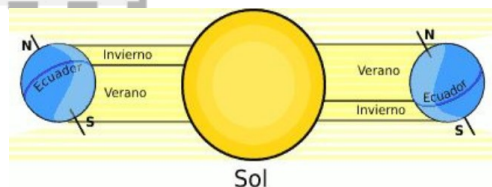
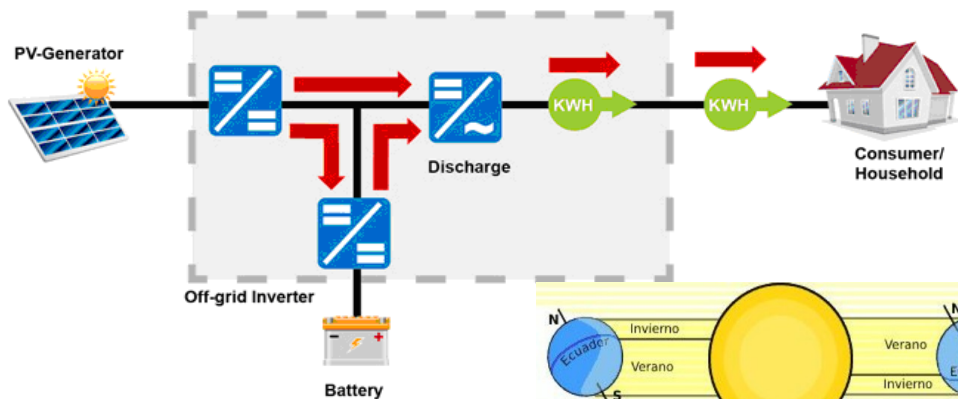


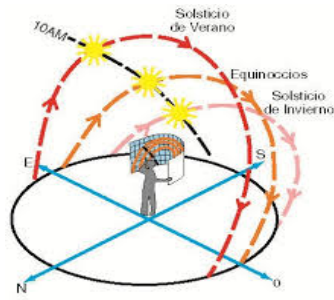
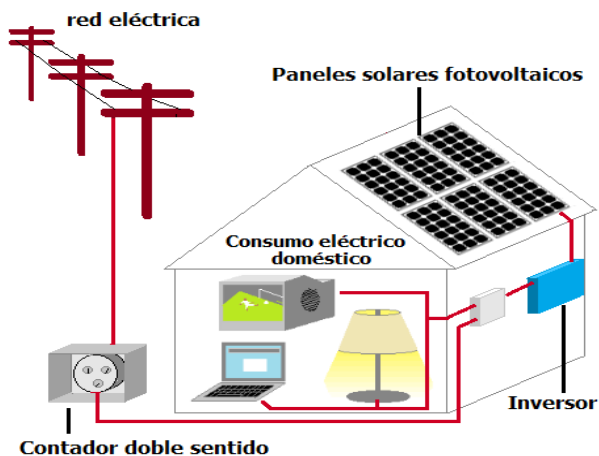
Selección y Diseño de Sistemas Solares

Térmicos y fotovoltaicos

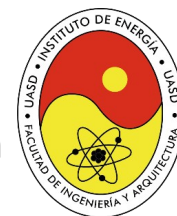
Para la Semana Tecnológica de la FIA 2026



Presentada por:
José Luis Moreno San Juan
Investigador, fundador y ex-director
Instituto de Energía



25 de marzo 2026
Santo Domingo de Guzmán



Índice de contenido:

Diapositiva

1. Introducción	3
2. Valoración sobre las tecnologías existentes	5
3. Parámetros para la selección, costos y características	28
4. Diseño básico de colectores solares planos	44
5. Diseño básico de sistemas fotovoltaicos	61
6. Algunas referencias bibliográficas	75

1. Introducción

Cuando pensamos en la energía solar, dos manifestaciones de ésta, luz y calor, son fácilmente reconocidas.

Otras manifestaciones de la energía solar no son tan obvias. La energía eólica es un ejemplo. El viento es el resultado del movimiento de masas de aire causados por la rotación de la Tierra, diferencias térmicas en la atmósfera y la diferente absorción térmica entre los mares y los continentes.

La energía solar se puede dividir en dos grupos principales, energía solar activa y energía solar pasiva:

a. **La energía solar pasiva** son los sistemas implementados que aprovechan la energía solar de forma directa, sin transformarla en otro tipo de energía. Esta energía se ve aplicada en invernaderos y en la arquitectura bioclimática.

b. **La energía solar activa** es la energía solar que se transforma en energía eléctrica (sistemas fotovoltaicos) o energía térmica. Los sistemas fotovoltaicos pueden ser interconectados a la red de suministro, con o sin respaldo y los sistemas aislados.

Veremos en esta presentación los conceptos y modelos básicos relacionados con estos temas.

2. Valoración de las tecnologías existentes

Sistemas solares térmicos:

El objetivo esencial de cualquier sistema térmico solar es captar la energía que proviene del sol para transformarla y transportarla de la manera más económica y eficaz posible. Las aplicaciones del aprovechamiento solar pueden ser directas, en forma de calor, o bien indirectas, utilizando este calor para obtener trabajo mecánico en un eje y finalmente electricidad.

Existen dos tipos de colectores: los planos y los concentradores.

Los planos son los de uso más común. Entre los concentradores las tecnologías existentes tres se destacan por su grado de desarrollo: los sistemas de Colectores Cilindro Parabólicos (**CCP**), los Sistemas de Receptor Central (**SRC**) o Sistemas de Torre Central (**STC**), y los Discos Parabólicos (**DP**) o más propiamente, paraboloides de revolución. Menos usados son los sistemas de Concentradores Parabólicos Compuestos (**CPC**).

Los primeros y los últimos concentran la radiación solar en un eje (dos dimensiones), mientras que los sistemas de torre y los discos parabólicos lo hacen en un punto (tres dimensiones), pudiendo alcanzar por ello mayores relaciones de concentración.

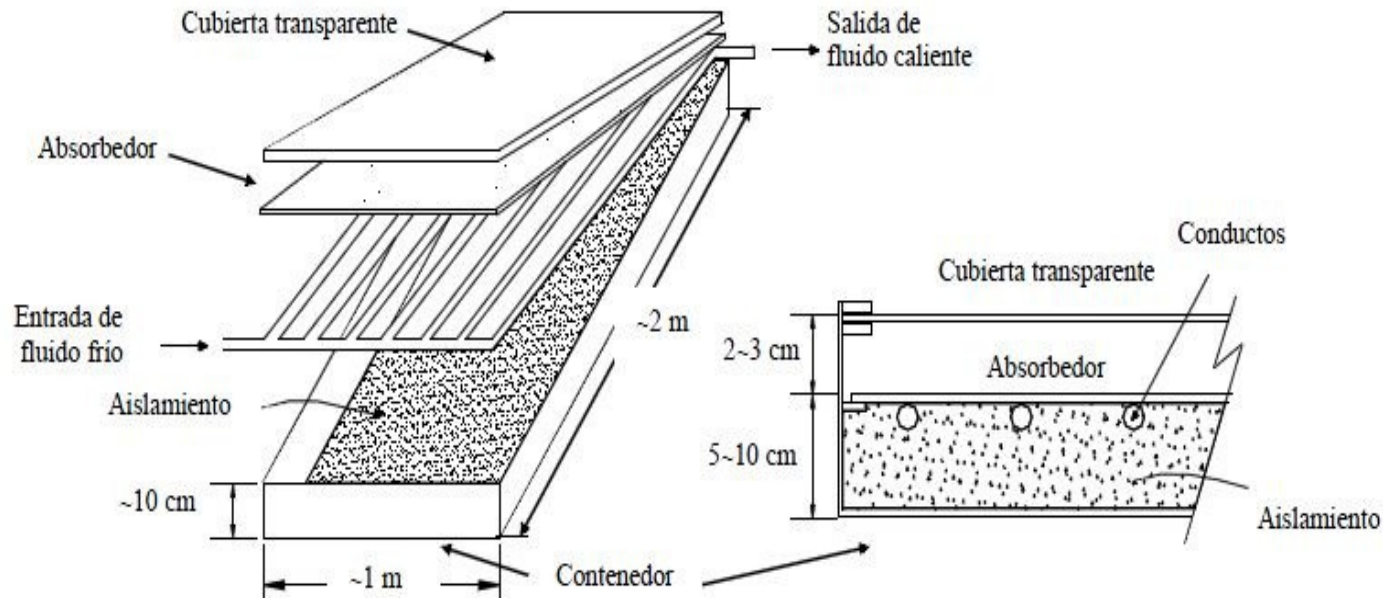
De forma muy general, se puede realizar una primera clasificación de los colectores que funcionan con **energía o radiación solar global**, y que son, en consecuencia, “estacionarios”, y los colectores que únicamente funcionan con **radiación solar directa**, y que necesitan un sistema de seguimiento del recorrido del Sol a lo largo del día. A su vez, estos últimos colectores “seguidores” se subdividen en los que disponen de un único grado de libertad (absorbedores tubulares) y los que disponen de dos grados de libertad (absorbedores puntuales).

En función de la temperatura del fluido también se clasifican de acuerdo a las temperaturas a que puede llegar el fluido transportador, y en consecuencia, en base a las posibles aplicaciones a esos niveles de temperatura. Por lo general se clasifican para tres niveles de temperatura.

1. Temperatura baja ($30^{\circ}\text{C} - 150^{\circ}\text{C}$). Este rango se consigue con colectores planos. Entre sus aplicaciones están las de calentamiento de aguas sanitarias y de piscinas, calefacción, secado, desalinización y destilación. Estos sistemas son en general híbridos ya que casi siempre son usados con apoyo de otros tipos de energía como la eléctrica, pues que la energía solar no siempre está disponible, lo que puede ocasionar un paro en el servicio que se ofrece.
2. Temperatura media ($150^{\circ}\text{C} - 400^{\circ}\text{C}$). Se alcanzan con concentradores lineales o esféricos y se usan en procesos industriales (Industria láctea, procesamiento de residuos, etc.), así como en refrigeración, en procesos químicos (producción de acetona) y de desalinización.
3. Temperatura alta ($400^{\circ}\text{C} - 3000^{\circ}\text{C}$). Estas altas temperaturas se alcanzan gracias a los concentradores puntuales como los de discos parabólicos y los campos de helióstatos o centrales de torre. Se utilizan en centrales Solares fototérmicas, fotovoltaicas y fotoquímicas, también en hornos solares para tratamientos térmicos e investigación de materiales.

Existen muchos tipos de colectores solares, veamos algunos esquemas de los mismos.

Esquema básico de colector plano para agua



El mismo tipo de colector plano pero en su variante con tubos al vacío para mejorar la eficiencia, y puede llegar a un 80% en condiciones favorables. Es el más usado en la actualidad, lo pueden ver en muchas ferreterías en el país, en donde se vende equipos de calentamiento de agua.

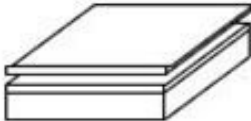

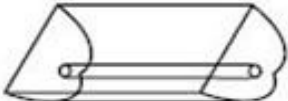


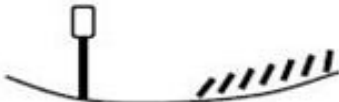


Una variante de este tipo de colector plano se usa para calentar aire.

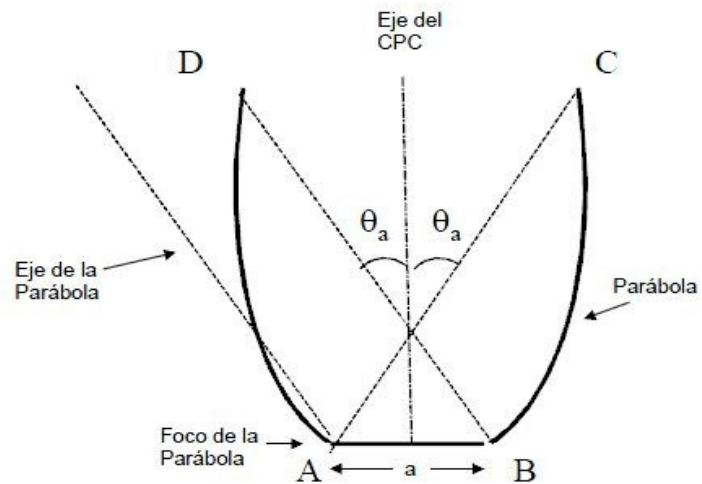
Para poder alcanzar mayores temperaturas en un colector, es necesario modificar el sistema de captación, de forma que se aumente la concentración. Esto se consigue en los colectores concentradores, que se pueden clasificar según dos características básicas: la geometría del absorbedor (concentración lineal o puntual) y la forma de la concentración (reflexión o refracción).

Aún teniendo en cuenta esta primera clasificación, todos ellos pueden concentrar la energía solar en un punto específico para conseguir temperaturas muy elevadas que pueden cubrir las aplicaciones industriales, tales como generación de electricidad.

En la próxima diapositiva se muestra una tabla donde se clasifican los diferentes colectores en función de la razón de concentración, se añade además, el rango de temperaturas alcanzables.

		Nombre	Croquis	Razón de concentración n "C"	Rango Temperatura alcanzada [Cº]	
Estacionario	Absorbedor plano	Capatador plano de agua/aire		$C \leq 1$	$30 < T^a < 250$	
		Tubos de vacío		$C \leq 1$	$50 < T^a < 200$	
Seguidores	Seguimiento a un eje	Absorbedores tubulares	Colector Parabólico Compuesto CPC		$1 < C < 15$	$70 < T^a < 300$
		Colector Cilíndrico Parabólico CCP		$15 < C < 40$	$70 < T^a < 350$	
	Seguimiento a dos ejes	Absorbedores puntuales	Disco Parabólico		$100 < C < 1000$	$70 < T^a < 1500$
			Torre Central		$100 < C < 1500$	$150 < T^a < 1500$

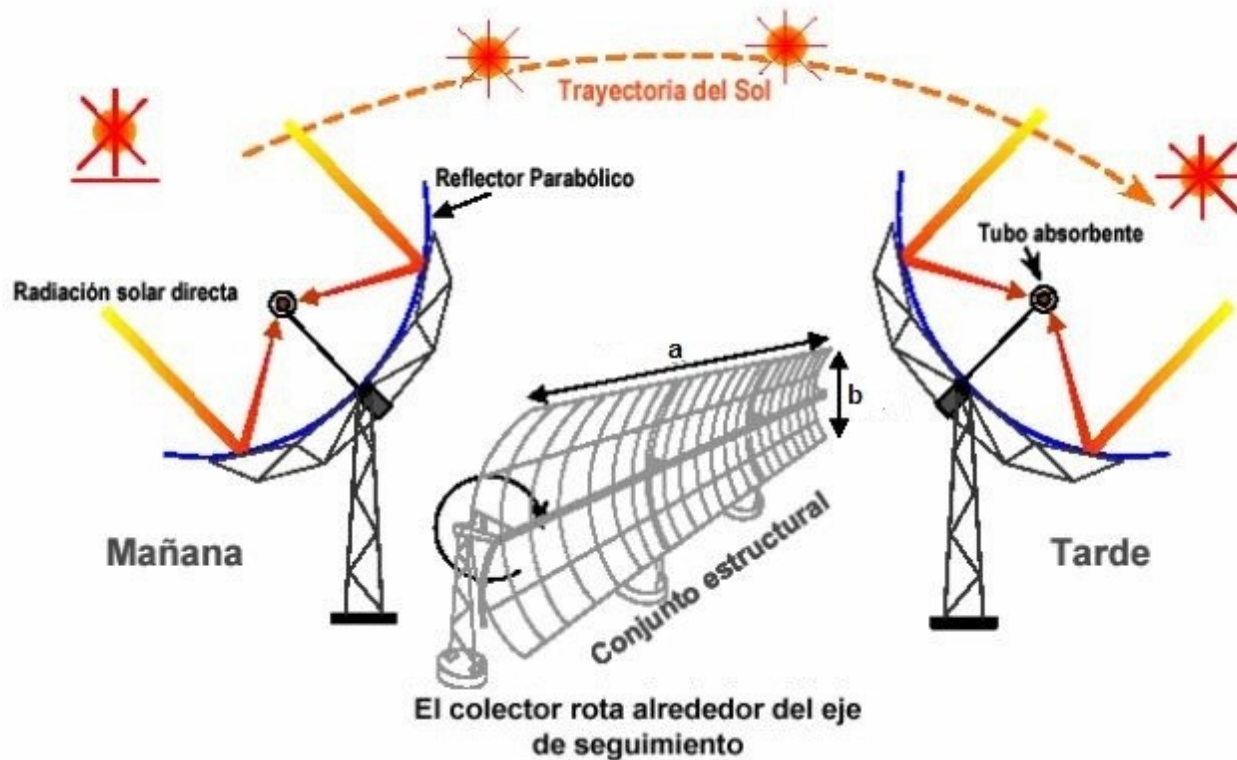
Una variante de los concentradores es el Colector Parabólico Compuesto (**CPC**). Esencialmente consta de reflectores parabólicos que redirigen la radiación desde la apertura hasta el absorbente, como si se tratase de un embudo, es decir, todos los rayos incidentes son dirigidos al absorbedor, las mitades derecha e izquierda pertenecen a diferentes parábolas.



Una de las características angulares de este diseño, es que todos los rayos que inciden sobre la apertura con ángulo de aceptación angular, que sean $|\theta| > \theta_a$ serán reflejados entre las dos superficies y expulsados al exterior. Esta propiedad implica que la concentración (si se asume que la reflectividad es igual a 1), es igual al límite termodinámico.

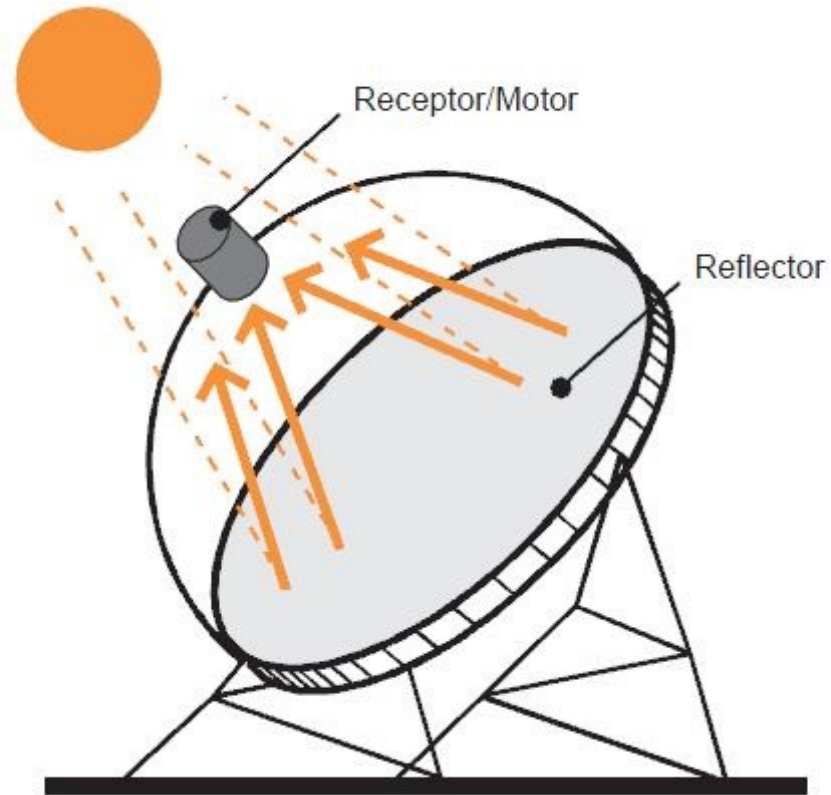
Veamos ahora algunos de los colectores concentradores más comunes y el principio de seguimiento solar.

Esquema de concentrador cilíndrico, con seguidor solar



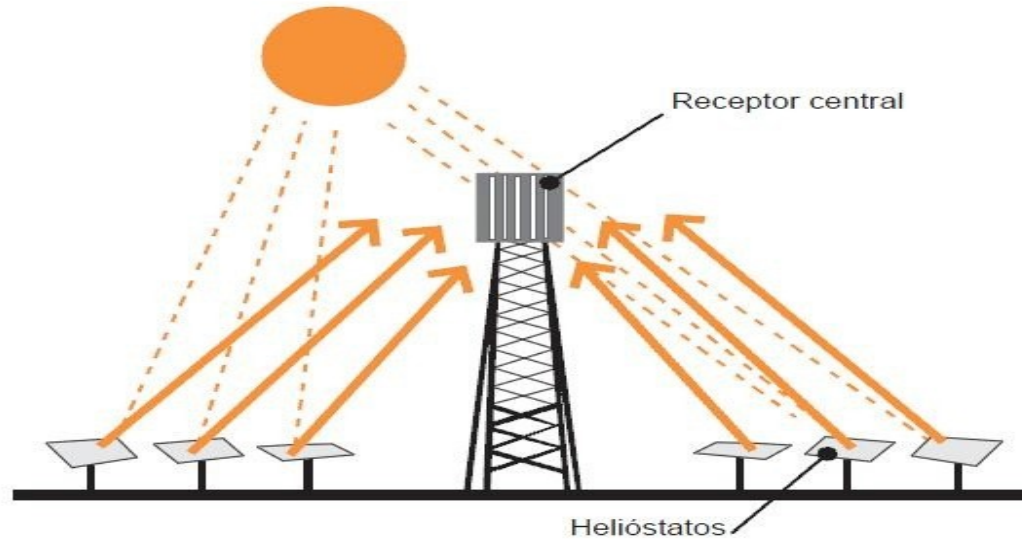
Fuente: Greenpeace

Concentrador de disco parabólico.



Fuente: Greenpeace

Concentrador de torre central



Este sistema se caracteriza porque el conjunto colector está compuesto por un grupo, más o menos numeroso, de concentradores planos individuales llamados heliostatos, los cuales dirigen la radiación solar concentrada hacia un receptor central situado en lo alto de una torre.

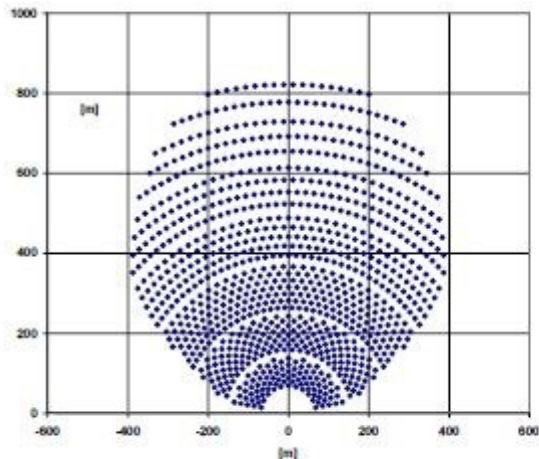
Su función es la de captar la radiación solar y redirigirla hacia el receptor. Está compuesto básicamente por una superficie reflectante compuesta por espejos de vidrio como los otros concentradores, además de una estructura soporte, mecanismos de movimiento y un sistema de control.

El campo de helióstatos en relación al receptor está condicionado en gran parte por la orografía del terreno, por el tamaño de la planta y por la disposición del receptor. Las dos formas clásicas de colocar los helióstatos son:

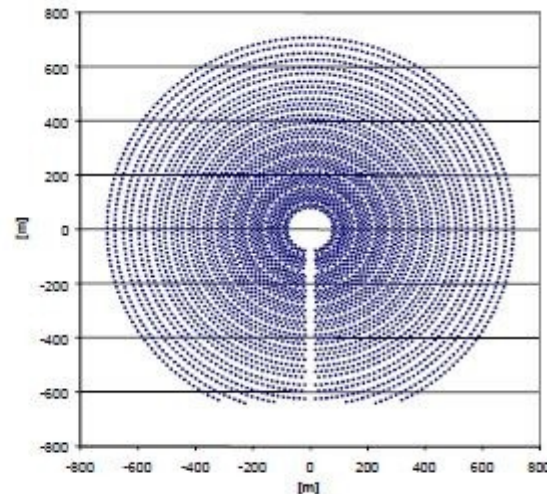
- Campo Norte-Sur: helióstatos a un lado de la torre.
- Campo circundante: helióstatos alrededor de la torre.

La orientación dependerá de en que latitud se encuentre el emplazamiento.

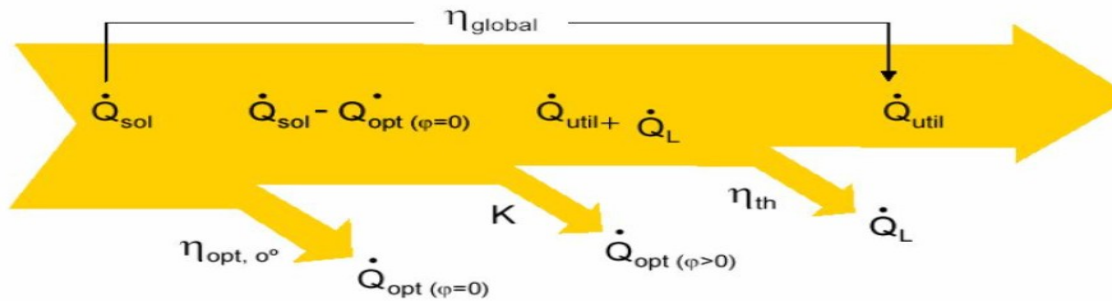
Campo norte-sur



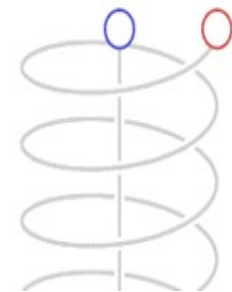
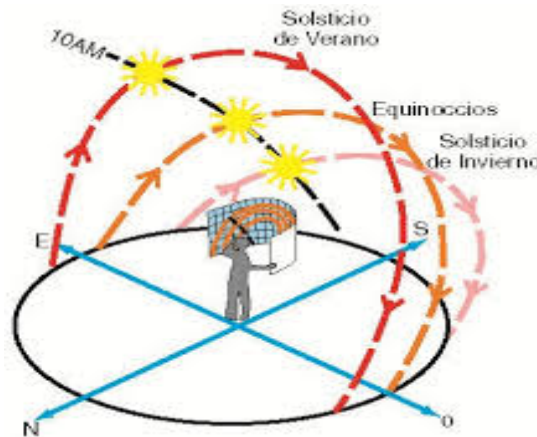
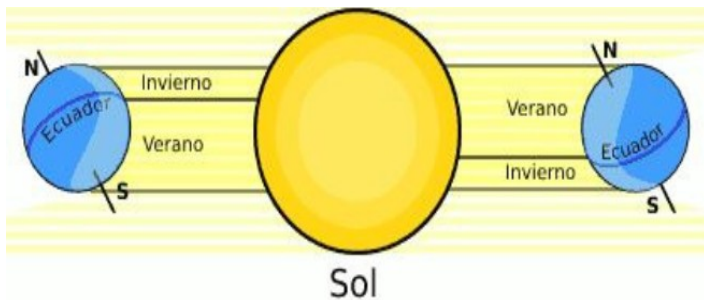
Campo circundante



El balance de energía en un colector concentrador cilíndrico es el siguiente:



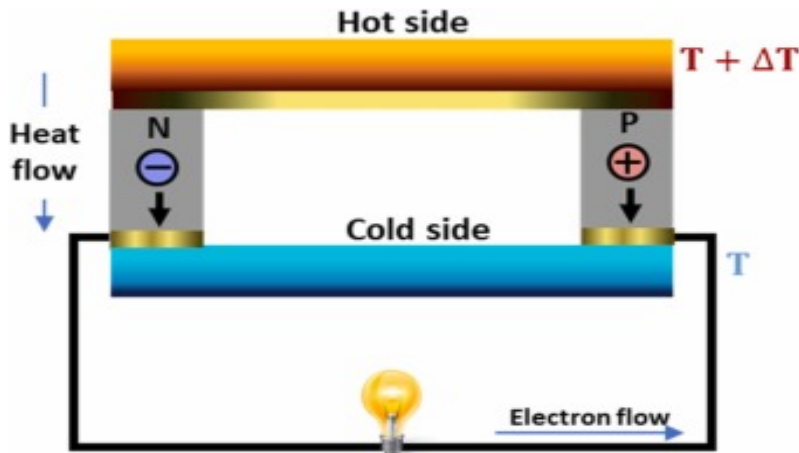
La importancia de los mecanismos de seguimiento del Sol, además seguir al Sol por la rotación de la Tierra deben compensar el desplazamiento fruto del movimiento de traslación como una helicoidal elíptica de la Tierra alrededor del Sol.



Efecto Seebeck.

Es un fenómeno termoeléctrico que genera una diferencia de potencial entre dos materiales distintos (conductores, como cobre y hierro o semiconductores, tipo N y P) conectados para formar uniones, las cuales se mantienen a diferentes temperaturas, creando un gradiente de temperatura ($T_2 - T_1$). Al aplicar calor a una de las uniones, los portadores de carga electrónica fluyen en la dirección de la caída de temperatura (del lado caliente al frío) debido a la agitación cinética, generando un potencial eléctrico V . Se genera una corriente continua si el par de semiconductores se conecta a través de un circuito eléctrico: $V = S_e(T_2 - T_1)$, donde S_e es el coeficiente de Seebeck.

Este es el principio de funcionamiento de los termopares. En la figura se muestran los dos tipos. Descubierta en el año 1821.



Sistemas fotovoltaicos:

La radiación solar puede ser transformada directamente en energía eléctrica. A este fenómeno se le denomina efecto fotovoltaico. A mediados del siglo XIX (1839) el físico francés Becquerel descubrió el efecto fotovoltaico (FV). Varios físicos como Willoughby Smith (1873) y Leonard (1900) verifican su existencia bajo diversas condiciones. Einstein (1905) proporciona la base teórica del fenómeno, ganando el premio Nobel de física por esto, Robert Millikan (1916), un físico experimental norteamericano, corrobora la teoría de Einstein.

Sin embargo, la aplicación práctica de esta conversión de energía no comenzó hasta 1954, cuando se necesitó una fuente generadora de energía eléctrica que pudiese alimentar los circuitos eléctricos de los satélites espaciales, sin recurrir al uso de combustibles y con una vida útil de larguísima duración.

Las primeras aplicaciones terrestres del fenómeno FV comienzan en 1972. Desde esa fecha, una sucesión de nuevos procesos industriales, junto con la expansión del mercado de consumo, permitieron una drástica reducción del costo inicial de los paneles generadores (más de 100 veces desde su debut espacial).

La palabra fotovoltaico(a) está formada 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, directamente, la energía luminosa en energía eléctrica.

La conversión directa de energía solar a energía eléctrica, se realiza a través de las celdas solares, que son dispositivos donde se aprovechan el efecto fotovoltaico, que es la capacidad de algunos materiales semiconductores para generar electricidad, cuando incide sobre ellos una radiación luminosa.

Un material conductor, como el cobre o el aluminio, permite el fácil paso de una corriente eléctrica porque tiene un gran número de cargas libres dentro del mismo. Un material es un no-conductor (aislador), como el vidrio o el plástico, porque no tiene cargas libres dentro de él. 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 llamado de difusión se puede introducir pequeñas cantidades de otros elementos químicos, los que permiten decrecer el valor inicial de la resistividad, creando zonas con diferentes tipos de carga. La celda FV utiliza dos tipos de materiales semiconductores, el tipo N y el tipo P.

Cuando la sustancia 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 del tipo N (negativo). Dopaje con Fósforo o similar.

Cuando la sustancia difusa atrapa electrones libres, los átomos que los pierden quedan cargados positivamente. En esta zona predominan las cargas positivas (holes, en inglés) obteniéndose un semiconductor del tipo P (positivo). Dopaje con Boro o similar.

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

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 negativas y positivas deja la zona de la junta 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 o unión crea una diferencia de voltaje que impide la continuación del desplazamiento inicial.

Cuando la corriente de desplazamiento se anula. Se dice entonces que la juntura o unión N-P ha alcanzado el estado de equilibrio.

Una celda solar típica está constituida por una hoja de silicio de gran pureza, tratada con fósforo, semiconductor tipo N y conectada con electrodos en las dos caras. La otra cara es tipo P. Cuando la luz incide sobre un conjunto semiconductor de este tipo, el bombardeo de los fotones libera electrones de los átomos de silicio creando dos cargas libres, una positiva y otra negativa.

El equilibrio eléctrico de la unión N-P se ve alterado por la presencia de estas nuevas 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 los terminales de la célula FV son conectados a una carga eléctrica, circulará una corriente eléctrica en el circuito formado por la celda, los cables de conexión y la carga externa. Sólo una parte del espectro luminoso puede llevar a cabo la acción descrita. El material utilizado para fabricar el semiconductor determina que parte del espectro luminoso es la óptima para provocar este desequilibrio.

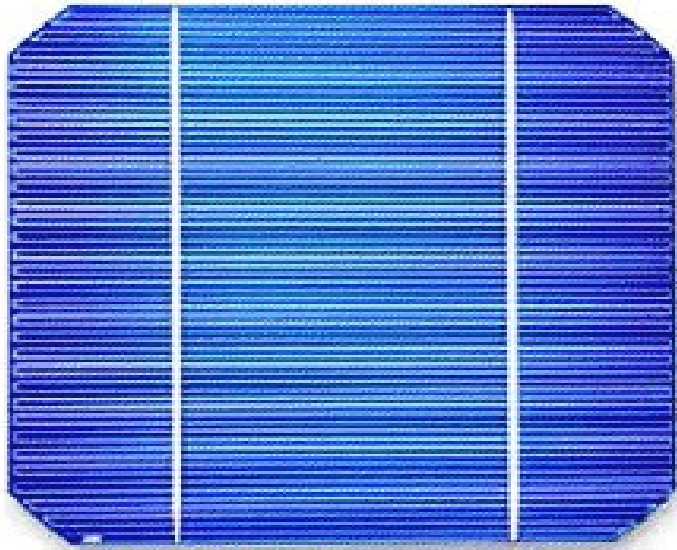
Los niveles de producción de energía que se alcanzan con una celda son muy bajos, es por eso que se agrupan en paneles y éstos a su vez se pueden conectar en serie o paralelo para alcanzar el voltaje o intensidad requerida para cada uso.

Las celdas fotovoltaicas que se ofrecen en el mercado actual utilizan dos tipos de materiales semiconductores. Uno tiene una estructura cristalina uniforme (monocristalino) y el otro una estructura policristalina.

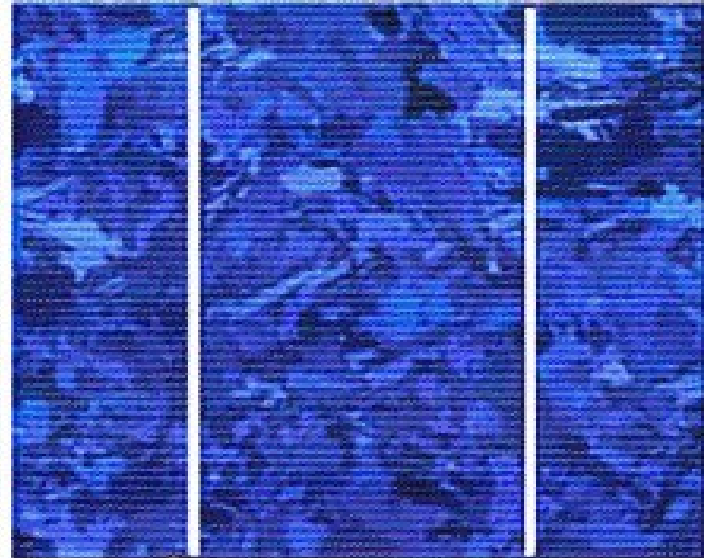
El tipo monocristalino requiere un elaborado proceso de manufactura, que consume enormes cantidades de energía eléctrica, incrementando substancialmente el costo del material semiconductor. La eficiencia de conversión energética es del 15% al 23%.

La versión policristalina se obtiene fundiendo el material semiconductor, el cual es vertido en moldes rectangulares. Su estructura cristalina no es uniforme, de ahí el nombre de poli (muchos) y cristalino (cristales). La eficiencia de conversión energética es del 12% al 17%.

Los dos tipos pueden ser identificados a simple vista, ya que la estructura cristalina provee una superficie de brillo uniforme, mientras que la policristalina muestra zonas de brillo diferente.



1 Celda solar monocristalina



2 Celda solar policristalina

Además de estos dos tipos de estructura, existen las celdas solares tipo amorfo y celdas solares tipo micro cristalino o nano cristalino.

Las celdas solares tipo amorfo tienen un arreglo menos regular de los átomos, que dan lugar a enlaces colgantes y varias lagunas donde la recombinación puede tener lugar.

Las celdas solares tipo micro cristalino o nano cristalino, mejor conocidos como paneles de película fina de energía solar, también son una categoría de las células fotovoltaicas; son una extensión de la idea detrás del silicio amorfo. Sin embargo en lugar de utilizar silicio de la industria en este caso se usan otros elementos, el más eficiente de los cuales es de arseniuro de galio de película fina.

Estos tipos de células solares delgadas son más eficientes y requieren menos materia prima que implica un costo inferior de las materias primas; pero debido al alto grado de manipulación en su fabricación, y los costos que ello implica, resulta muy difícil juzgar si vale la pena su uso, salvo en aplicaciones donde no son factibles de usar las otras.

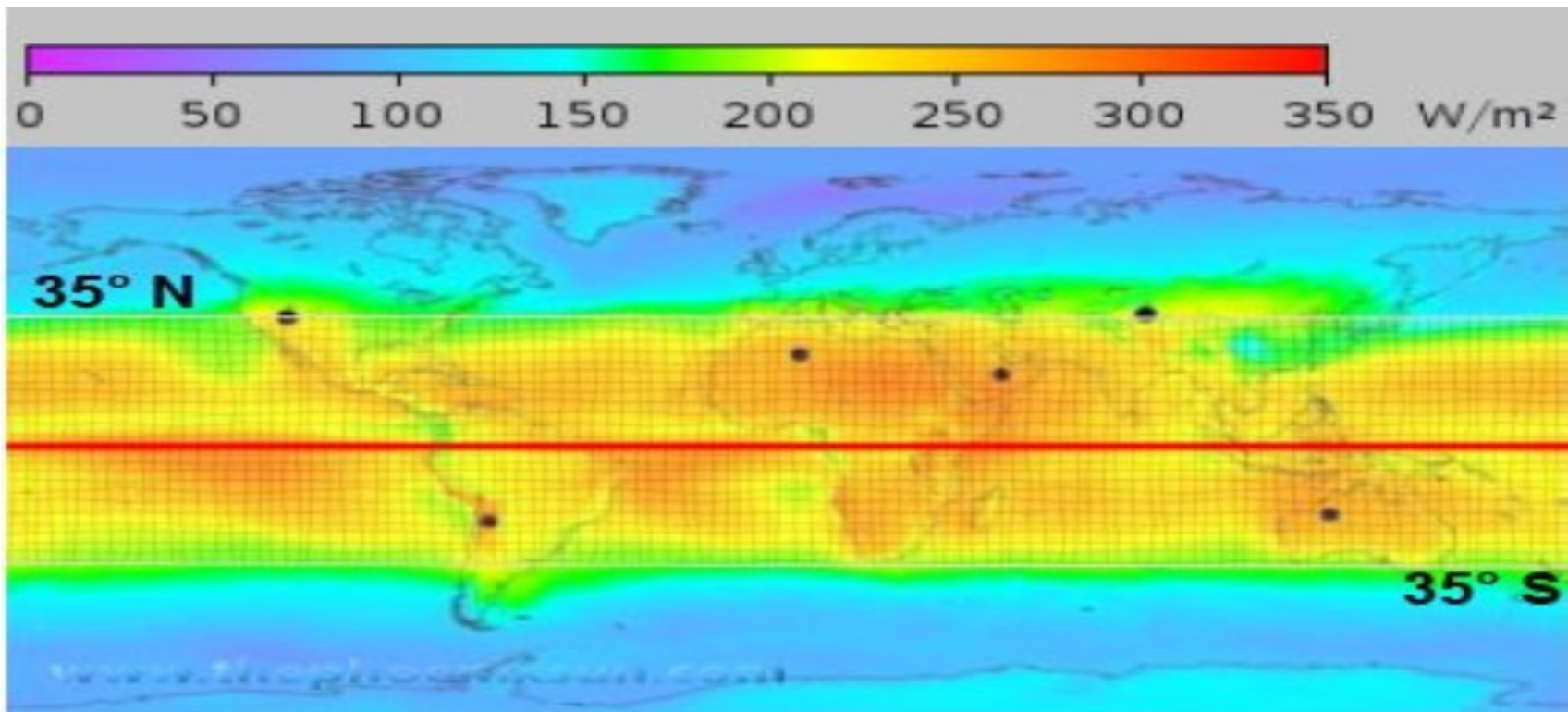
Para obtener volúmenes importantes de electricidad, es necesario disponer de amplias superficies de paneles fotovoltaicos. Por eso en grandes proyectos se busca concentrar la radiación solar.

La tecnología de concentración fotovoltaica, o HCPV, en vez de usar el caro material fotovoltaico en toda la superficie del panel, busca concentrar la luz solar que recibe el panel, a través de arreglos más económicos como espejos y lentes, en uno o varios espacios reducidos dentro del panel, que serán en los que se disponga el material fotovoltaico mucho más caro. Con ello se consigue emplear una menor cantidad de material fotovoltaico y reducir los costos de forma significativa.

La tecnología de concentración, al igual que su uso térmico, requieren mecanismos de seguimiento del Sol, con el propósito de siempre estar alineados con el mismo y obtener la mayor captación, en todo momento del día y del año, siguiendo el movimiento del Sol en relación al punto donde está situado el colector o panel fotovoltaico .

3. Parámetros para la selección, características y costos para sistemas solares fotovoltaicos

Cuando se va a desarrollar un sistema solar, térmico o fotovoltaico, lo primero que debemos investigar es el nivel de radiación solar de la zona donde se ubicará el proyecto. En la figura se puede apreciar a nivel mundial, las zonas donde son más factibles los proyectos solares, evidentemente entre los Trópicos.



Las zonas en naranja-rojo son las mejores, son las de los niveles de radiación exceden los valores promedios de 250 W/m². El territorio de la República Dominicana con la media diaria cercana a los 320 W/m². Presenta con un promedio máximo de 638 W/m² al medio día sin nubes, y una energía media diaria por radiación solar de 5.3 kWh/día, que es la que se debe usar en los diseños.

Niveles de radiación en República Dominicana

Monthly Averaged Midday Insolation Incident On A Horizontal Surface (kW/m ²)												
Lat 18.401 Lon -71.024	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
22-year Average	0.57	0.63	0.64	0.65	0.63	0.68	0.71	0.69	0.64	0.67	0.60	0.55

Monthly Averaged Clear Sky Insolation Incident On A Horizontal Surface (kWh/m ² /day)												
Lat 18.401 Lon -71.024	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
22-year Average	5.09	5.78	6.50	7.00	7.32	7.23	7.12	7.02	6.74	5.99	5.30	4.88

Monthly Averaged Insolation Incident On A Horizontal Surface (kWh/m ² /day)													
Lat 18.401 Lon -71.024	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
22-year Average	4.48	5.03	5.38	5.68	5.69	6.10	6.17	5.90	5.47	4.95	4.45	4.30	5.30

Valores de temperatura, humedad, presión, precipitaciones y nubosidad media

Monthly Averaged Air Temperature At 10 m Above The Surface Of The Earth (°C)													
Lat 18.401 Lon -71.024	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
22-year Average	22.5	23.0	24.0	24.7	25.0	24.8	24.5	24.6	24.5	24.2	23.5	22.8	24.0
Minimum	19.6	19.9	20.8	21.7	22.2	22.1	21.6	21.6	21.7	21.6	21.1	20.1	21.2
Maximum	26.3	26.9	27.8	28.1	28.0	27.8	27.9	28.2	28.0	27.7	27.0	26.3	27.5

Monthly Averaged Relative Humidity (%)													
Lat 18.401 Lon -71.024	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
22-year Average	74.9	70.7	67.2	68.2	74.2	79.0	80.0	80.5	81.6	81.8	80.6	77.7	76.4

Monthly Averaged Total Column Precipitable Water (cm)													
Lat 18.401 Lon -71.024	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
22-year Average	2.89	2.83	2.95	3.29	3.81	3.83	3.65	3.83	4.07	4.05	3.66	3.14	3.50

Monthly Averaged Atmospheric Pressure (kPa)													
Lat 18.401 Lon -71.024	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
22-year Average	98.1	98.0	98.0	97.9	97.9	98.0	98.1	98.0	97.8	97.8	97.8	98.0	97.9

Otros datos sobre la atmósfera

Average Minimum, Maximum and Amplitude Of The Daily Mean Earth Temperature (°C)													
Lat 18.401 Lon -71.024	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Amplitude
Minimum	19.5	20.0	21.2	22.4	22.8	22.6	22.0	22.1	22.1	21.9	21.1	20.0	
Maximum	29.4	31.1	33.7	35.3	33.9	31.9	31.2	31.5	31.2	30.6	29.3	28.8	
Amplitude	4.92	5.57	6.24	6.47	5.54	4.65	4.59	4.74	4.54	4.33	4.09	4.42	7.88

Monthly Averaged Insolation Clearness Index (0 to 1.0)													
Lat 18.401 Lon -71.024	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
22-year Average K	0.57	0.57	0.54	0.53	0.52	0.55	0.56	0.55	0.54	0.54	0.55	0.58	0.55
Minimum K	0.51	0.51	0.50	0.47	0.41	0.50	0.53	0.48	0.48	0.46	0.49	0.54	0.49
Maximum K	0.64	0.63	0.59	0.59	0.61	0.60	0.63	0.61	0.62	0.60	0.61	0.61	0.61

Niveles de radiación y ambientales en un proyecto solar ubicado en RD

MEMORIA DESCRIPTIVA

	Unidad	Ubicación de datos		Ubicación del
		meteorológicos	Proyecto	del
Latitud	'N	18,4	18,4	
Longitud	'E	-71,2	-71,2	
Elevación	m	305	305	
Temperatura de diseño de la calefacción	°C	20,0		
Temperatura de diseño del aire acondicionado	°C	33,1		
Amplitud de la temperatura del suelo	°C	8,3		

Mes	Temperatura del aire °C	Humedad relativa %	Radiación solar diaria - horizontal kWh/m ² /d	Presión atmosférica kPa	Velocidad del Viento m/s	Temperatura del suelo °C	Días-grado de calentamiento °C-d	Días-grado de enfriamiento °C-d
Enero	24,8	73,0%	4,67	101,5	3,4	23,3	0	459
Febrero	25,0	73,0%	5,28	101,5	3,0	24,3	0	420
Marzo	25,6	72,0%	5,83	101,4	4,2	26,0	0	484
Abril	26,3	72,0%	6,44	101,3	4,1	27,3	0	489
Mayo	26,8	76,0%	6,11	101,4	3,8	27,1	0	521
Junio	27,4	76,0%	6,11	101,5	3,8	26,2	0	522
Julio	28,0	72,0%	5,86	101,5	4,1	25,6	0	558
Agosto	27,9	73,0%	6,00	101,4	3,8	25,6	0	555
Setiembre	27,4	76,0%	5,78	101,2	3,4	25,5	0	522
Octubre	26,6	78,0%	5,28	101,2	3,1	25,1	0	515
Noviembre	26,2	75,0%	5,00	101,3	3,0	24,1	0	486
Diciembre	25,3	73,0%	4,58	101,5	3,1	23,4	0	474
Anual	26,4	74,1%	5,58	101,4	3,6	25,3	0	6.004
Medido a	m				10,0	0,0		



Complete la hoja del Modelo de Energía

RETScreen4 2013-08-27

© Minister of Natural Resources Canada 1997-2013

NRCan/CanmetENERGY

Modelo de Energía RETScreen - Proyecto de generación eléctrica

☑ Muestre unidades alternativas

Sistema eléctrico de potencia del caso propuesto			
Tipo de análisis	<input checked="" type="radio"/> Método 1 <input type="radio"/> Método 2		
Fotovoltaico			
Capacidad de generación eléctrica	kW	106 750,00	
Fabricante		Sunpower	
Modelo		mono-Si - SPR-305L-WHT	350000 unidades(es)
Factor de utilización	%	24,0%	
Electricidad exportada a la red	MWh	224 431,2	
Tarifa de exportación de electricidad	\$/MWh	125,00	\$/kWh 0,125

[Vea la base de datos del producto](#)

Al sistema integrado por distintos elementos que interactúan entre sí para la conversión de la energía solar a energía eléctrica, se le denomina **sistema solar fotovoltaico** y esta integrado por: los paneles o módulos, controlador de carga para baterías, baterías y un inversor DC-AC. Si el controlador está integrado al inversor, a ese inversor se le llama inversor solar híbrido, si no posee controlador, entonces es un inversor solar típico. En ambos casos deben ser capaces de sincronizar con la red pública.

Los paneles o módulos son los circuitos de celdas fotovoltaicas que generan la electricidad. Los controladores regulan la cantidad de energía de cargar las baterías.. Las baterías son las encargadas de acumular la energía para disponer de ella cuando el panel no genere energía eléctrica. El panel fotovoltaico y baterías entregan corriente directa, los equipos eléctricos que hay en los hogares del país funcionan con corriente alterna de onda senoidal, el inversor tiene la función de cambiar la corriente directa por corriente alterna.

Los **sistemas solares fotovoltaicos** se pueden clasificar en 3 tipos:

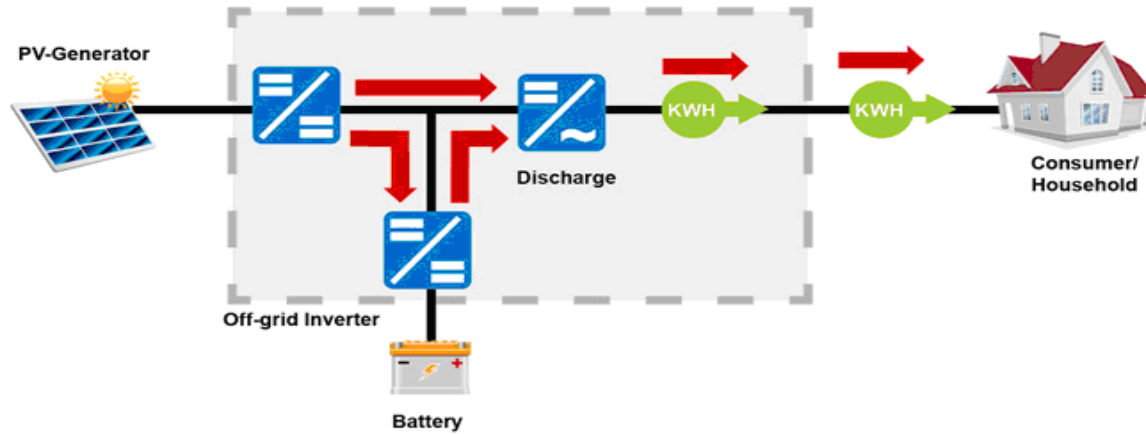
- Fotovoltaico aislado (off grid en inglés), no requiere inversor solar.
- Fotovoltaico interconectado típico (on grid en inglés)
- Solar fotovoltaico mixto o híbrido (on grid con almacenamiento)

Un **sistema fotovoltaico aislado** (off grid en inglés), consiste en los módulos o paneles fotovoltaicos, un arreglo de baterías de ciclo profundo y un inversor común y un controlador de carga.

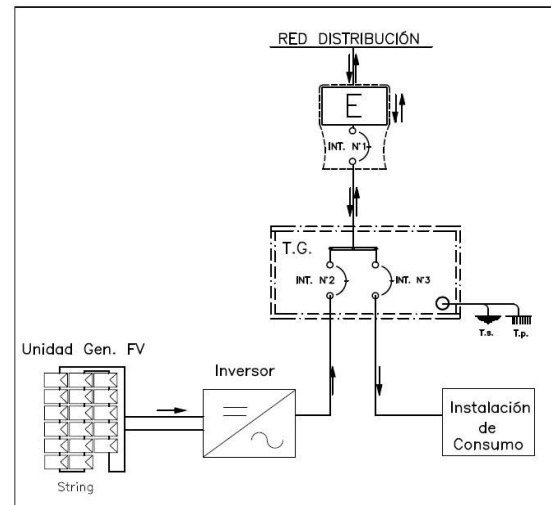
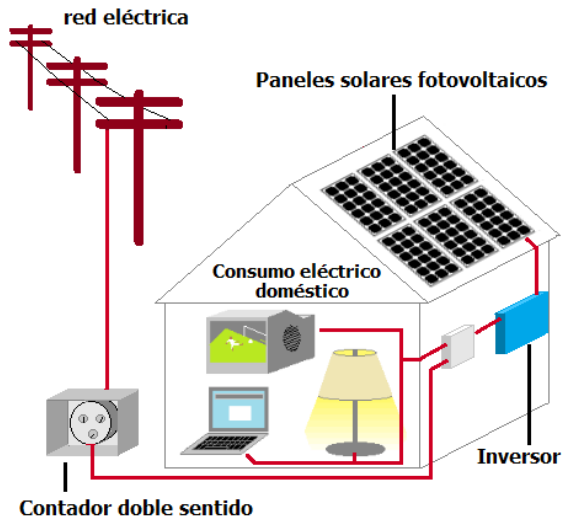
Este sistema aislado de la red no recibirá energía eléctrica de ningún otro medio, que no sean los paneles fotovoltaicos, por eso es necesario la implementación que un arreglo de baterías para solventar los momentos en que los paneles no esté produciendo energía eléctrica. Por seguridad debe contar con un grupo de respaldo.

La cantidad de baterías irá en función del consumo diario de energía, y de los días que se consideren de respaldo, para considerar poca producción por mal tiempo. Para esto se asumen de 1 a 3 días. Hay que tomar en cuenta que mientras más días se considere de respaldo habrá que aumentar la cantidad de baterías, esto incrementará el costo del sistema considerablemente, por eso es preferible prever un grupo de respaldo, grupo electrógeno o eólico, para suplir la descarga de las baterías ante eventualidades no previstas, siempre considerando el factor económico.

Veamos los esquemas de cada arreglo.



Arreglo Off-Grid



Arreglo On-Grid

Un **sistema fotovoltaico interconectado típico (On Grid)**, consiste en módulos fotovoltaicos y un **inversor con sincronizador (inversor solar)**, que permita su conexión con la red eléctrica pública de distribución, de modo tal que si el sistema fotovoltaico genera más energía de la que se está consumiendo en el hogar, el excedente de energía sea inyectado a la red de distribución.

La operación se monitorea mediante un medidor bidireccional, así se determina la cantidad de energía suministrada o inyectada a la red pública y la energía consumida o retirada de la red. La Empresa de Distribución (EDE) emite una factura mensual. Si los retiros son mayores a las inyecciones se genera un cobro, y si las inyecciones son mayores a los retiros se genera un crédito a favor del usuario a pagarse a finales del mes de enero del siguiente año.

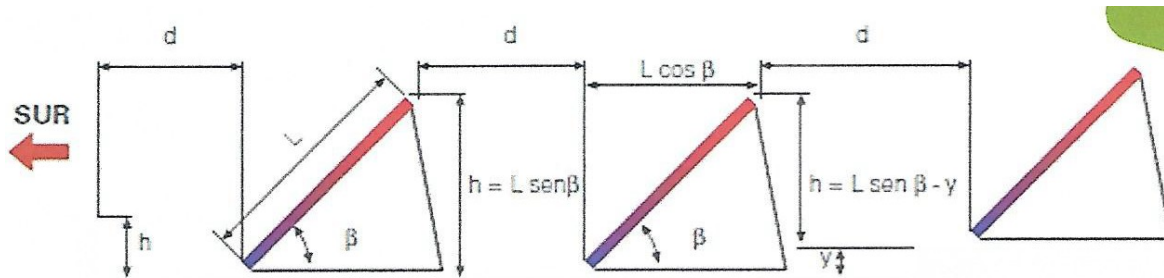
Este sistema no requiere baterías por lo que su costo es menor comparado con el sistema aislado y de la variante conocida sistema de **inversor híbrido**, que integra un controlador de carga para baterías y que usa baterías para soportar cortes de energía de la Red. En ambos casos se requiere que exista interconexión con la red de distribución, y contar con los permisos correspondientes, excepto si el híbrido se configura en el modo de autoconsumo.

El Inversor **híbrido o mixto** consiste en un inversor solar típico que incorpora un controlador de carga para baterías, usadas como grupo de respaldo. Lo más común es que inyecten excedentes a la red pública, pero en algunos casos no se requiere usar medidor bidireccional, pues se programa para auto consumo sin inyección a la red. Sin embargo esa no es la configuración óptima desde el punto de vista económico, pues si las baterías completan su carga y no hay consumo en la casa se corta la producción de módulos y la cantidad de energía producida es menor.

Otra variante, que cae en la categoría de off grid, es instalar un inversor normal sin sincronizador y un interruptor de transferencia similar al instalado cuando se usa de respaldo una planta de emergencia, pero dando prioridad en la lógica del control al suministro del sistema fotovoltaico. De esta manera cuando falle el suministro del sistema fotovoltaico transferiría automáticamente al sistema de la red pública. El inversor nunca está conectado a la red y no se requieren permisos. Para mayor confiabilidad se puede instalar una planta eléctrica como grupo de respaldo, que también es útil para cubrir periodos de lluvias y otras eventualidades, para no tener que usar un mayor banco de baterías.

Esta modalidad puede ser la solución ideal a las dificultades que se han presentado con la obtención de los permisos para la instalación de los interconectados, Aunque la instalación es más costosa es ya rentable por la reducción en el costo de los paneles, el costo de producción de ronda los US\$ 0.18/ kWh.

Los colectores solares o módulos fotovoltaicos deben ser colocados convenientemente para evitar la proyección de sombra de unos sobre los otros, siempre se orienta al sur en el hemisferio norte y lo contrario en el sur. Se deben colocar a una distancia no menor a la que estimaremos a continuación.



$$d = (L) \cos (90 - \beta) + (L) \sen \beta = L(\cos(90 - \beta) + \sen \beta)$$

Donde **L** es la longitud del colector o módulo y **β** la inclinación en relación a la horizontal. Esta inclinación se determina la máxima captación anual en la ubicación del sistema mediante ecuaciones en coordenadas solares para ubicar el Sol en relación al punto de ubicación del sistema, buscado la incidencia normal de los rayos del Sol sobre el sistema. Esto no lo vamos a detallar, pero el resultado para el caso de Santo Domingo es una inclinación óptima es **18.5°**.

En un día soleado se orienta el sistema en busca de la radiación directa, que en términos de energía es más de un 90% de la recibida, siendo la difusa el resto, incluyendo el albedo; en un día nublado la radiación difusa puede alcanzar un 50% de la energía total.

La estructura, que debe soportar vientos hasta de 230 km/h, se debe construir preferible de acero galvanizado en caliente, material resistente a la corrosión y con un buen compromiso calidad-precio. En RD se usa más comúnmente duraluminio (aleación con cobre 4.4 %, magnesio 1.5% y manganeso 0.6%).

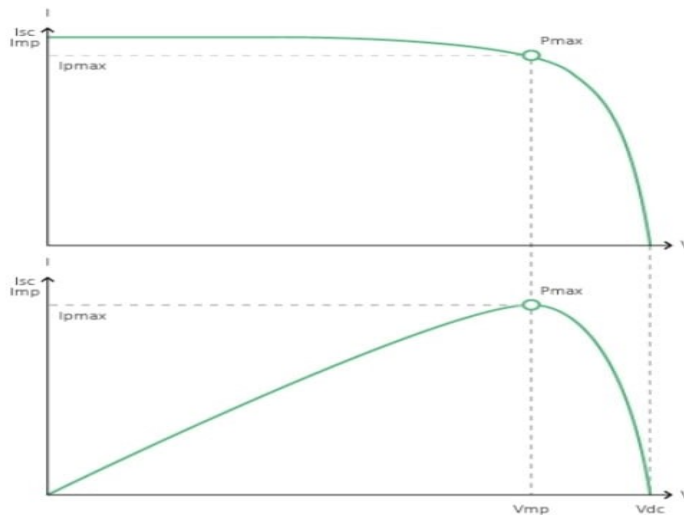
La estructura usada para soportar los módulos debe estar eléctricamente unida a una toma de tierra, y asegurará un buen contacto eléctrico con el marco del módulo para permitir la protección de las personas frente a posibles pérdidas de aislamiento. Debe cumplir con las siguientes normativas:

ASTM A123: Standard Specification for Structural Steel Products

- **ASTM A153: Standard Specification for Zinc Coating (Hot-Dip) on Iron and Steel Hardware**
- **ASTM A385: Standard Practice for Providing High-Quality Zinc Coatings (Hot-Dip)**
- **ASTM A653: Standard Specification for Steel Sheet, Zinc-Coated (Galvanized) or Zinc-Iron Alloy-Coated (Galvannealed) by the Hot-Dip Process**
- **ASTM A767: Standard Specification for Zinc-Coated (Galvanized) Steel Bars for Concrete Reinforcement**
- **ASTM A780: Standard Practice for Repair of Damaged and Uncoated Areas of Hot-Dip Galvanized Coatings**
- **ASTM A902: Standard Terminology Relating to Metallic Coated Steel Products**
- **ASTM D6386-99: Standard Practice for Preparation of Zinc (Hot-Dip Galvanized) Coated**
- **Iron and Steel Product and Hardware Surfaces for Painting.**

Un requisito fundamental en los inversores debe ser su alto rendimiento para cualquier valor de la señal de entrada, depende de la irradiación que reciban los módulos, dicha señal o voltaje es considerablemente variable por la hora y la nubosidad. Por esta razón es primordial que los inversores entreguen siempre la potencia máxima y tengan bajo consumo en vacío. Las gráficas siguientes ilustran el concepto:

SEGUIMIENTO DEL PUNTO DE POTENCIA MÁXIMA



Curva superior
Corriente de salida (I) de un panel solar como función de tensión de salida (V).
El punto de máxima potencia (MPP) es el punto Pmax de la curva en el que el producto de $I \times V$ alcanza su pico.

Curva inferior
Potencia de salida $P = I \times V$ como función de tensión de salida.
Si se utiliza un controlador PWM (no MPPT) la tensión de salida del panel solar será casi igual a la tensión de la batería, e inferior a V_{mp} .

El inversor debe cumplir los requisitos establecidos por las normas:

UL 1741: Inverters, Converters, Controllers and Interconnection System Equipment for Use With Distributed Energy Resources.

UL 1998: Software in Programmable Components.

IEEE 1547/IEEE 1547.1: Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems / Standard for Conformance Tests Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems.

IEEE 62.41.2: Practice on characterization of surges in low-voltage 1000 V and less ac power circuits.

El uso de sistemas solares fotovoltaicos interconectados son factibles desde el año 2016 en RD. Al día de hoy sin almacenamiento de energía el costo de producción es del orden de los 10 Ctvos US\$/kWh. El costo de los módulos solares es en promedio de US\$0.16 / Wp y el almacenamiento a 150 US\$/kWh, con baterías de ión de litio.

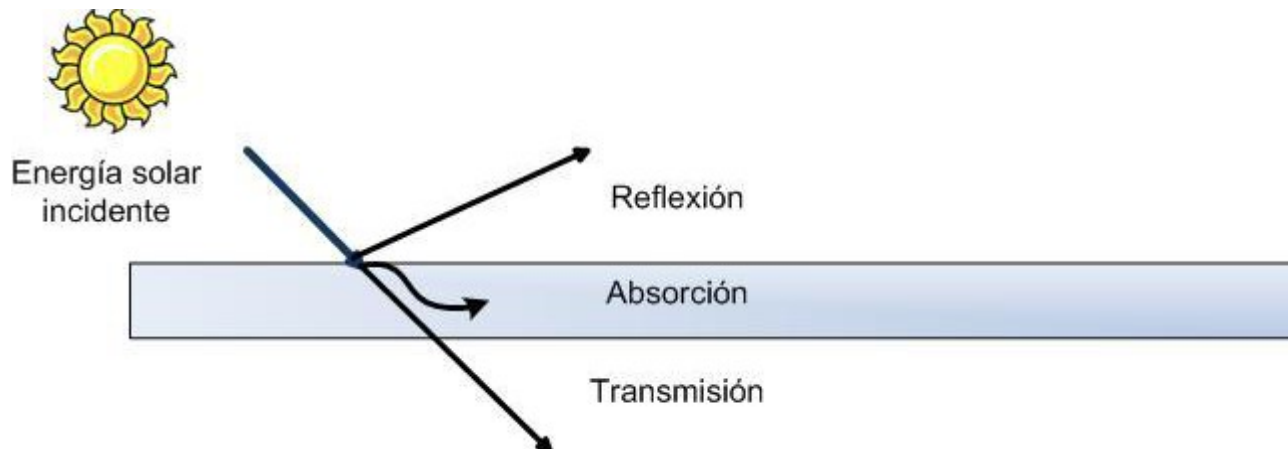
Para el caso de una instalación típica para un consumo de 500 kWh mes con almacenamiento se debe usar un inversor solar híbrido con una capacidad de 3.2 kWn, instalar unos 4.16 kWp en módulos y 15 kWh de almacenamiento. El costo es de unos US\$ 6,200.00 y la producción sale a unos 16 Ctvos US\$/kWh. La inversión se recuperaría en unos cuatro años, a los precios actuales de la energía eléctrica. Sin almacenamiento cuesta unos US\$ 3,950.00, y la inversión se recupera en unos dos años. La vida útil media de los componentes es de 20 años, similar al solar térmico, pero se debe tener presente que la capacidad de los módulos y baterías se degradan un 1% anual.

Un módulo típico de 500 Wp tiene unas dimensiones de 0.95 x1.95m y su costo local promedio de US\$ 80.00, dependiendo de la calidad de los mismos. Las capacidades de los módulos que se comercializan hoy en el mercado local oscilan de los 330 Wp a los 600 Wp. Se debe procurar que las capacidades, vida útil de los módulos y del resto de los componentes estén certificadas.

4. Diseño básico de colectores solares planos

El colector solar para agua se debe considerar como sustituto del calentador de agua de resistencia eléctrica, en los casos donde no se pueda usar un calentador de agua que use como fuente de calor un quemador de GLP.

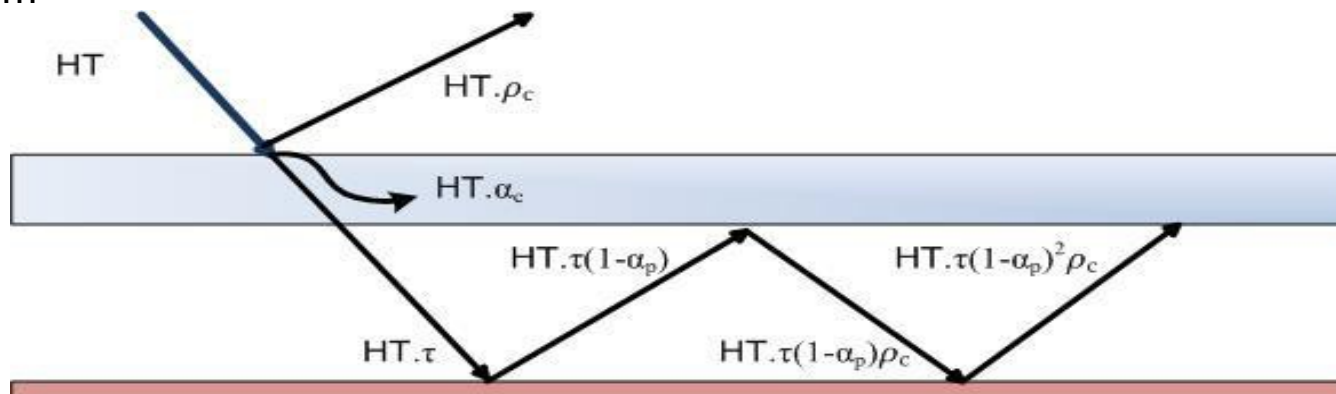
La radiación solar tanto directa como difusa, es la energía a absorber. Su magnitud es función de las características geográficas (latitud, altura sobre nivel del mar, sombras, cobertura nubosa), climatológicas, ángulo de instalación y época del año del lugar de implementación. A los efectos del diseño de un colector solar sólo es necesario tomar un valor de referencia estimado para la zona de estudio. El funcionamiento del sistema se basa en las leyes básicas de la radiación, que se propaga en longitudes de onda corta. Cuando incide en una superficie transparente, parte de ella se absorbe, otra se refleja y en mayor proporción se transmite.



Dentro de un colector el modelo matemático de la transferencia de calor considera la transmitancia infrarroja, aquella para la que una superficie transparente es opaca.

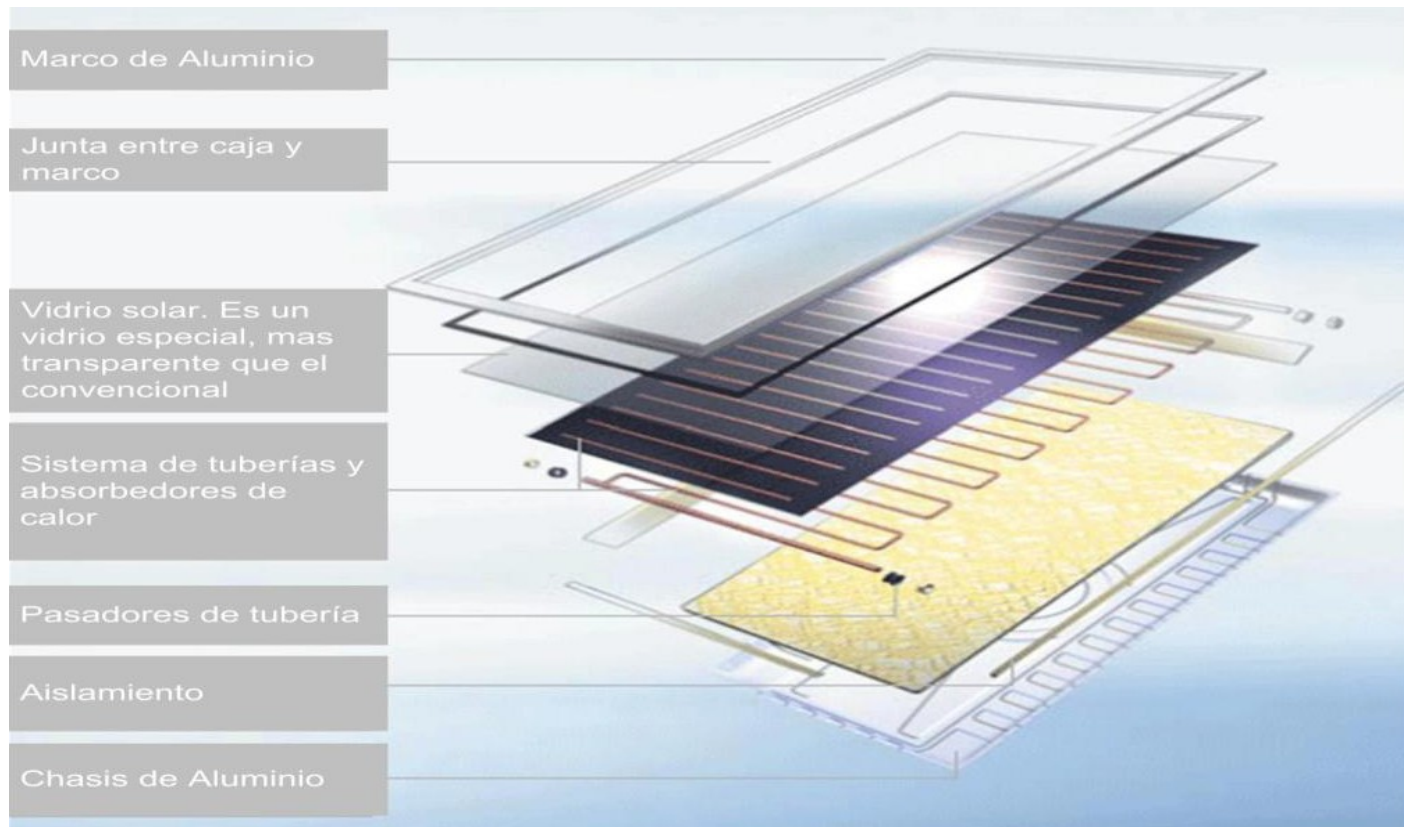
Una vez que la energía se transmite a través de la cubierta se dirige hacia la placa absorbidora y tubos, quienes absorben una parte y aumentan su temperatura. La porción de energía no absorbida es emitida como radiación térmica en el espectro infrarrojo y luego reflejada hacia la cubierta transparente.

Dicha cubierta en estas condiciones de temperatura es opaca a la radiación infrarroja, por lo que es nuevamente reflejada hacia la placa absorbidora. Este proceso se repite en varias oportunidades y es el denominado “efecto invernadero” dentro del colector, donde ρ_c es la absorptancia de la placa de la cubierta transparente y son respectivamente, la absorptancia, transmitancia y reflectividad difusa. Mientras que HT es la energía solar total incidente. En Santo Domingo HT promedio día es 5.30 kWh/m^2 , mínimo 4.30 kWh/m^2



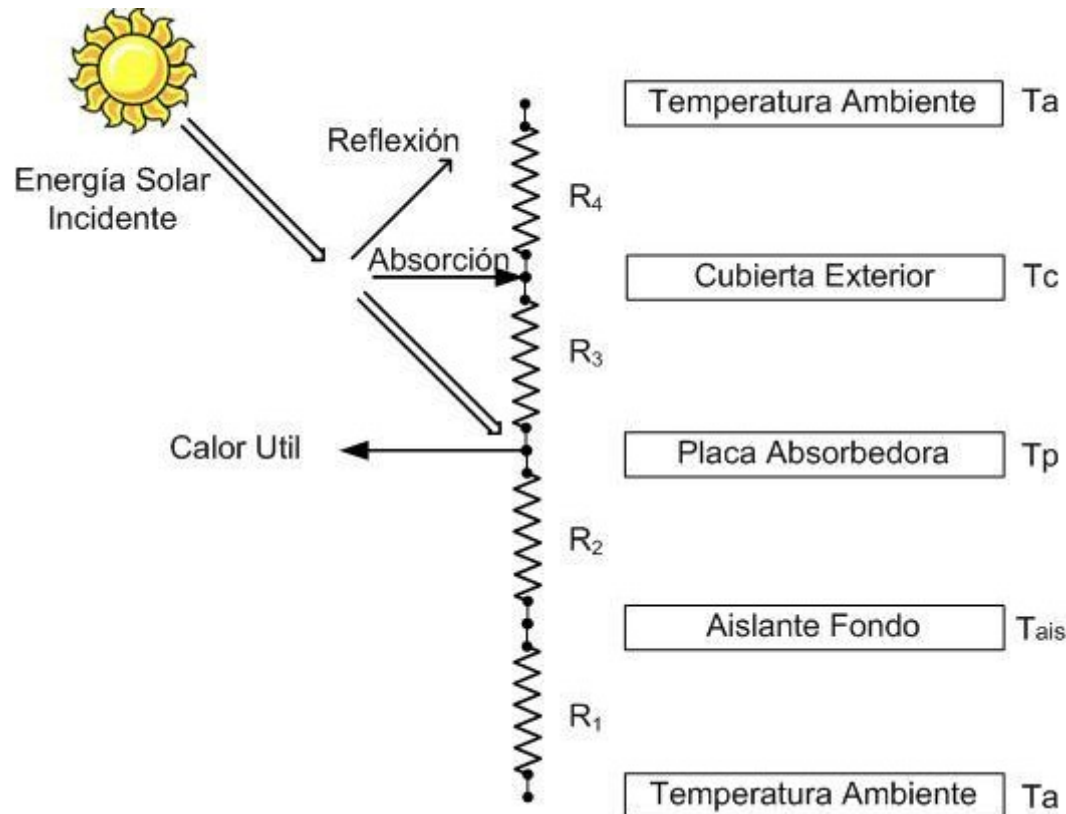
Este efecto es acumulativo, pero tiene un límite, se alcanza cuando las pérdidas de calor aumentan hasta que la energía recibida es igual a la perdida. La temperatura máxima alcanzada es conocida como temperatura de equilibrio térmico T_{eq} para flujo cero.

Esta es la composición real de un colector solar plano.



El colector puede tener una o más cubiertas transparentes, que son la cara expuesta a la atmósfera del sistema, y por lo tanto, la más sensible a las variaciones del medio externo, como polvo, ácidos, etc..

Cada superficie y el aire entre las cubiertas poseen una resistencia térmica, el conjunto de estas lo podemos visualizar así:



La energía que atraviesa la cubierta se transforma en energía interna elevando la temperatura de la placa y tubos, y luego es transmitida al fluido que circula por dentro de los tubos, que sería el que queremos calentar.

Las alternativas en un diseño son varias: minimizar pérdidas de calor, los costos, rendimiento, etc... Los cálculos por lo general se centran en maximizar el Rendimiento (**R**)

$$\mathbf{R = Qu/(HT*Ac)}$$

Donde: **Qu** es el calor útil que queremos aplicar al fluido, **HT** la calor proveniente del Sol incidente en la superficie del colector y **Ac** el área del colector.

En un buen diseño para este arreglo se obtiene un rendimiento de captación de **70%**.

Sin embargo, el calor útil es solo una parte del calor absorbido, haciendo el balance en términos de calor, para la condición de equilibrio térmico:

$$\mathbf{Qu = Qabs - Ql - du} \quad (1)$$

El cambio de energía interna en el colector **du**, es despreciable en relación al calor útil y al calor perdido **Ql** durante el proceso, luego se asume que es cero . El calor útil depende la masa del fluido, la cual se determina multiplicando del caudal másico **mflu** del fluido que queremos calentar con el colector.

El flujo de calor transferido al fluido se expresa aplicando la 1ra Ley de la termodinámica para la condición de estado estable así:

$$\mathbf{Qu = mflu.* Cpflu*(dT)} \quad (2)$$

Siendo **dT** la variación de temperatura del fluido y **Cpflu** calor específico que en el caso del agua es 1 kcal/kg °C. Una parte del calor es reflejada y otra absorbida, ver figuras de las diapositivas 46 y 48, y $Qabs = HT*Ac$

$$\mathbf{Qu = HT*Ac* R = Qabs - Ql} \quad (3)$$

Las pérdidas de energía en forma de calor Q_l se pueden determinar por la siguiente ecuación, en la cual asumimos que son fundamentalmente por convección:

$$Q_l = UI * A_c * (T_p - T_a) \quad (4)$$

Donde UI es el coeficiente total de transferencia de calor por conducción y convección, A_c área del colector, T_p temperatura de la placa del colector y T_a temperatura del aire.

El UI se puede obtener por ecuaciones empíricas complejas, que no vamos a desarrollar, el promedio para este tipo de colector es de $44.4 \text{ W/m}^2 \cdot \text{°C}$.

La temperatura de trabajo del colector T_p debe estar por debajo de la temperatura de equilibrio T_{eq} para $Q_u = 0$, asumiendo el conjunto como una placa plana expuesta al Sol. La temperatura de equilibrio se obtiene combinando las ecuaciones 3 y 4 así:

$$T_{eq} = T_a + (HT/UI) \quad (5)$$

HT es el calor proveniente del Sol en un día solar promedio mes de menos radiación, 4.30 kWh/m^2 y el máximo 5.3 kWh/m^2 . Siempre $T_p < T_{eq}$.

La T_{eq} en Santo Domingo al medio día para este tipo de colector es de unos 125 °C estimado para el mes de menor radiación solar y de 154 °C para el de mayor, en promedio rondaría aproximadamente en los 140 °C . Este análisis es conveniente realizarlo para condiciones de flujo estable puntuales y no para valores promedios. Serán válidas si el aislamiento térmico es bueno.

Como comentamos el objetivo básico de cualquier diseño de colectores es determinar su rendimiento y para ello se desarrollan modelos matemáticos, a veces complejos, pero nuestro objetivo es brindarles una forma sencilla de llegar a determinar el área del colector a partir de un dimensionamiento estándar, ya estudiado y que consideramos óptimo.

En tal sentido para determinar el área de colector (**Ac**) combinaremos las ecuaciones 2 y 3 la ecuación resultante es:

$$\mathbf{Ac = Qu/(HT-UI(Tp-Ta))} \quad (6)$$

Donde: (**Qu**) es el calor requerido; (**HT**) la radiación incidente por día.m²; determinable de las características de la cubierta del colector; (**UI**) el coeficiente total de transferencia de calor, (**Tp**) la temperatura de trabajo del colector y (**Ta**) la temperatura del aire.

Supongamos ahora que deseamos determinar el área de un colector (**Ac**) para un proyecto solar en Santo Domingo, en el cual se consumen 5 litros de agua por minuto, debiéndose elevar la temperatura de 25°C a 50 °C. Para determinar el **Ac** procederíamos así:

1.-Conseguimos la cantidad de calor demandada por la formula (2) a partir de la cantidad de agua a calentar por día. Se multiplica por 60 para llevarla a litros por hora. Asumimos cubierta de vidrio y la temperatura de la placa del colector (**Tp**) 5 °C por encima del la temperatura del agua saliendo y la del aire (**Ta**) a la temperatura del agua entrado. Así determinamos la demanda de calor en Kcal, o la dividimos entre 860, para convertirlas en kWh:

$$\mathbf{Qu=mflu*Cpflu*(dT). dt= (5) (60)(1) (50-25)/ (860) = 8.721 kWh}$$

2. Conseguido esto pasamos a estimar la cantidad de radiación incidente (**HT**), para peor mes del año en radiación solar (**diapositiva 30**); de este modo **HT=4.30kWh/m²** por día (diciembre). El **UI** se asume como el coeficiente típico, así **UI= 44.4 W/m².°C**.

3.- Determinamos así el área del colector por la formula (6). De este modo el área requerida del colector (**Ac**) para suplir la demanda en el peor mes del año es:

$$Ac = Qu / (HT - UI(Tp - Ta)) = (8.721) / (4.30 - 44.40(55 - 25) / 1000)$$

$$Ac = 2.925 \text{ m}^2$$

Se puede comprobar el rendimiento del colector a modo de control, así:

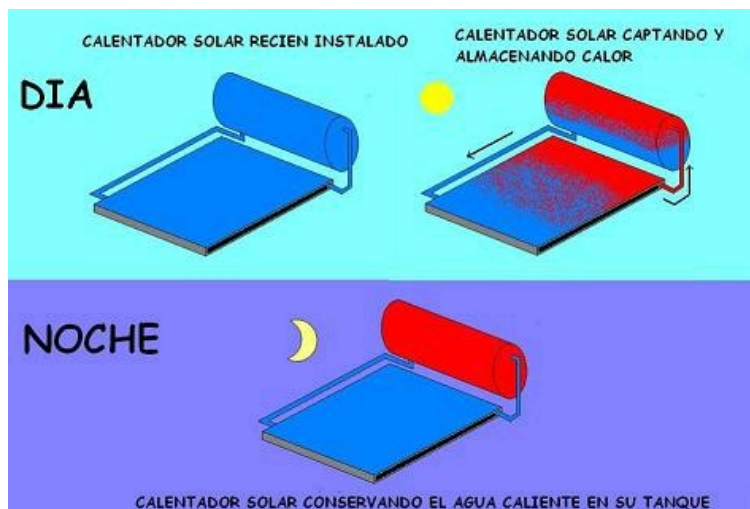
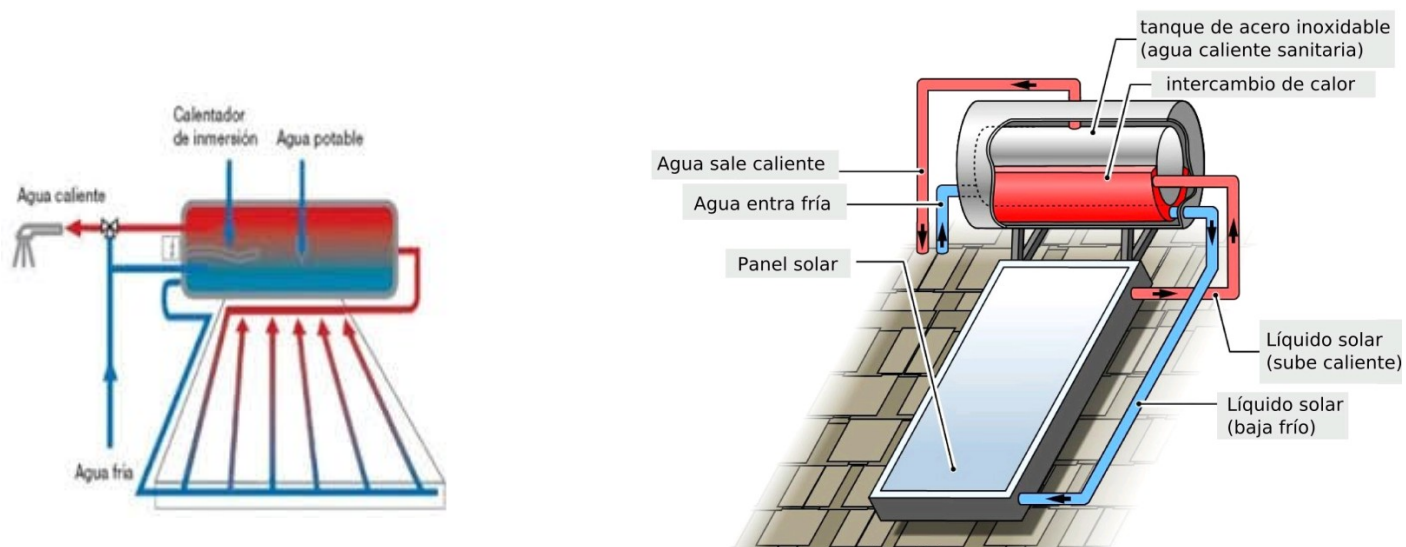
$$R = (Qu) / (HT * Ac) = (8.721) / (4.30 * 2.93)$$

= **0.6922** , este valor es cercano al rendimiento típico, por lo cual el cálculo es aceptable.

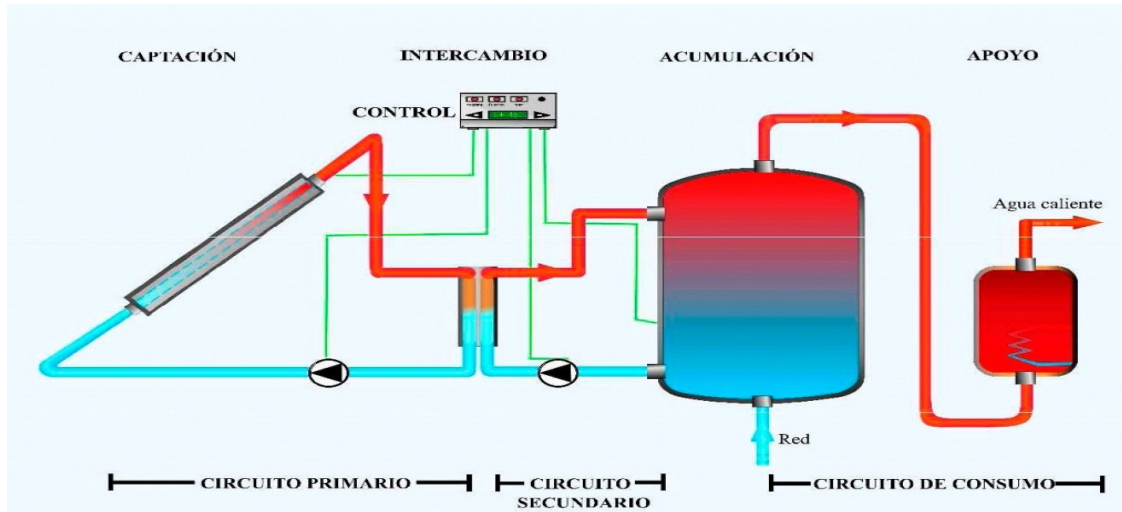
El colector solar, en la práctica, siempre esta conectado a un tanque de almacenamiento de agua caliente, en el conjunto el agua circula por diferencias de densidades fruto de la diferencia de temperatura del fluido, ese arreglo se denomina termosifón. Usando el tanque se garantiza el agua caliente para todo el día y la noche. Como no se requiere agua caliente continuamente se puede aprovechar el tiempo sin demanda para calentar agua en el colector durante todo el día solar y almacenarla en el tanque a la temperatura requerida. **Este sistema se muestra en la diapositiva siguiente, siendo la mejor opción para la República Dominicana, donde no existen bajas temperaturas invernales.**

Por lo general se usa un tanque de 200 a 300 litros para estos casos, y se le coloca una fuente de calor de respaldo para los días de lluvia, por lo general una resistencia eléctrica de 0.8 a 1kW. En el país no se requiere un sistema tan complicado como el mostrado en la diapositiva 53, para ese y otros arreglos le requiere hacer un balance térmico más complejo, que no está dentro del alcance de la presente presentación, pero pueden para ver el procedimiento en la bibliografía recomendada 1. Siempre se debe usar un adecuado aislamiento térmico en el tanque y en la superficie inferior del colector.

Sistemas con termosifón, el más común en República Dominicana



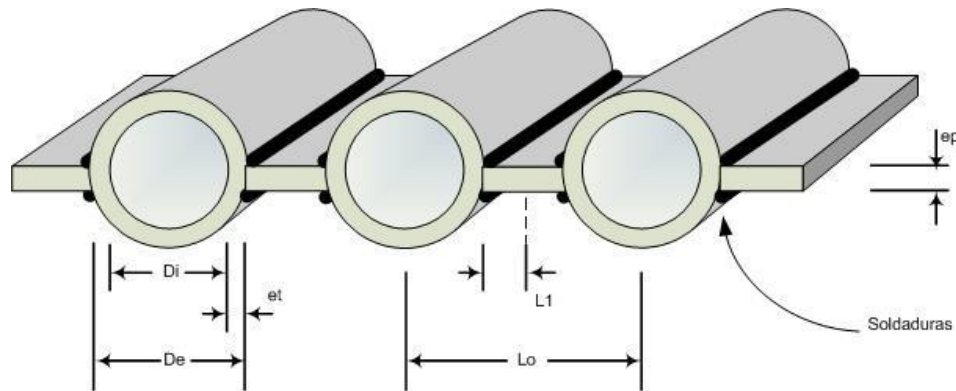
Otros sistemas con tanques separados control con grupos de respaldo usado en países fríos



Equivalencia entre unidades

	Julio (J)	kilovatio. hora (kWh)	kilocaloria (kcal)	British thermal unit (BTU)	Quad (Q)
J	1	2.778×10^{-7}	2.389×10^{-4}	9.48×10^{-4}	9.48×10^{-19}
kWh	3.6×10^6	1	860	3.413	3.413×10^{-12}
kcal	4.186×10^3	1.163×10^{-3}	1	3.969	3.969×10^{-15}
BTU	1.055×10^3	2.930×10^{-4}	0.252	1	10^{-15}
Q	1.055×10^{18}	2.930×10^{11}	2.520×10^{14}	10^{15}	1

Veamos ahora algunos aspectos ligados a los detalles constructivos y materiales usados en los colectores solares.



En lo relativo a la distribución, diámetro y espesor de los tubos:

Debemos definir los parámetros indicados en la figura, usando los criterios de transferencia de calor aplicados a las superficies extendidas, o aletas.

En este caso L_1 es la distancia media entre la superficie de los tubos, L_o la distancia entre los centros de las tuberías, e_p el espesor de la plana del colector, D_o diámetro exterior tubos, D_i diámetro interior tubos y e_t el espesor de los tubos.

Veremos el resultado de la optimización en la próxima diapositiva.

Dimensionamiento óptimo de la placa de un colector plano

Temperatura de equilibrio	175.00°C (máximo)
Área diseño del colector	2.71 m²
Longitud de los tubos	1.76 m
Ancho de la parrilla	1.54 m
Número de tubos	26
Diámetro interior	7.740 mm
Diámetro exterior	9.520 mm
Espesor de los tubos	0.890 mm
Espesor placa	1.800 mm

Como el área dependerá de los requerimientos específicos de flujo de calor que se necesiten, el área indicada del colector solo es una referencia para determinar el número de tubos requeridos en cada caso específico, para lo cual solo se tiene que aplicar la regla de tres. Se puede aumentar el diámetro de los tubos, con esto se aumenta el área de los mismos y se pueden reducir en la misma proporción el número de tubos, algo que siempre puede ser una opción.

El espesor del tubo es determinante en el rendimiento. Una variante más efectiva es utilizar tubos encamisados con tubos de vidrio, esto aumenta el rendimiento, es más costoso y escapa al alcance de esta presentación. El material de los tubos también dependerá del fluido a calentar y su corrosividad. En agua lo ideal son tubos de cobre o aluminio. Los datos del dimensionamiento óptimo son para cobre. Ahora veremos un poco de los materiales para su fabricación y de sus propiedades físicas.

Sobre la cubierta transparente. Una opción es utilizar una cubierta de policarbonato por ser más económica que el cristal. Usar esta opción implica un aumento del número de tubos y una merma en el rendimiento, ambos de magnitudes considerables; porque este material posee una menor transmitancia y mayor emisividad, (100 veces mayor).

El vidrio sigue siendo la mejor opción y es recomendable su uso y limpieza periódica. Otro aspecto a considerar es el material de la placa, pues sus características inciden indirectamente en las pérdidas de calor y directamente en el rendimiento, por ejemplo si baja la absorbancia de la placa, baja el rendimiento del colector. Varios son los materiales propuestos como alternativa al cobre, entre ellos el aluminio, con un tratamiento de ennegrecido con óxido de cobre.

Se observa una diferencia sensible en el rendimiento cuando es alterado el espesor del aislamiento, ya sea en el fondo como en los laterales. Esto convierte a la aislación en uno de los componentes más importantes en el diseño.

Parece simple concluir que es suficiente con aumentar el espesor del aislante para lograr un mejor rendimiento sin embargo es necesario previamente verificar el aumento en el peso y costo. Los aislantes conocidos, de bajo impacto y baja conductividad térmica son más costosos y la inversión realizada deberá estar bien justificada.

Veamos las características de la cubiertas y otros materiales.

Various finishes are available for the backside:

transparent lacquer
grey lacquer or any other RAL-color
Acrylic adhesive
anodized

Sizes:

Production width : up to 1250 mm
Material thickness:
0.3 - 0.8 mm

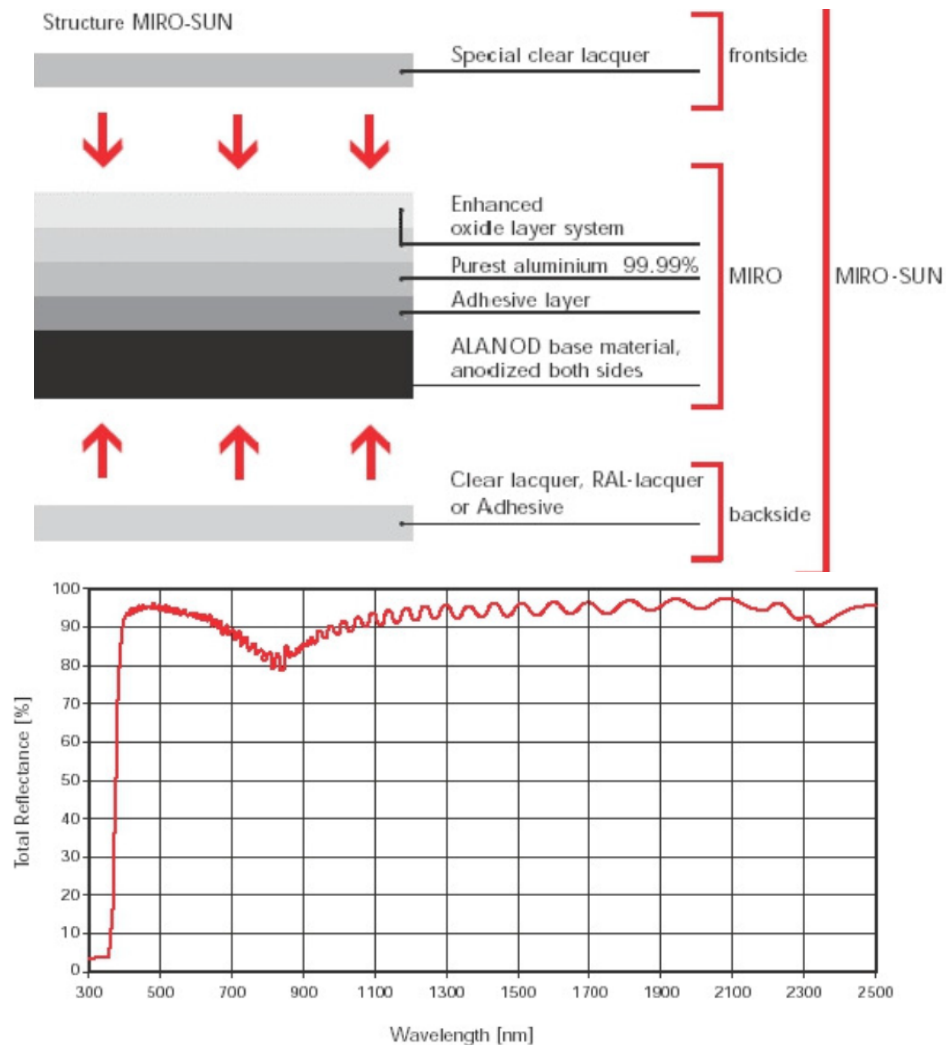
Available in:

slit coil or sheets, with protective film

Optical values (DIN 5036-1 und -3):

Total light reflectance (Rho) = 93%
Solar reflectance (AM 1.5) = 89%
(spectral reflectance measurement see diagram).

Algunos materiales presentan mejor comportamiento en colectores concentradores, por ejemplo:



Total-light-reflectance $V(\lambda)$ - weighted = 93.8%
 Solar total reflectance AM 1.5 weighted = 89.5%

Los materiales a utilizar deben ser certificados para garantizar la vida útil del colector por lo menos de 20 años. Algunas normas y características que deben cumplir.

Material Tests

Composite adhesion :

Without temperature stressing

Cross cut test 1 mm acc. to DIN EN ISO 2409 with Scotch-Tape 670 CFM

Result: GT 0

Bending around 2 mm - mandrel and with Scotch-Tape 670 CFM(material thickness 0.5 mm, standard strength H18, alloy Al 99.85)

Result: no separation of composite

Resistance against Corrosion:

Please keep surface free from standing water!

Humidity test DIN 50 017 / 1000 h

Result: no blistering

no measurable change ($\pm 0.5\%$)

of total light reflectance Rho (DIN 5036 - 3)

Salt spray test DIN 50 021 - SS / 1000 h

Result: Corrosion at scratch-point < 0.5 mm

no edge-attack

no measurable change ($\pm 0.5\%$)

of total light reflectance Rho (DIN 5036 - 3)

Acetic acid - Salt spray test DIN 50 021 - ASS / 1000 h

Result: Corrosion at scratch-point 0.5 - 2 mm,

Edge-attack 1.5 - 4.5 mm,

no measurable change ($\pm 0.5\%$)

of total light reflectance Rho (DIN 5036 - 3)

Accelerated ageing test QUV - B 313 / 500 h

Result: $D E^* \leq 3$ (within the instrument tolerance)

no loss of brightness

chalking < 10%.

UV-C-resistance due to radiation by sterilization lamp

(manufacturer: OSRAM, Typ: HNS10 W / U OFR, 4 W UV radiant power)

Distance to tested object: 50 mm, duration: 96 h

Result: Reduction of total light reflectance (Rho)

by less than 1%, see diagram

(for comparison only: reflector film: decrease by 3% in 48 h)

5. Diseño básico de sistemas fotovoltaicos

Para determinar la capacidad en un sistema aislado (off grid) o on grid híbrido usaremos estas relaciones para definir el conjunto de módulos fotovoltaicos y la capacidad de las baterías. Para el on grid típico solo se requiere la estimación de la capacidad de los módulos, y con esa se define la del inversor.

POTENCIA DEL GENERADOR FV:

Factor de Seguridad del Generador FV

$$F_{SG} = \frac{E_{PRODUCIDA}}{E_{DEMANDADA}} = \frac{P_{NOM,G} \cdot (G_{dm}(\beta) / I_{STC})}{L_{dm}} \rightarrow F_{SG} = [1,1 - 1,4] \Leftrightarrow \begin{array}{l} \text{Lugar geográfico, pérdidas} \\ \text{del sistema} \end{array}$$

$$\rightarrow P_{NOM,G} = \frac{L_{dm} \cdot F_{SG}}{(G_{dm}(\beta) / I_{STC})} \quad \text{Potencia nominal de generador FV, } P_{NOM,G}$$

CAPACIDAD DE BATERÍA:

Factor de Seguridad de batería (“Días de Autonomía”)

$$F_{SB} = \frac{E_{ALMACENADA}}{E_{DEMANDADA}} = \frac{C_{B,UTIL}}{L_{dm}} \rightarrow F_{SB} = [3 - 8] \Leftrightarrow \begin{array}{l} \text{Fiabilidad requerida (aplicación)} \\ \text{Lugar geográfico} \end{array}$$

$$\rightarrow C_{B,NOM} = \frac{C_{B,UTIL}}{PD_{MAX}} = \frac{F_{SB} \cdot L_{dm}}{PD_{MAX}} \quad \text{Capacidad nominal de batería, } C_{B,NOM}$$

$G_{dm}(\beta_{opt})$: Irradiación diaria incidente sobre el plano inclinado β grados, expresada en W.h/m²

I_{STC} =1000W/m²: Irradiancia en condiciones estándares de medida (STC)

L_{dm} : Consumo medio diario de energía, en W.h (estimación)

$C_{B,UTIL}$: Capacidad útil de batería

Para determinar el **G_{dm}** usaremos los valores normalizados para la República Dominicana vistos en la **diapositiva 30** para el peor mes (diciembre) es de 4.30 kWh/m² día para Santo Domingo. Esa sería la condición crítica para el diseño del sistema fotovoltaico en esa ubicación. Siempre deberá procurarse esa información del lugar de ubicación del sistema. El valor de la constante solar **I_{stc} = 1000 W/m²**. La inclinación óptima para los módulos fotovoltaicos en Santo Domingo es de 18.5° y se deben orientar al sur. Se usaría un factor de seguridad de **F_{sg} = 1.25** para el conjunto de módulos a usar.

Se procede a estimar la carga que tendrá el sistema para estimar el consumo diario de energía en kWh. Con esto se define el valor de **L_{dm}**. Además se debe considerar al estimar la carga que el inversor tiene una eficiencia de un 90%, así la carga estimada se divide entre 0.9. Se calcula la potencia continua del inversor y de los módulos, luego se procede a definir la capacidad extra que soporta de módulos el inversor, que en los inversores actuales es entre un 30 y 50% la del inversor. La salida de potencia será siempre la calculada. La capacidad del Sistema es siempre la del inversor y no la de los módulos.

La autonomía media depende del banco de baterías, la media es de 2 días sin Sol, por lo que usaremos este valor para definir el **F_{sb}**. Si se desea un mayor número de días de autonomía se aumenta el **F_{sb}**, pero esto encarecerá más el costo del banco de batería.

Por último, se debe definir el voltaje del banco de baterías y el % de descarga que se permitirá en las baterías. De esto dependerá la vida útil de las baterías, pues esta depende de los ciclos de carga y descargas. Por lo general se usa 0.80 como **P_{Dmax}**, es decir hasta un 20% de carga. Con estos parámetros determinaremos los requerimientos para un sistema solar fotovoltaico ubicado en Santo Domingo así:

1.- Determinamos el consumo eléctrico estimado a suplir con el sistema. Supongamos un caso donde se deba suplir una **demanda de 10 kWh/día**, asumiendo una eficiencia para el inversor de 0.90, entonces **L_{dm}=11.11 kWh/día**. Para un on grid típico eso es suficiente.

2.- Determinamos la radiación diaria mes de diseño, usamos la tabla de la diapositiva 29.

G_{dm}= 4.30 kWh/m² .día en diciembre; el valor de **I_{stc}= 1000W/m²**

3.- Consideramos un factor de seguridad sistema módulos.

F_{sg}= 1.25

Los puntos 4, 5, 6, 7(2) y 10 no aplican para el sistema on grid típico

4.- Se asume el número de días de autonomía.

F_{sb}= 2

5.- Se elige el **voltaje** del Sistema, para este caso seleccionamos 48 Vdc

6.- Se define el Porcentaje de descarga que se permitirá en las baterías, para este caso

PD_{max}=0.80

7. Con estos datos calculamos los requerimientos de Potencia y Energía del Sistema:

$$P_{G,NOM} = \frac{F_{SG} \cdot L_{dm}}{(G_{dm}(\beta) / I_{STC})} = (1.25)(11.11)(1000)/(4.30) = 3,229.65 \text{ Wp (1)}$$

$$C_{B,NOM} = \frac{C_{B,UTIL}}{PD_{MAX}} = \frac{L_{dm} \cdot F_{SB}}{PD_{MAX}} = (11.11)(2)/(0.80) = 27.78 \text{ kWh (2)}$$

La capacidad de las baterías en amperes horas es **C_{bnom}/ voltaje: 27780/48=578.75 A.h**

El valor de **Pgn** nos da la **capacidad total de los módulos o paneles fotovoltaicos requeridos**.

El valor de **Cbnom** nos da la **capacidad del banco de baterías requerido**.

8. Si los paneles disponibles son de una capacidad nominal en pico (**Capnp**) de 500 Wp a 48 Vdc, entonces el número de paneles (**Np**) a instalar para suplir la carga es de:

$Np = Pgn / Capnp = 3,229.65 / 500 = 6.46$ paneles, en la actualidad los inversores soportan un 30% adicional en capacidad de paneles. Recordemos que usamos el mes crítico y un factor de seguridad, luego en este caso no sería una mala selección de $6.46 \times 1.3 = \mathbf{8.4}$ **paneles, aprox. 8 paneles** (mínimo)

9. Para el arreglo de los módulos fotovoltaicos ya seleccionados (**Np**) también debemos tomar en consideración el voltaje del inversor específico, en este caso 500 Vcd (**Vs**) y el voltaje máximo del módulo, o panel, seleccionado (**Vmod**). Asumiendo que este sea para el panel seleccionado **Vmod= 48 Vdc**, se procede así para determinar el número máximo de los módulos en serie (**Nsmod**) y paralelo (**Npmod**):

$Nsmod = Vs / Vmod = 500 / 48 = 10.42$, redondeando 10, usaremos 8.

$Npmod = Np / Nsmod = 8 / 10 = 0.80$ ramal ; se puede usar un solo ramal.

No se puede nunca exceder el máximo voltaje DC que soporta el inversor. El Sistema siempre tendrá holgura, pues se calcula para el mes más crítico.

10. Si las baterías disponibles son de 225 A.h, a 6 Vdc, entonces la cantidad de baterías estimadas (**Nbe**) dependerá del arreglo de las baterías para obtener los ampere hora requeridos y el voltaje.

Como el voltaje del sistema fotovoltaico es de 48 Vdc y si las baterías son de 6 Vdc, entonces se haría un arreglo en serie de 8 baterías (**Nbs**) para conseguir el voltaje y su capacidad sigue siendo de 225 A.h (**Cas**). Luego para lograr la capacidad de almacenamiento que necesitamos:

Nbe = Nbs(Cbnom/cas) = 8(578.75/225) = 20.58 baterías, con este valor se procede a estimar el número de arreglos en paralelo (**Nap**).

En este caso **Nap = Nbe/Nbs = 20.58/8 = 2.57** y como la cantidad de arreglos en paralelo no se puede fraccionar redondeamos a 3. De este modo la cantidad de baterías a usar (**Nb**) serían:

Nb = (Nbs)(Nap) = (8)(3) = 24 baterías mínimo para un sistema off grid.

Comentarios: 1. En los **sistemas off grid y on grid híbrido** se debe evaluar además cual es la demanda máxima a suplir al seleccionar la capacidad del inversor; 2. En un **sistema on grid híbrido** la autonomía del sistema (**Fsb**) se puede reducir al **mínimo de un día**. Así el número de baterías requeridas es 8, la energía excedente de los módulos, no usada en la vivienda y las baterías, va a la red. En este último caso se recomienda un grupo de respaldo, aunque por lo general se usa en viviendas que ya poseen una planta de emergencia.

Faltaría seleccionar el tipo de inversor, sin cargador de baterías, preferible de onda sinusoidal (PWM) y el controlador de carga de las baterías.

La selección de la capacidad del inversor dependerá del pico de potencia demandada por la carga conectada y de la potencia media continua que deberá suplir.

La potencia media a suplir es igual a la capacidad calculada de los módulos. De este modo el inversor debe tener una capacidad de **3.23 kWn** continuos, pero no es suficiente, predomina la del pico de potencia.

Si se trata de un **sistema on grid sin baterías o típico**, no se requiere hacer el cálculo de las baterías y como la carga de la vivienda no pasa por el inversor, su capacidad es igual a la de los módulos.

En el sistema **on grid mixto o híbrido**, el inversor es híbrido, tiene integrado un controlador de carga.

Es el tipo de inversor es el que más modos de operación incorpora, puede operar como un off grid en el modo autoconsumo. En este tipo al igual que en el **off grid** la carga pasa por el inversor, y por tanto se debe tomar en cuenta esto para la selección de capacidad.

En el sistema **off grid** se puede usar un **inversor normal**, debe tenerse presente que la carga pasa por el inversor, en tal caso se debe seleccionar un **controlador de carga** para las baterías.

El controlador debe entregar el voltaje nominal de las baterías sin importar cual sea el voltaje del conjunto de los módulos, que varía con la hora del día y la nubosidad.

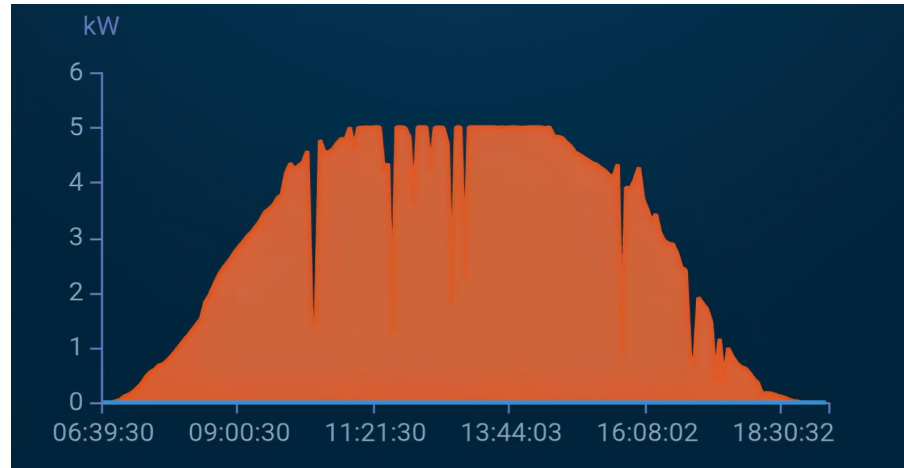
El controlador regula la carga de las baterías en este caso a 48 Vdc nominales, con los ciclos de carga habituales (voltaje de retorno, de flotación, de absorción y de ecualización). Se selecciona por su capacidad en Amperes, y se calcula así:

Cap reg = (578.75)(3)/(48 Vdc) = 36.17 A, el estándar más cercano es de **40 A**.

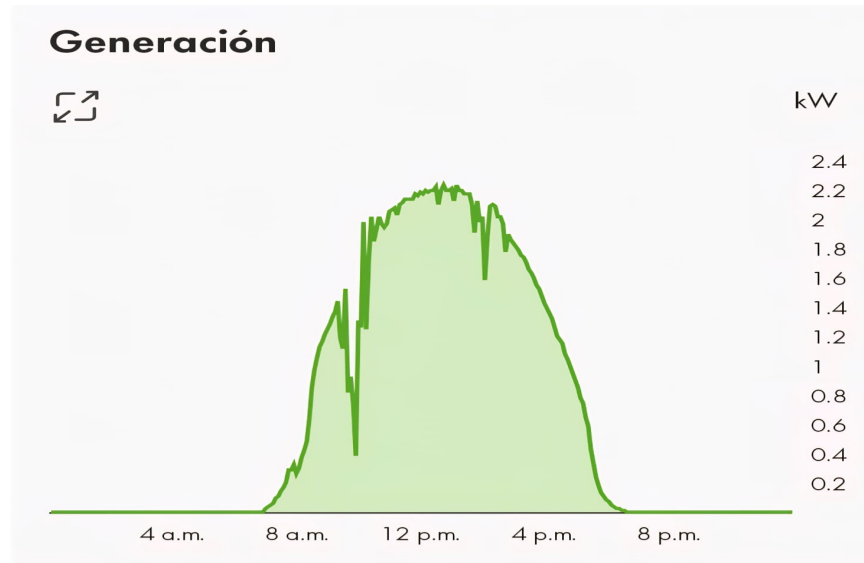
Otros temas son la estructura de soporte de los módulos y otros, deben soportar vientos hasta de 250 km/h, y el anclaje, adecuado para evitar filtraciones cuando se traten de techos planos.

Características de los Equipos seleccionados:

1, Sistema solar típico con inversor de capacidad de 5 kWn y módulos con capacidad de 6.5 kWp.


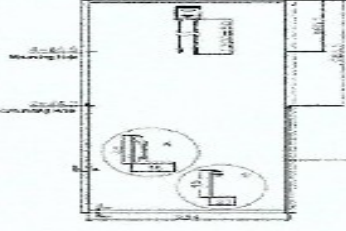
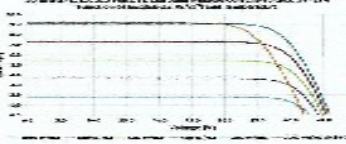
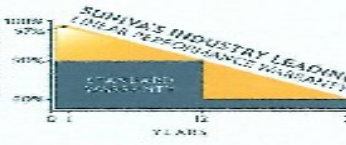


2. Sistema solar típico con inversor de capacidad de 2.5 kWn y módulos con capacidad de 2.5 kWp.



Características de los Equipos seleccionados:

Módulo fotovoltaico:

PLEASE RECYCLE
RECYCLE SYMBOL: ♻️
RECYCLE SYMBOL: ♻️

OPTIMUS SERIES: OPT 72 CELL MODULES

ELECTRICAL DATA (NOMINAL)

The listed power may vary by as much as ±3% and all other electrical parameters by ±5%

Model Number	OPT 310-72-4-100	OPT 320-72-4-100	OPT 325-72-4-100	OPT 330-72-4-100
Power Classification (Power)	315 W	320 W	325 W	330 W
Module Efficiency (%)	16.70%	16.93%	16.70%	16.92%
Voltage at Max. Power Point (Vmp)	36.5 V	36.8 V	37.0 V	37.5 V
Current at Max. Power Point (Imp)	8.61 A	8.69 A	8.79 A	8.89 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.9 V	46.1 V	46.5 V	46.8 V
Short Circuit Current (Isc)	9.10 A	9.20 A	9.27 A	9.38 A

The electrical data apply to standard test conditions (STC): irradiance of 1000 W/m² with AM 1.0 spectrum at 25°C.

CHARACTERISTIC DATA

Type of Solar Cell	High-efficiency AR11Sun Select cells of 156 x 156mm (6 in.)
Frame	Silver anodized aluminum alloy
Glass	Tempered (low iron), anti-reflective coating
Junction Box	IP67-rated, 3 internal bypass diodes
Cable & Connectors	12 AWG (3.2 mm ²) PV Wire cable with multiple connector options available; cable length: 1200 mm

MECHANICALS

Cells/Module	72 (6 x 12)
Module Dimensions	1971 x 983 mm (77.6 x 38.7 in.)
Module Thickness (Depth)	46 mm (1.81 in.)
Approximate Weight	23 kg (50.7 lb.)

TEMPERATURE COEFFICIENTS

Voltage	β _v , Voc (%/°C)	-0.22%
Current	β _i , Isc (%/°C)	-0.067%
Power	γ, Pmp (%/°C)	-0.42%
NOCT Avg.	(17 ± 3 °C)	46.5

LIMITS

Max. System Voltage	1000 VDC (for UL), 1500 VDC (for UL)
Max. Series Fuse Rating	15 A (avg.)
Operating Module Temperature	-40°C to 125°C (-40°F to 118°F)
Wind Resistance/Static Load	Tested to IEC 61215 for loads of 2400 Pa (50 psf); hot, and wind resistant

Suniva reserves the right to change the data at any time. Wire length of modules varies by model. See manual for details. *These values are nominal for module type OPT 60, when applicable.

Please read installation manual before installing or working with module.

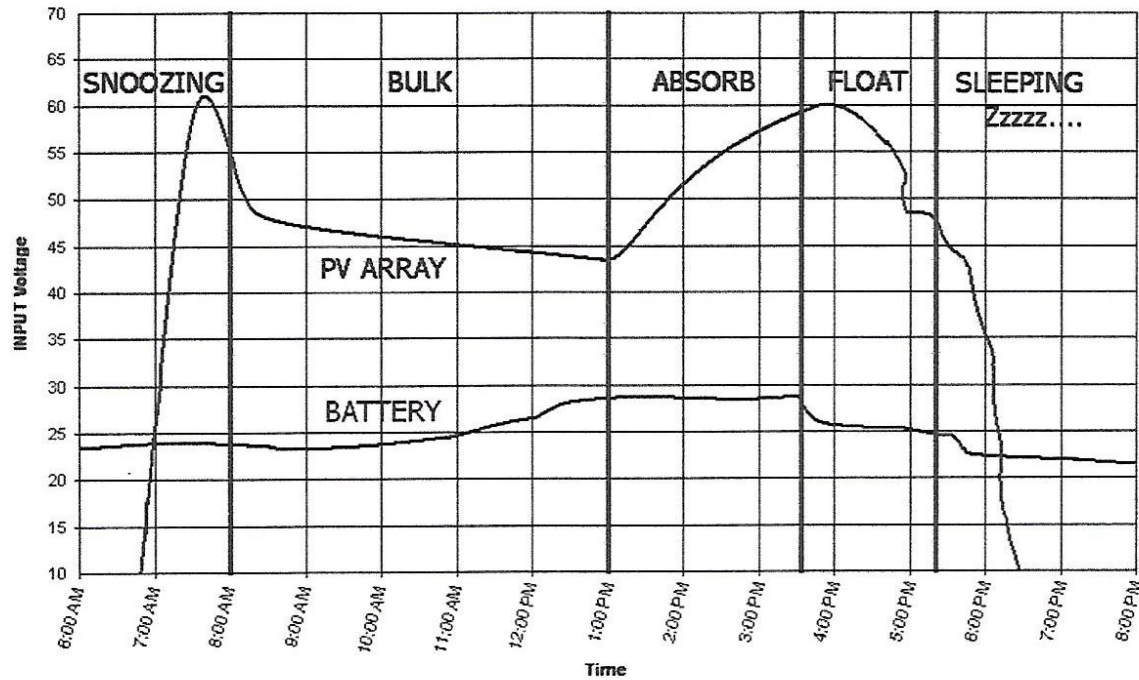
Model	Length (mm)	Width (mm)	Weight (kg)
OPT-72-400	22	24	23

HEADQUARTERS
525 East Franklin St.
P.O. Box 100000
Tucson, AZ 85710-0000
www.suniva.com

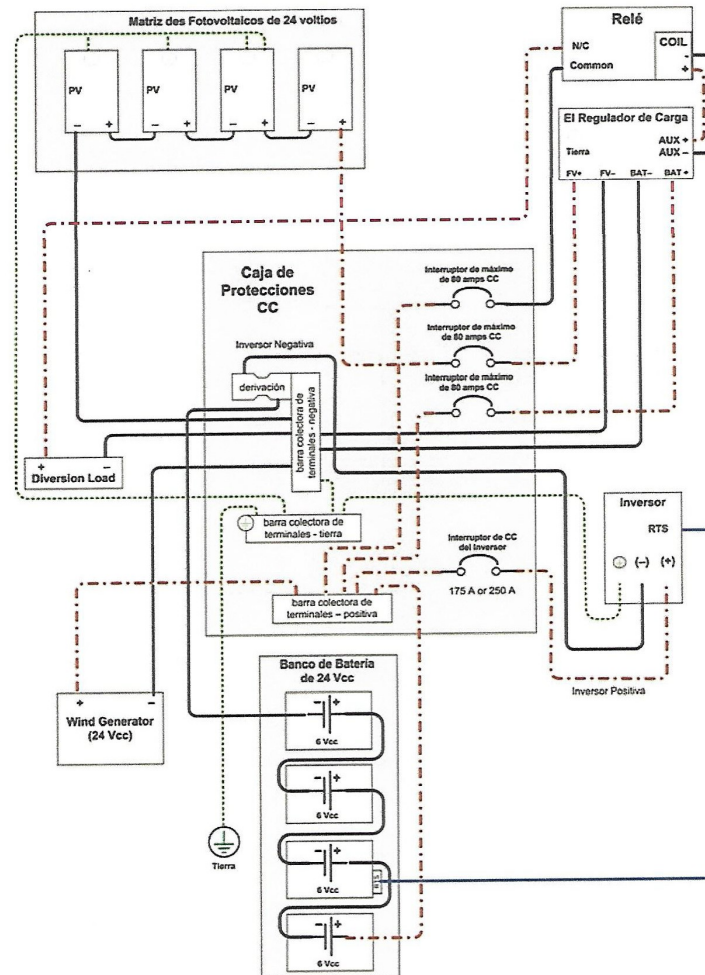
Suniva
The Sun is our Future. We're Here to Help.

Controlador de carga baterías

Etapas de carga de la batería del regulador FLEXmax



Controlador de carga detalles conexión con sistema auxiliar



Especificaciones para la matriz de regulación del controlador

Especificaciones

Guía de las dimensiones típicas de la matriz

A continuación, se indican las dimensiones recomendadas para la matriz del regulador FLEXmax en función del voltaje nominal de las baterías:

Tabla 3 Guía de las dimensiones típicas de la matriz

Voltaje nominal de la batería	Dimensiones recomendadas para la matriz (vataje en condiciones de prueba estándar)	
	FLEXmax 80	FLEXmax 60
12 V	1250 W	800 W
24 V	2500 W	1600 W
36 V	3750 W	2400 W
48 V	5000 W	3200 W
60 V	6250 W	4000 W

El regulador FLEXmax puede funcionar con un voltaje de circuito abierto (Voc) de entrada de hasta 150 VCC. En condiciones climáticas frías, el Voc puede llegar a superar el Voc nominal del panel. En lugares en los que la temperatura desciende por debajo de $-14,9^{\circ}\text{C}$ (5°F), no se recomienda que el Voc supere los 125 VCC.

A la hora de calibrar una matriz, se recomienda que el voltaje nominal de la matriz sea mayor que el voltaje nominal de la batería. A continuación, se indican las dimensiones nominales recomendadas para la matriz:

Tabla 4 Voltaje nominal de la matriz

Voltaje nominal de la batería	Voltaje nominal de la matriz (recomendado)
12 V	24 V (o superior)*
24 V	36 V (o superior)*
36 V	48 V (o superior)*
48 V	60 V (o superior)*
60 V	60 V (si la temperatura mínima es inferior a $-14,9^{\circ}\text{C}$ [5°F]) ó 72 V (si la temperatura mínima supera los $-14,9^{\circ}\text{C}$ [5°F])

*Si va a calibrar una matriz para un regulador de carga que se encuentre a una distancia igual o superior a 21,34 m (70 pies), OutBack recomienda que el voltaje nominal de la matriz sea ligeramente superior al voltaje nominal recomendada para la matriz.

Por ejemplo:

El voltaje nominal de una matriz que recarga una batería con un voltaje nominal de 12 V sería de 36 VCC si la distancia que separa a la matriz del regulador de carga fuera igual o superior a 21,34 m (70 pies).

Si calibra el voltaje nominal de la matriz por encima del voltaje nominal de la batería, se asegurará de que el punto de máxima potencia sea siempre superior al voltaje de la batería. El aumento de la temperatura de los paneles provoca una disminución en el punto de máxima potencia, por lo que la salida de la matriz es menor. El regulador FLEXmax será incapaz de aumentar la potencia de salida si el punto de máxima potencia de la matriz es igual o inferior al voltaje de la batería.

Características del inversor

Aterso ■ Ultra Tecnología

MODELOS BCCR	1500-12	3000-24	3000-48	6000-24	6000-48
GENERAL					
Tensión	12 Vcc	24 Vcc	48 Vcc	24 Vcc	48 Vcc
Ventilación	Forzada				
Temperatura de funcionamiento	-20 ~ +70 °C				
Temperatura de almacenamiento	-25 ~ +80 °C				
Protección	Cortocircuito de salida, sobrecarga, tensión de batería demasiado baja, detección de polaridad inversa de batería, sobretemperatura, ondulación de tensión de entrada demasiado alta.				
Humedad	0 ~ 95 % (sin condensación)				
Función de control de potencia	Sí				
Función de ayuda de potencia	Sí				
Alimentación ininterrumpida CA	Sí (menos de 10 mseg)				
4 etapas de carga adaptables	Sí				
Dos salidas para cargar 2 baterías	Sí				
Relé auxiliar	X 3				
Función paralela	Sí (máx. 5)				
Capacidad trifásica	Sí				
Sensor carga de la batería	Sí				
INVERSOR					
Rango de voltaje de entrada CC	9,5 - 16 V	19 - 32 V	38 - 64 V	19 - 32 V	38 - 64 V
Voltaje de salida CA	210 ~ 245 VCA				
Frecuencia de salida	50 Hz ±0,1 %				
Tipo de onda de salida	Onda senoidal pura				
Voltaje de salida THD	Distorsión armónica total <5 %				
Potencia nominal	1500 W	3000 W	3000 W	6000 W	6000 W
Máxima potencia	3000 W	6000 W	6000 W	12000 W	12000 W
Máxima eficiencia	82 %	86 %	89 %	88 %	88 %
Consumo sin carga (W)	8 W (ahorro de energía) 12 W (normal)	12 W (ahorro de energía) 18 W (normal)	12 W (ahorro de energía) 18 W (normal)	20 W	20 W
CARGADOR					
Rango de voltaje de entrada CA	180 ~ 265 VCA				
Frecuencia de entrada	45 - 55 Hz				
Características de regulación de carga	4 etapas adaptables: carga plena, absorción, flotación, equalización.				
Tensión máxima ondulación CC	< 1,25 V				
Carga de la batería principal	70 A	70 A	40 A	140 A	70 A
Carga de la batería al arranque	4 A				
Salida de tensión de carga CC	12 ~ 16 V	24 ~ 32 V	48 ~ 64 V	11 ~ 32 V	22 ~ 64 V
Tensión por defecto en absorción CC	14,4 V	28,8 V	57,6 V	28,8 V	57,6 V
Tensión por defecto en flotación CC	13,8 V	27,6 V	55,2 V	27,6 V	55,2 V
Tensión por defecto en equalización CC	13,2 V	26,4 V	52,8 V	26,4 V	52,8 V
Voltaje de salida de carga (mín~máx)	8 ~ 16 V	11 ~ 32 V	22 ~ 64 V	11 ~ 32 V	22 ~ 64 V
Carcasa	Aluminio				
Nivel de protección	IP20				
Dimensiones (mm)	362x258x370	424x258x370	424x258x370	500x290x400	500x290x400
Peso (kg)	21	27	27	44	44

6. Algunas referencias bibliográficas

1. Diseño y Cálculo de Instalaciones PROFESOR José María Fernández Salgado Postgrado. Medioambiente y Energía Máster Executive en Energías. EOI, Madrid 2015
2. Energía Solar Fotovoltaica PROFESOR Octavio Vicente Martínez Postgrado. Medioambiente y Energía Máster Executive en Energías. EOI, Madrid 2015
3. Cálculo y diseño de sistema solar fotovoltaico para uso doméstico. ing. Alberto Cardozo Piña, UNAM, México, D.F. , 2014
4. Welty, James R. "Transferencias de Calor Aplicada a la Ingeniería". Editorial Limusa, primera edición.
5. "Termodinámica Aplicada". Editorial McGraw - Hill, primera edición.
6. Helsdon, R.M. "Termodinámica Aplicada", Editorial Ediciones URMO, primera edición.
7. Perry. (1990). "Manual del Ingeniero Químico". Sexta edición.
8. <http://www.enbuenasmanos.com/articulos/muestra.asp?art=1718>
9. http://www.myfootprint.org/es/about_the_quiz/what_it_measures/
10. CECU (proyecto europeo RES & RUE Dissemination – Programa ALTENER)
11. CENSOL 5.0. Censolar. ADMINISTRACIÓN CENTRAL (HEADQUARTERS) Parque Industrial PISA - Edificio Censolar. C/ Comercio 12, 41927 Mairena del Aljarafe, Sevilla (España). Teléf.: (34) 954 186 200 - Fax: (34) 954 186 111
12. <http://www.miliarium.com/Prontuario/Tablas/Quimica/PropiedadesTermicas.asp>
13. <http://www.calculatuahorro.com.ar/index.html> (Toyota)
14. Hottel, H.C.; Woertz, B.B. (1942). "The Performance of Flat-Plate Solar Heat Collectors", American Society of Mechanical Engineers Transactions.

15. Hottel, H.C.; Woertz, B.B. (1942). "The Performance of Flat-Plate Solar Heat Collectors", American Society of Mechanical Engineers Transactions.
16. CHROMAGEN ~ Solar Water Solutions. Sha'ar Ha'amakim 36588, Israel Distribuidor en Argentina: SAPOLIN S.A, Ángel Gallardo 174 Piso 5, C.P. 1405, Ciudad Autónoma Buenos Aires
17. Balances térmicos en colectores solares, tesis de magister en UPR, José Luis Moreno, 1984
18. Varias tesis sobre energía solar FIA, UASD, asesoradas por José Luis Moreno del 1980 al 87.
19. Trabajos sobre evaluaciones de proyectos de energías renovables del IEUASD, 1996-2024.
20. Varios manuales de los fabricantes de equipos mencionados en la exposición.

Gracias

Contactos:

José Luis Moreno San Juan, M.Sc. Ing., Doctor

Correo electrónico: jmoreno91@uasd.edu.do

Teléfono móvil: 1-809-543-0179

