

Master en Energías Renovables y Mercado
Energético

Energía Solar Fotovoltaica

Escuela de Organización Industrial

CIEMAT

Tema:

Sistemas de Bombeo Fotovoltaico

Miguel Alonso Abella

Faustino Chenlo Romero

DEPARTAMENTO DE ENERGÍAS RENOVABLES

CIEMAT

Contenido

1. Introducción	4
2. Aplicaciones de sistemas de bombeo fotovoltaico	6
3. Descripción del sistema de bombeo fotovoltaico	6
3.1. Subsistema de generación	7
3.1.1. Efecto de la variación de la irradiancia	9
3.1.2. Efecto de la variación de la temperatura	9
3.2. Subsistema motor-bomba	14
3.2.1. Motores	14
3.2.2. Bombas	16
3.3. Subsistema de acondicionamiento de potencia	21
3.4. Acoplo generador-motor-bomba	23
3.5. Subsistema de acumulación	25
4. Configuraciones típicas de sistemas de bombeo fotovoltaico	26
4.1. Sistemas de bombeo con motores DC	27
4.2. Sistemas de bombeo con motores de corriente alterna	29
4.3. Sistemas de bombeo FV con baterías	30
4.4. Sistemas de bombeo con convertidores de frecuencia	31
5. Dimensionado de sistemas de bombeo	33
5.1. Determinación de las necesidades de energía hidráulica	34
5.1.1. Necesidades de agua	34
5.1.2. Determinación de la altura hidráulica de bombeo	36
5.2. Determinación de la energía solar disponible	41
5.2.1. Ángulo óptimo de inclinación del generador fotovoltaico	41
5.2.2. Mes de dimensionado	42
5.3. Dimensionado del generador	42
5.4. Dimensionado del motor	44
5.5. Dimensionado de la bomba	44
5.6. Dimensionado de las tuberías	44
5.7. Consideraciones generales	45
5.8. Optimización del rendimiento del sistema	46
5.8.1. Influencia de la temperatura en el acoplo generador - motor	46
5.8.2. Umbrales de arranque y configuración serie x paralelo del generador FV	46
5.8.3. Influencia del número de células en serie del generador fotovoltaico	47
5.8.4. Influencia del tipo de tecnología de los módulos FV	47
5.8.5. Bombeo con baterías	47
5.8.6. Influencia de la inclinación, de la orientación y de la localización del generador FV ..	48
5.8.7. Utilización de convertidores DC/DC	48
6. Instalación	50
7. Ejemplo de dimensionado	51
7.1. Método numérico	51
7.1.1. Necesidades de agua. Energía hidráulica	51
7.1.2. Radiación solar disponible, ángulo de inclinación y mes de dimensionado	52
7.1.3. Dimensionado del generador fotovoltaico	52
7.1.4. Dimensionado del motor	53
7.1.5. Dimensionado de la bomba	53
7.1.6. Dimensionado de las tuberías	53
7.2. Método gráfico	53
7.3. Elección de los componentes del sistema	55
7.3.1. Elección de la bomba	55
7.3.2. Elección del generador	55
Apéndice A: Factores de pérdida por fricción	56

Apéndice B: Especificaciones de algunas bombas FV	58
8. Bibliografía	58
9. Referencias.....	60

1. Introducción

El bombeo de agua con energía solar fotovoltaica (FV) es una aplicación de especial interés en sistemas aislados. Esta tecnología ha demostrado a lo largo de los años ser un modo efectivo de suministro de agua potable para usuarios y comunidades rurales, así como para aplicaciones agrícolas (irrigación) y ganaderas (abrevaderos). Desde las primeras instalaciones de bombeo FV realizadas[1] en 1978 el número de sistemas instalados en el mundo aumenta rápidamente, algunos estudios[2] indican que más de 10.000 unidades estaban operativas en 1994 y las previsiones indican que cerca de medio millón de unidades estarán en operación para el año 2010[3]. Cabe destacar la exitosa implementación de numerosos programas de cooperación internacional en el área de bombeo FV como el “Programa Regional Solar del Sahel” (PRS)[4] donde se instalaron 829 sistemas de bombeo FV para el suministro de agua a comunidades rurales, 641 unidades sumergibles y 188 de superficie, con una potencia FV instalada total de 1258 kWp (se incluyeron además 538 sistemas de electrificación rural) en siete países de la zona subsahariana. Experiencias similares se han dado en Mali[5] (40 sistemas en 1990), India[6] (500 sistemas en 1994, 3.320 en el año 2000) o Filipinas[7] (150 sistemas). Durante la década de los noventa y principios de este siglo la actividad en bombeo FV ha continuado en crecimiento mediante la acción directa de gobiernos, usuarios y compañías instaladoras, como por ejemplo 23 sistemas de bombeo FV en Marruecos (1999), 50 en Gambia (2001), 60 en Argelia[8] (2001), etc...

Las ventas de módulos FV a nivel mundial fueron de 70 MWp en 1994 (449 MWp acumulados) de los que un 17% fueron destinados a instalaciones de bombeo FV. Suponiendo un incremento anual del 29%, las ventas aumentaron de 200 MWp en 1999 a 278 MWp en el año 2000, es razonable suponer que el mercado de ventas anuales alcanzará los 8 GWp en el año 2010, de los que un 7% de este volumen estará dedicado al bombeo FV de agua[9,10].

Algunos estudios han demostrado[11] que el bombeo FV puede ser competitivo en relación con la opción diesel, en el rango de los 200 a 1500 m³/día¹. Las necesidades básicas de agua para consumo humano (mínimo vital) en áreas rurales de países empobrecidos se ha estimado en 20 l/día. El sistema FV de bombeo de agua típico tiene una potencia nominal en torno a 1 kWp, suministrando del orden de 30 m³/día a 25 metros de altura[12]. Recientemente estos valores se están modificando ligeramente, especialmente en aplicaciones de riego en explotaciones agrícolas alejadas de la red eléctrica, aumentando el margen de competitividad de los sistemas de bombeo FV, debido principalmente al descenso del coste de los módulos FV y a la disponibilidad de sistemas de bombeo de mayor potencia y menor coste, como es el caso de la utilización de convertidores de frecuencia en sistemas de bombeo FV, analizados posteriormente. Todo ello debido a la exitosa implementación de numerosos proyectos de bombeo FV en el mundo y la buena calidad general de las instalaciones FV realizadas en los últimos años. El auge de la demanda de sistemas de bombeo fotovoltaico está siendo favorecido tanto por el incremento en la satisfacción del usuario final, debido al aumento de la calidad y eficiencia de las instalaciones, como por la amortización del sistema a corto plazo (está demostrado que el riego de 2 o 3 Ha. de viñedo con un sistema de bombeo fotovoltaico de 1 kWp de potencia nominal puede aumentar su producción en un 30%, lo que puede suponer un periodo de amortización inferior a tres años). Las demandas actuales para sistemas que pueden ser cubiertas por sistemas FV se sitúan actualmente en el rango de los 20 a 50 m³/día a alturas entre 20 y 70 m, aumentando progresivamente siendo ya habitual la instalación[13] de sistemas de más de 10 kWp.

Es posible adoptar distintas soluciones tecnológicas para bombear un determinado volumen de agua a una determinada altura en función de los rangos de potencia (producto altura por caudal) requeridos. En la mayor parte de los casos, la solución más eficiente y económica es usar un sistema de bombeo en el que se conecta un generador fotovoltaico a un conjunto motor/bomba mediante un

¹ Una buen indicativo del tamaño y costo es el ciclo hidráulico, que es el producto del volumen diario por la profundidad. En el sistema métrico el ciclo hidráulico tiene unidades de m⁴. Por ejemplo, 5 m³ extraídos de una profundidad de 20 m dan un ciclo hidráulico de 100 m⁴. Así mismo, 20 m³ extraídos de una profundidad de 5 m también dan 100 m⁴. En ambos casos la energía requerida es aproximadamente la misma y el costo de estos sistemas es muy similar.

determinado dispositivo de acondicionamiento de potencia entre ambos. No es recomendable la utilización de baterías de acumulación siendo preferible la acumulación de energía en forma de energía hidráulica. No obstante se pueden dar determinadas situaciones en las que puede resultar más económico utilizar sistemas de bombeo con baterías, como pueden ser los casos de la existencia de baterías en un sistema de electrificación doméstica en la que el bombeo es uno de los consumos parciales o la imposibilidad de disponer de un depósito de acumulación.

La elección de un sistema de bombeo alimentado mediante energía solar fotovoltaica frente a otras fuentes energéticas depende principalmente de factores geográficos y económicos. La experiencia muestra que un proyecto es económicamente factible cuando el ciclo hidráulico no sobrepasa los 1500 m⁴. Los sistemas de bombeo diesel o eólicos son más competitivos cuando se requiere un ciclo hidráulico mayor.

COMPARACIÓN ENTRE OPCIONES DE SISTEMAS DE BOMBEO		
TIPO DE SISTEMA	VENTAJAS	INCONVENIENTES
Manual	Bajo costo. Tecnología simple. Fácil mantenimiento. Limpieza. No necesita alimentación.	Mantenimiento regular. Bajo caudal. Consume tiempo y energía que puede ser empleado con mayor productividad en otras actividades.
Solar	Bajo mantenimiento. Limpieza. Fácil de instalar. Fiable. Larga vida. Sistemas modulares que pueden ser acoplados a las necesidades. No combustible.	Relativamente, alto coste inicial. Producción de agua dependiente de la radiación solar.
Diesel	Inversión de capital moderada. Portátil. Muy experimentadas. Fácil instalación.	Mantenimiento a menudo inadecuado, reduciendo su vida. Combustible caro y suministro intermitentemente. Problemas de ruido, suciedad y humos.

Tabla 1.1. Comparación entre diferentes opciones de bombeo utilizadas.

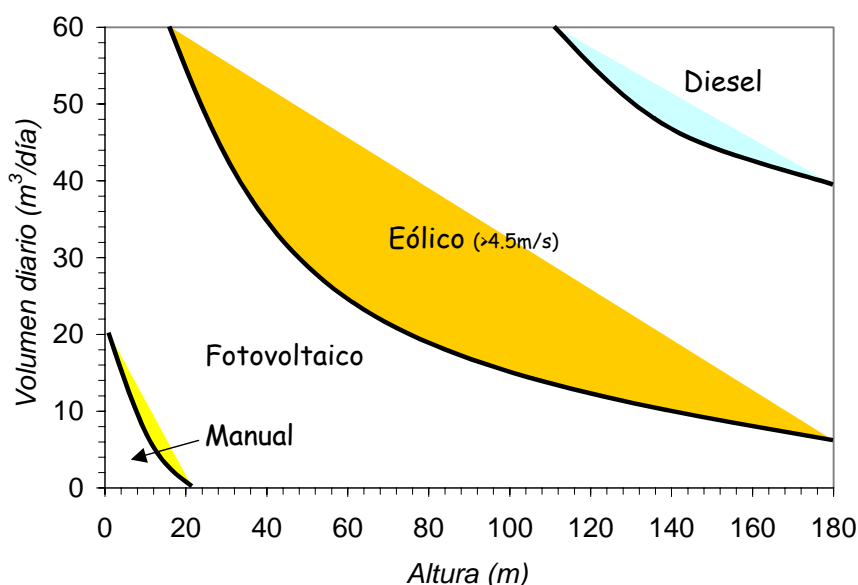


Figura 1. Gráfico indicativo de selección de la tecnología más apropiada de acuerdo al volumen diario y profundidad de bombeo. Se ha considerado una insolación diaria de 3 kWh/m², un recurso eólico (es decir, la velocidad promedio del viento) de 4.5 m/s y una eficiencia de 7% de los sistemas de Diesel.

2. Aplicaciones de sistemas de bombeo fotovoltaico

Las dos principales aplicaciones de los sistemas de bombeo alimentados mediante energía solar fotovoltaica son:

- Aplicaciones de riego agrícola.
- Abastecimiento de agua en zonas rurales.

Las necesidades de agua para riego se caracterizan por su gran variación estacional, ya que dependen del tipo de cultivo que se pretenda regar. La demanda de agua puede oscilar entre valores pico de 100 m³/día/Hectárea en los meses secos hasta volúmenes próximos a cero en los meses de invierno. En áreas agrícolas de países en desarrollo, para el abastecimiento de pequeñas granjas, las necesidades de agua por hectárea son del orden de 1 a 5 l/s, con alturas manométricas superiores a 7 metros. Las bombas de esta capacidad se sitúan en el rango de 150 a 500 W y pueden suministrar agua para regar entre 0.5 y 1 hectáreas, dependiendo del cultivo y del rendimiento de sistema de distribución de agua.

El abastecimiento de agua en zonas rurales, bien para consumo humano o de animales de granja, se caracteriza en cambio por una demanda de agua casi constante a lo largo del año. Las necesidades de agua para consumo de animales domésticos oscilan entre los 50 l/día de un caballo hasta los 0.1 l/día para un ave de corral.

El consumo humano es más complicado de determinar, ya que éste varía dependiendo de la localización y del estilo de vida. Sin embargo se puede estimar en 20-40 l/día/persona la cantidad de agua para satisfacer las necesidades básicas. Esto supone una potencia hidráulica media de 0.3 Watios, suponiendo un periodo de utilización de 8 horas y una altura de elevación del agua de 20 metros.

3. Descripción del sistema de bombeo fotovoltaico

Una instalación de bombeo fotovoltaico está compuesta principalmente por un generador FV, un motor/bomba, un pozo, un sistema de tuberías y un depósito de acumulación. Se puede disponer de un sistema de acondicionamiento de potencia (controladores DC/DC, inversores DC/AC u otros dispositivos electrónicos) de acople entre el generador FV al motor, para poder operar motores AC o para incrementar el rendimiento medio diario en sistemas con motores DC que accionen bombas de desplazamiento positivo. 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 (Figura 2). A pesar de que se instalan bombas de superficie o flotantes, la configuración más habitual es un sistema motobomba sumergible instalada en un pozo de sondeo.

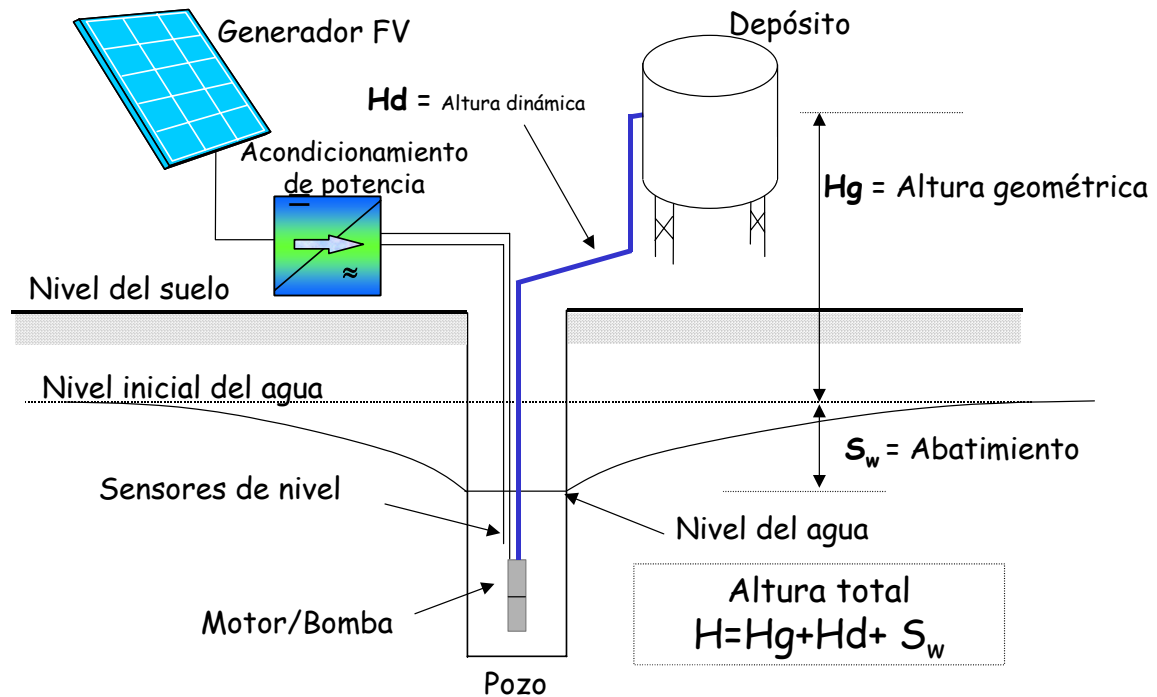


Figura 2. Esquema típico de un sistema de bombeo fotovoltaico

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 altura estática de elevación del agua por encima de la superficie del suelo (por ejemplo hasta un depósito de almacenamiento).
 - Las pérdidas adicionales de presión en tuberías y accesorios (altura dinámica).
- La energía suministrada por el generador 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, con bomba centrífuga o de desplazamiento positivo, con motor de corriente continua o de corriente alterna, etc.

Los componentes esenciales en toda instalación son:

- Subsistema de generación o generador fotovoltaico.
- Subsistema motor-bomba.
- Subsistema de acondicionamiento de potencia.
- Subsistema de acumulación y distribución.

A continuación se describen cada uno de estos elementos.

3.1. Subsistema de generación

Un generador fotovoltaico² consiste en un conjunto de módulos (formados a su vez por células solares), conectados en serie y/o en paralelo, que transforman la energía solar incidente en energía eléctrica.

² Se indican en este apartado algunas de las características fundamentales del generador fotovoltaico de interés para el ingeniero de sistemas. Para el análisis de temas más avanzados se remite al lector a la bibliografía especializada.

La corriente de salida de un generador es corriente continua y la potencia eléctrica máxima que puede suministrar es variable y depende fundamentalmente de la irradiancia solar incidente y de la temperatura ambiente.

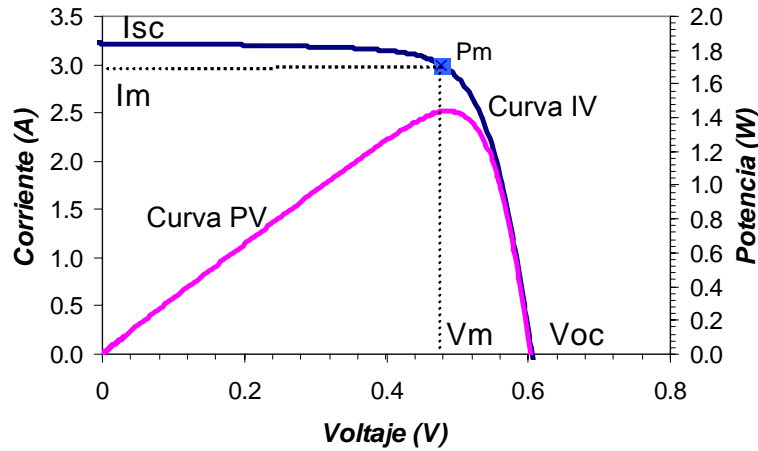


Figura 3. Curva característica I-V de una célula solar FV de 100 cm² de área medida en STC (1000 W/m² de irradiancia, 25°C de temperatura y espectro AM1.5G). Se presenta también la curva de potencia.

Tanto una célula, como un módulo o un generador FV se caracterizan mediante su curva I-V, que se puede describir matemáticamente mediante la ecuación (1).

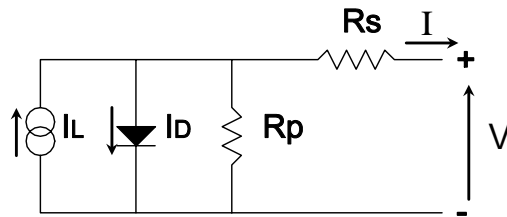


Figura 4. Circuito equivalente de un dispositivo fotovoltaico

$$I = I_L - I_o \left[\exp\left(\frac{V + IR_s}{m v_t}\right) - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (1)$$

donde I_L , I_o , m , R_s y R_p son los parámetros característicos³ para el dispositivo en cuestión:

- I_L es la corriente fotogenerada
- I_o es la corriente de oscuridad
- m es el factor de idealidad del diodo
- R_s es la resistencia serie
- R_p es la resistencia paralelo
- v_t : voltaje térmico (kT/q , siendo k la constante de Boltzman, $k=1.3854 \times 10^{-23} \text{ JK}^{-1}$, T la temperatura del dispositivo [K] y “ q ” la carga del electrón, $q=1.6021 \times 10^{-19} \text{ c}$).

Los parámetros usados habitualmente para caracterizar las células solares, para una irradiancia dada, una temperatura de operación y una determinada área son:

- Corriente de cortocircuito, I_{sc} , la corriente máxima, a voltaje cero. Idealmente si $V=0$, $I_{sc} = I_L$.

³ Se puede considerar que tanto una célula solar, como un módulo, como un generador fotovoltaico pueden caracterizarse por una ecuación como la (1) donde para cada caso los parámetros I_L , I_o , m , R_s y R_p serán diferentes, aunque existe una relación entre ellos y el número de elementos en serie, N_s y en paralelo N_p .

I_{sc} es directamente proporcional a la luz disponible.

- *Voltaje de circuito abierto*, V_{oc} , máximo voltaje, a corriente cero. V_{oc} aumenta logarítmicamente con la luz irradiada incidente y disminuye linealmente con la temperatura.
- *Punto de máxima potencia*, P_m , donde el producto $P_m = V_m \times I_m$ alcanza su valor máximo.
- *El factor de forma*, FF , es una medida de la calidad de la unión y de la resistencia serie de la célula.

$$FF = \frac{V_m I_m}{V_{oc} I_{sc}} \quad (2)$$

La curva I-V de una célula FV depende de sus características constructivas (número y tipo de células) y por las condiciones ambientales (Irradiancia, temperatura y espectro de la radiación).

Normalmente los parámetros característicos se dan en unas determinadas condiciones determinadas que permiten la intercomparación universal de distintos tipos de módulos, estas son:

- Condiciones estándar de medida (STC) definidas por

Irradiancia	1000 W/m ²
Espectro solar	AM1.5G (incidencia normal)
Temperatura de célula	25°C
- Condiciones estándar de operación

Irradiancia	800 W/m ²
Espectro solar	AM1.5G (incidencia normal)
Temperatura ambiente	20°C
Velocidad del viento	1 m/s

La temperatura del generador en las condiciones estándar de operación se denomina *TONC* (temperatura nominal de operación).

La temperatura de la célula depende de la temperatura ambiente y de la irradiación. Una ecuación aproximada para la estimación de la temperatura de la célula en función de la temperatura ambiente y de la irradiación es:

$$T_c = T_a + \frac{TONC - 20}{800} G \quad (3)$$

Siendo, T_c la temperatura de la célula, T_a la ambiente, $TONC$ la temperatura de operación nominal y G la irradiación⁴.

3.1.1. Efecto de la variación de la irradiación

Cuando varía la irradiación incidente sobre una célula FV se produce un cambio en la corriente y en el voltaje de salida. La corriente de cortocircuito varía linealmente con la irradiación, mientras que el voltaje de circuito abierto se ve menos afectado, presentando una dependencia logarítmica.

3.1.2. Efecto de la variación de la temperatura

El principal efecto del aumento de la temperatura de la célula es una reducción del voltaje de circuito abierto. La corriente de cortocircuito aumenta en una proporción muy pequeña. La variación de los parámetros de célula son diferentes para cada tecnología y para cada fabricante.

<i>Parámetro</i>	<i>Variación por °C</i>	<i>% de variación por °C</i>
$V_{oc} (\alpha)$	-2.15 mV/°C	-0.36
V_m	-2.19 mV/°C	-0.45
$I_{sc} (\beta)$	1.20 mA/°C	0.04

⁴ El símbolo para la irradiación se puede encontrar referido en la bibliografía como “E” o como “G”.

I_m	-3.23 mA/°C	-0.10
$P_m (\gamma)$	-7.08 mW/°C	-0.45

Tabla 5.1. Ejemplo de variación de los parámetros característicos con la temperatura para una célula de 100 cm². Se pueden obtener los de un módulo a partir de los de una célula conociendo N_s y N_p .

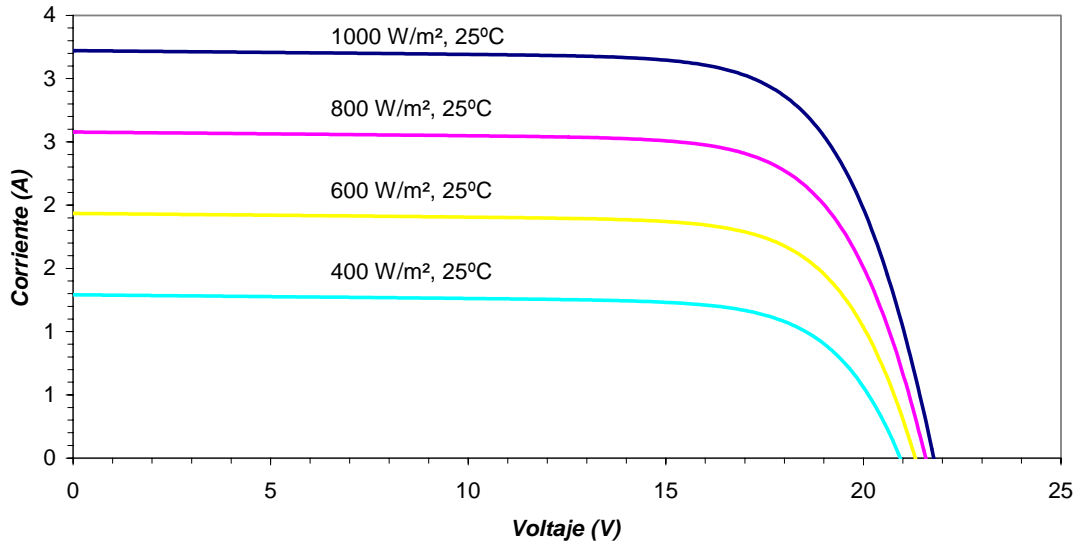


Figura 5. Variación de las curvas I-V de un módulo FV típico con la irradiancia incidente para una temperatura de 25°C.

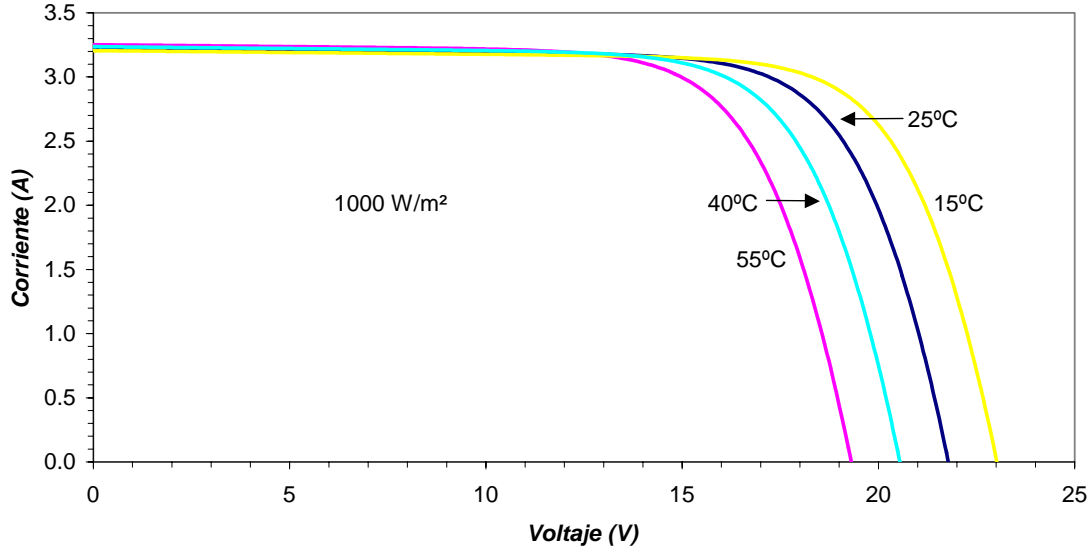


Figura 6. Variación de las curvas I-V de un módulo FV típico con la temperatura de operación para una irradiancia constante de 1000 W/m².

En las figuras 5 y 6 se presenta la variación de la curva I-V de un generador con la irradiancia y con la temperatura de operación. La corriente de cortocircuito aumenta linealmente con la irradiancia, mientras que el voltaje de circuito abierto disminuye con la temperatura y en consecuencia la potencia máxima disminuye con la temperatura.

El rendimiento o eficiencia de conversión fotovoltaica se define como

$$\eta_g = \frac{P_m}{P_{\text{radiación}}} = \frac{V_m I_m}{G A_g} \quad (4)$$

donde G es la irradiancia solar y A_g es el área activa del generador.

La variación de I_{sc} , V_{oc} y η_g con la irradiancia y la temperatura se pueden expresar del siguiente modo:

$$I_{sc} = I_{sc}^* \frac{G}{G^*} + \alpha(T_c - T_c^*) \quad (5)$$

$$V_{oc} = V_{oc}^* + v_t \ln \frac{I_{sc}}{I_{sc}^*} - \beta(T_c - T_c^*) \quad (6)$$

$$\eta_g = \eta_{g0} \left[1 + \delta(T_c - T_c^*) \right] \quad (7)$$

$$P_m = P^* \frac{G}{G^*} \left[1 - \delta(T_c - T_c^*) \right] \quad (8)$$

donde los superíndices “*” indican los valores en condiciones nominales. α , β y δ son coeficientes de temperatura característicos del generador, definidos como:

$$\alpha = \frac{1}{I_{sc}} \frac{\partial I_{sc}}{\partial T} \approx 0.0006/^{\circ}C \quad (9)$$

$$\beta = \frac{1}{V_{oc}} \frac{\partial V_{oc}}{\partial T} \approx -0.003/^{\circ}C \quad (10)$$

$$\frac{1}{FF} \frac{\partial FF}{\partial T} \approx -0.0015/^{\circ}C \quad (11)$$

$$\delta = \frac{1}{P_m} \frac{\partial P_m}{\partial T} \approx -(0.004 \rightarrow 0.005)/^{\circ}C \quad (12)$$

Es importante tener en cuenta que:

- La corriente de cortocircuito varía linealmente con la irradiancia incidente
- Mientras que la variación de temperatura afecta muy poco a la corriente de cortocircuito, la tensión de circuito abierto disminuye con el incremento de temperatura.
- La potencia máxima disminuye con el aumento de la temperatura de operación, aproximadamente un 4% por cada 10°C de aumento de temperatura.

Algunas ecuaciones que se pueden tener en cuenta a la hora de trabajar con células y módulos fotovoltaicos son las siguientes:

- **Aproximación de Green** [14]

Dada la ecuación de la curva I-V de una exponencial:

$$I = I_L - I_0 \left(\exp \frac{V + R_s I}{V_t} - 1 \right) - \frac{V + R_s I}{R_p} \quad (13)$$

En V_{oc} e I_{sc} se tiene que:

$$V = 0 \Rightarrow I = I_{sc} \approx I_L \quad (14)$$

$$I = 0 \Rightarrow V = V_{oc} \approx V_t \ln \left(\frac{I_L}{I_0} + 1 \right) \quad (15)$$

Las expresiones para el factor de forma, FF, en función de las resistencias serie y paralelo quedan como:

$$FF_0 \approx \frac{k_{oc} - \ln(k_{oc} + 0,72)}{k_{oc} + 1} \quad (16)$$

$$FF = FF_0(1 - r_s) \quad (17)$$

$$FF = FF_0 \left(1 - \frac{k_{oc} + 0,7}{k_{oc}} \frac{FF_0}{r_p} \right) \quad (18)$$

donde los parámetros normalizados k_{oc} , r_s y r_p vienen dados por

$$k_{oc} = \frac{V_{oc}}{V_t} \quad (19)$$

$$r_s = R_s \frac{I_{L0}}{V_{oc}} \quad (20)$$

$$r_p = R_p \frac{I_{L0}}{V_{oc}} = \frac{1}{g_p} \quad (21)$$

- **Aproximación de Luque** [15]

La variación de la corriente de cortocircuito y tensión de circuito abierto, V_{oc} , a una temperatura determinada de operación, T_c , se puede obtener como:

$$I_{sc} = I_{sc}^* \frac{G}{G^*} \left[1 + \alpha (T_c - T_c^*) \right] \quad (22)$$

$$V_{oc}(G, T_c) = V_{oc}(G^*, T_c^*) + \left(\frac{Eg}{q} - V_{oc}(G^*, T_c^*) \right) \left(1 - \frac{T_c}{T_c^*} \right) + m v_t \left[\ln \left(\frac{G}{G^*} \right) - \gamma \ln \left(\frac{T_c}{T_c^*} \right) \right] \quad (23)$$

A partir de los valores de $V_{oc}(G, T_c)$ e $I_{sc}(G, T_c)$ se puede calcular el factor de forma como:

$$FF(G, T_c) = \left(1 - \frac{v_t}{V_{oc}} \right) \left(1 + \frac{v_t}{V_{oc}} \ln \left(\frac{v_t}{V_{oc}} \right) - \frac{I_{sc} R_s}{V_{oc}} \right) \quad (24)$$

y la variación del rendimiento con la temperatura como

$$\eta(G, T_c) = \eta_o(G, T_c^*) \left[1 + \delta (T_c - T_c^*) \right] \quad (25)$$

donde el parámetro δ es

$$\delta = \frac{1}{q V_m} \left(\frac{q V_m - Eg}{T} - \gamma m k \right) \quad (26)$$

Eg es la energía del gap y γ un parámetro que depende de la tecnología FV ($\gamma \approx 3$ para el Silicio cristalino)

3.1.2.1. Conexión serie y paralelo

Una célula FV típica genera un voltaje de circuito abierto entorno a los 0.6V y una corriente de cortocircuito que depende del área de célula ($\approx 3A$ para una célula de 100 cm² de área). Debido a su pequeña potencia, las células se asocian en serie y en paralelo en módulos FV, que además aportan un soporte rígido y una protección contra los efectos ambientales. Un módulo típico consta de 36 células conectadas en serie para dar: $I_{sc} \approx 3A$, $V_{oc} \approx 21V$, $I_m \approx 2.9A$, $V_m \approx 18V$ y $P_m \approx 50W$. Si la potencia suministrada por un módulo FV no es suficiente para una aplicación determinada se realizan asociaciones serie y paralelo de módulos para formar un generador FV.

Cuando las células se asocian en serie, circula la misma corriente a través de ellas, y el voltaje resultante es la suma de los voltajes de cada una. Cuando se asocian en paralelo, por el contrario, se suman las corrientes para cada valor de tensión.

Las curvas I-V de un módulo o de un generador FV se pueden obtener a partir de la curva de una célula. Para la conexión en serie, se suman las tensiones y para la conexión en paralelo se suman las corrientes⁵.

La ecuación matemática que describe la curva I-V de una célula solar, ecuación (1), sirve también para describir la curva I-V tanto de un módulo como de un generador FV, sin más que utilizar los valores adecuados para los parámetros característicos, I_L , I_o , m , R_s , y R_p .

Si se conocen los parámetros de la célula, entonces los valores para un módulo o generador FV formado por un determinado número de células conectadas en serie, N_s , y en paralelo, N_p . Pueden calcularse como (donde se supone que todas las células y módulos del generador FV son exactamente iguales, equivalente a despreciar los efectos de “mismatch”):

$$\begin{aligned}\alpha &= N_p \alpha_c \\ \beta &= N_s \beta_c \\ m &= N_s m_c \\ I_{sc} &= N_p I_{sc_c} \\ V_{oc} &= N_p V_{oc_c}\end{aligned}$$

donde el subíndice “c” se refiere al parámetro de la célula.

Un módulo FV es un conjunto de células conectadas en serie y en paralelo. Los módulos FV típicos, utilizados p.e. para cargar una batería de 12V, están formados por 30, 33 o 36 células conectadas en serie. Si se necesita más voltaje o corriente que el que puede producir un módulo, éstos también se pueden conectar en serie y paralelo para obtener los márgenes de tensión, corriente y potencia necesarios.

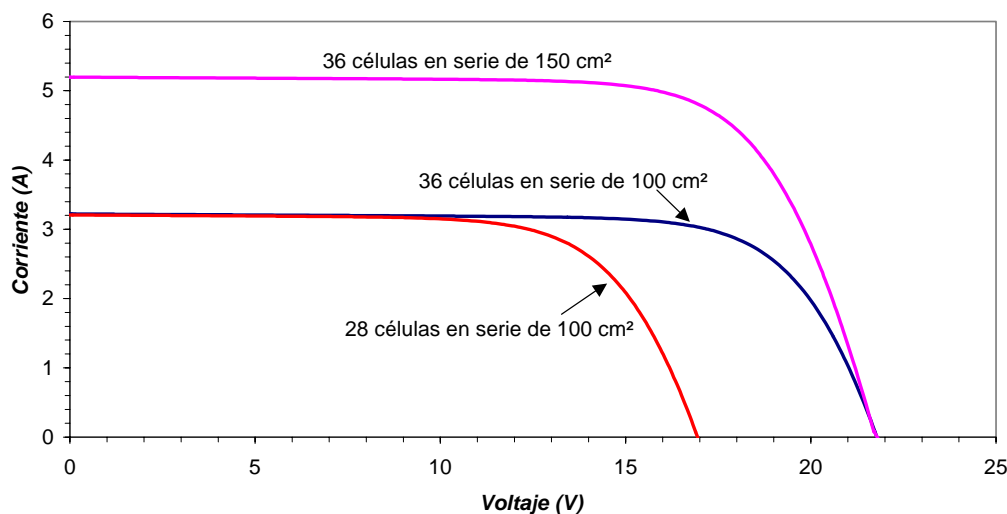


Figura 7. Asociación de células en serie para formar un generador FV.

⁵ Se está suponiendo que las células son exactamente iguales. En caso contrario se producen efectos de “mismatch”.

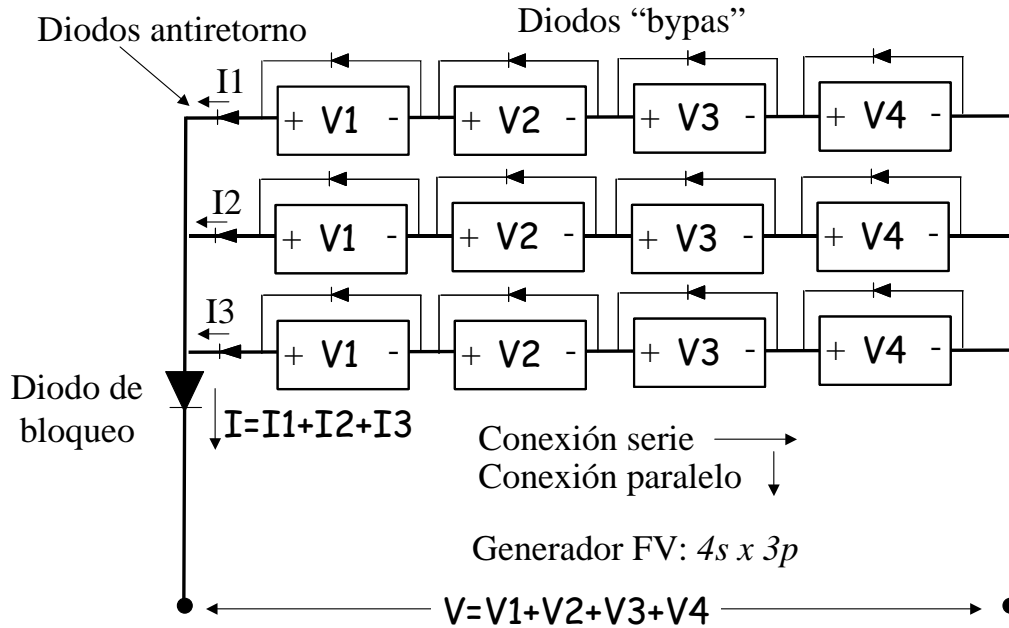


Figura 8. Conexión serie x paralelo de módulos FV para formar un generador FV.

En la Figura 8 se presenta un ejemplo de generador FV compuesto por 4 módulos conectados en serie y 3 en paralelo (4s x 3p). Se muestra la posición de los diodos de paso (diodos que presentan un camino alternativo de la corriente en caso de sombreado, evitando la formación de puntos calientes), antiretorno y del diodo de bloqueo (diodo para evitar el flujo de corriente en dirección opuesta). El diodo de bloqueo únicamente es necesario en sistemas con baterías. El generador FV proporciona una tensión que es la suma de las tensiones de cada uno de los módulos conectados en serie, y una corriente que es la suma de las corrientes de cada rama conectada en paralelo. Por ejemplo, si se conectan 12 módulos FV como se indica en la Figura 5 (4s x 3p), 3 ramas en paralelo, con 4 módulos en serie en cada rama. Si las características de cada módulo son $I_m=3.1A$, $V_m=17.2V$, entonces para el generador fotovoltaico se tendrá una curva I-V similar a la de la Figura 3, pero con los siguientes parámetros: $I_m = 3.1 A \times 3 = 9.3A$, $V_m = 17.2 V \times 4 = 68.8 V$, $P_m = 53.32 Wp \times 12 = 640 Wp = 0.64 kWp$ ⁶.

El generador puede trabajar en cualquier punto de su curva I-V pudiendo suministrar una potencia distinta para idénticas condiciones de irradiancia y temperatura, impuesta por el tipo de carga eléctrica de salida. No obstante existe un punto de funcionamiento (I_m , V_m) en la curva I-V en el cual la potencia entregada es máxima: es el punto de máxima potencia. En un sistema de bombeo FV se ha de procurar que el punto de trabajo esté lo más cerca del punto de máxima potencia del generador que sea posible. Este hecho se analizará con mayor detalle posteriormente.

3.2. 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 continua (DC) o de corriente alterna (AC). 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.

3.2.1. 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:

⁶ La unidad de potencia en el sistema internacional es el Watio (W). Se utiliza el "Watio pico" (Wp) para indicar que la potencia está dada en condiciones estándar de medida, STC, 1000W/m² de irradiancia, 25°C de temperatura de célula y espectro AM1.5G.

- motores de corriente continua (DC)
- motores de corriente alterna (AC)

Dependiendo del tipo de construcción, los motores de corriente continua 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.

3.2.1.1. Motores DC

Las partes fundamentales de un motor de corriente continua 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 continua 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 continua 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 tienden al desarrollo de motores DC sin escobillas, conocidos como motores *brushless*, de muy alto rendimiento. Los motores DC 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 DC 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 AC de inducción.

Las principales ventajas de los motores DC 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 DC 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 AC y generalmente no se dispone de motores DC de grandes potencias, salvo diseños específicos.

3.2.1.2. Motores AC

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

Los dos tipos básicos de motores AC son motores de inducción asíncronos y motores síncronos. Los habitualmente utilizados en sistemas de bombeo FV 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 AC 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.

Las pérdidas por fricción mecánica contribuyen significativamente a las pérdidas en los motores de alto rendimiento. Para minimizar el mantenimiento y las pérdidas por fricción es aconsejable lubricarlos con grasas de índice de viscosidad cinético independiente de la temperatura, pudiendo reducir las pérdidas por fricción hasta un 60%. Las imperfecciones en el circuito magnético también contribuyen a las pérdidas, si un motor está bien diseñado, éstas deberían ser pequeñas. El bajo rendimiento de algunos motores es debido principalmente a las pérdidas en el circuito magnético. Otro factor que contribuye a disminuir el rendimiento es el calentamiento del motor. Cuando la temperatura aumenta, aumentan las pérdidas resistivas y como consecuencia aumenta la temperatura.

3.2.2. Bombas

Una bomba es una máquina capaz de transformar energía mecánica en energía hidráulica.

Hay dos tipos básicos de bombas:

- Bombas de desplazamiento positivo o volumétricas
- Bombas centrífugas.

Las bombas de desplazamiento positivo tienen un contorno móvil que, por cambios de volumen, obliga al fluido a avanzar a través de la máquina. Se abre una cavidad en la que el fluido penetra a través de una toma y después se cierra expulsando el fluido por la abertura de salida.

Las bombas centrífugas añaden simplemente cantidad de movimiento al fluido por medio de paletas o alabes giratorios.

Las bombas centrífugas están diseñadas para una altura manométrica más o menos fija y proporcionan generalmente mayor caudal que las bombas de desplazamiento positivo.

Las bombas de desplazamiento positivo son apropiadas para altos incrementos de presión y bajos caudales, mientras que las bombas centrífugas proporcionan caudales elevados con bajas alturas manométricas.

Las bombas centrífugas no son recomendables para profundidades de aspiración mayores de 5-6 metros y pueden tener varios estados, el número de estados depende de la altura de bombeo necesaria.

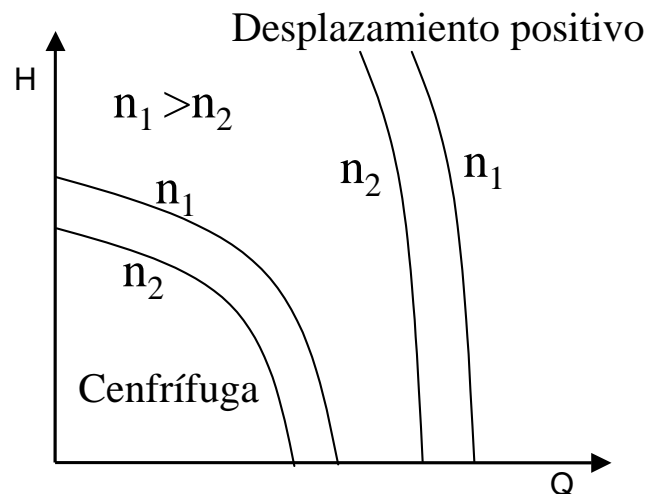


Figura 9. Comparación entre las curvas características típicas Altura-Caudal de las bombas centrífugas y de

desplazamiento positivo a velocidad constante. Las bombas de desplazamiento positivo proporcionan un caudal aproximadamente constante directamente proporcional a la velocidad e independiente de la altura, mientras que las bombas centrífugas proporcionan una curva caudal-altura variable.

Las curvas características de las bombas centrífugas permiten relacionar el caudal con la altura generada, potencia absorbida, rendimiento y a veces, con la altura máxima de succión. Una bomba centrífuga puede describirse con elevada precisión mediante las leyes de semejanza, que relacionan la potencia mecánica de entrada a la bomba, P , el caudal, Q , y la velocidad de giro, n . Cuando son aplicadas simultáneamente a un punto de la curva Altura-Caudal, h_1-Q_1 , a una determinada velocidad de giro permiten la obtención de un punto de la curva h_2-Q_2 a otra velocidad, teniendo en cuenta además que el rendimiento hidráulico puede suponerse constante entre ambos puntos. Se tiene:

$$\frac{Q_2}{Q_1} = \frac{n_2}{n_1} \quad (27)$$

$$\frac{h_2}{h_1} = \frac{n_2^2}{n_1^2} \quad (28)$$

$$\frac{P_2}{P_1} = \frac{n_2^3}{n_1^3} \quad (29)$$

$$\frac{\eta_2}{\eta_1} = 1 \quad (30)$$

Donde los subíndices 1 y 2 representan velocidades diferentes.

Aplicando las leyes de semejanza, ecs. (27) a (30), a una curva característica $h-Q$ conocida, normalmente el fabricante de bombas suministra la curva $h-Q$ de la bomba a una velocidad nominal (correspondiente a 50 Hz o 3000 rpm para un motor de inducción de 2 polos sin considerar el deslizamiento), se pueden obtener directamente las curvas $h-Q$ a diferentes frecuencias, tal y como muestra la Figura 10. Cuando la frecuencia se reduce, los puntos de las curvas se mueven a lo largo de curvas cuadráticas con rendimiento constante hacia el origen de coordenadas.

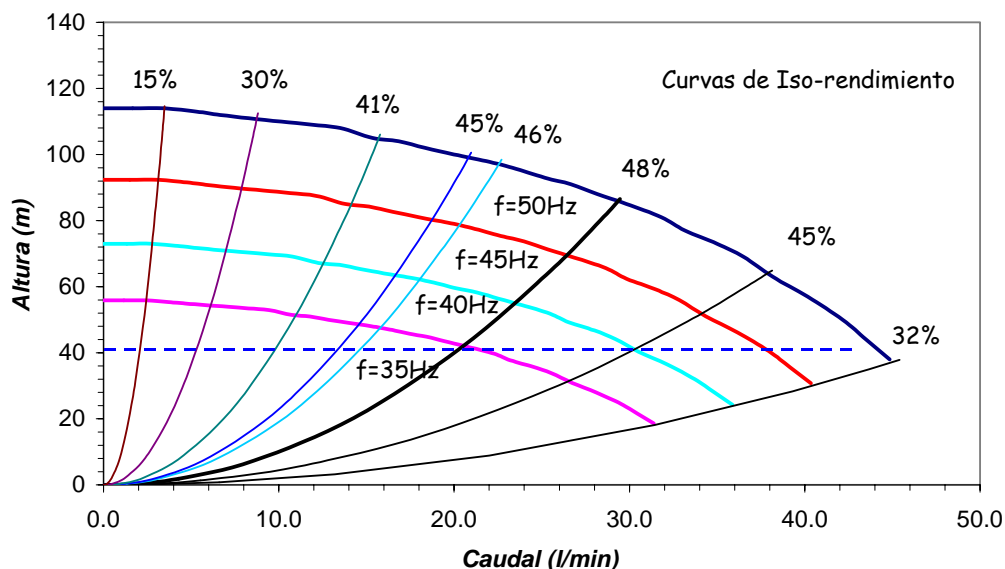


Figura 10. Ejemplo de curvas $h-Q$ para una bomba centrífuga a diferentes frecuencias (velocidades) obtenidas a partir de datos de catálogo a frecuencia nominal y aplicando las leyes de semejanza. Se presentan las curvas de Iso-rendimiento.

A partir de la Figura 10 se puede obtener la Figura 11 donde se presentan la altura y la potencia absorbida por la bomba a diferentes frecuencias de operación en función del caudal. Para una altura

determinada, h , a frecuencia nominal, f_o , la bomba trabaja en un punto $h-Q_o$ y absorbe una potencia P_o . Si la potencia disponible disminuye, p.e. P_1 , entonces la única opción es trabajar en el punto $h-Q_1$ a una frecuencia f_1 . Para cada valor de la potencia, para una altura h , existe una única frecuencia de trabajo posible.

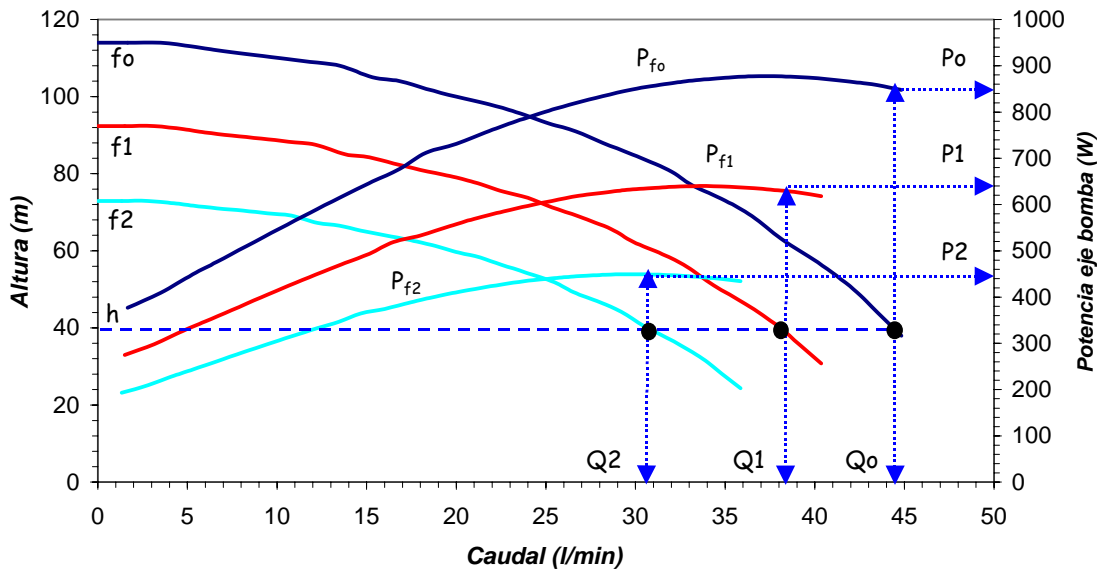


Figura 11. Curvas $h-Q$ -Potencia absorbida en el eje de una bomba centrífuga a diferentes frecuencias de operación. Para una altura manométrica total, h , constante, cuando la potencia disponible decrece la única opción para continuar bombeando agua es disminuir la frecuencia (velocidad de giro).

El rendimiento de la bomba varía con la frecuencia tal y como se muestra en la Figura 12. Considerando la operación a una altura constante h , se puede ver como el rendimiento aumenta cuando la frecuencia disminuye para los tres puntos mostrados. Por debajo de una determinada frecuencia la bomba no podría suministrar la altura de trabajo, h . Esto puede servir como indicación de cómo seleccionar una bomba para operación en un sistema FV, si se conoce la altura de trabajo: si se selecciona una bomba para operar en su punto de máximo rendimiento a frecuencia nominal entonces el rango de variación de frecuencia, y en consecuencia el rango de potencia de entrada, será muy estrecho, cerca de los valores nominales. Por tanto los umbrales de irradiancia y potencia de arranque serán elevados y el número de horas de operación durante un día será bajo. Una regla general cualitativa para aplicaciones fotovoltaicas es que, para una altura de trabajo dada, se ha de seleccionar una bomba cuyo punto de operación $h-Q$ a frecuencia nominal se sitúe a la derecha del punto de máximo rendimiento. Operando a menores rendimientos a frecuencia nominal y a mayores rendimientos a bajas frecuencias se consigue incrementar el rendimiento medio diario del sistema de bombeo fotovoltaico.

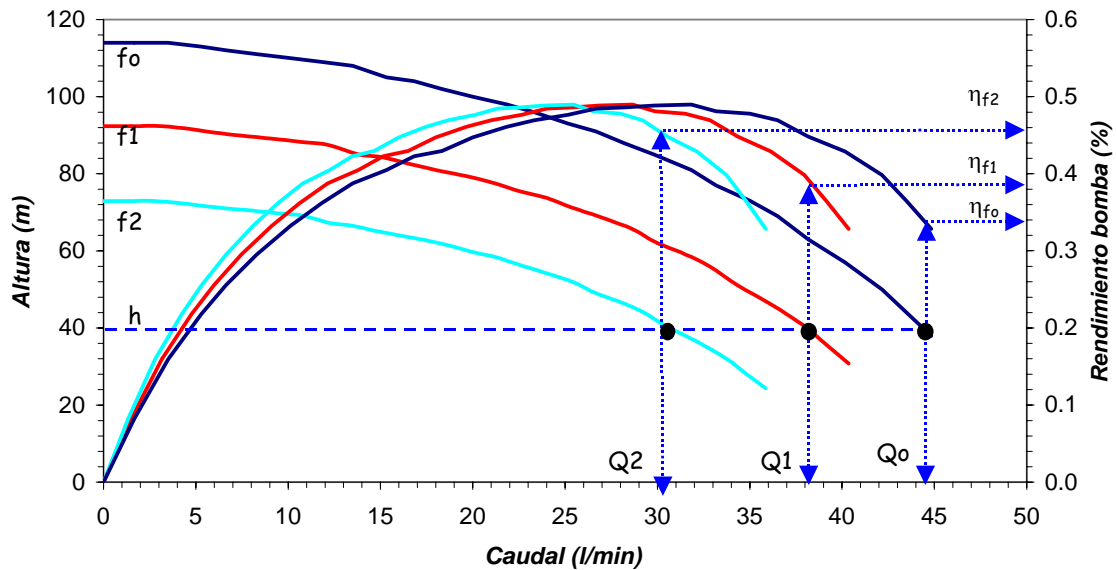


Figura 12. Curvas h - Q -Rendimiento para una bomba centrífuga a diferentes frecuencias de operación. Para una altura dada, en este ejemplo, cuando la frecuencia disminuye el rendimiento de operación de la bomba aumenta.

En los diseños convencionales de bombas centrífugas se alcanzan elevados rendimientos para alturas relativamente bajas. Para superar esta limitación se utilizan bombas multiestado formadas por varias cavidades adyacentes que impulsan el agua en serie, consiguiendo bombear a mayores alturas dependiendo del número y tipo de impulsores.

Otras ventajas de las bombas centrífugas son su simplicidad, con un mínimo de partes móviles, bajo costo, robustez y tolerancia a los pequeños pares de arranque.

Las bombas de desplazamiento positivo, en las que se incluyen las bombas de pistón, bombas de diafragma y de cavidad progresiva o helicoidales, son adecuadas para bombear pequeños caudales de pozos muy profundos. Al contrario que las bombas centrífugas, su característica par-velocidad no las hace adecuadas para operar directamente conectadas a un generador FV. Debido a la necesidad de un par prácticamente constante, necesitan una corriente constante lo que no ocurre en los generadores fotovoltaicos donde la corriente es directamente proporcional a la irradiancia. Por otro lado, si el par de operación se corresponde con la corriente del generador cerca del punto de máxima potencia, entonces, una pequeña reducción de la irradiancia tendrá como resultado una corriente insuficiente para mantener la velocidad de bombeo. El motor/bomba disminuirá el caudal bombeado hasta que se requiera menor corriente. Sin embargo debido a que la característica par-velocidad es relativamente plana, la bomba dejará de bombear cuando la corriente generada descienda de un nivel crítico. Para prevenir que esto ocurra en la mayor parte del día es necesario seleccionar una corriente crítica que esté muy por debajo de la corriente máxima generada por los paneles a lo largo del día. En consecuencia, es necesario sacrificar parte de la potencia del generador dando como resultado sistemas con bajos rendimientos totales.

Otro problema para el uso de estas bombas directamente conectadas al generador FV es el elevado par de arranque. Sin embargo, las bombas volumétricas presentan mayores rendimientos que las bombas centrífugas, son prácticamente insensibles a las variaciones de la altura y son auto aspirantes.

Las bombas de membrana o diafragma desplazan el agua por medio de diafragmas formadas por 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. Los fabricantes de estas bombas producen un juego de diafragmas para reemplazo que pueden adquirirse a un precio razonable. Existen modelos sumergibles y no sumergibles. Las bombas de diafragma son económicas. Cuando se instala una bomba de este tipo siempre se debe considerar el gasto que representa la sustitución de los diafragmas una vez cada dos o tres años. Además muchas de estas bombas tienen un motor de corriente continua con escobillas. Las escobillas también deben cambiarse periódicamente. Los juegos sustitución incluyen los diafragmas, escobillas, empaques y sellos. La vida útil de este tipo de bomba es de aproximadamente 5 años.

Según la disposición de las bombas en la instalación, éstas se pueden clasificar como:

- Sumergibles
- Flotantes
- de Superficie

Las bombas sumergibles suelen utilizarse en pozos profundos de pequeño diámetro y normalmente están directamente al motor. Las bombas flotantes disponen de un flotador que permite su instalación en ríos, lagos o pozos de gran diámetros flotando en la superficie del agua. En general, las bombas flotantes proporcionan mucho caudal pero a poca altura manométrica. Las bombas de superficie se instalan a nivel del suelo facilitando su mantenimiento. No obstante la profundidad de succión no debe exceder de los 8 metros. Las bombas que utilizan agua como lubricante no deben operar en seco ya que se sobrecalientan pudiendo destruirse.

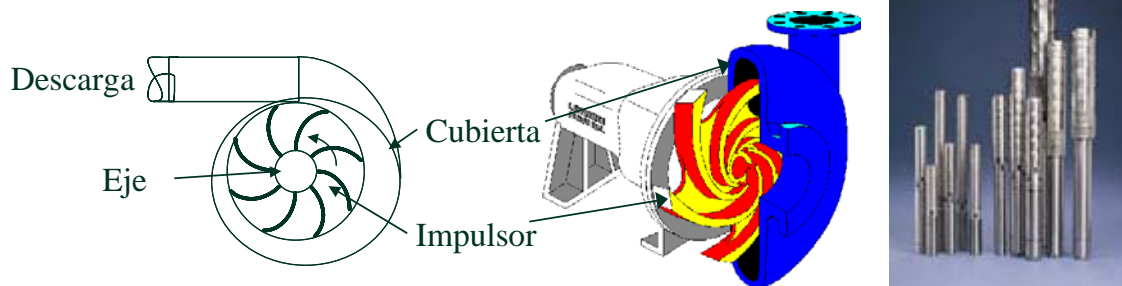


Figura 13. Bombas centrífugas de superficie (izda.) y sumergibles (dcha.)

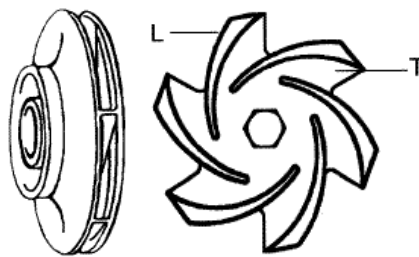


Figura 14. Distintos tipos de impulsores de bombas centrífugas.



Figura 15. Bomba de desplazamiento positivo (membrana) con motor DC.

3.3. Subsistema de acondicionamiento de potencia.

A una temperatura y nivel de irradiancia, un generador FV 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 FV tan cerca del punto de máxima potencia como sea posible. El papel del circuito de acondicionamiento de potencia es proporcionar al motor/bomba la combinación más adecuada tensión/corriente, a la vez que asegurar que el generador FV opera en su punto de máxima potencia.

Los dispositivos de acondicionamiento de potencia pueden ser:

- Dispositivos de acoplo de impedancia o convertidores DC/DC
- Inversores DC/AC
- Baterías

El empleo de dispositivos de acondicionamiento de potencia tiene la función de seguir el punto de máxima potencia para transferir la máxima energía posible al motor, se colocan entre el generador y la motobomba y siempre son necesarios en el caso de bombas accionadas mediante motores AC (inversores). En general, la inclusión de estos equipos en el sistema implica pérdidas de potencia por autoconsumo y rendimiento del 4% al 7%, un coste 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 coste y la disminución de la fiabilidad se ven compensados por el aumento del rendimiento total del sistema.

Los *convertidores DC/DC*, debido a que su propósito principal es mantener tanto al generador como a la carga en su respectivo punto de trabajo óptimo, suelen ser seguidores del punto de máxima potencia (MPPT) 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:

- a) Producir elevadas corrientes para que el motor pueda funcionar a bajos niveles de irradiancia (disminuyen los umbrales de irradiancia de bombeo).
- b) Maximizar la potencia entregada por el generador fotovoltaico.

La misión de los convertidores DC/DC es primordialmente convertir una potencia de entrada $P_i = V_i I_i$ en una potencia de salida $P_o = V_o I_o$ con el mayor rendimiento posible $\eta = P_o / P_i$, ajustando los márgenes de tensión y corriente de entrada y salida.

Los convertidores DC/DC pueden pertenecer a dos clases, los que elevan la tensión de salida respecto de la de entrada ($V_o > V_i$) y los reductores de tensión ($V_o < V_i$). Muchos de los convertidores DC/DC disponibles no disponen de seguimiento del punto de máxima potencia, si no que su función es la de fijar una tensión de operación del generador FV.

Los *inversores DC/AC* tienen la principal misión de transformar la corriente continua de salida del generador en corriente alterna, apta para su utilización por motores AC.

Los inversores de uso en bombeo fotovoltaico generan una salida mono o trifásica con voltaje y frecuencia variables. La variación de la frecuencia de salida permite a los motores operar a velocidades distintas de la velocidad nominal correspondiente a la frecuencia nominal de 50/60 Hz y así disminuir el umbral de irradiancia solar para el arranque de la bomba.

Normalmente estos inversores suelen incorporar un seguidor del punto de máxima potencia. Ambas características permiten aumentar el rendimiento del sistema de bombeo FV.

El uso de *baterías* en un sistema de bombeo FV, como sistema de acondicionamiento de potencia, permite fijar un voltaje de trabajo del generador fotovoltaico, lo que hace que el sistema pueda trabajar cerca del punto de máxima potencia e independientemente del nivel de irradiancia y suministrar la corriente necesaria al motor, así como la corriente de arranque.

Por otro lado, las baterías permiten almacenar la energía sobrante durante las horas de sol para reutilizarla durante las horas nocturnas o en momentos de muy baja irradiancia. De otro modo una bomba alimentada por un generador fotovoltaico suministra agua únicamente durante aquellas horas de sol que superen un cierto valor de *irradiancia umbral*.

La introducción de baterías en un sistema de bombeo puede disminuir su fiabilidad e incrementar las necesidades de mantenimiento regular, es necesario incluir un regulador de tensión para protegerla de sobrecargas o sobredescargas, tienen un tiempo de vida limitado, en general se necesitan diodos de bloqueo para prevenir que la batería se descargue a través del generador durante la noche, además de suponer un coste adicional de la instalación. En general sólo es justificable si el caudal bombeado durante las horas de sol resulta insuficiente para satisfacer la demanda de agua. En este tipo de aplicaciones resulta recomendable el almacenamiento energético en forma de energía hidráulica mediante la utilización de un depósito de acumulación en lugar de utilizar baterías.



Figura 16. Ejemplo de sistemas de bombeo utilizando un inversor DC/AC y una bomba centrífuga sumergible (Grundfos SA1500, izda., y SA400, dcha.)

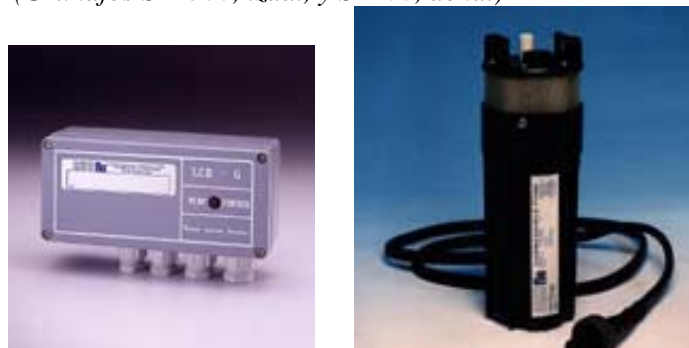


Figura 17. Ejemplo de sistemas de bombeo utilizando un convertidor DC/DC y una bomba sumergible de membrana (Shurflo)



Figura 18. Ejemplo de sistemas de bombeo utilizando un convertidor DC/DC y una bomba sumergible de membrana, izda., y de bomba centrífuga sumergible con motor sin escobillas, dcha. (Solarjack)

3.4. Acoplo generador-motor-bomba

En el acoplo de cada uno de los componentes descritos anteriormente, esto es, generador, motor y bomba, se ha de cumplir que la potencia de entrada al motor sea igual a la potencia de salida del generador, lo mismo sucede con el voltaje y la corriente, en consecuencia el punto de operación o punto de trabajo resultante de la conexión de un generador fotovoltaico y un subsistema motor-bomba se obtiene buscando el punto de corte de las curvas I-V características de cada uno de ellos.

Uno de los factores que determinan el rendimiento diario de un sistema de bombeo, y que es necesario tener en cuenta en su diseño, son los cambios a lo largo del día de la radiación solar. Estas variaciones están determinadas por el ciclo diario de salida y puesta del sol y por la climatología reinante. La variación de la temperatura de operación supone un desplazamiento hacia la izquierda (si la temperatura aumenta) o derecha (si disminuye) del punto de máxima potencia del generador y es un importante factor a tener en cuenta esencialmente en sistemas que operen a tensión de generador FV constante.

Para maximizar la transferencia de potencia eléctrica del generador al motor, el grupo motor-bomba y el generador fotovoltaico debe elegirse de tal modo que sus curvas I-V se intercepten lo más cerca posible del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico.

Dependiendo del tipo de motor y del tipo de bomba, algunos subsistemas se adaptan mejor al generador fotovoltaico que otros. Por ejemplo, como se indica en la Figura 19, las bombas centrífugas o los sistemas con baterías se aproximan bastante bien el punto de máxima potencia del generador, operando en condiciones normales de diseño (curva A). En cambio otros subsistemas, como sucede en el caso de las bombas de desplazamiento positivo, no se adaptan bien al punto de máxima potencia y el rendimiento del sistema es bajo (curva B). En el caso de que el sistema disponga de un seguimiento del punto de máxima potencia (curva C) el acoplo del sistema de bombeo FV con el generador FV es próximo al ideal ya que el punto de trabajo coincide con el punto de máxima potencia del generador FV.

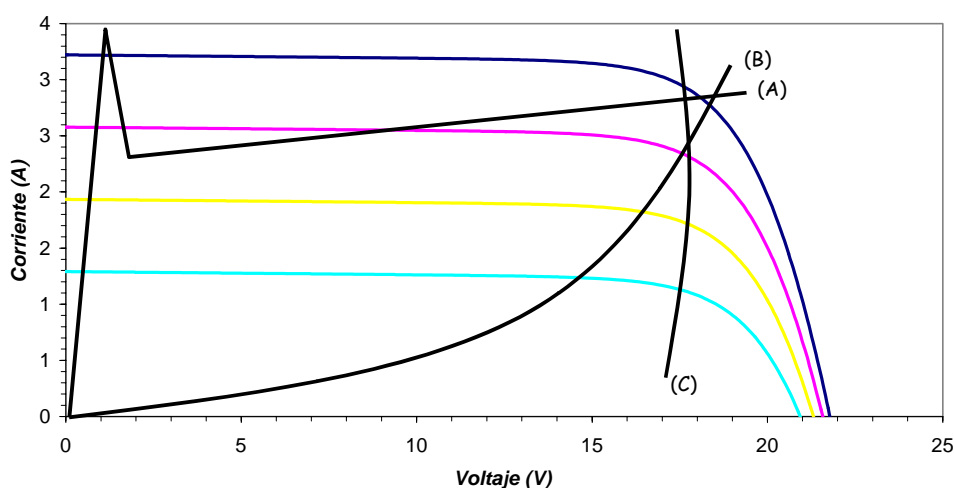


Figura 19. Características I-V de diferentes cargas acopladas a un generador FV en diferentes condiciones de irradiancia.

Para aumentar el rendimiento global del sistema de bombeo se pueden utilizar dispositivos electrónicos que adaptan la impedancia de entrada del motor y permiten seguir el punto de máxima potencia del generador, especialmente en el caso de bombas de desplazamiento positivo.

El rendimiento del subsistema motor-bomba determina el tamaño del generador fotovoltaico que es

necesario para unas determinadas necesidades de energía hidráulica.

Las bombas centrífugas se diseñan para una altura manométrica fija y el volumen de agua bombeada crece con el aumento de su velocidad de rotación y es por tanto directamente proporcional a la irradiancia incidente en el plano del generador fotovoltaico. Su rendimiento decrece cuando funcionan fuera de las condiciones de diseño. Por otro lado, las bombas volumétricas se caracterizan por bombear un caudal casi constante independiente de la altura, aunque directamente proporcional a la velocidad.

La presencia de nubes que ocultan el sol producen variaciones más o menos bruscas en la irradiancia (picos de irradiancia) incidente que se traducen en un descenso momentáneo de la potencia de salida del generador. Este tipo de variaciones pueden tener como consecuencia la aparición de transitorios en la alimentación de la bomba, que en unos casos pueden ser muy rápidos y en otros más lentos. Estos picos pueden ser también muy profundos y poco profundos; muy frecuentes en el tiempo o aislados; dependiendo del número y tipo de nubes que cubran el sol a lo largo del día.

Los subsistemas motor-bomba necesitan una potencia mínima de arranque par comenzar su funcionamiento, así en el caso de bombas de desplazamiento positivo ésta viene determinada por el pico de arranque de las mismas. En el caso de las bombas centrífugas, la bomba puede girar con muy bajos niveles de irradiancia, pero no bombeará agua hasta que la potencia sea tal que permita superar la altura manométrica del sistema, lo que conduce a la existencia de unos umbrales de irradiancia por debajo de los cuales no se bombea agua. Estos umbrales de irradiancia se sitúan normalmente en torno a los 200-400 W/m² y en aquellos momentos del día en los que la irradiancia no supere este umbral no se bombeará agua.

En días nublados o parcialmente nublados pueden producirse picos de variación de la radiación en los que se desciende hasta una irradiancia inferior al umbral de funcionamiento de la bomba y por tanto en esos momentos la bomba no es capaz de suministrar agua. Mientras que en el caso de un día tipo completamente despejado una vez que se alcanza, por la mañana, el umbral de irradiancia se bombea agua hasta que de nuevo por la tarde se descienda por debajo del umbral. Esto influirá decisivamente en el rendimiento diario del sistema así como en la durabilidad de la bomba. Cuando la irradiancia disminuye, la corriente generada disminuye proporcionalmente mientras que el voltaje en el punto de máxima potencia permanece aproximadamente constante. Sin embargo, en el motor/bomba, cuando la corriente disminuye, el voltaje también disminuye. En consecuencia, sin un circuito de acondicionamiento de potencia, cuando disminuye la irradiancia solar, el sistema opera en un punto de trabajo cada vez más alejado del punto de máxima potencia.

En las bombas centrífugas, el par es proporcional a la velocidad al cuadrado, a la vez que el par producido por el motor está directamente relacionado con la corriente. Cuando la corriente del generador disminuye, disminuye el par, la velocidad y el voltaje necesario para el motor. En esta situación, para un motor DC, el dispositivo de acondicionamiento de potencia debe ser capaz de transformar el exceso de voltaje del generador en corriente para el motor.

Para bombas de desplazamiento positivo, el par necesario de bombeo, depende principalmente de la altura de bombeo y no de la velocidad. En esta situación el motor necesita un cierto umbral de corriente para proporcionar el par necesario para mantener en operación a la bomba. La velocidad de bombeo es pues determinada principalmente por el voltaje disponible. De este modo la línea de carga del motor/bomba aparece como una línea horizontal superpuesta la característica I-V del generador FV. Esto es un desafortunado mecanismo de operación ya que si la corriente generada cae por debajo del mínimo requerido no se podrá bombear. En estos casos se necesita añadir un convertidor DC/DC.

Además, los altos pares de arranque necesitan corrientes que en general no pueden ser suministrados por los módulos FV. Los convertidores DC/DC pueden utilizarse para producir elevadas corrientes de arranque transformando el exceso de voltaje en corriente. Otra alternativa usada normalmente para proporcionar estas corrientes elevadas de arranque es la utilización de

condensadores que almacenan la carga necesaria para arrancar el motor/bomba.

Los seguidores del punto de máxima potencia se pueden incluir en cualquier sistema para aumentar el rendimiento. Sin embargo un sistema bien diseñado puede alcanzar automáticamente un punto de trabajo óptimo entre el generador FV y el subsistema para un amplio rango de niveles de irradiancia.

En el acoplo generador FV - motor, las baterías también se pueden utilizar como dispositivos de acondicionamiento de potencia haciendo que el generador trabaje a un voltaje constante, que puede ser elegido de modo que se aproxime al punto de máxima potencia para un amplio rango de niveles de irradiancia. Además, el almacenamiento de energía permite al motor/bomba trabajar en condiciones óptimas. Sin embargo, cualquier sistema que utilice baterías debería incluir un circuito de regulación de tensión para prevenir procesos de sobrecarga o sobre descarga de la batería.

Todos estos factores hacen que el rendimiento del subsistema motor/bomba y el umbral de irradiancia sean condicionantes en el dimensionado de una instalación de bombeo fotovoltaico y que el dimensionado no sea un proceso simple.

Para propósitos de dimensionado se pueden distinguir dos tipos de rendimiento:

- Rendimiento instantáneo del subsistema, definido como el cociente entre la potencia hidráulica obtenida y la potencia eléctrica suministrada al motor en un instante determinado.
- Rendimiento energético diario, definido como el cociente entre la potencia hidráulica diaria obtenida y la potencia diaria consumida.

El rendimiento energético diario y el rendimiento instantáneo para propósitos de dimensionado pueden tomarse de los datos de la tabla 3.1.

TIPO	RENDIMIENTO			
	DIARIO		INSTANTANEO	
	valor medio	mejor valor	valor medio	Mejor valor
1	25%	30%	30%	40%
2	28%	40%	40%	60%
3	32%	42%	35%	45%

Tabla 3.1. Valores típicos de rendimientos energéticos diarios y rendimientos instantáneos del subsistema motor-bomba.

Estos valores de rendimiento del sistema de bombeo FV son generales y de carácter orientativo, obtenidos a partir de la experiencia y están basados en un día estándar de 6 kWh/m²/día de radiación sobre superficie horizontal con una irradiancia de 700 W/m² y una fracción de radiación difusa del 34%. Para valores menores de radiación o condiciones climáticas adversas estos rendimientos disminuyen considerablemente.

En la tabla 3.1 el tipo de subsistema se interpreta del siguiente modo.

- ✓1 Unidades de succión superficial, o unidades flotantes de succión sumergida utilizando motores de imán permanente de corriente continua con o sin escobillas y bombas centrífugas.
- ✓2 Unidades flotantes de corriente continua con bomba sumergida. Unidades bomba sumergida con motor montado en la superficie o bien un motor de imán permanente de corriente continua con o sin escobillas y bombas centrífugas multiestado.
- ✓3 Bombas centrífugas multiestado sumergibles de corriente alterna o continua; bombas de desplazamiento positivo sumergidas con motor de corriente continua en la superficie.

3.5. Subsistema de acumulación.

Un sistema de bombeo alimentado mediante energía solar fotovoltaica únicamente suministra agua durante las horas de sol (en las cuales se supere la irradiancia umbral) a no ser que se incluyan en el sistema acumuladores electroquímicos o 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 acople 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, aunque en ciertos casos es beneficioso porque aprovecha mejor la energía fotogenerada y el motor opera en sus condiciones nominales.

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.

La inclusión en el sistema de un depósito de almacenamiento hace que se pueda disminuir la potencia pico del generador.

En aplicaciones de riego agrícola se pueden distinguir dos tipos de almacenamiento de agua:

- ✓ Almacenamiento a largo plazo, en el cual se almacena el agua de un mes para otro.
- ✓ 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 contra, se aconseja el uso de pequeños depósitos de almacenamiento a corto plazo.

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.

Si se opta por el uso de un depósito de almacenamiento de agua se puede disminuir la potencia pico del generador y del grupo motor-bomba hasta un punto en el que el caudal bombeado más el volumen de agua almacenado no sean suficientes para satisfacer la demanda de agua.

4. Configuraciones típicas de sistemas de bombeo fotovoltaico

Las diferentes configuraciones de un sistema de bombeo FV puede venir determinado por la combinación de distintos tipos de motores (DC o AC) con distintos tipos de bombas (centrífugas o de desplazamiento positivo).

Se pueden distinguir tres tipos de sistemas:

- a) Sistemas de baja potencia (50 a 400 Wp) que utilizan principalmente un motor DC accionando una bomba de desplazamiento positivo (de membrana). Entre el generador FV y el motor se instala un convertidor DC/DC para mejorar su acople. Ejemplos de este tipo lo constituyen los sistemas Solarjack SDS o Shurflo 9300.
- b) Sistemas de media potencia (400–1500Wp), en los que se puede identificar dos configuraciones diferentes: una bomba centrífuga sumergible multiestado con motor asíncrono accionado por un inversor de frecuencia variable (como los sistemas Grundfos solares SA400 y SA1500) y los formados por un motor DC sin escobillas (que en este rango de potencias pueden tener un rendimiento mayor que los motores de inducción trifásicos convencionales y aún mayor que los motores de inducción monofásicos) operando una bomba de desplazamiento positivo helicoidal (como los sistemas de Monopumps – Australia, Total Energie – Francia o Solenersa – España), pero todavía han de demostrar su fiabilidad de

operación y experimentar una disminución de costes, mostrando un futuro muy prometedor. El motor DC sin escobillas está comandado por un controlador externo utilizado tanto para la conmutación electrónica del motor DC como para realizar el seguimiento del punto de máxima potencia. Mientras que la utilización de motores AC de inducción es habitual, los motores DC sin escobillas se están utilizando recientemente debido a su mayor rendimiento, incluso con bombas centrífugas, como el caso de los modelos Solarjack SCS.

- c) El tercer tipo de sistemas de bombeo FV está basado en la utilización de convertidores de frecuencia (FCs) [16,17] industriales en aplicaciones de potencia superior al kWp. El número de sistemas de bombeo fotovoltaico que han demostrado tanto un elevado grado de fiabilidad como buen rendimiento de operación no son muy numerosos: muchos tienen diseños muy especiales (como puede ser por ejemplo la utilización de motores trifásicos a 68V) y resultan caros comparados con el coste del bombeo convencional. Además existe una limitación en cuanto a la potencia disponible (los mayores no superan los 1600Wp). Las necesidades de volúmenes de agua demandados, especialmente para aplicaciones de riego agrícola, son cada vez mayores lo que implica a su vez un aumento de la potencia instalada de los sistemas. Actualmente hay sistemas de potencia superior a los 10 kWp en operación. La utilización de convertidores de frecuencia en aplicaciones de bombeo fotovoltaico ofrece una solución viable, eficiente y económica.

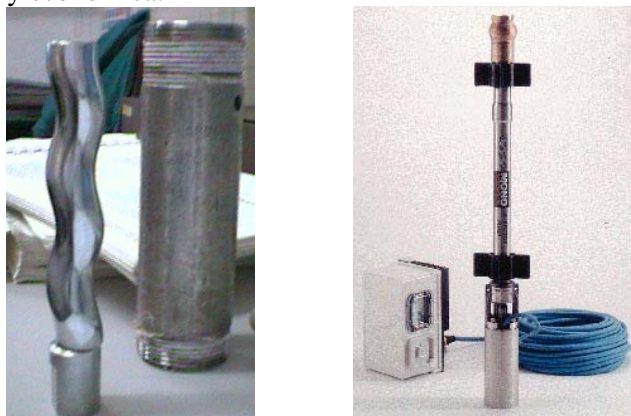


Figura 20. Bomba helicoidal sumergible con motor DC sin escobillas de alto rendimiento (Monopumps). Dispone del controlador externo para control del motor y seguimiento del punto de máxima potencia.

El acoplo de cada uno de los componentes del sistema de bombeo fotovoltaico (generador, motor, bomba) puede adoptar diferentes configuraciones dependientes de la tecnología de los productos disponibles en el mercado y de las especificaciones y necesidades particulares de cada aplicación.

Las cuatro configuraciones más comúnmente instaladas son:

1. Motobomba sumergible, con motor DC o AC y bomba centrífuga multiestado. El número de estados es función de la altura requerida.
2. Motorbomba sumergible de desplazamiento positivo.
3. Motobomba flotante con motor DC y bomba centrífuga.
4. Unidades motor-bomba instaladas en la superficie. Las bombas pueden ser centrífugas o de desplazamiento positivo.

Los sistemas de bombeo con motores AC incluyen un inversor. Las bombas centrífugas con motores DC suelen acoplarse directamente al generador FV, mientras que las bombas de desplazamiento positivo con motores DC suelen acoplarse al generador FV mediante un convertidor DC/DC.

4.1. Sistemas de bombeo con motores DC

Los componentes principales de estos sistemas son:

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

La energía suministrada por el generador fotovoltaico cambia de acuerdo con la variación de la radiación solar incidente y de la temperatura a lo largo del día. El convertidor DC/DC efectúa el ajuste de impedancia entre el generador y el motor a fin de utilizar en todo momento la máxima potencia disponible.

Las aplicaciones de los motores DC permanecen, hasta el momento, limitadas a instalaciones de superficie para facilitar el posible mantenimiento requerido. El mantenimiento es debido a la necesidad de cambio frecuente de las escobillas del motor por desgaste (aproximadamente cada 2000-4000 horas de funcionamiento). El uso de motores DC en aplicaciones sumergibles se encuentra todavía en estado de desarrollo. Una solución a este problema consiste en emplear motores DC sin escobillas o aumentar su número.

Una aplicación especialmente interesante es la combinación de una bomba de desplazamiento positivo y un motor DC shunt. La necesidad de comenzar a bombear agua a bajos niveles de irradiancia requiere que el motor proporcione un par inicial de arranque para lo cual es necesaria una cierta corriente. En sistemas modernos este pico de corriente de arranque se suministra mediante un condensador. La situación en el caso de bombas centrífugas es mejor que con las bombas de pistón ya que en éstas al reducirse la velocidad se reduce el par necesario.

La selección de un determinado modelo de bomba ha de realizarse a partir de las curvas característica I-V, procurando que se adapten lo mejor posible a la variación con la irradiancia incidente del punto de máxima potencia del generador.

Según el tipo de pozo y la profundidad a que se encuentre el nivel del agua, se deben emplear diferentes clases de bombas:

- En pozos abiertos y donde el nivel del agua está a menos de 30 metros de profundidad, se utilizarán bombas autoaspirantes. Estas bombas proporcionan un caudal entre 500 y 900 l/h, a una altura manométrica de 25-30 metros, y deben situarse ligeramente por encima del nivel del agua, ya que no son sumergibles y su altura máxima de aspiración es de 4 metros.
- En pozos de sondeo verticales, tanto profundos como poco profundos, son adecuadas las bombas de pistón. Dependiendo de la cantidad de agua y de la potencia de la instalación, pueden proporcionar un caudal entre 400 y 1400 l/h.

El caudal de la bomba varía en función de la velocidad del motor, que a su vez depende del nivel de irradiancia.

Estas instalaciones se completan generalmente con un depósito de almacenamiento de agua, para asegurar un suministro continuo, incluso en los periodos de falta de sol. En general son muy simples y seguros y requieren un mantenimiento mínimo.

En los sistemas directamente acoplados es donde una bomba de bajo par de arranque, como las centrífugas, puede ser accionada por un motor DC que recibe la potencia directamente del generador FV. Cuando la irradiancia es suficientemente elevada, el sistema funciona y se bombea agua a un depósito de almacenamiento o para el consumo directo. Cuando se pretende diseñar correctamente un sistema de este tipo es necesario tener en cuenta las siguientes consideraciones generales:

- El volumen de agua puede variar considerablemente a lo largo del año. Esto tiene consecuencias directas en cuanto al ángulo de inclinación del generador FV y han de seguirse las siguientes recomendaciones:
- Si el perfil de demanda es prácticamente constante a lo largo del año, como en el caso de

suministro de agua para el consumo doméstico, el ángulo de inclinación debe estar a la latitud + 20° para proporcionar niveles de radiación uniformes a lo largo del año.

- Si la demanda de agua bombeada es casi constante a lo largo del año, pero debe ser un poco mayor en los meses de verano, el generador debe tomar un ángulo de inclinación igual a la latitud + 10°.
- Si se debe maximizar la cantidad de agua bombeada en el año, entonces se debe usar un ángulo de inclinación de latitud - 10°.
- Si se necesita maximizar el volumen de agua bombeada en los meses de verano, como en aplicaciones de riego, el ángulo de inclinación debe tomarse como latitud - 20°.
- En general, cuanto mayor sea el ángulo de inclinación del generador FV, más uniforme es el bombeo a lo largo del año.

Se debe disponer también de información precisa de la variación, con las estaciones de año, del nivel freático del agua en el pozo y por tanto de la altura manométrica de bombeo.

Es necesario realizar un análisis económico del volumen del depósito de almacenamiento de agua y seleccionar una bomba con una característica par-velocidad adecuada para facilitar el acoplo del sistema. Además debe tenerse en cuenta la altura de bombeo y que sea capaz de suministrar el caudal necesario y seleccionar un motor con una característica par-velocidad compatible con la de la bomba.

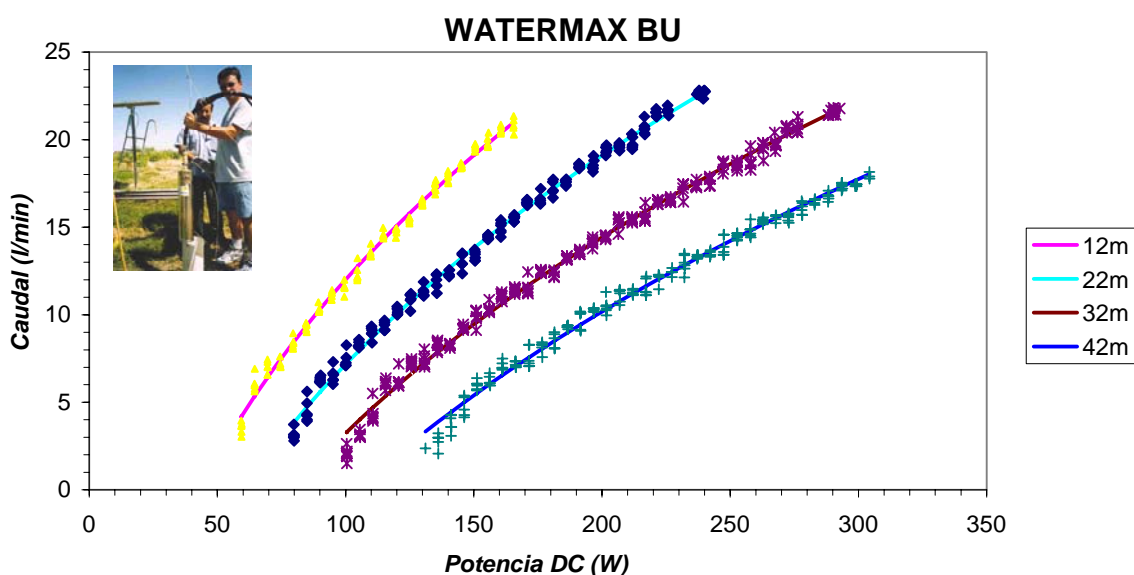


Figura 21. Curvas Caudal- Potencia DC de un sistema de bombeo con motor DC y bomba de membrana (Watermax).

4.2. Sistemas de bombeo con motores de corriente alterna

Estos sistemas se componen básicamente de:

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

El generador FV proporciona la corriente continua que es transformada por el convertidor DC/AC en corriente alterna monofásica o trifásica para alimentar el motor AC. La ventaja de los motores de corriente alterna frente a los motores de continua es su construcción simple, robusta y su bajo mantenimiento y en consecuencia bajo coste.

El área de aplicación de los motores de inducción es muy diversa, pudiendo equipar sin ningún problema un sistema de bombeo sumergible. En estos motores se puede regular la velocidad mediante sistemas de control electrónico (convertidores de frecuencia) incluidos en el inversor, lográndose de este modo aprovechar al máximo los niveles bajos y altos de irradiancia en aplicaciones de bombeo fotovoltaico.

En general, para sistemas de poca potencia se utilizan motores DC, mientras que para mayores potencias se recomienda el uso de sistemas de bombeo con motores AC.

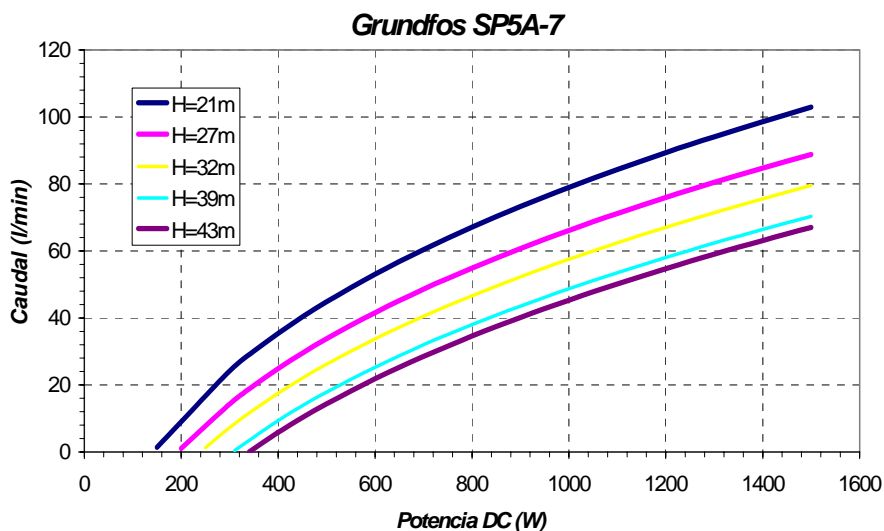


Figura 22. Ejemplo de sistema de bombeo con motor AC e inversor SA1500 (Grundfos SP-5A-7). Curvas Caudal-Potencia DC en función de la altura de bombeo.

4.3. Sistemas de bombeo FV con baterías

Este sistema consta de los siguientes componentes:

- Generador fotovoltaico
- Sistema de baterías
- Regulador
- Motor DC
- Bomba
- Deposito de almacenamiento (opcional)

En el caso de que la instalación lleve una bomba que funcione con corriente alterna, será necesario incluir también un convertidor DC/AC, que transforme la corriente continua procedente de la batería en corriente alterna para alimentar el motor.

En este sistema se suelen utilizar baterías estacionarias de ciclo de descarga profundo para almacenar la corriente generada por los módulos FV. Al amanecer el generador comienza a cargar la batería y continúa haciéndolo durante las horas de sol. En el caso de utilizar bombas de corriente continua, el sistema de bombeo FV comienza a funcionar cuando el voltaje de la batería alcanza un nivel determinado por el regulador. La batería mantiene el voltaje del motor en condiciones cercanas a las nominales independientemente de la intensidad de la radiación solar, hasta que se llega a un punto mínimo de descarga.

En el caso de bombas con motores de corriente alterna, las baterías alimentan al convertidor DC/AC, y es éste el que mantiene el voltaje del motor estabilizado.

Las ventajas de estos tipos de sistemas es que pueden proporcionar agua en horas en las que no se dispone de radiación solar. Además se puede utilizar la energía almacenada en las baterías para alimentar otros elementos que no forman parte del sistema de bombeo, sin más que dimensionar adecuadamente el sistema de baterías.

4.4. Sistemas de bombeo con convertidores de frecuencia

Los convertidores de frecuencia (FC) se pueden conectar directamente a un generador FV y alimentar un motor de inducción asíncrono acoplado a una bomba centrífuga en sistemas de bombeo fotovoltaico donde pueden suponer una solución universal en el rango de media y elevada potencia. La utilización de productos industriales, como son los FC y las bombas centrífugas, adaptados a sistemas de bombeo FV tiene las ventajas de amplia disponibilidad de productos y rangos de potencia, independencia de determinados fabricantes así como una reducción de costes en comparación con los sistemas habitualmente utilizados. Se presenta detalladamente un modelo simplificado que permite la estimación de las curvas Potencia DC-Caudal características del sistema a partir de datos de catálogo. El modelo desarrollado permite disponer de una herramienta para la selección de la bomba más adecuada para cada aplicación.

La aparición en el mercado de los convertidores de frecuencia para todo tipo de control de motores (mediante control tensión/frecuencia), y su rápida evolución en el mercado industrial también ha supuesto un claro avance para los sistemas de bombeo de agua con energía solar FV. Las bombas comunes disponibles en el mercado han sido desarrolladas para operar con una fuente de potencia constante, la red eléctrica. Sin embargo la potencia producida por un generador FV es variable a lo largo del día y en consecuencia la potencia entregada a la bomba. Por esta razón las bombas para su utilización en sistemas FV suelen poseer diseños específicos. La utilización de convertidores de frecuencia en sistemas de bombeo FV supone una solución universal que permite la utilización de bombas convencionales de mercado.

Los convertidores de frecuencia son dispositivos electrónicos, similares a los inversores, inicialmente diseñados para operar conectados a la red eléctrica con el objeto de proporcionar una señal de salida de amplitud y frecuencia variable a partir de una señal de entrada de la red eléctrica convencional. Los convertidores de frecuencia aceptan una entrada en DC como es la de los generadores FV, con un amplio rango de variación de la tensión de entrada. Mediante la utilización de algoritmos internos son capaces de controlar la frecuencia y tensión de trabajo de los motores AC utilizados para accionar las bombas (generalmente motobombas centrífugas sumergibles).

Mediante la utilización de estos dispositivos como acondicionamiento de potencia entre el generador FV y el motor/bomba se consiguen dos grandes beneficios. Por un lado se amplía la libertad de elección de sistemas disponibles en el mercado, pudiendo utilizar, en principio, cualquier bomba y cualquier convertidor de frecuencia disponibles en el mercado estándar. Por otro lado se amplía el abanico de potencias disponibles para sistemas de bombeo que anteriormente estaba limitada por las ofrecidas por algunos pocos fabricantes internacionales con sistemas específicamente desarrollados para energía solar FV. La utilización de convertidores de frecuencia permite realizar instalaciones desde 1 o 2 kW hasta varias decenas de kW.

Es bien conocido que la velocidad de un motor asíncrono depende del número de polos del motor y de la frecuencia y del voltaje. La amplitud de la tensión y el tipo de carga (en este caso la bomba) también influyen en la velocidad del motor. Por tanto el cambio de la frecuencia de la tensión de alimentación es un método para controlar la velocidad de los motores asíncronos. Para asegurar la correcta magnetización del motor también es necesario cambiar la amplitud de la tensión.

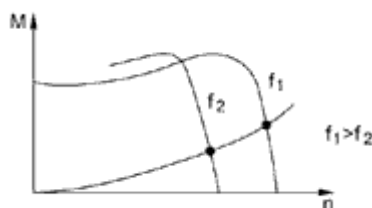


Figura 23. Variación de las características par-velocidad en función de la frecuencia del motor y

de una bomba centrífuga.

El control tensión/frecuencia implica un desplazamiento de la característica par-velocidad sin un decrecimiento del rendimiento. Este control se realiza mediante los convertidores de frecuencia que convierten la tensión y frecuencia de la red en una tensión y frecuencia variables. En el caso de conexión a un generador FV el voltaje de entrada al convertidor de frecuencia es DC y la frecuencia cero, lo que no supone ningún problema ya que el principio de los convertidores de frecuencia se basa en una rectificación de la señal de red para luego obtener una señal de frecuencia variable a partir del voltaje DC mediante un control PWM o vectorial.

Es necesario tener en cuenta que las bombas que necesiten un par constante la relación tensión frecuencia ha de ser constante. Por el contrario para las bombas centrífugas caracterizadas por una fuerte caída del par del motor cuando se reduce la velocidad, la relación tensión/frecuencia ha de ser variable, permitiendo que le voltaje decaiga más que la frecuencia cuando se reduce la velocidad.

Los convertidores de frecuencia están compuestos esencialmente, además poseen una serie de circuitos electrónicos de control, por los siguientes elementos:

- Un rectificador
- Un circuito capacitor intermedio
- Un inversor

El rectificador consiste en un puente de seis diodos en el caso trifásico o cuatro en el caso monofásico. Cuando se conecta al generador FV, la misión rectificadora simplemente permanece anulada.

El circuito capacitor intermedio es un "almacenamiento" en el cual el convertidor almacena energía para suministro del motor.

En el inversor consiste normalmente en seis transistores (MOSFET para baja potencia e IGBT para altas potencias) con apertura y cierre controlados. Los puntos centrales de las tres ramas se conectan a los terminales del motor y por tanto es posible conectar el terminal del motor al conductor positivo o negativo en el inversor.

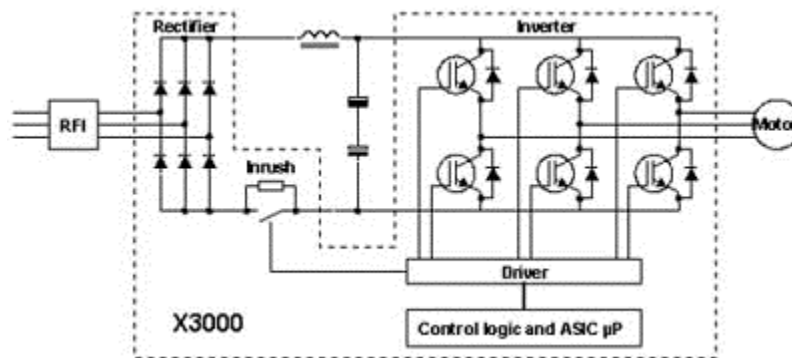


Figura 24. Diagrama esquemático básico de un convertidor de frecuencia industrial.

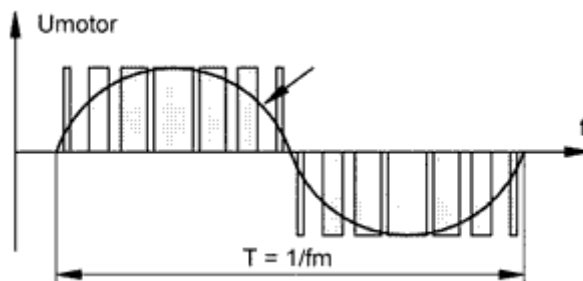


Figura 25. Generación de tensión de amplitud y frecuencia variables en el inversor mediante control PWM.

El voltaje suministrado al motor consiste en una serie de pulsos cuadrados. El valor medio de estos pulsos forma un voltaje senoidal de la frecuencia y amplitud deseadas. El voltaje del motor se varía cambiando la relación pulso/pusa de la onda cuadrada sin cambiar la frecuencia de conmutación. Este

principio se conoce como PWM (*Pulse Width Modulation*).

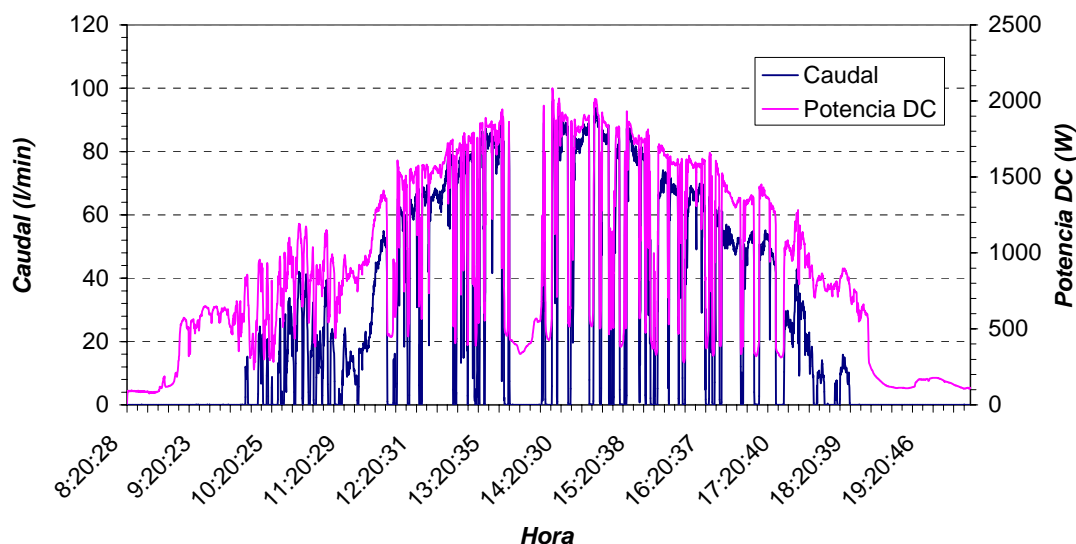
Debido a que los convertidores de frecuencia no han sido diseñados específicamente para su utilización con generadores FV, no disponen de sistemas de seguimiento del punto de máxima potencia. Esto ha de suplirse con métodos externos que generen señales para el convertidor indicándole el punto de trabajo. Normalmente son capaces de responder sin problema a las variaciones de irradiancia (variaciones de la corriente de entrada). El principal problema estriba en darles una consigna para la tensión de trabajo y que dicha tensión de trabajo esté lo más cerca del punto de máxima potencia para minimizar las pérdidas por desacoplo, maximizando el rendimiento.

Se pueden utilizar algoritmos PID internos para trabajar a tensiones del bus de continua (salida del generador FV) constantes. Aunque no es la situación óptima de acoplo, se ha verificado que estos sistemas operan muy bien (con pérdidas energéticas por trabajar fuera del punto de máxima potencia) aunque requieren aumentar el número de módulos conectados en serie para evitar que el aumento de temperatura (disminución de la tensión de circuito abierto) haga que el sistema opere en puntos muy a la derecha del punto de máxima potencia, con el consiguiente decrecimiento de la corriente del punto de trabajo.

Estos sistemas se pueden modificar mediante la inclusión de dispositivos que generen una señal proporcional a la temperatura de las células para corregir el voltaje de trabajo, consiguiendo de este modo un seguidor del punto de máxima potencia.

En ambos casos, estos ajustes del convertidor han de ser específicos para cada sistema. Es necesario conocer el tipo y configuración del generador FV para poder generar la consigna de tensión adecuada (en los inversores específicamente diseñados para bombeo, el seguidor está incorporado internamente en el inversor y no es necesaria la generación de estas señales de consigna).

Sin embargo estos pequeños inconvenientes se ven ampliamente superados por la ventaja que supone la utilización de los convertidores de frecuencia como son la capacidad de elección de



cualquier tipo de moto/bomba en un amplio rango de potencias.

Figura 26. Ejemplo de sistema de bombeo FV utilizando un convertidor de frecuencia. Se puede apreciar como es capaz de seguir correctamente las variaciones de irradiancia (corriente de entrada) aún en casos con muchas nubes y bruscas variaciones.

5. Dimensionado de sistemas de bombeo

El dimensionado de sistemas de bombeo fotovoltaico 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 que es necesario seguir:

- Evaluación de la energía hidráulica necesaria
- Evaluación de la energía solar disponible
- Definición del equipo de bombeo necesario

El método de dimensionado 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. Una vez determinadas las energías medias mensuales se calcula el balance energético de cada mes para determinar el mes en el cual la demanda de agua es mayor en relación con la energía solar disponible. Este mes será el mes de dimensionado.

El dimensionado de los elementos del sistema se calcula para satisfacer la demanda en este mes de dimensionado o "*mes peor*", asegurando un excedente de agua en el resto del año.

Al diseñar un sistema de bombeo hay dos aspectos que se deben tener en cuenta:

- La selección de los componentes del sistema es crucial para proporcionar al sistema un bajo mantenimiento, larga vida útil y alta fiabilidad.
- El acoplo de los componentes del sistema requiere un alto conocimiento y experiencia y de él dependerá el rendimiento final del sistema.

5.1. Determinación de las necesidades de energía hidráulica.

5.1.1. Necesidades de agua

En primer lugar es necesario conocer el volumen de agua diario medio mensual 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.

Es muy importante realizar un estudio previo de la capacidad del manantial del que se va a bombear y realizar un estudio de las variaciones estacionales del agua para preveer la situación de la bomba y que no trabaje en vacío. Normalmente 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. Por otro lado, determinadas bombas, no pueden situarse con una columna de agua demasiado grande (p.e. la bomba solarjack no puede trabajar sumergida más de 30 m.c.a.).

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

Consumo continuo, como es el caso de abastecimiento de agua para casas de campo o chalets, en las que el consumo puede ser tanto por el día como por la noche, en invierno o en 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.

Las necesidades humanas y de animales de granja se pueden estimar multiplicando el consumo diario individual por la población total. Determinar las necesidades de agua para el consumo humano no es sencillo ya que interviene de forma directa el modo de vida de la población a la que va destinado el sistema. Generalmente se acepta que el consumo medio diario por persona es de 40 litros/persona/día, aumentando a 100 litros/persona/día en ciudades grandes.

Consumo humano			
Por persona	Litros	Servicios	Litros
Mínimo	10	Cada ducha	20
Países Subdesarrollados	30	Bañera llena	120
Países Desarrollados	300	Cisterna	24
		Lavabo lleno	8
		Lavavajillas	16 l/min
		Lavadora	20 l/min
		100 m ² césped	600

Tabla 5.1. Necesidades medias de agua diarias para consumo humano y el servicio general de la casa y el jardín.

En el caso de animales domésticos, su consumo medio estimado se presenta en la tabla 5.2.

CONSUMO ESTIMADO DE AGUA PARA ANIMALES	
Tipo de animal	litros/día/animal
Caballo	40
Buey	20
Ganado vacuno	50
Vaca lechera	140
Cerdo	20
Oveja	5
Cabra	5
Aves de corral	0.1

Tabla 5.2. Consumo estimado para satisfacer las necesidades diarias de agua para animales de granja.

En aplicaciones de riego agrícola, el volumen de agua necesario depende del tipo de cultivo y de factores meteorológicos como radiación solar, temperatura, humedad, velocidad del viento, evapotranspiración del suelo, estación del año considerada y del método de riego. Un aspecto a tener en cuenta es la lluvia, donde el nivel medio de agua de lluvia cada mes ha de restarse de las necesidades de agua iniciales. A título orientativo, las necesidades de agua para algunos tipos de cultivo se presentan en la siguiente tabla.

TIPO DE CULTIVO	m ³ /hectárea
Granjas rurales	60
Arroz	100
Cereales	45
Caña de azúcar	66
Algodón	55

Riego por goteo		
	Densidad (pies/Ha)	m ³ /Ha/día
Olivos	70-80	10
	165	16
	312	20
Chopos	832	50

Tabla 5.3. Volumen de agua medio diario estimado para aplicaciones de riego agrícola. Necesidades de agua de los cultivos en las distintas regiones climáticas de la península y necesidades de agua en plantaciones con sistema de riego por goteo.

La altura dinámica, H_d , es resultado de la caída de presión cuando un líquido circula por el interior de una tubería (fricción). Estas pérdidas de carga dependen de la longitud de la tubería, de su diámetro y del coeficiente de fricción, f , el cual depende a su vez de la rugosidad de la superficie interior del tubo y de las características de la corriente (régimen laminar o turbulento).

La altura dinámica puede estimarse mediante la expresión:

$$H_d = f \frac{L}{d} \frac{v^2}{2g} \quad (34)$$

donde

H_d = altura dinámica (m)

f = coeficiente de fricción

L = longitud de tubería (m)

v = velocidad media del fluido (m/s)

d = diámetro hidráulico de la tubería (m)

g = aceleración de la gravedad (m/s²)

En el caso de que en el sistema de tuberías haya otro tipo de accesorios (válvulas, codos, té, reducciones, grifos...) se puede calcular la pérdida de carga en cada elemento adicional como

$$H_d = K \frac{v^2}{2g} \quad (35)$$

donde K es un coeficiente dependiente del tipo de accesorio.

<i>Pérdidas de carga en accesorios</i>		$H_d = K \frac{v^2}{2g}$
<i>Accesorio</i>	<i>Coficiente K</i>	
Unión de depósito a tubería. Conexión a ras de pared	0.5	
Unión de depósito a tubería. Tubería rasante	1.0	
Unión de depósito a tubería. Conexión abocinada	0.005	
De tubería a depósito	1.0	
codo 45°	0.35 → 0.45	
codo 90°	0.50 → 0.75	
Tés	1.50 → 2.00	

Tabla 5.4. Coeficiente K de la ecuación (35) para distintos tipos de accesorios en tuberías

Diámetro	Codo 90°	curva 90°	válvula de pie	válvula retención	válvula compuerta
25	2	1	5	4	2
32	2.5	2	5	4	2
40	2.5	2	5	4	2
50	2.5	2	6	5	2
60	3	2	6	5	3
80	3	2	7	6	3
100	4	3	8	6	3
125	4	3	10	8	4
150	5	3	12	10	4
200	7	4	18	15	6
250	7	4	18	15	6

Tabla 5.5. Metros de tubería recta equivalentes a pérdidas de carga en accesorios y singularidades

Pérdidas de carga en tuberías de hierro

Caudal (l/h)	Diámetros interiores de tuberías en mm											
	19	26	32	38	50	63	75	89	100	125	150	
	metros de altura manométrica por cada 100 m de tubería recta											
500	2.3											
1000	9.3	2.30	0.45									
2000	44.8	10.60	32.85	1.1								
3000		8	5	2	1	0.35						
4000		32.50	9.10	4	1.65	0.75	0.28					
5000			12.9	5.2	2.30	0.95	0.34					
6000			18.50	8.6	3.10	1.15	0.4					
7000			25.70	10.9	4	1.35	0.50	0.25				
8000			33.20	15	5	1.80	0.60	0.30				
9000				18.9	6.10	2.25	0.80	0.40				
10000				25	8.50	2.80	1.15	0.50	0.25			
12000				30.9	10.90	3.80	1.50	0.60	0.45			
15000				47	16.20	6	2.35	0.75	0.65			
18000					22.60	8.20	3	1	0.85	0.25		
20000					28.80	10	4	1.40	0.95	0.30		
25000					41.50	14.40	6.10	1.80	1.40	0.45		
30000						20.60	8.35	2.40	2.10	0.62	0.30	
35000						27.85	11.4	3.20	2.90	0.95	0.40	
40000						36.90	14.5	4.20	3.60	1.15	0.45	
45000						40.60	18.3	5.60	4.50	1.45	0.55	
50000							21.9	6.90	5.40	1.85	0.80	
60000							30.5	9.60	7.60	2.55	1.05	
<i>Factores para otros tipos de tubería</i>												
<i>Acero sin soldadura</i>			0.75	<i>Fibrocemento 0.60</i>				<i>P.V.C 0.50</i>				

Tabla 5.6. Pérdidas de carga en tuberías, expresadas en metros por cada 100 metros de tubería recta.

Otro modo equivalente de tener en cuenta los accesorios del circuito es calcular la longitud de tubería equivalente de cada elemento y sumarla a la longitud real de tubería en el circuito. En general se recomienda que la altura dinámica de un circuito (suma de todas las pérdidas de carga en cada elemento) no supere el 10% de la altura total, siendo un valor recomendable el 2%.

Fórmula de Manning

Otro método alternativo para la obtención de la altura dinámica es la utilización de la fórmula de *Manning*. Este es un método matemático que se puede realizar fácilmente con una calculadora de bolsillo. La fórmula de *Manning* se expresa como:

$$H_f = k_m L Q^2 \quad (36)$$

Donde:

- H_f es el incremento en la presión causada por la fricción y expresada en distancia lineal (m).
- k_m es una constante empírica con unidades de $(m^3/s)^{-2}$
- L es la distancia total recorrida por el agua por las tuberías. Su unidad es metros (m).
- Q es el caudal expresado en metros cúbicos por segundo (m^3/s).

La Tabla 5.7 proporciona estos valores de la constante k en $(m^3/s)^{-2}$ en función del tipo de tubería (de plástico PVC y de acero galvanizado).

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
Galvanizado	19.909.642	2.631.046	608.849	65.263	15.097

Tabla 5.7. Valores de la constante k_m usado en la fórmula de *Manning* para el cálculo de la altura dinámica, H_d .

Abatimiento del pozo

Cuando se bombea agua de un pozo, el nivel del agua en su interior no permanece constante, si no que varía en función del caudal bombeado y el tiempo de bombeo. La diferencia entre el nivel en condiciones de reposo (nivel estático del agua) y el nivel instantáneo en unas determinadas condiciones de bombeo (nivel dinámico del agua) se le conoce como abatimiento, s_w . En pozos de sondeo el abatimiento puede llegar a ser muy importante, alcanzado 30 o mas metros en condiciones normales de operación.

Normalmente el dimensionado del sistema de bombeo se realiza en función de la altura manométrica de bombeo en la que se consideran dos contribuciones: por un lado la altura geométrica estática, desde la superficie del agua del pozo en condiciones estacionarias hasta la superficie libre del agua en el depósito de bombeo, y por el otro la altura debida a las pérdidas de carga en las tuberías hidráulicas de impulsión (altura dinámica). No obstante también es necesario considerar como otra contribución a la altura dinámica el incremento de altura dinámica originado en el abatimiento del pozo.

En los sistemas de bombeo convencionales operados mediante una fuente de potencia constante, el abatimiento del agua en el pozo sufre un descenso importante en los primeros momento llegando a estabilizarse en un nivel determinado (variación como el logaritmo del tiempo). En estas condiciones se puede estimar que la altura dinámica de bombeo es prácticamente constante.

En el caso de sistemas fotovoltaicos de bombeo de agua la potencia disponible varía con la radiación solar con lo que no se alcanzan unas condiciones de abatimiento de equilibrio, existiendo una interacción entre el sistema de bombeo y la respuesta del acuífero que alimenta el pozo. Es por ello que el correcto dimensionado y la simulación detallada de un sistema fotovoltaico de bombeo de agua debe considerar el abatimiento.

Se puede considerar que un pozo es una estructura de captación de agua proveniente o acumulada en acuíferos. Los acuíferos son formaciones geológicas en que se acumula el agua subterránea y son capaces de cederla.

Resulta intuitivo (ver Figura 27) considerar que en función de la capacidad de suministro o de almacenamiento de agua de un determinado acuífero, puede darse el caso de que el nivel de la superficie del agua de un pozo varíe cuando se extrae agua de él mediante bombeo. Esta variación estará ligada tanto a las características del acuífero como al caudal bombeado.

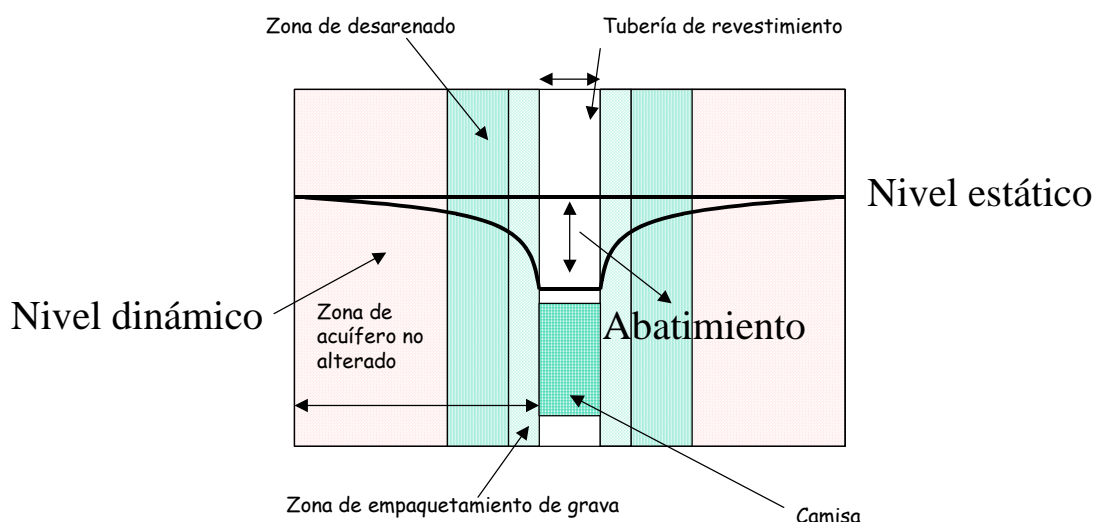


Figura 27. Diagrama esquemático mostrando la idea intuitiva de variación del nivel del agua en un pozo de bombeo (Abatimiento).

Se define el abatimiento como el descenso del nivel del agua en el espacio interior del pozo desde un nivel estacionario, en el que el caudal extraído es nulo (y no se está en ningún proceso de recuperación), hasta un determinado nivel, cuando el caudal extraído es Q.

Se puede obtener una relación matemática entre el abatimiento producido en un pozo, el caudal bombeado y el tiempo transcurrido desde el inicio del bombeo. A esta relación se le denomina *ecuación característica del pozo*:

$$s_w = \frac{\ln t}{4\pi T} Q + K_w Q + D_w Q^2 \tag{37}$$

donde:

- s_w , abatimiento dentro del pozo de bombeo.
- K_w , constante que representa la suma de los coeficientes de las componentes lineales constantes del abatimiento debidas a las características del acuífero no alterado, los efectos de la zona de desarenado, los efectos del empaque de grava y los efectos de las pérdidas de carga en la rejilla y la camisa.
- D_w , constante que representa la suma de los coeficientes constantes de las componentes cuadráticas (no lineales o turbulentas) del abatimiento, debidas a los mismos efectos que se han señalado para K_w
- T , es el coeficiente de trasmisividad del acuífero
- t , es el tiempo de bombeo
- Q , es el caudal

La ecuación (37), expresada para ensayos a caudal constantes, se puede también aplicar para ensayos con abatimiento escalonado, quedando de la forma:

$$s_w = \frac{\ln t}{4\pi T} \sum_{i=1}^n \Delta Q_i \ln(t_n - t_{i-1}) + K_w Q_n + D_w Q_n^2 \tag{38}$$

donde:

- s_w es el abatimiento en el escalón n
- ΔQ_i es el incremento de caudal de un escalón al siguiente ($\Delta Q_i = Q_i - Q_{i-1}$)
- t_n es el tiempo transcurrido desde el inicio hasta el instante n
- t_i es el tiempo transcurrido desde del inicio hasta el instante i

En la ecuación (38) se supone que se comienza en un instante inicial $t_0=0$.

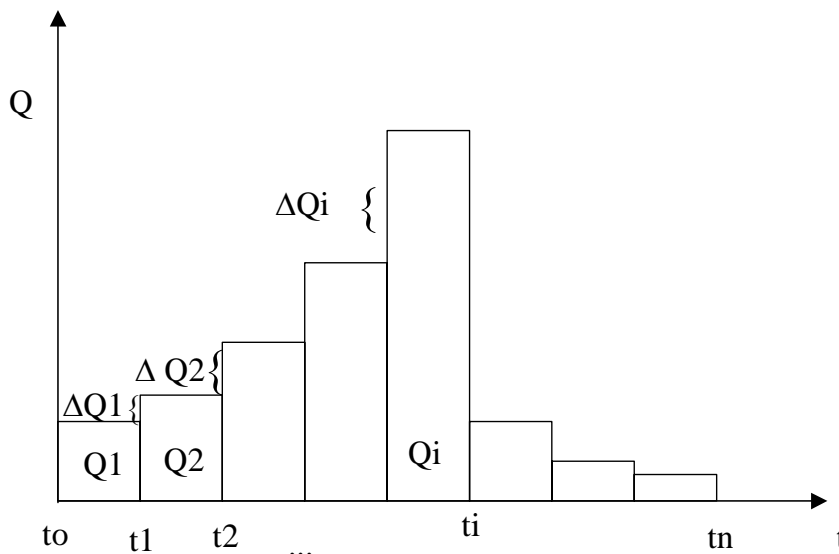


Figura 28. Definición de los tiempos y caudales para el abatimiento del pozo, ecuación (38)

Esta última ecuación tiene la ventaja de que permite predecir el abatimiento para cualquier tiempo a partir del inicio del bombeo y que tiene en cuenta las condiciones más generales de flujo y de variaciones en las condiciones físicas alrededor del pozo y además no se necesita llegar a la estabilización del pozo para determinarla.

La ecuación característica del pozo de bombeo puede determinarse, esto es, los coeficientes K_w y D_w y el valor de T , a partir de dos ensayos a caudal constante con caudales diferentes o de un ensayo con abatimiento escalonado con al menos tres escalones[18].

La curva característica de un pozo de bombeo es la representación gráfica de la relación entre los caudales extraídos y los abatimientos que se han producido en el pozo para condiciones de equilibrio, durante la ejecución del ensayo de bombeo.

En las pruebas a **caudal constante**, éste debe mantenerse fijo durante toda la realización de la prueba, por lo que habrá necesidad de ir ajustándolo según pase el tiempo.

Se denominan pruebas de bombeo con **abatimiento escalonado** a aquellas en que el caudal extraído del pozo se mantiene constante durante un tiempo, para cambiar súbitamente a otro caudal que se mantendrá constante durante otro tiempo, para volver a cambiar a un tercer caudal durante un tercer espacio de tiempo, y así sucesivamente.

El número de escalones (de caudales diferentes) deberá ser como mínimo tres (tanto para la caracterización de un acuífero como para la determinación de la curva característica del pozo de bombeo), y los espacios de tiempo entre los cambios de caudal no tienen que ser iguales, aunque sí es recomendable que duren lo suficiente para que pueda utilizarse la aproximación de *Jacob* de la ecuación de *Theis* para flujo no estacionario.

5.2. Determinación de la energía solar disponible

La potencia suministrada por el generador fotovoltaico depende de la radiación solar⁷ incidente disponible. Esta varía para cada lugar y para cada día del año, consecuencia del cambio de estación y de las condiciones climáticas y geográficas específicas.

Para proceder al dimensionado de un sistema fotovoltaico mediante el método aquí utilizado se necesitan datos medios mensuales de radiación solar del lugar donde se desee realizar la instalación.

En caso de no disponer de ningún dato de una población se pueden tomar como válidos los de una población de latitud próxima y semejantes condiciones climáticas. También existen métodos estimativos a partir de el número de horas de sol.

Generalmente, la radiación solar mensual se expresa en términos de la radiación media diaria del mes expresada en kWh/m²/día; y los datos disponibles para distintas poblaciones son datos de radiación global sobre superficie horizontal a partir de los cuales se puede calcular la irradiancia incidente sobre una superficie inclinada.

5.2.1. Ángulo óptimo de inclinación del generador fotovoltaico.

La cantidad de energía solar incidente sobre una superficie depende de su orientación relativa al sur y del ángulo que forma con los rayos del sol. Es por tanto necesario determinar la orientación y el ángulo de inclinación que optimicen la relación entre la energía incidente y la energía hidráulica demandada a lo largo de todo el año.

Para ello es necesario estimar la radiación global incidente sobre una superficie a distintos ángulos de inclinación y orientada al sur a partir de los datos de radiación global sobre superficie horizontal.

Una vez que se dispone de la energía hidráulica y de la energía solar incidente sobre superficies inclinadas a diferentes ángulos para cada mes, el ángulo de inclinación del generador fotovoltaico se determina optimizando el cociente entre la energía hidráulica necesaria y la energía solar disponible

⁷ Ver capítulo de radiación solar

para cada mes y para cada inclinación.

5.2.2. Mes de dimensionado

El mes de dimensionado y el ángulo óptimo de inclinación del generador fotovoltaico, son aquellos en los cuales el cociente entre la energía hidráulica y la energía solar es máximo. Es por tanto el mes más deficitario energéticamente para satisfacer la demanda de agua.

Para obtener el mes de dimensionado a la inclinación óptima, se calculan los cocientes entre las energías hidráulicas y las radiaciones de cada mes a diferentes inclinaciones, se supone la superficie colectora orientada hacia el sur, formando la siguiente matriz:

$$\begin{pmatrix} \text{Enero} \\ \vdots \\ \text{Diciembre} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{E_{hEne}}{G_{dm}(0,10)} & \frac{E_{hEne}}{G_{dm}(0,20)} & \dots & \frac{E_{hEne}}{G_{dm}(0,90)} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{E_{hDic}}{G_{dm}(0,10)} & \frac{E_{hDic}}{G_{dm}(0,20)} & \dots & \frac{E_{hDic}}{G_{dm}(0,90)} \end{pmatrix} \quad (39)$$

A continuación se buscan los valores máximos de cada columna y posteriormente se determina el valor mínimo de estos máximos. Este valor " $\min(\max(\text{columnas}))$ " determina una única posición en la matriz. El mes de dimensionado y el ángulo de inclinación son los correspondientes a la fila y a la columna, respectivamente, donde se da dicho valor. Los datos energéticos de este mes se toman como base para estimar a continuación la dimensión de los componentes del sistema.

5.3. Dimensionado del generador

El dimensionado del generador fotovoltaico consiste en la determinación de la potencia pico de generador que es necesario instalar para satisfacer las necesidades de agua a lo largo de todo el año. Inicialmente, en el dimensionado se supone que el generador opera en condiciones estándar (25°C y 1000 W/m²) y que el punto de trabajo coincide con el punto de máxima potencia durante todo el día. En condiciones reales de operación esto no sucede así y la potencia de salida del generador es inferior a la potencia pico, ya que la irradiancia varía a lo largo de las horas del día con valores menores que 1000 W/m² y hay pérdidas de rendimiento por efectos de desacoplo respecto del punto de máxima potencia e influencia de la temperatura de operación.

En consecuencia la energía eléctrica que tiene que suministrar el generador fotovoltaico será igual a la energía hidráulica necesaria dividida por el rendimiento energético diario medio del generador.

La energía eléctrica generada depende de los siguientes factores:

- Radiación solar incidente
- Temperatura media de funcionamiento de las células, que depende a su vez de la temperatura ambiente y del nivel de irradiancia.
- El punto de trabajo del sistema
- Umbral de irradiancia de bombeo

Para estimar la potencia pico del generador se puede seguir el procedimiento explicado a continuación.

La potencia eléctrica de salida de un generador fotovoltaico a 25 °C y 1000 W/m² es:

$$P_p = \eta_g \times A \times 1000 \quad (40)$$

donde

- P_p = potencia de salida en CEM (W)
- η_g = rendimiento del generador a la temperatura de referencia, 25 °C
- A = área activa de los módulos (m²)

El área de generador necesaria para suministrar una energía eléctrica diaria (E_e) se puede calcular mediante la expresión

$$A = \frac{E_e}{\eta_{fv} G_{dm}} \quad (41)$$

donde G_{dm} es la radiación media diaria mensual incidente en el plano del generador expresada en kWh/m²/día, E_e es la energía eléctrica diaria expresada en kWh y η_{fv} es el rendimiento medio diario del generador en las condiciones de operación.

El rendimiento medio diario mensual del generador puede calcularse mediante la expresión

$$\eta_{fv} = F_m \left[1 - \delta (T_c - T_c^*) \right] \eta_g \quad (42)$$

donde

F_m = Factor de acoplo medio, 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.

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

T_c = Temperatura media diaria de los módulos durante las horas de sol.

La energía eléctrica necesaria se relaciona con la energía hidráulica a través del rendimiento medio diario mensual del subsistema motor-bomba.

$$E_e = \frac{E_h}{\eta_{mb}} \quad (43)$$

Sustituyendo las ecuaciones (41)(42)y (43) en la ecuación (40) se encuentra que la potencia (en Watios) pico necesaria, en función de la energía hidráulica, de la radiación incidente y del rendimiento medio diario del subsistema motor-bomba, es⁸

$$P_p = \frac{E_h}{\eta_{mb}} \frac{G^*}{F_m \left[1 - \delta (T_c - T_c^*) \right] G_{dm}} \quad (44)$$

De este modo se puede estimar la potencia pico del generador, conociendo la energía hidráulica necesaria, la radiación media mensual en el plano del generador FV y el rendimiento del subsistema.

La temperatura media de operación de las células se puede estimar a partir de la temperatura ambiente media y de la irradiancia global incidente G (W/m²) en el plano del generador (valores medios durante las horas de sol) como:

$$T_c = T_a + 0.03G \quad (45)$$

o si se conoce la *TONC* (temperatura de operación nominal) del generador, la temperatura de la célula se puede estimar como:

$$T_c = T_a + G \frac{TONC - 20}{800} \quad (46)$$

Si se desea, el valor de la corrección por temperatura en la ecuación (44) se puede sustituir por un factor genérico F_t , igual a 0.8 para climas cálidos y a 0.9 para climas fríos.

⁸ Otra ecuación equivalente es $P_p = \frac{2.7 V h}{\eta_{mb} F_m \left[1 - \delta (T_c - T_c^*) \right] G_{dm}}$, donde V está en m³ y h en metros. El

valor de G_{dm} es equivalente al número de horas de sol pico

$$F_t = 1 - \delta(T_c - T_c^*) \quad (47)$$

5.4. Dimensionado del motor

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 fotovoltaico. Hay casos en los que la potencia del motor puede ser inferior a la potencia pico del generador fotovoltaico dando lugar a menores pérdidas por desacople, pero el motor soportará sobretensiones de operación y su tiempo de vida puede disminuir.

La configuración del generador, esto es, el número de módulos fotovoltaicos conectados en serie y en paralelo, debe adaptarse a las limitaciones de corriente y voltaje del motor (o del sistema de acondicionamiento de potencia), procurando acoplar bien ambos elementos para optimizar las relaciones de máxima potencia.

Una vez que se determine el motor se puede determinar la configuración del generador fotovoltaico, esto es, el número de módulos en serie y paralelo.

$$N^{\circ} \text{ módulos en serie} = \text{Voltaje nominal del motor} / \text{Voltaje nominal del módulos}$$

$$N^{\circ} \text{ módulos en paralelo} = \text{Potencia pico del generador} / (N^{\circ} \text{ módulos en serie} \times \text{Potencia pico de un módulo})$$

5.5. Dimensionado de la bomba

El caudal pico que debe suministrar la bomba se puede estimar a partir de la potencia pico del generador y del rendimiento pico del subsistema motor-bomba considerado.

La potencia hidráulica necesaria para elevar un caudal Q a una altura h viene dada por

$$P = gQh \quad (48)$$

donde

P es la potencia hidráulica	(W)
Q es el caudal	(l/s)
g es la aceleración de la gravedad	(m/s ²)

El caudal pico que suministra la bomba puede determinarse como

$$Q_p = \frac{P_p \eta_{pico}}{gh} \quad (49)$$

donde se utiliza el rendimiento pico del subsistema motor-bomba y el caudal está en litros por segundo si la potencia está en Watios y la altura en metros.

Es necesario tener en cuenta la característica par-velocidad de la bomba para seleccionar el motor adecuado.

5.6. Dimensionado de las tuberías

El diámetro de las tuberías ha de ser calculado de acuerdo con las pérdidas de carga o altura dinámica especificadas cuando se obtiene la energía hidráulica necesaria y con la longitud real de tubería sumada a la "longitud equivalente" de los accesorios de la instalación.

Para unas pérdidas admisibles determinadas y una longitud total L (incluidos los accesorios del

circuito) el diámetro de las tuberías se puede estimar utilizando las tablas del apartado 5.1, o gráficos que expresen las pérdidas de carga en función del caudal para cada diámetro de la tubería, teniendo en cuenta el tipo de material del que está construida.

Se recomienda que el diámetro de la tubería y accesorios sea superior a un valor tal que las pérdidas hidráulicas no superen el 10% de la potencia hidráulica de bombeo, preferentemente un 2%.

5.7. Consideraciones generales

Los sistemas de bombeo FV directamente conectados al generador, esto es, sin baterías, son los más recomendados. Sin embargo hay muchos sistemas en los cuales esta configuración no se puede utilizar:

- ✓ Cuando las alturas de bombeo son demasiado grandes para poder utilizar una bomba centrífuga con un rendimiento aceptable.
- ✓ Cuando no se dispone de motores DC de la potencia necesaria, como en sistemas de elevada potencia, o cuando se necesita un motor sumergible y no se dispone de un motor DC sin escobillas.
- ✓ Cuando el bombeo en las horas de sol pico excede la capacidad de la fuente de agua, entonces es necesario incluir un sistema de control.
- ✓ Cuando las baterías son esenciales para almacenamiento de energía, esto es, cuando la disponibilidad de agua debe ser muy grande y no se dispone de depósitos de almacenamiento o estos resultan más caros que un sistema de baterías.

Los pasos a seguir en un proceso general de dimensionado de una instalación de bombeo alimentada mediante energía solar fotovoltaica.

1. Visitar el lugar de la instalación. Determinar un diseño general del sistema.
2. Obtener información del pozo y la capacidad de generación de agua, esto es, diámetro, profundidad, descensos estacionales, nivel del agua, capacidad de generación (l/hora). El ritmo de bombeo ha de ser menor que la capacidad regenerativa del pozo para que este no se seque. Consultar con los usuarios de la instalación y la gente del lugar que suele tener buena información acerca de sus pozos. En caso contrario se puede acudir a las administraciones hidráulicas locales o nacionales.
3. Estimar las necesidades de agua para la aplicación en cada mes. En el caso de sistemas para riego o para suministro de agua para ganado también el usuario suele conocer con bastante exactitud el volumen de agua que necesita para sus cultivos. En el caso de suministro para población utilizar las tablas indicativas para el tipo medio de vida del lugar.
4. Determinar la altura manométrica total de bombeo, teniendo en cuenta que la altura total es la suma de la altura estática y la altura dinámica debida a pérdidas de carga en las tuberías.
5. Calcular la energía hidráulica para cada mes, como el producto del caudal por la altura total.
6. Obtener los datos de irradiación diaria media mensual y determinar el mes de dimensionado y la inclinación del generador fotovoltaico.
7. Determinar la potencia pico del generador FV teniendo en cuenta el rendimiento del tipo de bomba a utilizar.
8. Seleccionar una bomba teniendo en cuenta las características altura-caudal.
9. Determinar el caudal pico y dimensionar las tuberías (seleccionar un diámetro adecuado para satisfacer la altura dinámica considerada en el punto 4).

Finalmente, a partir de los valores obtenidos en estos apartados se procede a la elección de los componentes del sistema a partir de las características de los distintos elementos.

Una vez seleccionados los elementos que se adecuen a los resultados del dimensionado es conveniente repetir los cálculos, iterando al menos una vez, para obtener una mejor estimación de los rendimientos y factores de desacople y de este modo un dimensionado óptimo.

Las curvas I-V de una motobomba DC varían en función de la altura manométrica total de bombeo. Cuando se seleccionen los componentes de una instalación concreta es necesario superponer las curvas

I-V del motor/bomba operando a las altura manométrica de bombeo y las curvas I-V del generador FV a distintos valores de irradiancia y temperatura. De este modo se encuentran los puntos de trabajo del sistema y se determinan tanto el caudal bombeado en función de la irradiancia como los umbrales de irradiancia por debajo de los cuales no se bombea agua.

5.8. Optimización del rendimiento del sistema

El rendimiento global del sistema está influenciado por diversos factores, que han de tenerse en cuenta a la hora de seleccionar los componentes de una instalación de bombeo FV:

- La temperatura de operación de las células que forman el generador fotovoltaico
- Los umbrales de irradiancia de bombeo
- Configuración serie paralelo del generador fotovoltaico
- Número de células en serie del generador
- Tipo de tecnología de los módulos (monocristalino, policristalino y amorfo)
- Inclinación y orientación del generador fotovoltaico

5.8.1. Influencia de la temperatura en el acoplo generador - motor

La variación de la temperatura de las células influye en las curvas I-V del generador y por tanto en el punto de trabajo del sistema de bombeo. Al aumentar la temperatura aumenta la corriente fotogenerada mínimamente, sin embargo disminuye apreciablemente la tensión y por tanto la potencia generada. No obstante la influencia de la variación de la temperatura depende de la situación del punto de trabajo respecto del punto de máxima potencia. Se pueden presentar diferentes casuísticas en función del tipo de sistema.

En sistemas con motores DC directamente acoplados al generador FV el punto de trabajo del sistema viene determinado por la intersección de las curvas I-V del generador FV y del motor. Si este punto está localizado muy a la derecha del punto de máxima potencia entonces un aumento de la temperatura de operación supondrá una pérdida considerable de potencia y en consecuencia de caudal bombeado, muy superior al decrecimiento de la potencia máxima del generador FV por efectos de aumento de temperatura. No ocurrirá lo mismo si el punto de trabajo está localizado en la parte plana de la curva I-V del generador FV (a la izquierda del punto de máxima potencia).

En sistemas que operen con convertidores DC/DC a tensión constante es necesario optimizar el valor de tensión de trabajo para evitar efectos de pérdida de potencia adicionales, tal y como se ha explicado en el párrafo anterior.

En sistemas que dispongan de seguimiento del punto de máxima potencia, no se producen pérdidas adicionales a las pérdidas intrínsecas de potencia del generador FV con el incremento de la temperatura de operación.

5.8.2. Umbrales de arranque y configuración serie x paralelo del generador FV

El umbral de irradiancia (equivalentemente umbral de potencia) o irradiancia por encima de la cual se comienza a obtener caudal es un factor decisivo en el volumen diario bombeado y por tanto en el rendimiento del sistema de bombeo FV. Cuanto menor sea el umbral de arranque del sistema mayor será el número de horas de operación del mismo. En las horas de menor irradiancia que la nominal se dispone de menor potencia generada y por tanto se bombea menos caudal. No obstante volumen diario integrado es mayor operando el sistema el mayor número de horas posible, frente a la opción de operar el sistema únicamente en torno a su potencia nominal, durante pocas horas al día.

Para cada sistema de bombeo FV el umbral de irradiancia depende fundamentalmente de la altura manométrica total de bombeo, del acoplo entre el generador y el sistema motor/bomba y de la configuración serie x paralelo del generador fotovoltaico. Evidentemente, el umbral de irradiancia

varía de unos sistemas a otros. El uso de dispositivos de acondicionamiento de potencia puede disminuir considerablemente estos umbrales de irradiancia, como el caso de convertidores DC/DC, especialmente con bombas de desplazamiento positivo, que son capaces de transformar el exceso de tensión en mayor corriente para lograr el funcionamiento del motor/bomba a bajas irradiancias.

El umbral de irradiancia, para un mismo tipo de bomba y una misma altura de bombeo, depende de la corriente suministrada por el generador. Al aumentar la corriente, esto es, al aumentar el número de módulos en paralelo, disminuye el valor de la irradiancia a partir se comienza a bombear.

La configuración serie x paralelo del generador FV viene definida por los rangos de tensión y corriente de operación del sistema.

5.8.3. Influencia del número de células en serie del generador fotovoltaico

Además de que los umbrales de irradiancia de bombeo están directamente determinados por la configuración serie x paralelo del generador, la configuración serie x paralelo de cada uno de los módulos también influye en el voltaje de operación del sistema.

El número de células en serie del generador tiene dos influencias:

- En primer lugar hay casos en los que la utilización de módulos de 36 células conectas en serie en vez de módulos de 33 células es desaprovechar potencia del generador, ya que el punto de trabajo puede situarse muy a la izquierda de punto de máxima potencia, inclusive en los días de verano en los que la temperatura de las células sea elevada.
- En segundo lugar hay casos en los que, al usar módulos de 36 células, el punto de trabajo se sitúa en voltajes muy superiores al voltaje nominal de la bomba, con lo que se corre el peligro de destruir el motor por sobretensión si el funcionamiento es continuado en esta situación.

En definitiva se trata de elegir la configuración del generador fotovoltaico que se acople lo más perfectamente posible a las curvas I-V del motor. En determinados casos conviene utilizar módulos de 33 células y en otros módulos de 36 células. Lo ideal sería disponer en el mercado de módulos con la configuración de células serie x paralelo adecuada para evitar problemas de malfuncionamiento y disminuir los umbrales de irradiancia.

5.8.4. Influencia del tipo de tecnología de los módulos FV

La utilización de distintas tecnologías de módulos fotovoltaicos tiene consecuencias importantes en cuanto al área y al número de módulos que es necesario utilizar para obtener un mismo volumen de agua bombeada.

En el silicio amorfo es necesario tener en cuenta que sufren un proceso de degradación que está en el rango del 15% al 25% durante el primer año de funcionamiento y aunque se estabiliza no finaliza en el tiempo. Los resultados muestran que no hay mucha diferencia entre monocristalino y policristalino (aunque para igual potencia nominal el policristalino da menos tensión de circuito abierto), mientras que hay un importante cambio en el generador de amorfo, sobre todo en el área utilizada. Este factor junto con la degradación en el tiempo hacen que el bombeo con silicio amorfo pueda resultar más caro. No obstante para igual potencia máxima de módulos de amorfo que de monocristalino, el amorfo da mayor tensión de circuito abierto y mayor corriente de cortocircuito (tiene un peor factor de forma) por lo que en ciertas configuraciones de bombeo puede lograr un menor umbral de irradiancia y un pequeño aumento del caudal diario bombeado.

5.8.5. Bombeo con baterías

El hecho de que en el bombeo solar directo únicamente se bombea agua cuando se tiene radiación solar disponible, ésta se puede suplir con la utilización de depósitos de almacenamiento. Por otro lado se pueden utilizar sistemas de baterías para almacenar la energía eléctrica sobrante en forma de energía electroquímica reutilizable en periodos en los que no se dispone de radiación (durante la noche o en días muy nublados).

No obstante también se pueden utilizar baterías (*baterías “tampón”*), no como dispositivos de almacenamiento de energía en si mismas, si no como dispositivos de acondicionamiento de potencia que fijan el voltaje de trabajo, actuando de manera similar a los convertidores DC/DC.

Este último caso puede resultar muy útil en bombas diseñadas para operar con baterías, suministrando los picos de corriente de arranque y evitando problemas de operación en sobretensión, además de reducir los umbrales de irradiancia de bombeo.

La inclusión de sistemas de baterías para almacenamiento de energía permite un bombeo controlado en el tiempo, como puede ocurrir en una instalación doméstica sin depósito de almacenamiento donde se arranca la bomba cada vez que se necesita agua (*cada vez que se abre el grifo*).

El dimensionado de un sistema de bombeo FV con baterías de acumulación se realiza aplicando los métodos convencionales existentes para el dimensionado de instalaciones fotovoltaicas autónomas, tratando en este caso al motor-bomba como un consumo más de la instalación. En este caso ha de estimarse el consumo diario del sistema en Amperios.hora y para la estimación del caudal bombeado ha de tenerse en cuenta que el sistema opera en condiciones nominales un determinado número de horas.

5.8.6. Influencia de la inclinación, de la orientación y de la localización del generador FV

La cantidad de energía eléctrica que suministra el generador depende de la cantidad de radiación solar que llega a la superficie del generador en cada instante. A su vez ésta última depende de la cantidad de radiación disponible y de la inclinación y orientación de la superficie colectora. También se pueden utilizar superficies dotadas con sistemas de movimiento o seguimiento 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 España se puede tomar como 30 grados la *inclinación* de la superficie del generador fotovoltaico, la que maximiza la energía a lo largo de todo el año, 10 grados para maximizar durante el verano y 60 grados para el invierno.

La *orientación* óptima del generador FV ha es de 0 grados (orientada hacia el ecuador del observador). No obstante las pérdidas energéticas anuales son mínimas por pequeñas variaciones de esta orientación.

5.8.7. Utilización de convertidores DC/DC

En general siempre es recomendable la utilización de convertidores DC/DC en sistemas con bombas de desplazamiento positivo, debido al desacople entre las curvas I-V del generador FV y del motor. En este caso la inclusión de estos dispositivos mejora el acoplo entre el motor y el generador FV aumentando el rendimiento diario del sistema.

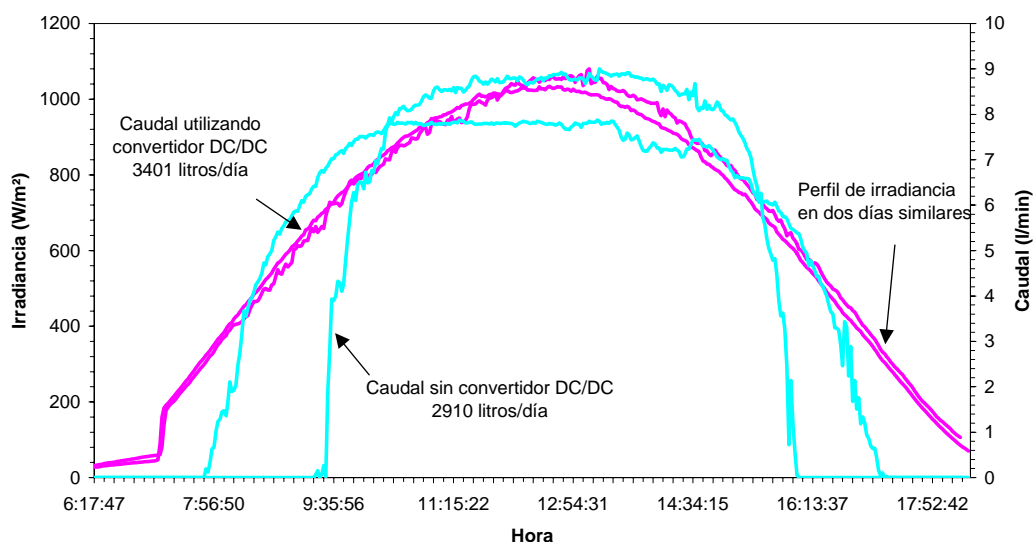


Figura 29. Ejemplo en el que se muestra como la inclusión de un convertidor DC/DC aumenta el caudal bombeado en un 34%. Medidas realizadas con el mismo generador FV y la misma bomba en dos días de irradiación similar con y sin convertidor DC/DC.

A pesar de la mejora del rendimiento diario del sistema de bombeo, la utilización de los convertidores DC/DC, que normalmente no son verdaderos seguidores del punto de máxima potencia, sino que trabajan en un entorno de la tensión dicho punto, ha de realizarse adecuadamente.

Un claro ejemplo se ve en la Figura 30, donde al utilizarse módulos de 33 células y el convertidor trabajar a 24V, cuando los módulos FV se calientan disminuye el voltaje de circuito abierto y el punto de trabajo se sitúa muy a la derecha del punto de máxima potencia, donde la corriente entregada al convertidor es muy baja (por tanto hay un descenso de potencia). Este problema se solventaría bien modificando el valor de tensión de trabajo del convertidor o bien utilizando módulos con más células en serie.

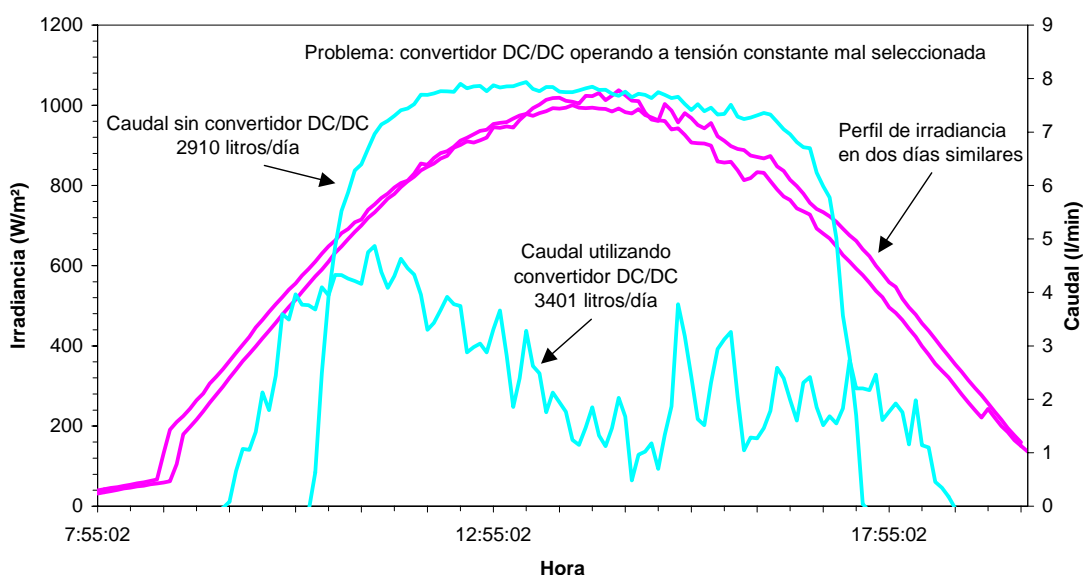


Figura 30. Ejemplo en el que la utilización de un convertidor DC/DC disminuye el caudal bombeado respecto del que se obtendría si no se utilizase.

6. Instalación.

La mayoría de los fallos en las instalaciones de bombeo provienen del inversor, controlador o de la bomba. La realización de una instalación, operación y mantenimiento adecuados reducirán estos problemas.

Algunas consideraciones importantes a tener en cuenta a la hora de realizar una instalación de bombeo fotovoltaico son:

- Respetar la normativa y reglamentos electrotécnicos aplicables a instalaciones eléctricas.
- Realizar un plan detallado de la instalación, asegurándose la disponibilidad de todos los materiales y herramientas. Como mínimo se han de seguir los siguientes pasos:
 - Verificación del pozo de agua (capacidad de producción)
 - Obra civil: cimientos, tuberías y depósito de almacenamiento
 - Montaje de los componentes mecánicos y eléctricos del sistema
 - Verificación de la operación del sistema
 - Entregar un manual de operación y mantenimiento al usuario del sistema, así como instruirle.
- Los niveles de agua pueden variar estacionalmente, y en algunos casos en un periodo de horas. El nivel de agua en zonas rocosas varía mucho durante el bombeo. La bomba debe estar sumergida en el agua. Si las variaciones del nivel del agua hacen que la bomba pueda trabajar en vacío es necesario tomar precauciones como la instalación de sondas de nivel en el pozo. También es necesario instalar una sonda de nivel en el depósito para evitar el desperdicio del agua.
- Proteger la entrada de la bomba de la posible entrada de suciedad o arena mediante filtros adecuados en cada caso. Tener en cuenta las posibles pérdidas de carga de estos filtros.
- Es necesario poner correctamente a tierra todo el equipo. Las bombas de agua atraen los rayos por la excelente tierra que proporcionan. Poner a tierra el marco del generador FV, todas las cajas de equipos. Las tuberías nunca deben ser utilizadas como tierra, ya que ésta puede ser interrumpida en operaciones de mantenimiento. Utilizar varistores para proteger los equipos contra sobrecargas inducidas por fenómenos atmosféricos.
- Evitar tuberías muy largas. Las pérdidas de carga pueden aumentar considerablemente la altura total de bombeo y por tanto el tamaño del generador FV.
- Utilizar tuberías de acero inoxidable o de PVC adecuadas para resistir una operación de al menos la vida útil del generador (>20 años) de diámetros adecuados para minimizar las pérdidas de carga. Evitar la formación de pares galvánicos que puedan corroer partes del sistema.
- Proteger los equipos electrónicos en cajas intemperie. El cableado de la instalación debe cumplir con la normativa eléctrica vigente, minimizando las caídas de tensión. Los cables utilizados para bombas sumergibles deben ser apropiados para tal fin.
- Proteger el pozo de la entrada de suciedad, sobre todo en instalaciones de bombeo de agua para uso potable.
- El generador puede ser una estructura fija o con seguimiento solar. Las estructuras fijas son más baratas y resistentes. Sin embargo los seguidores solares pueden incrementar en un 30%-40% el volumen bombeado durante el verano. La utilización de seguidores puede disminuir el tamaño del generador para bombear el mismo volumen de agua, pero añaden complejidad al sistema y necesitan mayor mantenimiento.
- La mayor parte de los fabricantes de sistemas de bombeo de agua para energía solar FV incluyen algún tipo de dispositivo de acoplo de impedancia para que el sistema opere cerca del punto de máxima potencia, acoplando las características eléctricas del motor y del generador. Además algunos tipos de bombas con elevado par de arranque, las bombas de desplazamiento positivo, necesitan un dispositivo para suministrar estos picos de corriente de arranque.
- En instalaciones de suministro de agua potable, prever la construcción de un sistema de saneamiento que evite la formación de agua estancada en el entorno del punto de distribución.
- Se debe utilizar un correcto cableado para conectar los elementos del sistema para minimizar las caídas de tensión, especialmente en los de baja tensión donde unas pequeñas caídas pueden

ocasionar pérdidas significativas. Los cables utilizados deben ser adecuados, p.e. resistentes al sol, sumergibles, etc... El cable para la sujeción de la bomba debe ser aislado para evitar fenómenos de corrosión.

- Mantener las medidas de seguridad adecuadas, como: puesta a tierra de los conductores, la estructura del generador y los equipos, montar los interruptores necesarios (entre el generador y el inversor), Colocar fusibles o interruptores en los conductores no puestos a tierra y utilizar cables con secciones adecuadas. Verificar las conexiones eléctricas que se realizarán en cajas adecuadas que permitan su inspección y revisión.
- En la instalación de bombas superficiales se ha de tener en cuenta la altura máxima de succión (<8m). Se dispondrá de una válvula de pie que mantenga siempre llena la tubería de aspiración en bombas no autocebantes. Es recomendable la instalación de una válvula antirretorno también en la tubería de impulsión a la salida de la bomba para evitar golpes de ariete que dañen la bomba.
- La instalación de bombas sumergibles es en general más difícil, requiriendo de grúas en bombas muy pesadas. Instalar la camisa de la bomba para mejorar la refrigeración del motor. La sujeción de la bomba ha de soportar el peso de la misma y de la tubería llena de agua. Se ha de disponer de un cable o cuerda de sujeción y otro adicional de seguridad. El peso ha de ser soportado por la sujeción y no por la tubería o los cables eléctricos. La bomba irá provista de una válvula antirretorno.

Operación y mantenimiento

Los sistemas de bombeo FV requieren muy poco mantenimiento aunque se ha de realizar un mantenimiento preventivo explicitado en el manual de operación y mantenimiento de la instalación. El sistema ha de arrancar y parar automáticamente en función de la demanda y la disponibilidad de radiación solar mediante las sondas de nivel en el pozo y en el depósito de acumulación.

7. Ejemplo de dimensionado

7.1. Método numérico

Consideremos un ejemplo práctico de dimensionado, en el que se aplican las nociones explicadas anteriormente.

Se trata de dimensionar una pequeña instalación de bombeo alimentado mediante energía solar fotovoltaica para cubrir las necesidades de una pequeña granja localizada en las cercanías de Madrid.

7.1.1. Necesidades de agua. Energía hidráulica

Se determina que las necesidades de agua y la altura manométrica necesarias en cada mes del año para abastecer las necesidades de la granja son las indicadas en la tabla 7.1, donde se calcula la energía hidráulica usando la ecuación (31). Se suponen unas pérdidas hidráulicas dinámicas del 10% de la altura estática.

Localidad : <i>Madrid</i>		Latitud : <i>40.45</i>			
Pérdidas dinámicas : <i>10%</i>		Longitud de tubería: <i>30 m</i>			
Mes	Vol. Necesario (m ³ /día)	Altura estática (m)	Altura dinámica (m)	Altura total (m)	Energía hidráulica (kWh/día)
Ene	8	9	0.9	9.9	0.216
Feb	8	9	0.9	9.9	0.216
Mar	8	9	0.9	9.9	0.216
Abr	8	9	0.9	9.9	0.216
May	18	9	0.9	9.9	0.486

Localidad : Madrid		Latitud : 40.45			
Pérdidas dinámicas : 10%		Longitud de tubería: 30 m			
Mes	Vol. Necesario (m ³ /día)	Altura estática (m)	Altura dinámica (m)	Altura total (m)	Energía hidráulica (kWh/día)
Jun	18	9	0.9	9.9	0.486
Jul	18	9	0.9	9.9	0.486
Ago	18	9	0.9	9.9	0.486
Sep	18	9	0.9	9.9	0.486
Oct	8	9	0.9	9.9	0.216
Nov	8	9	0.9	9.9	0.216
Dic	8	9	0.9	9.9	0.216

Tabla 7.1. Cálculo de la energía hidráulica para el ejemplo de dimensionado.

7.1.2. Radiación solar disponible, ángulo de inclinación y mes de dimensionado

El siguiente paso es el cálculo de la energía solar disponible, la orientación y el ángulo de inclinación óptimos del generador fotovoltaico. Tomando como base la serie de radiación medida para Madrid, se obtiene el año tipo (media diaria de todos los valores medidos) de radiación global sobre superficie horizontal. A continuación se estima la radiación global sobre superficie inclinada diferentes ángulos y se compara con la energía hidráulica necesaria de la tabla 7.1. Los cocientes entre la energía hidráulica y la radiación incidente se presentan en la tabla 7.2, obteniéndose que el ángulo de inclinación del generador fotovoltaico que optimiza el sistema es 30 grados y el mes de dimensionado es Septiembre.

Energía hidráulica / Radiación incidente										
Mes	Ángulo de inclinación del generador fotovoltaico									
	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90
Ene	.105	.092	.081	.074	.069	.066	.065	.066	.068	.073
Feb	.073	.066	.060	.055	.053	.052	.052	.054	.056	.061
Mar	.049	.046	.043	.041	.040	.040	.042	.044	.048	.053
Abr	.038	.038	.037	.037	.037	.039	.042	.046	.053	.063
May	.072	.073	.074	.076	.080	.087	.096	.113	.136	.178
Jun	.065	.065	.068	.071	.077	.085	.097	.117	.148	.209
Jul	.062	.063	.064	.067	.071	.078	.088	.105	.132	.182
Ago	.070	.070	.069	.070	.072	.077	.084	.095	.112	.139
Sep	.089	.086	.081	.078	.078	.080	.083	.090	.100	.115
Oct	.058	.053	.049	.045	.044	.043	.044	.045	.048	.053
Nov	.088	.077	.068	.061	.058	.055	.055	.055	.058	.061
Dic	.113	.096	.083	.074	.068	.065	.064	.064	.065	.069

Tabla 7.2. Cálculo del ángulo de inclinación y del mes de dimensionado para el ejemplo considerado. Los máximos de cada columna se presentan en negrita y el valor mínimo de éstos, en sombreado. El mes de dimensionado es Septiembre y el ángulo de inclinación 30 grados.

7.1.3. Dimensionado del generador fotovoltaico

Para obtener la potencia pico del generador se utiliza la ecuación (44) con E_h y G_{dm} las correspondientes al mes de dimensionado.

Considerando una altura manométrica de 10 metros se puede tomar como rendimiento pico del sistema el 60% y como rendimiento medio el 40%. Si se suponen $Fm = 0.9$, $\delta = 0.005$ y $T_c = 40$ °C, mediante la ecuación (44) se puede determinar la potencia pico del generador

$$P_p = \frac{0.486}{0.4} \frac{1000}{\left[0.9(1-0.005(40-25))\right] 6.195} = 235W_p \quad (50)$$

Localidad: <i>Madrid</i>	Latitud: 40.45
Inclinación del generador : 30 grados	
Mes de dimensionado : <i>Septiembre</i>	
Mes	Radiación (kWh/m ² /día)
Ene	2.937
Feb	3.849
Mar	5.275
Abr	5.885
May	6.388
Jun	6.814
Jul	7.305
Ago	6.958
Sep	6.195
Oct	4.748
Nov	3.517
Dic	2.920

Tabla 7.3. Radiación solar disponible para una inclinación del generador que optimiza la relación entre la demanda y la oferta de energía.

7.1.4. Dimensionado del motor

La potencia del motor ha de ser como mínimo igual a la potencia del generador, por lo que se puede elegir un motor cuya potencia sea igual a 235 W.

7.1.5. Dimensionado de la bomba

El caudal pico de la bomba será

$$Q = \frac{235 \times 0.6}{9.81 \times 9.9} = 1.5 [l/s] \quad (21)$$

donde se utiliza un rendimiento pico óptimo del subsistema motor-bomba del 60%.

7.1.6. Dimensionado de las tuberías

El diámetro de la tubería que cumple con las pérdidas de carga especificadas en la tabla 7.1, utilizadas para el cálculo de la energía hidráulica necesaria, pueden determinarse mediante las tablas del apartado 5.1.

En este caso para pérdidas del 10% iguales a 0.9 metros a caudal pico de 1.5 l/s (5.4 m³/h), el diámetro necesario es 40 mm para 30 metros de longitud (*total = real + equivalente de los accesorios*) de tubería, esto es, una pérdida de carga de 0.03 m por metro de tubería equivalente.

7.2. Método gráfico

Otra forma de abordar el problema es la utilización de los gráficos de la Figura 31, contruidos a partir de la ecuaciones anteriores, donde se ha supuesto $Fm = 0.9$, $T_c = 40$ °C y $\delta = 0.005$ °C.

En la Figura 31(a), el punto de partida es el eje OB, donde se presenta la energía hidráulica en kWh/día. Si se continúa la línea hasta que cruce a la que corresponde al rendimiento medio del subsistema motor bomba, y subimos, el eje OC da la energía eléctrica necesaria en kWh por día.

Los Watios pico necesarios de módulos fotovoltaicos se seleccionan en el eje OA teniendo en cuenta la radiación solar en el mes de dimensionado.

Un procedimiento análogo se sigue en la Figura 31(b), donde se parte del eje OB con la potencia pico instalada para obtener el caudal en l/s en el eje OA.

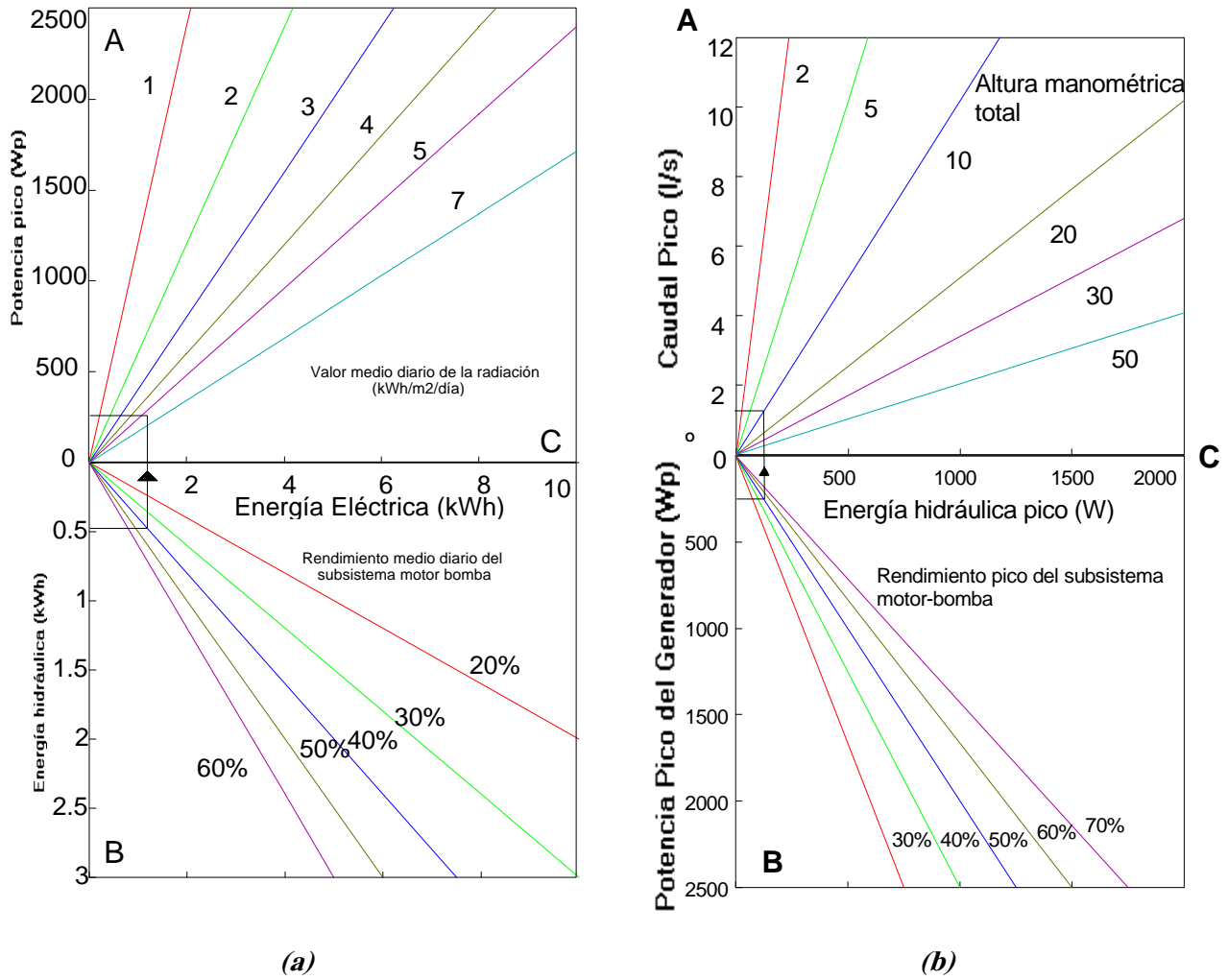


Figura 31. Diagrama para calcular el tamaño de generador necesario para cubrir una demanda concreta de energía hidráulica en el mes de dimensionado y para el dimensionado de la bomba.

No sería necesario calcular el volumen bombeado en los restantes 11 meses, ya que el proceso de dimensionado se ha realizado para satisfacer la demanda anual. A pesar de ello se puede realizar este sencillo cálculo que nos proporciona el excedente de agua mensual. Esto se puede hacer usando el monograma de la Figura 31 usado en sentido inverso, obteniendo la energía hidráulica de salida para cada valor medio de radiación mensual.

El volumen de agua se calcula mediante la expresión:

$$V \left(\frac{m^3}{día} \right) = \frac{3.6 \times 10^3 E_h (kWh / día)}{gh} \tag{51}$$

donde E_h se obtiene teniendo en cuenta el valor calculado para P_p , para cada valor medio mensual de la radiación, G_{dm} , esto es:

$$E_h = \frac{P_p \eta_{mb} F_m [1 - \delta (T_c - T_c^*)]}{G^*} G_{dm} \tag{52}$$

Localidad : <i>Madrid</i>	Latitud : <i>40.45</i>
---------------------------	------------------------

Inclinación : 30 grados			Mes dimensionado : Septiembre	
Mes	Energía solar (kWh/m ² /día)	Caudal necesario (m ³ /día)	Caudal bombeado (m ³ /día)	Excedente (m ³ /día)
Ene	2.937	8	8.5	0.5
Feb	3.849	8	11.3	3.3
Mar	5.275	8	15.3	7.3
Abr	5.885	8	17.1	9.1
May	6.388	18	18.6	0.6
Jun	6.814	18	19.8	1.8
Jul	7.305	18	21.2	3.2
Ago	6.958	18	20.2	2.2
Sep	6.195	18	18.0	0.0
Oct	4.748	8	13.8	5.8
Nov	3.517	8	10.2	2.2
Dic	2.920	8	8.5	0.5

Tabla 7.4. Caudal bombeado frente a la demanda para el ejemplo de dimensionado.

7.3. Elección de los componentes del sistema

Suponiendo que el tipo de aplicación se adapta bien a una bomba de tipo flotante se obtendría:

7.3.1. Elección de la bomba

En el mercado se encuentra una bomba fabricada por Total Energie denominada modelo TPF. Está compuesta por una bomba centrífuga multietapa con un motor de corriente continua, un flotador fabricado en PVC y una caja eléctrica de control. La potencia nominal del motor es de 250 W y puede alimentarse mediante 8 módulos fotovoltaicos a 24 V.

7.3.2. Elección del generador

Se puede tomar una configuración de 8 módulos modelo BPX 47-451, 2 en serie y 4 en paralelo. Cada módulo BPX 47-451 tiene las siguientes características en condiciones estándar de medida: $V_{oc}=21.24V$; $I_{sc}=3.0A$; $V_m=16.5V$; $I_m=2.73A$

El generador fotovoltaico tiene pues una potencia pico de 360 Wp, superior a los 250 W del motor. Mediante un primer ensayo en el Laboratorio se obtiene que el caudal bombeado por este sistema para una altura de 10 metros es de 19 m³/día para un día estándar de 6 kWh/m²/día de radiación. Otros datos característicos de funcionamiento se presentan en siguiente tabla.

Irradiancia W/m ²	Voltaje V	Corriente A	Altura m	Caudal m ³ /h	Rendimiento %
437	22.7	5.2	10	0.85	20
627	24.5	7.5	10	2.26	34
775	24.9	9.0	10	3.01	37
885	25.7	9.6	10	3.37	37

Tabla 7.5. Valores característicos de la bomba TPF, flotante, medidos para un día estándar de radiación solar.

Apéndice A: Factores de pérdida por fricción

Tabla A-1. Factores de pérdida por fricción en PVC rígido

Factores aproximados, en m/100m (porcentajes). Tubería PVC rígida y nueva.

TAMAÑO DE TUBERÍA

Caudal (l/s)	.5"	.75"	1"	1.25"	1.5"	2"	2.5"	3"	4"
.10	4.20	1	.25	.08					
.15	8.80	2.20	.53	.17	.07				
.20	15	3.70	.90	.28	.12				
.25	22	5.50	1.35	.44	.18				
.30	31	7.80	1.90	.60	.25				
.35	41	10	2.45	.80	.34				
.40	53	13	3.10	1	.43				
.45	66	16.30	4	1.25	.54	.13			
.50		19	4.80	1.50	.65	.16			
.55		23.50	5.60	1.80	.78	.19			
.60		27.50	6.60	2.10	.90	.22			
.65		32	7.80	1.40	1.04	.25			
.70		36	8.70	2.70	1.19	.28			
.75		41	9.90	3.10	1.32	.33	.10		
.80		45	11	3.50	1050	.37	.12		
.85		52	12.50	4	1.70	.41	.14		
.90		57	14	4.50	1.90	.45	.15		
.95		.63	15	4.90	2.10	.50	.17		
1			16.50	5.40	2.25	.55	.18	.08	
1.05			18	5.80	2.50	.60	.20	.09	
1.10			19.50	6.30	2.70	.67	.22	.10	
1.15			21.50	6.90	2.95	.71	.24	.10	
1.20			23	7.30	3.20	.78	.26	.11	
1.30			26.50	8.60	3.75	.90	.29	.13	
1.40			30	10	4.25	1	.34	.15	
1.50			35	11.20	4.90	1.15	.39	.17	
1.60			39	12.50	5.50	1.30	.43	.19	
1.70			44	14.20	6.05	1.45	.49	.21	
1.80			49	15.90	6.90	1.60	.54	.24	
1.90			55	17.40	7.50	1.80	.60	.26	
2			60	19	8	2	.66	.28	
2.20				22.50	9.70	2.35	.79	.34	
2.40				26.80	11.50	2.75	.90	.40	
2.60				31	13.30	3.20	1.05	.45	
2.80				35.10	15.20	3.70	1.20	.52	
3				40	17	4.20	1.36	.60	
3.20				45	19.30	4.70	1.52	.68	
3.40				50	21.90	5.25	1.70	.75	
3.60				56	24	5.80	1.90	.84	.20
3.80				62	26	6.30	2.10	.90	.22
4				69	29	7	2.30	1	.24
4.50					36	8.80	2.80	1.20	.30
5					44	10.50	3.50	1.50	.37
5.50					62	12.50	4.20	1.75	.44
6						14.70	4.90	2.10	.52
6.50						17	5.60	2.40	.60
7						19.50	6.50	2.80	.70

Tabla A-2. Factores de pérdida por fricción en acero galvanizado
Factores aproximados, en m/100 (porcentajes). Tubería nueva.

TAMAÑO DE TUBERÍA

Caudal (l/s)	.5"	.75"	1"	1.25"	1.5"	2"	2.5"	3"	4"
.10	5.90	1.58	.38	.12					
.15	12.25	3.40	.82	.26					
.20	21.45	5.65	1.40	.44	.19				
.25	31.65	8.50	2.10	.68	.28				
.30	44.91	11.90	2.90	.92	.40				
.35	58.20	15.80	3.80	1.20	.52				
.40	75.50	19.90	4.80	1.55	.67				
.45	91.90	25	6	1.93	.84				
.50		30	7.30	2.35	1	.25			
.55		36	8.70	2.75	1.20	.30			
.60		42	10.20	3.25	1.40	.35			
.65		48	11.90	3.80	1.63	.40			
.70		55	13.6	4.35	1.82	.46			
.75		63	15.40	4.90	2.15	.52	.17		
.80			17.40	5.55	2.40	.59	.19		
.85			19.40	6.15	2.65	.68	.21		
.90			21.80	6.90	2.90	.74	.23		
.95			24	7.50	3.25	.82	.28		
1			26.20	8.20	3.60	.80	.28	.12	
1.05			28.50	9	3.90	.97	.31	.13	
1.10			31	9.80	4.20	1.05	.34	.15	
1.15			34.60	10.60	4.80	1.15	.37	.16	
1.20			36	11.50	5	1.25	.39	.17	
1.30			42.50	13.30	5.70	1.45	.45	.20	
1.40			48	15.30	6.60	1.65	.52	.23	
1.50			55	17.50	7.65	1.90	.59	.26	
1.60			62	19.50	8.45	2.10	.67	.29	
1.70			69	22	9.50	2.35	.75	.33	
1.80				24.20	10.50	2.60	.82	.36	
1.90				24.50	11.70	2.85	.90	.40	
2				29.50	12.80	3.20	1	.44	
2.20				35	15.30	3.80	1.20	.52	
2.40				42	17.90	4.45	1.40	.61	
2.60				48.50	20.50	5.15	1.60	.71	.17
2.80				55	24	5.95	1.85	.82	.20
3				62.50	26.70	6.70	2.10	.92	.22
3.20					30	7.60	2.35	1.02	.25
3.40					34	8.40	2.65	1.15	.28
3.60					38	9.40	2.95	1.28	.32
3.80					41	10.30	3.25	1.42	.35
4					45	11.20	3.55	1.55	.38
4.50					56	14	4.45	1.95	.46
5						17	5.45	2.25	.56
5.50						20	6.50	2.80	.68
6						24	7.50	3.35	.80
6.50						28	8.85	3.90	.92
7						32	10	4.45	1.05

Apéndice B: Especificaciones de algunas bombas FV**Tabla B-1. Especificaciones de algunas bombas FV**

Fabricante	Modelo	Altura (m)	Potencia (W)	Motor	Bomba
AY MacDonald	211008DM	10-20	212-636	DC sin escobillas	Centrífuga superficie
	211009DP	20-25	424-636	DC sin escobillas	Centrífuga superficie
	211012DK	20-50	212-636	DC sin escobillas	Centrífuga superficie
	211020DJ	40-60	318-636	DC sin escobillas	Centrífuga superficie
Heliodinámica	Catasol	0-25	50-100	DC	Superficie doble pistón
Dankoff	Slowpump	0-135	50-500	DC	Superficie rotary vane
	Flowlight	50-500	100-300	DC	Superficie rotary vane
	Solarforce	70	100-450	DC	Superficie doble pistón
	Solaram	305		DC	Superficie Diafragma
Fluxinos	Solaflux	150	120-240	DC	Horiz. Piston sumergible
Grundfos	SA400	5-40	150-400	trifásica AC	Centrífuga sumergible
	SA1500	10-120	400-1800	trifásica AC	Centrífuga sumergible
Monopumps	Sunsub	0-80	300-600-1200	DC sin escobillas	Helicoidal sumergible
Shurflo	9325 Series	5-70	58-155	DC escobillas	Diafragma 3 cavidades.
	3700 Series		>800	AC 3 o 1 fases	Centrífuga sumergible
Solarjack	SDS-D-128	35	35-100	DC escobillas	Doble diafragma sumerg.
	SDS-D-228	70	35-100	DC escobillas	Doble diafragma sumerg.
	SDS-Q-128	30	35-100	DC escobillas	Cuad. diafragma sumerg.
	SCS series	0-140	150-1500	DC sin escobillas	Centrífuga sumergible
Watermax	WD	0-40	240	DC	Diafragma sumerg.
	BU	0-40	500	DC	Diafragma sumerg.
	OA	0-80	220	DC	Diafragma sumerg.
	WA	0-80	320	DC	Diafragma sumerg.
	OB	0-100	220	DC	Diafragma sumerg.
	WB	0-80	320	DC	Diafragma sumerg.
	WC	0-150	320	DC	Diafragma sumerg.

Grundfos con inversor SA400				
Modelo	Altura(m)	Caudal (m ³ /h)	Potencia(W)	Tensión de trabajo (V)
SP1A-6/45	10-25	1.0	180	45
SP1.5A-3/45	5-15	1.8	180	45
SP1A-6/60	15-30	1.0	240	60
SP2A-4/60	10-20	2.0	240	60
SP3A-2/60	5-15	4.0	240	60
SP1A-9/75	15-35	1.2	300	75
SP3A-3/75	10-20	3.6	300	75
SP3A-2/75	5-10	5.0	300	75
SP1A-9/90	20-40	1.3	360	90
SP2A-4/90	10-25	3.0	360	90
SP3A-2/90	5-13	5.5	360	90

Grundfos con inversor SA1500 (120V)			
Modelo	Altura (m)	Caudal (m ³ /h)	Potencia (W)
SP1.5A-21	80-120	1.40-2	800-1800
SP2A-15	50-120	1.5-3	800-1800
SP3A-10	30-70	3.5-5.5	800-1800
SP5A-7	2-50	3.5-5.5	800-1800
SP8A-5	2-28	5-10	800-1800
SP16-2	2-15	18-26	800-1800

8. Bibliografía

1. Alonso M. y Chenlo F.. *Evaluación de equipos de bombeo para aplicaciones agrícolas alimentados con energía*

- solar fotovoltaica*. Informe para la Junta de Andalucía (1994).
2. Alonso, M. and F. Chenlo. *Testing Results of PV Pumping Systems for Stand Alone Installations*. 12th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Amsterdam (1994).
 3. Guía para el Desarrollo de Proyectos de Bombeo de Agua con Energía Fotovoltaica, Volúmenes 1 y 2, Programa de Energía Renovable en México, FIRCO/UNAM/SWTDL/ Sandia National Laboratories, 2000.
 4. Hamouda C. and H.G. Wagemann, R. Hanitsch, H. Siekmann. *Simulation and Test of PV Pumping Systems Using Amorphous, Poly and Monocrystaline Silicon*. 12th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Amsterdam (1994).
 5. Mayer O, Bechteler W, and Bucher W. *Progress in the Adaptation of Displacement Pumps for PV Applications*. 12th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Amsterdam (1994).
 6. Chantant M. et Al. *Performance Comparison of a Direct Coupled Photovoltaic Floating Water Pump Connected to an a-Si Generator*. 12th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Amsterdam (1994).
 7. Alonso M. y Chenlo F. *Equipos de bombeo alimentados mediante energía solar fotovoltaica*. Plan de Actuación Fotovoltaica de OCIDE. Proyecto cofinanciado por la Compañía Sevillana de Electricidad (1992).
 8. Macagnan M.H. Caracterización de la radiación solar para aplicaciones fotovoltaicas en el caso de Madrid. Tesis Doctoral, Universidad Politécnica de Madrid, Instituto de Energía Solar, Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Telecomunicación (1993).
 9. Lorenzo E. Electricidad solar fotovoltaica. ETSI Telecomunicación, Servicio de publicaciones, Madrid (1991).
 10. Temps R.C. y Coulson K.L. Solar radiation incident upon slopes of different orientations. *Solar Energy* **19**, 179-184 (1977).
 11. Collares-Pereira M. y Rabl A., The Average Distribution of the Solar Radiation - Correlations between Diffuse and Hemispherical and between Daily and Hourly Insolation Values. *Solar Energy* **22**, 155-164 (1979)
 12. Liu B.Y.H. y Jordan R.C., The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation. *Solar Energy* **4**, 1-19 (1960).
 13. J.F. Orgill y K.G.T. Hollands, Correlation equation for hourly diffuse radiation on a horizontal surface, *Solar Energy* **19**, 357-359 (1977).
 14. Reindl D.T., Beckman W.A. y Duffie J.A., Diffuse fraction correlations, *Solar Energy* **45**, 1-7 (1990)
 15. Erbs D.G., Klein S.A. y Duffie J.A., Estimation of the diffuse radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation. *Solar Energy* **28**, 293-302 (1982).
 16. Orgill J.F. y Hollands K.G.T., Correlation equation for hourly diffuse radiation on a horizontal surface. *Solar Energy*, **19**, 357-359 (1977).
 17. Collares-Pereira M. y Rabl A., The average distribution of solar radiation -correlations between diffuse and hemispherical and between daily and hourly insolation values. *Solar Energy*, **22**, 155-164 (1979).
 18. Perez R., Seals R., Ineichen P., Stewart R. and Menicucci D., A new simplified version of the Perez diffuse irradiance model for tilted surfaces. *Solar Energy* **39**, 221-231 (1987).
 19. Liu B.Y.H. and Jordan R.C., The long term average performance of flat-plate solar energy collectors. *Solar Energy* **7**, 53-74 (1963).
 20. Aguiar, R. and Collares Pereira, M. Simple Procedure for the Generation of Sequences of Daily Radiation Values using Markov Transition Matrices. *Solar Energy* **40** 269-279 (1988).
 21. Status and experience of solar PV pumping in developing countries - 10th European Photovoltaic Solar Energy Conference - Lisbon (1991).
 22. R. Barlow, B. McNeils, A. Derrick. *Status and experience of solar PV pumping in developing countries* - ITPower Ltd.
 23. *Instalaciones de energía solar* - Curso CENSOLAR (1991).
 24. Lasnier F. and Lang T.G.. *Photovoltaic Engineering Handbook*, Asian Institute of Technology, Bangkok, Thailand 1990
 25. *Handbook on solar water pumping* - ITPower Ltd. & Partners - Febrero 1984
 26. *Water pumping: the solar alternative* - Sandia National Laboratories - Alburquerque, NM 1985
 27. *Guide for the drafting of a specification booklet for photovoltaic pumps* - TÜV RHEINLAND, Cologne -Enero 1988
 28. *Stand Alone Photovoltaic Systems. A Handbook of recommended design practices*. Sandia National Laboratories. March 1993.
 29. Wenham S., Freen M and Watt M, *Applied Photovoltaics*. National Library of Australia
 30. Almanza Salgado R y Muñoz Gutierrez F. Ingeniería de la Energía Solar. El Colegio Nacional, Primera Edición, México, 1994.
 31. Barlow R., McNelis B., Derrick A., Solar Pumping: An Introduction and Update on the Technology, Performance, Costs and Economics (Bombeo Solar: Introducción y Actualización de Tecnología, Desempeño y Costos). World Bank Intermediate Technology Publications. Artículo No 168, Washington, D.C., 1993.
 32. Bueche F. J., Introducción a la Física para Científicos e Ingenieros, Ed. Mc GRAW HILL, Tercera Edición, New York, 1980.
 33. Duffie J. A. y Beckman W. A. Solar Engineering of Thermal Processes (Ingeniería solar de procesos térmicos. WILEY INTERSCIENCE, Segunda Edición, New York, 1991.
 34. Foster, R. E., G. Cisneros, C. Hanley, "Mexican Renewable Energy Development: Creating New Markets," Sustainable Applications for Tropical Island States Conference 1999, Caribbean Solar Energy Society, San Juan, Puerto Rico, Agosto 25-27, 1999.
 35. Foster, R. E., Photovoltaic Market Development and Barriers in Mexico, Tesis de Maestría, Graduate School, New Mexico State University, Las Cruces, New Mexico, Diciembre, 1998, 206 p.

36. Lie Wium, Håkon. Bos, Bert. Cascading Style Sheets, Level 1. W3C Recommendation, Publicación en Internet <http://www.w3.org/pub/WWW/TR/REC-CSS1>, World Wide Web Consortium, Ginebra, Diciembre 1996.
37. Lynch, J. Patrick. Horton, Sarah. Web Style Guide. Yale University Press. New Haven y Londres, 1999.
38. Lorenzo E. Electricidad Solar: Ingeniería de los Sistemas Fotovoltaicos. Instituto de Energía Solar, Universidad Politécnica de Madrid. Ed. PROGENSA, Primera Edición, 1994.
39. Risser V. Stand-Alone Photovoltaics Systems: A Handbook Recommended Design Practices (Sistemas Fotovoltaicos Aislados: Manual de Prácticas Recomendadas en el Diseño), Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM, 1995.
40. Sandia National Laboratories, "The Renewable Energy Program in Mexico," Quarterly Highlights of Sandia's Photovoltaics Program, Volumen 4, 1998, Albuquerque, Nuevo Mexico, Abril, 1999.
41. Shepperd W., Lisa and Elizabeth Richards, Energía Solar Fotovoltaica para Proyectos de Desarrollo, Reporte SAND93-1642. Sandia National Laboratories, Albuquerque NM, 1993.
42. Thomas M. G. Water pumping: The Solar Alternative (Bombeo Solar: La Alternativa Solar), Reporte SAND87-0804. Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM, 1994.
43. Zubicaray V. Bombas: Teoría, Diseño y Aplicaciones, Ed. LIMUSA, Segunda Edición; México, 1996

9. Referencias

- [1] Barlow R., McNeils B. and Derrick A. (1991) Status and Experience of Solar PV Pumping in Developing Countries. In *Proc. 10th Europ. PV Solar Energy Conf.*, Lisbon, Portugal, pp. 1143-1146.
- [2] Photovoltaic Technology and Systems Design, Training Manual. Siemens Solar Industries (1996).
- [3] Photovoltaics in 2010, European Comisión, Directorate General for Energy
- [4] Kabore, F. (1992) PV Energy for a Sustained Economic and Social Development in the Sahel Region. The Regional Solar Programme. *11th. Europ. PV Solar Energy Conf.*, Montreaux, Switzerland, pp. 1600-1605.
- [5] Experimentation of PV Water Pumps in View of their Optimization. E.U. Final report CU EN3S-0166-D(AM)
- [6] Technical Brochure N° 152. Solar Pumping in India". CADDET IEA OECD
- [7] Renewable Energy World (2001) Vol 4 No 3. pp.16-18. Over 150 Philippines Villages to Receive Electricity for the First Time.
- [8] Comunicación privada con Isofotón, S.A.
- [9] PV News, Vol 20 N° 2 (February 2001)
- [10] Photovoltaics in 2010, European Comisión, Directorate General for Energy
- [11] Solar pumping. World Bank Technical paper #168
- [12] E. Lorenzo (1997). "Photovoltaic Rural Electrification. Progress in Photovoltaics: Research and Applications. Vol 5. 3-27.
- [13] Comunicación privada con SOLENER, S.A. (<http://www.solener.com>)
- [14] M.A. Green, "Solar cells, Operating Principles Technology, and System Applications". Prentice-Hall (1982)
- [15] A. Luque. "Solar Cells and Optics for Photovoltaic Concentration" Adam Hilger (1989)
- [16] M. Alonso Abella, F. Chenlo, J. Blanco. A detailed procedure for performance prediction of PV pumping systems. *Proc. 16th European Photovoltaic Solar Energy Conference* – Glasgow May, 2000.
- [17] M. Alonso-Abella, F. Chenlo, J. Blanco, D. Manso. Use of standard frequency converters in PV pumping systems. *Proc. 2nd World Conference and Exhibition on Photovoltaic Solar Energy Conversion*. Wien, Austria (1998).
- [18] Pérez Franco, D., De los Santos, J., Díaz Goano, C.: Manual para la interpretación de los ensayos de bombeo y programas de cálculo.