caída de tensión es la siguiente:

$$e\% = \frac{2LI_{cc'}}{VA}$$

Donde:

$e\%$ =Caída de tensión.

L =Longitud del conductor.

$I_{cc'}$ = Corriente corregida.

V =Tensión.

A =Area de sección transversal del conductor.

Posteriormente se calculará la caída de tensión de la sección de corriente directa:

$$e\% = \frac{2 \cdot 3 \cdot 55.40}{24 \cdot 13.3} = 1.73\%$$

La tensión es de 24 volts debido a que es la indicada para el banco de baterías y es la salida del regulador, y el conductor de salida tiene una longitud de 3 m aproximadamente y se maneja una corriente muy alta debido a que la tensión es muy pequeña.

Por lo tanto se había seleccionado un conductor del calibre 6 AWG que soporta la ampacidad de 65 A y como la caída de tensión por norma de acuerdo a la NOM-001-SEDE-2012, la caída de tensión no debe de ser mayor a 5% cumple con la norma.

Posteriormente se calculará la caída de tensión para la sección de corriente alterna:

Con la formula anterior se calculará la caída de tensión del arreglo fotovoltaico a la caseta a alimentar, la longitud del panel a las cargas es de 50m, la corriente corregida que se calculó que circulará a la salida del inversor es de 11.82 A y la tensión es de 120V. Ahora realizaremos el cálculo.

$$e\% = \frac{2 \cdot 50 \cdot 11.82}{120 \cdot 2.08} = 4.73\%$$

Entonces la caída cumple con la norma por que no debe de ser mayor al 5% y este cálculo de caída cumple con la NOM-001-SEDE-2012.

2.21 Análisis de pérdidas en el sistema general.

El análisis en las perdidas en todo el sistema son alrededor del 20% aproximadamente porque consideras todas las pérdidas que se presentan debido a la temperatura del módulo, este factor es muy importante debido a que la eficiencia en el sistema decae linealmente conforme aumenta la temperatura del módulo es muy importante tomar este factor en cuenta al momento de dimensionar.

Otro de los tipos de pérdidas en todo el sistema es la del cableado este es causa hasta de caídas de tensión, depende mucho de la longitud del cableado y su calibre es por ello muy importante seleccionar bien nuestro conductor para no tener pérdidas muy grandes y obviamente darles un porcentaje de caída muy bajo al momento de dimensionar.

También una de la causa de las perdidas en el sistema es la del controlador y del inversor puesto que estos consumen energía del sistema para su funcionamiento además causa pérdidas por efecto joule causando disipación de energía y perdidas de estas mismas; lo mismo sucede con las baterías hay perdidas en las mismas además de consumir energía para su acumulación.

CAPÍTULO 3. RESULTADOS

3.1 Interpretación de resultados obtenidos en la medición de Voltaje a circuito abierto vs irradiancia

De acuerdo a la caracterización en el capítulo 2 se puede mostrar que el voltaje de circuito abierto no tiene mucha variación con respecto a la irradiancia. El comportamiento es de forma logarítmica y tiende a aumentarse el valor de Voc conforme aumenta la irradiancia como se muestra en la figura 5.1. La siguiente tabla muestra los diferentes valores obtenidos el día 16 de octubre.

| IG Irradiancia ($\frac{W}{m^2}$) | Voc (Voltaje de circuito abierto) (V) |
|------------------------------------|---------------------------------------|
| 277.06 | 16.99 |
| 464.49 | 18.59 |
| 466.82 | 17.94 |
| 691.5 | 19.07 |
| 714.78 | 18.71 |
| 756.69 | 19.1 |
| 766 | 18.76 |
| 786.96 | 18.91 |
| 853.31 | 19.06 |

Tabla 1 Valores de Voc con respecto a la irradiancia.

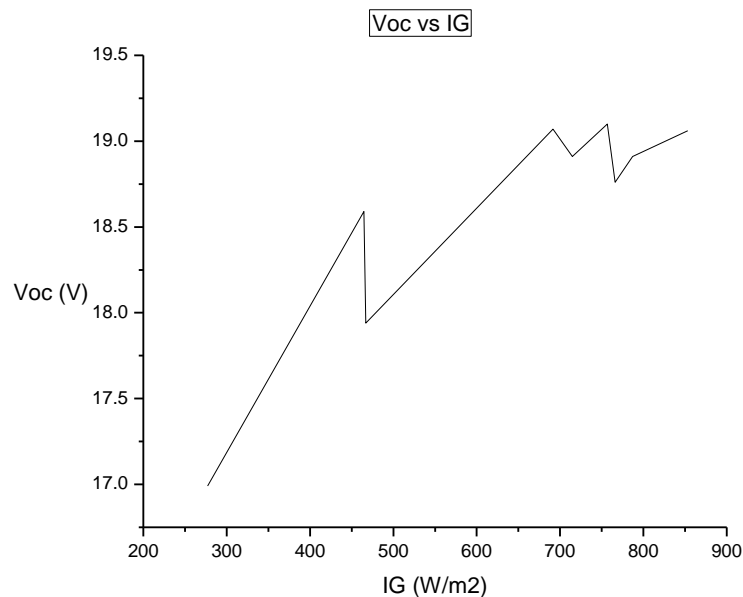


Figura 3.1 Comportamiento del Voc en diferentes valores de Irradiancia.

Los datos obtenidos se pudieron calcular gracias a la siguiente función:

$$V_{oc} = V_{oc, stc} \cdot \frac{\ln IG}{\ln 1000} [1 + \beta(T_m - 25)]$$

V_{oc} = Voltaje de circuito abierto (V).

$V_{oc, stc}$ = Voltaje a circuito abierto a condiciones estándares de temperatura de la célula.

IG = Irradiancia incidente ($\frac{W}{m^2}$).

$$\beta = \frac{dV}{dT} = -.34 \frac{\%}{^{\circ}C}$$

T_m = Temperatura del módulo.

De acuerdo a las mediciones y la función de Voc en términos de la Irradiancia se pudo elaborar la gráfica de comportamiento del módulo y se observa que las variaciones en la gráfica se debe a que el sistema estaba a diferentes temperaturas cuando se hacían las diferentes mediciones y como hemos explicado en el capítulo 1, el Voc varía de acuerdo a la temperatura del módulo es por ello que existen esos decaimientos en el sistema.

3.2 Interpretación de resultados obtenidos en la medición de Voc vs temperatura del módulo

Con los resultados obtenidos en la caracterización en el capítulo 4 se demuestra que el Voc tiene una variación enorme con respecto a la temperatura como se había mencionado en un capítulo previo y se puede demostrar analíticamente de acuerdo al siguiente procedimiento. Figura 5.2

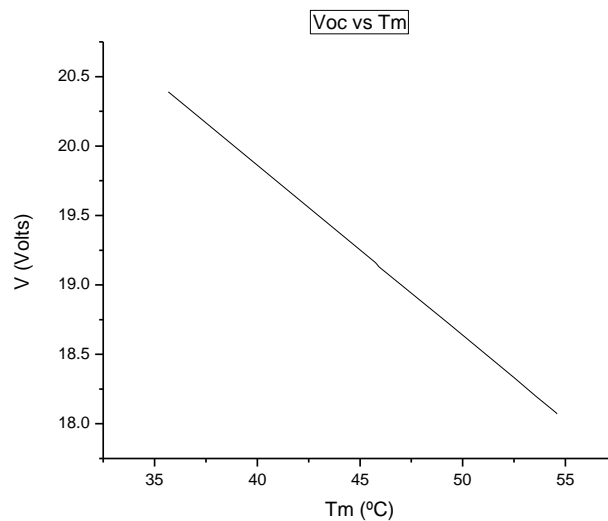


Figura 3.2 Hay una linealidad con respecto a la variación de temperatura con respecto al Voc.

Se considera el NOCT a 47 °C. De acuerdo a la explicación en el capítulo 1 se determina primero la temperatura del módulo con base a la siguiente ecuación:

$$T_m = T_a + \left(\frac{T_{NOCT} - 20}{800} \right) \cdot IG$$

T_m = Temperatura del módulo (°C).

T_a = Temperatura ambiente (°C).

T_{NOCT} = Temperatura de operación de la célula fotovoltaica a 47 °C.

IG = Irradiación ($\frac{W}{m^2}$).

De acuerdo a las mediciones obtenidas el día 16 de octubre del 2013 y al cálculo previo se obtuvieron los siguientes datos.

| IG (Irradiación) ($\frac{W}{m^2}$) | Ta (Temperatura Ambiente) (°C) | Tm (Temperatura del módulo) (°C) |
|--------------------------------------|--------------------------------|----------------------------------|
| 464.49 | 20 | 35.67 |
| 691.5 | 22.6 | 45.93 |
| 756.69 | 23.8 | 49.33 |
| 853.31 | 25.5 | 54.59 |
| 786.96 | 27 | 53.55 |
| 766 | 28.7 | 54.55 |
| 714.78 | 28.4 | 52.52 |
| 466.82 | 30 | 45.75 |
| 277.06 | 26.9 | 36.25 |

Tabla 2 Temperaturas respectivas en irradiancias distintas.

Después de calcular la temperatura del módulo se obtendrá el voltaje de circuito abierto V_{oc} con el siguiente análisis matemático:

$$V_{oc} = V_{oc_{stc}} + V_{oc_{stc}} \cdot \beta \cdot T_m - T_{stc} \cdot N_s$$

V_{oc} = Voltaje a circuito abierto (V).

$V_{oc_{stc}}$ = Voltaje a circuito abierto a condiciones estándares de temperatura (V).

β = Porcentaje de variación del voltaje con respecto a la temperatura ($\frac{dv}{dT} = -0.34 \frac{\%}{^{\circ}C}$).

T_m = Temperatura del módulo (°C).

T_{stc} = Temperatura a condiciones estándares 25 °C.

N_s = Numero de celdas en serie en el módulo 36.

El $V_{oc_{stc}}$ de acuerdo a la hoja de datos del módulo fotovoltaico brindada por el fabricante se encuentra en el apéndice y tiene el valor de $V_{oc_{stc}} = 21.7 \text{ V}$.

Después de realizar el cálculo por cada Irradiancia a lo largo de todo el día se obtiene la siguiente tabla:

| V_{oc} (Voltaje a circuito abierto)(V). | T_m (Temperatura del módulo) (°C). |
|---|--------------------------------------|
| 19.78 | 35.67 |
| 18.84 | 45.93 |
| 18.57 | 49.33 |
| 18.14 | 54.59 |
| 18.45 | 53.55 |
| 18.53 | 54.55 |
| 18.74 | 52.52 |
| 19.77 | 45.75 |
| 20.55 | 36.25 |

Tabla 3 Voc a distintas temperaturas del módulo.

Se puede observar de acuerdo a la variación de temperatura existe una linealidad con respecto a la temperatura de trabajo del módulo y hay una diferencia muy notable conforme cambian las condiciones de temperatura.

3.3 Interpretación de resultados obtenidos en la medición de I_{cc} vs Irradiancia

En los resultados obtenidos se muestra que la I_{cc} (corriente de corto circuito) muestra una gran variación con respecto a la irradiancia, figura 5.3. Con el siguiente análisis matemático se demuestra la linealidad de estos 2 parámetros con respecto de cada uno. Esto es debido a que la corriente está en función de la irradiancia y es directamente proporcional a ella.

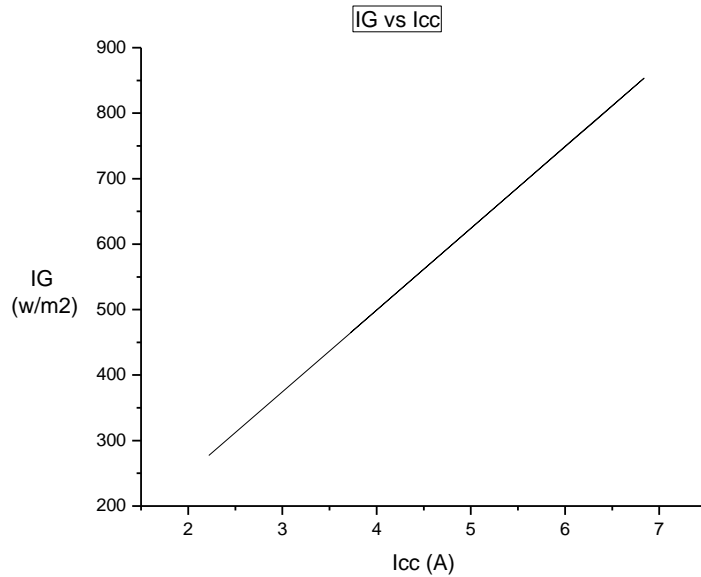


Figura 3.3 Variación lineal de los valores de Icc vs IG al incidir sobre el modulo fotovoltaico.

Para determinar los valores de Icc se obtienen con la siguiente ecuación.

$$I_{cc} = \frac{I_{cc_{stc}}}{1000} \cdot G + T_m - T_{stc} \cdot \frac{dI_{cc}}{dT}$$

I_{cc} =Corriente de corto circuito de trabajo (A).

$I_{cc_{stc}}$ =Corriente de corto circuito en condiciones estándares de temperatura (A).

G= Irradiancia incidente ($\frac{W}{m^2}$).

T_m =Temperatura del módulo (°C).

T_{stc} =Temperatura del módulo a condiciones estándares (°C).

$\frac{dI_{cc}}{dT}$ =Variacion de Corriente de corto circuito del módulo con respecto a la temperatura ($0.06\frac{\%}{^{\circ}C}$).

Los valores obtenidos para el día 16 de octubre del 2013 son los siguientes:

| Icc (Corriente de corto circuito) (A). | IG (Irradiancia) ($\frac{W}{m^2}$). |
|--|---------------------------------------|
| 3.72 | 464.49 |
| 5.54 | 691.5 |
| 6.06 | 756.69 |
| 6.84 | 853.31 |
| 6.31 | 786.96 |
| 6.14 | 766 |
| 5.73 | 714.78 |
| 3.74 | 466.82 |
| 2.22 | 277.06 |

Tabla 4 Icc a diferentes valores de irradiancia.

Con la gráfica se puede demostrar el comportamiento lineal del módulo y ver que entre más irradiancia mayor corriente que es lo que es necesario para alimentar diversos dispositivos.

3.4 Interpretación de resultados obtenidos en la medición de Icc vs Temperatura del módulo

En las mediciones de Icc con respecto a la temperatura se puede observar linealidad y un crecimiento muy pequeño por parte de la corriente al aumentar la temperatura del módulo.

Figura 5.4

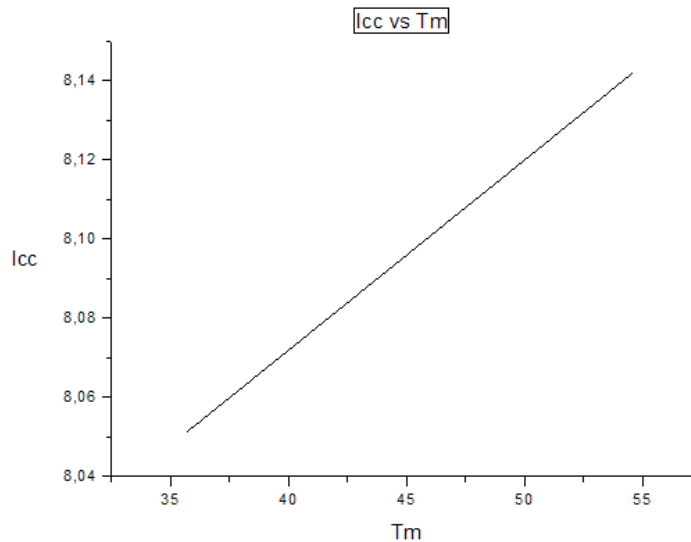


Figura 3.4 Crecimiento muy pequeño por parte de Icc al aumentar la temperatura del módulo.

Para calcular esto analíticamente se empleara el siguiente desarrollo matemático:

$$I_{sc Tr} = I_{sc STC} \cdot \left[1 - \frac{dI_{sc}}{dt} (T_{stc} - T_m)\right]$$

$I_{sc Tr}$ = Corriente de corto circuito en las condiciones de trabajo (A).

$I_{sc STC}$ = Corriente de corto circuito a condiciones estándares de la célula (A).

$\frac{dI_{sc}}{dt}$ = Variación de corriente de corto circuito en función de la temperatura = $0.06 \frac{\%}{^{\circ}C}$.

T_{stc} = Temperatura a condiciones estándares de temperatura a 25 °C.

T_m = Temperatura de trabajo del módulo (°C).

Los valores calculados y medidos se presentan en la siguiente tabla.

| Icc (Corriente de corto circuito) (A) | Tm (Temperatura del módulo) (°C) |
|---------------------------------------|----------------------------------|
| 8.05 | 35.67 |
| 8.05 | 36.25 |
| 8.09 | 45.75 |
| 8.10 | 45.93 |
| 8.11 | 49.33 |
| 8.132 | 52.52 |
| 8.13 | 53.55 |
| 8.14 | 54.55 |
| 8.14 | 54.59 |

Tabla 5 Icc a distintas temperaturas del módulo.

Por último un módulo debe permanecer frío porque va a disminuir la tensión aunque sube la corriente muy poquito lo que va a disminuir demasiado es la tensión y por ende la potencia va a disminuir demasiado.

3.5 Interpretación de resultados obtenidos en la medición de I-V del módulo solar

Los resultados mostrados en este tema fueron medidos en 2 módulos conectados en serie es por ello que los valores de voltaje sobrepasan a los valores de V_{oc} en la placa a condiciones estándares de temperatura de la célula (STC). Figura 5.5

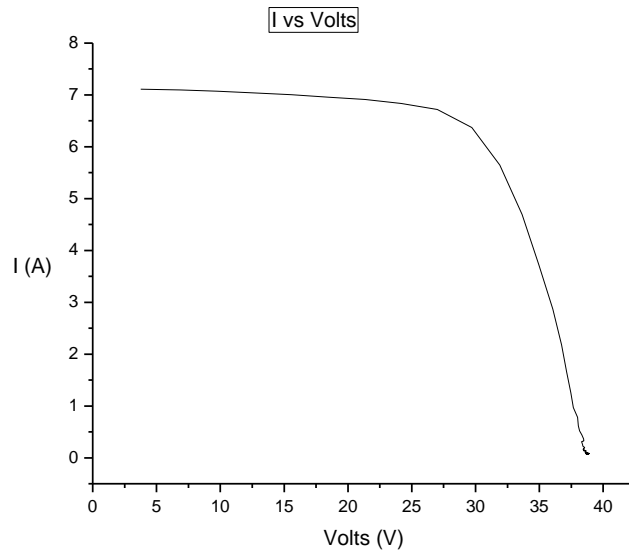


Figura 3.5 Comportamiento de la célula a condiciones de $972.75 \frac{W}{m^2}$ de irradiación.

El modulo está conectado en serie es por ello que conserva la corriente I_{cc} de 8 A pero los valores de la tensión se sumaron, esta medición se hizo para las condiciones de $972.75 \frac{W}{m^2}$ de irradiación a una temperatura de $57.2^{\circ}C$. Entonces si mantenemos esta irradiancia pero hacemos variaciones en la temperatura de acuerdo a la curva se presentaran esos valores de I_{max} y V_{max} . La tabla de valores se anexara en el apéndice.

3.6 Eficiencia general del sistema fotovoltaico

La eficiencia del módulo es del 16%, esto quiere decir que la irradiancia global que llega del sol al módulo solar, el 16% de todo ello es convertida en energía eléctrica. Con los resultados que se van a mostrar se comprobara con un análisis el comportamiento de la eficiencia en función de la temperatura por ello es importante tener al módulo frio. Figura 5.6

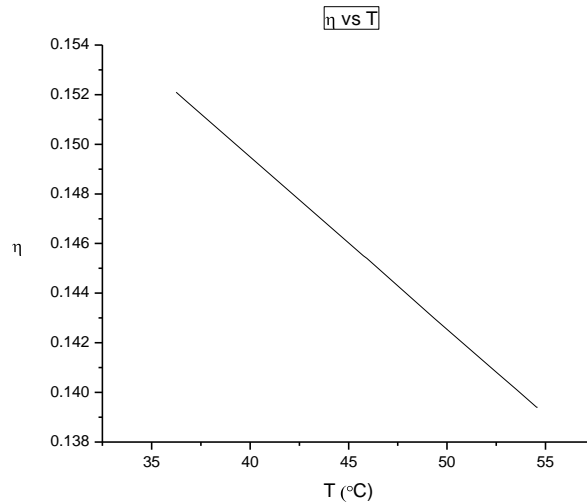


Figura 3.6 Se observa que la eficiencia disminuye conforme aumenta la temperatura.

Para obtener la el comportamiento de la eficiencia de un módulo solar se usara la siguiente función de eficiencia en términos de la temperatura.

$$\eta_m = \eta_{stc} - [\eta_{stc} \cdot T_m - T_{stc} \cdot \frac{d\eta}{dT}] \cdot 100\%$$

η_m =Eficiencia del módulo a la temperatura de trabajo (%).

η_{stc} =Eficiencia del módulo a condiciones estándares de temperatura de la celda.

T_m =Temperatura del módulo (°C).

T_{stc} =Temperatura de la celda a condiciones estándares de temperatura de trabajo (°C).

$\frac{d\eta}{dT}$ =Cambio de la eficiencia con respecto a la temperatura= $-0.4342(\frac{\%}{^{\circ}C})$.

Los valores obtenidos mediante la medición y al cálculo son los siguientes:

| Tm (Temperatura del módulo) (°C) | η (Eficiencia) (%) |
|----------------------------------|--------------------|
| 36.25 | 15.21 |
| 36.67 | 15.18 |
| 45.75 | 14.55 |
| 45.93 | 15.54 |
| 49.33 | 14.30 |
| 52.52 | 14.08 |
| 53.55 | 14.01 |
| 54.55 | 13.94 |
| 54.59 | 13.94 |

Tabla 6 Eficiencia del módulo a distintas temperaturas.

Por ultimo podemos concluir que la eficiencia del módulo disminuirá en relación a la temperatura y tendera a disminuir es por ello que es necesario mantener frio al módulo en sus condiciones estándares de temperatura puesto que en ese valor el modulo tendrá la máxima eficiencia que puede haber en el módulo.

CONCLUSIONES, RECOMENDACIONES, ALCANCES Y LIMITACIONES

Como conclusión todas las condiciones climáticas van a hacer variar nuestros valores en nuestro sistema y es necesario tomar en cuenta cada uno de las variables así como pérdidas por que nos guiará a un buen dimensionamiento. Debemos de recordar que estas variaciones son por temperatura, irradiancia y esto influye mucho en la eficiencia de nuestro modulo.

Unas recomendaciones que se deben de tomar para este proyecto es el uso correcto para el aislamiento de los conductores y de preferencia de doble aislamiento para evitar colocar dispositivos de falla a tierra. También es muy importante comprar baterías de mínimo 12 V para que entren en el espacio para las baterías. Es importante proteger todas las partes metálicas con el conductor de tierra para evitar descargas por desgaste de aislamiento.

Los alcances en este proyecto son significativos porque voy a aportar al Instituto de Energías Renovables (IER) apoyo a la investigación para la creación de nuevas tecnologías y experimentaciones que se hacen en este instituto apoyando con el uso de los generadores de hidrogeno para el cual este proyecto está destinado.

Las limitaciones que se tienen son presupuestales porque este proyecto es un boceto para la alimentación de los generadores, pero si es aprobado simplemente ya está todo calculado en este trabajo y dice cada uno de los materiales que se necesitan para la instalación eléctrica.

Referencias Bibliográficas.

1. Sistemas fotovoltaicos: Introducción al diseño y dimensionado de instalaciones de energía solar fotovoltaica. Miguel Alonso Abella. Era Solar. 2005.
2. Instalaciones solares fotovoltaicas. Enrique Alcor Cabrerizo. Progensa. Promotora general de estudios, S.A., 2008.
3. Conversión de luz solar en energía eléctrica: Manual teórico y práctico sobre los sistemas fotovoltaicos. Ing. Héctor L. Gasquet. Solartronic. 2004.
4. <http://www.sfe-solar.com/calculo-sistemas-fotovoltaicos-aislados-autonomos/>
5. http://www.openelectrical.org/wiki/index.php?title=Photovoltaic_Cell_Model
6. <http://www.pvpower.com/assets/Measuring-PV-Efficiency-Solar-Panels.pdf>
7. Instituto de Energías Renovables (IER).

Apéndice A – Índice de figuras y tablas

Capítulo 1. Introducción a los sistemas de energía renovable

Figura 1.1 Espectro luminoso de la radiación solar. 4

Figura 1.2 Masa de aire. 5

Figura 1.3 Tipos de radiación sobre una superficie. 7

Figura 1.4 Angulo de inclinación (β). 9

Figura 1.5 Duración del día solar. 10

Inclinación: Latitud.

Norte del ecuador: Primavera.

Sur del ecuador: Otoño.

Figura 1.6 Duración del día solar. 11

Inclinación: LATITUD +15°.

Norte del ecuador: Primavera.

Sur del ecuador: Otoño.

Figura 1.7 Duración del día solar. 12

Inclinación: LATITUD -15°.

Norte del ecuador: Primavera.

Sur del ecuador: Otoño.

Figura 1.8 Duración del día solar. 13

Inclinación: LATITUD.

Norte del ecuador: Verano.

Sur del ecuador: Invierno.

Figura 1.9 Duración del día solar. 14

Inclinación: LATITUD +15°

Norte del ecuador: Verano.

Sur del ecuador: Invierno.

Figura 1.10 Duración del día solar. 15

Inclinación: LATITUD -15°.

Norte del Ecuador: Verano.

Sur del ecuador: Invierno.

Figura 1.11 Duración del día solar. 16

Inclinación: LATITUD.

Norte del ecuador: Otoño.

Sur del ecuador: Primavera.

Figura 1.12 Duración del día solar. 17

Inclinación: LATITUD +15°.

Norte del ecuador: Otoño.

Sur del ecuador: Primavera.

Figura 1.13 Duración del día solar 18

Inclinación: LATITUD -15°.

Norte del ecuador: Otoño.

Sur del ecuador: Primavera.

Figura 1.14 Duración del día solar. 19

Inclinación: LATITUD.

Norte del ecuador: Invierno.

Sur del ecuador: Verano.

| | |
|---|----|
| Figura 1.15 Duración del día solar. | 20 |
| Inclinación: LATITUD +15°. | |
| Norte del ecuador: Invierno. | |
| Sur del ecuador: Verano. | |
| Figura 1.16 Duración del solar. | 21 |
| Inclinación: LATITUD -15°. | |
| Norte del ecuador: Invierno. | |
| Sur del ecuador: Verano. | |
| Figura 1.17 Trayectoria Sol-Tierra. Los nombres de los solsticios y equinoccios están particularizados para el hemisferio Norte. | 22 |
| Figura 1.18 Posición de la tierra respecto al sol en el solsticio de invierno. | 24 |
| Figura 1.19 Eje polar y plano de la elíptica. | 25 |
| Figura 1.20 Declinación con respecto al día del año. | 25 |
| Figura 1.21 Sistema geocéntrico el cual parece que el sol gira alrededor de la tierra. | 26 |
| Figura 1.22 Sistema de coordenadas basado en los ejes terrestres. | 27 |
| Figura 1.23 Movimiento aparente del sol desde un lugar de la tierra. | 28 |
| Figura 1.24 Sistema de coordenadas basado en los ejes locales. | 28 |
| Figura 1.25 Ecuación del tiempo (minutos). | 30 |
| Figura 1.26 Ángulos y vectores de un sistema estático. | 31 |
| Figura 1.27 Juntura N-p en equilibrio. | 33 |
| Figura 1.28 Célula fotovoltaica con carga eléctrica. | 34 |
| Figura 1.29 Material monocristalino. | 35 |
| Figura 1.30 Material policristalino. | 35 |
| Figura 1.31 Panel fotovoltaico Cristalino. | 37 |
| Figura 1.32 Panel fotovoltaico Policristalino. | 38 |
| Figura 1.33 Caja de conexiones de un módulo fotovoltaico. | 39 |

| | |
|--|----|
| Figura 1.34 Relación I-V para un panel fotovoltaico. | 40 |
| Figura 1.35 Hoja de especificaciones para el panel KC125TM de Kyocera. | 45 |
| Figura 1.36 Señal de corriente continua. | 47 |
| Figura 1.37 Señal de corriente alterna. | 47 |
| Figura 1.38 Sistema fotovoltaico básico para uso doméstico. | 48 |
| Capítulo 2. Desarrollo experimental | |
| Figura 2.1 Arreglo fotovoltaico con seguidor del sol. | 51 |
| Figura 2.2 Se puede observar que la caja de conexiones del módulo fotovoltaico cuenta con sus diodos de protección de sombra. | 52 |
| Figura 2.3. Caja de paralelaje se puede ver que tiene sus debidas protecciones y cuenta con su controlador para el banco de baterías. | 55 |
| Figura 2.4 Controlador de baterías de la marca Xantrex modelo C-40. | 55 |
| Figura 2.5 Inversor de la marca Xantrex DR1524. | 58 |
| Figura 2.6 Tabla de factores de ajuste por agrupamiento. | 59 |
| Figura 2.7 Tabla de factores de corrección debido a la temperatura. | 60 |
| Figura 2.8 Tabla de ampacidades para conductores de distinto aislamiento. | 60 |
| Figura 2.9 Caja de paralelos con sus respectivos componentes. | 62 |
| Figura 2.10 Interruptores de seguridad termo magnéticos. | 63 |
| Figura 2.11 Diodos colocados en inversa en la caja de paralelismo. | 64 |
| Figura 2.12 Supresor de transitorios. | 64 |
| Figura 2.13 Tabla de selección del conductor de puesta a tierra y dispositivo de protección. | 65 |
| Figura 2.14 Piranómetro usado para medir la radiación global. | 66 |
| Figura 2.15 Termómetro usado para medir la temperatura ambiente del lugar. | 66 |
| Figura 2.16 Multímetro de gancho usado para las caracterizaciones de nuestro sistema. | 67 |
| Figura 2.17 Analizador fotovoltaico PVA-600 hecho por Solmetric. | 68 |
| Figura 2.18 Interfaces para la obtención de los parámetros de irradiancia y temperatura. | 69 |

| | |
|---|----|
| Figura 2.19 Sensor de irradiancia que nos ayuda a registrar la radiación incidente para enviar el parámetro a la computadora. | 69 |
| Figura 2.20 Diagrama total de la instalación eléctrica y sus distintos dispositivos y componentes de seguridad. | 70 |
| Figura 2.21 Lugar libre de sombras del panel fotovoltaico. | 71 |
| Figura 2.22 Caja de protección. | 71 |
| Figura 2.23 Caseta para montar el banco de baterías. | 72 |
| Figura 2.24 Caseta para el inversor. | 72 |
| Figura 2.25 Caseta vista por fuera a la que se le entregará corriente por medio de un arreglo fotovoltaico. | 73 |
| Figura 2.26 Generadores de hidrogeno que se encuentran dentro de la caseta y serán las cargas de nuestro sistema. | 73 |
| Figura 2.27 Croquis de la instalación, en él se muestra por donde va la interconexión, desde el sistema de generación hasta la caseta a alimentar. | 73 |
| Figura 2.28 Los valores de corriente máximos para el día 16 de octubre a una irradiancia de $972.75 \frac{W}{m^2}$. | 74 |
| Figura 2.29 Medición tomada en el banco de baterías al realizar las pruebas. | 77 |
| Figura 2.30 Medición en la salida del inversor. | 77 |
| Capítulo 3. Resultados | |
| Tabla 1 Valores de Voc con respecto a la irradiancia. | 79 |
| Figura 3.1 Comportamiento del Voc en diferentes valores de Irradiancia. | 79 |
| Figura 3.2 Hay una linealidad con respecto a la variación de temperatura con respecto al Voc. | 80 |
| Tabla 2 Temperaturas respectivas en irradiancias distintas. | 81 |
| Tabla 3 Voc a distintas temperaturas del módulo. | 82 |
| Figura 3.3 Variación lineal de los valores de Icc vs IG al incidir sobre el modulo fotovoltaico. | 83 |
| Tabla 4 Icc a diferentes valores de irradiancia. | 84 |
| Figura 3.4 Crecimiento muy pequeño por parte de Icc al aumentar la temperatura del módulo. | 84 |
| Tabla 5 Icc a distintas temperaturas del módulo. | 85 |

Figura 3.5 Comportamiento de la célula a condiciones de $972.75 \frac{W}{m^2}$ de irradiación. 86

Figura 3.6 Se observa que la eficiencia disminuye conforme aumenta la temperatura. 87

Tabla 6 Eficiencia del módulo a distintas temperaturas. 87

Hoja de Datos del módulo fotovoltaico.

SPECIFICATIONS

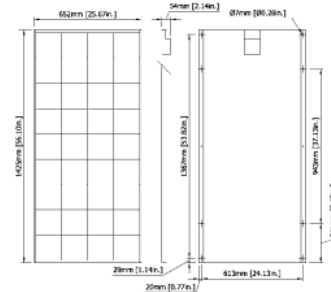
■ Electrical Specifications

| MODEL | KC125TM |
|-----------------------|------------------|
| Maximum Power | 125 Watts |
| Maximum Power Voltage | 17.4 Volts |
| Maximum Power Current | 7.20 Amps |
| Open Circuit Voltage | 21.7 Volts |
| Short-Circuit Current | 8.0 Amps |
| Length | 56.1" (1425mm) |
| Width | 25.7" (652mm) |
| Depth | 2.2" (56mm) |
| Weight | 26.8lbs (12.2kg) |

Note: The electrical specifications are under test conditions of irradiance of $1kW/m^2$ Spectrum of 1.5 air mass and cell temperature of 25°C.

Kyocera reserves the right to modify these specifications without notice.

■ Physical Specifications



* Long term output warranty shall guarantee that loss of output is not more than 10% of the minimum warranty value of the product specifications within 12 years and is not more than 20% within 25 years after the purchase of the product by customer. The output values shall be those measured under Kyocera standard measurement conditions. Regarding the warranty conditions in detail, please refer to Warranty issued by Kyocera.

Hoja de datos del controlador de carga.

Controladores serie C

xantrex

Controladores de carga, derivación o recarga

| Especificaciones eléctricas | | | |
|--|---|------------------|--|
| Modelos | C35 | C40 | C60 |
| Configuraciones de voltaje | 12 y 24 VCC | 12, 24, y 48 VCC | 12 y 24 VCC |
| Tensión máx. del conjunto en circuito abierto FV | 55 VCC | 125 VCC | 55 VCC |
| Carga / Corriente de carga (a 25 °C) | 35 amperios CC | 40 amperios CC | 60 amperios CC |
| Corriente pico máx. | 85 amperios | 85 amperios | 85 amperios |
| Caida de tensión máx. a través del controlador | 0,30 voltios | 0,30 voltios | 0,30 voltios |
| Consumo normal en funcionamiento | 15 ma | 15 ma | 15 ma |
| Consumo normal en estado inactivo | 3 ma | 3 ma | 3 ma |
| Tamaño de breaker recomendado | 45 amperios | 50 amperios | 60 amperios a 100% funcionamiento continuo |
| Tamaño del cableado recomendado | #8 AWG | #8 AWG | #6 AWG |
| Instalaciones con baterías de plomo-ácido | Ajustable | Ajustable | Ajustable |
| Instalaciones con baterías de NiCad | Ajustable | Ajustable | Ajustable |
| Modo de control de carga | Reconexión de baja tensión - Ajustable (pegatina proporcionada junto con la unidad) en todos los modelos Desconexión de baja tensión - Reconexión automática o manual seleccionable por el usuario - incluye indicador de advertencia antes de la desconexión y proporciona un periodo de gracia para una vez seleccionable por el usuario) en todos los modelos | | |

DR Inverter/Chargers

120 VAC, 60 Hz Mid-range Inverter/Charger

| Electrical Specifications | | | | | | |
|--|--|---------------|---------------|---------------|---------------|----------------------------|
| Models | DR1512 | DR2412 | DR1524 | DR2424 | DR3624 | |
| AC Input Voltage | 120 VAC | 120 VAC | 120 VAC | 120 VAC | 120 VAC | |
| AC Input Low Transfer Voltage | 40-105 VAC | 40-105 VAC | 40-105 VAC | 40-105 VAC | 40-105 VAC | |
| AC Input Current | 55 amps AC – 30 amps AC pass through and 25 amps AC charging | | | | | |
| Continuous Power (@ 25 °C) | 1500 VA | 2400 VA | 1500 VA | 2400 VA | 3600 VA | |
| Efficiency (Peak) | 94% | 94% | 94% | 95% | 95% | |
| Output Voltage (RMS) | 120 VAC | 120 VAC | 120 VAC | 120 VAC | 120 VAC | |
| Maximum Output Voltage Regulation | ± 5% | ± 5% | ± 5% | ± 5% | ± 5% | |
| Frequency (Nominal) | 60 Hz | 60 Hz | 60 Hz | 60 Hz | 60 Hz | ± 0.04% crystal controlled |
| Continuous Output (@ 25 °C) | 12.5 amps AC | 20 amps AC | 12.5 amps AC | 20 amps AC | 30 amps AC | |
| Surge Capability | 5 Sec Rating | 2400 watts | 4200 watts | 3500 watts | 6200 watts | 7500 watts |
| | 1 mSec | 38 amps AC | 77 amps AC | 41 amps AC | 80 amps AC | 100 amps AC |
| | 100 mSec | 27 amps AC | 55 amps AC | 29 amps AC | 58 amps AC | 72 amps AC |
| Automatic Transfer Relay | 30 amps | 30 amps | 30 amps | 30 amps | 30 amps | |
| DC Input Voltage (Nominal) | 12.6 VDC | 12.6 VDC | 25.2 VDC | 25.2 VDC | 25.2 VDC | |
| DC Input Voltage Range | 10.8-15.5 VDC | 10.8-15.5 VDC | 21.6-31 VDC | 21.6-31 VDC | 21.6-31 VDC | |
| DC Current at Rated Power | 165 amps DC | 280 amps DC | 80 amps DC | 140 amps DC | 210 amps DC | |
| Short Circuit Current | 400 amps DC | 800 amps DC | 280 amps DC | 560 amps DC | 720 amps DC | |
| Idle Consumption (Typical at Full Voltage) | < 9 watts | < 12 watts | < 9 watts | < 12 watts | < 13 watts | |
| Search Mode Consumption | < 1 watt | < 1 watt | < 1 watt | < 1 watt | < 1 watt | |
| Low Battery Protection (Enabled) | 11 VDC | 11 VDC | 22 VDC | 22 VDC | 22 VDC | |
| Maximum Charge Rate (Adjustable) | 70 amps DC | 120 amps DC | 35 amps DC | 70 amps DC | 70 amps DC | |
| Waveform | Modified sine wave | | | | | |
| Load Sensing (Inverter Mode) | Adjustable 5 to over 100 watts | | | | | |
| Power Factor (Allowed) | 0.5 to 1.0 pf | 0.5 to 1.0 pf | 0.5 to 1.0 pf | 0.5 to 1.0 pf | 0.5 to 1.0 pf | (lead or lag) |

Apéndice B - Glosario de terminología utilizada.

Radiación solar: Es la emisión de ondas electromagnéticas por el sol.

Irradiancia: Es la potencia incidente por unidad de área de cualquier tipo de radiación electromagnética.

Masa de aire: Es la posición del sol con respecto a la horizontal.

Radiación directa: Es la radiación que llega directamente del sol.

Radiación difusa: Es la radiación reflejada que llega a la tierra por las nubes o los albedos.

Radiación global: Es la radiación directa por el sol y la radiación difusa al mismo tiempo.

Albedo: Es la radiación reflejada por cualquier superficie.

Irradiación: Cantidad de energía en forma de radiación solar.

Meteorología: Es la ciencia que se encarga del estudio de los fenómenos atmosféricos, las propiedades de la atmosfera, especialmente la relación con el tiempo atmosférico, la superficie de la tierra y los mares.

Equinoccio: Momento del año en el que sol, en su momento aparente, pasa por el ecuador, la noche y el día duran lo mismo.

Solsticio: Momento del año en el que el sol alcanza su cenit en el trópico de cáncer y en el trópico de capricornio, el día y la noche son más largos respectivamente.

Cenit: Es el punto más alto con relación al observador donde el sol alcanza los 90° con respecto a la horizontal.

Semiconductor: Elemento capaz de conducir corriente o no dependiendo de las condiciones externas y materiales, pudiendo controlar la corriente bloqueándola o dejándola conducir.

Transitorio: Es la aparición de pequeños disturbios en la señal que duran un determinado tiempo.

Batería: Son dispositivos con células electroquímicas que convierten la energía química en energía eléctrica.

Fusible: Dispositivo que contiene un conductor de baja resistencia que al haber una sobrecorriente este se funde abriendo el circuito.

Controlador o Regulador de carga: Sirve para limitar la corriente en las batería, evitar sobrecarga y sobre voltaje que puedan dañar el acumulador.

Inversor: Aparato electrónico que sirve para cambiar la corriente continua en corriente alterna.

Interruptor termomagnético: Dispositivo que sirve para interrumpir la corriente cuando se presenta una sobrecarga o un cortocircuito.

Varistor: Componente electrónico que sirve para transitorios de alto voltaje para la protección de descargas atmosféricas.

Diodo: Dispositivo electrónico que tiene como propiedad de conducir en un solo sentido la corriente.

Ampacidad: Capacidad del dispositivo o conductor para conducir corriente sin que se dañe el material.

Piranómetro: Dispositivo de medición que sirve para la medición de irradiancia en un campo de visión de 180°.

Multímetro: Aparato de medición que tiene la habilidad de medir tensión, corriente y resistencia.

Termómetro: Aparato de medición de temperatura.

Temperatura: Medición cualitativa del grado de frío o calor.

Sensor: Es un dispositivo capaz de convertir cualquier respuesta del medio físico en una señal que puede ser leída o interpretada por el observador.

Eficiencia: Es la razón de conversión de la energía de salida con respecto a la energía de entrada.

Modulo fotovoltaico: Es un conjunto de células fotovoltaicas conectadas entre sí para generar electricidad.

NOCT: Significa (Normal Operating Cell Temperature) Operación Normal de la Temperatura de la Célula, es la temperatura a la que operan las células en un módulo solar bajo condiciones de operación estándar (SOC). Las condiciones bajo este estándar son: la radiación de $800 \frac{W}{m^2}$, a $20 \text{ }^\circ\text{C}$ y velocidad de viento de $1 \frac{m}{s}$, con la célula o el modulo en un estado del circuito eléctrico abierto, el viento orientado en paralelo al plano de la matriz, y todas las partes expuesta al viento.