



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES CUAUTITLÁN**

**APLICACIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA
A SISTEMAS DE BOMBEO DE AGUA**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

P R E S E N T A:

ROBERTO CARLOS CORONA TRUJILLO

ASESOR: M.I. FELIPE DÍAZ DEL CASTILLO RODRÍGUEZ

CUAUTITLÁN IZCALLI, EDO. DE MEX.

2013



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



**FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES CUAUTITLÁN
UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN ESCOLAR
DEPARTAMENTO DE EXÁMENES PROFESIONALES**



ASUNTO: VOTO APROBATORIO

**DRA. SUEMI RODRÍGUEZ ROMO
DIRECTORA DE LA FES CUAUTITLÁN
PRESENTE**

**ATN: L.A. ARACELI HERRERA HERNÁNDEZ
Jefa del Departamento de Exámenes
Profesionales de la FES Cuautitlán**

Con base en el Art. 28 del Reglamento de Exámenes Profesionales nos permitimos comunicar a usted que revisamos **LA TESIS:**

"Aplicación de la Energía Solar Fotovoltaica a Sistemas de Bombeo de Agua"

Que presenta el pasante: **ROBERTO CARLOS CORONA TRUJILLO**
Con número de cuenta: **40603516-9** para obtener el Título de: **Ingeniero Mecánico Electricista**

Considerando que dicho trabajo reúne los requisitos necesarios para ser discutido en el **EXAMEN PROFESIONAL** correspondiente, otorgamos nuestro **VOTO APROBATORIO**.

ATENTAMENTE
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPÍRITU"
Cuautitlán Izcalli, Méx. a 13 de Marzo de 2013.

PROFESORES QUE INTEGRAN EL JURADO

	NOMBRE	FIRMA
PRESIDENTE	Ing. Enrique Cortés González	
VOCAL	M.I. Felipe Díaz del Castillo Rodríguez	
SECRETARIO	M.I. Jesús García Lira	
1er SUPLENTE	Ing. Eusebio Reyes Carranza	
2do SUPLENTE	Ing. Ángel Isaías Lima Gómez	

NOTA: los sinodales suplentes están obligados a presentarse el día y hora del Examen Profesional (art. 120).
HHA/pm

A mi madre, por su apoyo a pesar de todo.

A mis maestros, un gran agradecimiento a todos los profesores que de forma desinteresada y constante contribuyeron en mi formación académica con sus aportaciones y conocimientos. Y un agradecimiento especial a mi asesor el M.I. Felipe Díaz del Castillo Rodríguez por su paciencia y apoyo en la realización de este trabajo.

ÍNDICE

RESUMEN	1
INTRODUCCIÓN	3
OBJETIVOS	6

CAPITULO 1

ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

1.1 ENERGÍA SOLAR.....	7
1.2 RADIACIÓN SOLAR.....	8
1.2.1 COMPONENTES DE LA RADIACIÓN SOLAR.....	11
1.3 CONSTANTE SOLAR.....	12
1.4 UNIDADES DE LA RADIACIÓN SOLAR.....	13
1.5 POSICIÓN SOLAR.....	16
1.5.1 COORDENADAS GEOGRÁFICAS.....	17
1.5.2 COORDENADAS HORIZONTALES.....	19
1.5.3 ORIENTACIÓN DE LOS MÓDULOS.....	21
1.5.4 ÁNGULO ÓPTIMO DE INCLINACIÓN DEL MÓDULO.....	23

CAPITULO 2

CONVERSIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR EN ELECTRICIDAD

2.1 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	26
2.1.1 EFECTO FOTOVOLTAICO.....	26
2.1.2 SEMICONDUCTORES P Y N.....	28
2.1.3 UNIÓN PN.....	30
2.2 LA CELDA SOLAR.....	31
2.2.1 CARACTERÍSTICAS I-V Y P-V.....	32
2.2.2 POTENCIA MÁXIMA Y EFICIENCIA.....	33
2.2.3 EFECTOS DE LA IRRADIANCIA Y LA TEMPERATURA.....	36
2.2.4 CONSTITUCIÓN DE UNA CELDA FOTOVOLTAICA.....	40
2.3 MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	41
2.3.1 PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DE UN MÓDULO FOTOVOLTAICO.....	43
2.3.2 HOJAS DE DATOS DEL FABRICANTE.....	44
2.3.3 CONEXIONADO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	45

CAPITULO 3

SISTEMA DE BOMBEO CON ENERGÍA FOTOVOLTAICA

3.1 HIDRÁULICA DEL SISTEMA DE BOMBEO.....	50
3.2 BOMBEO FOTOVOLTAICO.....	53
3.3 SUBSISTEMA MOTOR-BOMBA.....	55
3.3.1 MOTORES.....	55
3.3.1.1 MOTORES CD.....	56

3.3.1.2 MOTORES CA.....	57
3.3.2 BOMBAS	58
3.3.2.1 BOMBAS CENTRÍFUGAS	59
3.3.2.2 BOMBAS VOLUMÉTRICAS	60
3.3.2.3 SELECCIÓN DE LA BOMBA.....	62
3.4 SUBSISTEMA DE ACONDICIONAMIENTO DE POTENCIA	63
3.5 SUBSISTEMA DE ACUMULACIÓN.....	65
3.6 CONFIGURACIONES TÍPICAS DE BOMBEO FV	67
3.6.1 SISTEMAS DE PEQUEÑA POTENCIA (50-400 Wp).....	68
3.6.2 SISTEMAS DE MEDIANA POTENCIA (400-1500 Wp).....	68
3.7 IMPACTO AMBIENTAL DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	69
3.8 FACTIBILIDAD DE LA OPERACIÓN SOLAR.....	70
3.8.1 DISPONIBILIDAD DE OTRAS FUENTES DE ENERGÍA.....	72
3.8.2 APLICACIONES DEL SISTEMA DE BOMBEO SOLAR.....	73
3.8.3 CARACTERÍSTICAS DEL BOMBEO.....	74
3.8.4 DISPONIBILIDAD DEL RECURSO SOLAR.....	76

CAPÍTULO 4

CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARA EL BOMBEO DE AGUA

4.1 DIMENSIONAMIENTO	77
4.2 PROCESO DE DIMENSIONAMIENTO	77
4.2.1 DETERMINACIÓN DE LAS NECESIDADES DE ENERGÍA HIDRÁULICA.....	78
4.2.1.1 VOLUMEN DE AGUA NECESARIO	78
4.2.1.2 DETERMINACIÓN DE LA CDT Y LA ENERGÍA HIDRÁULICA	79
4.2.2 CALCULO DE LA ENERGÍA SOLAR, ÁNGULO DE INCLINACIÓN Y MES CRÍTICO.....	80
4.2.3 DETERMINACIÓN DEL EQUIPO DE BOMBEO	82
4.2.4 DETERMINACIÓN DEL ARREGLO FOTOVOLTAICO	86
4.2.4.1 CALCULO DEL CONDUCTOR.....	86
4.2.4.2 CALCULO DE LA CARGA ELÉCTRICA	88
4.2.4.3 SELECCIÓN DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO.....	89
4.2.4.4 CORRIENTE AJUSTADA DEL PROYECTO.....	89
4.2.4.5 MÓDULOS EN PARALELO	90
4.2.4.6 MÓDULOS EN SERIE Y TOTAL DE MÓDULOS A UTILIZARSE	91
4.2.4.7 TAMAÑO DEL ARREGLO FOTOVOLTAICO	92
4.2.5 VERIFICACIÓN DEL VOLUMEN DE AGUA BOMBEADA	92

CAPÍTULO 5

ASPECTOS ECONÓMICOS Y CONSIDERACIONES TÉCNICAS DEL SISTEMA

5.1 ASPECTOS ECONÓMICOS	93
5.1.1 ESTIMACIÓN DEL COSTO DEL SISTEMA	93
5.1.2 TABLA DE COSTOS.....	94
5.1.3 COMPARACIÓN DE ALTERNATIVAS DE BOMBEO	95
5.1.4 CÁLCULO DEL COSTO DEL CICLO DE VIDA ÚTIL (CCVU).....	95
5.1.4.1 CONCEPTOS BÁSICOS	96
5.1.4.2 PASOS PARA DETERMINAR EL CCVU.....	98
5.2 INSTALACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.....	100

5.2.1	INSTALACIÓN DEL SISTEMA	101
5.2.2	ESPECIFICACIONES PARA LA INSTALACIÓN DEL SISTEMA	101
5.2.3	ESPECIFICACIONES DE PARTES Y COMPONENTES.....	103
5.2.4	OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL SISTEMA.....	107
5.2.4.1	EL ARREGLO FOTOVOLTAICO	108
5.2.4.2	BOMBAS Y MOTORES.....	109
5.3	ASPECTOS SOCIO-ECONÓMICOS EN PAÍSES EN DESARROLLO	110
CONCLUSIONES.....		111
REFERENCIAS		113
APÉNDICE A. INSOLACIÓN GLOBAL EN MÉXICO EN DIFERENTES INCLINACIONES		117
APÉNDICE B. COSTO DE PAQUETES PARA SISTEMAS DE BOMBEO FOTOVOLTAICO EN MÉXICO.....		125
APÉNDICE C. FACTOR DE VALOR PRESENTE DE UN PAGO CON INTERÉS...126		
APÉNDICE D. FACTOR DE VALOR PRESENTE DE PAGOS ANUALES FIJOS ...		127

RESUMEN

El acceso a un sistema de bombeo de agua impulsado por energía eléctrica proveniente de una red no es costeable en muchas regiones que se encuentran demasiado alejadas de la red más cercana. El uso de energías provenientes de combustibles fósiles es, en esos casos, el más ampliamente difundido para la extracción y traslado del líquido hasta los lugares de almacenamiento y consumo. Lo anterior implica por lo general costos de operación y mantenimiento altos, que en muchas ocasiones no pueden ser pagados por los usuarios.

La tecnología fotovoltaica para un sistema de bombeo es una opción viable en muchos de los casos anteriores. Los lugares cuyo acceso al agua es difícil, también suelen ser lugares donde la insolación es alta, y por lo cual, proporciona altos niveles energéticos que pueden ser aprovechados por generadores fotovoltaicos para suministrar el agua de consumo. Además, la relación entre los meses de mayor consumo de agua y los meses de mayor insolación también es directa. Con este sistema el agua puede ser bombeada durante el día y almacenada en tanques, con lo que estará disponible durante la noche y en los días nublados.

Los sistemas de este tipo aún suelen considerarse caros en términos de inversión inicial, sin embargo, la tendencia de precios es a la baja conforme avanza la tecnología en módulos solares, conjunto motor-bomba para energía solar y sistemas de acondicionamiento de potencia (controladores, inversores u otros dispositivos electrónicos).

En el desarrollo de esta tesis se estudiará el funcionamiento de un sistema de bombeo fotovoltaico para instalaciones aisladas en aplicaciones de abastecimiento de agua para personas y/o animales en zonas rurales y sistemas de riego controlado. Comenzando con el estudio de los conceptos fundamentales de la energía solar fotovoltaica y su conversión en energía eléctrica. Para posteriormente desarrollar un sistema de bombeo con energía solar analizando cada una de las partes que lo

integran y poder dimensionarlo, considerando además, los aspectos económicos y técnicos que se requieren para la instalación del sistema.

INTRODUCCIÓN

El bombeo de agua con energía solar fotovoltaica (FV) es una aplicación de especial interés en sistemas aislados. Actualmente, es posible encontrar estos sistemas en un diversos tamaños, los cuales van, comúnmente, de unos pocos watts (50-60), hasta algunos kW para sistemas individuales.

Desde las primeras instalaciones de bombeo FV realizadas en 1978 el número de sistemas instalados en el mundo ha experimentado un rápido desarrollo, debido principalmente a la disminución gradual de los costos de los módulos FV y se ha establecido como una alternativa viable para un amplio espectro de aplicaciones, siendo el bombeo para aplicaciones pecuarias y domésticas una opción con amplias posibilidades de desarrollo por los beneficios económicos y de calidad de vida que supone.

En el caso de México, se han llevado a cabo muchos esfuerzos por implementar sistemas de bombeo fotovoltaico para aplicaciones rurales, algunos como los proyectos desarrollados bajo el Programa de Energía Renovable en México (PERM), programa que fue patrocinado por la USAID¹ y el USDOE², bajo la coordinación del SNL³. Bajo el auspicio del PERM, se instalaron un total de 206 sistemas de bombeo fotovoltaico en todo México entre los años 1994 y 2000.

Después del año 2000 y hasta la fecha, la SAGARPA, por medio del Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO), ha instalado más de 1,700 sistemas de bombeo fotovoltaico bajo su programa de energías renovables, especialmente diseñado para promover el desarrollo de la agricultura en México, el cual es patrocinado por el Banco Mundial.

En este trabajo se ha llevado a cabo una investigación del uso de la tecnología FV para bombeo de agua aplicado a zonas rurales, donde no disponen de un

¹ Unites States Agency for the International Development

² Unites States Departament of Energy

³ Sandia National Laboratories

suministro de energía eléctrica convencional y el uso de combustibles fósiles es, en esos casos, el más difundido para la extracción y traslado del líquido hasta los lugares de almacenamiento y consumo. Lo anterior implica generalmente costos altos de operación, mantenimiento y transporte de combustible.

Una solución viable en muchos de estos casos es el empleo de sistemas de bombeo fotovoltaicos. Los lugares cuyo acceso al agua es difícil, también suelen ser lugares muy calurosos donde la insolación solar proporciona altos niveles de energía que pueden ser aprovechados por generadores fotovoltaicos para suministrar el agua de consumo. México cuenta con un excelente recurso solar en casi todo su territorio. En la mayor parte del país, los días son largos y despejados durante el verano. Por lo cual existe una relación directa a favor del uso de la energía solar: los meses de mayor consumo de agua son aquellos en los que el Sol es más intenso (hay mayor insolación).

Los sistemas de bombeo solar suelen considerarse caros en términos de inversión inicial, sin embargo, la tendencia de precios es hacia la baja conforme avanza la tecnología de las celdas solares. Por ello antes de optar por este método, debe realizarse un proyecto con un análisis que determine si esta opción es económicamente la más viable, y considerar sus ventajas y desventajas antes de tomar una decisión. Algunos estudios han demostrado que el bombeo fotovoltaico puede ser competitivo en relación con la opción diesel (una de las opciones más usadas para un sistema de bombeo de agua en zonas aisladas), en el intervalo de los 200 a 1500 m⁴/día de ciclo hidráulico. Para sistemas con mayor demanda de ciclo hidráulico los sistemas de bombeo con diesel o eólicos son más competitivos.

El enfoque para el desarrollo del presente trabajo se presentará de una manera ordenada y sistemática de diferentes temas que forman el estudio para los sistemas de bombeo FV de la siguiente forma:

- Estudio de la energía solar fotovoltaica. Se mencionan algunas características y datos de la energía solar, y se describen los conceptos básicos relacionados con ésta, ya que a lo largo del texto se utilizarán para el desarrollo del sistema de bombeo, como lo son la radiación solar, sus componentes y las unidades que utiliza. Además, se aborda el tema de las coordenadas y ángulos solares los cuales nos ayudarán en el momento en que tengamos que orientar el módulo fotovoltaico de forma adecuada.

- Conversión de la energía solar en electricidad. Aquí se analizará el fenómeno fotovoltaico, la forma en que funcionan las celdas solares, su clasificación, los parámetros característicos de su funcionamiento y de los módulos FV que integran.

- Sistema de bombeo con energía fotovoltaica. En esta unidad se presenta el análisis de las diferentes partes que conforman el sistema de bombeo, así como la hidráulica y factibilidad de este sistema de bombeo.

- Diseño del sistema de bombeo FV. Se analizarán las características para el dimensionado del sistema y la adecuada selección de los componentes que la integrarán.

- Aspectos económicos y consideraciones técnicas del sistema. Se muestra una forma de estimar el costo inicial del sistema a partir de las características propuestas para un proyecto y la forma para determinar el costo a largo plazo del sistema FV comparado con otras alternativas de bombeo. Además, se establecen las condiciones técnicas necesarias para la instalación de estos sistemas.

OBJETIVOS

- El objetivo general de esta tesis es que sirva como una guía básica para poder evaluar si es factible llevar a cabo la implementación de un sistema de bombeo fotovoltaico autónomo para una situación determinada.

- Establecer las bases fundamentales para el estudio de un sistema de energía fotovoltaica en zonas aisladas para bombeo en aplicaciones de baja demanda de volumen de agua.

- Presentar la información necesaria para poder seleccionar el equipo a utilizar en función de las necesidades de la aplicación y los recursos disponibles.

- Describir el diseño de un sistema de bombeo fotovoltaico.

CAPITULO 1

ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

1.1 Energía solar

La energía solar es la energía radiante producida en el Sol. Esta energía se produce debido a las condiciones extremas de presión, densidad y temperatura en el interior del Sol (presión central = 2.477×10^{11} bar, densidad central = 1.622×10^5 kg/m³ y temperatura = 1.571×10^7 K), lo que provoca reacciones nucleares de fusión de elementos químicos ligeros para formar otros más pesados. En esta reacción se provoca una reducción de masa, y como consecuencia se libera una cantidad de energía equivalente a la masa perdida.

La mayor parte de la masa del Sol está formada por hidrógeno y helio, el resto por otros elementos químicos, algunos de estos elementos se muestran en la tabla 1.1 :

Tabla 1.1 Composición química del Sol en la Fotósfera.

Composición química del Sol en la Fotósfera	
Elemento	Número de átomos
Hidrógeno	90.965%
Helio	8.889%
Oxígeno	0.0774%
Carbono	0.0330%
Neón	0.0112%
Nitrógeno	0.0102%
Hierro	0.0043%
Magnesio	0.0035%
Silicio	0.0032%
Azufre	0.0015%

Se tiene que la reacción nuclear que se lleva a cabo en su interior es debido fundamentalmente por los elementos hidrógeno y helio, en éstas reacciones, cuatro átomos de hidrógeno se combinan para formar un átomo de helio 4 (a esta reacción se le llama ciclo protón-protón). La masa del producto final es un 0.7% menor que la

de los elementos que se han juntado, ese pequeño porcentaje de pérdida de masa es lo que se convierte en energía, y que en forma de rayos gamma fluye desde el núcleo del Sol hasta la superficie solar y desde allí es irradiado al espacio en todas las direcciones.

Pueden ocurrir otras reacciones, pero el 98.2% de la energía solar se produce por el ciclo protón-protón, el resto procede del ciclo del carbono o también llamado ciclo CNO, por los elementos que intervienen (Carbono-Oxígeno-Nitrógeno).

1.2 Radiación solar

La radiación solar es el flujo de energía que recibimos del Sol en forma de una mezcla de ondas electromagnéticas de diferentes frecuencias. El Sol emite radiación en toda la gama del espectro electromagnético, desde los rayos gamma, hasta las ondas de radio. Sin embargo, la radiación solar que llega a la parte alta de la atmósfera terrestre está formada por radiación ultravioleta, luz visible y radiación infrarroja.

La figura 1.1 muestra la distribución energética de la radiación solar, medida antes de que atraviese la atmósfera, y en reparto a nivel del mar suponiendo un día con cielo despejado.

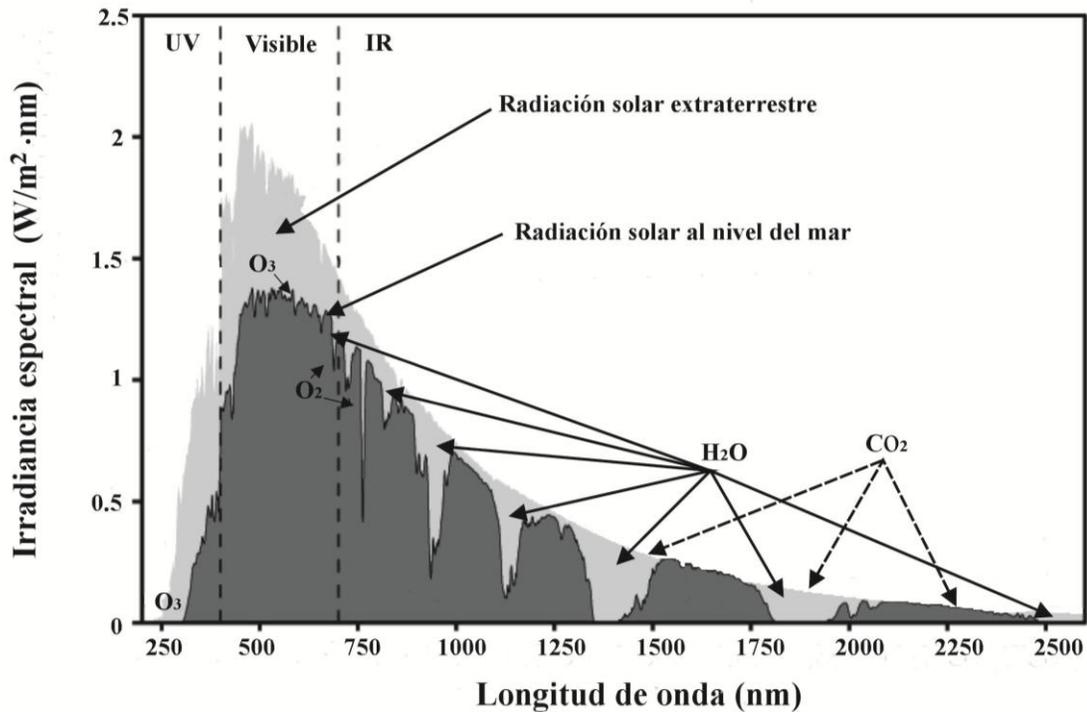


Figura 1.1 Imagen del espectro solar terrestre.

La radiación solar atraviesa la atmósfera antes de llegar a la superficie terrestre y se altera por el aire, la suciedad, el vapor de agua, los aerosoles en suspensión, y otros elementos de la atmósfera. Estas alteraciones son de diferentes tipos según la propiedad óptica que se pone de manifiesto:

- Reflexión: Nubes.
- Absorción: Ozono (O_3), oxígeno (O_2), dióxido de carbono (CO_2) y vapor de agua (H_2O). Sólo actúa sobre algunas longitudes de onda de la radiación.
- Difusión: Polvo, aerosoles, gotas de agua.

Estos efectos varían dependiendo de la cantidad de atmósfera que la radiación solar ha de atravesar. Para especificar esta distancia se utiliza el concepto de masa de aire (AM por sus siglas en inglés Air Mass) que es el espesor de la atmósfera terrestre que recorre la radiación solar directa expresado como múltiplo del camino que recorrería en una dirección perpendicular a la superficie terrestre.

Cuando el Sol está en su posición más alta, en un día sin nubes (figura 1.2), la masa de aire atravesada es mínima y vale 1 a nivel del mar. Se indica como AM 1. El valor AM 0 se utiliza para especificar las condiciones sobre una superficie normal al Sol fuera de la atmósfera terrestre.

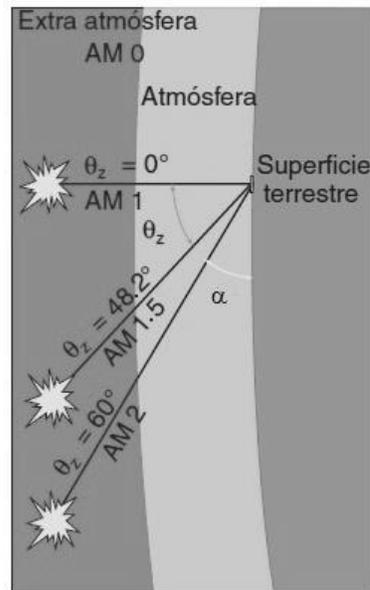


Figura 1.2 Masa de aire para diferentes ángulos cenitales.

Se puede calcular la masa de aire con la expresión:

$$AM = \frac{1}{\sin \alpha} = \frac{1}{\cos \theta_z} \dots (1.1)$$

Donde:

α = Altura solar (grados).

θ_z = Ángulo o distancia cenital.

Cuando se especifica la potencia máxima de un módulo FV (siendo FV la abreviatura de fotovoltaico) en sus hojas de datos se indica para un valor de AM 1.5 que corresponde a un ángulo cenital de 48.2°.

Las aplicaciones prácticas de la energía solar comprenden únicamente la radiación solar directa de longitudes de onda entre 290 y 2500 nm, ya que toda la radiación fuera de este intervalo es dispersada y absorbida de inmediato por los elementos antes mencionados contenidos en la atmósfera terrestre.

1.2.1 Componentes de la radiación solar

De acuerdo a la forma como inciden los rayos del Sol en la superficie de la Tierra, la radiación se pueden clasificar en tres tipos (figura 1.3):

- Directa: Es la radiación solar que incide sobre cualquier superficie con un ángulo único y preciso, ya que llega sin que se desvíe en su paso por la atmósfera.
- Dispersa o difusa: Es la radiación solar que sufre cambios en su dirección, debido a los gases y partículas en la atmósfera que ocasionan la reflexión y difusión de la radiación.
- Albedo o reflejada: Es la parte de la radiación directa y difusa que se recibe por reflexión en la superficie de la Tierra u otras superficies.

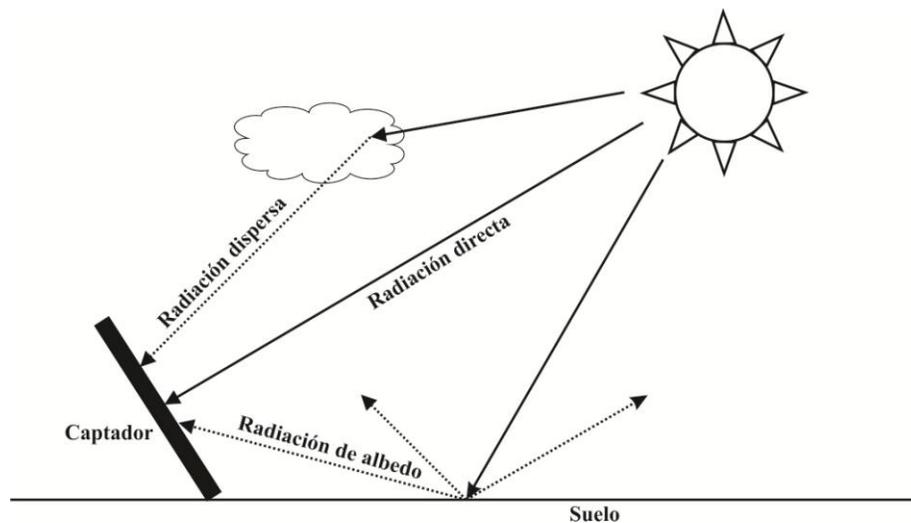


Figura 1.3 Tipos de radiación que inciden sobre un módulo.

La radiación total que incide sobre una superficie inclinada corresponde a la suma de las tres componentes de la radiación (directa, difusa y albedo). También se le conoce con el nombre de radiación global.

Un módulo fotovoltaico recibe una proporción de radiación directa, difusa y albedo dependiendo de:

- Las condiciones meteorológicas.
- La orientación (norte, sur, etc.).
- La presencia de superficies reflectantes.
- La estación del año y hora del día.
- La inclinación o ángulo del módulo.

1.3 Constante solar

El flujo de la radiación solar que se recibe en un instante determinado sobre una unidad de superficie se conoce como irradiancia, cuya unidad es el W/m^2 . Debido a que la distancia de la Tierra al Sol se puede considerar constante, la irradiancia recibida fuera de la atmósfera terrestre sobre una superficie perpendicular a los rayos solares recibe un valor fijo llamado constante solar.

Como definición, la constante solar establece el valor correspondiente al flujo de energía proveniente del Sol que incide perpendicularmente en 1m^2 de la parte exterior de la atmósfera.

El valor comúnmente aceptado para la constante solar (G_{sc}) es 1353 W/m^2 variable durante el año un $\pm 3\%$ a causa de la elipticidad de la órbita terrestre. Este valor fue aceptado por la NASA en 1971 y por la ASTM (American Society for Testing and Materials).

Como se mencionó en párrafos anteriores, la atmósfera terrestre está constituida por gases, nubes, vapor de agua, partículas contaminantes y sólidas en suspensión, constituyendo lo que se conoce como masa de aire. Así, cuando la radiación solar incide sobre la tierra después de atravesar la atmósfera, sufre procesos de reflexión, refracción y absorción debido a estos elementos, por lo tanto, la atmósfera absorbe parte de la radiación solar.

Debido a los efectos de atenuación que se producen en la atmósfera, la constante solar que incide en la atmósfera no coincide con la disponible al nivel del mar, con lo que la constante solar anterior ya no es válida en la superficie de la Tierra. Bajo condiciones de cielo totalmente despejado, en un día soleado y en una superficie de 1m^2 perpendicular a los rayos del Sol, “la constante solar máxima que un captador podría recibir es de 1 kW/m^2 como valor promedio normalizado”.⁴

1.4 Unidades de la radiación solar

Dos conceptos importantes para los cálculos de dimensionado de un sistema fotovoltaico son la irradiancia y la insolación, los cuales permiten obtener un valor de radiación solar de una determinada zona. Como se mencionó anteriormente, la irradiancia se define como el flujo de radiación solar que incide sobre una unidad de superficie en un instante dado, y su unidad es el W/m^2 o kW/m^2 .

La insolación (también llamada irradiación) corresponde al valor acumulado de la irradiancia en un tiempo dado, y se expresa normalmente en unidades de Wh/m^2 . El periodo de tiempo con que se reporta este valor como una acumulación de energía puede ser una hora, un día, un mes o un año. Para obtener los valores de insolación existen mapas y tablas que indican la insolación mensual promedio para diferentes zonas geográficas.

⁴ Guía para el desarrollo de proyectos de bombeo de agua con energía fotovoltaica. Sandia National Laboratories.

Para especificar la radiación global mediante sus correspondientes magnitudes, irradiancia global e insolación global, se utiliza la letra G, sin subíndice para la irradiancia global y con uno o dos subíndices para la insolación global.

En la especificación de la insolación global, el primer subíndice indica el periodo de tiempo de integración de la insolación: horaria (h), diaria (d), mensual (m) o anual (a). El segundo subíndice indica un valor medio de la insolación: valor medio mensual (m) o valor medio anual (a).

La energía que produce un arreglo fotovoltaico es directamente proporcional a la insolación que recibe, por esto, la insolación es un parámetro clave en el diseño de sistemas solares. Los factores principales que afectan la insolación que recibe la superficie de un captador son su orientación, el ángulo de la superficie respecto de la horizontal y las condiciones climáticas.

La insolación también se expresa en términos de horas solares pico. Una hora solar pico (HSP) es una unidad equivalente a una hipotética irradiancia promedio de 1kW/m^2 recibida en un módulo durante una hora, y su valor puede variar de 3 hasta 7 horas diarias dependiendo del mes y lugar de la instalación.

Como puede observarse en la figura 1.4, la irradiancia solar aparece con cambios durante el día, comienza en cero durante la noche y se incrementa en la medida que sale el Sol. Su valor pico está alrededor del medio día y decrece con la puesta del Sol. En los primeros momentos de la mañana y en los últimos de la tarde la intensidad es demasiado pequeña para que el módulo produzca un voltaje apto para ser aprovechado, pero la pérdida de energía que este efecto supone es despreciable. La insolación es la energía total ganada durante un ciclo, en donde si se gráfica la irradiancia solar contra el tiempo, la insolación es el área bajo la curva de la irradiancia.

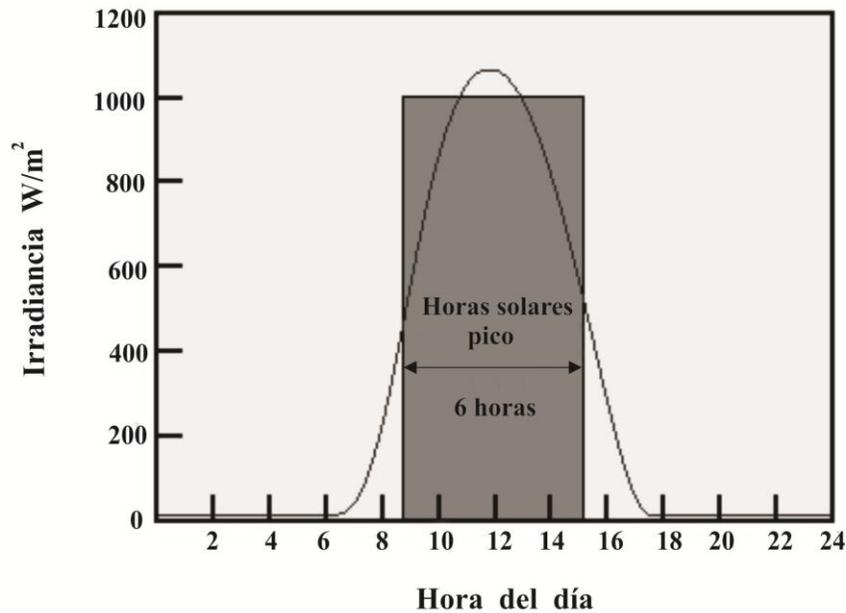


Figura 1.4 Irradiancia y horas solares pico (insolación) durante un día soleado.

A efectos de cálculos energéticos sería lo mismo suponer que el módulo está recibiendo una intensidad constante de 1000 W/m^2 durante un tiempo igual al número de HSP (Horas Solares Pico), puesto que, al coincidir dicho número de HSP con el número de kWh de energía incidente en todo el día, en ambos casos se llega al mismo valor de la insolación.

La ventaja de utilizar el concepto de las HSP, es que permite evaluar más rápidamente los rendimientos energéticos. Por otra parte, los experimentos en laboratorio y los ensayos de módulos fotovoltaicos suelen hacerse en condiciones de 1 sol pico de intensidad (1 kW/m^2) y los resultados se expresan siempre en función de dicha hipótesis. Así, la potencia nominal de un módulo siempre se supone referida a una intensidad de 1 sol pico.

Resumiendo, si por ejemplo, en una localidad se recibe a lo largo de un día una radiación de 6 kWh/m^2 , el resultado es el mismo que si incidiese una intensidad de 1 kW/m^2 (1 sol pico) durante 6 horas, y se dice que el número de HSP en ese día es igual a 6.

En el apéndice A se encuentran unas tablas con los valores de las latitudes, longitudes e insolación promedio diario mensual en kWh/m² para una orientación Sur y diferentes inclinaciones para el módulo (horizontal, latitud del lugar e inclinación con +15° y -15° para la latitud del lugar), de los diferentes estados de la República Mexicana.

1.5 Posición solar

El movimiento aparente del Sol a lo largo del día y del año es un parámetro que afecta de forma radical a la incidencia de la radiación sobre un módulo solar. Se dice “aparente” porque en realidad es la Tierra la que está girando y no el Sol.

La mayor cantidad de energía solar que recibe un módulo fotovoltaico se capta cuando los rayos solares inciden perpendicularmente en él. Por esto es importante saber orientar al módulo en dirección de los rayos incidentes sobre la superficie de la Tierra en el lugar específico en que se trabaje.

La Tierra en su movimiento de translación alrededor del Sol define una trayectoria eclíptica. Dicho movimiento se realiza sobre el eje horizontal (que se corresponde con el ecuador), y con un ángulo de declinación (δ) 23.45°. De tal forma que la posición del Sol modifica su altura, siendo diferente la posición del Sol de unas estaciones a otras.

Para zonas geográficas situadas en el hemisferio Norte (como en el caso de México), la posición más alta del Sol se denomina solsticio de verano y la más baja solsticio de invierno. Al modificar la altura del Sol el ángulo de incidencia de sus rayos también se modifica, como se observa en la figura 1.5. Cabe aclarar que para la obtención de los distintos datos de la radiación solar y de las coordenadas a utilizarse, pueden obtenerse de fuentes como atlas de radiación solar y de información geográfica (para las coordenadas) o programas informáticos de base de datos meteorológicos (como es el caso de METEONORM) o programas especializados en energía solar. Por

lo tanto queda fuera del alcance de este texto las expresiones detalladas para los diferentes sistemas de cálculo de la radiación solar, así como de las coordenadas solares, ya que como se dijo anteriormente, esta información se encuentra perfectamente anotada en tablas o en programas informáticos para energía solar.

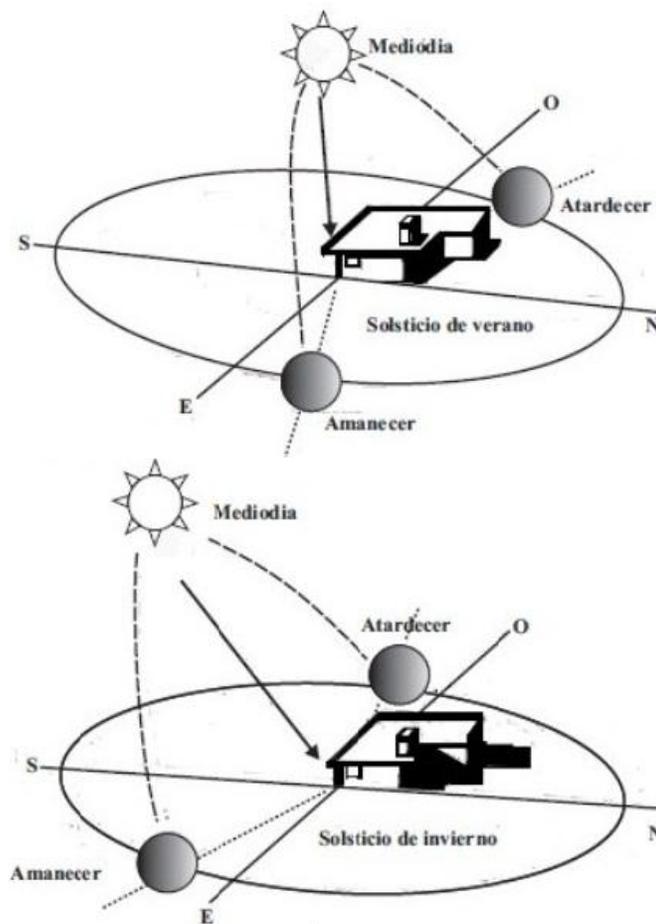


Figura 1.5 Movimiento aparente del Sol en función de la hora del día y época del año (solsticio de verano e invierno) para una latitud de 16° N.

1.5.1 Coordenadas geográficas

Mediante las coordenadas geográficas (latitud y longitud) podemos definir con precisión una posición cualquiera de la superficie terrestre. Se expresan en grados sexagesimales y se dan con referencia al ecuador y al meridiano de Greenwich.

El ecuador es la circunferencia definida sobre la superficie terrestre por un plano perpendicular al eje de rotación de la Tierra que la divide en dos partes, el hemisferio Norte y el hemisferio Sur.

El meridiano de Greenwich es la semicircunferencia imaginaria que une los polos y pasa por Greenwich (distrito de Londres donde estaba el Greenwich Royal Observatory).

Las circunferencias definidas sobre la superficie terrestre por planos perpendiculares al eje de rotación de la Tierra y por tanto paralelas al ecuador se denominan paralelos. Las semicircunferencias definidas por los círculos máximos de la esfera terrestre que pasan por los polos se denominan meridianos.

La latitud (ϕ) es la distancia, medida en grados, que hay entre cualquier paralelo y el ecuador. La latitud del ecuador es, por definición, de 0° , y siempre se mide hacia el Norte o hacia el Sur. Se mide de 0° a 90° y se define como positiva en el hemisferio Norte y negativa en el hemisferio Sur. Los polos Norte y Sur tienen latitud 90° N ($+90^\circ$) y 90° S (-90°) respectivamente. Todos los puntos ubicados sobre el mismo paralelo tienen la misma latitud.

La longitud es la distancia en grados que existe entre cualquier meridiano y el meridiano de Greenwich (también llamado meridiano cero o meridiano base), que es un punto universal de referencia, y le corresponde la longitud 0° . El meridiano de Greenwich divide a la Tierra en dos hemisferios llamados Este (oriental) y Oeste (occidental). La longitud se mide de 0° a 180° y se define como positiva hacia el Oeste y negativa hacia el Este.

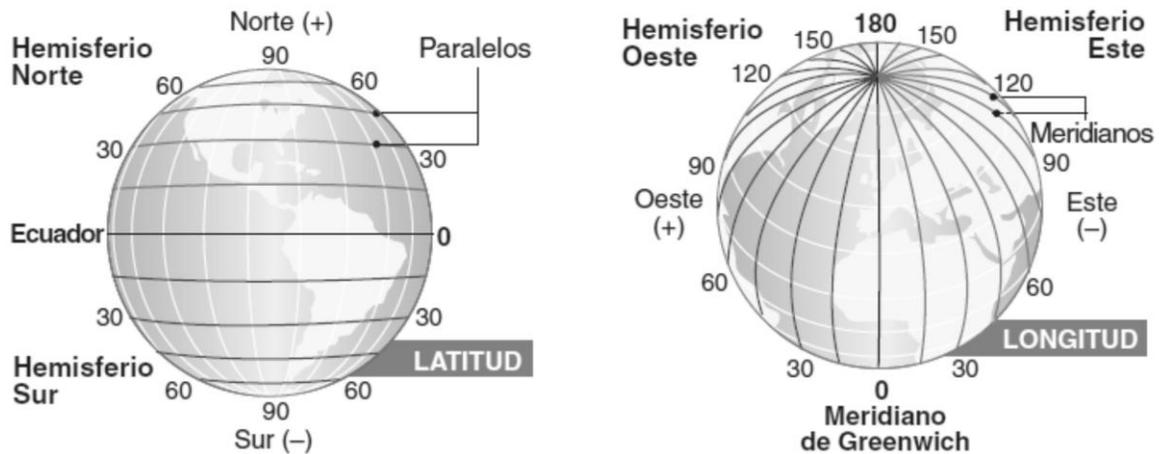


Figura 1.6 Latitud y longitud.

1.5.2 Coordenadas horizontales

Para conocer el movimiento del Sol durante el día y durante todo el año se utiliza un sistema de coordenadas llamadas coordenadas horizontales o coordenadas solares (figura 1.7). Estas coordenadas adoptan como referencia al horizonte del observador y a su vertical, donde el punto justo por encima del observador se conoce como cenit, y la intersección con el hemisferio opuesto de la esfera celeste definiría el punto opuesto al cenit, denominado nadir. El eje que va del cenit al nadir corta ecuatorialmente al plano del horizonte, el cual se toma como referencia para estas coordenadas.

Las coordenadas utilizadas en este sistema están compuestas por dos ángulos: el azimut solar (Ψ) y la altura solar (α). El azimut (o acimut) solar es el ángulo formado por el meridiano del Sol y el meridiano del lugar, tomando como referencia el Sur en el hemisferio Norte. Por convenio, el azimut se mide desde 0° hasta -180° comenzando en el punto Sur del horizonte hacia el Este y terminando en el punto Norte del mismo, y desde 0° hasta $+180^\circ$, comenzando en el Sur y dirigiéndose al Norte por el Oeste.

La altura es el ángulo que forman los rayos solares sobre la superficie horizontal, va desde 0° desde el horizonte hasta los $+90^\circ$ en cenit (por debajo del horizonte se consideran alturas negativas). A veces también se usa el llamado ángulo cenital, el cual está formado por la dirección del Sol y la vertical, es decir, el complemento de la altura (ángulo cenital $(\theta_c) = 90^\circ - h$).

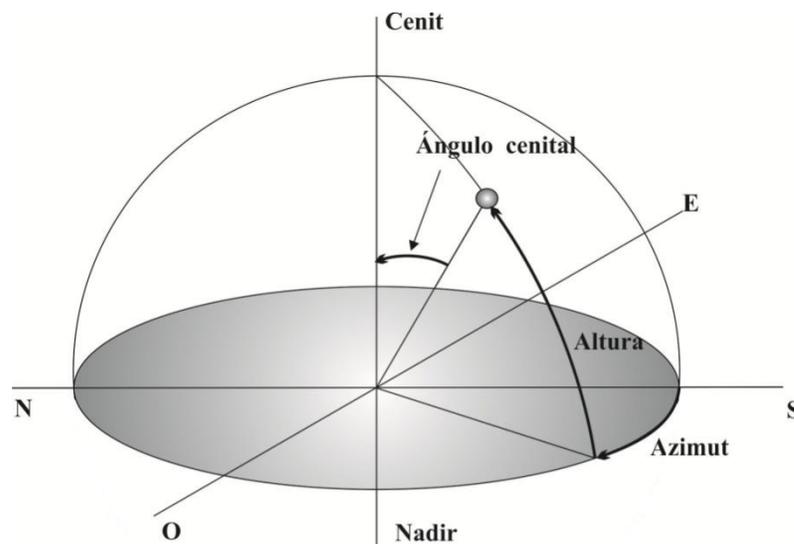


Figura 1.7 Coordenadas horizontales.

Como puede observarse, el azimut nos permite seguir el movimiento diario del Sol de Este a Oeste, y la altura permite seguir el movimiento anual de la trayectoria solar en la dirección Norte-Sur.

Para obtener el azimut y la altura solar, se utilizan tablas que definen dichas coordenadas en función del día del año, de la hora solar y de la latitud del lugar, con las que se puede saber la posición del Sol en cada momento, lo que permite calcular las sombras que producen los objetos en determinados momentos y que también pueden ayudar a programar un sistema de seguimiento solar.

1.5.3 Orientación de los módulos

Una vez descritas las coordenadas que permiten situar el Sol en el cielo, hay que situar la superficie del módulo fotovoltaico de manera que reciba la mayor cantidad posible de energía solar. Esto depende de:

- La orientación de la superficie del módulo fotovoltaico.
- El tiempo que se va a usar a lo largo del año: anual, estacional, etc.

La orientación de un módulo se define mediante coordenadas angulares (figura 1.8), similares a las utilizadas para definir la posición del Sol:

- Orientación azimutal o ángulo de azimut (γ): ángulo de desviación respecto al Sur geográfico de una superficie. Vale 0° si coincide con la orientación Sur, es positivo hacia el Oeste y negativo hacia el Este.
En el hemisferio Norte el Sol se declina hacia el Sur, por lo cual el módulo debe orientarse viendo hacia el Sur (en el hemisferio Sur debe orientarse viendo hacia el Norte).
- Ángulo de inclinación (β): se define como el ángulo que forma el plano de la superficie captadora y la horizontal. Su valor es 0° si el módulo se coloca horizontal y 90° si se coloca vertical.

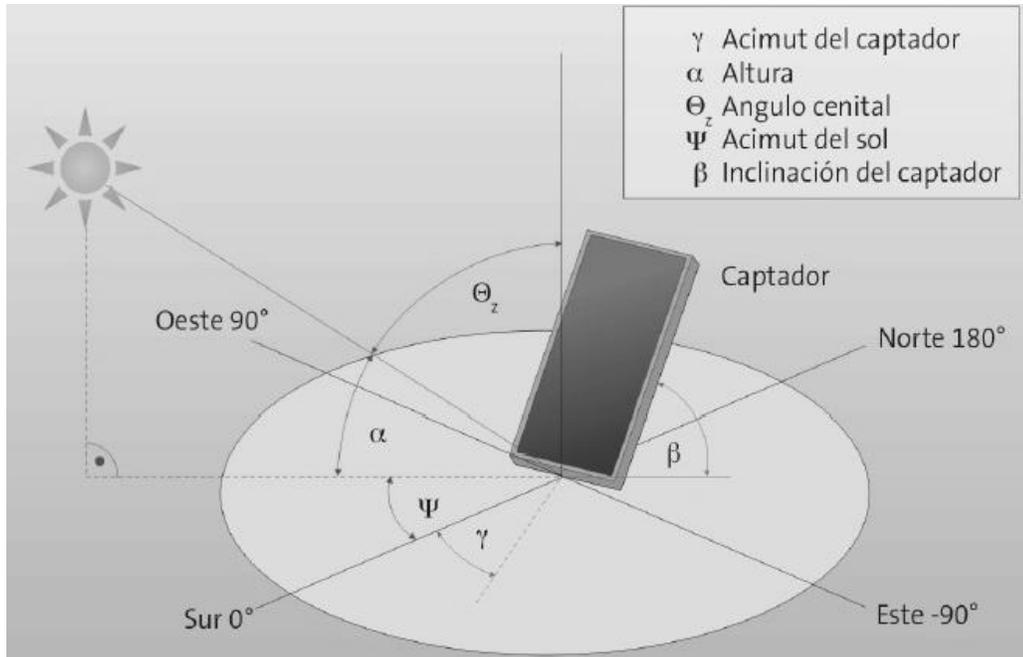


Figura 1.8 *Coordenadas horizontales y azimuth e inclinación de un módulo solar.*

En sistemas fotovoltaicos en general se trata de maximizar la energía recibida a lo largo de todo el año, no obstante, en el caso de bombeo fotovoltaico la optimización depende del volumen de agua que se desee bombear, que puede ser constante para todo el año, como ocurre en el suministro de agua potable, o diferente en cada estación del año, como en el caso de suministro de agua para regadíos.

En la práctica pueden utilizarse expresiones basadas en la experiencia y la observación, que proporcionan la inclinación óptima en función del periodo de tiempo y el uso que se le va a dar al generador fotovoltaico⁵. En la tabla 1.2 se muestran las diferentes inclinaciones que deben tomarse en cuenta para un sistema de bombeo de agua en base a su uso anual:

⁵ Sistemas de bombeo fotovoltaico. Miguel Alonso Abella, Faustino Chenlo Romero.

Tabla 1.2 Inclinaciones óptimas en función del periodo de máxima captación.

Tipo de instalación	Uso	Máxima captación de energía	Orientación (γ)	Inclinación óptima (β_{opt})
Bombeo de agua	Anual	Uso todo el año, demanda constante	Sur	$\beta_{opt} = \phi $
		Demanda casi constante todo el año, pero un poco mayor en invierno	Sur	$\beta_{opt} = \phi + 15^\circ$
		Para maximizar el volumen de agua bombeada en verano	Sur	$\beta_{opt} = \phi - 15^\circ$

1.5.4 Ángulo óptimo de inclinación del módulo

En el sistema de bombeo para determinar el ángulo de inclinación que optimice la relación entre la energía incidente y la energía hidráulica demandada a lo largo de todo el año, es necesario estimar la radiación media diaria mensual incidente sobre una superficie a distintos ángulos de inclinación y orientada al Sur. Para obtener los valores de la radiación media en distintos ángulos, puede utilizarse el programa METEONORM, el cual contiene bases de datos de radiación solar para distintas inclinaciones, y para diversos sitios de la República Mexicana (y otras partes del mundo).

Una vez conocida la radiación para los distintos ángulos de inclinación, es necesario dividir la energía hidráulica mensual (la cual se explicará cómo obtener en el capítulo 3) entre la radiación media diaria mensual, para cada mes de cada inclinación del módulo comprendida entre 0° y 90° , tomando intervalos de 10° en 10° , y con una orientación de 0° hacia el hemisferio Sur.

$$Y = \frac{E_{h,d}}{G_{dm}(\gamma,\beta)} \dots (1.2)$$

Donde:

Y = Cociente entre la energía hidráulica mensual y la radiación media diaria mensual, expresado en m^2 .⁶

$E_{h,d}$ = Energía hidráulica diaria (kWh/día) para un mes determinado.

$G_{dm}(\gamma,\beta)$ = Radiación media diaria mensual (kWh/m²día) para una determinada orientación e inclinación (aquí γ valdrá 0° ya que el módulo debe estar orientado al Sur geográfico lo mejor posible).

Entre paréntesis, después de la letra G , se especifica la orientación e inclinación de la superficie donde se recibe la radiación solar $G(\gamma,\beta)$, donde γ es el azimut de la superficie y β la inclinación. Si el azimut es cero, solo se indica la inclinación.

Una vez obtenidos los diferentes cocientes se integran a una tabla como la 1.3.

Tabla 1.3 Cuadro para el cálculo del ángulo de inclinación y del mes de dimensionado.

Energía hidráulica/Radiación global media mensual diaria										
Mes	0°	10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
Enero										
.										
.										
.										
Diciembre										

Posteriormente, se busca el mes de dimensionado y el ángulo óptimo de inclinación del módulo fotovoltaico, los cuales serán aquellos donde el cociente entre la energía hidráulica y la energía solar es máximo.

Se examinan los valores máximos de cada columna, que expresan el mes de cada inclinación donde se obtiene mayor energía hidráulica frente a la radiación solar que recibe el módulo. Luego, se selecciona de entre ellos, el valor mínimo (conocido

⁶ Y tiene unidades de superficie, m^2 . Este cociente representa la superficie necesaria para que la energía media diaria de la radiación solar incidente sobre ésta sea igual a la energía diaria consumida por los usuarios, o lo que es lo mismo, representa la superficie que debería tener un módulo fotovoltaico ideal, de rendimiento igual 100%, para satisfacer las necesidades diarias de energía eléctrica de la instalación.

como mes crítico), ya que dicho valor mínimo de entre los máximos, nos proporciona la inclinación óptima que debe darse al módulo fotovoltaico para satisfacer de la mejor forma posible nuestras necesidades de energía.

Cabe aclarar que este método, llamado método del mes crítico o del peor mes⁷, se utiliza para un bombeo de agua para todo el año y para un módulo fotovoltaico que se encuentre en una superficie fija, en algunos casos suele utilizarse seguidores solares para obtener una mayor ganancia de insolación (los seguidores acimutales pueden incrementar la insolación promedio anual desde un 15% hasta un 25%), pero en sistemas de baja potencia (como los de bombeo), en general, se opta por una inclinación fija, la cual recibe la insolación requerida con una pérdida de radiación aceptable al no ir siguiendo la trayectoria del Sol a lo largo del día.

⁷ El peor mes, es aquél en el que la relación entre el promedio diario de las necesidades de energía eléctrica y la radiación solar media diaria disponible resulta más desfavorable, es decir, habrá mayor demanda de agua y menos horas solares pico.

CAPITULO 2

CONVERSIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR EN ELECTRICIDAD

2.1 Energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es una captación directa de la energía solar para obtener energía eléctrica. Este proceso se basa en la aplicación del efecto fotovoltaico (efecto fotoeléctrico). Este se produce al incidir la luz sobre los materiales semiconductores. De ésta manera se genera un flujo de electrones en el interior del material que puede ser aprovechado para obtener energía eléctrica.

2.1.1 Efecto fotovoltaico

Las celdas solares se fabrican con semiconductores. Los semiconductores son elementos sólidos que tienen una conductividad eléctrica inferior a la de un conductor metálico pero superior a la de un buen aislante. El semiconductor utilizado en una celda solar es el silicio.

Los átomos de silicio tienen su orbital externo incompleto con solo cuatro electrones denominados electrones de valencia, como se observa en la figura 2.1. Estos átomos forman una red cristalina en la que cada átomo comparte sus cuatro electrones de valencia con los cuatro átomos vecinos formando enlaces covalentes.

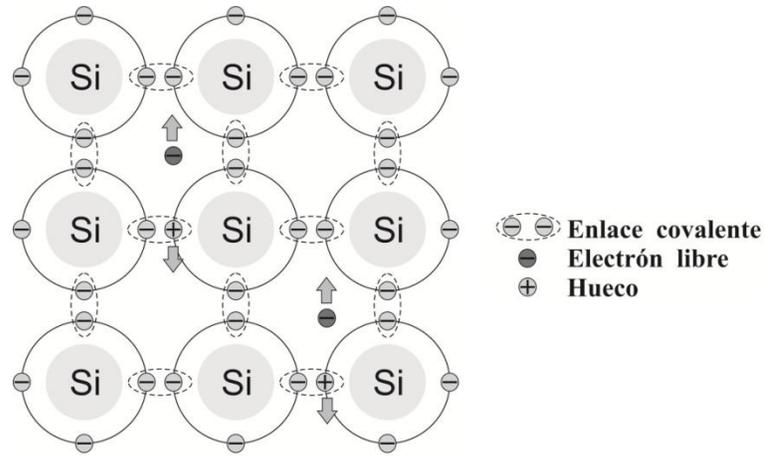


Figura 2.1 Representación de los enlaces de los átomos de silicio.

Un aporte de energía, como una elevación de la temperatura o la iluminación del semiconductor, provoca que algunos electrones de valencia absorban suficiente energía para librarse del enlace covalente y moverse a través de la red cristalina, convirtiéndose en electrones libres. Cuando un electrón libre abandona el átomo de un cristal de silicio, deja en la red cristalina un hueco que con respecto a los electrones circundantes tiene efectos similares a los que provocaría una carga positiva.

La energía mínima necesaria para romper un enlace y generar un par electrón-hueco es una cantidad constante, característica del material semiconductor, que se denomina energía de enlace. Para el silicio, la energía necesaria para generar un par electrón-hueco es 1.12 eV.⁸

Los semiconductores son utilizados en la fabricación de las celdas solares porque la energía que liga a los electrones de valencia al núcleo es similar a la energía que poseen los fotones que constituyen a la luz solar. Los fotones se pueden definir como partículas sin masa con una determinada cantidad de energía. Cuando la luz solar incide sobre el semiconductor, sus fotones suministran la cantidad de energía necesaria a los electrones de valencia para que se rompan los enlaces y queden libres para circular por el material. Las diferentes energías de los fotones corresponden a las

⁸ Un electrónvoltio (eV) es la cantidad de energía cinética que adquiere un electrón cuando es acelerado por una diferencia de potencial de 1 volt.

diferentes longitudes de onda que componen el espectro electromagnético solar. El espectro visible se sitúa entre 1.6 y 3.1 eV, a partir de 3.1 eV se encuentra el ultravioleta y por debajo de 1.6 eV se halla el infrarrojo.

Cuando un fotón incide sobre un semiconductor, si tiene suficiente energía, genera un par electrón-hueco. Si su energía es inferior a la energía de enlace del material, lo atravesará sin producir ningún efecto. Por ejemplo, en el silicio, los fotones con longitudes de onda superiores a 1100 nm, que tienen una energía inferior a 1.12 eV, no pueden producir pares electrón-hueco.

Los electrones y huecos que se generan al iluminar un semiconductor se mueven por su interior aleatoriamente, cada vez que un electrón encuentra un hueco, lo ocupa y libera la energía adquirida previamente en forma de calor, esto se llama recombinación de un par electrón-hueco. Este proceso no tiene ninguna utilidad si no se consigue separar los electrones y los huecos de manera que se agrupen en diferentes zonas para formar un campo eléctrico, de forma que el semiconductor se comporte como un generador eléctrico. Si de alguna forma se consigue mantener esta separación y se mantiene constante la iluminación aparece una diferencia de potencial. Esta conversión de luz en diferencia de potencial recibe el nombre de efecto fotovoltaico. Para conseguir la separación de electrones y huecos se utiliza una unión de semiconductores P y N.

2.1.2 Semiconductores P y N

Para mejorar la conductividad eléctrica de los semiconductores se utilizan impurezas añadidas voluntariamente, operación denominada dopado, que pueden ser de dos tipos:

➤ Impurezas pentavalentes: son elementos cuyos átomos tienen cinco electrones de valencia en su orbital externo. Entre ellos se encuentran el fósforo, el antimonio y el arsénico.

➤ Impurezas trivalentes: son elementos cuyos átomos tienen tres electrones de valencia en su orbital externo. Entre ellos se encuentran el boro, el galio y el indio.

Cuando un elemento con cinco electrones de valencia (figura 2.2, inciso a) entra en la red cristalina del silicio, se completan los cuatro electrones de valencia que se precisan para llegar al equilibrio quedando un quinto electrón libre que se convierte en portador de carga, aumentando su conductividad eléctrica. Un semiconductor dopado con impurezas pentavalentes se dice que es de tipo N por ser negativa la carga de los portadores añadidos.

En cambio, si se introduce una impureza trivalente en la red cristalina del silicio (figura 2.2, inciso b) se forman tres enlaces covalentes con tres átomos de silicio vecinos, quedando un cuarto átomo de silicio con un electrón sin enlazar, provocando un hueco en la red cristalina. Los huecos originados son portadores de carga para el paso de la corriente eléctrica formada por electrones que son transportados de hueco en hueco. El hueco se comporta como una carga positiva que solo se puede mover por el interior del semiconductor. Un semiconductor dopado con impurezas trivalentes se dice que es de tipo P por ser positiva la carga de los portadores añadidos.

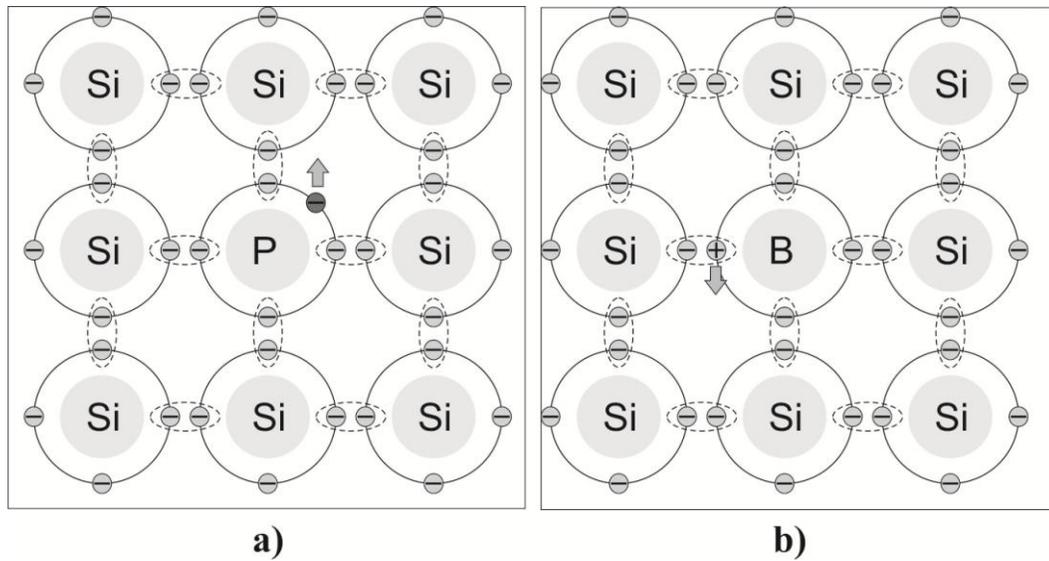


Figura 2.2 a) Silicio con impureza pentavalente (fósforo). Semiconductor tipo N. b) Silicio con impureza trivalente (boro). Semiconductor tipo P.

2.1.3 Unión PN

Cuando a un material semiconductor se le añaden impurezas tipo P por un lado e impurezas tipo N por otro, se forma una unión PN con dos regiones, una N y otra P separadas.

Por la atracción entre cargas positivas y negativas, los electrones libres de la región N más próximos a la región P se difunden en esta, produciéndose la recombinación con los huecos más próximos de dicha región. En la región N se crean iones positivos y en la región P se crean iones negativos.

Por el hecho de formar parte de una red cristalina, los iones mencionados no se pueden mover y por lo tanto no son libres para recombinarse. Esta distribución de cargas en la unión establece un campo eléctrico que impide el paso del resto de electrones de la región N a la región P, deteniendo la difusión y manteniendo separados a los portadores de carga de cada región.

Una unión PN no conectada a un circuito exterior queda bloqueada y en equilibrio electrónico a temperatura constante.

2.2 La celda solar

Una celda solar básica es una unión PN con un contacto en la región P y otro en la región N que permiten el conexionado con un circuito eléctrico.

Si se ilumina la celda, a los electrones y huecos generados los separa la barrera de potencial de la unión PN, acumulando huecos en la región P y electrones en la región N (figura 2.3, inciso a). La acumulación de cargas en las superficies del dispositivo da como resultado una diferencia de potencial, que aumenta cuando aumenta la iluminación. Esta diferencia de potencial se opone a la generada por la barrera de potencial de la unión PN, empujando a los electrones hacia la región P y a los huecos hacia la región N, recombinando los pares electrón-hueco generados. Por lo tanto, la acumulación de electrones y huecos tendrá un límite, que dependerá de la dificultad de las cargas para encontrarse de nuevo en el interior del semiconductor. La diferencia de potencial que se alcanza recibe el nombre de voltaje de circuito abierto, V_{ca} (V_{oc} por sus siglas en inglés), el cual se define como el voltaje máximo que genera la celda solar cuando no existe un circuito externo conectado a esta.

Si la celda se cortocircuita (figura 2.3, inciso b) uniendo las regiones P y N con un conductor exterior de resistencia nula, los electrones de la región N se desplazan a través del conductor y se recombinan con los huecos de la zona P. La corriente que circulará por el conductor se mantendrá mientras que esté iluminado, siendo esta corriente proporcional a dicha iluminación y la máxima corriente generada por la celda solar. Esta corriente recibe el nombre de corriente de cortocircuito, I_{cc} (I_{sc} por sus siglas en inglés). Su valor además de depender de la radiación luminosa, dependerá del área superficial, siendo normalmente especificado en unidades de densidad de corriente: corriente entre área (A/cm^2).

Si se conecta una carga en el circuito exterior (figura 2.3, inciso c) la resistencia de dicha carga condicionará la diferencia de potencial generada por la celda. De los huecos y electrones generados por la iluminación de la unión PN, una parte circulará por la carga produciendo un trabajo y otra se recombinará en el interior de la celda produciendo calor. La diferencia de potencial en la carga será el producto de la intensidad producida por la celda, por la resistencia de la carga.

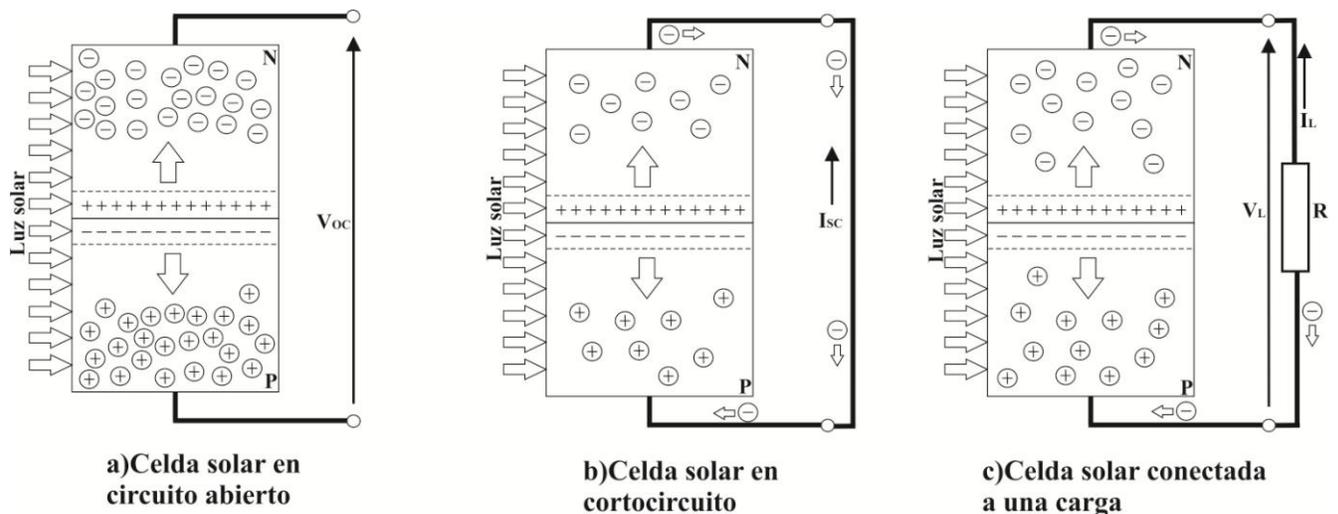


Figura 2.3 Celda solar.

Se cumple siempre que la intensidad I_L y el voltaje V_L en el receptor son inferiores a la intensidad de cortocircuito y al voltaje de circuito abierto.

2.2.1 Características I-V y P-V

Las características de la celda fotovoltaica vendrán dadas por la denominada curva corriente-voltaje (curva I-V), que se muestra en la figura 2.4 con irradiancia y temperatura constantes. Sobre la curva I-V se sitúa el punto de trabajo de la celda, por ejemplo el punto B, donde la corriente aportada por la celda I_L y la resistencia R de la carga, fijan el valor del voltaje V_L (y por lo tanto imponen el punto de trabajo de la celda), de acuerdo con la ley de Ohm:

$$V_L = I_L * R \dots (2.1)$$

Donde:

R = Resistencia de la carga (Ω).

I_L = Intensidad suministrada por la celda (A).

V_L = Voltaje en la carga conectada a la celda (V).

La potencia P_L entregada por la celda se representa en la curva P-V por el punto B' y tiene como valor:

$$P_L = V_L * I_L \dots (2.2)$$

Donde:

P_L = Potencia entregada por la celda (W).

V_L = Voltaje en la carga conectada a la celda (V).

I_L = Intensidad suministrada por la celda (A).

2.2.2 Potencia máxima y eficiencia

La potencia máxima o potencia pico, es un punto de la curva característica I-V en el que la potencia entregada por la celda es máxima. Este punto, representado por A en la figura 2.4, tiene su correspondiente punto A' en la curva P-V de la celda. Se cumple que:

$$P_{m\acute{a}x} = V_{mp} * I_{mp} \dots (2.3)$$

Donde:

$P_{m\acute{a}x}$ = Potencia máxima de la celda (W).

I_{mp} = Intensidad máxima de la celda (A).

V_{mp} = Voltaje máximo de la celda (V).

Este producto es la potencia máxima que la celda es capaz de suministrar a una carga, está representado en la figura 2.4 por el área del rectángulo sombreado con vértice en A y siempre es inferior al área del rectángulo representado por la corriente de cortocircuito y el voltaje de circuito abierto. El cociente entre ambas áreas se denomina factor de forma (FF):

$$FF = \frac{V_{mp} * I_{mp}}{V_{oc} * I_{sc}} = \frac{P_{m\acute{a}x}}{V_{oc} * I_{sc}} \dots\dots (2.4)$$

Donde:

FF = Factor de forma, sin unidades.

$P_{m\acute{a}x}$ = Potencia máxima (W).

I_{sc} = Intensidad de cortocircuito (A).

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

El factor de forma siempre es inferior a la unidad. Es un indicador de la calidad de la celda que será mejor cuanto más cerca esté el FF de la unidad.

La eficiencia, también denominada rendimiento de conversión (η), indica el porcentaje de energía solar recibida sobre la superficie de la celda que se convierte en energía eléctrica. Se calcula con el cociente entre la potencia eléctrica máxima, $P_{m\acute{a}x}$, y el producto del área superficial de la celda, A_c , por la irradiancia incidente G_{STC} en Condiciones Estándar de Medida (CEM):

$$\eta = \frac{P_{m\acute{a}x}}{G_{STC} * A_c} \dots\dots (2.5)$$

Donde:

η = Eficiencia o rendimiento de conversión (%).

$P_{m\acute{a}x}$ = Potencia máxima (W).

G_{STC} = Irradiancia en condiciones CEM (1000 W/m²).

A_c = Área superficial de la celda (m²).

La gráfica representada en la figura 2.4 y para todas las celdas, está tomada para valores estándar. Es decir los valores pueden ser distintos en función de la irradiación solar y la temperatura. Así pues, de no decir lo contrario en las hojas de características dadas por el fabricante las condiciones estándar de medida (denominadas CEM – STC: Standard Test Conditions), son:

Temperatura de celda (T) = 25°C

Irradiancia (G) = 1000 W/m²

Masa de aire (AM) = 1.5

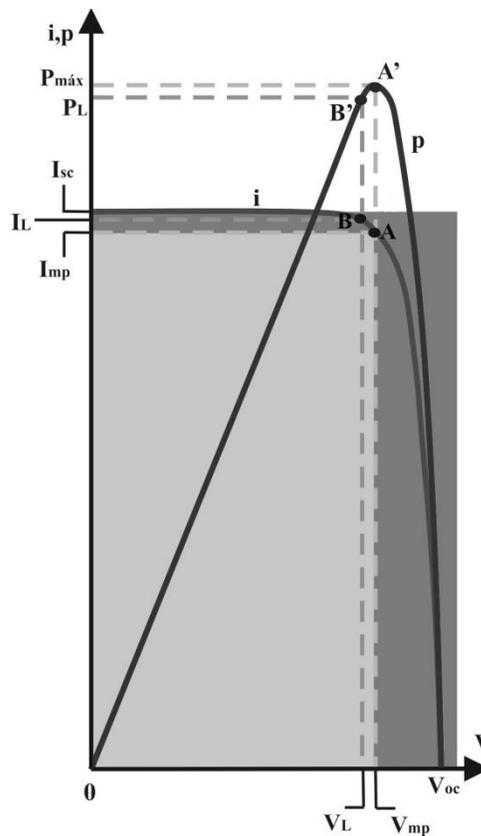


Figura 2.4 Curva de características de una celda fotovoltaica.

2.2.3 Efectos de la irradiancia y la temperatura

Las condiciones de funcionamiento de una celda solar son variables, con valores de irradiancia que normalmente van de 0 a 1000 W/m² y soportando temperaturas de trabajo que pueden alcanzar 50 °C por encima de la temperatura ambiente. Es importante conocer cómo afectan estas condiciones de trabajo al comportamiento de la celda solar.

La figura 2.5 muestra el efecto de la irradiancia en la curva característica I-V de una celda solar. Como se puede ver, la corriente de cortocircuito varía con la irradiancia, siendo esta variación lineal, de acuerdo con la expresión:

$$I_{sc(G)} = G * \frac{I_{sc(STC)}}{1000} \dots\dots (2.6)$$

Donde:

$I_{sc(G)}$ = Intensidad de cortocircuito para una irradiancia G (A).

$I_{sc(STC)}$ = Intensidad de cortocircuito en condiciones CEM (A).

G = Irradiancia (W/m²).

El voltaje V_{oc} varía muy poco con la irradiancia, como se puede ver en la figura 2.5, los valores de V_{oc} para diferentes irradiancias se agrupan en una zona muy pequeña sobre el eje de las abscisas, por lo tanto, a efectos prácticos, se puede considerar como constante.

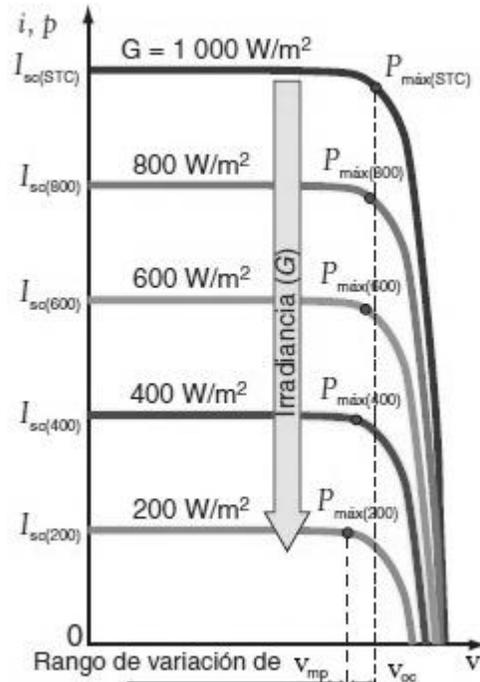


Figura 2.5 Curva I-V de una celda solar con variaciones en la irradiancia, con temperatura de celda de 25 °C y masa de aire de 1.5.

La potencia eléctrica de una celda solar será mayor o menor en función de la irradiancia de la radiación solar.

La figura 2.6 muestra el efecto de la temperatura de la celda sobre la curva I-V. Se observa que el voltaje de circuito abierto disminuye cuando aumenta la temperatura. La corriente de cortocircuito aumenta cuando aumenta la temperatura, aunque la variación es muy pequeña y a efectos prácticos se considera constante. Por lo tanto, si el voltaje de la celda disminuye cuando aumenta la temperatura y la corriente prácticamente se mantiene constante, la potencia entregada por la celda, producto del voltaje por la corriente, disminuirá cuando aumente la temperatura.

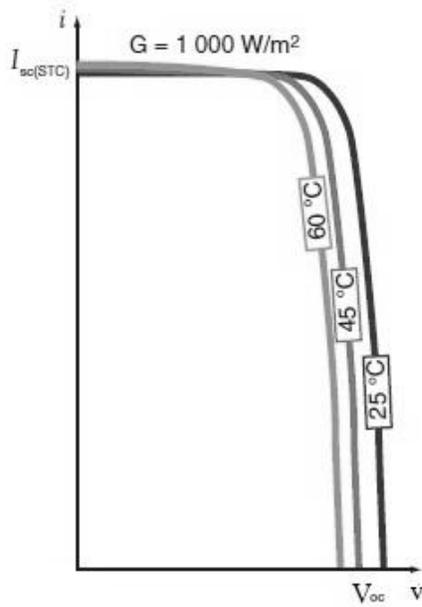


Figura 2.6 Curva I-V con variación en temperatura, con irradiancia de 1000 W/m^2 y masa de aire de 1.5.

La figura 2.7 muestra la variación porcentual con la temperatura del voltaje de circuito abierto, la corriente de cortocircuito y la potencia máxima de una celda solar. Se aprecia que la potencia máxima es inferior al 90% con temperaturas de la celda próximas a $50 \text{ }^\circ\text{C}$, valor que se puede alcanzar con una temperatura ambiente de $30 \text{ }^\circ\text{C}$. La temperatura de una celda, que forma parte de un módulo fotovoltaico, alcanza unos $20 \text{ }^\circ\text{C}$ por encima de la temperatura ambiente.

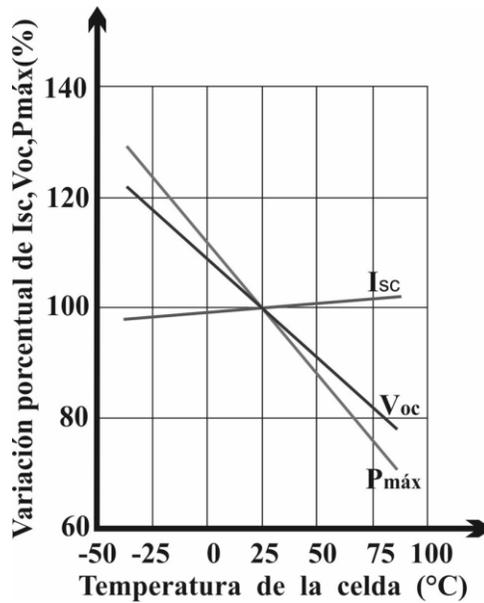


Figura 2.7 Variación porcentual de Isc, Voc y Pmáx de una celda solar con la temperatura.

La temperatura de trabajo de una celda solar depende de la temperatura ambiente y de la irradiancia. Se calcula con la fórmula:

$$T_c = T_a + G * \frac{TONC-20}{800} \dots\dots (2.7)$$

Donde:

T_c = Temperatura de trabajo de la celda (°C).

T_a = Temperatura ambiente (°C).

TONC = Temperatura de operación nominal de la celda (°C).

G = Irradiancia (W/m^2).

En la fórmula (2.7) el valor de 20 corresponde a la temperatura ambiente en °C en condiciones estándar de operación, y el valor de 800 a una irradiancia en W/m^2 también en condiciones estándar de operación.

El valor de la temperatura de operación nominal de la celda (TONC) es un parámetro que se obtiene de las hojas de características de los módulos fotovoltaicos, toma valores que van de 43 a 49 °C y si no se dispone de él se puede tomar 45 °C como un valor razonable.

2.2.4 Constitución de una celda fotovoltaica

Una celda solar convencional (figura 2.8) está construida a partir de una oblea de material semiconductor como el silicio, de un espesor aproximado de entre 100 y 500 μm , en la que se ha difundido boro (impureza trivalente, región P) y sobre la que se difunde una capa muy fina de fósforo de 0.2 a 0.5 μm (impureza pentavalente, región N), para obtener una unión PN.

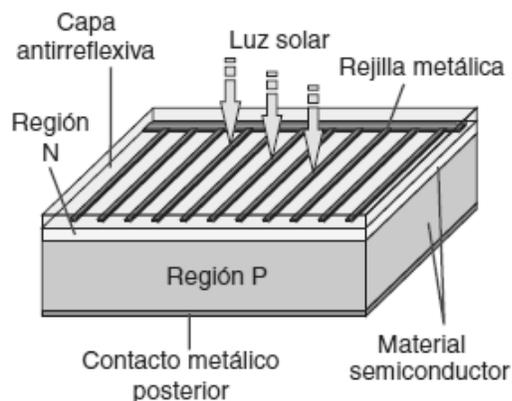


Figura 2.8 Estructura básica de una celda solar.

Para aumentar el rendimiento de la celda, la cara que va a recibir la luz solar se somete a un proceso, denominado texturización, que crea micropirámides superficiales para reducir la reflexión en la superficie de la celda. Sobre esta superficie se dispone una rejilla metálica que proporciona una buena conexión eléctrica dejando al descubierto la mayor cantidad posible de superficie receptora de la luz solar. Esto se consigue disponiendo láminas metálicas en forma de peine, muy finas, con anchuras que van de 20 a 150 μm según la técnica de implantación utilizada. La rejilla descrita es

el terminal negativo de la celda, el terminal positivo se consigue con la metalización de la cara posterior. La celda se completa depositando una capa antirreflexiva en la cara frontal que facilita la absorción de fotones.

La tabla 2.1 muestra los tipos de celdas solares que se utilizan en la mayoría de las aplicaciones actuales, clasificados en función del material (características de cristalinidad del silicio) y la tecnología utilizados en su construcción.

Tabla 2.1 Tipos más utilizados de celdas solares.

Tipo de celda	Eficiencia	Aspecto	Características
Silicio monocristalino	15... 18%	Presentan un color monocromático, azulado, oscuro y con cierto brillo metálico.	Los átomos están perfectamente ordenados en la red cristalina. Se gasta mucha energía en su construcción y se fabrica en lingotes cilíndricos de gran pureza que se cortan en obleas. Es el primer material en utilizarse industrialmente. Algunos fabricantes garantizan estos módulos hasta por 25 años.
Silicio policristalino	12... 14%	Presentan un aspecto de una variedad de cristales de distintos tonos azulados y grises con brillo metálico.	Formadas por una agrupación de cristales de silicio (estructura cristalina no uniforme). Su proceso de fabricación es menos costoso que el del silicio monocristalino. La garantía del módulo puede ser hasta por 20 años dependiendo del fabricante.
Silicio amorfo	6... 10%	Presentan un color marrón y gris oscuro.	Formadas por átomos de silicio sin conformar una red cristalina. Su potencia se degrada con el tiempo de utilización. Su proceso de fabricación es más simple y menos costoso que en los anteriores. Garantía de hasta 10 años dependiendo del fabricante.

2.3 Módulos fotovoltaicos

Una celda solar típica con una superficie de 100 cm² produce 1.5 W aproximadamente, con un voltaje de 0.5 V y una corriente de 3 A. Estos valores de

voltaje y corriente no son adecuados para casi ninguna aplicación y es necesario agrupar varias celdas para conseguir niveles de voltaje y corriente útiles.

Un conjunto de varias celdas fotovoltaicas conectadas electrónicamente entre sí (en serie y paralelo), y montadas en una estructura de apoyo, se llama módulo fotovoltaico. La mayoría de los módulos fotovoltaicos tienen entre 30, 33, 36 y hasta 96 celdas iguales. Comercialmente, las celdas se conectan en serie, se agrupan, se enlaminan y se empaquetan entre hojas de plástico y vidrio, formando la unidad del módulo solar.

Cuando se tiene un conjunto de módulos se le llama arreglo fotovoltaico o generador fotovoltaico (figura 2.9), el cual consiste de un número de módulos agrupados y conectados en serie y posteriormente dichos grupos de módulos se conectan en paralelo con el fin de producir la potencia necesaria con las características de corriente y voltaje requeridas en una aplicación dada.

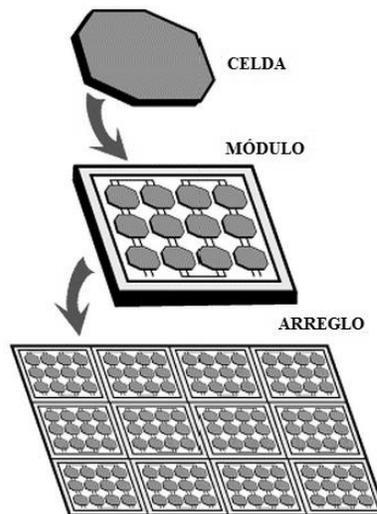


Figura 2.9 Celda, módulo y arreglo fotovoltaico.

El módulo tiene un marco (usualmente de aluminio) que le da rigidez y facilidad en el manejo y transportación. Además, en éste se encuentran las cajas de conexiones eléctricas para conectar el cableado exterior. El módulo contiene otros elementos que hacen posible la adecuada protección del conjunto frente a los agentes

exteriores, aseguran una rigidez suficiente posibilitando la sujeción a las estructuras que los soportan y permiten la conexión eléctrica.

2.3.1 Parámetros característicos de un módulo fotovoltaico

Si todas las celdas que constituyen un módulo son iguales y trabajan en las mismas condiciones de irradiación y temperatura, el voltaje, intensidad y potencia que puede proporcionar el módulo cumplen las siguientes relaciones:

$$V_M = N_s * V_C \dots (2.8)$$

$$I_M = N_p * I_C \dots (2.9)$$

$$P_M = N_s * N_p * P_C \dots (2.10)$$

Donde:

V_M = Voltaje del módulo (V).

V_C = Voltaje de una celda solar (V).

N_s = Número de celdas asociadas en serie.

I_M = Intensidad del módulo (A).

I_C = Intensidad de una celda solar (A).

N_p = Número de celdas/ramas en paralelo.

P_M = Potencia del módulo (W).

P_C = Potencia de una celda solar (W).

Los parámetros eléctricos de un módulo fotovoltaico tienen una relación directa con los parámetros eléctricos de sus celdas y con la cantidad y el conexionado serie-paralelo de las mismas. Por lo tanto, las características de las curvas I-V y P-V de un módulo son proporcionales a las de sus celdas solares y las conclusiones obtenidas para una celda son válidas también para un módulo.

2.3.2 Hojas de datos del fabricante

Las hojas de datos de un módulo fotovoltaico deben incluir información de un conjunto de parámetros de funcionamiento eléctrico los cuales son:

➤ Potencia eléctrica máxima ($P_{m\acute{a}x}$) o potencia pico: potencia correspondiente al punto de la curva característica I-V donde el producto de la intensidad por el voltaje es máximo.

➤ Voltaje en circuito abierto (V_{oc}): voltaje de salida de un módulo en circuito abierto (sin carga) a una irradiancia y temperatura determinadas.

➤ Corriente de cortocircuito (I_{sc}): intensidad de salida de un módulo en cortocircuito a una irradiancia y temperatura determinadas.

➤ Voltaje en el punto de máxima potencia (V_{mp}): voltaje correspondiente a la potencia máxima.

➤ Corriente en el punto de máxima potencia (I_{mp}): corriente correspondiente a la potencia máxima.

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

- Condiciones Estándar de Medida (CEM – Standard Test Conditions – STC) que corresponden a una irradiancia en el plano del módulo de 1000 W/m^2 , temperatura del módulo de $25 \pm 2 \text{ }^\circ\text{C}$ y una distribución espectral de la irradiancia de acuerdo con el factor de masa de aire AM 1.5.

- Condiciones de Temperatura de Operación Nominal de la Celda (TONC – Nominal Operating Cell Temperature – NOCT) que corresponden a una irradiancia en el plano del módulo de 800 W/m^2 , con orientación normal a la radiación incidente al mediodía solar, temperatura ambiente $20 \text{ }^\circ\text{C}$, velocidad del viento de 1 m/s y funcionamiento en circuito abierto.

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

- Temperatura de operación nominal de la celda (TONC).

- Coeficientes de temperatura:

- Coeficiente intensidad-temperatura (α): variación de la intensidad de cortocircuito de un módulo fotovoltaico por grado centígrado de variación de la temperatura de sus celdas. Se especifica en valor absoluto en mA/°C o en valor relativo como %/°C.

- Coeficiente voltaje-temperatura (β): variación de el voltaje de circuito abierto de un módulo fotovoltaico por grado centígrado de variación de la temperatura de sus celdas. Se especifica en valor absoluto en mV/°C o en valor relativo como %/°C.

- Coeficiente potencia-temperatura (δ): variación de la potencia máxima de un módulo por grado centígrado de variación de la temperatura de sus celdas. Si se especifica en valor absoluto se da en W/°C y si se especifica en valor relativo se da como %/°C.

Los coeficientes de temperatura ayudan a determinar el valor de los parámetros eléctricos de un módulo fotovoltaico en condiciones de temperatura distintas a las de los ensayos normalizados.

2.3.3 Conexión de módulos fotovoltaicos

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

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

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

- Conexión serie: para elevar el voltaje del generador.
- Conexión paralelo: para elevar la intensidad del generador.
- Conexión serie/paralelo: para elevar el voltaje y la intensidad del generador.

En la conexión en serie la intensidad del generador es igual a la de un módulo y el voltaje del generador es el voltaje de un módulo por el número de módulos en serie:

$$I_G = I_M \dots (2.11)$$

$$V_G = N_s * V_M \dots (2.12)$$

Donde:

I_G = Intensidad del generador (A).

I_M = Intensidad de un módulo (A).

V_G = Voltaje del generador (V).

N_s = Número de módulos conectados en serie.

V_M = Voltaje de un módulo (V).

Para la conexión de módulos en paralelo el voltaje del generador es igual a la de un módulo y la intensidad del generador es la intensidad de un módulo por el número de módulos en paralelo:

$$I_G = N_p * I_M \dots (2.13)$$

$$V_G = V_M \dots (2.14)$$

Donde:

I_G = Intensidad del generador (A).

N_p = Número de módulos conectados en paralelo.

I_M = Intensidad de un módulo (A).

V_G = Voltaje del generador (V).

V_M = Voltaje de un módulo (V).

En la conexión de módulos en serie/paralelo, el voltaje del generador es el voltaje de un módulo por el número de módulos en serie y la intensidad del generador es la intensidad de un módulo por el número de ramas en paralelo.

Los parámetros eléctricos de un generador fotovoltaico dependen directamente de los parámetros de sus módulos. Si todos los módulos son iguales y trabajan en las mismas condiciones de irradiancia y temperatura, el voltaje, intensidad y potencia que puede proporcionar un generador fotovoltaico cumplen las siguientes relaciones:

$$P_{Gm\acute{a}x} = N_s * N_p * P_{m\acute{a}x} \dots (2.15)$$

$$V_{Goc} = N_s * V_{oc} \dots (2.16)$$

$$I_{Gsc} = N_p * I_{sc} \dots (2.17)$$

$$V_{Gmp} = N_s * V_{mp} \dots (2.18)$$

$$I_{Gmp} = N_p * I_{mp} \dots (2.19)$$

$$\alpha_G = N_p * \alpha \dots (2.20)$$

$$\beta_G = N_s * \beta \dots (2.21)$$

Donde:

$P_{Gm\acute{a}x}$ = Potencia máxima del generador (W).

$P_{m\acute{a}x}$ = Potencia máxima del módulo (W).

N_p = Número de ramas conectadas en paralelo.

N_s = Número de módulos conectados en serie.
 $V_{G\ oc}$ = Voltaje de circuito abierto del generador (V).
 V_{oc} = Voltaje de circuito abierto del módulo (V).
 $I_{G\ sc}$ = Intensidad de cortocircuito del generador (A).
 I_{sc} = Intensidad de cortocircuito del módulo (A).
 $V_{G\ mp}$ = Voltaje máximo del generador (V).
 V_{mp} = Voltaje máximo del módulo (V).
 $I_{G\ mp}$ = Intensidad máxima del generador (A).
 I_{mp} = Intensidad máxima del módulo (A).
 α_G = Coeficiente intensidad-temperatura del generador (mA/°C o %/°C).
 α = Coeficiente intensidad-temperatura del módulo (mA/°C o %/°C).
 β_G = Coeficiente voltaje-temperatura del generador (mV/°C o %/°C).
 β = Coeficiente voltaje-temperatura del módulo (mV/°C o %/°C).

En un generador fotovoltaico los parámetros eléctricos de los módulos pueden presentar variaciones. Estas variaciones se producen por las diferencias propias del proceso de fabricación que hace que los módulos no sean exactamente iguales y por las condiciones de trabajo variables que se producen durante el funcionamiento como nubes que sombrean solo a una parte del arreglo, diferentes grados de suciedad, etc.

En los sistemas fotovoltaicos se utilizan diodos de bloqueo y de bypass como protección. Los diodos de bloqueo impiden que la batería se descargue a través de los módulos fotovoltaicos en ausencia de luz solar. Evitan también que el flujo de corriente se invierta entre bloques de módulos conectados en paralelo, cuando en uno o más de ellos se produce una sombra.

Los diodos de bypass protegen individualmente a cada módulo de posibles daños ocasionados por sombras parciales. Deben ser utilizados en disposiciones en las que los módulos están conectados en serie.

Mientras que los diodos de bloqueo evitan que un grupo de módulos en serie absorba flujo de corriente de otro grupo conectado a él en paralelo, los diodos de bypass impiden que cada módulo individualmente absorba corriente de otro de los módulos del grupo, si en uno o más módulos del mismo se produce una sombra.

CAPITULO 3

SISTEMA DE BOMBEO CON ENERGÍA FOTOVOLTAICA

3.1 Hidráulica del sistema de bombeo

Antes de determinar el tamaño de un sistema de bombeo de agua, es necesario entender los conceptos básicos que describen las condiciones hidráulicas de una obra. El tamaño del sistema está en relación directa con el producto de la carga dinámica total (CDT, expresada en metros) y el volumen de agua diario necesario (expresado en m^3). Este producto se conoce como ciclo hidráulico, expresado en unidades de m^4 .

$$\text{Ciclo hidráulico} = \text{CDT} * \text{Volumen de agua diario} \dots (3.1)$$

La figura 3.1 muestra los componentes hidráulicos que conforman la CDT.

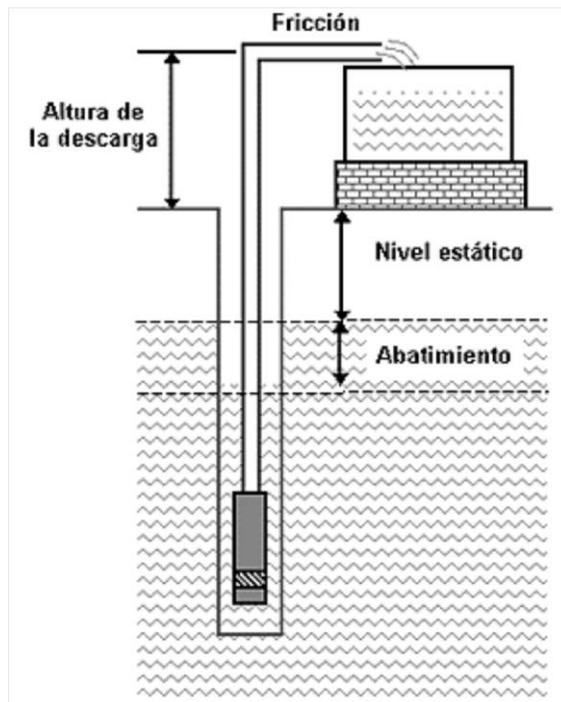


Figura 3.1 Principales componentes hidráulicos de un sistema de bombeo de agua.

La carga dinámica total es la suma de la carga estática y la carga dinámica:

$$CE = \text{nivel estático} + \text{abatimiento} + \text{altura de descarga} \dots (3.2)$$

$$CDT = CE + CD = \text{nivel estático} + \text{abatimiento} + \text{altura de la descarga} + \text{fricción} \dots (3.3)$$

Donde:

CE = Carga estática (m).

Nivel estático = Distancia vertical medida desde el nivel del suelo hasta el espejo del agua cuando no hay una bomba operando (m).

Abatimiento = Distancia vertical medida desde el nivel estático al nivel del agua cuando opera una bomba (m).

Altura de descarga = Distancia vertical medida desde el nivel del suelo hasta el punto donde el agua es descargada (m).

CD = Carga dinámica, fricción (m).

• Carga estática

La carga estática puede obtenerse con mediciones directas. Se trata de la distancia vertical que el agua se desplaza desde el nivel de abatimiento del pozo hasta la altura en que se descarga el agua. La carga estática es entonces la suma del nivel estático, el abatimiento y la altura de la descarga. Todos los pozos experimentan el fenómeno de abatimiento cuando se bombea agua. El abatimiento es la distancia que baja el nivel del agua debido a la constante extracción de ésta.

• Carga dinámica (fricción)

La carga dinámica, es el incremento en la presión causado por la resistencia al flujo del agua debido a la rugosidad de las tuberías y componentes como codos y válvulas. Esta rugosidad depende del material usado en la fabricación de las tuberías. Los tubos de acero producen una fricción diferente a la de los tubos de plástico PVC

de similar tamaño. Además, el diámetro de los tubos influye en la fricción. Mientras más estrechos, mayor es la resistencia producida.

Para calcular la carga dinámica, es necesario encontrar la distancia que recorre el agua desde el punto en que el agua entra a la bomba hasta el punto de descarga, incluyendo las distancias horizontales, así como el material de la línea de conducción y su diámetro. Con esta información se puede estimar la carga dinámica de varias maneras.

1) Valor por omisión

La carga dinámica es aproximadamente el 2% de la distancia de recorrido del agua o lo que es equivalente a la longitud total de la tubería. Por lo general el resultado es una estimación conservadora si se asume que los sistemas de bombeo solar típicos tienen flujos de menos de 1 L/s y las bombas recomendadas se conectan a tuberías de diámetro amplio.

2) Fórmula de Manning

La fórmula de Manning se expresa de la siguiente forma:

$$CD = H_f = k * L * Q^2 \dots (3.4)$$

Donde:

H_f = Es el incremento en la presión causada por la fricción y expresada en distancia lineal (m).

k = Es una constante empírica con unidades de $(m^3/s)^{-2}$.

L = Es la distancia total recorrida por el agua en las tuberías. Su unidad es en metros (m).

Q = Es el flujo expresado en metros cúbicos por segundo (m^3/s) .

La constante k se obtiene de forma empírica después de experimentar con varios materiales y tamaños de tuberías. La tabla 3.1 proporciona estos valores de k en $(m^3/s)^{-2}$ para tuberías de plástico PVC y acero galvanizado.

Tabla 3.1 Valores de la constante k usado en la fórmula de Manning para el cálculo de la carga dinámica.

Material	Diámetro en pulgadas				
	0.5	0.75	1	1.5	2
PVC	9,544,491	1,261,034	291,815	31,282	7,236
Acero Galvanizado	19,909,642	2,631,046	608,849	65,263	15,097

3.2 Bombeo fotovoltaico

Actualmente hay miles de sistemas de bombeo fotovoltaico en operación en granjas y ranchos alrededor del mundo. Los sistemas fotovoltaicos pueden satisfacer un amplio rango de necesidades que van desde pequeños hatos (menos de 20 cabezas de ganado) hasta requerimientos moderados de irrigación. Los sistemas de bombeo solar son sencillos, confiables y requieren de poco mantenimiento. Tampoco se requiere combustible. Estas ventajas deben considerarse cuidadosamente cuando se comparen los costos iniciales de un sistema convencional con un sistema de bombeo solar.

Un sistema de bombeo fotovoltaico es similar a los sistemas convencionales excepto por la fuente de potencia. Un sistema de bombeo con energía solar típico se muestra en la figura 3.2. Los componentes principales que lo constituyen son: un arreglo de módulos fotovoltaicos, un motor, una bomba, un sistema de tuberías y un depósito de acumulación. Se puede disponer de un sistema de acondicionamiento de potencia (controladores CD/CD, inversores u otros dispositivos electrónicos) de acoplo entre el arreglo fotovoltaico al motor, para poder operar motores CA o para incrementar el rendimiento medio diario en sistemas con motores CD. El sistema ha de estar debidamente instalado y protegido, utilizando sensores de nivel en el pozo y en el depósito de acumulación para evitar el desperdicio del agua y la operación en vacío.

Los principales factores que determinan la configuración de un sistema de bombeo fotovoltaico son:

- Las condiciones hidráulicas.
 - La profundidad del nivel del agua en el pozo bajo la superficie.
 - La carga estática y la carga dinámica.
- La energía suministrada por el arreglo fotovoltaico a lo largo del día, determinada por la radiación solar y las condiciones climatológicas.

De acuerdo con estos factores, se pueden definir varias configuraciones de un sistema de bombeo fotovoltaico: sumergible, flotante, superficial, con bomba centrífuga o volumétrica, con motor de corriente directa o de corriente alterna.

Los componentes esenciales del sistema de bombeo en toda instalación se dividen en cuatro subsistemas los cuales son:

- Subsistema de generación o de arreglo fotovoltaico.
- Subsistema motor-bomba.
- Subsistema de acondicionamiento de potencia.
- Subsistema de acumulación.

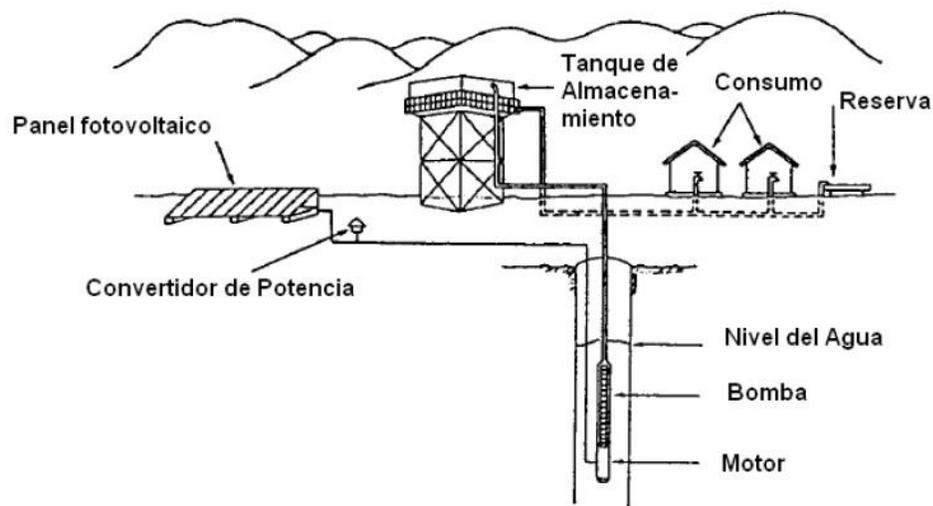


Figura 3.2 Esquema de una instalación típica de un sistema de bombeo solar.

El subsistema de generación fue descrito en el capítulo dos, a continuación se describen los demás subsistemas.

3.3 Subsistema motor-bomba

El subsistema motor-bomba está formado por un motor que acciona una bomba de agua. En general, los motores pueden ser de corriente directa (CD) o de corriente alterna (CA). Las bombas pueden ser centrífugas o de desplazamiento positivo. Por su situación en el pozo los sistemas motor-bomba pueden ser sumergibles, flotantes o de superficie.

3.3.1 Motores

Un motor es una máquina que transforma energía eléctrica en energía mecánica. Dependiendo del tipo de alimentación eléctrica, los motores pueden clasificarse básicamente en:

- Motores de corriente directa (CD).
- Motores de corriente alterna (CA).

Dependiendo del tipo de construcción, los motores de corriente directa pueden ser de imán permanente (con o sin escobillas), serie, shunt o compuesta y los motores de corriente alterna pueden ser monofásicos o trifásicos, síncronos o asíncronos.

El principio de funcionamiento de los motores es la inducción electromagnética, según el cual una espira por la que circula una corriente eléctrica dentro de un campo magnético está sometida a una fuerza de desplazamiento.

3.3.1.1 Motores CD

Las partes fundamentales de un motor de corriente directa son el inductor o estator que es la parte fija de la máquina, el inducido o rotor que es la parte giratoria, el colector que va montado sobre el mismo eje que el rotor y giran simultáneamente y las escobillas que son unos contactos a presión que rozan sobre el colector y tienen como misión la entrada y salida de la corriente del rotor.

Los motores de corriente directa se caracterizan por su voltaje, potencia y velocidad nominales y por el par motor. La potencia que puede desarrollar un motor es proporcional al par motor y a la velocidad. El par motor es proporcional al flujo inductor y a la intensidad de carga. La velocidad de giro del motor varía con el voltaje e intensidad de funcionamiento así como con el flujo magnético.

Uno de los principales inconvenientes que tienen los motores de corriente directa con escobillas es el desgaste de éstas con el funcionamiento. Aumentando el número de escobillas (de dos a cuatro o más) se puede aumentar considerablemente su tiempo medio de vida. Las tendencias actuales se dirigen al desarrollo de motores CD sin escobillas, conocidos como motores brushless, de muy alto rendimiento. Los motores CD sin escobillas tienen un rotor de imanes permanentes y un estator bobinado (normalmente a tres fases). La conmutación del campo, realizada por las escobillas en los motores CD convencionales, es realizada en este caso electrónicamente. La electrónica de control puede ir incorporada en el propio motor o ser externa. El circuito de conmutación electrónica constituye una fuente de pérdidas de potencia, pero no mayor que las pérdidas en la resistencia serie de los motores con escobillas. Las ventajas de estos motores estriban en la posibilidad de operar sumergidos reduciendo el mantenimiento por no tener que reemplazar las escobillas y presentar un rendimiento elevado y un grado de fiabilidad semejante al de los motores CA de inducción.

Las principales ventajas de los motores CD son:

- Altos rendimientos.

- No necesitan un inversor.
- En general están bien diseñados para acoplarse directamente al generador FV cuando accionan bombas centrífugas.

La utilización de motores CD con escobillas debe evitarse en sistemas sumergibles, ya que requieren mantenimiento regular que implica sacar la bomba del pozo (labor que puede resultar tediosa en grandes sistemas), son más caros que los motores CA y generalmente no se dispone de motores CD de grandes potencias, salvo diseños específicos.

3.3.1.2 Motores CA

Debido al gran número de aplicaciones para los que se han estado utilizando durante años se dispone de una gran variedad de motores CA. Su inclusión en un sistema fotovoltaico implica aumentar el coste económico debido a que necesitan la presencia de un inversor CD/CA. Además, se necesitan dispositivos electrónicos auxiliares para proporcionar las altas corrientes de arranque. Sin embargo, los motores CA son, en general, más eficientes y relativamente más baratos, siendo típicamente la mitad del costo de un motor CD de la misma potencia.

Los dos tipos básicos de motores CA son motores de inducción asíncronos y motores síncronos. Los habitualmente utilizados en sistemas de bombeo fotovoltaico son los motores de inducción asíncronos.

Los motores de inducción poseen pares de arranque muy bajos, siendo adecuados para bombas de bajo par de arranque, como las bombas centrífugas.

Los motores CA se componen fundamentalmente de dos partes, rotor y estator, y se caracterizan por su voltaje y potencia nominales, por su velocidad de giro, dependiente de la frecuencia de la tensión de alimentación y por el par motor. Los

motores de corriente alterna tienen un factor de potencia que limita el aprovechamiento de la corriente suministrada, dando lugar a pérdidas adicionales.

El par depende de la velocidad y de la corriente. El rendimiento de estos motores depende de la potencia activa de alimentación y de la carga. Si la carga es diferente de la carga nominal, el rendimiento suele decaer bruscamente.

En resumen, la selección de un motor depende de la eficiencia, disponibilidad, confiabilidad, acoplamiento a bombas y costos. Debido a que los arreglos FV proporcionan potencia en CD, los motores de CD pueden conectarse directamente, mientras que los motores de CA deben incorporar un inversor CD/CA. Los requerimientos de potencia en watts pueden usarse como guía general para la selección del motor. Los motores de CD de imán permanente, aunque requieren reemplazo periódico de las escobillas, son sencillos y eficientes para cargas pequeñas. Los motores de CD de campos bobinados (sin escobillas) se utilizan en aplicaciones de mayor capacidad y requieren de poco mantenimiento. Aunque son motores sin escobillas, el mecanismo electrónico que sustituye a las escobillas puede significar un gasto adicional y un riesgo de descompostura.

Los motores de CA son más adecuados para cargas grandes en el rango de diez o más caballos de fuerza. Los sistemas de CA son ligeramente menos eficientes que los sistemas CD debido a las pérdidas de conversión.

3.3.2 Bombas

Una bomba es una máquina capaz de transformar energía mecánica en energía hidráulica. Las bombas comunes disponibles en el mercado han sido desarrolladas pensando en que hay una fuente de potencia constante. Por otro lado, la potencia que producen los módulos fotovoltaicos es directamente proporcional a la disponibilidad de la radiación solar. Es decir, a medida que el Sol cambia su posición durante el día, la potencia generada por los módulos varía y en consecuencia la potencia entregada a la

bomba. Por esta razón se han diseñado algunas bombas especiales para la electricidad fotovoltaica las cuales se dividen, desde el punto de vista mecánico, en centrífugas y volumétricas o de desplazamiento positivo.

3.3.2.1 Bombas centrífugas

Tienen un impulsor que por medio de la fuerza centrífuga de su alta velocidad arrastran agua por su eje y la expulsan radialmente. Estas bombas pueden ser sumergibles o de superficie y son capaces de bombear el agua a 60 metros de carga dinámica total, o más, dependiendo del número y tipo de impulsores. Están optimizadas para un rango estrecho de cargas dinámicas totales y la salida del agua se incrementa con su velocidad rotacional.

Las bombas de succión superficial (figura 3.3) se instalan a nivel del suelo y tienen la ventaja de que se les puede inspeccionar y dar servicio fácilmente. Tienen la limitante de que no trabajan adecuadamente si la profundidad de succión excede los 8 metros.

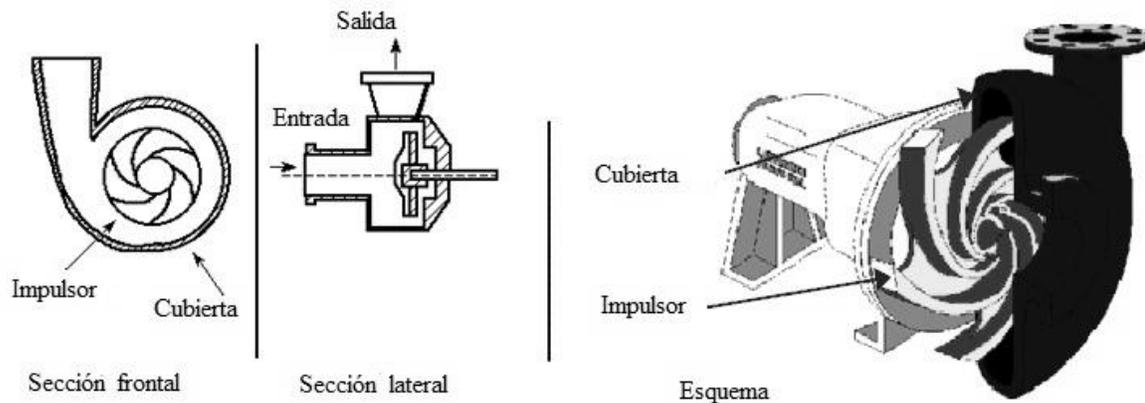


Figura 3.3 Bomba centrífuga superficial.

Hay una gran variedad de bombas centrífugas sumergibles. Algunas de estas bombas tienen el motor acoplado directamente a los impulsores y se sumergen completamente (figura 3.4). Otras, tienen el motor en la superficie mientras que los impulsores se encuentran completamente sumergidos y unidos por una flecha. Generalmente las bombas centrífugas sumergibles tienen varios impulsores y por ello, se les conoce como bombas de paso múltiple o de etapas.

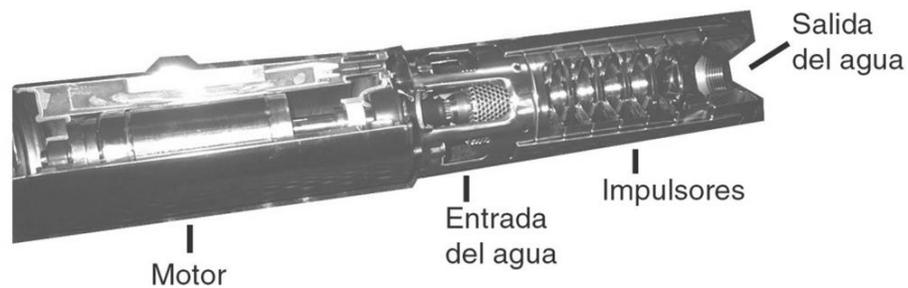


Figura 3.4 Bomba sumergible Grundfos.

Todas las bombas sumergibles están selladas y tienen el aceite de lubricación contenido para evitar contaminación del agua. Otras bombas utilizan el agua misma como lubricante. Estas bombas no deben operarse en seco porque sufren sobrecalentamiento y se queman.

3.3.2.2 Bombas volumétricas

Las bombas volumétricas o de desplazamiento positivo (figura 3.5), en las que se incluyen las bombas de cilindro y las bombas de diafragma, son adecuadas para el bombeo de bajos caudales y donde la profundidad es grande. Algunas de estas bombas usan un cilindro y un pistón para mover paquetes de agua a través de una cámara sellada. Otras utilizan un pistón con diafragmas. Cada ciclo mueve una pequeña cantidad de líquido hacia arriba. El caudal es proporcional al volumen de agua. Esto se traduce a un funcionamiento eficiente en un amplio intervalo de cargas dinámicas.

Cuando la radiación solar aumenta también aumenta la velocidad del motor y por lo tanto el flujo de agua bombeada es mayor.



Figura 3.5 Bomba de desplazamiento positivo con diafragma de 3 válvulas marca Shurflo.

➤ Bombas de cilindro: las bombas de cilindro han sido muy populares en aplicaciones de bombeo mecánico activadas por el viento, tracción animal o humana. Su principio consiste en que cada vez que el pistón baja, el agua del pozo entra a su cavidad y cuando éste sube, empuja el agua a la superficie. La energía eléctrica requerida para hacerla funcionar se aplica sólo durante una parte del ciclo de bombeo. Las bombas de esta categoría deben estar siempre conectadas a un controlador de corriente para aprovechar al máximo la potencia del arreglo fotovoltaico.

➤ Bombas de diafragma: estas bombas desplazan el agua por medio de diafragmas de un material flexible y resistente. Comúnmente los diafragmas se fabrican de caucho reforzado con materiales sintéticos. En la actualidad, estos materiales son muy resistentes y pueden durar de dos a tres años de funcionamiento continuo antes de requerir reemplazo, dependiendo de la calidad del agua. Existen modelos sumergibles y de superficie.

3.3.2.3 Selección de la bomba

Las bombas centrífugas y volumétricas ofrecen diferentes alternativas para diferentes rangos de aplicación. El proceso de selección de la bomba para un proyecto es de suma importancia. Existen en el mercado una multitud de marcas y características para las bombas, un sólo fabricante puede ofrecer más de 20 modelos de bombas y cada una tiene un rango óptimo de operación.

Las bombas más eficientes son las de desplazamiento positivo de pistón, pero no son recomendables para gastos medianos y grandes a baja carga dinámica total. La figura 3.6 indica el tipo de bomba adecuada que se recomienda en general según la carga dinámica total del sistema de bombeo y el volumen bombeado.

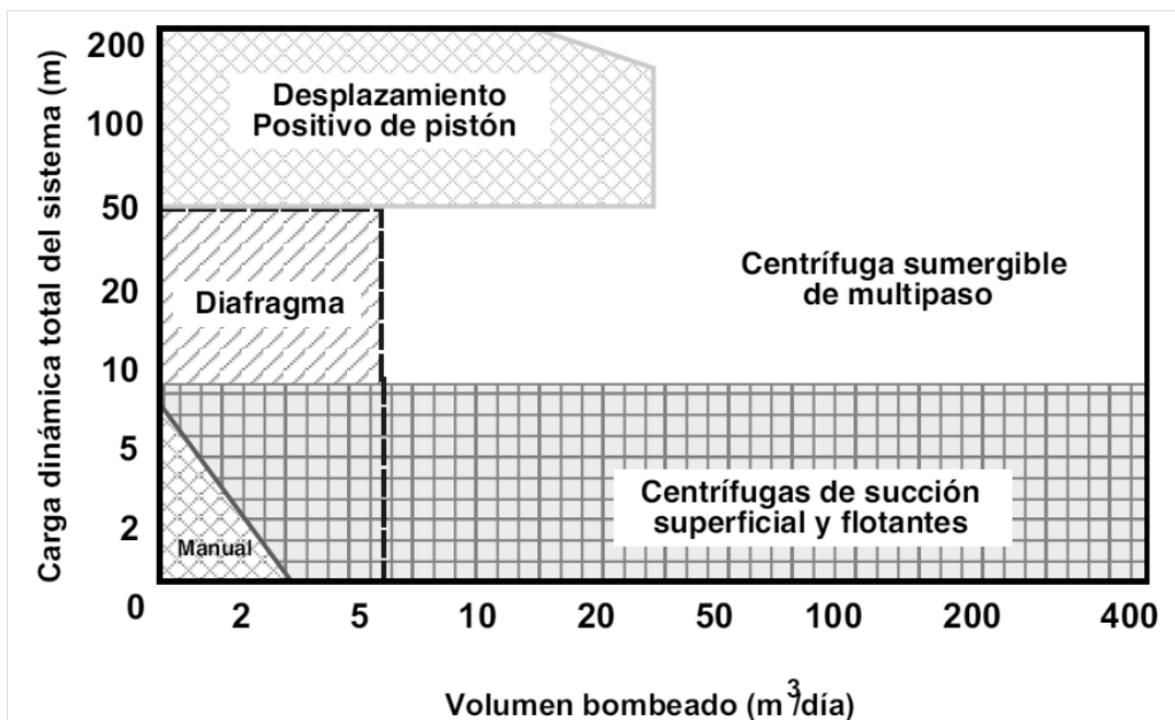


Figura 3.6 Intervalos comunes donde se aplican los diferentes tipos de bombas solares.

3.4 Subsistema de acondicionamiento de potencia

A una temperatura y nivel de irradiancia, un generador fotovoltaico tiene una característica I-V. Para maximizar la transferencia de energía, la carga eléctrica debe ser tal que su propia característica I-V intercepte a la del generador tan cerca del punto de máxima potencia como sea posible. El objetivo del circuito de acondicionamiento de potencia es proporcionar al motor/bomba la combinación más adecuada tensión/corriente, a la vez que asegura que el generador opera en su punto de máxima potencia.

Los dispositivos de acondicionamiento de potencia pueden ser:

- Dispositivos de acoplo de impedancia o convertidores CD/CD.
- Inversores CD/CA.

El empleo de dispositivos de acondicionamiento de potencia tienen la función de seguir el punto de máxima potencia para transferir la máxima energía posible al motor, se colocan entre el generador y la bomba y siempre son necesarios en el caso de bombas accionadas mediante motores CA (inversores). En general, la inclusión de estos equipos en el sistema implica pérdidas de potencia por autoconsumo y rendimiento del 4% al 7%, un costo adicional y una fuente potencial de fallos; por ello su uso solamente está justificado si el incremento en la energía hidráulica de salida es considerablemente mayor. El aumento del costo y la disminución de la fiabilidad se ven compensados por el aumento del rendimiento total del sistema.

Los convertidores CD/CD, debido a que su propósito principal es mantener tanto al generador como a la carga en su respectivo punto de trabajo óptimo, son seguidores del punto de máxima potencia y efectúan un ajuste de potencia para incrementar el rendimiento del sistema de bombeo a largo del día.

Sus principales cometidos en el sistema son:

- 1) Producir elevadas corrientes para que el motor pueda funcionar a bajos niveles de irradiancia.

- 2) Maximizar la potencia entregada por el generador fotovoltaico.
- 3) Convertir una potencia de entrada en una potencia de salida con el mayor rendimiento posible, ajustando los márgenes de voltaje y corriente de entrada y salida.

Los inversores CD/CA tienen la principal misión de transformar la corriente directa de salida del generador en corriente alterna, apta para su utilización por motores CA. Los inversores más comunes de sistemas fotovoltaicos aislados funcionan a 12, 24, 48 o 120 V de entrada en CD y salida a 120 o 240 en CA a 60 Hz.

Algunos inversores pueden soportar sobretensiones transitorias de hasta tres veces su capacidad, pero no pueden funcionar a capacidad máxima durante más de media hora sin sobrecalentarse. Son apropiados para la carga de arranque de motores pero, si se requiere su funcionamiento continuo, deben tener un exceso de capacidad sobre el valor de régimen. En general dicho exceso debe ser de 25 por ciento o más para aumentar la confiabilidad y vida útil.

Algunos parámetros importantes a la hora de la selección de un inversor son:

➤ Rendimiento de la conversión de potencia: es la relación entre la potencia de salida y la potencia de entrada del inversor. El rendimiento de los inversores para sistemas independientes variará en alto grado según el tipo y la demanda de carga de artefactos eléctricos.

➤ Potencia de régimen: indica el número de Watts que el inversor puede suministrar durante su funcionamiento normal. Se debe seleccionar un inversor que pueda proporcionar no menos del 125 por ciento de la demanda máxima de carga, para dejar un margen en caso que aumente la demanda en el futuro.

➤ Régimen de funcionamiento: es el período de tiempo que el inversor puede alimentar la máxima carga de artefactos eléctricos. El exceder este tiempo puede causar la falla del equipo. Esta es otra razón para comprar un inversor con exceso de capacidad, por ejemplo, 2.5kW para una carga de 2.0kW.

➤ Capacidad de sobretensión transitoria: la mayoría de los inversores puede exceder su potencia de régimen durante cortos períodos de tiempo (segundos). Deben determinarse o medirse los requisitos de sobretensiones de ciertas cargas de artefactos eléctricos. Algunos motores de C.A. requieren una corriente de arranque varias veces mayor que su corriente de funcionamiento. Esta corriente de arranque puede ser necesaria durante varios segundos.

➤ Regulación de tensión: indica las variaciones de tensión de salida. Los mejores inversores producen un valor de tensión eficaz (RMS) casi constante para una gran variedad de niveles de carga.

➤ Frecuencia: la mayoría de las cargas de artefactos eléctricos requieren corriente de 60 Hz, mientras que en otros países se usa generalmente 50 Hz. Los equipos de alta calidad requieren una regulación de frecuencia precisa. Cualquier variación puede causar un mal funcionamiento de relojes u otros dispositivos electrónicos con control de tiempo.

➤ Factor de potencia: es el coseno del ángulo entre las formas de onda de la tensión y de la corriente producidas por un inversor. Este factor varía de acuerdo con el tipo de carga. Las unidades de mejor calidad tienen circuitos diseñados para compensar el valor del factor de potencia.

3.5 Subsistema de acumulación

Debido a que los sistemas fotovoltaicos sin almacenamiento no proveen agua cuando el Sol no brilla, es necesario incluir en el sistema baterías o depósitos de almacenamiento de agua. Las baterías pueden almacenar la energía excedente en las horas de sol para suministrarla cuando ésta no sea suficiente para bombear el agua demandada y pueden mejorar el acoplo generador-motor. La inclusión de baterías en el sistema, en general, no es recomendable ya que disminuyen la fiabilidad del sistema, aumentan el coste del sistema de bombeo y las necesidades de mantenimiento.

Si se opta por un sistema con baterías debe implementarse el uso de un regulador, que instalado entre el generador fotovoltaico y la batería, tiene como objetivo impedir que la batería continúe recibiendo energía del generador una vez que ha alcanzado su carga máxima. Si, una vez que se ha alcanzado la carga máxima, se intenta seguir introduciendo energía en la batería, se inician procesos de gasificación o de calentamiento, éstos son peligrosos y acortarían la duración de la misma.

Otra función del regulador es la prevención de la sobredescarga o descarga profunda de la batería porque puede quedar dañada y perder gran parte de su capacidad de carga. La forma de evitar la sobredescarga es desconectar las baterías de los paneles. Esta desconexión se puede realizar de dos formas, las cuales dan lugar a los reguladores tipo serie y tipo paralelo.

Una forma alternativa de almacenar energía es mediante el uso de depósitos de almacenamiento de agua, los cuales, dependiendo de su capacidad, pueden proporcionar el déficit de agua en aquellos momentos en que el caudal bombeado no alcance el consumo demandado.

En aplicaciones de suministro de agua potable es esencial incluir un depósito de almacenamiento para asegurar varios días de autonomía. Para evitar el aumento de la altura manométrica con la inclusión del depósito es necesario cuidar la relación entre el diámetro y la altura del mismo. Además, éste debería estar cubierto con el objeto de minimizar las pérdidas por evaporación y entrada de suciedad.

Para sistemas de riego agrícola se pueden distinguir dos tipos de almacenamiento de agua:

- 1) Almacenamiento a largo plazo, en el cual se almacena el agua de un mes para otro.
- 2) Almacenamiento a corto plazo, permitiendo almacenar agua de un día para otro, lo que permite evitar la falta de agua en determinados días de baja radiación solar.

El almacenamiento a largo plazo necesita depósitos de gran volumen que lo hacen económicamente no aconsejables en la mayoría de los casos a no ser que ya estén disponibles por otras razones. Por esto, se recomienda el uso de pequeños depósitos de almacenamiento a corto plazo.

En resumen, almacenar agua en tanques es más económico que almacenar energía en baterías. Después de cinco años o menos, las baterías necesitan reemplazarse, mientras que la vida útil de un tanque de almacenamiento bien construido es de varias décadas.

3.6 Configuraciones típicas de bombeo FV

Los elementos de un sistema de bombeo FV se han de diseñar para operar conjuntamente acoplados, maximizando el rendimiento global del sistema. Es posible adoptar distintas soluciones para bombear un determinado volumen de agua a una determinada altura en función de los rangos de potencia (producto altura por caudal) requeridos en una aplicación específica. A pesar de que se instalan bombas de superficie y flotantes, la configuración más habitual, es una motobomba sumergible instalada en un pozo de sondeo.

La configuración de un sistema de bombeo FV viene determinada por la definición del tipo de generador FV, tipo de bomba y tipo de motor; así como tipo de acondicionamiento de potencia. Se pueden distinguir los siguientes tipos de sistemas de bombeo FV: sistemas de pequeña potencia (50-400 W_p ⁹) y sistemas de mediana potencia (400-1500 W_p).

⁹ El watt pico (W_p) representa la potencia eléctrica que entrega el módulo en Condiciones Estándar de Medida (CEM).

3.6.1 Sistemas de pequeña potencia (50-400 W_p)

Utilizan principalmente un motor DC accionando una bomba centrífuga o de desplazamiento positivo. Entre el generador FV y el motor se instala un convertidor DC/DC para mejorar su acoplo. En general son aplicaciones en el rango de los 150 m³/día.

Los componentes fundamentales de estos sistemas son:

- Generador fotovoltaico.
- Convertidor DC/DC (opcional).
- Motor DC.
- Bomba.
- Depósito de almacenamiento (opcional).

3.6.2 Sistemas de mediana potencia (400-1500 W_p)

Compuestos básicamente por una bomba centrífuga sumergible multiestado accionada por un motor AC de inducción y un inversor AC/DC de frecuencia variable y con SPMP (Seguidor de Punto de Máxima Potencia).

Son sistemas caracterizados por su elevada fiabilidad y amplia utilización desde las primeras instalaciones de bombeo FV. Su ciclo hidráulico está en el rango de 150 a 1,500 m³/día. Los componentes fundamentales de estos sistemas son:

- Generador fotovoltaico.
- Convertidor DC/AC.
- Motor AC.
- Bomba.
- Depósito de almacenamiento (opcional).

Para una potencia superior a 1 kW_p generalmente se elige una bomba sumergible centrífuga multietapa y motor asíncrono alimentado por un variador de frecuencia.

3.7 Impacto ambiental de la energía solar fotovoltaica

La energía solar como energía renovable, constituye, frente a los combustibles fósiles, una fuente inagotable de energía, contribuye al autoabastecimiento energético nacional y es menos perjudicial para el medio ambiente, evitando los efectos de su uso directo (contaminación atmosférica, residuos, etc.) y los derivados de su generación (excavaciones, minas, canteras, etc.).

Los efectos de la energía solar fotovoltaica sobre los principales factores ambientales son los siguientes:

➤ **Clima:** la generación de energía eléctrica directamente a partir de la luz solar no requiere ningún tipo de combustión, por lo que no se produce polución térmica ni emisiones de CO₂ que favorezcan el efecto invernadero.

➤ **Geología:** en la fabricación de los paneles fotovoltaicos no se producen alteraciones en las características litológicas, topográficas o estructurales del terreno.

➤ **Suelo:** al no producirse ni contaminantes, ni vertidos, ni movimientos de tierra, la incidencia sobre las características físico-químicas del suelo es nula.

➤ **Aguas superficiales y subterráneas:** no se produce alteración de los acuíferos o de las aguas superficiales ni por consumo, ni por contaminación por residuos.

➤ **Flora y fauna:** la repercusión sobre la vegetación es nula, y, al eliminarse los tendidos eléctricos, se evitan los posibles efectos perjudiciales para las aves.

➤ Paisaje: los paneles solares tienen distintas posibilidades de integración, lo que hace que sean un elemento fácil de integrar y armonizar en diferentes tipos de estructuras, minimizando su impacto visual. Además, al tratarse de sistemas autónomos, no se altera el paisaje con postes y líneas eléctricas.

➤ Ruidos: el sistema fotovoltaico es silencioso, lo que representa una ventaja frente a los generadores de motor en viviendas aisladas.

Por otra parte, la energía solar fotovoltaica representa la mejor solución para aquellos lugares a los que se quiere dotar de energía eléctrica preservando las condiciones del entorno.

3.8 Factibilidad de la operación solar

Los sistemas activados por el Sol representan una solución costeable para muchos usuarios alejados de fuentes convencionales de energía eléctrica. Este tipo de sistemas tienen algunas ventajas y desventajas que deben considerarse (tabla 3.2).

Tabla 3.2 Ventajas y desventajas del bombeo solar y otros sistemas de bombeo.

Tipos de tecnología para bombeo de agua	Ventajas	Desventajas
Manual	<ul style="list-style-type: none"> - Es posible la construcción local. - Fácil mantenimiento. - Bajos costos de capital - No hay costos de combustible. 	<ul style="list-style-type: none"> - Pérdida de mano de obra. - El uso del pozo puede que no sea eficiente. - Es posible que los caudales sean bajos.
Eólico	<ul style="list-style-type: none"> - Operación sin atención. - Fácil mantenimiento. - Vida larga. - Es posible la construcción local. - No se necesita combustible. 	<ul style="list-style-type: none"> - Se necesita abastecimiento de agua para periodos con poco viento. - Diseño y planificación del proyecto complicado. - No es fácil instalar. - Se necesita viento frecuente.
Solar FV	<ul style="list-style-type: none"> - Operación sin atención. - Fácil mantenimiento. - Bajos costos de operación y mantenimiento. - Vida larga (de 15 a 40 años). - Fácil instalación. - Sistema limpio (no hay emisiones). - No se necesita combustible. 	<ul style="list-style-type: none"> - Altos costos iniciales. - Producción de agua variable dependiendo de las condiciones meteorológicas. - Se necesita personas técnicas para la instalación y si acaso reparación. - Requiere frecuente sol.
Diesel o gasolina	<ul style="list-style-type: none"> - Rápido y fácil para instalar. - Bajos costos iniciales. - Mucha experiencia. - Es posible que sea portátil. - Mucha fuerza. 	<ul style="list-style-type: none"> - Altos costos de combustible, filtros y aceite. - Altos costos de mantenimiento. - Vida de operación corta. - Se necesita reemplazo. - Ruido y contaminación. - Incertidumbre del precio futuro de diesel.

El éxito de una instalación de bombeo con energía solar está directamente relacionado con el conocimiento de las condiciones y recursos del sitio, la elaboración de un proyecto de bombeo es un proceso que requiere de tiempo y recursos, la inversión inicial es relativamente alta y por tanto debe realizarse con cuidado.

Durante el diseño deben considerarse los siguientes puntos:

- La disponibilidad de otras fuentes de energía como la electricidad de la red de distribución, gasolina, diesel, viento, etc.
- La aplicación que se pretende dar al agua extraída, ya que de esto dependerá la cantidad de agua necesaria a utilizarse por día.
- Las características del bombeo en términos de distancia, volumen, profundidad de la extracción y altura de descarga del agua.
- La disponibilidad del recurso solar, es decir, qué tanta energía solar hay en la región geográfica.

3.8.1 Disponibilidad de otras fuentes de energía

La disponibilidad de otras fuentes de energía es el primer factor que debe analizarse con cuidado. Por ejemplo, debe investigarse la distancia a la red eléctrica más cercana o la existencia de bombas de motores de combustión interna, ya que podría ser más costoso extender la red hasta el lugar de la obra o rehabilitar los motores de combustión interna. En el caso de la red eléctrica debe investigarse que tan lejos deberá estar la red para que sea rentable su extensión. La respuesta es variable. Por ejemplo, en zonas desérticas la extensión es más barata que en zonas montañosas. Si sólo se requiere electricidad para abastecer un sistema de bombeo, según datos de la CFE, el costo más barato por extender la red, a baja tensión, es de MXN\$ 85,000 con un transformador de 10 kVA, se use o no tal potencia. Generalmente se considera la opción solar en proyectos en que la red de distribución está a más de medio kilómetro.

Por otra parte, la disponibilidad de combustibles como la gasolina o el diesel a un precio accesible podría hacer que la opción solar sea menos competitiva.

3.8.2 Aplicaciones del sistema de bombeo solar

En los sistemas de bombeo fotovoltaico la demanda de agua se especifica por día, por lo que el siguiente factor en consideración es el uso que se pretende dar al agua bombeada.

Las aplicaciones típicas y rentables son aquellas de relativa baja demanda como abrevaderos para ganado y consumo humano. El riego de parcelas de cultivo por lo general no es costeable debido a su gran demanda de agua y bajo valor de las cosechas obtenidas, además sus necesidades de agua se caracterizan por su gran variación estacional, ya que dependen del tipo de cultivo que se pretenda regar. La excepción es cuando se trata de parcelas e invernaderos con sistemas de riego eficientes y cultivos de baja demanda de agua. En la figura 3.7 se ilustra un sistema de irrigación por goteo de cultivos.

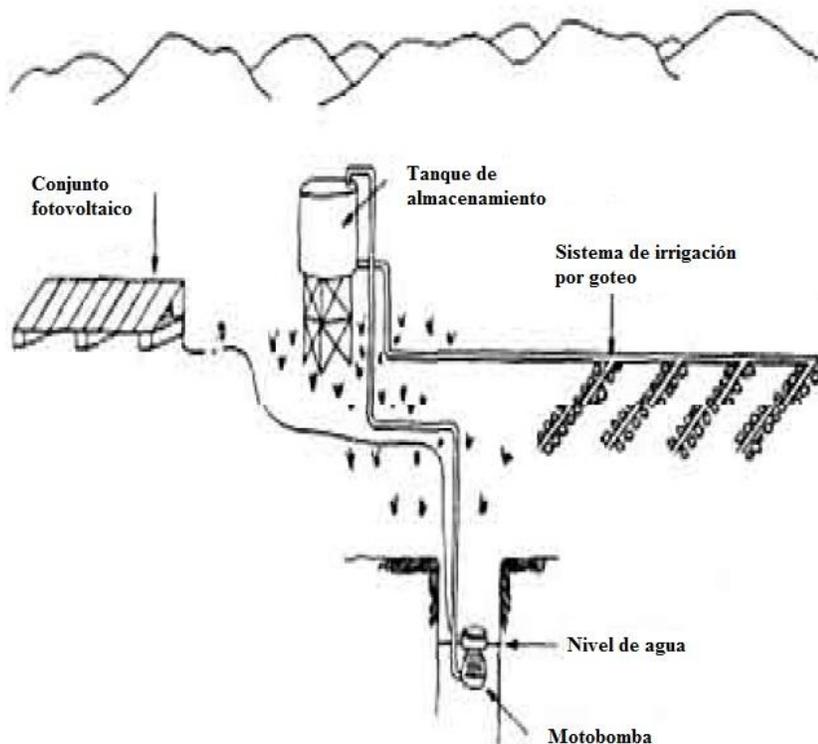


Figura 3.7 Sistema de riego con bombeo solar.

El abastecimiento de agua en zonas rurales, bien para consumo humano o de animales de granja, se caracteriza por una demanda de agua casi constante a lo largo del año. La figura 3.8 ilustra el montaje de un sistema fotovoltaico con una bomba sumergida para la provisión de agua a un grupo de viviendas rurales.

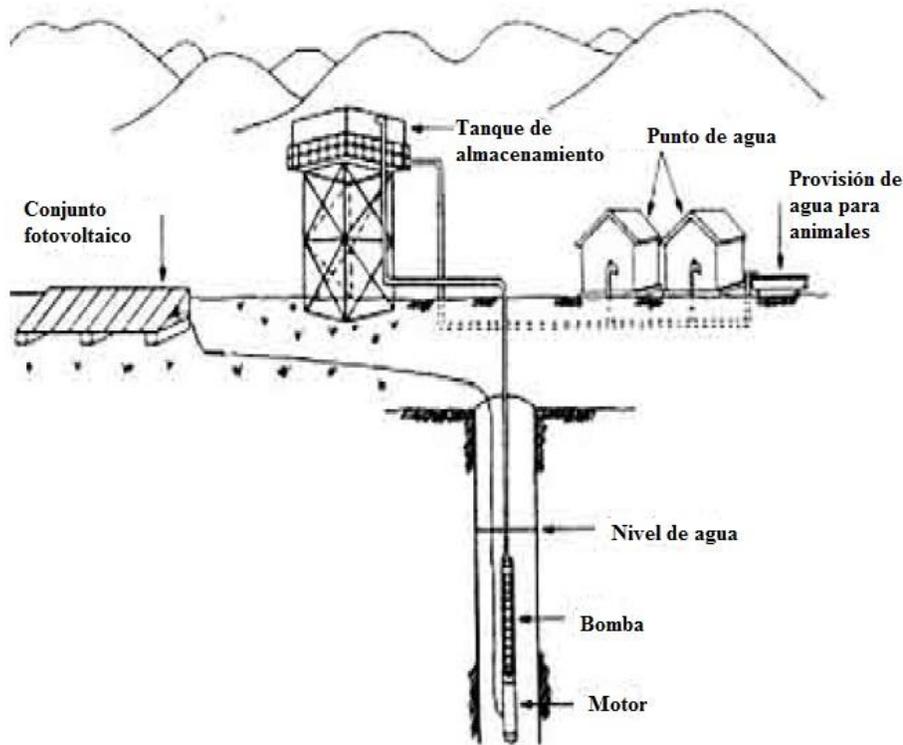


Figura 3.8 Sistema para provisión de agua a viviendas rurales.

3.8.3 Características del bombeo

El volumen de agua requerido diariamente no es suficiente indicador del tamaño y costo del sistema de bombeo, también debe conocerse la carga dinámica total (CDT). Por ejemplo, se requiere más energía para extraer un metro cúbico de agua con una CDT de 10 metros que con una CDT de 5 metros.

Una buena indicación del tamaño y costo del sistema es determinando el ciclo hidráulico usando la ecuación (3.1). Por ejemplo, 5 m^3 a bombear con una CDT de 15 m dan un ciclo hidráulico de 75 m^4 . Así mismo, 15 m^3 a bombear con una CDT de 5 m también dan 75 m^4 . En ambos casos la energía requerida es aproximadamente la misma y el costo de estos sistemas es muy similar. “La experiencia muestra que un proyecto es económicamente viable cuando el ciclo hidráulico no sobrepasa los $1,500 \text{ m}^4$.”¹⁰

El ciclo hidráulico de un proyecto permite determinar la tecnología más apropiada, como se muestra en la gráfica de la figura 3.9, la cual nos indica la tecnología más apropiada de acuerdo al volumen diario y a la carga dinámica total.

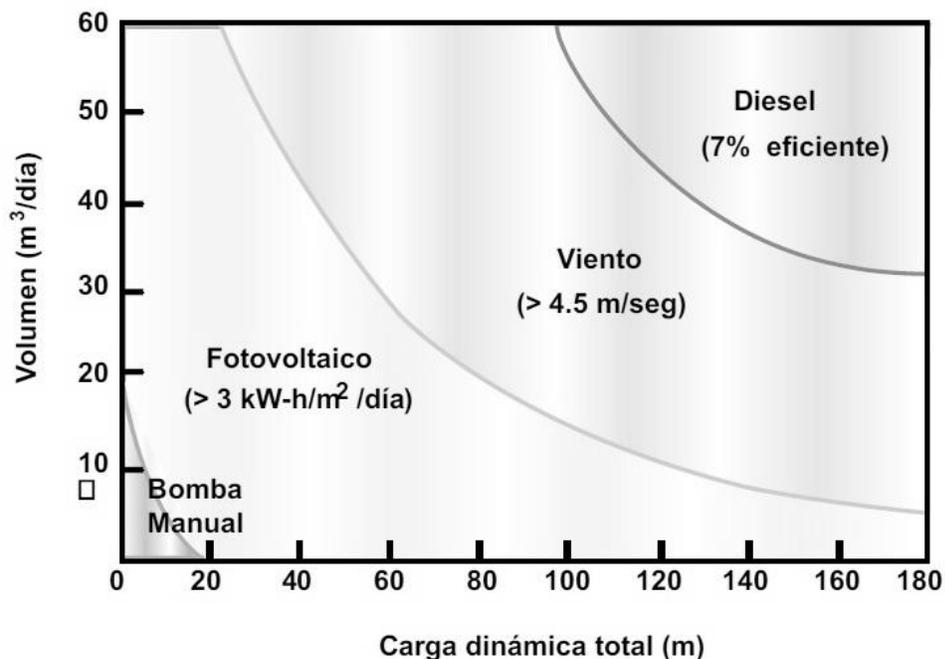


Figura 3.9 Selección de la tecnología de bombeo de acuerdo al volumen diario y carga dinámica total.

Para encontrar la tecnología más apropiada, sólo se busca la intersección del volumen diario requerido con la carga dinámica total de bombeo.

¹⁰ Sistemas de bombeo fotovoltaico. Miguel Alonso Abella, Faustino Chenlo Romero.

3.8.4 Disponibilidad del recurso solar

México cuenta con un excelente recurso solar en casi todo su territorio. En la mayor parte del país, los días son largos y despejados durante el verano. En el campo hay una relación directa a favor del uso de la energía solar: los días de mayor necesidad de agua son aquellos en que el Sol es más intenso.

En la actualidad existen tablas, mapas y programas que indican la insolación mensual promedio para diferentes zonas geográficas. Para que un proyecto sea viable, se recomienda que la insolación en el sitio sea al menos de 3 kWh/m^2 de energía solar para justificar la instalación del sistema de bombeo solar.

El diagrama de flujo de la figura 3.10 muestra una alternativa para llevar a cabo la selección del tipo de tecnología que se puede utilizar para un sistema de bombeo de agua, ya sea un sistema convencional o un sistema solar, considerando la distancia a la red, el ciclo hidráulico y el recurso solar.

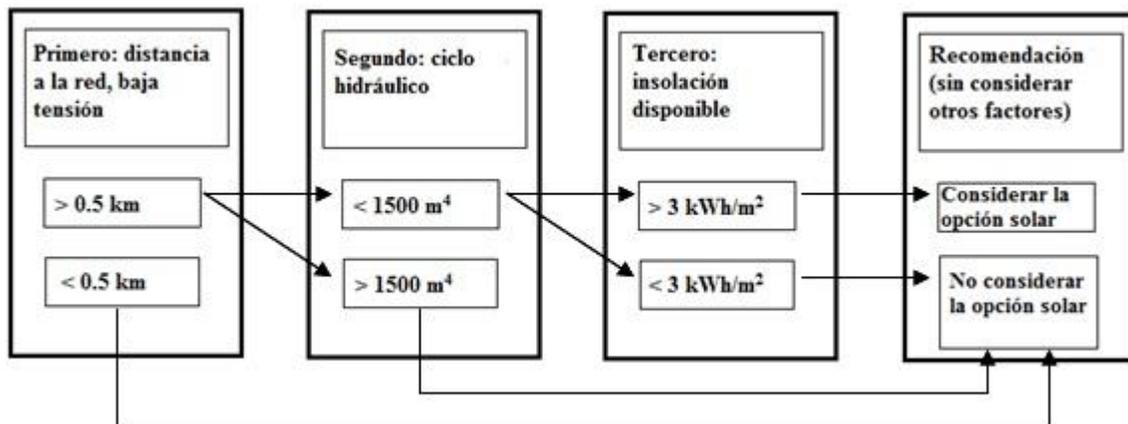


Figura 3.10 Diagrama de flujo considerando dos tecnologías de generación de energía para bombeo.

CAPÍTULO 4

CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARA EL BOMBEO DE AGUA

4.1 Dimensionamiento

Antes de iniciar el dimensionamiento de un sistema de bombeo activado con energía solar, es necesario contar con información básica que puede obtenerse directamente en el lugar de la obra. Se necesita conocer la demanda diaria de agua en el mes más crítico del año, llamado “mes de diseño”, y las características físicas del pozo.

4.2 Proceso de dimensionamiento

El proceso de diseño de un sistema de bombeo solar se puede abordar mediante diferentes métodos dependiendo su complicación, del número de variables consideradas y del grado de optimización en la obtención de los resultados. En general, existen tres pasos necesarios a seguir:

- Evaluación de la energía hidráulica necesaria.
- Evaluación de la energía solar disponible.
- Definición del equipo de bombeo y arreglo fotovoltaico necesario.

El método de dimensionamiento expuesto a continuación está basado en cálculos sobre valores medios mensuales de la energía hidráulica necesaria y de la radiación solar disponible, así como en las definiciones de rendimiento pico del subsistema motor-bomba y rendimiento energético diario.

4.2.1 Determinación de las necesidades de energía hidráulica

Como primer paso es necesario saber cuál va ser el volumen de agua a utilizar y la carga dinámica total para poder determinar la energía hidráulica necesaria.

4.2.1.1 Volumen de agua necesario

Es necesario conocer el volumen de agua diario medio mensual (l/día o m³/día) necesario para satisfacer la demanda de la aplicación. Las diferentes demandas pueden ser:

- Agua para consumo humano.
- Agua para consumo de animales domésticos.
- Agua para riego de cultivos.

Este dato se obtiene haciendo una estimación con los datos del lugar dependiendo de las diferentes demandas a las que se destine el sistema. Es importante realizar un estudio previo de la capacidad del pozo del que se va a bombear y realizar un estudio de las variaciones estacionales del agua para prever la situación de la bomba y que no trabaje en vacío. Se suelen colocar interruptores que cortan la alimentación del motor en el caso de que el nivel del agua en el pozo descienda por debajo del nivel de aspiración de la bomba.

Para seleccionar el sistema adecuado hay que tener en cuenta el tipo de consumo que se va a realizar:

➤ Consumo continuo: usado en el abastecimiento de agua para casas de campo, en las que el consumo puede ser tanto por el día como por la noche, en invierno o verano. En este caso es necesario determinar las necesidades diarias por persona y, en su caso, por cada animal que vaya a consumir agua del sistema y la capacidad del depósito de almacenamiento. Para asegurar un suministro continuo es necesario contar con un depósito de acumulación que suministre agua durante la noche y en días

nublados. Su capacidad se calcula estimando las necesidades diarias y multiplicándolas por el número de días de reserva.

➤ Consumo estacional: como en el caso de los sistemas de riego, en los que las necesidades de agua son aproximadamente proporcionales a la intensidad de la radiación solar, y habitualmente localizadas en el verano. En este caso es necesario conocer las necesidades máximas diarias de agua del cultivo en el que se va a implantar el sistema de riego.

Existen tablas que indican la cantidad de agua que consumen al día personas, animales y sistemas de riego, como la tabla 4.1. Si el consumo de agua varía a lo largo del año, se puede dimensionar sobre los valores medios diarios para cada uno de los meses del año.

Tabla 4.1 Ejemplo de consumo de agua personas, animales y riego.

Consumo humano		Consumo animal		Sistema de riego	
Por persona	Litros/día	Animal	Litros/día	Riego por goteo	m ³ /Ha/día
Mínimo	30	Caballo	50	Mínimo	10
Máximo	400	Buey	20	Máximo	50
		Ganado vacuno	50		
		Vaca lechera	57		
		Cerdo	20		
		Oveja	8		
		Cabra	8		
		Pollos	0.23		

4.2.1.2 Determinación de la CDT y la energía hidráulica

Es la presión efectiva que debe vencer la bomba. Para su correcta determinación es necesario determinar los siguientes conceptos:

➤ Carga estática (m). Se obtienen los valores del nivel estático, abatimiento y altura de descarga, mediante mediciones directas en el pozo. Después se suman para obtener la carga estática, ecuación (3.2).

➤ Carga dinámica (m). Para calcular la carga dinámica si no se cuenta con suficiente información, puede utilizarse el valor por omisión de 2% del largo de la tubería. Si se tiene el valor del caudal puede utilizarse la fórmula de Manning, ecuación (3.4).

➤ Carga dinámica total, CDT (m). Se calcula sumando la carga estática más la carga dinámica, ecuación (3.3).

Una vez conocida la CDT se procede a calcular la energía hidráulica (kWh/d) mediante la ecuación:

$$E_h = \frac{\rho * g * Q * CDT * \frac{1 \text{ kWh}}{3,600,00 \text{ J}}}{t} \dots (4.1)$$

Donde:

E_h = Energía hidráulica diaria del sistema (kWh/d).

ρ = Densidad del agua, 1000 kg/m³.

g = Aceleración de la gravedad, 9.81 m/s².

Q = Volumen de fluido a impulsar diario (m³/d).

CDT = Carga dinámica total (m).

t = Tiempo (día).

4.2.2 Calculo de la energía solar, ángulo de inclinación y mes crítico

El siguiente paso es el cálculo de la energía solar disponible, la orientación y el ángulo de inclinación óptimos del generador fotovoltaico. Primero se obtienen los

distintos valores de la radiación media diaria mensual incidente (G_{dm}) sobre una superficie a distintos ángulos de inclinación (cada inclinación del módulo comprendida entre 0° y 90° , tomando intervalos de 10° en 10°) y orientada al sur (0°), para cada mes como se observa en la tabla 4.2.

Tabla 4.2 Cuadro para el llenado de la G_{dm} a distintas inclinaciones para cada mes.

G_{dm} (kWh/m²día) a distintos ángulos de inclinación										
Mes	Gdm (0°)	Gdm (10°)	Gdm (20°)	Gdm (30°)	Gdm (40°)	Gdm (50°)	Gdm (60°)	Gdm (70°)	Gdm (80°)	Gdm (90°)
Enero										
Febrero										
.										
.										
.										
Noviembre										
Diciembre										

A continuación, una vez conocida la radiación para los distintos ángulos de inclinación, es necesario dividir la energía hidráulica mensual entre la radiación media diaria mensual, para cada mes de cada inclinación (ecuación 1.2).

Los cocientes entre la energía hidráulica y la radiación incidente se presentan como en la tabla 1.3 del capítulo 1. Se examinan los valores máximos de cada columna, que expresan el mes de cada inclinación donde se obtiene mayor energía hidráulica frente a la radiación solar que recibe el módulo. Luego, se selecciona de entre ellos, el valor mínimo (conocido como mes crítico), ya que dicho valor mínimo de entre los máximos, nos proporciona la inclinación óptima que debe darse al módulo fotovoltaico para satisfacer de la mejor forma posible nuestras necesidades de energía.

Otra forma más simplificada de calcular el mes crítico es dividiendo el volumen necesario ($m^3/día$) entre la insolación (HSP/día) que llega con una inclinación igual a la latitud del lugar. El resultado es el caudal pico (m^3/h) de agua que habrá que bombear al día por cada 1000 Wh que inciden sobre el panel. Para elegir el mes crítico, se elabora una tabla con cada mes del año y el caudal necesario para cada

uno, y se elije en el que hay mayor demanda. La inclinación para este caso, puede elegirse usando la tabla 1.2.

4.2.3 Determinación del equipo de bombeo

Con la información obtenida en los pasos anteriores, es posible seleccionar la bomba adecuada. La elección de la bomba se hará utilizando sus curvas características, CDT-volumen de agua, y teniendo en cuenta que el punto definido por la carga dinámica total del sistema y del volumen de agua demandado debe ser próximo al punto de diseño de la bomba en el cual se consiguen los rendimientos más elevados. La gráfica de la figura 3.6 puede usarse para determinar el tipo de bomba a utilizar, ya que relaciona el volumen de agua ($\text{m}^3/\text{día}$) con la CDT (m) que se necesitan para el sistema.

Todos los fabricantes publican tablas y gráficas que ayudan en la selección de la bomba adecuada. La tabla 4.3 muestra un ejemplo del cuadro de selección que publica un fabricante de bombas para energía solar, en la tabla se muestran distintos tipos de bombas a usar en relación a la CDT y el volumen de agua en $\text{m}^3/\text{día}$.

Tabla 4.3 Ejemplo del cuadro de selección de una bomba.

Altura	420 W	448 W	480 W	512 W	840 W	896 W	960 W	1024W	1440W	1536W	1680W	1920W
5M	8A-5	8A-5	8A-5	8A-5	14A-3	14A-3						
Invierno M ³ /Día	22	26	28	31	72	75	85	90	115	120	128	135
Verano M ³ /Día	42	46	51	58	109	110	119	125	150	155	165	170
Fujo Max. L/M	110	121	152	163	250	260	270	284	320	334	351	371
10M	5A-7	5A-7	5A-7	5A-7	8A-5	8A-5	8A-5	8A-5	14A-3	14A-3	14A-3	14A-3
Invierno M ³ /Día	12	13	15	17	35	38	41	45	70	75	85	90
Verano M ³ /Día	24	27	29	32	61	65	69	75	109	115	125	130
Fujo Max. L/M	64	102	112	122	230	247	261	284	413	436	474	493
15M	5A-7	5A-7	5A-7	5A-7	5A-7	5A-7	5A-7	5A-7	8A-5	8A-5	8A-5	8A-5
Invierno M ³ /Día	10	11	12	14	27	29	31	33	48	52	57	65
Verano M ³ /Día	19	22	24	26	44	48	52	57	82	87	94	111
Fujo Max. L/M	53	82	90	100	169	182	197	215	309	332	356	422
20M	5A-7	5A-7	5A-7	5A-7	5A-7	5A-7	5A-7	5A-7	5A-7	5A-7	8A-5	8A-5
Invierno M ³ /Día	5	6	7	8	20	22	24	26	38	40	43	51
Verano M ³ /Día	12	14	15	17	36	39	42	45	63	69	75	86
Fujo Max. L/M	36	52	58	66	136	148	157	169	239	260	284	326
25M	5A-7	5A-7	5A-7	5A-7	5A-7	5A-7	5A-7	5A-7	5A-7	5A-7	5A-7	5A-7
Invierno M ³ /Día	2	3	4	5	15	17	19	21	32	34	37	42
Verano M ³ /Día	7	9	11	12	29	32	34	38	53	57	61	70
Fujo Max. L/M	25.393	34.285	39.8796	46.9088	109.741	120.93	130.541	142.304	201.98	215.895	231.531	265.96
30M	3A-10	3A-10	3A-10	3A-10	3A-10	3A-10	3A-10	3A-10	5A-7	5A-7	5A-7	5A-7
Invierno M ³ /Día	2	2	3	4	11	13	14	15	24	27	30	35
Verano M ³ /Día	6	7	9	10	21	23	25	28	43	46	50	58
Fujo Max. L/M	21	28	33	38	80	87	95	106	163	176	191	218
40M	3A-10	3A-10	3A-10	3A-10	3A-10	3A-10	3A-10	3A-10	3A-10	3A-10	3A-10	5A-7
Invierno M ³ /Día	0	0	0	2	8	9	10	11	18	20	22	26
Verano M ³ /Día	3	4	5	6	16	18	19	21	32	35	39	45
Fujo Max. L/M	12	15	18	22	61	68	74	81	120	133	147	171
50M	2A-15	2A-15	2A-15	2A-15	3A-10	3A-10						
Invierno M ³ /Día	0	0	0	0	5	6	7	8	14	16	18	21
Verano M ³ /Día	1	2	3	4	11	12	14	16	26	28	30	34
Fujo Max. L/M	7	8	11	13	42	46	53	60	97	106	115	131
60M			2A-15	2A-15	2A-15	2A-15	2A-15	2A-15	3A-10	3A-10	3A-10	3A-10
Invierno M ³ /Día			0	0	4	4	5	6	9	11	12	15
Verano M ³ /Día			1	2	8	9	10	11	19	21	23	27
Fujo Max. L/M			5	8	31	35	38	43	71	79	88	103
70M					2A-15	3A-10						
Invierno M ³ /Día					2	2	3	4	8	9	10	12
Verano M ³ /Día					6	7	8	9	15	17	19	23
Fujo Max. L/M					22	26	30	34	57	65	74	89
80M					1.5A-21	1.5A-21	1.5A-21	1.5A-21	2A-15	2A-15	2A-15	2A-15
Invierno M ³ /Día					2	0	3	3	6	7	8	10
Verano M ³ /Día					5	4	6	7	12	14	15	18
Fujo Max. L/M					19	15	24	27	46	52	58	69
90M					1.5A-21	1.5A-21	1.5A-21	1.5A-21	2A-15	2A-15	2A-15	2A-15
Invierno M ³ /Día					0	0	2	2	5	6	7	8
Verano M ³ /Día					3	3	5	5	10	12	13	16
Fujo Max. L/M					12	11	17	20	39	44	50	60
100M					1.5A-21	1.5A-21	1.5A-21	1.5A-21	2A-15	2A-15	2A-15	2A-15
Invierno M ³ /Día					0	0	0	1	4	5	6	7
Verano M ³ /Día					2	2	4	4	9	10	13	14
Fujo Max. L/M					9	6	13	16	35	39	49	53
120M							1.5A-21	1.5A-21	1.5A-21	1.5A-21	1.5A-21	2A-15
Invierno M ³ /Día							0	0	3	3	4	5
Verano M ³ /Día							2	3	6	8	9	11
Fujo Max. L/M							8	11	24	29	34	42
200M												1A-28
Invierno M ³ /Día												1
Verano M ³ /Día												3
Fujo Max. L/M												11

Los fabricantes publican, para cada bomba, unas gráficas de rendimiento que relacionan el volumen de agua diario, la carga dinámica total, la radiación solar disponible y el tamaño del generador fotovoltaico, estas gráficas son conocidas como curvas de rendimiento, figura 4.1.

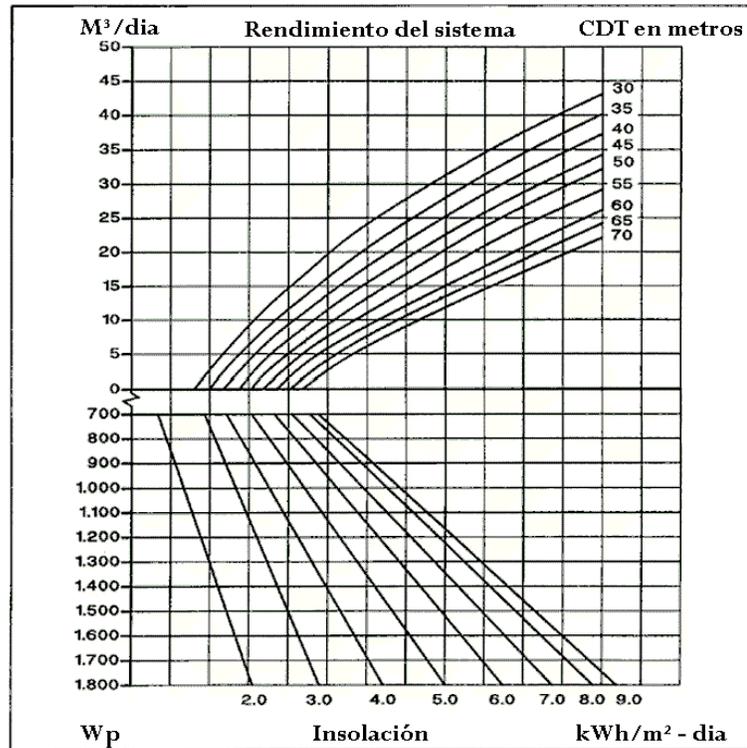


Figura 4.1 Ejemplo de una curva de rendimiento.

Estas curvas se usan de la siguiente forma:

- Una vez realizados los cálculos que nos dan el volumen de agua deseado, la carga dinámica total y la energía solar disponible, se selecciona entre las bombas una capaz de proveer la mayor cantidad de agua para la carga dinámica total.
- Utilizando la gráfica de rendimiento de la bomba, se localiza el volumen de agua en el margen de la gráfica y desde este punto, se traza una línea hacia la derecha hasta que cruce con la línea de la carga dinámica total que se ha calculado.
- Desde esta intersección se traza una vertical hasta la que se cruce con la línea correspondiente a la energía solar disponible en la localización.
- Por este punto se traza una horizontal hasta el eje que marca la potencia pico necesaria en el sistema generador.

En sistemas fotovoltaicos es frecuente el empleo de motobombas, equipos que integran de forma conjunta un motor eléctrico que acciona la bomba de agua, cuando se adquiere una bomba se incluye el motor y el controlador óptimos para el desempeño de ésta.

El motor debe ser capaz de soportar la potencia pico del generador fotovoltaico y por tanto el valor de su potencia eléctrica de entrada debe ser al menos la del generador FV. Hay casos en los que la potencia del motor puede ser inferior a la potencia pico del generador FV dando lugar a menores pérdidas por desacoplo, pero el motor soportará sobrevoltajes de operación y su tiempo de vida puede disminuir.

Una vez seleccionado el conjunto motor-bomba se deben tener en cuenta los siguientes datos: marca, modelo, tipo de bomba, tipo de motor, voltaje de operación (c.c./c.a.) y eficiencia de la bomba.

El voltaje de operación es el voltaje nominal del sistema al que debe funcionar durante el día. Este es el voltaje de admisión en el controlador o inversor.

La eficiencia de la bomba (η_{mb}) es la proporción de energía eléctrica transformada a energía hidráulica. Los rendimientos diarios varían con la altura dinámica total, la insolación y el tipo de bomba. La eficiencia debe estar anotada en las hojas técnicas de la bomba publicadas por el fabricante. Si no se dispone de esta información, pueden usarse los valores por omisión presentados a continuación, tabla 4.4:

Tabla 4.4 Valores por omisión de eficiencias de sistemas de bombeo.

Carga dinámica total (m)	Tipo de sistema de bombeo	Eficiencia (%)
5	Centrífuga de superficie	25
20	Centrífuga de superficie	15
20	Centrífuga sumergible	25
20 a 100	Centrífuga de paso múltiple	35
50 a 100	Desplazamiento positivo	35
Más de 100	Desplazamiento positivo (de palanca)	45

4.2.4 Determinación del arreglo fotovoltaico

Se procede a calcular la energía del arreglo FV (Wh/día) necesaria para la operación del sistema a partir de la fórmula (4.2):

$$E_e = \frac{E_h}{\eta_{mb} * \eta_{cc}} \dots (4.2)$$

Donde:

E_e = Energía del arreglo fotovoltaico necesaria para la operación del sistema (Wh/día).

E_h = Energía hidráulica (Wh/día).

η_{mb} = Eficiencia de la bomba (%).

η_{cc} = Eficiencia del controlador de carga, su valor típico es de 97%. En caso de que se utilice un inversor se sustituye éste valor por el de la eficiencia del inversor (η_i), con un valor usual de 95%.

4.2.4.1 Calculo del conductor

Los conductores eléctricos deben ser de cobre y la caída de tensión no debe exceder al 3% para voltajes de operación menores o iguales a 45 V, y no debe ser mayor al 5% para voltajes mayores de 45 V, esto medido en cualquier punto del sistema eléctrico. La mínima sección que debe tener un conductor de una línea en monofásico se calcula como:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\gamma \cdot e} \dots (4.3)$$

Donde:

S = Sección del conductor (mm²).

L = Longitud de la línea (m).

I = Intensidad que circula en el conductor (A).

e = Caída de voltaje admisible en el conductor (V).

γ = Conductividad eléctrica del material del conductor (cobre en este caso) a una cierta temperatura de trabajo (m/Ωmm²).

La conductividad del cobre puede variar con la temperatura como se indica en la tabla 4.5 :

Tabla 4.5 Conductividad del cobre a diferentes temperaturas, en m/Ωmm².

Material	20°C	70°C	90°C
Cobre	56	48	44

La siguiente tabla es una comparación entre los calibres AWG (American Wire Gauge) usados en América y los mm² del Sistema Métrico.

Tabla 4.6 Calibres AWG correspondientes a la sección en mm² del conductor.

Calibre AWG	Área del cobre (mm ²)
14	2.66
12	4.23
10	6.83
8	10.81
6	12.00
4	27.24
2	43.24
1/0	70.43
2/0	88.91
3/0	111.97

Las tuberías deben ser de acero galvanizado o de PVC para que resistan sin problemas de corrosión durante la vida útil de la instalación, estimada en más de 20 años.

4.2.4.2 Calculo de la carga eléctrica

A continuación se calcula la carga eléctrica que produce el arreglo fotovoltaico:

$$Carga\ eléctrica = \frac{E_e}{V_G * \eta_c} \dots\dots (4.4)$$

Donde:

Carga eléctrica = Producción de corriente del arreglo fotovoltaico en un día (Ah/día).

E_e = Energía del arreglo FV (Wh/día).

V_G = Voltaje nominal del sistema (Volts). Este es el voltaje de admisión en el controlador o inversor.

η_c = Factor de rendimiento del conductor (adimensional). Los conductores eléctricos bien seleccionados tienen una eficiencia aproximada de 95% en los sistemas de bombeo solar.

Posteriormente se calcula la corriente del proyecto:

$$I_G = \frac{carga\ eléctrica}{HSP} \dots\dots (4.5)$$

Donde:

I_G = Corriente necesaria para satisfacer la carga del sistema del mes de diseño (A).

HSP = Insolación expresada en hora solar pico para el mes de diseño (h-pico/día).

4.2.4.3 Selección del módulo fotovoltaico

A continuación es posible la selección del módulo fotovoltaico que se usará en el arreglo. Para la selección del módulo debe considerarse la tecnología que lo forma (módulo monocristalino, policristalino, amorfo), el voltaje, la corriente y la energía (potencia) que el arreglo fotovoltaico requiere. Una vez seleccionado el módulo deben especificarse las siguientes características señaladas en la tabla 4.7:

Tabla 4.7 Características de un módulo fotovoltaico.

Información del módulo fotovoltaico	
Marca y modelo:	
Tipo:	
V_{mp} :	V_{oc} :
I_{mp} :	I_{sc} :
$P_{m\acute{a}x}$:	

4.2.4.4 Corriente ajustada del proyecto

Una vez conocida la corriente necesaria para satisfacer la carga del sistema del mes de diseño, es necesario dividirla entre el rendimiento medio diario del generador en condiciones de operación (η_{fv}) también llamado factor de reducción del módulo. Es necesario dividirla por este factor debido a que los módulos fotovoltaicos pierden eficiencia debido a las condiciones de trabajo de campo. Esto se debe al efecto de temperatura, degradación con el tiempo, polvo en la superficie, cargas desiguales, etc. Una vez dividida la corriente del proyecto entre el factor de reducción, se obtiene una corriente ajustada del proyecto. Se tiene valores por defecto para η_{fv} de 95% de eficiencia en módulos cristalinos y 70% en módulos amorfos.

$$I_{G,ajustada} = \frac{I_G}{\eta_{fv}} \dots (4.6)$$

Donde:

$I_{G,ajustada}$ = Corriente mínima del arreglo necesaria para activar el sistema de bombeo (A).

I_G = Corriente necesaria para satisfacer la carga del sistema del mes de diseño (A).

η_{fv} = Rendimiento medio diario del generador en condiciones de operación.

Si se quiere un cálculo más exacto del η_{fv} se puede determinar mediante la siguiente ecuación:

$$\eta_{fv} = F_m[(1 - \gamma * (T_c - 25))] * \eta_g \dots (4.7)$$

Donde:

F_m = Factor de acoplo medio (°/1), definido como el cociente entre la energía eléctrica generada en condiciones de operación y la energía eléctrica que se generaría si el sistema trabajase en el punto de máxima potencia. Si no se conoce su valor se puede tomar como 0.95 en sistemas con seguimiento del punto de máxima potencia, 0.9 para bombas centrífugas y 0.8 para otro tipo de bombas.

γ = Coeficiente de variación de la potencia con la temperatura de las celdas (desde 0.004 hasta 0.005)/°C para el Si.

T_c = Temperatura media diaria de las celdas durante las horas de sol (°C).

η_g = Rendimiento del generador a la temperatura de 25°C y 1000 W/m² de irradiancia.

4.2.4.5 Módulos en paralelo

Para obtener el número de módulos en paralelo necesarios aplicamos la fórmula:

$$N_p = \frac{I_{G,ajustada}}{I_{mp}} \dots (4.8)$$

Donde:

N_p = Número de módulos conectados en paralelo. Si el valor encontrado no es un número entero, se anota el número entero inmediatamente mayor.

$I_{G,ajustada}$ = Corriente mínima del arreglo necesaria para activar el sistema de bombeo (A).

I_{mp} = Corriente correspondiente a la potencia máxima de un módulo (A).

4.2.4.6 Módulos en serie y total de módulos a utilizarse

Para obtener el número de módulos conectados en serie se divide el voltaje nominal del sistema entre el voltaje de máxima potencia del módulo:

$$N_s = \frac{V_G}{V_{mp}} \dots (4.9)$$

Donde:

N_s = Número de módulos conectados en serie. Si el valor encontrado no es un número entero, se anota el número entero inmediatamente mayor.

V_G = Voltaje nominal del sistema (V).

V_{mp} = Voltaje correspondiente a la potencia máxima del módulo (V).

Una vez obtenidos el número de módulos en serie y paralelo, se calcula el número total de módulos en el arreglo, y se calcula de la siguiente forma:

$$N_{total} = N_s * N_p \dots (4.10)$$

Donde:

N_{total} = Número de módulos necesarios para utilizar en el arreglo.

4.2.4.7 Tamaño del arreglo fotovoltaico

A continuación se realiza el cálculo de la potencia pico del arreglo fotovoltaico:

$$P_p = N_{total} * I_{mp} * V_{mp} \dots (4.11)$$

Donde:

P_p = Potencia pico del arreglo fotovoltaico (W_p).

Se puede repetir el proceso de elegir un módulo fotovoltaico hasta encontrar el menor número posible de módulos que satisfagan las necesidades del sistema de bombeo.

4.2.5 Verificación del volumen de agua bombeada

Se verifica el volumen de agua estimada al principio del proceso con el volumen de agua que se extraerá con el sistema calculado, para ello utilizamos la fórmula:

$$Agua\ bombeada = \frac{N_p * I_{mp} * V_G * \eta_{mb} * 367 * HSP * \eta_{fv}}{CDT} \dots (4.12)$$

Donde:

Agua bombeada = Volumen de agua bombeada en un día con este diseño (l/día).

N_p = Número de módulos que conectados en paralelo.

I_{mp} = Corriente correspondiente a la potencia máxima de un módulo (A).

V_G = Voltaje nominal del sistema (V).

η_{mb} = Eficiencia de la bomba (%).

HSP = Insolación expresada en hora solar pico para el mes de diseño (h-pico/día).

η_{fv} = Rendimiento medio diario del generador en condiciones de operación (%).

CDT = Carga dinámica total (m).

El factor 367 expresado en l-m/Wh se usa para calcular la energía (en watts-hora) necesaria para levantar un litro de agua una distancia de un metro. Este valor es una constante física.

CAPÍTULO 5

ASPECTOS ECONÓMICOS Y CONSIDERACIONES TÉCNICAS DEL SISTEMA

5.1 Aspectos económicos

La decisión de utilizar un sistema de bombeo fotovoltaico depende en gran medida del costo del sistema y de los beneficios económicos que se esperan. Este sistema de bombeo tiene un alto costo inicial comparado con otras alternativas de bombeo, sin embargo, no necesitan combustible y requieren menos mantenimiento y atención del operador. Debido a esta característica de los sistemas solares, el costo a largo plazo debe usarse para determinar si el sistema solar es económicamente viable.

5.1.1 Estimación del costo del sistema

La mejor manera de estimar el costo de un sistema de bombeo solar es obtener cotizaciones de uno o más proveedores locales. Se debe tomar en cuenta que el costo total de un sistema instalado incluye lo siguiente:

- Costo de materiales con todos los impuestos aplicables.
- Costo de instalación, garantías y acuerdo de mantenimiento.
- Margen de ganancia de la empresa.

En la figura 5.1 se representa un promedio del tanto por ciento del costo de cada uno de los componentes del sistema.

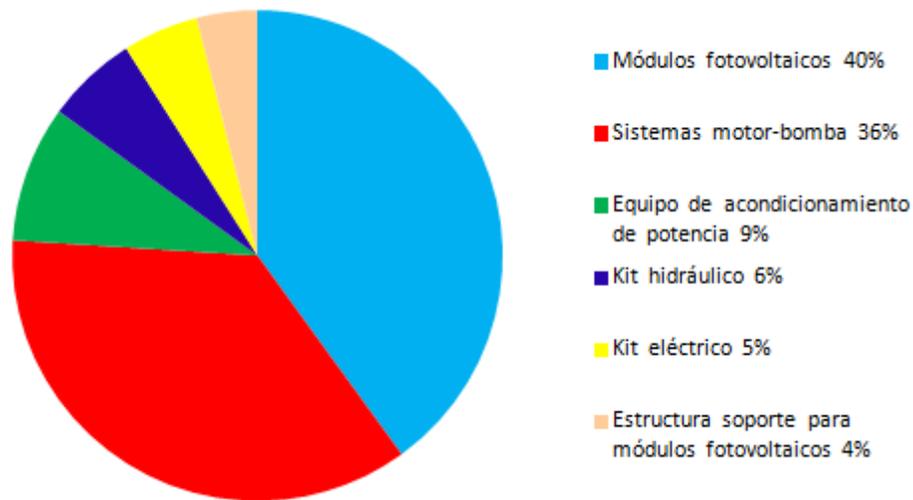


Figura 5.1 Gráfica del porcentaje del costo de los componentes del sistema de bombeo fotovoltaico.

El costo de instalación, garantía y mantenimiento varían de acuerdo al proveedor y el acceso al lugar del proyecto. Sin embargo, estos costos no exceden el 30% del costo total del sistema.

5.1.2 Tabla de costos

Una estimación del costo se puede obtener a partir de la demanda de agua (l/día), la carga dinámica total (m) y el recurso solar (HSP) del sitio. El apéndice B contiene una tabla de costos para sistemas de bombeo fotovoltaico en México. La tabla proporciona costos de paquetes para bombeo solar los cuales incluyen: módulos fotovoltaicos de acuerdo a la potencia requerida, estructura soporte para los módulos FV, motobomba sumergible especial para sistemas fotovoltaicos, controlador, cable para uso en agua y accesorios eléctricos para instalación, tubería de columna en P.V.C hidráulico, tramo de tubo de descarga y mano de obra.

En la tabla puede seleccionarse el sistema de bombeo más adecuado a partir del volumen de agua, la insolación y la CDT. Cabe aclarar que esta tabla está referida para sistemas de bombeo de pozo profundo.

5.1.3 Comparación de alternativas de bombeo

Por su alto costo inicial, los sistemas solares no son competitivos en lugares con servicio de electricidad convencional. Cuando no hay acceso a la red eléctrica, los sistemas solares y los de combustión interna son las alternativas más viables. Si existe un buen recurso solar en el lugar del proyecto (al menos 3 HSP) y cuando se requiere un ciclo hidráulico menor que 1,500 m⁴ por día, los sistemas solares podrían resultar más económicos a largo plazo que los sistemas de combustión interna. Aunque los sistemas de combustión interna generalmente cuestan menos inicialmente, su costo a largo plazo es elevado si se toma en consideración los gastos de combustible, mantenimiento y reparaciones.

5.1.4 Cálculo del costo del ciclo de vida útil (CCVU)

Este método permite calcular el costo total de un sistema de bombeo durante un periodo determinado, considerando no sólo los gastos de inversión inicial, sino también los gastos incurridos durante la vida útil del sistema. El CCVU es el “valor presente” del costo de inversión, los gastos de refacciones, operación y mantenimiento, transporte al sitio y el combustible para operar el sistema. Se entiende por valor presente el cálculo de gasto que se realizaría en el futuro y que aplicando las fórmulas para este efecto se estima cuánto dinero se requiere tener para este gasto:

$$\text{CCVU} = \text{CI} + \text{R}_{\text{vp}} + \text{OyM}_{\text{vp}} + \text{T}_{\text{vp}} + \text{C}_{\text{vp}} \dots (5.1)$$

Donde:

CI (capital de inversión inicial) = Es el valor presente del capital con que se pagará el equipo, diseño del sistema, ingeniería y gastos de instalación. Esta es la cantidad inicial que el usuario paga

R_{vp} (refacciones) = Valor presente de los gastos en piezas de reemplazo que se anticipan a lo largo de la vida del sistema.

OyM_{vp} (operación y mantenimiento) = Valor presente de los gastos de operación y mantenimiento programados. El combustible y refacciones no son incluidos en este costo. El costo de OyM incluyen el salario del operador, combustible para llegar al sitio, garantías y mantenimiento.

T_{vp} (transporte) = Valor presente del costo de la transportación al sitio del sistema. Este costo representa el combustible consumido en el viaje al sitio si es necesario para operar el sistema.

C_{vp} (combustible) = Este gasto es el costo del combustible consumido por el equipo de bombeo, si se trata de un sistema de diesel o gasolina.

El CCVU de varias alternativas se puede comparar directamente. La opción con el menor CCVU es la más económica a largo plazo.

5.1.4.1 Conceptos básicos

El valor presente (VP) es el costo ajustado al presente de gastos futuros utilizando la tasa de descuento real. El pago futuro puede representar un sólo pago o un pago anual.

1. Valor presente de un solo pago hecho en el futuro:

$$VP = VF * (1 + i_r)^{-n} \dots (5.2)$$

Donde:

VP = Valor presente.

VF = Cantidad que se paga en el futuro.

i_r = Tasa de descuento real.

n = Número años entre el presente y el año del pago.

Para una tasa de descuento y número de años dados, el factor de valor presente para un pago futuro, dado por $(1 + i_r)^{-n} = FVP$ se puede calcular o simplemente leer de la tabla de FVP Factor de Valor Presente de un Pago con Interés en el Apéndice C.

2. Valor presente de un pago fijo anual:

$$VP = VA * [(1 - 1/(1 + i_r)^n)/i_r] \dots (5.3)$$

Donde:

VP = Valor presente.

VA = Cantidad que se paga anualmente.

i_r = Tasa de descuento real.

n = Periodo en años durante el cual se incurre en el pago anual.

Para una tasa de descuento y un periodo dados, el factor de valor presente para pagos anuales, dado por $FVPA = [(1 - 1 / (1 + i_r)^n) / i_r]$ se puede leer de la tabla de FVPA Factor de Valor Presente de Pagos Anuales Fijos en el Apéndice D.

Para encontrar el FVP y el FVPA en las tablas, se localiza la columna que corresponde a la tasa de descuento real y la fila con el número de años. El valor de FVP o FVPA se encuentra en la casilla donde se cruzan la columna y la fila.

La tasa de descuento real (i_r) es igual a:

$$i_r = \text{tasa de interés} - \text{tasa de inflación} \dots (5.4)$$

La tasa de interés es la tasa a la que aumenta el capital si es invertido en certificados de depósito (CETES en México). La tasa de inflación es la tasa de aumento del dinero que es necesario pagar para comprar los mismos bienes o servicios durante un período de tiempo dado.

En algunos casos, la tasa de inflación anual del combustible es significativamente diferente a la inflación general de precios. Por ejemplo, el precio de combustible en México ha aumentado un promedio de 10% anual en los últimos años, mientras que la inflación general de precios ha alcanzado un promedio de 13% anual en el mismo periodo. Dado que los gastos anuales de combustible representan una buena porción del CCVU de los sistemas de combustión interna, se debe utilizar una tasa de descuento real para el combustible (i_{rc}) en el cálculo del valor presente:

$$i_{rc} = \text{tasa de interés} - \text{tasa de inflación del combustible} \dots (5.5)$$

Una vez conocidos la tasa de descuento real y los periodos de tiempo asociados, se puede encontrar el valor presente de cada gasto futuro y finalmente, el CCVU de la opción que se está considerando.

5.1.4.2 Pasos para determinar el CCVU

1. Determinar el periodo de análisis y la tasa de interés. Para hacer una comparación del CCVU de un equipo solar, generalmente se usa 20 años como periodo de análisis, ya que se considera que este es el tiempo de vida de estos sistemas.

2. Determinar el costo inicial del sistema instalado.

3. Estimar el costo anual de operación y mantenimiento. Para sistemas de combustión interna, se incluye partes (lubricantes, filtros, afinación) y mano de obra para mantenimiento así como el pago del operador del sistema. Si el sistema requiere visitas frecuentes para operación y mantenimiento, el costo del combustible utilizado para transporte al sitio puede ser significativo y se deberá considerar. La bomba es el único componente del sistema solar que está sujeto a desgaste mecánico. Bajo condiciones normales de operación, las bombas centrífugas no necesitan mantenimiento. La mayoría de las bombas pequeñas de diafragma requieren cambio de diafragmas y escobillas cada 3 a 5 años de operación continua.

4. Estimar la vida útil y el costo de reemplazo de componentes principales del sistema (bomba, motor, generador, etc.) durante el periodo de análisis. La vida útil varía dependiendo de la calidad de los componentes y condiciones de operación. La vida útil de componentes principales y el mantenimiento que requieren se estiman basados en experiencia previa o información contenida en manuales del fabricante. Si esta información no está disponible, se pueden usar los siguientes valores aproximados:

Tabla 4.1 Años de vida útiles de equipo de sistemas FV y sistemas de combustión interna.

Componente	Vida útil (años)	Mantenimiento
Arreglo FV y estructuras	20	Limpieza de superficie de panel
Controlador de potencia FV	10	Ninguno
Motor/bomba centrífuga sumergible	7-10	Ninguno o limpiar los impulsores
Bomba centrífuga superficial	7-10	Ninguno
Motor/bomba de diafragma sumergible	3-5	Cambio de diafragma cada 5 años
Generador diesel (10kW)	5-7	Aceite, filtros, afinación anual
Motores (3 a 5 hP)	3-4	Aceite, filtros, afinación anual
Motores (6 a 10 Hp)	4-6	Aceite, filtros, afinación anual

5. Estimar el costo anual del combustible que utiliza el sistema. El gasto anual de combustible de un sistema de combustión interna depende de las características del motor que se utiliza y las horas de operación necesarias para bombear agua. El tamaño mínimo de las motobombas comúnmente utilizadas es 3 Hp. Las horas anuales de operación se pueden estimar utilizando la siguiente fórmula:

$$\text{Horas anuales de operación} = \frac{1.33 \cdot \text{ciclo hidráulico (m}^3/\text{día} \cdot \text{m)}}{\text{eficiencia de la bomba} \cdot \text{potencia del motor (Hp)}} \dots (5.6)$$

La eficiencia de la bomba depende de la carga dinámica total. Los datos de campo indica que las motobombas en el rango de 3 a 15 Hp consumen

aproximadamente 0.25 litros de combustible por hora por cada Hp de potencia. Por consiguiente, el consumo anual de combustible (en litros) se puede estimar como sigue:

$$\begin{aligned} \text{Consumo anual de combustible(litros)} = \\ 0.25 \text{ litros por hora por Hp} * \text{potencia del motor (Hp)} * \\ \text{horas anuales de operación..... (5.7)} \end{aligned}$$

Para sistemas con generador y bomba sumergible, se usa la misma fórmula para estimar las horas anuales de operación, teniendo en cuenta que la potencia del motor (Hp) se refiere a la potencia del motor eléctrico que acciona la bomba. Estos sistemas consumen más combustible debido a que el motor de combustión del generador es más grande que el motor eléctrico de la bomba. Como aproximación, el consumo anual de combustible (en litros) está dado por la fórmula siguiente:

$$\begin{aligned} \text{Consumo anual de combustible(litros)} = \\ 1 \text{ litro por hora por Hp} * \text{potencia del motor(Hp)} * \text{horas anuales de operación....} \\ (5.8) \end{aligned}$$

Donde la potencia del motor (Hp) se refiere a la potencia del motor eléctrico que acciona la bomba.

6. Calcular el valor presente de los gastos anteriores utilizando las fórmulas (5.2) y (5.3).

7. Calcular el CCVU del sistema utilizando la fórmula (5.1).

5.2 Instalación, operación y mantenimiento

Para asegurar la durabilidad del sistema, la seguridad del operador y la rentabilidad de la inversión es necesario llevar a cabo una correcta instalación y un proceso adecuado de operación y mantenimiento.

5.2.1 Instalación del sistema

Un sistema de bombeo solar es un sistema fotovoltaico aislado, lo cual significa que se encuentra alejado de la red de distribución eléctrica, por lo tanto, la instalación de este sistema se lleva a cabo en localidades remotas y de difícil acceso para el personal dedicado a la reparación y mantenimiento del sistema. Cualquier componente del sistema puede fallar si no es instalado adecuadamente, para evitar esto se debe seguir un procedimiento de instalación que cuando mínimo cubra lo siguiente:

- Verificación de la fuente de agua (capacidad de producción por temporada).
- Obra civil (cimientos, tuberías y sistema de almacenamiento).
- Prueba y ensamblaje de los componentes del sistema (mecánicos y eléctricos).
- Comprobación de conexiones mecánicas y eléctricas.
- Verificación de los modos de operación del sistema.
- Verificación del desempeño del sistema.
- Entrenamiento al usuario del sistema (operación y mantenimiento).

5.2.2 Especificaciones para la instalación del sistema

1) Cableado y conexiones eléctricas

a) Todas las conexiones y empalmes, excepto el empalme del cable de las bombas sumergibles, deben estar contenidas dentro de cajas accesibles y apropiadas para uso en intemperie.

b) Todas las conexiones y empalmes deben hacerse con conectores o en terminales de tipo y tamaño apropiado para el conductor.

c) Todas las conexiones eléctricas deben tener alivio de tensión.

d) El empalme sumergible de la bomba o sensores (si se aplica) deberán quedar mecánicamente seguros y deben aislarse mediante tubos termo-compresibles marinos o encapsulante de resina.

e) Los cables que vayan dentro del pozo (hacia el motor o sensores) deben quedar firmemente sujetos a la tubería usando cinta eléctrica, cinchos o corbatas resistentes a la corrosión.

f) En todos los puntos de conexión y empalmes deberá de haber un excedente de 20 cm de cable para permitir ajustes o reparaciones futuras.

g) La entrada de los cables del arreglo a las cajas de conexión de los módulos (con o sin conduit) deben quedar selladas para impedir la entrada de agua.

h) Los cables que salgan del control hacia el brocal del pozo o hacia el sensor en el tanque (si se aplica) deberán ser instalados en ducto no-metálico y enterrado a 30 cm de profundidad para protegerlos contra daños físicos.

i) Todos los orificios y tapas de los gabinetes y cajas de conexiones eléctricas deben quedar selladas para impedir la entrada de agua e insectos.

2) Conexiones hidráulicas

a) La tubería entre la bomba y el brocal de la fuente puede ser de PVC hidráulico, poliducto, o tubería de fierro galvanizada.

b) Se puede usar manguera tipo tramada de alta resistencia en la succión (o de la bomba a la descarga) para profundidades máximas de 10 metros y gastos máximos de 10 litros por minuto.

c) Si la longitud es de hasta 25 m, la tubería de la succión a la descarga deberá ser PVC cédula 40 o poliducto de resistencia equivalente.

d) Para distancias mayores a 25 m, se usará PVC cédula 80, tubo galvanizado cédula 40 o poliducto de alta densidad de resistencia equivalente.

e) No se deben usar partes (tuberías y conectores) de metales diferentes para evitar la corrosión acelerada.

f) El flujómetro debe estar firmemente sujeto para evitar daños a las uniones.

g) Todas las conexiones a la bomba y medidor deben ser roscadas y en su instalación se usará cinta de teflón.

h) La tubería debe estar enterrada por lo menos a 30 cm de profundidad. No se aceptan tuberías sobre puestas en la tierra o aéreas.

- i) Las bombas superficiales, flujómetro y tuberías de descarga deberán quedar protegidas contra congelamiento donde exista la posibilidad de heladas.
- j) El brocal de la fuente debe quedar tapado.

3) Arreglo fotovoltaico

- a) El arreglo fotovoltaico debe instalarse permanentemente lo más cercano posible de la fuente de agua, evitando zonas de posible inundación y tránsito de animales.
- b) No deben existir obstáculos (árboles u otras estructuras permanentes) que proyecten sombra sobre los módulos a lo largo del día.
- c) Los módulos solares estarán orientados al sur verdadero.
- d) La inclinación del arreglo no debe ser menor que 10 grados.
- e) La estructura deberá quedar debidamente ajustada para evitar que la orientación del arreglo cambie por la acción del viento. Se recomienda el uso de estructuras que permitan ajustes del ángulo de inclinación de acuerdo a la época del año.

4) Controlador o Inversor

- a) El controlador o inversor debe ubicarse en la zona posterior del arreglo, en un lugar accesible al usuario y a la sombra.
- b) El controlador o inversor deberá estar sujeto permanentemente a la estructura mediante elementos metálicos inoxidable.
- c) La tapa y los orificios de entrada de los cables al controlador o inversor deberán quedar herméticamente sellados para prevenir la entrada de agua, polvo o insectos.

5.2.3 Especificaciones de partes y componentes

1) Módulos fotovoltaicos

- a) Deben de ser módulos nuevos y de modelo actual.
- b) Deben tener certificación de UL 1703. La UL 1703 incluye los paneles fotovoltaicos que cumplen con el Código Eléctrico Nacional en USA (NEC), OSHA,

National Fire Prevention Association. La norma UL 1703 significa también que la eficiencia de los paneles ha sido probada y se ha confirmado que llega al 90% o más de la potencia indicada por el fabricante.

c) Deben tener marco de aluminio anodizado, el cual es resistente a la oxidación, diversos factores corrosivos presentes en el medio ambiente y no se ve afectado a la exposición de la luz solar.

d) Debe tener una garantía del fabricante de por lo menos 15 años. En este período de garantía, no debe existir una degradación mayor del 20% en la potencia-pico, bajo condiciones estándares de medición.

e) Debe tener caja de conexión para intemperie que acepte instalación hermética de cables individuales o conduit.

f) Debe incluir diodos de paso para reducir el efecto de sombras parciales.

g) Debe tener placa de identificación original que indique los datos eléctricos y referencias del fabricante.

h) La estructura del soporte puede ser de aluminio anodizado o acero galvanizado. Toda la tornillería debe ser resistente a la corrosión.

i) La cimentación debe ser de concreto armado de dimensiones adecuadas para soportar vientos de hasta 150 km/hr.

j) Para cualquier aclaración se usará como referencia el Reglamento de Construcción de la entidad correspondiente.

2) Controlador o inversor

a) Deben de ser nuevos y de modelo actual.

b) Debe ser compatible con las características del motor de la bomba y del arreglo fotovoltaico.

c) El gabinete debe ser resistente a la corrosión y a la entrada de agua y polvo (NEMA 4X o equivalente).

d) Deben incluir sensores de nivel o protección equivalente para prevenir el bombeo en seco. También debe prevenir daños al motor cuando la descarga esté obstruida o la bomba esté atorada. Los electrodos del sensor de nivel del pozo deben

ser de material resistente a la corrosión. Si el controlador lo permite, se recomienda un sistema de control de nivel de agua en el tanque de almacenamiento.

e) Deben tener una placa de identificación del fabricante indicando como mínimo marca, modelo y características eléctricas.

3) Bomba y motor

a) Deben ser módulos nuevos y de modelo actual.

b) Deben ser ensamblados de fábrica y deben estar diseñados específicamente para bombeo con energía fotovoltaica.

c) La bomba puede ser sumergible, superficial, centrífuga o de desplazamiento positivo (de diafragma, pistones o cilindro), con componentes resistentes a la corrosión.

d) Las bombas sumergibles deben tener un cuerpo de acero inoxidable o bronce.

e) Deben tener una placa del fabricante con las características eléctricas del motor.

4) Cableado

a) Todos los conductores eléctricos deberán ser de cobre.

b) Deberán ser de calibre apropiado para que la caída de voltaje no sea mayor a 3% medido entre dos puntos cualesquiera del sistema en operación.

c) Todo el cableado expuesto a la intemperie será resistente a la luz solar.

d) Todo el cable enterrado será resistente a la humedad, tales como los cables del tipo USE-2, XHW-2 y THWN-2.

e) Si hay 3 o más conductores para longitudes de hasta 3m, dichos conductores estarán contenidos en “conduit” tipo flexible, de aluminio con recubrimientos PVC, y conectores equivalentes en las cajas de conexiones. El recubrimiento del cable a usar debe soportar temperaturas de 90°C. Para distancias mayores a 3 m, si hay 3 o más conductores estarán contenidos en “conduit” tipo rígido de PVC.

f) Los cables instalados en ductos enterrados o no expuestos a la luz directa del Sol deben estar especificados para uso en presencia de agua, tales como los tipos RHW, RHW-2, THW, THW-2, USE y USE-2.

g) En el caso de bombas sumergibles, el cableado de la bomba al controlador debe ser hecho con cable tipo sumergible (el cable debe estar marcado como tal).

5) Sistema de tierra y sistemas de protección contra sobrevoltaje

a) Se debe proporcionar una conexión a tierra de los equipos. Esto significa que todas las partes metálicas expuestas del sistema, incluyendo el motor/bomba, gabinete del controlador, gabinete del interruptor del arreglo, marco de los módulos y estructuras de montaje deben ser puestos a tierra mediante conductores.

b) El electrodo de tierra debe ser una varilla de acero recubierto de cobre con no menos de 5/8" (16 mm) de diámetro y 3 metros de longitud, enterrada verticalmente o a un ángulo no mayor a 45°. La abrazadera de conexión al electrodo de tierra debe ser resistente a la corrosión, preferentemente de cobre o bronce.

c) El cable de puesta a tierra de los equipos y del sistema debe ser de cobre desnudo o con aislante verde de calibre no menor al calibre del conductor principal del arreglo.

d) En zonas de alta actividad atmosférica se prefieren los diseños que incluyan un sistema de protección contra descargas o sobrevoltaje (apartarayos) conectado a los cables del arreglo fotovoltaico y al sistema de tierra, para proteger los circuitos electrónicos. Se recomienda que el dispositivo contra sobrevoltaje se instale en el gabinete del interruptor del arreglo.

6) Interruptor del arreglo

a) Se debe proporcionar un interruptor seccionador entre el arreglo y el controlador o bomba/motor, alojado en un gabinete para uso en intemperie tipo NEMA-3R o equivalente y montado en la estructura del arreglo en un lugar accesible.

b) Debe interrumpir el conductor positivo del arreglo.

c) Debe estar especificado para uso en corriente continua (c.c.) a un voltaje mayor o igual al voltaje de circuito abierto del arreglo, y debe ser capaz de interrumpir la corriente de corto circuito del arreglo.

7) Flujómetro

- a) Debe medir el flujo acumulado o volumen, con rango mínimo de 1000 m³.
- b) Debe ser para uso en intemperie.
- c) La caída de presión en el flujómetro no debe exceder el 5% de la CDT al caudal máximo.

8) Tornillería, herrajes y accesorios

- a) Todos los tornillos y abrazaderas deben ser de acero inoxidable para evitar corrosión acelerada.
- b) Los cinchos o corbatas de plástico para ajustar o amarrar los cables a la estructura deben ser de color negro (resistentes a los rayos ultravioleta).
- c) Se debe suministrar un cable o soga de seguridad resistente a la corrosión, capaz de soportar el peso de la bomba más la columna de agua en caso de romperse o despegarse el tubo de bajada. Si usa una soga, ésta no deberá quedar expuesta a los rayos directos del sol.

9) Otras Partes y Componentes

- a) Si se propone usar un motor con escobillas, el proveedor deberá de proporcionar un juego de reemplazo del modelo recomendado por el fabricante.
- b) Si se propone usar una bomba de diafragma, de pistones o de cilindro, se debe proveer un juego de diafragmas o sellos de reemplazo del fabricante.

5.2.4 Operación y mantenimiento del sistema

La manera más efectiva para maximizar los beneficios de los sistemas de bombeo de agua es llevando a cabo un mantenimiento preventivo. El programa de mantenimiento preventivo debe estar diseñado para maximizar el costo de vida útil del sistema. Por supuesto, cada tipo de sistema tiene diferentes requisitos de mantenimiento. Las condiciones específicas de operación impondrán requisitos adicionales. En general, el mantenimiento de un sistema fotovoltaico de bombeo requiere lo siguiente:

- **Mantenimiento de rutina y reparaciones menores. Incluye el monitoreo de desempeño del sistema, el nivel agua y su calidad.** Una inspección visual puede detectar ruidos o vibraciones inusuales, corrosión, invasión de insectos, componentes o conexiones eléctricas sueltas, fugas de agua, algas, etc. La mayoría de estos problemas pueden ser corregidos en el campo. El usuario del sistema debe ser capaz de realizar todo el mantenimiento de rutina y las reparaciones menores. El mantenimiento rutinario ayuda a detectar y corregir la mayoría de los pequeños problemas que con el tiempo se pueden convertir en mayores problemas que pueden dejar inoperable el equipo.

- **Reparaciones preventivas y correctivas.** Se incluyen los reemplazos o reparación de componentes tales como, reemplazo del diafragma o impulsores, y reemplazo de los componentes defectuosos. Este tipo de mantenimiento puede requerir herramientas especiales y conocimiento especializado. En la mayoría de los casos, es necesario que personal capacitado haga las reparaciones.

5.2.4.1 El arreglo fotovoltaico

Uno de los puntos más importantes de los módulos fotovoltaicos es prevenir las sombras en el arreglo. Hierbas y árboles cercanos pueden sombrear al paso del tiempo. Debe limpiarse al menos dos veces al año la superficie del panel con un trapo suave (seco o húmedo), cuando hay exceso de polvo la eficiencia del arreglo fotovoltaico disminuye un 2 a 4% (se recomienda una inclinación del arreglo mínima de 10° para evitar acumulación de agua y suciedad). Si la estructura del arreglo lo permite, el arreglo puede ser ajustado dos veces al año para obtener mejor rendimiento, y se debe controlar el estado de las conexiones y de los tornillos de fijación (tornillos flojos, corrosión). El mantenimiento en campo de los controladores consiste en asegurar un buen sellado para evitar polvo, agua o insectos.

5.2.4.2 Bombas y motores

Desde el punto de vista operacional, el requisito más importante es evitar la operación de una bomba en seco debido a que el motor se sobrecalentará y se quemará. El agua es necesaria para la lubricación y disipación de calor. En el caso de las bombas centrífugas superficiales, es necesario comprobar que no existan fugas en la tubería de succión o en la válvula check si la bomba frecuentemente necesita cebado. Del mismo modo, el usuario no debe permitir que la bomba trabaje contra una descarga obstruida, lo cual puede provocar un sobrecalentamiento en el motor, y excesiva tensión mecánica. Las bombas centrífugas (superficiales o sumergibles) requieren de poco mantenimiento. La mayoría de los problemas que se presentan son debidos al exceso de arena, agua corrosiva y con un alto contenido de mineral. Estos agentes atacan los impulsores o la cubierta de la bomba. Puede darse el caso que la bomba no falle completamente, pero su rendimiento sí puede disminuir bastante.

Algunas bombas pueden ser reconstruidas al remplazar los impulsores y los sellos de agua; no obstante, el remplazo de la bomba completa puede ser más económico. El monitoreo adecuado de la producción de agua permite al propietario determinar cuándo se debe reemplazar la bomba. Algas y otra materia orgánica pueden obstruir la entrada de la bomba.

Las bombas de desplazamiento positivo usan más componentes sujetos a desgaste. Por esta razón, se le debe proporcionar más mantenimiento que a otras clases de bombas. Bajo condiciones apropiadas de operación, los diafragmas necesitan ser reemplazados cada 2 a 3 años (más frecuente en aguas arenosas). Los sellos de las bombas de pistón pueden durar entre 3 y 5 años. Los diafragmas y sellos fallan prematuramente cuando hay exceso de arena. La mayoría de las bombas de desplazamiento positivo pueden ser reconstruidas varias veces en el campo antes de desecharlas.

Los motores CA y CD sin escobillas no requieren de mantenimiento en el campo y pueden durar entre 10 y 20 años bajo condiciones ideales de operación. Los motores con escobillas requieren reemplazo periódico de estas. Las escobillas deben ser

reemplazadas con componentes abastecidos por el fabricante para garantizar el buen desempeño del equipo. Los motores pequeños con escobillas pueden durar entre 4 y 8 años dependiendo del uso.

5.3 Aspectos socio-económicos en países en desarrollo

El bombeo de agua es una de las más sencillas, económicas y adecuadas aplicaciones de las tecnologías de energía solar en comunidades rurales; no obstante, al igual que todos los proyectos de desarrollo, la consideración de los aspectos institucionales es fundamental para el éxito a largo plazo. El enlace crítico de cualquier proyecto de energía renovable no es sólo la tecnología que se usa, sino también las agencias que lo desarrollan y la infraestructura de apoyo. Los aspectos técnicos son importantes para asegurar la implementación exitosa de proyectos con energía renovable, aunque esto no es suficiente para garantizar el futuro de un proyecto. A menudo, diseños e instalaciones que son técnicamente aceptables fracasan debido a la falta de enfoque en los aspectos institucionales. Esto es especialmente cierto en programas de desarrollo que introducen nuevas tecnologías como el bombeo de agua solar y eólico en entornos rurales. Sin embargo, como en cualquier sistema mecánico o eléctrico, la agencia de implementación así como el usuario deben estar preparados para dar mantenimiento al sistema para asegurar una larga duración de éste. Un programa de energía solar factible debe tener en cuenta el aspecto del mantenimiento y otros asuntos institucionales necesarios para la sostenibilidad a largo plazo. Los aspectos institucionales que deben considerarse incluyen los aspectos políticos y sociales, capacidad de construcción, asistencia técnica, educación y capacitación, así como el desarrollo de la infraestructura local.

CONCLUSIONES

Hay varias maneras de bombear agua, la diferencia consiste en el tipo de energía que se usa. Se puede utilizar varios tipos de energía, como energía solar, eólica o diesel. Cada tipo tiene sus ventajas y desventajas. Para diseñar un sistema de bombeo es importante conocer los detalles de cada tipo de energía antes de decidir cual sistema es el más aplicable para instalar.

Los puntos encontrados como conclusiones finales en la realización de esta tesis son los siguientes:

1. La energía fotovoltaica para bombeo de agua en pequeña escala es hoy en día una tecnología disponible comercialmente y una alternativa real, tiene especial impacto en comunidades rurales donde no hay suministro de energía eléctrica convencional. Este tipo de energía presenta grandes ventajas en su utilización como son:

- Es una tecnología en rápido desarrollo que tiende a reducir el costo y aumentar el rendimiento.
- Una vez instalado el sistema tiene un costo energético nulo y no produce contaminación.
- Se da una relación directa entre los meses de mayor radiación solar y de mayor demanda de agua.
- Tiene un riesgo de avería muy bajo y es de fácil mantenimiento.

2. Para realizar un proyecto con éxito es necesario entender conceptos como la energía solar fotovoltaica, la hidráulica del sistema y el funcionamiento de los subsistemas que conforman el sistema de bombeo (subsistema de generación, motor-bomba, acondicionamiento de potencia y acumulación).

3. Es necesario un análisis de viabilidad económica y factibilidad técnica para determinar si es la opción más apropiada para tal fin.

4. La consideración de los aspectos institucionales es fundamental para el éxito a largo plazo. El enlace crítico de cualquier proyecto de energía renovable no es sólo la tecnología que se usa, sino también las agencias que lo desarrollan y la infraestructura de apoyo. Los aspectos técnicos son importantes para asegurar la implementación exitosa de proyectos con energía renovable pero, diseños e instalaciones que son técnicamente aceptables pueden fracasar debido a la falta de enfoque en los aspectos institucionales. Por ello, un programa de energía solar factible debe tener en cuenta el aspecto del mantenimiento y otros asuntos institucionales necesarios para asegurar una larga duración de éste.

REFERENCIAS

LIBROS:

1.- Instalaciones eléctricas domésticas convencionales y solares fotovoltaicas

Gilberto Enriquez Harper

1ª Edición

Editorial LIMUSA, México, 2010

2.- Radiación solar y su aprovechamiento energético

Miguel Pareja Aparicio

1ª Edición

Editorial Marcombo, España, 2010

3.- Energía solar fotovoltaica

Javier María Méndez Muñiz, Rafael Cuervo García

3ª Edición

Editorial Fundación CONFEMETAL, España, 2008

4.- Energía solar fotovoltaica

Miguel Ángel Sánchez Maza

1ª Edición

Editorial LIMUSA, México, 2008

5.- Tecnología solar

M. Ibáñez Plana, J.R. Rosell Polo, J.I. Rosell Urrutia

1ª Edición

Editorial Mundi-Prensa, España, 2005

6.- Guía para el desarrollo de proyectos de bombeo de agua con energía fotovoltaica:
Volumen I.

Sandia National Laboratories (Ed.)

1ª Edición

Albuquerque, Nuevo México, 2001

7.- Guía para el desarrollo de proyectos de bombeo de agua con energía fotovoltaica:
Volumen II.

Sandia National Laboratories (Ed.)

1ª Edición

Albuquerque, Nuevo México, 2001

8.- Ingeniería de la energía solar

Rafael Almanza Salgado, Felipe Muñoz Gutiérrez

1ª Edición

Editorial El Colegio Nacional, México, 1994

9.- Energías renovables, una perspectiva ingenieril

Omar Guillén Solís

1ª Edición

Editorial Trillas, México, 2004

10.- Compendio de energía solar: fotovoltaica, térmica y termoeléctrica

José María Fernández Salgado

1ª Edición

Editorial AMV ediciones, Madrid, España, 2008

11.- Energía solar, utilización y aprovechamiento

José Acosta Rubio

1ª Edición

Editorial Paraninfo, España, 1983

12.- Física de la energía solar

Carlos Enrique López Campos

1ª Edición

Universidad Autónoma Chapingo, México, 1990

13.- Instalaciones de energía solar. Tomo I: Física

CENSOLAR (Centro de Estudios de Energía Solar)

6ª Edición

Editorial PROGENSEA, España, 2001

14.- Instalaciones de energía solar. Tomo I: Energética Solar

CENSOLAR (Centro de Estudios de Energía Solar)

6ª Edición

Editorial PROGENSEA, España, 2001

15.- Instalaciones de energía solar. Tomo V: Sistemas de Conversión Eléctrica

CENSOLAR (Centro de Estudios de Energía Solar)

6ª Edición

Editorial PROGENSEA, España, 2001

16.- Instalaciones solares fotovoltaicas

Germán Santamaría Herranz, Agustín Castejón Oliva

1ª Edición

Editorial EDITEX, España, 2010

TESIS:

1.- Celdas fotovoltaicas para energizar un sistema de bombeo de agua

Ignacio Cabrera Peña, Rigoberto Fermín Montiel

Universidad Autónoma Metropolitana Iztapalapa, 2003

2.- Estudio de sistemas de bombeo fotovoltaicos

José Cervantes Herrejón

Centro Nacional de Investigación y Desarrollo Tecnológico, 2009

PÁGINAS DE INTERNET:

1.- <http://www.nasa.gov/>

2.- <http://www.saecsa.com/bombeo/>

3.- <http://www.mexsol.com.mx/>

APÉNDICE A

Insolación global en México en diferentes inclinaciones

“INSOLACIÓN GLOBAL”
 Valores de insolación global promedio diario mensual en kWh/m² (o en horas pico)
Orientación del captador: Sur
Colector Horizontal

ESTADO	CIUDAD	LAT	LONG	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGOS	SEPT	OCT	NOV	DIC	MIN	MAX	PROM
Aguascalientes	Aguascalientes	21.9	102.3	4.0	4.9	5.7	6.2	6.5	5.8	6.0	5.8	5.0	4.9	4.5	3.9	3.9	6.5	5.3
Baja Calif.Sur	La paz	24.2	110.0	3.6	4.3	6.0	6.1	6.9	7.0	6.3	6.3	4.9	5.1	4.3	3.3	3.3	7.0	5.3
B. Calif	Mexicali	32.6	115.4	4	4.6	5.4	7.2	8.3	8.6	6.9	6.6	6.7	6	4.7	3.9	3.9	8.6	6.1
B. Calif	Sn Javier	25.8	111.6	4.2	4.6	5.3	6.2	6.5	7.1	6.4	6.3	6.4	5.1	4.7	4.7	4.2	7.1	5.6
Baja Calif.Sur	S.JosCab	23.0	109.7	4.4	5.3	6	6.6	6.5	6.6	6.3	6.2	5.9	5.8	4.9	4.2	4.2	6.6	5.7
Campeche	Campeche	19.9	91.5	3.6	4.5	5.4	5.7	6.4	5.7	6.1	5.9	5.2	4.8	4.0	3.5	3.5	6.4	5.0
Chiapas	Arriaga	16.2	93.9	4.7	5.3	5.8	5.7	5.4	4.9	5.8	5.4	4.8	5.0	5.1	4.7	4.7	5.8	5.2
Chiapas	Sn.Cristo	16.7	92.6	4.1	4.7	4.8	4.9	4.9	4.8	5.4	5.5	4.8	4.1	4	3.7	3.7	5.5	4.6
Chiapas	Tapachula	14.95	92.3	4.2	4.6	4.7	4.7	4.6	4.5	5.0	4.9	4.4	4.4	4.3	4.2	4.2	5.0	4.5
Chiapas	TuxtlaGut	16.7	93.1	5.1	5.3	5.9	5.9	5.4	5.2	5.7	5.4	5.1	5.3	5.1	3.7	3.7	5.9	5.2
Chihuahua	Chihuahua	28.6	106.1	3.3	4.4	5.4	5.9	6.6	6.8	6.4	5.9	5.0	4.8	3.9	3.3	3.3	6.8	5.1
Chihuahua	Guachochi	26.8	107.0	4.1	4.9	6	7.5	6.8	8.3	6.8	6.2	5.7	5.2	4.6	3.8	3.8	8.3	5.8
Chihuahua	Cd. Juárez	31.7	106.4	4	4.6	5.4	7.2	8.3	8.6	6.9	6.6	6.7	6	4.7	3.9	3.9	8.6	6.1
Coahuila	Pied.Negr.	28.7	100.5	3.1	3.6	4.4	4.7	4.8	7.1	6.7	6.3	5.5	4.1	3.3	2.9	2.9	7.1	4.7
Coahuila	Saltillo	25.4	100.9	3.8	4.2	4.8	5.1	5.6	5.9	5.9	5.6	5.2	4.4	3.6	3.3	3.3	5.9	4.8
Colima	Colima	19.2	103.7	4.1	5.1	5.4	6.1	6.4	5.3	5.5	5.4	4.6	4.8	4.7	4.1	4.1	5.5	4.8
D.F.	Tacubaya	19.4	99.1	4.4	5.3	6.1	6.0	5.7	5.6	4.9	5.1	4.5	4.5	4.5	4.3	4.0	6.1	4.9
Durango	Durango	24.0	104.7	3.6	4.6	5.3	5.9	6.6	6.0	6.1	5.8	4.9	4.7	4.4	3.4	3.9	6.9	5.4
Guanajuato	Guanajuato	14.5	21.6	3.9	4.8	5.6	5.9	6.1	5.4	5.8	5.6	4.9	4.8	4.3	4.1	3.5	6.5	4.9
Guerrero	Acapulco	16.8	99.9	4.6	5.2	5.9	5.9	6.1	5.2	5.9	5.8	5.0	5.2	4.8	4.6	3.9	6.6	5.3
Guerrero	Agua Blan	17.14	100.33	4.6	5.3	5.9	5.9	5.6	5.1	5.3	5.1	4.9	5.1	5	4.7	4.6	5.9	5.2
Guerrero	Chilpancin	17.6	99.5	4.2	5.0	5.5	5.5	5.4	4.8	5.2	5.1	4.5	4.5	4.3	4.1	4.1	5.5	4.8
Hidalgo	Pachuca	20.1	98.7	4.0	4.9	5.3	5.6	6.1	5.3	5.5	5.3	4.6	4.6	4.4	4.0	4.0	6.1	4.9
Jalisco	Colotlan	22.1	103.3	4.0	4.9	5.9	6.3	6.9	6.1	6.0	5.8	5.0	5.0	4.6	3.9	3.9	6.9	5.3
Jalisco	Guadalaja	20.7	103.4	3.5	4.9	5.2	5.9	6.5	5.4	5.2	5.1	5.0	4.9	4.1	3.7	3.5	6.5	4.9
Jalisco	L.deMore	21.4	101.9	3.9	4.9	5.8	6.4	6.6	6.1	6.0	5.6	5.1	5.0	4.5	3.9	3.9	6.6	5.3
Jalisco	Puert Vall	26.6	105.2	4.1	4.9	6	7.5	6.8	8.3	6.8	6.2	5.7	5.2	4.6	3.8	3.8	8.3	5.8
México	Chapingo	19.5	98.9	4.1	4.9	5.4	5.9	5.9	5.2	5.3	5.3	4.7	4.8	4.4	3.9	3.9	5.9	4.9

“INSOLACIÓN GLOBAL”

Valores de insolación global promedio diario mensual en kWh/m² (o en horas pico)

Orientación del captador: Sur

Colector Horizontal

ESTADO	CIUDAD	LAT	LONG	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGOS	SEPT	OCT	NOV	DIC	MIN	MAX	PROM
Michoacán	Morelia	19.7	101.2	3.0	3.9	4.3	4.5	4.4	4.3	4.5	4.2	3.8	3.7	3.6	3.4	3.0	4.5	3.9
Morelos	Temixco	18.8	99.2	4.7	5.3	5.9	6.1	5.7	5.3	4.9	4.9	4.7	4.5	4.2	3.8	3.8	6.1	5
Nayarit	Tepic	21.5	4.9	3.8	4.8	5.5	6.3	6.6	5.4	5.4	5.1	4.6	4.6	4.2	3.6	3.6	6.6	4.9
Nuevo León	Monterrey	25.7	100.3	2.7	3.4	4.3	4.5	4.8	4.8	5.4	4.7	3.9	3.2	3.1	2.5	2.5	5.4	3.9
Oaxaca	Oaxaca	17.0	96.7	4.9	5.7	5.8	5.9	6	5.4	5.9	5.6	5	4.9	4.8	4.4	4.4	6	5.3
Oaxaca	Salina Cruz	16.1	95.1	5.4	5.3	6.6	6.4	6.1	5	5.6	5.9	5.2	5.9	5.7	5.2	5	6.6	5.7
Puebla	Puebla	19.0	98.2	4.1	4.9	5.5	5.7	5.7	5.1	5.5	5.5	4.8	4.9	4.5	4.3	4.1	5.7	5.0
Querétaro	Querétaro	20.5	100.3	4.4	5.1	6.1	6.3	6.6	6	6	5.9	5.8	5.2	4.8	4.4	4.4	6.6	5.5
Quintana Roo	Chetumal	18.5	88.3	4.1	4.9	5.6	5.8	6.3	5.5	5.8	5.6	4.7	4.4	4.2	3.9	3.9	6.3	5.1
Quintana Roo	Cozumel	20.5	87.0	3.8	4.4	5.4	5.8	6.2	5.7	5.9	5.5	4.7	4.4	3.9	3.6	3.6	6.2	4.9
Sn.LuisPotosi	Río Verde	21.9	100.0	3.4	4.1	5.0	5.1	5.5	5.2	5.6	5.3	4.6	4.5	3.8	3.4	3.4	5.6	4.6
Sn.LuisPotosi	Sn.Luis Pot	22.1	101.0	3.6	4.5	5.1	5.6	5.7	5.2	5.9	5.5	4.8	4.3	4.0	3.4	3.4	5.5	4.8
Sinaloa	Culiacán	24.8	107.4	3.6	4.2	5.9	6.4	6.2	7.1	5.4	5.1	5.2	4.6	4.2	3.4	3.4	7.1	5.1
Sinaloa	Los Mochis	25.7	108.9	3.6	4.2	5.9	6.4	6.2	7.1	5.4	5.1	5.2	4.6	4.2	3.4	3.4	7.1	5.1
Sinaloa	Mazatlán	23.2	106.4	3.9	4.8	5.4	5.7	5.7	5.6	4.8	4.9	4.7	5	4.5	3.9	3.9	5.7	4.9
Sonora	Cd. Obrego	27.5	109.9	3.4	4.1	5.3	5.9	6.5	6.4	6.2	5.9	5.2	4.8	3.9	3.4	3.4	6.5	5.1
Sonora	Guaymas	27.9	110.9	3.4	4.2	5.0	5.7	6.5	6.8	6.1	5.9	5.1	4.6	4.0	3.3	3.3	6.8	5.1
Sonora	Hermosillo	29.1	111.0	3.3	4.2	5.0	6.1	7.4	7.7	6.7	6.6	5.6	5.0	3.9	3.4	3.3	7.7	5.4
Tamaulipas	Soto la Ma.	23.8	98.2	3.2	4.2	4.9	5.6	5.5	6.1	6.3	6.4	5.2	4.4	3.8	3.2	3.2	6.4	4.9
Tamaulipas	Tampico	22.2	97.8	3.0	3.9	4.7	5.0	5.4	5.5	5.4	5.5	4.8	4.3	3.8	3.1	3.0	5.5	4.5
Tlaxcala	Tlaxcala	19.3	98.2	4.6	5.1	5.5	5.6	5.6	5.3	5.3	5.2	5.1	3.8	4.7	4.4	3.8	5.6	5.0
Veracruz	Córdoba	18.9	96.9	2.8	3.0	3.6	3.4	3.4	3.8	4.0	3.8	3.7	3.1	2.7	3.1	2.7	4.0	3.4
Veracruz	Jalapa	19.5	96.9	3.4	3.9	4.7	4.7	4.9	4.6	5.0	4.9	4.1	4.0	3.7	3.2	3.2	5.0	4.6
Veracruz	Veracruz	19.2	96.1	3.4	4.0	5.0	5.3	5.5	5.3	5.5	5.5	4.8	4.5	3.9	3.3	3.3	5.5	4.6
Yucatán	Mérida	20.9	89.6	3.7	4	4.6	5.2	5.7	5.5	5.7	5.4	5	4.2	3.8	3.4	3.4	5.7	4.7
Yucatán	Progreso	21.2	89.6	4.1	4.9	5.4	5.5	5.3	5.1	5.3	5.3	5	5	4.4	3.4	3.4	5.5	4.9
Yucatán	Valladolid	20.6	88.1	3.9	4.6	5.3	5.7	5.7	5.3	5.4	5.4	4.9	4.4	4	3.4	3.4	5.7	4.8
Zacatecas	Zacatecas	22.7	102.5	4.9	5.7	6.6	7.5	7.8	6.2	6.2	5.9	5.4	4.8	5	4.1	4.1	7.8	5.8

“INSOLACIÓN GLOBAL”

Valores de insolación global promedio diario mensual en kWh/m² (o en horas pico)

Orientación del captador: Sur

Inclinación del colector: Latitud

ESTADO	CIUDAD	LAT	LONG	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGOS	SEPT	OCT	NOV	DIC	MIN	MAX	PROM
Aguascalientes	Aguascalientes	21.9	102.3	5.6	6.3	6.8	6.7	6.6	5.8	6.0	6.1	5.7	6.2	6.2	5.7	5.6	6.8	6.1
Baja Calif.Sur	La paz	24.2	110.0	5.1	5.7	7.2	6.6	7.0	6.9	6.3	6.7	5.6	6.5	6.2	4.9	4.9	7.2	6.2
B. Calif	Mexicali	32.6	115.4	6.7	6.5	6.3	7.3	7.5	7.5	6.2	6.3	7.5	8.3	7.8	6.7	6.2	8.3	7.0
B. Calif	Sn Javier	25.8	111.6	5.8	5.7	5.8	6.1	5.9	6.3	5.7	6.0	6.8	6.1	6.3	6.8	5.7	6.8	6.1
Baja Calif.Sur	S.JosCab	23.0	109.7	5.7	6.4	6.5	6.5	6	5.9	5.7	5.9	6.1	6.7	6.4	5.5	5.5	6.7	6.1
Campeche	Campeche	19.9	91.5	4.6	5.7	6.3	6.1	6.5	5.6	6.1	6.2	5.8	5.9	5.2	4.7	4.6	6.5	5.7
Chiapas	Arriaga	16.2	93.9	6.0	6.5	6.6	6.2	5.6	4.9	5.8	5.7	5.3	5.9	6.5	6.2	4.9	6.6	5.9
Chiapas	Sn.Cristo	16.7	92.6	4.7	5.2	5	4.8	4.6	4.5	5	5.2	4.8	4.4	4.5	4.3	4.3	5.2	4.7
Chiapas	Tapachula	14.95	92.3	4.2	4.9	5.2	5.5	5.8	5.9	6.5	5.9	4.9	4.7	4.4	4.2	4.2	6.5	5.1
Chiapas	TuxtlaGut	16.7	93.1	6.1	6	6.2	5.7	5.1	4.8	5.2	5.2	5.2	5.8	5.9	4.3	4.3	6.2	5.4
Chihuahua	Chihuahua	28.6	106.1	5.2	6.3	6.8	6.6	6.7	6.6	6.3	6.3	5.8	6.5	6.1	5.5	5.2	6.8	6.2
Chihuahua	Guachochi	26.8	107.0	5.8	6.3	6.8	7.4	6.2	7.3	6.1	5.9	6	6.3	6.3	5.4	5.4	7.4	6.3
Chihuahua	Cd. Juárez	31.7	106.4	6.3	6.3	6.2	7.3	7.5	7.5	6.2	6.3	7.4	8	7.4	6.3	6.2	8	6.9
Coahuila	Pied.Negr.	28.7	100.5	4.3	4.5	4.9	4.7	4.4	6.2	5.9	6	5.8	4.9	4.4	4.1	4.1	6.2	5.0
Coahuila	Saltillo	25.4	100.9	5	5.1	5.3	5	5.1	5.3	5.3	5.4	5.5	5.1	4.6	4.5	4.5	5.5	5.1
Colima	Colima	19.2	103.7	5.4	6.4	6.3	6.6	6.5	5.3	5.5	5.7	5.1	5.8	6.2	5.6	5.1	6.6	5.8
D.F.	Tacubaya	19.4	99.1	6.0	6.7	7.1	6.5	5.9	5.6	5.0	5.4	4.9	5.4	5.9	5.8	5.0	7.1	5.8
Durango	Durango	24.0	104.7	5.1	6.1	6.4	6.5	6.7	5.9	6.0	6.1	5.5	6.6	6.3	5.0	5.0	6.7	5.9
Guanajuato	Guanajuato	14.5	21.6	4.8	5.8	6.3	6.3	6.2	5.4	5.9	5.9	5.3	5.5	5.2	5.2	4.8	6.3	5.6
Guerrero	Acapulco	16.8	99.9	5.9	6.4	6.8	6.4	6.2	5.2	5.9	6.1	5.5	6.2	6.1	6.0	5.2	6.8	6.0
Guerrero	Agua Blan	17.14	100.33	5.5	6	6.2	5.8	5.3	4.7	4.9	4.8	5	5.5	5.9	5.7	4.7	6.2	5.4
Guerrero	Chilpancin	17.6	99.5	5.4	6.2	6.4	5.9	5.6	4.8	5.3	5.3	4.9	5.3	5.5	5.4	4.8	6.4	5.5
Hidalgo	Pachuca	20.1	98.7	5.4	6.2	6.2	6.0	6.2	5.3	5.5	5.6	5.1	5.7	5.8	5.5	5.3	6.2	5.7
Jalisco	Colotlan	22.1	103.3	5.6	6.4	7.0	6.8	7.0	6.0	6.0	6.1	5.7	6.3	6.4	5.7	5.6	7.0	6.2
Jalisco	Guadalaja	20.7	103.4	4.6	6.2	6.1	6.4	6.6	5.4	5.2	5.4	5.6	6.0	5.4	5.2	4.6	6.6	5.6
Jalisco	L.deMore	21.4	101.9	5.4	6.3	6.8	7.0	6.7	6.1	6.0	6.0	5.7	6.2	6.1	5.5	5.4	7.0	6.1
Jalisco	Puert Vall	26.6	105.2	5.7	6.2	6.7	7.4	6.2	7.3	6.1	5.9	6	6.3	6.2	5.3	5.3	7.4	6.2
México	Chapingo	19.5	98.9	5.4	6.1	6.3	6.4	6.0	5.2	5.3	5.6	5.2	5.9	5.8	5.4	5.2	6.4	5.7

“INSOLACIÓN GLOBAL”

Valores de insolación global promedio diario mensual en kWh/m² (o en horas pico)

Orientación del captador: Sur

Inclinación del colector : Latitud

ESTADO	CIUDAD	LAT	LONG	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGOS	SEPT	OCT	NOV	DIC	MIN	MAX	PROM
Michoacán	Morelia	19.7	101.2	3.7	4.7	4.8	4.7	4.4	4.2	4.5	4.4	4.1	4.3	4.5	4.5	3.7	4.8	4.4
Morelos	Temixco	18.8	99.2	5.8	6	6.3	6	5.3	4.8	4.5	4.7	4.8	4.9	4.9	4.6	4.5	6.3	5.2
Nayarit	Tepic	21.5	4.9	5.2	6.2	6.5	6.8	6.7	5.3	5.4	5.4	5.1	5.8	5.7	5.1	5.1	6.8	5.7
Nuevo León	Monterrey	25.7	100.3	3.7	4.4	5.0	4.8	4.8	4.7	5.4	4.9	4.3	3.8	4.3	3.5	3.5	5.4	4.4
Oaxaca	Oaxaca	17.0	96.7	5.8	6.4	6.1	5.8	5.6	5	5.4	5.4	5.1	5.4	5.6	5.3	5	6.4	5.5
Oaxaca	Salina Cruz	16.1	95.1	6.4	5.9	6.9	6.3	5.7	4.6	5.2	5.7	5.2	6.4	6.7	6.2	4.6	6.9	5.9
Puebla	Puebla	19.0	98.2	5.4	6.1	6.3	6.1	5.8	5.1	5.5	5.8	5.4	5.9	6.0	5.8	5.1	6.3	5.7
Querétaro	Querétaro	20.5	100.3	5.6	5.9	6.5	6.1	6.1	5.4	5.4	5.7	5.9	5.8	5.9	5.6	5.4	6.5	5.8
Quintana Roo	Chetumal	18.5	88.3	5.3	6.0	6.5	6.3	6.5	5.5	5.8	5.9	5.2	5.3	5.4	5.3	5.2	6.5	5.7
Quintana Roo	Cozumel	20.5	87.0	5.1	5.5	6.3	6.3	6.3	5.6	5.9	5.8	5.2	5.4	5.2	4.9	4.9	6.3	5.6
Sn.LuisPotosi	Río Verde	21.9	100.0	4.6	5.2	5.8	5.4	5.6	5.1	5.6	5.6	5.1	5.6	5.1	4.7	4.6	5.8	5.2
Sn.LuisPotosi	Sn.Luis Pot	22.1	101.0	4.9	5.8	5.9	6.0	5.8	5.1	5.9	5.8	5.3	5.2	5.4	4.7	4.7	6.0	5.4
Sinaloa	Culiacán	24.8	107.4	4.8	5	6.5	6.3	5.7	6.3	4.9	4.8	5.4	5.4	5.4	4.6	4.6	6.5	5.4
Sinaloa	Los Mochis	25.7	108.9	4.9	5.1	6.6	6.3	5.7	6.3	4.8	4.8	5.4	5.5	5.5	4.7	4.7	6.6	5.4
Sinaloa	Mazatlán	23.2	106.4	5.1	5.7	5.8	5.6	5.2	5	4.4	4.7	4.9	5.8	5.7	5.1	4.4	5.8	5.2
Sonora	Cd. Obrego	27.5	109.9	5.2	5.6	6.6	6.5	6.5	6.2	6.2	6.3	6.1	6.5	6.0	5.4	5.2	6.6	6.1
Sonora	Guaymas	27.9	110.9	5.3	5.8	6.2	6.3	6.6	6.6	6.1	6.3	6.0	6.2	6.1	5.3	5.3	6.6	6.0
Sonora	Hermosillo	29.1	111.0	5.1	6.0	6.2	6.7	7.5	7.4	6.7	7.0	6.7	6.9	6.2	5.7	5.1	7.5	6.5
Tamaulipas	Soto la Ma.	23.8	98.2	4.4	5.4	5.8	6.0	5.6	6.0	6.3	6.8	5.9	5.6	5.3	4.6	4.4	6.8	5.6
Tamaulipas	Tampico	22.2	97.8	4.0	4.9	5.4	5.3	5.5	5.5	5.5	5.8	5.5	5.3	5.1	4.3	4.0	5.8	5.1
Tlaxcala	Tlaxcala	19.3	98.2	5.7	5.9	5.8	5.4	5.2	4.8	4.9	5	5.2	4.1	5.6	5.4	4.1	5.9	5.2
Veracruz	Córdoba	18.9	96.9	3.4	3.5	3.9	3.6	3.5	3.8	4.0	3.9	4.0	3.5	3.2	3.9	3.2	4.0	3.7
Veracruz	Jalapa	19.5	96.9	4.3	4.7	5.3	5.0	5.0	4.5	5.0	5.1	4.5	4.7	4.8	4.1	4.1	5.3	4.7
Veracruz	Veracruz	19.2	96.1	4.4	4.8	5.7	5.7	5.6	5.3	5.5	5.8	5.4	5.4	5.0	4.3	4.3	5.8	5.2
Yucatán	Mérida	20.9	89.6	4.5	4.6	4.9	5.1	5.3	5	5.2	5.1	5.1	4.7	4.5	4.3	4.3	5.3	4.8
Yucatán	Progreso	21.2	89.6	5.2	5.7	5.7	5.4	4.9	4.7	4.8	5.1	5.1	5.6	5.3	4.3	4.3	5.7	5.1
Yucatán	Valladolid	20.6	88.1	4.8	5.3	5.6	5.5	5.3	4.8	5	5.1	5	4.9	4.8	4.3	4.3	5.6	5.0
Zacatecas	Zacatecas	22.7	102.5	6.5	6.9	7.2	7.4	7.1	5.6	5.6	5.6	5.5	5.5	6.4	5.5	5.5	7.4	6.2

“INSOLACIÓN GLOBAL”

Valores de insolación global promedio diario mensual en kWh/m² (o en horas pico)

Orientación del captador: Sur

Inclinación del colector: Latitud -15

ESTADO	CIUDAD	LAT	LONG	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGOS	SEPT	OCT	NOV	DIC	MIN	MAX	PROM
Aguascalientes	Aguascalientes	21.9	102.3	4.8	5.7	6.5	6.9	7.1	6.3	6.5	6.3	5.6	5.8	5.4	4.8	4.8	7.1	5.9
Baja Calif.Sur	La paz	24.2	110.0	4.4	5.2	6.9	6.8	7.5	7.5	6.8	7.0	5.6	6.0	5.4	4.2	4.2	7.5	6.1
B. Calif	Mexicali	32.6	115.4	5.6	5.9	6.1	7.5	8.1	8.2	6.7	6.6	7.4	7.5	6.6	5.6	5.6	8.2	6.8
B. Calif	Sn Javier	25.8	111.6	4.9	5.2	5.6	6.3	6.4	6.8	6.2	6.3	6.7	5.7	5.5	5.7	4.9	6.8	5.9
Baja Calif.Sur	S.JosCab	23.0	109.7	4.9	5.7	6.2	6.7	6.4	6.4	6.2	6.2	6.1	6.2	5.5	4.7	4.7	6.7	5.9
Campeche	Campeche	19.9	91.5	4.1	5.2	6.1	6.3	6.9	6.1	6.6	6.4	5.7	5.5	4.6	4.1	4.1	6.9	5.6
Chiapas	Arriaga	16.2	93.9	5.2	5.9	6.3	6.3	5.9	5.3	6.3	5.9	5.2	5.5	5.7	5.2	5.2	6.3	5.7
Chiapas	Sn.Cristo	16.7	92.6	4.1	4.8	4.9	4.9	4.9	4.8	5.4	5.5	4.8	4.1	4	3.7	3.7	5.5	4.6
Chiapas	Tapachula	14.95	92.3	4.5	5.0	5.1	5.1	5.1	5.0	5.5	5.3	4.8	4.8	4.6	4.5	4.5	5.5	4.9
Chiapas	TuxtlaGut	16.7	93.1	5.2	5.4	6	5.9	5.4	5.2	5.7	5.4	5.1	5.4	5.2	3.7	3.7	6	5.3
Chihuahua	Chihuahua	28.6	106.1	4.5	5.7	6.6	6.7	7.2	7.2	6.8	6.6	5.8	6.0	5.3	4.6	4.5	7.2	6.1
Chihuahua	Guachochi	26.8	107.0	4.9	5.7	6.5	7.6	6.7	8	6.6	6.2	6	5.8	5.4	4.6	4.6	8	6.1
Chihuahua	Cd. Juárez	31.7	106.4	5.3	5.7	6	7.5	8.1	8.2	6.7	6.6	7.3	7.3	6.3	5.3	5.3	8.2	6.7
Coahuila	Pied.Negr.	28.7	100.5	3.8	4.1	4.8	4.8	4.7	6.8	6.4	6.2	5.8	46	3.9	3.5	3.5	6.8	4.9
Coahuila	Saltillo	25.4	100.9	4.4	4.7	5.1	5.2	5.4	5.7	5.8	5.6	5.4	4.8	4.1	3.9	3.9	5.8	5.0
Colima	Colima	19.2	103.7	4.7	5.8	6.1	6.8	7.0	5.7	6.0	6.0	5.1	5.4	5.4	4.8	4.7	7.0	5.7
D.F.	Tacubaya	19.4	99.1	5.2	6.1	6.8	6.7	6.2	6.0	5.3	5.6	4.9	5.0	5.2	4.9	4.9	6.8	5.6
Durango	Durango	24.0	104.7	4.5	5.6	6.2	6.6	7.1	6.4	6.5	6.3	5.5	5.6	5.5	4.3	4.3	7.1	5.8
Guanajuato	Guanajuato	14.5	21.6	4.3	5.3	6.1	6.5	6.7	5.9	6.4	6.2	5.3	5.2	4.7	4.5	4.3	6.7	5.6
Guerrero	Acapulco	16.8	99.9	5.1	5.8	6.6	6.5	6.7	5.7	6.4	6.4	5.4	5.7	5.3	5.1	5.1	6.7	5.9
Guerrero	Agua Blan	17.14	100.33	4.7	5.4	6	5.9	5.6	5.1	5.2	5	5	5.1	5.1	4.8	4.7	6	5.2
Guerrero	Chilpancin	17.6	99.5	4.7	5.6	6.1	6.0	5.9	5.2	5.7	5.5	4.9	5.0	4.9	4.7	4.7	6.1	5.3
Hidalgo	Pachuca	20.1	98.7	4.7	5.7	6.0	6.2	6.6	5.7	6.0	5.8	5.1	5.3	5.1	4.7	4.7	6.6	5.5
Jalisco	Colotlan	22.1	103.3	4.8	5.8	6.7	7.0	7.5	6.5	6.5	6.3	5.6	5.9	5.5	4.8	4.8	7.5	6.1
Jalisco	Guadalaja	20.7	103.4	4.3	5.4	6.1	6.6	7.2	6.5	6.6	6.3	5.4	5.5	5.3	4.1	4.1	7.2	5.7
Jalisco	L.deMore	21.4	101.9	4.7	5.7	6.5	7.1	7.2	6.6	6.5	6.2	5.6	5.7	5.3	4.7	4.7	7.2	5.9
Jalisco	Puert Vall	26.6	105.2	4.9	5.6	6.5	7.6	6.7	8	6.6	6.2	6	5.8	5.4	4.5	4.5	8	6.1
México	Chapingo	19.5	98.9	4.7	5.6	6.1	6.5	6.5	5.6	5.7	5.8	5.2	5.5	5.2	4.6	4.6	6.5	5.6

“INSOLACIÓN GLOBAL”

Valores de insolación global promedio diario mensual en kWh/m² (o en horas pico)

Orientación del captador: Sur

Inclinación del colector : Latitud -15

ESTADO	CIUDAD	LAT	LONG	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGOS	SEPT	OCT	NOV	DIC	MIN	MAX	PROM
Michoacán	Morelia	19.7	101.2	3.3	4.4	4.7	4.8	4.7	4.5	4.8	4.5	4.0	4.1	4.1	3.9	3.3	4.8	4.3
Morelos	Temixco	18.8	99.2	5	5.5	6.1	6.1	5.6	5.2	4.9	4.9	4.8	4.6	4.4	4	4	6.1	5.1
Nayarit	Tepic	21.5	4.9	4.6	5.7	6.2	7.0	7.2	5.8	5.9	5.6	5.1	5.4	5.0	4.4	4.4	7.2	5.6
Nuevo León	Monterrey	25.7	100.3	3.3	4.1	4.9	4.9	5.1	5.1	5.8	5.1	4.3	3.6	3.9	3.1	3.3	5.8	4.4
Oaxaca	Oaxaca	17.0	96.7	5	5.8	5.9	5.9	5.9	5.4	5.8	5.6	5.1	5	4.9	4.6	4.6	5.9	5.4
Oaxaca	Salina Cruz	16.1	95.1	5.5	5.4	6.7	6.4	6.1	5	5.6	5.9	5.2	5.9	5.8	5.2	5	6.7	5.7
Puebla	Puebla	19.0	98.2	4.7	5.6	6.1	6.3	6.2	5.5	5.9	6.1	5.3	5.5	5.2	5.0	4.7	6.3	5.6
Querétaro	Querétaro	20.5	100.3	4.8	5.4	6.2	6.3	6.5	5.9	5.9	5.9	5.8	5.4	5.1	4.7	4.7	6.5	5.6
Quintana Roo	Chetumal	18.5	88.3	4.7	5.5	6.2	6.4	6.9	6.0	6.3	6.2	5.2	5.0	4.8	4.6	4.6	6.9	5.6
Quintana Roo	Cozumel	20.5	87.0	4.5	5.1	6.1	6.4	6.7	6.1	6.3	6.1	5.2	5.1	4.6	4.2	4.2	6.7	5.5
Sn.LuisPotosi	Río Verde	21.9	100.0	4.0	4.8	5.6	5.6	6.0	5.5	6.0	5.8	5.1	5.2	4.5	4.1	4.0	6.0	5.1
Sn.LuisPotosi	Sn.Luis Pot	22.1	101.0	4.2	5.3	5.7	6.2	6.2	5.5	6.4	6.1	5.3	4.9	4.7	4.0	4.0	6.4	5.3
Sinaloa	Culiacán	24.8	107.4	4.2	4.6	6.3	6.5	6.1	6.9	5.2	5	5.4	5	4.7	3.9	3.9	6.9	5.3
Sinaloa	Los Mochis	25.7	108.9	4.2	4.7	6.3	6.5	6.1	6.9	5.2	5	5.4	5.1	4.8	4	4	6.9	5.3
Sinaloa	Mazatlán	23.2	106.4	4.4	5.2	5.6	5.7	5.6	5.5	4.7	4.9	4.8	5.4	5	4.4	4.4	5.7	5.1
Sonora	Cd. Obrego	27.5	109.9	4.5	5.1	6.4	6.6	7.0	6.8	6.7	6.6	6.0	6.0	5.2	4.6	4.5	7.0	5.9
Sonora	Guaymas	27.9	110.9	4.6	5.3	6.0	6.4	7.0	7.2	6.6	6.6	5.9	5.7	5.3	4.5	4.5	7.2	5.9
Sonora	Hermosillo	29.1	111.0	4.4	5.4	6.0	6.9	8.0	8.2	7.2	7.3	6.6	6.4	5.3	4.8	4.4	8.2	6.3
Tamaulipas	Soto la Ma.	23.8	98.2	3.9	5.0	5.6	6.2	6.0	6.5	6.8	7.1	5.8	5.2	4.6	3.9	3.9	7.1	5.5
Tamaulipas	Tampico	22.2	97.8	3.5	4.5	5.3	5.5	5.8	5.9	5.9	6.1	5.4	5.0	4.6	3.7	3.5	6.1	5.1
Tlaxcala	Tlaxcala	19.3	98.2	4.9	5.3	5.6	5.6	5.6	5.2	5.3	5.2	5.2	3.8	4.9	4.6	3.8	5.6	5.1
Veracruz	Córdoba	18.9	96.9	3.1	3.3	3.8	3.6	3.6	4.0	4.3	4.1	3.9	3.4	3.0	3.4	3.0	4.3	3.6
Veracruz	Jalapa	19.5	96.9	3.8	4.4	5.2	5.1	5.3	4.9	5.4	5.3	4.5	4.4	4.3	3.6	3.6	5.4	4.7
Veracruz	Veracruz	19.2	96.1	3.9	4.5	5.5	5.8	6.0	5.7	6.0	6.1	5.3	5.1	4.4	3.8	3.8	6.1	5.2
Yucatán	Mérida	20.9	89.6	4	4.2	4.7	5.2	5.6	5.4	5.6	5.3	5.1	4.4	4	3.7	3.7	5.6	4.7
Yucatán	Progreso	21.2	89.6	4.5	5.2	5.5	5.5	5.3	5	5.2	5.3	5.1	5.2	4.7	3.7	3.7	5.5	5.0
Yucatán	Valladolid	20.6	88.1	4.1	4.9	5.4	5.7	5.6	5.2	5.4	5.3	4.9	4.6	4.3	3.7	3.7	5.7	4.9
Zacatecas	Zacatecas	22.7	102.5	5.5	6.2	6.9	7.6	7.6	6.1	6	5.9	5.5	5.1	5.5	4.7	4.7	7.6	6.0

“INSOLACIÓN GLOBAL”

Valores de insolación global promedio diario mensual en kWh/m² (o en horas pico)

Orientación del captador: Sur

Inclinación del colector: Latitud +15

ESTADO	CIUDAD	LAT	LONG	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGOS	SEPT	OCT	NOV	DIC	MIN	MAX	PROM
Aguascalientes	Aguascalientes	21.9	102.3	6.0	6.5	6.7	6.3	5.8	5.0	5.3	5.5	5.5	6.3	6.6	6.2	5.0	6.7	5.9
Baja Calif.Sur	La paz	24.2	110.0	5.5	5.8	7.2	6.2	6.2	5.9	5.5	6.1	5.4	6.7	6.6	5.3	5.3	7.2	6.0
B. Calif	Mexicali	32.6	115.4	7.3	6.8	6.2	6.8	6.6	6.4	5.4	5.7	7.2	8.6	8.5	7.5	5.4	8.6	6.9
B. Calif	Sn Javier	25.8	111.6	6.3	5.9	5.7	5.6	5.3	5.5	5.0	5.4	6.5	6.2	6.8	7.6	5.0	7.6	5.9
Baja Calif.Sur	S.JosCab	23.0	109.7	6.2	6.6	6.4	6	5.3	5.1	5	5.4	5.9	6.9	6.9	6.1	5	6.9	5.9
Campeche	Campeche	19.9	91.5	4.9	5.8	6.2	5.7	5.7	4.9	5.4	5.6	5.6	6.0	5.5	5.1	4.9	6.2	5.5
Chiapas	Arriaga	16.2	93.9	6.5	6.8	6.5	5.7	5.0	4.4	5.1	5.2	5.1	6.0	7.0	6.7	5.0	7.0	5.8
Chiapas	Sn.Cristo	16.7	92.6	5.1	5.4	4.9	4.4	4.1	4	4.4	4.8	4.6	4.4	4.8	4.6	4	5.4	4.6
Chiapas	Tapachula	14.95	92.3	3.8	4.5	5.0	5.5	6.1	6.4	7.0	6.1	4.8	4.4	4.0	3.8	3.8	7.0	5.1
Chiapas	TuxtlaGut	16.7	93.1	6.6	6.2	6.1	5.3	4.5	4.2	4.6	4.7	5	5.9	6.3	4.6	4.2	6.6	5.3
Chihuahua	Chihuahua	28.6	106.1	5.6	6.5	6.7	6.1	5.9	5.7	5.5	5.8	5.6	6.6	6.6	6.0	5.5	6.7	6.0
Chihuahua	Guachochi	26.8	107.0	6.3	6.5	6.6	6.9	5.5	6.3	5.3	5.4	5.8	6.5	6.7	5.8	5.3	6.9	6.1
Chihuahua	Cd. Juárez	31.7	106.4	6.9	6.6	6.1	6.7	6.6	6.4	5.4	5.7	7.1	8.3	8	7	5.4	8.3	6.7
Coahuila	Pied.Negr.	28.7	100.5	4.7	4.6	4.8	4.3	4	5.4	5.2	5.4	5.6	5	4.7	4.4	4	5.6	4.8
Coahuila	Saltillo	25.4	100.9	5.4	5.3	5.1	4.7	4.6	4.6	4.7	4.9	5.2	5.2	4.9	4.9	4.6	5.4	4.9
Colima	Colima	19.2	103.7	5.8	6.6	6.2	6.2	5.8	4.7	4.9	5.3	4.9	5.9	6.6	6.1	4.9	6.6	5.7
D.F.	Tacubaya	19.4	99.1	6.4	7.0	7.1	6.1	5.2	4.9	4.4	4.9	4.8	5.5	6.3	6.4	4.4	7.1	5.7
Durango	Durango	24.0	104.7	5.5	6.3	6.3	6.0	5.9	5.1	5.3	5.6	5.3	6.1	6.8	5.4	5.1	6.8	5.8
Guanajuato	Guanajuato	14.5	21.6	5.1	5.9	6.2	5.9	5.5	4.7	5.1	5.4	5.1	5.6	5.5	5.6	4.7	6.2	5.4
Guerrero	Acapulco	16.8	99.9	6.4	6.6	6.7	5.9	5.5	4.6	5.2	5.6	5.3	6.3	6.5	6.6	4.6	6.7	5.9
Guerrero	Agua Blan	17.14	100.33	5.9	6.2	6.1	5.4	4.7	4.2	4.3	4.4	4.8	5.6	6.3	6.2	4.2	6.3	5.3
Guerrero	Chilpancin	17.6	99.5	5.8	6.4	6.3	5.5	5.0	4.3	4.7	4.9	4.7	5.4	5.9	5.8	4.3	6.4	9.8
Hidalgo	Pachuca	20.1	98.7	5.8	6.5	6.1	5.6	5.5	4.7	4.9	5.1	4.9	5.7	6.2	6.0	4.7	6.5	5.5
Jalisco	Colotlan	22.1	103.3	6.0	6.7	6.9	6.4	6.2	5.2	5.3	5.6	5.5	6.5	6.8	6.2	5.2	6.9	6.1
Jalisco	Guadalaja	20.7	103.4	4.9	6.4	6.0	5.9	5.8	4.7	4.6	4.9	5.4	6.1	5.8	5.8	4.6	6.4	5.5
Jalisco	L.deMore	21.4	101.9	5.8	6.5	6.7	6.5	6.0	5.3	5.3	5.5	5.5	6.3	6.5	6.1	5.3	6.7	6.3
Jalisco	Puert Vall	26.6	105.2	6.2	6.5	6.6	6.9	5.5	6.3	5.3	5.4	5.8	6.4	6.7	5.8	5.3	6.9	6.1
México	Chapingo	19.5	98.9	5.8	6.3	6.2	5.9	5.4	4.5	4.7	5.1	5.0	6.0	6.2	5.9	4.5	6.3	5.6

“INSOLACIÓN GLOBAL”

Valores de insolación global promedio diario mensual en kWh/m² (o en horas pico)

Orientación del captador: Sur

Inclinación del colector : Latitud +15

ESTADO	CIUDAD	LAT	LONG	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGOS	SEPT	OCT	NOV	DIC	MIN	MAX	PROM
Michoacán	Morelia	19.7	101.2	3.9	4.8	4.8	4.5	4.0	3.8	4.0	4.1	3.9	4.3	4.8	4.8	3.9	4.8	4.3
Morelos	Temixco	18.8	99.2	6.3	6.3	6.2	5.5	4.7	4.2	4	4.3	4.6	5	5.2	5	4	6.3	5.1
Nayarit	Tepic	21.5	4.9	5.6	6.4	6.4	6.3	5.9	4.7	4.8	4.9	4.9	5.8	6.0	5.6	4.7	6.4	5.6
Nuevo León	Monterrey	25.7	100.3	4.0	4.5	5.0	4.5	4.3	4.2	4.7	4.5	4.2	3.8	4.6	3.8	3.8	5.0	4.3
Oaxaca	Oaxaca	17.0	96.7	6.4	6.7	6	5.4	5	4.4	4.8	4.9	4.9	5.5	6	5.8	4.4	6.7	5.4
Oaxaca	Salina Cruz	16.1	95.1	7	6.2	6.8	5.8	5	4.1	4.6	5.2	5	6.6	7.2	6.8	4.1	7.2	5.8
Puebla	Puebla	19.0	98.2	5.8	6.3	6.3	5.7	5.2	4.5	4.9	5.3	5.2	6.0	6.3	6.4	4.5	6.3	5.6
Querétaro	Querétaro	20.5	100.3	6	6.1	6.4	5.7	5.4	4.7	4.8	5.2	5.7	5.9	6.3	6.1	4.7	6.4	5.7
Quintana Roo	Chetumal	18.5	88.3	5.7	6.2	6.4	5.8	5.7	4.8	5.1	5.4	5.0	5.4	5.7	5.7	4.8	6.4	5.5
Quintana Roo	Cozumel	20.5	87.0	5.4	5.7	6.2	5.8	5.6	4.9	5.2	5.3	5.0	5.5	5.5	5.3	4.9	6.2	5.4
Sn.LuisPotosi	Río Verde	21.9	100.0	4.9	5.4	5.7	5.1	5.0	4.5	4.9	5.1	4.9	5.7	5.4	5.1	4.5	5.7	5.5
Sn.LuisPotosi	Sn.Luis Pot	22.1	101.0	5.2	6.0	5.9	5.6	5.2	4.5	5.2	5.3	5.2	5.3	5.7	5.1	4.5	6.0	5.3
Sinaloa	Culiacán	24.8	107.4	5.2	5.2	6.4	5.8	5.1	5.5	4.3	4.4	5.2	5.5	5.8	4.9	4.3	6.4	5.2
Sinaloa	Los Mochis	25.7	108.9	5.3	5.3	6.5	5.8	5.1	5.5	4.3	4.4	5.2	5.5	5.9	5.1	4.3	6.5	5.3
Sinaloa	Mazatlán	23.2	106.4	5.5	5.9	5.7	5.2	4.7	4.4	3.9	4.3	4.7	5.9	6.1	5.5	3.9	6.1	5.1
Sonora	Cd. Obrego	27.5	109.9	5.6	5.7	6.5	6.0	5.8	5.4	5.4	5.8	5.9	6.6	6.4	5.9	5.4	6.6	5.9
Sonora	Guaymas	27.9	110.9	5.7	6.0	6.1	5.8	5.8	5.7	5.3	5.8	5.8	6.3	6.5	5.8	5.8	6.5	5.8
Sonora	Hermosillo	29.1	111.0	5.5	6.2	6.1	6.3	6.6	6.3	5.8	6.4	6.5	7.1	6.6	6.2	5.5	7.1	6.3
Tamaulipas	Soto la Ma.	23.8	98.2	4.7	5.6	5.7	5.6	5.0	5.2	5.5	6.2	5.7	5.7	5.6	4.9	4.7	6.2	5.4
Tamaulipas	Tampico	22.2	97.8	4.2	5.0	5.3	5.0	4.9	4.8	4.8	5.3	5.3	5.4	5.5	4.6	4.2	5.5	5.0
Tlaxcala	Tlaxcala	19.3	98.2	6.2	6.1	5.7	5	4.7	4.2	4.3	4.5	5	4.1	6	5.9	4.1	6.2	5.1
Veracruz	Córdoba	18.9	96.9	3.6	3.5	3.8	3.4	3.2	3.4	3.6	3.7	3.8	3.5	3.3	4.1	3.2	4.1	3.5
Veracruz	Jalapa	19.5	96.9	4.5	4.8	5.2	4.7	4.5	4.0	4.5	4.7	4.4	4.7	5.0	4.4	4.0	5.2	4.6
Veracruz	Veracruz	19.2	96.1	4.7	5.0	5.6	5.3	5.0	4.7	4.9	5.3	5.2	5.5	5.3	4.6	4.6	5.6	5.0
Yucatán	Mérida	20.9	89.6	4.9	4.7	4.8	4.7	4.7	4.4	4.6	4.7	4.9	4.7	4.7	4.6	4.4	4.9	4.7
Yucatán	Progreso	21.2	89.6	5.6	5.9	5.6	5	4.4	4.1	4.2	4.6	4.9	5.7	5.7	4.6	4.1	5.9	5.0
Yucatán	Valladolid	20.6	88.1	5.1	5.5	5.5	5.1	4.7	4.2	4.4	4.7	4.8	4.9	5.1	4.6	4.2	5.5	4.8
Zacatecas	Zacatecas	22.7	102.5	7.1	7.2	7.1	6.8	6.2	4.9	4.9	5.1	5.3	5.6	6.9	6	4.9	7.2	6.1

Fuente: SAECSA Energía Solar, México

APÉNDICE B

Costo de paquetes para sistemas de bombeo fotovoltaico en México.

Fuente: SAECSA Energía Solar, México

CDT	Watts	160 W	270 W	345 W	380 W	450 W	540 W	690 W	805 W	900 W	1150 W
25 mts.	Modelo de bomba	SAE25/11SQ F-2/160	SAE25/25SQ F-3/270	SAE25/25SQ F-3/345	SAE25/25SQ F-3/380	SAE25/40SQ F-3/450	SAE25/40SQ F-3/540	SAE25/40SQ F-3/690	SAE25/75SQ F-3/805	SAE25/75SQ F-3/900	SAE25/11SQF-3/160
	2.6 HSP	1,500 lbs/día	3,500 lbs/día	5,000 lbs/día	5,400 lbs/día	6,700 lbs/día	8,300 lbs/día	9,100 lbs/día	11,400 lbs/día	14,400 lbs/día	18,500 lbs/día
	4 HSP	1,700 lbs/día	3,900 lbs/día	5,400 lbs/día	6,000 lbs/día	7,300 lbs/día	9,100 lbs/día	10,100 lbs/día	12,200 lbs/día	15,900 lbs/día	20,300 lbs/día
	5.4 HSP	1,800 lbs/día	4,100 lbs/día	6,600 lbs/día	8,000 lbs/día	8,000 lbs/día	10,000 lbs/día	10,900 lbs/día	13,500 lbs/día	17,400 lbs/día	21,700 lbs/día
	6.6 HSP	2,000 lbs/día	4,300 lbs/día	6,800 lbs/día	8,300 lbs/día	8,300 lbs/día	10,300 lbs/día	11,100 lbs/día	13,800 lbs/día	17,900 lbs/día	22,500 lbs/día
Costo		\$ 56,240.00	\$ 70,155.00	\$ 79,642.00	\$ 84,070.00	\$ 92,925.00	\$ 104,310.00	\$ 123,285.00	\$ 137,832.00	\$ 149,850.00	\$ 181,475.00
50 mts.	Modelo de bomba	SAE50/11SQ F-2/160	SAE50/11SQ F-2/270	SAE50/11SQ F-2/345	SAE50/11SQ F-2/380	SAE50/11SQ F-2/450	SAE50/11SQ F-2/540	SAE50/25SQ F-6/690	SAE50/25SQ F-6/805	SAE50/25SQ F-6/900	SAE50/25SQF-6/1150
	2.6 HSP	1,000 lbs/día	2,400 lbs/día	3,200 lbs/día	3,300 lbs/día	3,800 lbs/día	4,200 lbs/día	4,500 lbs/día	5,600 lbs/día	7,300 lbs/día	9,500 lbs/día
	4 HSP	1,200 lbs/día	2,700 lbs/día	3,400 lbs/día	3,700 lbs/día	4,100 lbs/día	4,500 lbs/día	4,800 lbs/día	6,100 lbs/día	8,100 lbs/día	10,400 lbs/día
	5.4 HSP	1,300 lbs/día	2,900 lbs/día	3,700 lbs/día	4,000 lbs/día	4,500 lbs/día	5,000 lbs/día	5,200 lbs/día	6,700 lbs/día	8,800 lbs/día	11,200 lbs/día
	6.6 HSP	1,400 lbs/día	3,000 lbs/día	3,800 lbs/día	4,200 lbs/día	4,700 lbs/día	5,200 lbs/día	5,400 lbs/día	6,800 lbs/día	9,000 lbs/día	11,600 lbs/día
Costo		\$ 59,052.00	\$ 73,662.00	\$ 83,624.00	\$ 88,273.00	\$ 97,571.00	\$ 109,525.00	\$ 129,449.00	\$ 144,723.00	\$ 149,850.00	\$ 190,548.00
75 mts.	Modelo de bomba	SAE75/11SQ F-2/160	SAE75/11SQ F-2/270	SAE75/11SQ F-2/345	SAE75/11SQ F-2/380	SAE75/11SQ F-2/450	SAE75/11SQ F-2/540	SAE75/11SQ F-2/690	SAE75/11SQ F-2/805	SAE75/25SQ F-6/900	SAE75/25SQF-6/1150
	2.6 HSP	650 lbs/día	1,700 lbs/día	2,400 lbs/día	2,600 lbs/día	3,100 lbs/día	3,600 lbs/día	3,900 lbs/día	4,200 lbs/día	4,700 lbs/día	6,700 lbs/día
	4 HSP	800 lbs/día	2,000 lbs/día	2,700 lbs/día	2,900 lbs/día	3,400 lbs/día	3,900 lbs/día	4,200 lbs/día	4,500 lbs/día	5,200 lbs/día	7,400 lbs/día
	5.4 HSP	850 lbs/día	2,100 lbs/día	2,900 lbs/día	3,100 lbs/día	3,700 lbs/día	4,300 lbs/día	4,500 lbs/día	5,000 lbs/día	5,700 lbs/día	8,000 lbs/día
	6.6 HSP	900 lbs/día	2,200 lbs/día	3,000 lbs/día	3,300 lbs/día	3,800 lbs/día	4,500 lbs/día	4,700 lbs/día	5,200 lbs/día	5,800 lbs/día	8,200 lbs/día
Costo		\$ 62,004.00	\$ 77,345.00	\$ 87,805.00	\$ 92,687.00	\$ 102,449.00	\$ 115,000.00	\$ 135,921.00	\$ 151,959.00	\$ 165,209.00	\$ 200,076.00
100 mts.	Modelo de bomba		SAE100/11SQF-2/270	SAE100/11SQF-2/345	SAE100/11SQF-2/380	SAE100/11SQF-2/450	SAE100/11SQF-2/540	SAE100/11SQF-2/690	SAE100/11SQF-2/805	SAE100/11SQF-2/900	SAE100/11SQF-2/1150
	2.6 HSP		1,100 lbs/día	1,700 lbs/día	1,900 lbs/día	2,300 lbs/día	2,800 lbs/día	3,100 lbs/día	3,600 lbs/día	4,100 lbs/día	4,500 lbs/día
	4 HSP		1,200 lbs/día	1,900 lbs/día	2,100 lbs/día	2,600 lbs/día	3,100 lbs/día	3,400 lbs/día	3,900 lbs/día	4,400 lbs/día	4,800 lbs/día
	5.4 HSP		1,300 lbs/día	2,000 lbs/día	2,300 lbs/día	2,800 lbs/día	3,400 lbs/día	3,700 lbs/día	4,300 lbs/día	4,800 lbs/día	5,300 lbs/día
	6.6 HSP		1,400 lbs/día	2,100 lbs/día	2,400 lbs/día	2,900 lbs/día	3,500 lbs/día	3,800 lbs/día	4,400 lbs/día	5,000 lbs/día	5,500 lbs/día
Costo			\$ 81,213.00	\$ 92,195.00	\$ 97,321.00	\$ 107,572.00	\$ 120,751.00	\$ 142,717.00	\$ 159,557.00	\$ 173,470.00	\$ 210,080.00

NOTA: El costo de cada paquete incluye módulos fotovoltaicos de acuerdo a la potencia requerida, estructura soporte para los módulos FV, motobomba sumergible especial para sistemas fotovoltaicos, controlador, cable para uso en agua y accesorios eléctricos para instalación, tubería de columna en P.V.C hidráulico, tramo de tubo de descarga y mano de obra. No incluye transporte y viáticos.

APÉNDICE C
Factor de valor presente de un pago con interés

Años	1%	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%	11%	12%	13%	14%	15%
1	0.9901	0.9804	0.9709	0.9615	0.9524	0.9434	0.9346	0.9259	0.9174	0.9091	0.9009	0.8929	0.8850	0.8772	0.8696
2	0.9803	0.9612	0.9426	0.9246	0.9070	0.8900	0.8734	0.8573	0.8417	0.8264	0.8116	0.7972	0.7831	0.7695	0.7561
3	0.9706	0.9423	0.8890	0.8890	0.8638	0.8396	0.8163	0.7938	0.7722	0.7513	0.7312	0.7118	0.6931	0.6750	0.6575
4	0.9610	0.9238	0.8548	0.8548	0.8227	0.7921	0.7629	0.7350	0.7084	0.6830	0.6587	0.6355	0.6133	0.5921	0.5718
5	0.9515	0.9057	0.8219	0.8219	0.7835	0.7473	0.7130	0.6806	0.6499	0.6209	0.5935	0.5674	0.5428	0.5194	0.4972
6	0.9420	0.8880	0.7903	0.7903	0.7462	0.7050	0.6663	0.6302	0.5963	0.5645	0.5346	0.5066	0.4803	0.4556	0.4323
7	0.9327	0.8706	0.7599	0.7599	0.7107	0.6651	0.6227	0.5835	0.5470	0.5132	0.4817	0.4523	0.4251	0.3996	0.3759
8	0.9235	0.8535	0.7307	0.7307	0.6768	0.6274	0.5820	0.5403	0.5019	0.4665	0.4339	0.4039	0.3762	0.3506	0.3269
9	0.9143	0.8368	0.7026	0.7026	0.6446	0.5919	0.5439	0.5002	0.4604	0.4241	0.3909	0.3606	0.3329	0.3075	0.2843
10	0.9053	0.8203	0.6756	0.6756	0.6139	0.5584	0.5083	0.4632	0.4224	0.3855	0.3522	0.3220	0.2946	0.2697	0.2472
11	0.8963	0.8043	0.6496	0.6496	0.5847	0.5268	0.4751	0.4289	0.3875	0.3505	0.3173	0.2875	0.2607	0.2366	0.2149
12	0.8874	0.7885	0.6246	0.6246	0.5568	0.4970	0.4440	0.3971	0.3555	0.3186	0.2858	0.2567	0.2307	0.2076	0.1869
13	0.8787	0.7730	0.6006	0.6006	0.5303	0.4688	0.4150	0.3677	0.3262	0.2897	0.2575	0.2292	0.2042	0.1821	0.1625
14	0.8700	0.7579	0.5775	0.5775	0.5051	0.4423	0.3878	0.3405	0.2992	0.2633	0.2320	0.2046	0.1807	0.1597	0.1413
15	0.8613	0.7430	0.5553	0.5553	0.4810	0.4173	0.3624	0.3152	0.2745	0.2394	0.2090	0.1827	0.1599	0.1401	0.1229
16	0.8528	0.7284	0.5339	0.5339	0.4581	0.3936	0.3387	0.2919	0.2519	0.2176	0.1883	0.1631	0.1415	0.1229	0.1069
17	0.8444	0.7142	0.5134	0.5134	0.4363	0.3714	0.3166	0.2703	0.2311	0.1978	0.1696	0.1456	0.1252	0.1078	0.0929
18	0.8360	0.7002	0.4936	0.4936	0.4155	0.3503	0.2959	0.2502	0.2120	0.1799	0.1528	0.1300	0.1108	0.0946	0.0808
19	0.8277	0.6864	0.4746	0.4746	0.3957	0.3305	0.2765	0.2317	0.1945	0.1635	0.1377	0.1161	0.0981	0.0829	0.0703
20	0.8195	0.6730	0.4564	0.4564	0.3769	0.3118	0.2584	0.2145	0.1784	0.1486	0.1240	0.1037	0.0868	0.0728	0.0611
21	0.8114	0.6598	0.4388	0.4388	0.3589	0.2942	0.2415	0.1987	0.1637	0.1351	0.1117	0.0926	0.0768	0.0638	0.0531
22	0.8034	0.6468	0.4220	0.4220	0.3418	0.2775	0.2257	0.1839	0.1502	0.1228	0.1007	0.0826	0.0680	0.0560	0.0462
23	0.7954	0.6342	0.4057	0.4057	0.3256	0.2618	0.2109	0.1703	0.1378	0.1117	0.0907	0.0738	0.0601	0.0491	0.0402
24	0.7876	0.6217	0.3901	0.3901	0.3101	0.2470	0.1971	0.1577	0.1264	0.1015	0.0817	0.0659	0.0532	0.0431	0.0349
25	0.7798	0.6095	0.3751	0.3751	0.2953	0.2330	0.1842	0.1460	0.1160	0.0923	0.0736	0.0588	0.0471	0.0378	0.0304

Fuente: Sandia National Laboratories

APÉNDICE D
Factor de valor presente de pagos anuales fijos

Años	1%	2%	3%	4%	5%	6%	7%	8%	9%	10%	11%	12%	13%	14%	15%
1	0.9901	0.9804	0.9709	0.9615	0.9524	0.9434	0.9346	0.9259	0.9174	0.9091	0.9009	0.8929	0.8850	0.8772	0.8696
2	1.9704	1.9416	1.9135	1.8861	1.8594	1.8334	1.8080	1.7833	1.7591	1.7355	1.7125	1.6901	1.6681	1.6467	1.6257
3	2.9410	2.8839	2.8286	2.7751	2.7232	2.6730	2.6243	2.5771	2.5313	2.4869	2.4437	2.4018	2.3612	2.3216	2.2832
4	3.9020	3.8077	3.7171	3.6299	3.5460	3.4651	3.3872	3.3121	3.2397	3.1699	3.1024	3.0373	2.9745	2.9137	2.8550
5	4.8534	4.7135	4.5797	4.4518	4.3295	4.2124	4.1002	3.9927	3.8897	3.7908	3.6959	3.6048	3.5172	3.4331	3.3522
6	5.7955	5.6014	5.4172	5.2421	5.0757	4.9173	4.7665	4.6229	4.4859	4.3553	4.2305	4.1114	3.9975	3.8887	3.7845
7	6.7282	6.4720	6.2303	6.0021	5.7864	5.5824	5.3893	5.2064	5.0330	4.8684	4.7122	4.5638	4.4226	4.2883	4.1604
8	7.6517	7.3255	7.0197	6.7327	6.4632	6.2098	5.9713	5.7466	5.5348	5.3349	5.1461	4.9676	4.7988	4.6389	4.4873
9	8.5660	8.1622	7.7861	7.4353	7.1078	6.8017	6.5152	6.2469	5.9952	5.7590	5.5370	5.3282	5.1317	4.9464	4.7716
10	9.4713	8.9826	8.5302	8.1109	7.7217	7.3601	7.0236	6.7101	6.4177	6.1446	5.8892	5.6502	5.4262	5.2161	5.0188
11	10.3676	9.7868	9.2526	8.7605	8.3064	7.8869	7.4987	7.1390	6.8052	6.4951	6.2065	5.9377	5.6869	5.4527	5.2337
12	11.2551	10.5753	9.9540	9.3851	8.8633	8.3838	7.9427	7.5361	7.1607	6.8137	6.4924	6.1944	5.9176	5.6603	5.4206
13	12.1337	11.3484	10.6350	9.9856	9.3936	8.8527	8.3577	7.9038	7.4869	7.1034	6.7499	6.4235	6.1218	5.8424	5.5831
14	13.0037	12.1062	11.2961	10.5631	9.8986	9.2950	8.7455	8.2442	7.7862	7.3667	6.9819	6.6282	6.3025	6.0021	5.7245
15	13.8651	12.8493	11.9379	11.1184	10.3797	9.7122	9.1079	8.5595	8.0607	7.6061	7.1909	6.8109	6.4624	6.1422	5.8474
16	14.7179	13.5777	12.5611	11.6523	10.8378	10.1059	9.4466	8.8514	8.3126	7.8237	7.3792	6.9740	6.6039	6.2651	5.9542
17	15.5623	14.2919	13.1661	12.1657	11.2741	10.4773	9.7632	9.1216	8.5436	8.0216	7.5488	7.1196	6.7291	6.3729	6.0472
18	16.3983	14.9920	13.7535	12.6593	11.6896	10.8276	10.0591	9.3719	8.7556	8.2014	7.7016	7.2497	6.8399	6.4674	6.1280
19	17.2260	15.6785	14.3238	13.1339	12.0853	11.1581	10.3356	9.6036	8.9501	8.3649	7.8393	7.3658	6.9380	6.5504	6.1982
20	18.0456	16.3514	14.8775	13.5903	12.4622	11.4699	10.5940	9.8181	9.1285	8.5136	7.9633	7.4694	7.0248	6.6231	6.2593
21	18.8570	17.0112	15.4150	14.0292	12.8212	11.7641	10.8355	10.0168	9.2922	8.6487	8.0751	7.5620	7.1016	6.6870	6.3125
22	19.6604	17.6580	15.9369	14.4511	13.1630	12.0416	11.0612	10.2007	9.4424	8.7715	8.1757	7.6446	7.1695	6.7429	6.3587
23	20.4558	18.2922	16.4436	14.8568	13.4886	12.3034	11.2722	10.3711	9.5802	8.8832	8.2664	7.7184	7.2297	6.7921	6.3988
24	21.2434	18.9139	16.9355	15.2470	13.7986	12.5504	11.4693	10.5288	9.7066	8.9847	8.3481	7.7843	7.2829	6.8351	6.4338
25	22.0232	19.5235	17.4131	15.6221	14.0939	12.7834	11.6536	10.6748	9.8226	9.0770	8.4217	7.8431	7.3300	6.8729	6.4641

Fuente: Sandia National Laboratories